

TEXTE

28/2021

Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen

Stand und Perspektiven 2021

Fabian Sandau, Stephan Timme, Corinna Baumgarten, Rolf Beckers, Dr. Wolfgang Bretschneider, Sebastian Briem, Jörg Frauenstein, Claudia Gibis, Patrick Gniffke, Sabine Grimm, Caren Herbstritt, Kristina Juhrich, Andreas Kahrl, Jan Kosmol, Gunter Kuhs, Dr. Marcel Langner, Dmitri Lewandrowski, Benjamin Lünenbürger, Dr. Volker Mohaupt, David Pfeiffer, Dr. Dietrich Plaß, Sebastian Plickert, Dr. Jörg Rechenberg, Dr. Daniel Reißmann, Wolfgang Straff, Jan Weiß, Dirk Wintermeyer

Herausgeber:
Umweltbundesamt

TEXTE 28/2021

Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen

Stand und Perspektiven 2021

von

Fabian Sandau, Stephan Timme, Corinna Baumgarten, Rolf Beckers,
Dr. Wolfgang Bretschneider, Sebastian Briem, Jörg Frauenstein, Claudia Gibis,
Patrick Gniffke, Sabine Grimm, Caren Herbstritt, Kristina Juhrich, Andreas Kahrl,
Jan Kosmol, Gunter Kuhs, Dr. Marcel Langner, Dmitri Lewandrowski,
Benjamin Lünenbürger, Dr. Volker Mohaupt, David Pfeiffer, Dr. Dietrich Plaß,
Sebastian Plickert, Dr. Jörg Rechenberg, Dr. Daniel Reißmann, Wolfgang Straff,
Jan Weiß und Dirk Wintermeyer

Umweltbundesamt, Dessau

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Abschlussdatum:

Januar 2021

Redaktion:

Fachgebiet V 1.5 Energieversorgung und -daten, Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe
Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)
Fabian Sandau, Stephan Timme

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Februar 2021

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	10
Zusammenfassung.....	11
Summary	13
1 Einleitung.....	15
1.1 Kohlenutzung in Deutschland	15
1.2 Kohlennutzung in Europa und weltweit	17
2 Ressourcen, Reserven und Förderung von Braun- und Steinkohlen.....	20
2.1 Definition der Kohlenarten	20
2.2 Ressourcen und Reserven	21
2.3 Kohleförderung und -importe.....	23
3 Verwendung von Braun- und Steinkohlen	30
3.1 Primärenergieverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch.....	30
3.2 Verwendungszweck von Braun- und Steinkohlen	31
3.3 Stromerzeugung.....	33
3.4 Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen	36
3.5 Stahlindustrie	37
4 Braun- und Steinkohlenkraftwerke	39
4.1 Anzahl und Leistung der deutschen Kohlenkraftwerke	39
4.2 Regionale Verteilung.....	39
4.3 Betreiber und Marktanteil	41
4.4 Altersstruktur	41
4.5 Auslastung der Kraftwerke.....	42
4.6 Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten und Kraftwerke außerhalb des Strommarktes.....	44
4.7 Stilllegung von Kraftwerken im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes	46
5 Ökonomische Aspekte.....	49
5.1 Bezugskosten für Braun- und Steinkohlen.....	49
5.2 Preise für Emissionsberechtigungen.....	50
5.3 Kosten der Stromerzeugung (Stromgestehungskosten).....	52
5.4 Emissionsbedingte Umweltkosten.....	53

5.5	Subventionen	54
5.5.1	Steinkohlensubventionen	54
5.5.2	Braunkohlensubventionen und -vergünstigungen	56
5.5.3	Entschädigung für die Stilllegung von Kohlenkraftwerken	58
5.6	Beschäftigte	59
6	Umweltaspekte	61
6.1	Emissionen in die Luft	61
6.1.1	Kohlendioxid-Emissionen aus der energetischen Nutzung von Braun- und Steinkohlen	61
6.1.2	Kohlendioxid-Emissionen aus der Eisen- und Stahl-Herstellung	66
6.1.3	Methan-Emissionen	67
6.1.4	Emissionen weiterer Schadstoffe	68
6.1.5	Quecksilber als Beispiel für ausgestoßene Schadstoffmengen gemäß dem Nationalem Schadstoffregister	70
6.2	Auswirkungen auf Gewässer.....	72
6.2.1	Auswirkungen durch den Kohlenabbau.....	72
6.2.2	Auswirkungen durch die Kohlenverbrennung	73
6.2.3	Auswirkungen durch die Kraftwerkskühlung mit Wasser.....	73
6.2.4	Auswirkungen durch Grundwasser-Absenkungen bei Braunkohle-Tagebauen	76
6.2.5	Versauerung des Grundwassers und Auswirkungen	78
6.3	Flächeninanspruchnahme durch Abbau von Braunkohlen.....	79
6.4	Gesundheitliche Auswirkungen der Emissionen von Kohlenkraftwerken	80
6.4.1	Feinstaub.....	81
6.4.2	Schwermetalle	82
7	Ausblick	84
8	Quellenverzeichnis	86
A	Anhang	94
A.1	Braunkohle: Übersicht Kraftwerke am Strommarkt	94
A.2	Steinkohle: Übersicht Kraftwerke am Strommarkt.....	100

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kohleausstiegspläne europäischer Länder	18
Abbildung 2:	Kohlenarten laut BGR-Klassifikation im Vergleich zu Klassifikationen der UNECE und der USA (vereinfachte Darstellung).....	20
Abbildung 3:	Braunkohlen: Förderung von Braunkohlen in Deutschland	24
Abbildung 4:	Steinkohlen: Förderung in Deutschland	28
Abbildung 5:	Steinkohlen: Einfuhr nach Herkunftsländern	28
Abbildung 6:	Steinkohlenkoks: Einfuhr nach Herkunftsländern.....	29
Abbildung 7:	Braun- und Steinkohlen: Anteil am Primärenergieverbrauch	31
Abbildung 8:	Braunkohlen: Inländische Verwendung	32
Abbildung 9:	Steinkohlen: Inländische Verwendung.....	33
Abbildung 10:	Durchschnittlicher Brutto-Wirkungsgrad fossiler Kraftwerke	35
Abbildung 11:	Braun- und Steinkohlen: Anteil an der Bruttostromerzeugung	36
Abbildung 12:	Braun- und Steinkohlen: Anteil an der KWK-Nettowärmeerzeugung.....	37
Abbildung 13:	Karte Braun- und Steinkohlenkraftwerke in Deutschland.....	40
Abbildung 14:	Braun- und Steinkohlen: Altersstruktur des Kraftwerksparks / Zeitraum der Inbetriebnahme ¹	42
Abbildung 15:	Braun- und Steinkohlen: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten entsprechend dem Kohleausstiegsgesetz	46
Abbildung 16:	Steinkohlen: Entwicklung der Preise auf wichtigen Steinkohlenmärkten.....	50
Abbildung 17:	Preis für CO ₂ -Emissionsberechtigungen (EUA)	52
Abbildung 18:	Steinkohlen: Finanzhilfen für den Steinkohlenbergbau	55
Abbildung 19:	Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in Braunkohlenwirtschaft und Steinkohlenbergbau	59
Abbildung 20:	Braunkohlen: CO ₂ -Emissionen aus energiebedingter Nutzung (2018)	62
Abbildung 21:	Braunkohlen: CO ₂ -Emissionen aus energiebedingter Nutzung (1990 bis 2018)	63
Abbildung 22:	Steinkohlen: CO ₂ -Emissionen aus energiebedingter Nutzung (2018)	64
Abbildung 23:	Steinkohlen: CO ₂ -Emissionen aus energiebedingter Nutzung (1990 bis 2018).....	65
Abbildung 24:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung und spezifische CO ₂ -Emissionen des deutschen Strommix.....	66
Abbildung 25:	Braun- und Steinkohlen: Emission von Luftschadstoffen aus Stromerzeugung und Anteil an Emissionen aus Stromerzeugung gesamt (2018)	69
Abbildung 26:	Braun- und Steinkohlen: Emission von Luftschadstoffen aus Strom- und Wärmeerzeugung und Anteil an Gesamtemissionen (2018)	70

Abbildung 27:	Wasseraufkommen für die Energieversorgung.....	75
Abbildung 28:	Abwassereinleitungen aus Kühlsystemen nichtöffentlicher Betriebe in deutsche Flüsse	76
Abbildung 29:	Braunkohlen: Flächenverbrauch durch inländische Entnahme im Tagebau.....	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Weltweite und nationale Reserven und Ressourcen (2018)	21
Tabelle 2:	Braunkohlen: Weltweite Reserven (2018)	22
Tabelle 3:	Steinkohlen: Weltweite Reserven (2018).....	23
Tabelle 4:	Braunkohlen: Reserven, Ressourcen (2018) und Förderung (2019)	25
Tabelle 5:	Steinkohlen: größte Förderländer	25
Tabelle 6:	Steinkohlen: größte Exportländer	26
Tabelle 7:	Steinkohlen: größte Importländer (2018)	27
Tabelle 8:	Braunkohlen: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung durch Kohlenkraftwerke	34
Tabelle 9:	Steinkohlen: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung durch Kohlenkraftwerke	34
Tabelle 10:	Braun- und Steinkohlen: Anzahl der Kraftwerksblöcke (größer 1 MW _{elektrisch})	39
Tabelle 11:	Braun- und Steinkohlen: Elektrische Bruttoleistung der Kraftwerke nach Betreiber und Marktanteil.....	41
Tabelle 12:	Braunkohlen: Leistung, Stromerzeugung und Volllaststunden deutscher Kraftwerke	43
Tabelle 13:	Steinkohlen: Leistung, Stromerzeugung und Volllaststunden deutscher Kraftwerke	44
Tabelle 14:	Braun- und Steinkohlen: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	45
Tabelle 15:	Braunkohlen: Kraftwerksblöcke in Sicherheitsbereitschaft	45
Tabelle 16:	Braunkohlen: Stilllegungszeitpunkte von Kraftwerksblöcken gemäß KvbG.....	47
Tabelle 17:	Braunkohlen: Verzicht auf Förderabgabe für Bodenschätze und Wasserentnahmeentgelte	56
Tabelle 18:	Braunkohlen: Finanzierungsgrundlagen der Braunkohlesanierung in Ostdeutschland.....	58
Tabelle 19:	Braunkohlen: Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für die deutschen Braunkohlenreviere 2018.....	63
Tabelle 20:	Steinkohlen: Emissionsfaktoren für wichtige Steinkohlen-Produkte 2018.....	65

Tabelle 21:	Braun- und Steinkohlen: Schadstoff-Freisetzen in Luft beispielhafter Kraftwerke für das Berichtsjahr 2018.....	72
Tabelle 22:	Braunkohlen: Bestehende Kraftwerke	94
Tabelle 23:	Steinkohlen: Bestehende Kraftwerke.....	100

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BoA	Braunkohleblock mit optimierter Anlagentechnik
CO₂	Kohlenstoffdioxid
DEBRIV	Bundesverband Braunkohle
DERA	Deutsche Rohstoffagentur
EU	Europäische Union
EUA	European Emission Allowance
Gt	Gigatonnen
GW	Gigawatt
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	Internationale Energieagentur
LEAG	Lausitz Energie Kraftwerke AG
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
PRTR	Pollutant Release and Transfer Register (Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister)
t	Tonne
TWh	Terawattstunden
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe (Wirtschaftskommission für Europa der Vereinten Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen)
VA	Verwaltungsabkommen
WHO	World Health Organization (Weltgesundheitsorganisation)
WRRL	Wasserrahmenrichtlinie

Zusammenfassung

Am 03. Juli 2020 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ verabschiedet. Damit ist nun gesetzlich festgelegt, dass spätestens im Jahr 2038 die letzten Kraftwerke in Deutschland Kohle verfeuern dürfen. So wird die Zeit eines Energieträgers enden, der die wirtschaftliche und auch die soziale Struktur in Deutschland sehr wesentlich geprägt hat. Einen Überblick über die Kohlennutzung in Deutschland und Europa gibt Kapitel 1 „Einleitung“.

Um den gesellschaftlichen Diskussionsprozess rund um die Nutzung der Kohle zu begleiten, hat das Umweltbundesamt in den Jahren 2014, 2015 und 2017 die Hintergrundpapiere „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen“ herausgegeben. In diesen Veröffentlichungen wurden unter anderem die großen wirtschaftlichen und ökologischen Effekte dargestellt, die mit der Nutzung von Kohle einhergehen. Mit dem vorliegenden aktualisierten Hintergrundpapier sollen diese Informationen auf einen aktuellen Stand gebracht und in die sich in letzter Zeit stark ändernden politischen und ökonomischen Randbedingungen eingeordnet werden.

Deutschland war 2018 mit über 166,3 Millionen Tonnen der weltweit größte Förderer von Braunkohlen, welche fast vollständig inländisch verbraucht wurde. Gleichzeitig lief 2018 die jahrzehntelange Förderung von Steinkohlen in Deutschland aus, so dass 2019 der Steinkohlenbedarf mit 40,4 Millionen Tonnen vollumfänglich importiert wurde. In Kapitel 2 „Ressourcen, Reserven und Förderung von Braun- und Steinkohlen“ finden sich detaillierte Informationen zur Förderung und zu den Reserven von Braun- und Steinkohlen.

Der Primärenergiebedarf im Jahr 2018 betrug 1.481 Petajoule an Braunkohle und 1.428 Petajoule an Steinkohle und damit zusammen etwa 22 % des gesamten Primärenergiebedarfs Deutschlands. Für die Jahre 2019 und 2020 zeichnet sich nach vorläufigen Daten ein deutlicher Rückgang der Kohlenutzung ab. Braunkohle wird in Deutschland fast vollständig in der Energiewirtschaft eingesetzt. Bei Steinkohle kommt es zusätzlich zu einer Verwendung in Industrieanwendungen, insbesondere in der Stahlindustrie. Braun- und Steinkohlenkraftwerke trugen im Jahr 2018 insgesamt 35,4 % (22,5 % bzw. 12,9 %) zur deutschen Bruttostromerzeugung bei. Die Verwendung von Braun- und Steinkohlen wird in Kapitel 3 „Verwendung von Braun- und Steinkohlen“ thematisiert.

In Deutschland waren Mitte 2020 Braun- und Steinkohlenkraftwerke mit einer Leistung von knapp 20 bzw. 23,5 Gigawatt in Betrieb, wobei sich ein Teil davon außerhalb des Strommarktes befindet, etwa in der Sicherheitsbereitschaft. Im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes ist allerdings ein Verbot der Kohleverfeuerung bis spätestens 2038 festgelegt. Informationen zum Kraftwerkspark und zum geplanten Kohleausstieg sind in Kapitel 4 „Braun- und Steinkohlenkraftwerke“ dargestellt.

Die Kohlestromerzeugung steht auch wirtschaftlich unter Druck. Neben dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien sorgen auch steigende Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen und das Preisverhältnis gegenüber dem Preis für Erdgas für sinkende Einsatzzeiten und damit eine reduzierte Rentabilität von Kohlenkraftwerken. Auf dieses Thema wird in Kapitel 5 „Ökonomische Aspekte“ eingegangen. Weiterhin werden dort die noch immer hohen Subventionen und Folgekosten der Kohlenutzung beleuchtet.

Der Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung wurde vor allem aus der Erkenntnis heraus beschlossen, dass Umwelt- und Klimaeffekte und entsprechende Kosten in der Kohlestromerzeugung nicht berücksichtigt wurden und damit Fehlentwicklungen verbunden waren. Neben der Klimawirkung und der Emission weiterer Schadstoffe in die Luft werden in Kapitel 6

„Umweltaspekte“ auch Emissionen in das Wasser, die Auswirkungen auf Gewässer und den Boden dargestellt.

Im Anhang finden sich Listen der im November 2020 in Betrieb befindlichen deutschen Braun- und Steinkohlenkraftwerke basierend auf der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes.

Der Fokus des Berichts liegt auf einer datenbasierten Zusammenstellung der Informationen über Braun- und Steinkohlen, wie sie dem Umweltbundesamt vorliegen. Es stehen Daten im Vordergrund, die das Umweltbundesamt für die wissenschaftliche Politikberatung und Berichtspflichten bereithält. Der Bericht stützt sich, wo immer möglich, auf öffentlich verfügbare Daten amtlicher Quellen, ergänzt um wissenschaftliche Studien und Verbandsdaten.

Summary

On July 03, 2020, the German Bundestag passed the “Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ (Act to Reduce and End Coal-fired Power Generation). The law determines, that the last power plants in Germany will be allowed to burn coal by 2038 at the latest. This will mark the end of an energy source that has played a major role in shaping the economic and social structure of Germany. An overview of coal use in Germany and Europe is provided in Chapter 1, "Introduction".

In order to accompany the social discussion process around the use of coal, the Federal Environment Agency published the background papers "Facts and Figures on Lignite and Hard Coal" in 2014, 2015 and 2017. These publications presented, among other things, the major economic and environmental effects associated with the use of coal. The aim of this updated background paper is to bring this information up to date and to place it in the context of the recently changing political and economic conditions.

In 2018, Germany was the world's largest producer of lignite, with over 166.3 million tons, which was almost entirely consumed domestically. At the same time, decades of hard coal production in Germany came to an end in 2018, so that in 2019 the demand for hard coal was fully imported at 40.4 million tons. Chapter 2, "Resources, Reserves, and Production of Lignite and Hard Coal," provides detailed information on the production and reserves of lignite and hard coal.

Primary energy demand in 2018 was 1,481 petajoules of lignite and 1,428 petajoules of hard coal, together accounting for about 22% of Germany's total primary energy demand. For 2019 and 2020, preliminary data indicate a significant decline in coal use. In Germany, lignite is used almost entirely in the energy sector, while hard coal is also used in industrial applications, particularly in the steel industry. Lignite and hard coal power plants contributed a total of 35.4 % (22.5 % and 12.9 % respectively) to Germany's gross electricity generation in 2018. The use of lignite and hard coal is addressed in Chapter 3 "Use of lignite and hard coal".

In mid-2020, lignite and hard coal-fired power plants with a capacity of just under 20 and 23.5 gigawatts, respectively, were in operation in Germany. Some of these plants were located outside the electricity market, for example in security standby. However, the coal phase-out law stipulates a ban on coal-fired power plants by 2038 at the latest. Information on the power plant portfolio and the planned coal phase-out is presented in Chapter 4 "Lignite and hard coal-fired power plants".

Coal-fired power generation is also under economic pressure. In addition to the increasing share of renewable energies, rising prices for CO₂ emission allowances and the price ratio compared to natural gas prices result in decreasing operating times and thus reduced profitability of coal-fired power plants. This topic is discussed in Chapter 5, "Economic Aspects". Furthermore, the still high subsidies and follow-up costs of coal utilization are examined there.

The decision to phase out coal-fired power generation was based primarily on the realization that environmental and climate effects and corresponding costs had not been taken into account for coal-fired power generation. In addition to climate effects and the emission of other pollutants into the air, Chapter 6 "Environmental aspects" also describes emissions into water, as well as the effects on water bodies and soil.

The appendix contains lists of German lignite and hard coal-fired power plants in operation in November 2020 based on the power plant database of the German Environment Agency.

The report focuses on a data-based compilation of information on lignite and hard coal as available to the German Environment Agency. The focus is on data that the German Environment Agency holds for scientific policy advice and reporting requirements. Wherever possible, the report is based on publicly available data from official sources, supplemented by scientific studies and data from industry-specific associations.

1 Einleitung

1.1 Kohlenutzung in Deutschland

Am 3. Juli 2020 hat der Deutsche Bundestag das „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ verabschiedet, auch „Kohleausstiegsgesetz“ genannt. Damit ist nun gesetzlich festgelegt, dass spätestens im Jahr 2038 die letzten Kohlenkraftwerke in Deutschland keine Kohle mehr verfeuern dürfen. So wird die Zeit eines Energieträgers ablaufen, der die wirtschaftliche und damit auch die soziale Struktur seit dem 19. Jahrhundert in Deutschland sehr wesentlich geprägt hat.

Dem Kohleausstiegsgesetz gingen lange Diskussionen in der deutschen Wirtschaft und Zivilgesellschaft voraus. Am 6. Juni 2018 wurde von der Bundesregierung die „Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eingesetzt („Kohlekommission“). Ihre Aufgabe war es, in einem breiten Diskussions- und Beteiligungsprozess Empfehlungen zu erarbeiten, auf welchem Weg Deutschland in absehbarer Zeit aus der energetischen Nutzung der Kohle aussteigen kann. Dabei sollten konkrete Vorschläge für eine in die Zukunft gerichtete, nachhaltige Strukturentwicklung und damit für zukunftssichere Arbeitsplätze in den vom Strukturwandel betroffenen Braunkohleregionen erarbeitet werden.

Die Kommission legte Anfang 2019 ihren Abschlussbericht vor. Mit dem Kohleausstiegsgesetz setzt der Bund wesentliche Teile der Empfehlungen der Kommission um. Dennoch besteht weiterhin ein hoher Diskussion- und Entscheidungsbedarf, um die weitere Ausgestaltung des Kohleausstiegs zu konkretisieren.

Um den gesellschaftlichen Diskussionsprozess zu begleiten, setzt das Umweltbundesamt mit dieser aktualisierten Veröffentlichung seine Veröffentlichungsreihe „Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen“ nach den Veröffentlichungen 2014, 2015 und 2017 fort. In diesen Hintergrundpapieren wurden unter anderem die großen wirtschaftlichen und ökologischen Effekte dargestellt, die mit der Nutzung von Kohle einhergehen.

Mit der Verabschiedung des Kohleausstiegsgesetzes ist der breite Diskussionsprozess zwar zu einem vorläufigen Abschluss gebracht worden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich das Ringen um den richtigen Weg in der Kohlenpolitik auf unterschiedlichen Ebenen fortsetzen wird. So sind im Gesetz vier Zeitpunkte festgelegt, an denen der eingeschlagene Weg noch einmal überprüft werden soll (2022, 2026, 2029 und 2032).

Insgesamt wurden die Ergebnisse der Verhandlungen zum Kohleausstieg von verschiedenen Seiten kontrovers aufgenommen: Einerseits wird der Plan als ungenügend bezeichnet, um die Klimaziele des Pariser Abkommens zu erreichen. Andererseits wird die unterschiedliche Behandlung der Betreiber von Braun- und Steinkohlenkraftwerken kritisiert.

Entwicklung der Kohlenwirtschaft in Deutschland

Bis zu den aktuellen Diskussionen über den Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohlen hat dieser Rohstoff in Deutschland viele Jahrzehnte lang eine treibende Rolle gespielt. Braun- und Steinkohlen wurden in Deutschland mindestens seit dem Mittelalter verwendet. Wurde in früheren Zeiten noch an der Erdoberfläche geschürft, konnte später fortgeschrittene Bergtechnik eingesetzt werden, um den Energieträger zutage zu fördern. Erst großtechnische Förder- und Produktionsverfahren ermöglichten die Industrialisierung Anfang des 19. Jahrhunderts. Zur Herstellung von Stahl wurde Steinkohle benötigt, die im Ruhrgebiet und an der Saar in ausreichender Menge gefördert werden konnte. Braunkohle setzte sich als Energieträger zum Heizen

durch und war der wichtigste Energieträger zur Erzeugung von Elektrizität. Im Zweiten Weltkrieg wurde verflüssigte Braunkohle zudem auch als Treibstoff eingesetzt.

Auch nach dem zweiten Weltkrieg war Kohle zunächst mit Abstand wichtigster Energieträger – bis in den 1950er Jahren der Aufstieg des Erdöls und des Erdgases begann. Damit ging der Verbrauch von Braun- und Steinkohlen in privaten Haushalten vor allem in der Bundesrepublik stark zurück. Gleichzeitig stieg der wirtschaftliche Druck bei der Steinkohlenförderung durch günstige Importsteinkohlen. Dies führte zu hohen Subventionierungen der Steinkohlenförderung und letztlich zum Auslaufen der Förderung im Jahr 2018.

Braunkohle wird in Deutschland in Tagebau-Bergwerken verhältnismäßig preiswert gefördert und stellte vor allem in der DDR eine wichtige Rohstoffquelle zur Stromerzeugung, aber auch zur industriellen und privaten Wärmeerzeugung dar. Direkt nach der Wiedervereinigung ging die Nutzung von Braunkohlen in den neuen Bundesländern deutlich zurück, bildete aber weiterhin eine wichtige Säule der Stromerzeugung. Seitdem wurde Braunkohle in Ost- und Westdeutschland auf relativ konstantem Niveau zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt.

Die Klima- und Umweltwirkungen der Kohle sind so beträchtlich, dass die Bundesregierung beschlossen hat, in den nächsten 18 Jahren aus der Nutzung der Kohle in Kraftwerken auszusteigen. Auch durch die politisch bindenden Klimaziele sowie den daraus resultierenden CO₂-Preisen steigt der ökonomische Druck auf die Erzeugung von Strom aus Kohlen. Auf die ökonomischen Rahmenbedingungen der Kohlenutzung in Deutschland wird in Kapitel 5 eingegangen.

Kritik an den Umweltwirkungen der Kohle

Fragen nach den Umweltauswirkungen der Kohlewirtschaft begann die Zivilgesellschaft in den 1970er Jahren zu stellen. Die Ölkrise zeigte die Abhängigkeit der Volkswirtschaften von Energie und Energieträgern auf. „Die Grenzen des Wachstums“ – so der Titel einer wichtigen Studie des „Club of Rome“ aus dem Jahr 1972 – wurden zunehmend diskutiert. Proteste regten sich in der aufkommenden Umwelt-Bewegung der 1980er Jahre. Die Rolle der Kohle und ihrer Rauchgase als Verursacher des Waldsterbens wurden thematisiert. Umsiedlungen im Zuge der Erweiterungen von Tagebauen wurden immer weniger akzeptiert.

Der gesellschaftliche Druck führte zu deutlichen immissionsschutzrechtlichen Verschärfungen seit Beginn der 1980er Jahre. In der Folge wurden durch technischen Fortschritt und Nachrüstung von Anlagen zur Abgasreinigung an bestehenden Kraftwerken erhebliche Minderungen der Emissionen von Staub und darin enthaltenen Schwermetallen, Schwefel- und Stickstoffoxiden erzielt. Diese Maßnahmen bewirkten im Rahmen von Mitnahmeeffekten auch eine teilweise Senkung der Quecksilberemissionen, trugen aber nicht zur Minderung der CO₂-Emissionen bei. Auch die Eingriffe in die Landschaft und Wasserhaushalte durch den Kohlenbergbau bleiben weiter große Probleme.

Insgesamt verursacht die Nutzung von Kohlen weiterhin beträchtliche Umweltwirkungen und damit verbundene externalisierte Kosten.

Debatte um den Kohleausstieg und Kohleausstiegs-Kommission

Zunehmend wurde die Bedeutung des Klimawandels verstanden und handlungsleitend für die Politik. Deutschland setzte sich im Zuge der Verabschiedung des „Kyoto-Protokolls“ 1995 vergleichsweise hohe Ziele zur Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen. Diese Ziele wurden im weiteren Verlauf durch europäische und nationale Klimaschutzziele weiter konkretisiert. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Emissionen durch die Wiedervereinigung und der

sich anschließenden weitgehenden Deindustrialisierung Ostdeutschlands gegenüber dem Bezugsjahr 1990 bereits deutlich gesunken waren.

In den 2010er Jahren begann in großen Teilen der Gesellschaft ein Diskussionsprozess um einen „Kohleausstieg“ Deutschlands, also dem Ende der energetischen Nutzung von Kohle. Hintergrund ist, dass mit einem Anteil von circa 32 % in 2018 ein wesentlicher Teil der deutschen Emissionen von Treibhausgasen durch die Verbrennung von Braun- und Steinkohlen verursacht wird. Hinzu kommt: Durch den relativ hohen Anteil der Kohle an der Stromerzeugung wird in Deutschland pro erzeugter Kilowattstunde weitaus mehr CO₂ freigesetzt als in vielen anderen Industrieländern. Zwar stehen weltweit und auch in Deutschland riesige Kohle-Lagerstätten zur Verfügung. Doch es ist klar, dass die Nutzung dieser Lagerstätten unvereinbar mit dem Ziel der Klimaschutzpolitik ist, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf höchstens 2 Grad Celsius zu begrenzen.

Umweltorganisationen und Umweltpolitiker drängen daher seit einigen Jahren darauf, die Nutzung von Kohle zeitnah zu begrenzen oder ganz einzustellen. Im „Klimaschutzplan 2050“ beschloss die Bundesregierung das Vorhaben, eine Kohleausstiegs-Kommission einzuberufen.¹ Wie zu Beginn dieses Kapitels bereits ausgeführt, ging es dann ziemlich schnell: Die Kommission nahm Mitte 2018 ihre Arbeit auf, Mitte 2020 wurde der von ihr ausgearbeitete Fahrplan zum Ausstieg aus der Energiegewinnung aus Kohle vom Bundestag beschlossen.

1.2 Kohlennutzung in Europa und weltweit

Die energetische Nutzung von Kohlen zur Strom- und Wärmeerzeugung ist global sehr ungleich verteilt. Vor allem die Nutzung von *Braunkohlen* ist wegen ihres regionalen Vorkommens und des teuren Transports auf wenige Länder konzentriert. In Europa setzen neben Deutschland vor allem die osteuropäischen Länder Polen, Tschechien, Rumänien und Serbien auf die Stromerzeugung aus Kohle. Diese Länder haben dementsprechend einen sehr hohen spezifischen Treibhausgas-Emissionsfaktor ihrer Stromerzeugung: Pro erzeugter Kilowattstunde werden verhältnismäßig viele Treibhausgase ausgestoßen. Viele andere europäische Länder erzeugen mangels Ressourcen keinen Strom aus Braunkohlen. Weltweit sind zudem die USA, Australien und Russland große Verbraucher von Braunkohlen.

Steinkohle ist ein weltweit gewonnener und gehandelter Energieträger. Auf diesem Steinkohlen-Weltmarkt waren in den vergangenen Jahren China, Indien, die USA, Indonesien, Australien und die Russische Föderation die größten Förderländer. Während China dabei einen Großteil der geförderten Kohle selbst verbraucht, sind Indonesien, Australien, die Russische Föderation und die USA auch die größten Exporteure weltweit. Zu den Hauptimportländern zählt neben China, Indien und Japan auch Deutschland mit jährlich 44,4 Millionen Tonnen.²

Unterschiedlich ist auch die aktuelle Entwicklung zur Kohlennutzung weltweit. Während viele Länder den Ausstieg aus der Kohlenutzung angekündigt und zum Teil bereits gesetzlich festgelegt haben, werden in anderen Ländern weiterhin neue Kohlenkraftwerke geplant und gebaut. Im Rahmen der Klimakonferenz „COP 23“³, die 2017 in Bonn stattfand, wurde von Großbritannien und Kanada die „Powering Past Coal Alliance“ (PPCA) gegründet.⁴ Das Ziel der PPCA ist es, weltweit den Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung zu fördern und diesen Prozess politisch zu begleiten. Ihr schlossen sich beim Start 19 Länder an. Bis Ende 2019 haben sich neben Regionen

¹ BMU (2016)

² Alle Angaben dieses Absatzes entnommen BGR (2020), S. 144 ff.

³ COP: „Conference of the Parties“

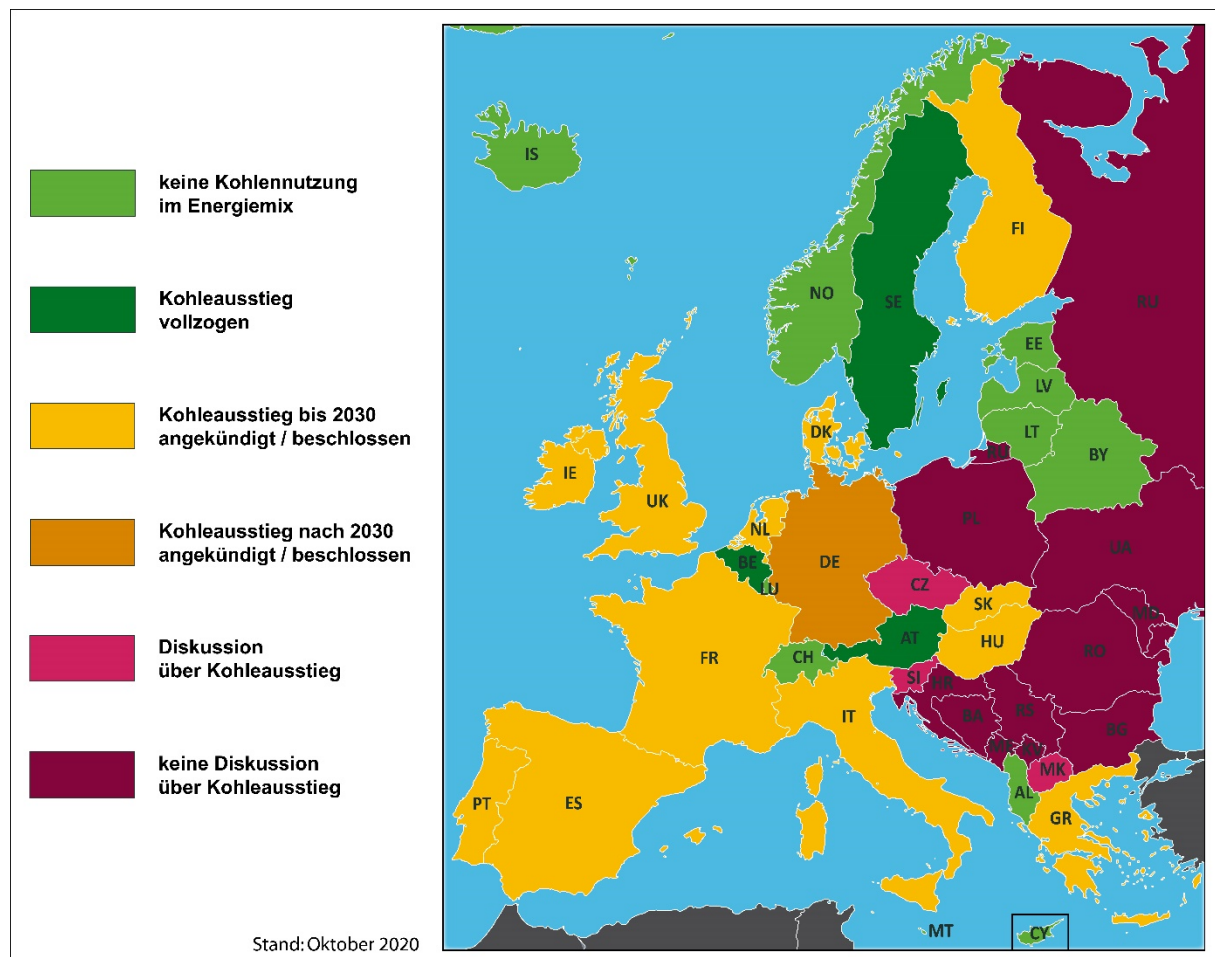
⁴ PPCA (2020)

und Unternehmen insgesamt 33 Länder den Zielen verpflichtet, unter ihnen auch Deutschland. Die Liste umfasst

- ▶ Länder, die bis vor wenigen Jahren noch stark von der Stromerzeugung durch Kohle abhängig waren, aber bereits deutliche Reduktions-Erfolge erzielt haben (zum Beispiel Großbritannien, Dänemark und Kanada);
- ▶ Länder, deren Stromerzeugung noch von Kohlestromerzeugung dominiert wird (zum Beispiel Deutschland und Griechenland);
- ▶ Länder, bei denen Stromerzeugung aus Kohle eine eher geringe Rolle spielt, die aber komplett darauf verzichten wollen (zum Beispiel Frankreich, Österreich und Schweden).

Nach Belgien im Jahr 2016 haben auch Schweden und Österreich 2020 ihre letzten Kohlenkraftwerke abgeschaltet, beide deutlich vor dem geplanten Ausstiegsdatum. Die meisten Länder streben einen Kohleausstieg bis 2030 an.⁵ Diese Forderung wird auch vom europäischen Parlament unterstützt.⁶ Die in Abbildung 1 gezeigte Darstellung umfasst – soweit vorhanden – die Kohleausstiegspläne entsprechend der nationalen Energie- und Klimaschutzpläne (NECP).

Abbildung 1: Kohleausstiegspläne europäischer Länder



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis KOM (2020) und Europe Beyond Coal (2020)

⁵ Europe Beyond Coal (2020)

⁶ Europäisches Parlament (2019)

Weltweit befinden sich vor allem in Schwellen- und Entwicklungsländern weiterhin eine Vielzahl von Kohlenkraftwerksprojekten in verschiedenen Planungsstadien (Urgewald 2019). Aktuell sind demnach weltweit Kraftwerksleistungen mit fast 500 Gigawatt (GW) auf Basis von Kohlen in der Entwicklung.⁷ Auch wenn diese Angabe unterschiedliche Planungsfortschritte erfasst und zum Teil von Ersatzinvestitionen in bereits bestehende Anlagen auszugehen ist: Das Ergebnis zeigt, wie sehr weltweit weiterhin auf die Kohle gesetzt wird. Vor allem China und Indien planen neben Investitionen in erneuerbare Energieträger auch weiterhin im großen Maßstab Kohlenkraftwerke. Insbesondere auf dem afrikanischen Kontinent sind Kohlenkraftwerke in einer Reihe von Ländern in Planung, die bisher keinen Strom aus Kohle erzeugen.⁸ Ob diese Kraftwerke tatsächlich realisiert werden, hängt stark von den ökonomischen Randbedingungen, der Verbindlichkeit der Klimaziele und einem erfolgreichen Technologietransfer erneuerbarer Energien ab. Zudem zeigt sich, dass die „Pipeline“ zum Bau weiterer Kraftwerke in den vergangenen Jahren deutlich schrumpfte: Befanden sich im Jahr 2015 noch fast 1.500 GW Kraftwerkskapazität in unterschiedlichen Entwicklungsstufen von der Ankündigung bis zum Bau, ging diese geplante Kapazität seitdem um fast zwei Drittel zurück.⁹

⁷ Global Energy Monitor et al (2020)

⁸ Global Energy Monitor et al (2020), S. 25

⁹ Global Energy Monitor et al (2020), S. 6

2 Ressourcen, Reserven und Förderung von Braun- und Steinkohlen

Zum besseren Verständnis der folgenden Kapitel werden im Kapitel 2 Grundlagen zum Thema Braun- und Steinkohlen vermittelt.

2.1 Definition der Kohlenarten

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. Für die Unterteilungen der Braun- und Steinkohlenarten existieren unterschiedliche Definitionen. Einen Überblick bietet Abbildung 2.

Abbildung 2: Kohlenarten laut BGR-Klassifikation im Vergleich zu Klassifikationen der UNECE und der USA (vereinfachte Darstellung)

KOHLENARTEN UND TORF			Gesamt Wasser- gehalt [%]	Energie- inhalt af* [kJ/kg] ***	Flüchtige Bestand- teile waf** [%]
UNECE	USA	Deutschland			
Peat	Peat	TORF			
Ortho- Lignite	Lignite	WEICHBRAUNKOHLE	75	6.700	
Meta- Lignite	Sub- bitumi- nous coal	Mattbraunkohle	35	16.500	
Subbit. c.		Glanzbraunkohle	25	19.000	
Bitu- minous coal	High volatile bitumi- nous coal	Flammkohle	10	25.000	45
		Gasflammkohle			40
		Gaskohle			35
	Medium vol. bit. coal	Fettkohle		36.000	28
	Low vol. bit. coal	Esskohle			19
					14
Anthra- cite	Semi- Anthracite	Magerkohle			
	Anthracite	ANTHRAZIT	3	36.000	10
			Kokskohle		

*af: aschefrei ** waf: wasser-aschenfrei *** kJ/kg: Kilojoule pro Kilogramm

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2009), S. 21

Eine Sonderrolle unter den Kohlenarten nimmt die *Fettkohle* ein. Aus ihr wird aus thermischer Umwandlung (Pyrolyse) *Steinkohlenkoks* hergestellt. Steinkohlenkoks ist in der Stahlherstellung nicht primär als Energieträger, sondern als Reduktionsmittel zur Gewinnung des Eisens aus Eisenerz erforderlich. (Ausführlicher zum Thema Stahl und Kohle siehe Abschnitte 3.5 und 6.1.2.)

2.2 Ressourcen und Reserven

Bei Braun- und Steinkohlen handelt es sich um so genannte nicht-erneuerbare Ressourcen, welche auf natürlichem Wege nicht oder nur über einen sehr langen Zeitraum regenerieren. Die Reserven und Ressourcen sind bezüglich der geologischen Rohstoffverfügbarkeit allerdings nur eingeschränkt aussagefähig, denn sie sind dynamisch und unter anderem abhängig von Explorationstätigkeit, Rohstoffpreisen, aber auch umweltpolitischen und weiteren regulatorischen Rahmenbedingungen.¹⁰ Zudem ist bei der Kohle die geologische Verfügbarkeit aus Klimaschutzsicht wenig relevant, da viele Analysen darauf hinweisen, dass die globalen Reserven größer sind, als deren Nutzung mit den angestrebten Emissionsminderungszielen vereinbar wäre.¹¹

Definition von Ressourcen und Reserven

Bei *Ressourcen* handelt es sich um Rohstoffmengen, die nachgewiesen, aber derzeit technisch und / oder wirtschaftlich nicht gewinnbar sind. Weiterhin werden den Ressourcen nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Rohstoffmengen zugerechnet („yet to find“).¹² *Reserven* sind hingegen nachgewiesene Rohstoffmengen, die zu heutigen Preisen und mit aktuell verfügbarer Technik wirtschaftlich gefördert werden können. In verschiedenen Studien werden für beide Größen, je nach verwendeter Kohlendefinition, unterschiedliche Daten genannt. Die genauen Abschätzungen zu Ressourcen und Reserven unterliegen Unsicherheiten.

In Tabelle 1 sind die Ressourcen und Reserven für Deutschland und die Welt entsprechend Abschätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) dargestellt.

Tabelle 1: Weltweite und nationale Reserven und Ressourcen (2018)

	Weltweit [Gt]	Deutschland [Gt]
Braunkohlenreserven	320,5	35,9
Braunkohlenressourcen	3.671,9	36,5
Steinkohlenreserven	749,2	0,0
Steinkohlenressourcen	16.189,8	83,0

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2020)

Deutschland verfügt mit 36,5 Gigatonnen (Gt)¹³ über 1 % der weltweiten *Braunkohlenressourcen* und nimmt damit weltweit den elften Rang ein. 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.¹⁴

Mit den aktuell erschlossenen und geplanten Tagebauen stehen in Deutschland 4 Gt Braunkohlenvorräte zur Verfügung. Bezüglich der Braunkohlenreserven nimmt Deutschland mit 35,9 Gt

¹⁰ Wellmer (2008)

¹¹ Carbon Tracker Initiative (2011)

¹² BGR (2020), S. 192

¹³ 1 Gigatonne entspricht 1 Milliarde Tonnen oder 1.000 Megatonnen

¹⁴ BGR (2020), S. 155

(11 %) den dritten Platz hinter der Russischen Föderation (28 %) und Australien (24 %) ein.¹⁵ Tabelle 2 zeigt die Verteilung der weltweiten Braunkohlenreserven im Jahr 2018.

Tabelle 2: Braunkohlen: Weltweite Reserven (2018)

Regionen und wichtigste Länder	Reserven [Gt]	Anteil Reserven global [%]
<i>Austral-Asien</i>	114,4	35,7
Australien	76,5	23,9
Indonesien	11,7	3,7
China	8,1	2,5
Neuseeland	6,8	2,1
<i>Gemeinschaft unabhängiger Staaten (GUS)¹⁶</i>	92,8	29,0
Russland	90,4	28,2
<i>Europa¹⁷</i>	75,8	23,7
Deutschland	35,9	11,2
Türkei	11,0	3,4
Serbien	7,1	2,2
Polen	5,9	1,8
<i>Nord-Amerika</i>	32,3	10,1
USA	30,0	9,7
<i>Lateinamerika</i>	5,1	1,6
Brasilien	5,0	1,6
<i>Afrika</i>	< 0,1	< 0,1
<i>Naher Osten</i>	–	–
Weltweit	320,5	100

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2020), S. 152 ff.

Deutschland verfügt über etwa 83 Gt *Steinkohlen*ressourcen, die derzeit allerdings nicht wirtschaftlich gefördert werden können. Die Steinkohlenreserven sind im Inland somit erschöpft, der Rohstoff wird vollständig aus dem Ausland bezogen. Tabelle 3 zeigt die regionale Verteilung der weltweiten Steinkohlenreserven im Jahr 2018. Insgesamt liegen die größten verbleibenden Kohlen-Reserven in den Regionen Nordamerika, Austral-Asien und in der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS).

¹⁵ In Russland werden auch Hartbraunkohlen (höherer Heizwert als Weichbraunkohle, vgl. Abbildung 2) mit in die Statistik einbezogen. (BGR 2020, S. 157)

¹⁶ einschließlich der ehemaligen Mitglieder Georgien und Ukraine

¹⁷ ausgenommen Staaten, die unter „Gemeinschaft unabhängiger Staaten“ einbezogen wurden

Tabelle 3: Steinkohlen: Weltweite Reserven (2018)

Regionen und wichtigste Länder	Reserven [Gt]	Anteil Reserven global [%]
<i>Austral-Asien</i>	342,4	45,7
China	133,5	17,8
Indien	100,9	13,5
Australien	72,6	9,7
Indonesien	28,2	3,8
<i>Nord-Amerika</i>	225,2	30,1
USA	219,6	29,3
<i>Gemeinschaft unabhängiger Staaten (GUS)¹⁸</i>	132,5	17,7
Russland	71,7	9,6
Ukraine	32,0	4,3
Kasachstan	25,6	3,4
<i>Europa¹⁹</i>	24,5	3,3
Polen	21,1	2,8
<i>Afrika</i>	14,8	2,0
Südafrika	9,9	1,3
<i>Naher Osten</i>	1,2	0,2
<i>Lateinamerika</i>	8,6	1,2
Weltweit	749,2	100

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2020), S. 142

2.3 Kohleförderung und -importe

Die weltweite Förderung von *Braunkohlen* belief sich im Jahr 2018 auf etwa 1.017 Megatonnen²⁰ (Mt).²¹ Die größten Braunkohlenförderer waren dabei Deutschland mit 166 Mt und einem Anteil von 16 %, gefolgt von China (15 %), der Türkei (8 %) und Russland (8 %). Die geförderte Menge wurde in allen Ländern fast ausschließlich inländisch verbraucht. Braunkohle hat wegen ihres hohen Wassergehalts einen relativ geringen Heizwert. Aus diesem Grund wird sie so gut wie nicht weltweit gehandelt und transportiert, sondern üblicherweise in der Nähe der Förderstätte als Energieträger verbraucht.

¹⁸ Einschließlich der ehemaligen Mitglieder Georgien und Ukraine

¹⁹ Ausgenommen Staaten, die unter „Gemeinschaft unabhängiger Staaten“ einbezogen wurden

²⁰ 1 Megatonne entspricht 1 Million Tonnen oder 0,001 Gigatonnen.

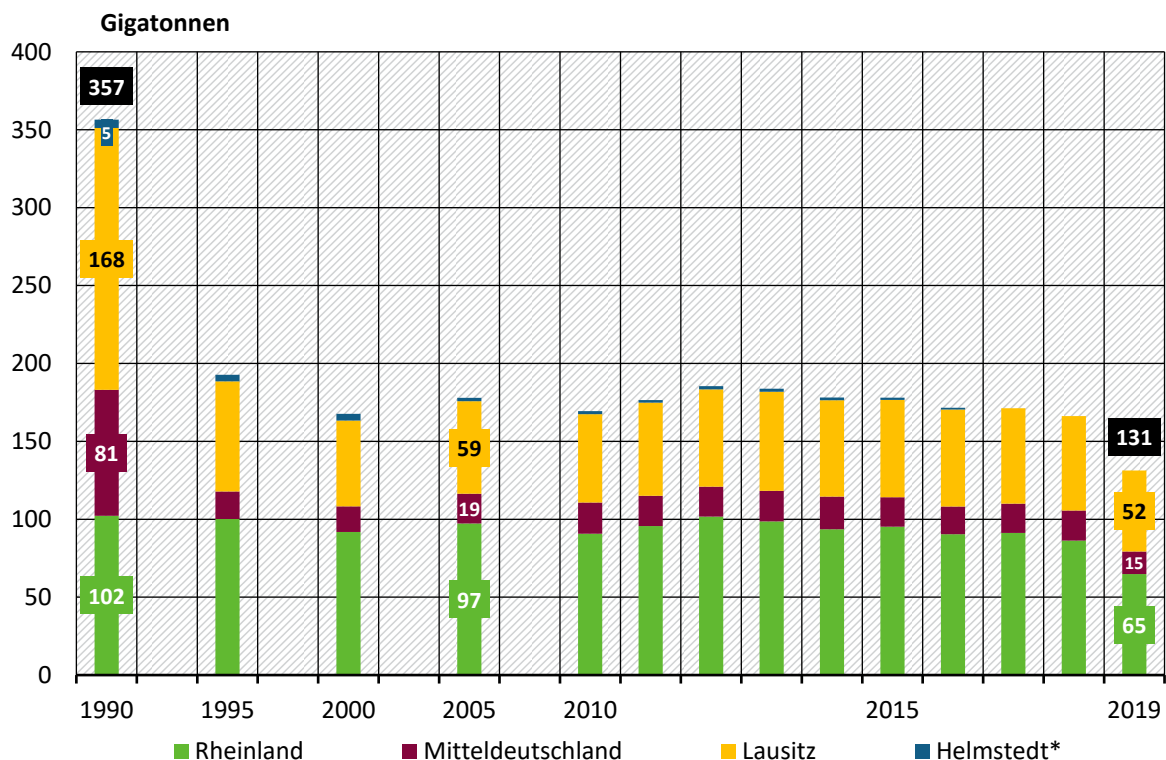
²¹ BGR (2020): Energiestudie 2019, S. 159, Tabelle A-32

Auch in Deutschland sind sowohl die Braunkohlenförderung als auch die Verwendung in Kraftwerken auf die Regionen mit entsprechenden natürlichen Vorkommen konzentriert. Deutschlands Braunkohlereserven verteilen sich auf drei aktive Kohlereviere:

- ▶ das "Rheinische Revier" westlich von Köln (drei aktive Tagebaue),
- ▶ das "Lausitzer Revier" in Südbrandenburg und Ostsachsen (vier aktive Tagebaue),
- ▶ das "Mitteldeutsche Revier" im südlichen Sachsen-Anhalt und Nordsachsen (drei aktive Tagebaue).

Im Herbst 2016 lief die Kohलगewinnung in einem vierten Revier, dem niedersächsischen „Helmstedter Revier“, aus, da die Reserven dort erschöpft waren. Das dazugehörige Braunkohlenkraftwerk Buschhaus wurde bis 2020 in Sicherheitsbereitschaft versetzt.²² Bis zum Jahr 2003 wurde in sehr geringem Maße auch in Hessen Braunkohle gefördert, in Bayern bis zum Jahr 2006.²³

Abbildung 3: Braunkohlen: Förderung von Braunkohlen in Deutschland



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2020d)

* Die sehr geringen Fördermengen der hessischen und bayerischen Reviere wurden in der Darstellung dem Helmstedter Revier zugeschlagen. (Hessen: 1990 1,00 Gt; 1995: 0,15 Gt; 2000: 0,16 Gt; ab 2005: 0 Gt; Bayern: 1990: 0,06 Gt; 1995: 0,04 Gt; 2000 und 2005: 0,03 Gt; ab 2010: 0 Gt)

Während die Förderung im Rheinischen Revier in den Jahren 2014 bis 2018 leicht rückläufig war, war die Förderung im Lausitzer sowie dem Mitteldeutschen Revier relativ stabil. Im Jahr

²² DEBRIV (2020)

²³ Statistik der Kohlenwirtschaft (2020d)

2019 kam es auf Grund von naturschutzrechtlichen Bedenken im Tagebau Jänschwalde²⁴ sowie im Tagebau Hambach zu einer reduzierten Förderung.²⁵ Zusätzlich führten die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen 2019 zu einem starken Rückgang der Förderung von Braunkohlen in allen Revieren. Die Gesamtförderung in Deutschland ging dabei von 166 Mt im Jahr 2018 auf 131 Mt im Jahr 2019 zurück (– 20 %). Dabei gingen 115 Mt an Kraftwerke der Energieversorger (sogenannte Kraftwerke der allgemeinen Versorgung).²⁶

Tabelle 4: Braunkohlen: Reserven, Ressourcen (2018) und Förderung (2019)

[Mt]	Rheinland	Lausitz	Mitteldeutschland	Summe
<i>Reserven</i> (wirtschaftlich gewinnbare Vorräte)	30.900	3.000	2.000	35.900
davon: Reserven in erschlossenen und konkret geplanten Tagebauen	2.200	1.150	300	3.650
<i>Ressourcen</i> (zusätzlich zu Reserven)	20.000	8.500	8.000	36.500
Gesamtressourcen	50.900	11.500	10.000	72.400
<i>Förderung</i> im Jahr 2019	65	52	15	131

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2019), S. 135, Statistik der Kohlenwirtschaft (2020d)

In Tabelle 4 ist die Braunkohlenförderung der wesentlichen Reviere den jeweiligen Reserven gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass die Reserven bei der derzeitigen Förderleistung noch viele Jahre einen Abbau ermöglichen würden. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kohle erfolgt vor allem aus umwelt- und insbesondere klimapolitischen Gründen. In Kapitel 6 werden die Umweltwirkungen der Kohlenutzung ausführlich dargestellt.

Tabelle 5: Steinkohlen: größte Förderländer

[Mt]	2013	2014	2015	2016	2017	2018
China	3.601,5	3.495,2	3.423,2	3.268,0	3.380,0	3.530,0
Indien	565,8	609,2	639,2	657,9	675,4	730,3
USA	823,4	835,1	749,4	596,1	641,3	634,2
Indonesien	430,0	410,8	401,6	396,2	401,2	497,8
Australien	411,3	441,5	440,0	443,4	435,9	452,8
Russland	279,0	287,0	300,1	312,0	333,9	352,6
Südafrika	256,6	261,9	252,2	250,6	252,3	253,3
...						

²⁴ Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg (2019)

²⁵ Oberverwaltungsgericht für das Land Nordrhein-Westfalen (2018)

²⁶ Statistik der Kohlenwirtschaft (2020)

	[Mt]	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Deutschland		8,3	8,3	6,6	4,1	3,8	2,8
Weltweit		6.981,1	6.931,8	6.739,5	6.452,4	6.653,5	6.982,7
Davon: Europa		117,6	109,5	101,4	89,2	82,1	76,6
Anteil Europa an der weltweiten Förderung		1,7 %	1,6 %	1,5 %	1,4 %	1,2 %	1,1 %

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (2020), S. 144

Insgesamt wurden im Jahr 2018 weltweit 6.983 Mt *Steinkohlen* gefördert. Der größte Steinkohlenförderer war dabei China mit einem Anteil von 51 % (Indien 10 %, USA 9 %, Indonesien 7 %, Australien 6 %). Größter Förderer in der EU war Polen mit einem Anteil von knapp 1 % der weltweiten Fördermenge.²⁷ Vier Fünftel der weltweit geförderten Menge wurden im jeweiligen Förderland verwendet. Etwa 20 % der geförderten Steinkohlen wurden hingegen weltweit gehandelt. Dabei gibt es zwischen den verschiedenen Förderländern große Unterschiede im Eigenverbrauch. Während China die geförderte Menge fast vollständig selbst verbraucht, exportieren Indonesien und Australien den allergrößten Teil der geförderten Menge. Die größten Exporteure im Jahr 2018 waren Indonesien (30 % der weltweit gehandelten Menge), Australien (27 %) und Russland (14 %).²⁸

Tabelle 6: Steinkohlen: größte Exportländer

	[Mt]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Indonesien		270,0	384,0	424,3	408,2	367,0	369,6	389,5	429,1
Australien		284,5	315,5	358,2	387,4	388,2	392,1	373,0	386,5
Russland		110,7	125,2	143,0	151,9	151,4	165,0	186,3	199,5
USA		97,2	114,1	106,7	88,3	67,1	54,7	88,0	104,9
Kolumbien		79,3	83,3	76,7	80,1	82,4	91,5	86,1	81,9
Südafrika		69,4	75,9	73,0	76,4	77,3	76,5	83,0	81,0
...									
Deutschland		0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
Weltweit		1.081,7	1.267,0	1.348,9	1.339,5	1.260,4	1.293,1	1.347,9	1.412,6
Davon: Europa		16,4	16,3	19,2	17,1	15,9	14,7	10,5	8,1
Anteil Europa am Welt-handel		1,5 %	1,3 %	1,4 %	1,3 %	1,3 %	1,1 %	0,8 %	0,6 %

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis DERA (2012), BGR (2013 – 2018), BGR (2019a)

²⁷ BGR (2020), S. 144

²⁸ BGR (2020), S. 148

Aufgrund der hohen Mobilität von Steinkohlen müssen neben den großen Förderländern auch die größten Steinkohlen-Importeure betrachtet werden. Die weltweiten Steinkohlen-Importe beliefen sich im Jahr 2018 auf 1.422 Mt. Besonders umfangreiche Mengen wurden von asiatischen Ländern importiert (China 20 %, Indien 17 %, Japan 13 %). Deutschland liegt als wichtigster Importeur außerhalb Asiens auf dem 6. Platz der wichtigsten Import-Länder.²⁹

Tabelle 7: Steinkohlen: größte Importländer (2018)

[Mt]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
China	183,1	288,8	327,0	291,0	204,1	255,6	271,1	281,2
Indien	98,9	137,6	170,0	215,0	199,9	191,0	208,3	235,2
Japan	175,2	185,2	191,5	188,4	190,6	189,7	192,8	189,3
Südkorea	129,2	125,6	126,5	130,8	135,0	134,5	148,2	148,7
Taiwan	66,6	64,6	66,0	65,8	64,7	65,6	67,6	66,5
Deutschland	44,2	45,0	50,1	53,7	55,5	53,1	49,0	44,4
Weltweit	1.077,5	1.241,5	1.325,4	1.343,4	1.252,8	1.277,8	1.365,7	1.421,8
davon Europa	230,1	244,1	242,5	242,1	232,4	203,3	211,9	206,7
Anteil Europa am Welt-handel	21,4 %	19,7 %	18,3 %	18,0 %	18,6 %	20,5 %	20,6 %	14,5 %

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis DERA (2012), BGR (2013 – 2018), BGR (2019a)

Seit Mitte der 1990er Jahre sank die Eigenförderung von Steinkohlen in Deutschland fast kontinuierlich, da diese ohne Subventionierung unter den gegebenen Marktbedingungen nicht mehr rentabel war (siehe Abbildung 4). Im Gegenzug stiegen die Steinkohlen-Importe bis auf etwa ein Fünffaches des Wertes von 1990 (siehe Abbildung 5). In Deutschland wurden im Jahr 2018 nach vorläufigen Zahlen etwa 47 Mt Steinkohlen verbraucht (2017: 53 Mt). Davon stammten nur 2,6 Mt aus einheimischer Förderung in den zwei verbliebenen aktiven Revieren Ruhr und Ibbenbüren.³⁰ Am 21. Dezember 2018 wurde aus der Zeche Prosper-Haniel in Bottrop die letzte Steinkohle in Deutschland gefördert. Seitdem wird der komplette Steinkohlenverbrauch Deutschlands über Importe bedient.

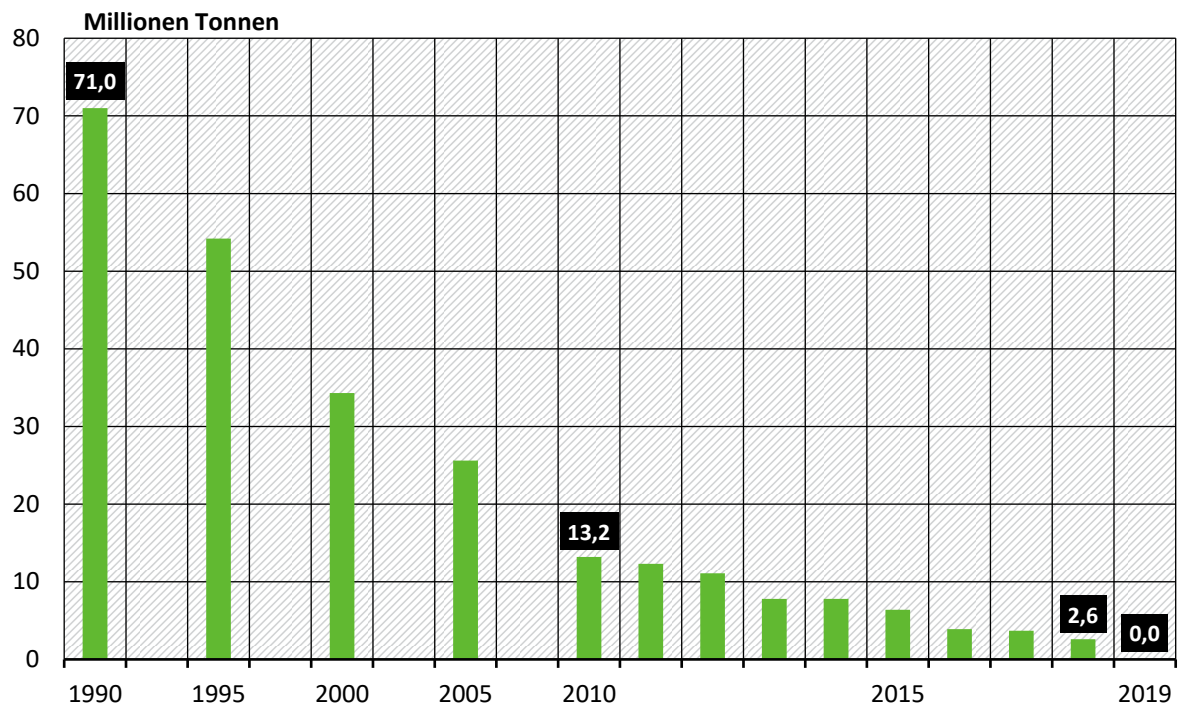
Im Jahr 2019 wurden insgesamt 40,4 Mt Steinkohlen nach Deutschland importiert (siehe Abbildung 5). Dabei dominierten die Importe aus Russland (19,2 Mt). Die weiteren wesentlichen Hauptexporteure nach Deutschland waren die USA und Kanada (9,3 Mt) und Australien (4,8 Mt). Vor allem Kolumbien als Herkunftsland verlor daher in den letzten Jahren stark an Bedeutung. Eine Förderung in Deutschland fand im Jahr 2019 erstmalig nicht mehr statt (siehe Abbildung 4).

Zusätzlich wurden 2019 3,7 Mt *Steinkohlenkoks* nach Deutschland importiert (siehe Abbildung 6). Das für Deutschland wichtigste Herkunftsland ist Polen mit 1,2 Mt importiertem Steinkohlenkoks, während aus dem restlichen Europa 0,6 Mt und aus dem Rest der Welt 1,9 Mt importiert wurden.

²⁹ BGR (2020), S. 150

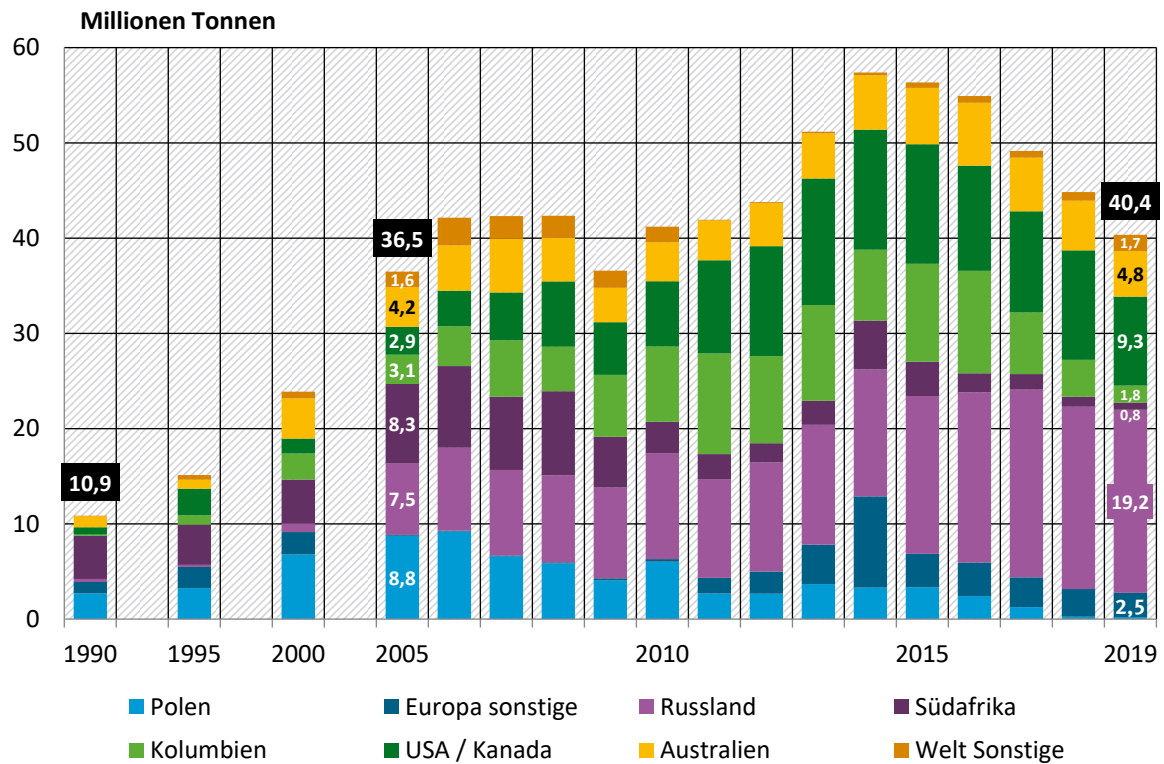
³⁰ Statistik der Kohlenwirtschaft (2019), S. 14

Abbildung 4: Steinkohlen: Förderung in Deutschland



Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2019b)

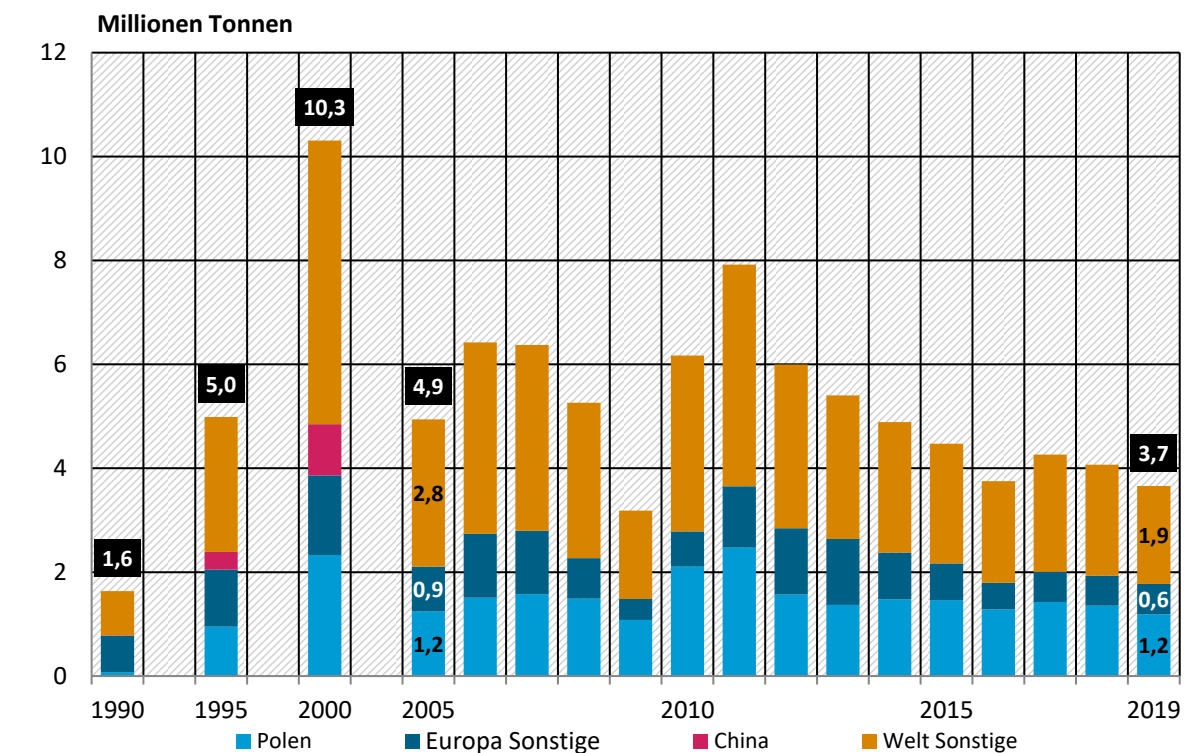
Abbildung 5: Steinkohlen: Einfuhr nach Herkunftsländern*



* einschließlich Steinkohlenbriketts

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2020e)

Abbildung 6: Steinkohlenkoks: Einfuhr nach Herkunftsländern



3 Verwendung von Braun- und Steinkohlen

3.1 Primärenergieverbrauch und Bruttoendenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch bezeichnet den Energiegehalt aller eingesetzten Primärenergieträger. Der gesamte Primärenergieverbrauch Deutschlands betrug im Jahr 2018 13.106 Petajoule (PJ) und lag damit um 21 % niedriger als 1990 (vgl. Abbildung 7). Bis 2020 strebt die Bundesregierung im 2010 beschlossenen „Energiekonzept“ bezogen auf 2008 eine Minderung des Primärenergieverbrauchs um 20 % und bis 2050 um 50 % an.³¹ Auf das im Energiekonzept festgelegte Basisjahr 2008 bezogen ergab sich bis zum Jahr 2019 ein Rückgang des Primärenergieverbrauchs um 9 % (siehe Abbildung 7). Die Hauptgründe für den Rückgang des Primärenergieverbrauchs sind Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren, aber vor allem auch der Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor, verstärkt durch methodische Effekte (siehe Info-Kasten „Einfluss erneuerbarer Energien...“).

Einfluss erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung auf den Primärenergiebedarf

Einige erneuerbare Energien wie beispielsweise Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft basieren nicht auf der Verbrennung von Brennstoffen, deshalb besitzen sie keinen natürlichen Heizwert. Aus diesem Grund wird für die entsprechenden Anlagen nach der in der deutschen Energiestatistik angewandten „Wirkungsgradmethode“ ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt. Verglichen mit der früher angewandten „Substitutionsmethode“ hat dies zur Folge, dass für die genannten erneuerbaren Energien ein erheblich niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet wird als für fossil-nukleare Brennstoffe. Allein durch die Umstellung von fossil-nuklearen Brennstoffen auf erneuerbare Energien sinkt der Primärenergieverbrauch – auch, wenn der Endenergieverbrauch unverändert bleibt. Dieser Effekt ist besonders stark, wenn Strom aus Kohlen- und Kernkraftwerken durch erneuerbare Quellen ersetzt wird, da bei Kernkraftwerken methodisch ein niedriger Wirkungsgrad von 33 % festgelegt ist.

Wegen dieser Verzerrung basiert das nach der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie³² verpflichtende Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien nicht auf dem Primärenergieverbrauch, sondern auf dem Bruttoendenergieverbrauch. Diese Größe wird nicht auf Basis der Erzeugung, sondern von der Verbraucherseite her ermittelt. Sie ist im Unterschied zum Primärenergieverbrauch weitgehend unabhängig von bestimmten Entwicklungen im Umwandlungssektor (etwa dem Kernenergieausstieg, verschiedenen nationalen Kraftwerksmischen oder dem Strom-Außenhandelsaldo). Der Bruttoendenergieverbrauch weist somit eine höhere Vergleichbarkeit sowohl über die Zeit, als auch zwischen verschiedenen Mitgliedsländern auf. Die Größe umfasst die gesamte Energienachfrage der Letztverbraucher eines Landes (Strom, Fernwärme, Brennstoffe, Kraftstoffe) sowie die zurechenbaren Leitungsverluste und Eigenverbräuche der Erzeugungsanlagen.

Von 1990 bis 2019 sank der Primärenergieverbrauch durch die energetische Nutzung von *Braunkohlen* um insgesamt knapp 64 %. Der stärkste Rückgang fand mit 46 % zwischen den Jahren 1990 und 1995 statt. Der starke Rückgang des Primärenergieverbrauch von Braunkohle in dieser Zeit ist vor allem auf den verringerten Verbrauch in den damals neuen Bundesländern zurückzuführen. Zwischen 1997 und 2018 bewegte sich der Verbrauch in einem Korridor zwischen 1.470 und 1.670 PJ. Nach ersten Zahlen kam es 2019 zu einem deutlichen Rückgang im Braunkohleverbrauch: Gegenüber dem Vorjahr sank der Verbrauch um 21 % auf 1.170 PJ. Der

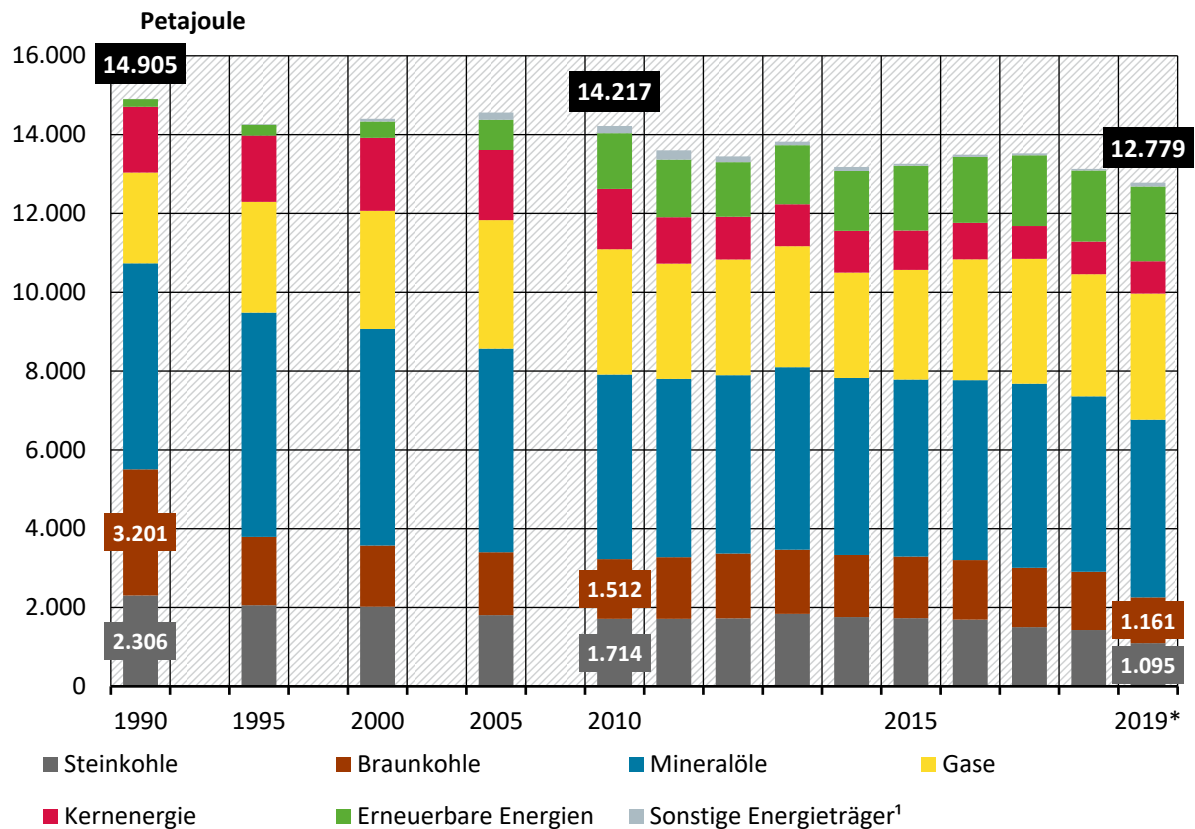
³¹ Bundesregierung (2010)

³² EG-Richtlinie 2009/28/EG, siehe Quellenverzeichnis

Primärenergieverbrauch von *Steinkohlen* ging seit 1990 um 53 % auf 1.095 PJ im Jahr 2019 zurück.

Im Jahr 2018 hatten Braun- und Steinkohlen zusammen nur noch einen Anteil von 22 % am gesamten Primärenergieverbrauch Deutschlands. 2019 sank der Anteil auf 18 %. Im Jahr 1990 betrug der Anteil noch 37 % (siehe Abbildung 7).

Abbildung 7: Braun- und Steinkohlen: Anteil am Primärenergieverbrauch



¹ Sonstige Energieträger: Grubengas, nichterneuerbare Abfälle und Abwärme sowie der Stromaustauschsaldo

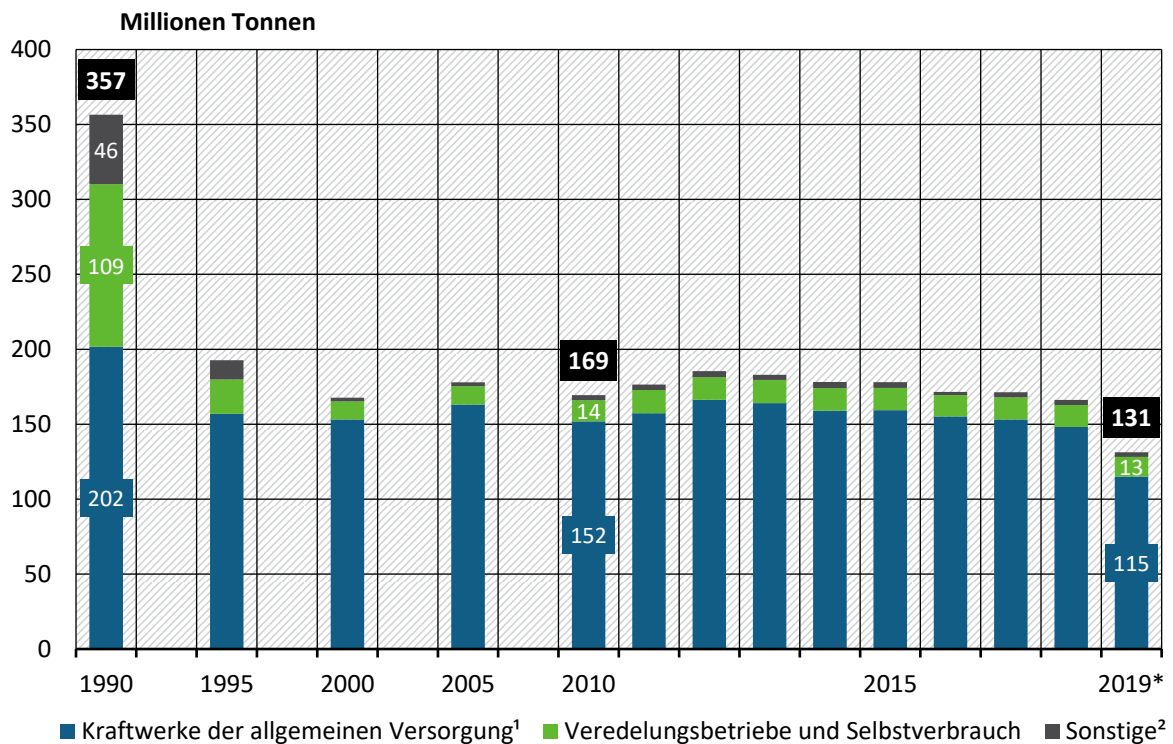
* vorläufige Angaben

Quelle: AG Energiebilanzen (2020)

3.2 Verwendungszweck von Braun- und Steinkohlen

Der Hauptverwendungszweck von *Braunkohlen* in Deutschland ist der Einsatz in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung, also Kraftwerken, die in die öffentlichen Stromnetze einspeisen. Direkt nach der Wiedervereinigung wurde Braunkohle vor allem in den östlichen Bundesländern noch zu Heizzwecken in Industrie und privaten Haushalten eingesetzt, allerdings war dieser Einsatz schnell rückläufig. In geringem Maße wird Braunkohle auch heute noch zur Herstellung von Briketts und zur weiteren Veredelung genutzt. Der zeitliche Verlauf der Verwendung ist in Abbildung 8 dargestellt.

Abbildung 8: Braunkohlen: Inländische Verwendung



¹ einschließlich Heizkraftwerke

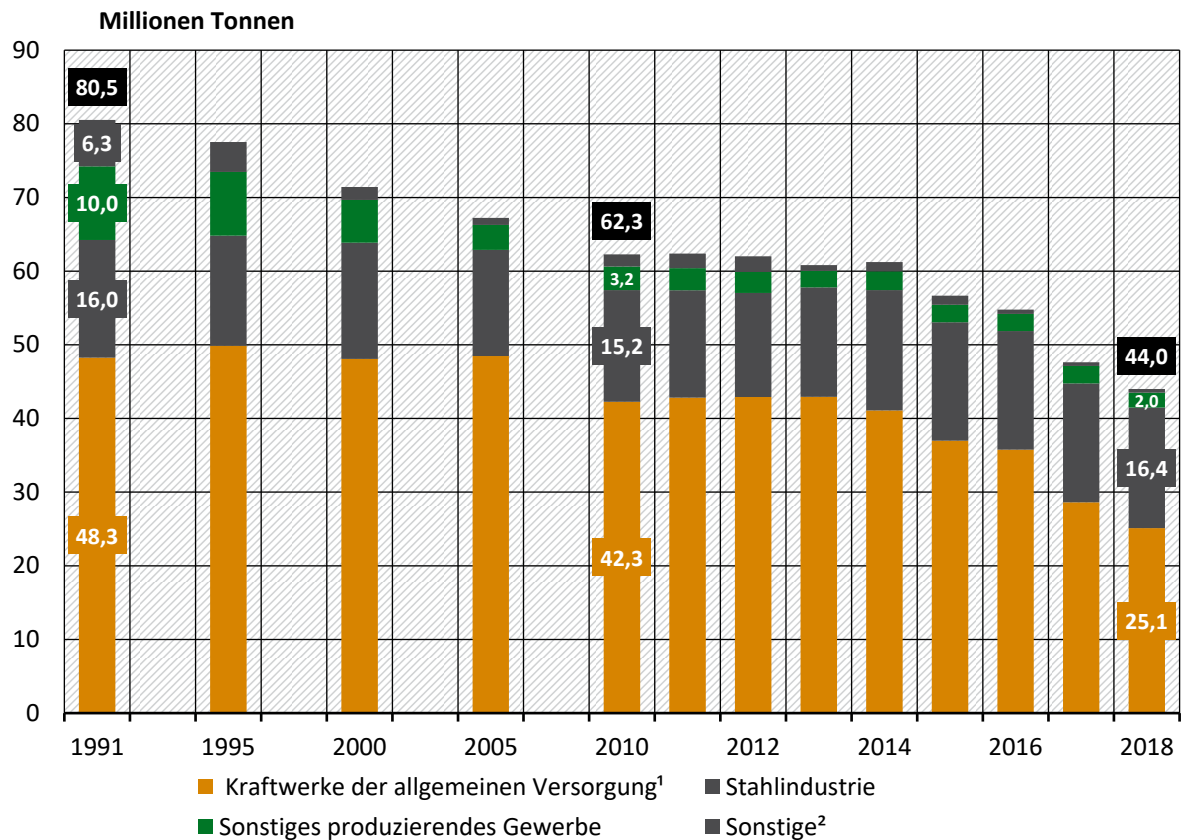
² einschließlich Grubenkraftwerke und Bestandsveränderung

* Vorläufige Daten

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Statistik der Kohlenwirtschaft (2020a)

Der größte Teil der *Steinkohlen* wird in der Stromerzeugung verwendet, insbesondere in den Kraftwerken der Energieversorger (Kraftwerke der allgemeinen Versorgung), zum kleineren Teil aber auch in Grubenkraftwerken, die das Bergwerk mit Strom versorgen. Durch die jahrelang rückläufige und 2018 vollständig eingestellte Förderung von Steinkohle in Deutschland, ging auch der Einsatz von Steinkohlen in Bergbauverbundkraftwerken kontinuierlich zurück. Anders als Braunkohle kommt Steinkohle aber auch in industriellen Prozessen zum Einsatz, insbesondere in der Stahlerzeugung, aber auch in der chemischen Industrie. Während der Einsatz zur Stromerzeugung in den letzten Jahren deutlich rückläufig war, ist beim Einsatz für Industrieprozesse kein Trend erkennbar. Die zeitliche Entwicklung der Steinkohlen-Verwendung ist in Abbildung 9 dargestellt.

Abbildung 9: Steinkohlen: Inländische Verwendung



¹ Einschließlich Bergbauverbundkraftwerke

² Einschließlich Lieferung an Zechenkraftwerke, Zechenselbstverbrauch, Deputate, Verkehr, Ortsgas- und Wasserwerke, Hausbrand, Kleinverbraucher und Militärische Dienststellen

Quelle: BMWi (2020)

3.3 Stromerzeugung

Kohlen kommen hauptsächlich in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung zum Einsatz. Der Zusammenhang des Primärenergieverbrauchs von Kohlen in der Stromerzeugung und der daraus resultierenden Brutto- und Netto-Stromerzeugung ist in Tabelle 8 und 9 dargestellt. Das Verhältnis zwischen Primärenergieverbrauch und Brutto-Stromverbrauch zeigt den durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrad des Kraftwerksparks. Kohlenkraftwerke haben zusätzlich einen hohen Eigenbedarf zur Aufrechterhaltung des Betriebs. Daraus resultiert eine deutlich niedrigere Netto-Stromerzeugung, welche in das allgemeine Stromnetz eingespeist oder direkt an (Industrie-)Verbraucher geliefert wird.

Tabelle 8: Braunkohlen: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung durch Kohlenkraftwerke

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung	[PJ]	1.495	1.473	1.432	1.421	1.376	1.357	1.332	1.038
	[TWh] ³³	415	409	398	395	382	377	370	288
Brutto-Stromerzeugung	[TWh]	161	161	156	154	150	148	147	114
Netto-Stromerzeugung	[TWh]	148	149	144	143	138	137	135	105

* Vorläufig

Quelle: AG Energiebilanzen (2020), Tabelle 4.1; AG Energiebilanzen (2020a)

Tabelle 9: Steinkohlen: Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung durch Kohlenkraftwerke

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung	[PJ]	1.007	1.115	1.041	981	939	755	670	474
	[TWh]	280	310	289	273	261	210	186	132
Brutto-Stromerzeugung	[TWh]	116	127	119	118	112	93	83	57
Netto-Stromerzeugung	[TWh]	107	117	109	107	103	85	75	52

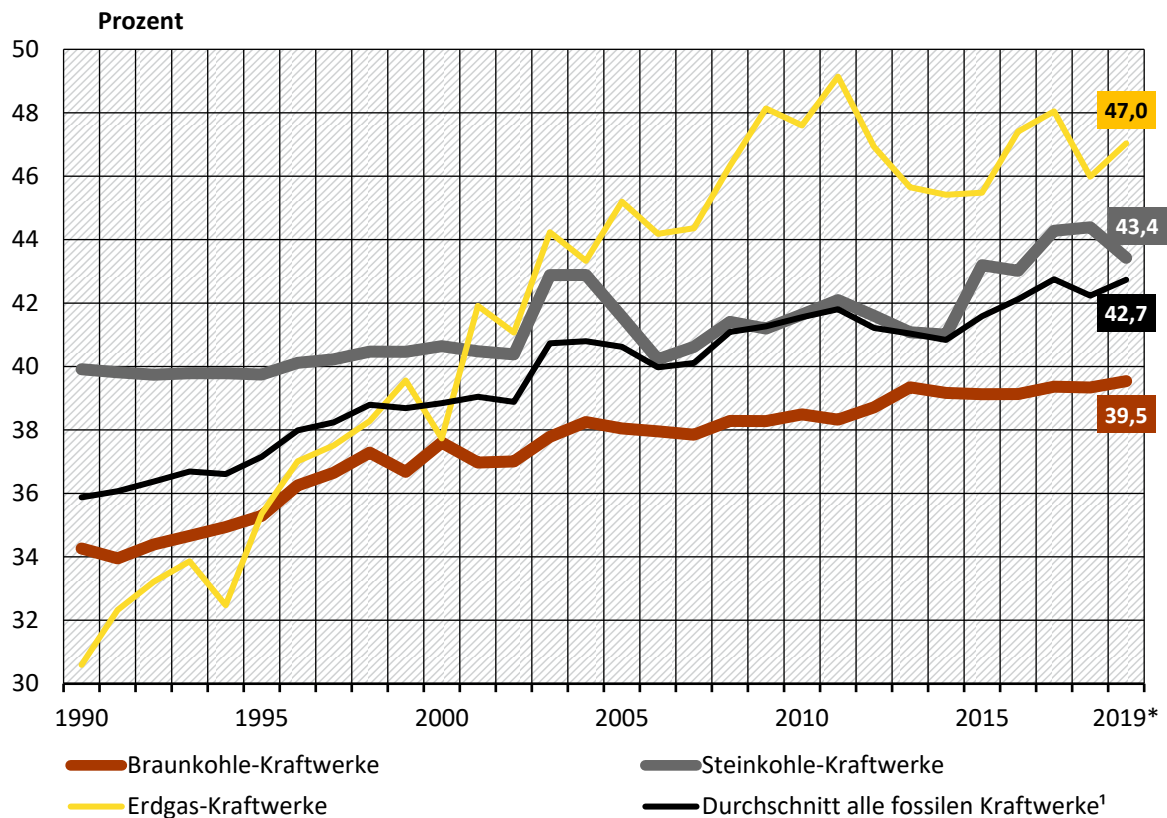
* Vorläufig

Quelle: AG Energiebilanzen (2020), Tabelle 4.1; AG Energiebilanzen (2020a)

Der daraus resultierende durchschnittliche Brutto-Wirkungsgrad des fossilen Kraftwerksparks ist in Abbildung 10 dargestellt. Die steigende Entwicklung wurde in der Vergangenheit sowohl durch technische Weiterentwicklung neuer Kraftwerke und bei Modernisierungen bestehender Anlagen erreicht. Zusätzlich spielt bei zunehmendem Rückbau an Kraftwerken bei gleichzeitig wenigen Neuanlagen auch die Außerbetriebnahme ineffizienter alter Kraftwerke eine entscheidende Rolle.

³³ TWh = Terawattstunde = 1 Milliarde Kilowattstunden

Abbildung 10: Durchschnittlicher Brutto-Wirkungsgrad fossiler Kraftwerke



* Vorläufige Angaben

¹ Mengengewichtet

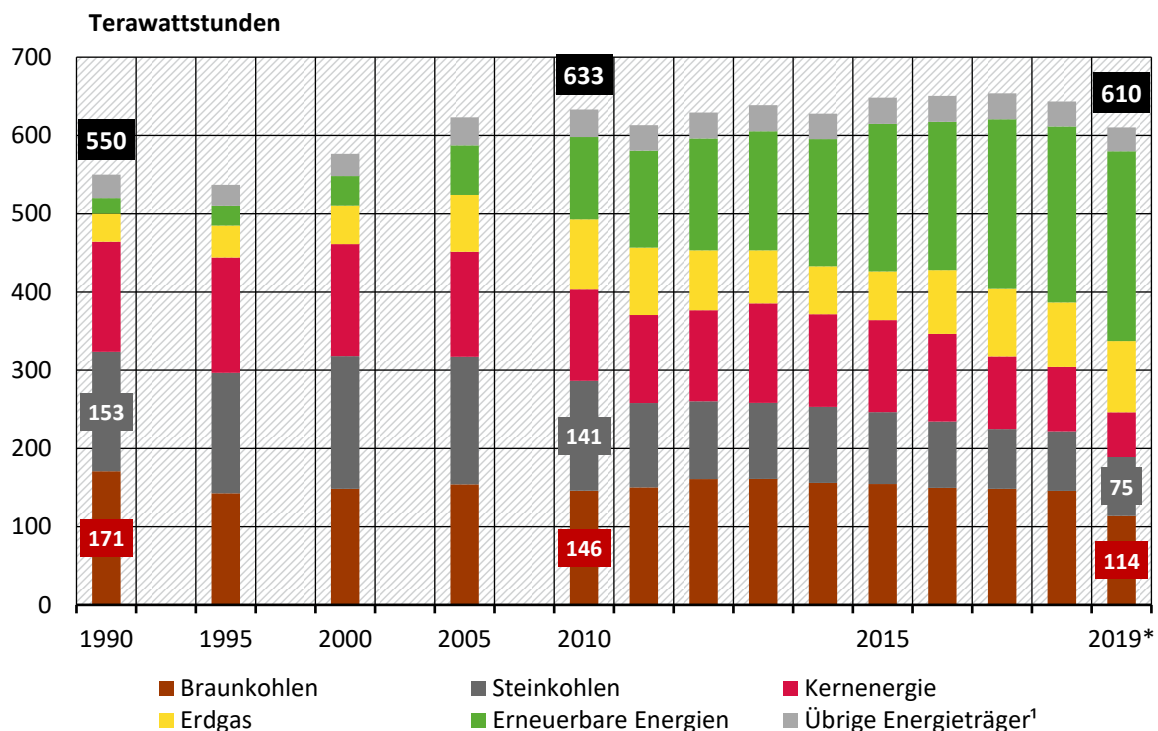
Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von AG Energiebilanzen (2020), Tabelle 4.1 und AG Energiebilanzen (2020a)

Die Struktur der gesamten Bruttostromerzeugung Deutschlands änderte sich zwischen 1990 und 2019 deutlich (siehe Abbildung 11). Der Anteil von Braun- und Steinkohlen an der Stromerzeugung betrug im Jahr 1990 noch 59 %. Im Jahr 2019 besaßen beide Energieträger nur noch einen Anteil von zusammen 31 %. Die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle ist dabei absolut um 12 Prozentpunkte, aus Steinkohle um 16 Prozentpunkte zurückgegangen.³⁴ Dabei ging die Stromerzeugung aus Braunkohle vor allem in den frühen 1990er Jahren zurück – analog zur Entwicklung des damit verbundenen Primärenergieverbrauchs (siehe Abschnitt 3.1).

Zwischen 1990 und 2018 stieg die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland um 10 %, wobei die größte Zunahme bis 2006 stattfand (+ 15 % gegenüber 1990). Seitdem ist die Erzeugung leicht um gut 4 % zurückgegangen. Der Ausbau erneuerbarer Energien in diesem Zeitraum (2006: 72 TWh, 2019: 244 TWh) führte in der Vergangenheit nur zu einer geringen Verdrängung der Verwendung von Kohlen in der Stromerzeugung (Umweltbundesamt 2018). Dies ist so zu erklären, dass es trotz rückläufiger Stromerzeugung aus Kernenergie zu einer starken Zunahme der Stromexporte kam und damit der Stromaußenhandelssaldo stetig anstieg. Kohlenkraftwerke mit ihren im internationalen Kontext geringen Grenzkosten reduzierten ihre Stromerzeugung in der Vergangenheit also trotz der deutlich gestiegenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kaum. Dies änderte sich in den letzten Jahren mit den Marktbedingungen. Insbesondere der steigende Preis für CO₂-Emissions-Zertifikate spielte dabei eine wichtige Rolle. (Ausführlich zu „Ökonomischen Aspekten“ siehe Kapitel 5)

³⁴ Berechnung Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen (2020a)

Abbildung 11: Braun- und Steinkohlen: Anteil an der Bruttostromerzeugung



* Vorläufige Angaben

¹ Mineralöl, Pumpspeicher (ohne natürlichen Zufluss), Hausmüll, Industrieabfall

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von AG Energiebilanzen (2020a)

3.4 Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen

Kohlenkraftwerke werden in Deutschland sehr häufig mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) betrieben (siehe Liste der Kohlen-Kraftwerke im Anhang). Das heißt, dass sie neben Strom auch Wärme für die öffentliche Versorgung oder für Industrieunternehmen erzeugen. Im Jahr 2018 betrug die KWK-Wärmeproduktion aus Steinkohlenkraftwerken etwa 31,7 TWh. Davon wurden 26,5 TWh in öffentliche Wärmenetze eingespeist (84 %) an die Industrie wurden 5,2 Terawattstunden geliefert (16 %). Braunkohlenkraftwerke produzierten Wärme im Umfang von rund 15,5 TWh. Davon gingen 7,9 TWh in öffentliche Versorgung (51 %), die Industrie nahm 7,5 TWh ab (49 %).³⁵

Die Wärmeproduktion aus *Braunkohlen*-KWK-Anlagen ist in den letzten Jahren rückläufig. Sie stammt zu etwa einem Drittel aus stromgeführten Kraftwerken, zu zwei Dritteln aus wärmegeführten Kraftwerken.^{36, 37}

Für *Steinkohlen*-KWK-Anlagen ergibt sich ein differenziertes Bild, je nachdem ob Anlagen der öffentlichen Versorgung oder der Industrie betrachtet werden. In der öffentlichen Versorgung wird Wärme aus Steinkohlen-KWK-Anlagen fast vollständig in die Fernwärmeversorgung eingespeist. Die Anlagen werden in der Regel wärmegeführt gefahren. Die Anlagen sind geographisch relativ gleichmäßig über Deutschland verteilt (siehe auch Abschnitt 4.2 zur regionalen

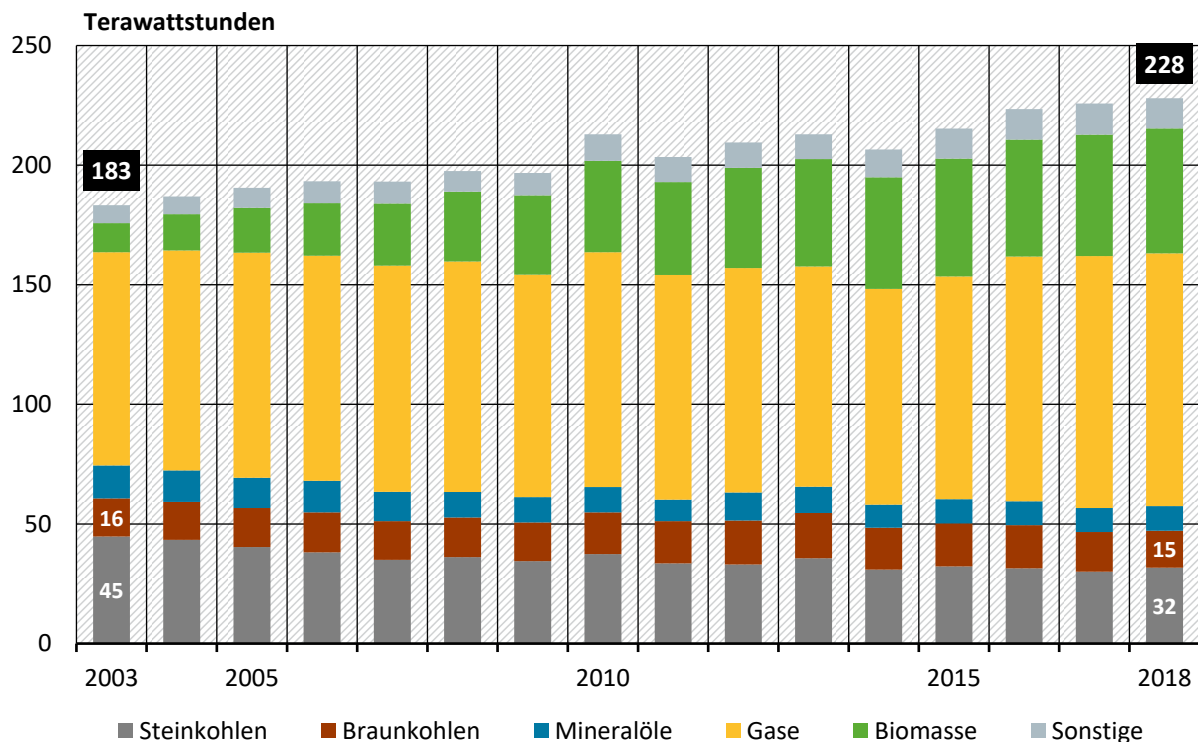
³⁵ Statistisches Bundesamt (2020c) und Statistisches Bundesamt (2020d)

³⁶ Stromgeführt: Anlagenbetrieb orientiert sich an Stromnachfrage und Strommarkt; wärmegeführt: Anlagenbetrieb orientiert sich an Wärmenachfrage

³⁷ Wünsch, Eikmeier et al. (2019), S. 20 ff.

Verteilung der Kraftwerke). Etwa die Hälfte der Steinkohlen-KWK-Anlagen der Öffentlichen Versorgung wurde vor 1990 errichtet (siehe auch Abschnitt 4.4 zur Altersstruktur der Kraftwerke).

Abbildung 12: Braun- und Steinkohlen: Anteil an der KWK-Nettowärmeerzeugung



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von Daten von Statistisches Bundesamt, Öko-Institut und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: November 2019

Hingegen weist das Wärmeverbrauchsprofil von industriellen Steinkohlen-KWK-Anlagen ein Grundlastprofil auf, sie sind also stromgeführt. Dabei stellt die Eigenstromversorgung den Regelfall dar. Hauptstandorte der industriellen Steinkohlen-KWK-Anlagen liegen am Rhein, häufig in Nordrhein-Westfalen. Der überwiegende Teil der Anlagen wurden vor 1990 errichtet.

Wie der sich in naher Zukunft ergebende technische Erneuerungsbedarf der KWK-Anlagen adressiert werden soll, muss vor dem Hintergrund des Kohleausstiegs bewertet werden. Aktuell besteht eine realistische Option im Wechsel zu Erdgas-KWK. Perspektivisch muss aber der Wechsel auf erneuerbare Energien gelingen. Angesichts der langen Laufzeiten von KWK-Anlagen muss dies schnell angegangen werden.

3.5 Stahlindustrie

In der Stahlindustrie findet Kohle vielseitige Anwendung als Reduktionsmittel, Legierungsmittel, Prozesshilfsmittel, Filtermaterial und Filterzusatzstoff sowie zur Erzeugung von Prozesswärme. Die in der Stahlindustrie verwendete Steinkohlenmenge hängt direkt von der produzierten Stahl- und Roheisenmenge ab. Sie ist, wie in Abbildung 9 dargestellt, seit 1991 weitestgehend konstant geblieben. Im Jahr 2018 belief sich der Steinkohleneinsatz in der Stahlindustrie auf insgesamt 16,4 Millionen Tonnen.

Bei der Stahlherstellung sind heutzutage vor allem zwei Verfahren relevant: Die Erzeugung von Roheisen und Stahl aus Eisenerz erfolgt über den Hochofenprozess. Hier ist Kohlenstoff außer zur Erwärmung insbesondere für die Reduktion des Erzes erforderlich. In Elektrolichtbogenöfen

wird aus Schrott neuer Stahl erzeugt, hierbei ist Energie vor allem zur Wärmeerzeugung erforderlich. Als zukünftiges Verfahren zur Stahlerzeugung kommt das Verfahren der Direktreduktion von Eisenerz mittels Erdgas oder Wasserstoff in Betracht. (weitere Informationen zum Direktreduktionsverfahren siehe Kapitel 6.1.2.)

Das in Deutschland wie auch weltweit mit Abstand wichtigste Verfahren zur Eisen- und Stahlherstellung ist der Hochofenprozess. Auf ihn entfiel in Deutschland der größte Anteil der in der deutschen Stahlindustrie verwendeten Steinkohle in Form von Koks und Einblaskohle zum Zweck der Eisenerzreduktion sowie zur Prozesswärmeerzeugung. Etwa drei Viertel des Reduktionsmitteleinsatzes im Hochofen erfolgt in der Form von Koks, welcher zusammen mit den anderen Einsatzstoffen („Möller“) oben in den Hochofen aufgegeben wird und unerlässlich für die Stabilität und Gasdurchlässigkeit der Materialschüttung im Hochofen ist. Etwa ein Viertel des Reduktionsmitteleinsatzes kann in anderer Form als Koks erfolgen. Das erfolgt derzeit vorwiegend durch Eindüsung von pulverisierter Steinkohle, punktuell auch durch aufbereitete Kunststoffabfälle oder pulverisierte Braunkohle.

Weiterhin wird bei der Herstellung des im Hochofen eingesetzten Sinters der beim Handling des Kokes anfallende Koksgrus als Brennmaterial eingesetzt. Kleinere Mengen an Kohlenstoff werden in Form von Schaumkohle und Graphitelektroden bei der Stahlherstellung im *Elektrolichtbogenofen* eingesetzt. Da bei der Stahlerzeugung im Elektrolichtbogenofen der Schrott nur geschmolzen, aber nicht chemisch reduziert werden muss, ist der Energiebedarf wesentlich geringer und wird überwiegend über elektrischen Strom statt über Kohle gedeckt. Wegen der hohen eingesetzten Strommengen ist zur Umweltbewertung allerdings zu berücksichtigen, dass der eingesetzte Strom in Deutschland teilweise ebenfalls in Kohlenkraftwerken erzeugt wird.

Kohlenstoff ist als Legierungsmittel auch wichtiger Bestandteil von Stahl (Anteil im Durchschnitt etwa 0,15 %, bei einzelnen Stahlgüten bis zu 2 %). Für den Verbrauch von Kohle ist diese Kohlenstoffmenge allerdings von untergeordneter Bedeutung. Nur ein sehr geringer Teil der in der Stahlindustrie eingesetzten Kohle verbleibt als Legierungsmittel im erzeugten Stahl.

Braunkohlenkoks findet in der Stahlindustrie als Filterzusatzstoff bei der Abgasreinigung von Sinteranlagen und Elektrolichtbogenöfen Verwendung. Hier dient es insbesondere zur Minderung der Dioxin- und Furan-Emissionen im Abgas. Der schadstoffbeladene Braunkohlenkoks wird zusammen mit dem Filterstaub abgeschieden und in der Regel im Anschluss deponiert.

4 Braun- und Steinkohlenkraftwerke

4.1 Anzahl und Leistung der deutschen Kohlenkraftwerke

Die Anzahl der mit *Braunkohlen* befeuerten Kraftwerksblöcke beläuft sich derzeit auf 65, der mit *Steinkohlen* befeuerten auf 81 Kraftwerksblöcke.³⁸ In Tabelle 10 sind neben der Anzahl an Kraftwerksblöcken sowie der Anzahl der Standorte, an denen sich häufiger mehrere Kraftwerksblöcke befinden, auch die Leistungsdaten dargestellt. Neben der elektrischen Bruttoleistung umfasst das die Nettoengpassleistung. Diese stellt die maximale elektrische Dauerleistung dar, die ein Kraftwerk unter Normalbedingungen in das Stromnetz abgeben kann. Viele der Kraftwerke erzeugen neben Strom auch Wärme auf verschiedenen Temperaturniveaus für Fernwärme und Industrieanwendungen (siehe Kapitel 3.4). Das maximal nutzbare Wärmepotenzial wird durch die thermische Nutzleistung angegeben. Braunkohlenkraftwerke werden dabei in deutlich geringerem Maße zur Wärmeerzeugung eingesetzt, was unter anderem an der regionalen Verteilung liegt: Sie liegen häufig in Regionen, in denen die Nachfrage nach Wärme eher gering ist.

Tabelle 10: Braun- und Steinkohlen: Anzahl der Kraftwerksblöcke (größer 1 MW_{elektrisch}³⁹)

	Standorte	Blöcke	Elektrische Bruttoleistung [MW]	Nettoengpassleistung [MW]	Thermische Nutzleistung [MW]*
Braunkohlen¹	43	65	19.588	18.099	3.256
Steinkohlen	58	81	23.470	21.605	13.566

¹ einschließlich Braunkohlenstaub

* Daten nicht von allen Kraftwerken bekannt

Quelle: auf Basis von Umweltbundesamt (2020) und BNetzA (2020); siehe auch Liste der Kohlenkraftwerke im Anhang

4.2 Regionale Verteilung

Braunkohlenkraftwerke liegen aufgrund der nur regional vorhandenen Reserven recht einheitlich auf einer mittleren Breitengradlinie quer durch Deutschland (Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Brandenburg-Lausitz) und jeweils in großer geografischer Nähe zu den aktiven Abbaugebieten. Dies folgt vor allem daraus, dass der Heizwert von ungetrockneter Rohbraunkohle im Vergleich zur Steinkohle deutlich geringer ist und damit ein Vielfaches der Brennstoffmassen benötigt wird. Angesichts hoher Transportkosten sind für einen wirtschaftlichen Betrieb daher abbaunahe Kraftwerksstandorte Voraussetzung. Von den rund 19,6 Gigawatt (GW) installierter Leistung entfallen etwa die Hälfte auf Kraftwerke im Rheinland, etwa 6,4 GW auf die Lausitz und etwa 3,3 GW auf Mitteldeutschland.

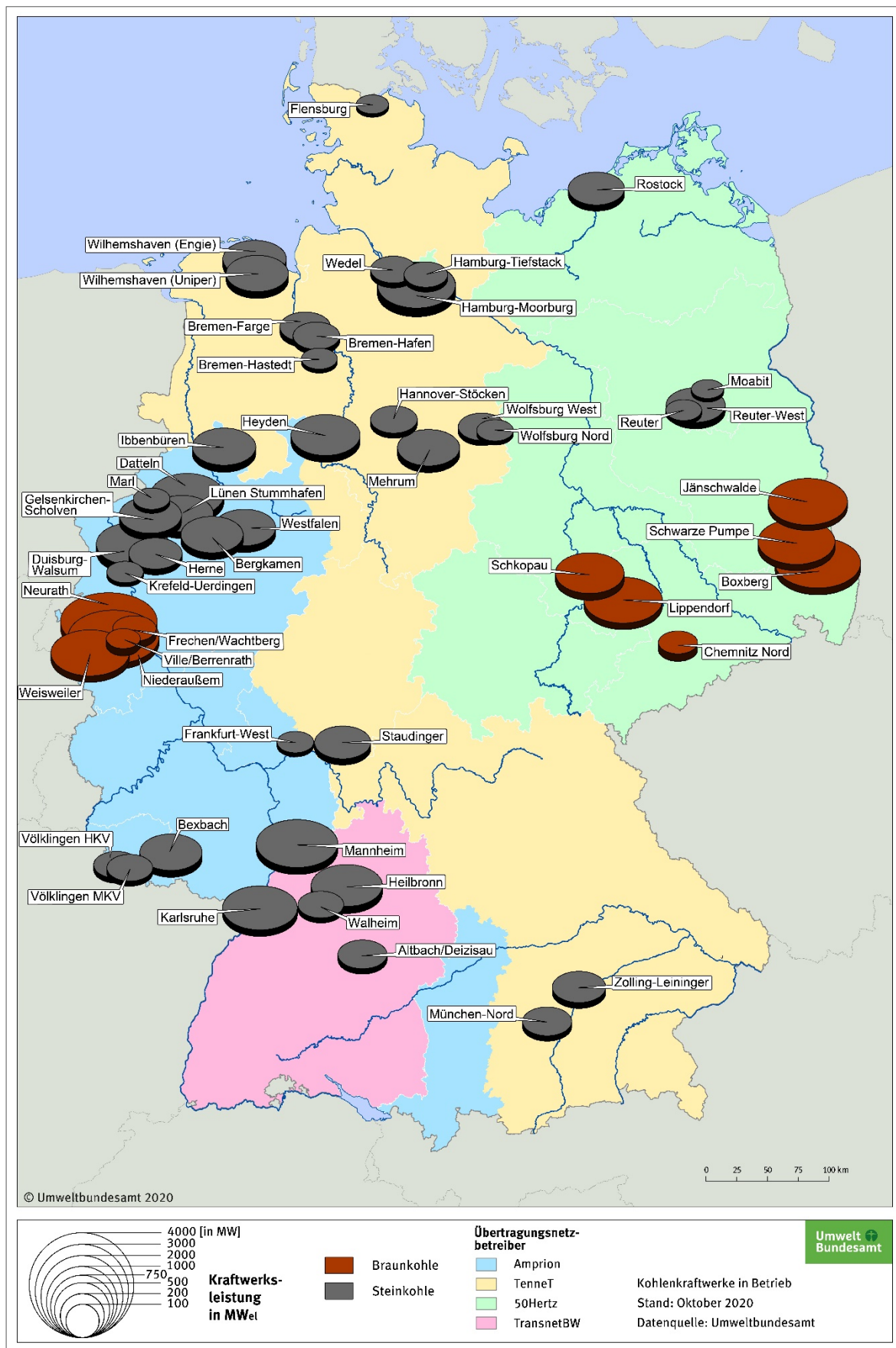
Steinkohlenkraftwerke finden sich vor allem in den ehemaligen Steinkohlerevieren (Ruhr, Saar und bei Ibbenbüren). Da Steinkohle zum großen Teil nach Deutschland importiert wird, finden sich weitere Kraftwerke am Rhein und an der Nordsee und damit entlang der Anlieferwege für Importsteinkohle.

In der Karte „Braun- und Steinkohlenkraftwerke in Deutschland“ (Abbildung 13) sind alle größeren Kraftwerke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 MW verzeichnet.

³⁸ Umweltbundesamt (2020)

³⁹ MW = Megawatt = 1.000 Kilowatt; MW_{elektrisch} – bezogen auf die Stromerzeugungsleistung

Abbildung 13: Karte Braun- und Steinkohlenkraftwerke in Deutschland



Quelle: Umweltbundesamt (2020)

4.3 Betreiber und Marktanteil

Der Betrieb von Kraftwerken zur Stromerzeugung aus *Braunkohle* ist bei relativ wenigen großen Stromversorgern konzentriert. Allerdings kam es in den letzten Jahren zu einer deutlichen Verschiebung durch die Übernahme der Braunkohlensparte von Vattenfall durch den tschechischen Versorger EPH. Die mit Abstand größten Betreiber von Braunkohlenkraftwerken sind seitdem die beiden Energiekonzerne RWE Power AG und Lausitz Energie (LEAG, bis 2016 Vattenfall Europe GmbH), gefolgt von diversen weiteren (auch industriellen) Betreibern und Stadtwerken. (siehe auch Liste der Braunkohlenkraftwerke im Anhang).

Die sechs größten Betreiber von *Steinkohlenkraftwerken* vereinen fast 77 Prozent der installierten Leistung auf sich (siehe Tabelle 11). Die verbleibenden 25 % der Steinkohlenkraftwerke werden von Industrieunternehmen und Stadtwerken betrieben (siehe auch Liste der Braunkohlenkraftwerke im Anhang).

Tabelle 11: Braun- und Steinkohlen: Elektrische Bruttoleistung der Kraftwerke nach Betreiber und Marktanteil

Betreiber	Braunkohlenkraftwerke		Steinkohlenkraftwerke	
	Elektrische Bruttoleistung [MW]	Marktanteil [%]	Elektrische Bruttoleistung [MW]	Marktanteil [%]
RWE	9.559,0	48,8	1.658,0	6,8
Vattenfall			2.980,7	12,1
Lausitz Energie Kraftwerke AG	7.255,6	37,0		
Uniper	980,0	5,0	4.178,0	17,0
EnBW	933,6	4,8	3.270,4	13,3
Steag			4.557,0	18,6
GKM			2.146,0	8,7
Summe	18.728,2	95,6	18.790,1	76,5
alle Betreiber	19.588,3	100	24.552,1	100

Quelle: Umweltbundesamt (2020)

4.4 Altersstruktur

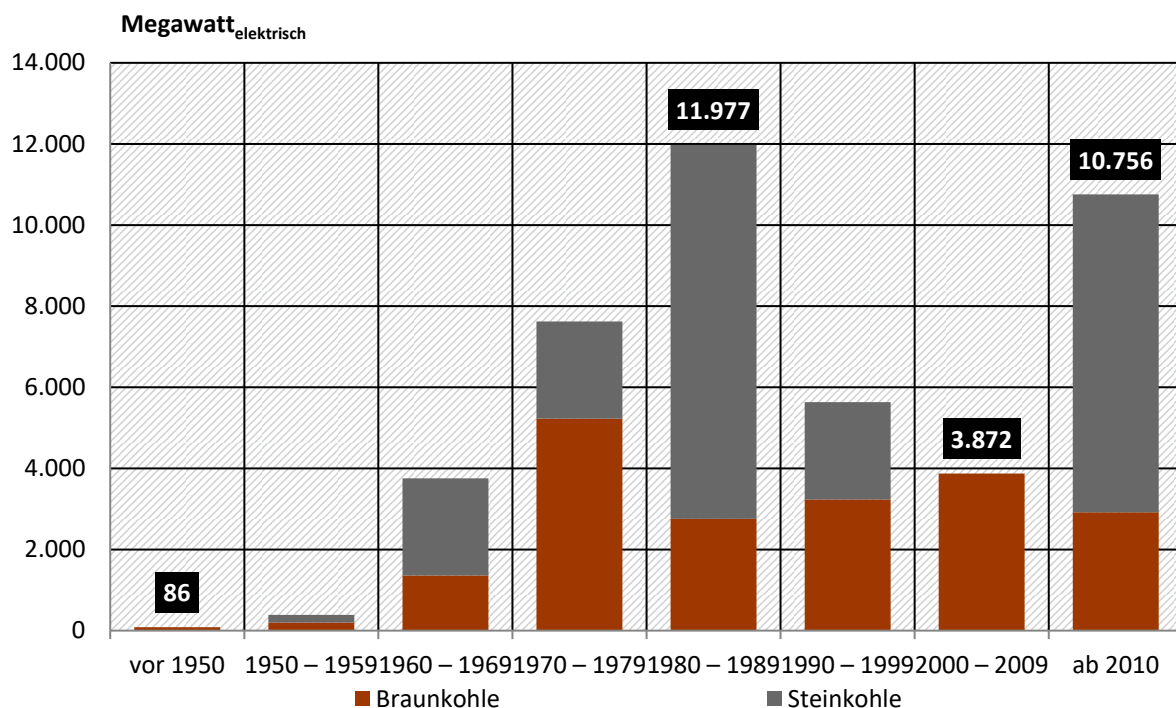
Das Alter der *Braunkohlenkraftwerke* beträgt durchschnittlich 35 Jahre. *Steinkohlenkraftwerke* sind durchschnittlich 30 Jahre alt, die ältesten Kraftwerke sind älter als 50 Jahre. Viele der ältesten Anlagen wurden zwischenzeitlich modernisiert bzw. ertüchtigt. Da ältere Kraftwerksblöcke tendenziell geringere Wirkungsgrade haben, geht das Inbetriebnahmejahr der Blöcke in die Überlegungen zur Stilllegung im Rahmen des Kohleausstiegs ein.

Im Jahr 2012 gingen die drei jüngsten *Braunkohlen*-Kraftwerksblöcke in Betrieb (Neurath 2 und 3 mit jeweils 1.100 MW und Block R am Standort Boxberg mit 675 MW elektrischer Bruttoleistung).

In den Jahren 2013 bis 2015 gingen zudem acht mit *Steinkohlen* befeuerte Kraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von insgesamt etwa 6,7 GW elektrischer Bruttoleistung ans Netz.⁴⁰ Zusätzlich ist am 30. Mai 2020 das Kraftwerk Datteln 4 mit einer elektrischen Bruttoleistung von 1,1 GW ans Netz gegangen.

Wegen der sich verschlechternden ökonomischen Randbedingungen sowie des sich seit Längerem abzeichnenden Kohleausstiegs wurden in den letzten Jahren in Deutschland keine neuen Kohlenkraftwerke und -blöcke geplant, oder die Planungen wurden eingestellt.

Abbildung 14: Braun- und Steinkohlen: Altersstruktur des Kraftwerksparks / Zeitraum der Inbetriebnahme¹



¹ Betrachtung Kraftwerksblöcke; ab 1 Megawatt Anlagenleistung (ohne Nachrüstung bestehender Anlagen)

Quelle: Umweltbundesamt (2020), siehe auch Kraftwerksliste im Anhang

4.5 Auslastung der Kraftwerke

Die als Grundlastkraftwerke konzipierten *Braunkohlenkraftwerke* weisen eine hohe Verfügbarkeit auf. Bei niedrigen Preisen der CO₂-Emissionszertifikate haben mit Braunkohle betriebene Kraftwerke geringe variable Betriebskosten, auch die Grenzkosten sind niedrig. Damit wird die höchste wirtschaftliche Rentabilität erreicht, wenn die Kraftwerke möglichst viele Stunden im Jahr bei möglichst voller Last in Betrieb sind. Dies wird über die „Volllaststunden“ gemessen: Die Volllaststundenzahl ist eine Rechengröße, die sich aus dem Quotienten der von einem Kraftwerk in einem Jahr eingespeisten Strommenge (in Gigawattstunden) und der entsprechenden Nettonennleistung des Kraftwerkes (in Gigawatt) ergibt. Sie gibt somit an, wie viele Stunden ein Kraftwerk „bei voller Last“ (das heißt bei der Nettonennleistung) hätte gefahren werden müssen, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen. Folgende Aspekte müssen beim Betrieb vom Betreiber berücksichtigt werden und haben somit Einfluss auf die Volllaststunden:

⁴⁰ Walsum 10, Hamburg Moorburg A und B, Karlsruhe RDK 8, Lünen Stummhafen, Mannheim 9, Westfalen E und Wilhelmshaven

- ▶ Variable Kosten: vor allem Brennstoffkosten und Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen;
- ▶ Strombörsenpreise: kurz- und langfristige Marktpreise basierend auf Stromnachfrage und Angebot (Merit-Order-Effekt);
- ▶ Flexibilität und Verfügbarkeit des jeweiligen Kraftwerks (Teillastbetrieb, An- und Abfahrzeiten);
- ▶ Restriktionen durch notwendige Bereitstellung von Fern- und Prozesswärme;
- ▶ Verfügbarkeit für Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistung).

Steinkohlenkraftwerke wurden überwiegend als Mittellastkraftwerke ausgelegt und konkurrieren dort vor allem mit Gas- und Dampfturbinen-(GuD-)Kraftwerken, die mit Erdgas betrieben werden. Die variablen Betriebskosten von GuD-Kraftwerken sind höher als bei Steinkohlenkraftwerken, gleichzeitig bieten die Anlagen eine höhere Flexibilität im Einsatz. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien sinken jedoch die von konventionellen Kraftwerken zu deckenden Lasten und damit deren Einsatzzeiten.

In Auf die ökonomischen Randbedingungen der Kohlestromerzeugung wird in Kapitel 5 detaillierter eingegangen.

Tabelle 12 sind die durchschnittlichen Volllaststunden für den Braun- und Steinkohlenkraftwerkspark dargestellt. Neben dem Einfluss durch die Einspeisung erneuerbarer Energien hatte in den vergangenen Jahren vor allem die Entwicklung der Brennstoffpreise einen starken Einfluss auf die Auslastung der Kraftwerke (siehe Kapitel 5.1). Zusätzlich muss darauf hingewiesen werden, dass unterjährige Außer- und Inbetriebnahmen von Kraftwerken einen Einfluss auf die Volllaststunden haben. Aufgrund der stark rückläufigen Bruttostromerzeugung von Kohlenkraftwerken seit 2019 wird von rückläufigen Volllaststunden ausgegangen. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) berichtet für Braunkohlenkraftwerke durchschnittlich 6.800 Stunden für 2018 und 5.570 Stunden für 2019, für Steinkohlenkraftwerke 3.380 Stunden für 2018 und 2.500 Stunden für 2019.⁴¹ Die Werte des BDEW weichen methodisch von den Werten in Tabelle 12 und 13 ab, ein direkter Vergleich ist daher nicht möglich.

Auf die ökonomischen Randbedingungen der Kohlestromerzeugung wird in Kapitel 5 detaillierter eingegangen.

Tabelle 12: Braunkohlen: Leistung, Stromerzeugung und Volllaststunden deutscher Kraftwerke

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bruttoleistung [GW]	22,7	24,9	24,2	23,1	23,3	23,3	23,2	23,0		
Bruttostromerzeugung [TWh]	145,9	150,1	160,7	160,9	155,8	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0
Durchschnittliche Volllaststunden [Stunden]	6.427	6.028	6.640	6.965	6.687	6.631	6.444	6.452		

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von BMWi (2020), Tabelle 22

⁴¹ BDEW (2020)

Tabelle 13: Steinkohlen: Leistung, Stromerzeugung und Volllaststunden deutscher Kraftwerke

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Bruttoleistung [GW]	30,2	30,2	29,8	29,2	34,4	33,3	32,7	29,9		
Bruttostromerzeugung [TWh]	117,0	112,4	116,4	127,3	118,6	117,7	112,2	92,9	82,6	57,1
Durchschnittliche Voll- laststunden [Stunden]	3.874	3.722	3.906	4.360	3.448	3.535	3.431	3.107		

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von BMWi (2020), Tabelle 22

4.6 Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten und Kraftwerke außerhalb des Strommarktes

Kohlenkraftwerke werden häufig aufgrund wirtschaftlicher Überlegungen stillgelegt. In diese Überlegungen fließen notwendige technische Umrüstungen, aber auch sich ändernde Brennstoff- und Zertifikatspreise ein. Vor allem bei alten Kraftwerken stellt sich die Frage, ob ein wirtschaftlicher Betrieb durch notwendige Modernisierungen noch möglich ist.

So wurden beispielsweise von RWE in den Jahren 2011 bis 2013 die elf ältesten der 13 *Braunkohlen*-Kraftwerksblöcke in Frimmersdorf, 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 bis 2016 die drei 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. Der Kraftwerksbetreiber STEAG legte 2017 jeweils zwei Blöcke in Voerde und Voerde-West sowie 2018 zwei Blöcke in Lünen still.

Betreiber von Erzeugungs- oder Speichereinrichtungen müssen entsprechend § 13b Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine geplante Stilllegung gegenüber der Bundesnetzagentur und dem systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) anzeigen. Basierend auf der Anzeige wird entschieden, ob es sich um eine systemrelevante Anlage handelt, welche nicht stillgelegt werden darf. In der auf diesen Anzeigen basierenden Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) der Bundesnetzagentur (BNetzA) sind die Stilllegungen von Kraftwerken mit mehr als 10 MW dargestellt. Seit Beginn der Erhebung im November 2012 wurden 45 Braun- und Steinkohlen-Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 6.619 MW stillgelegt.⁴²

Ein Teil der in Deutschland installierten Kraftwerkskapazitäten steht nicht regulär am Markt zur Stromerzeugung zur Verfügung. Gründe dafür sind temporäre Nicht-Verfügbarkeiten wie etwa die sogenannte „saisonale Konservierung“ (Abschaltung eines Kraftwerkes während des Sommers), aber auch Sonderfälle wie vorübergehende Stillstände für Reparaturen. Einige Kraftwerke stehen dem Markt auch langfristig nicht zur Verfügung: Braunkohlenkraftwerke, die nach § 13g EnWG in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden, befinden sich für die nächsten vier Jahre in Sicherheitsbereitschaft. Während dieser Zeit können sie außerhalb der Sicherheitsbereitschaft keinen Strom vermarkten. Eine Rückkehr an die Strommärkte ist nicht zulässig. Weiterhin kann ein Kraftwerk gesetzlich durch die ÜNB an der Stilllegung gehindert werden, wenn es aus Sicht der ÜNB zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich und somit

⁴² Berechnungen auf Basis von Bundesnetzagentur (2020) und Umweltbundesamt (2020)

„systemrelevant“ ist. In Tabelle 14 sind basierend auf der Kraftwerksliste der BNetzA diese Kapazitäten dargestellt. Zusätzlich wird die endgültig stillgelegte Kraftwerksleistung ausgewiesen.

Tabelle 14: Braun- und Steinkohlen: Kraftwerke außerhalb des Strommarktes*

[MW]	Braunkohle	Steinkohle
Saisonale Konservierung	0	1.740
Sicherheitsbereitschaft	2.730	0
Gesetzlich an Stilllegung gehindert (systemrelevant)**	0	2.309
Sonderfall	0	40
Vorläufig Stillgelegt	40	0
Endgültige Stilllegungen seit 2011 gesamt	2.059	10.442
davon in 2011	383	304
davon in 2012	1.571	547
davon in 2013	60	684
davon in 2014	0	2.159
davon in 2015	45	708
davon in 2016	0	1.234
davon in 2017	0	2.370
davon in 2018	0	1.290
davon in 2019	0	1.146

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

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

Quelle: Bundesnetzagentur (2020a)

Im Kontext der Stilllegung von Kohlenkraftwerken sieht das im Juli 2016 verabschiedete Strommarktgesetz vor, dass Braunkohlenkraftwerke mit einer Nennleistung von insgesamt 2.730 Megawatt zunächst für jeweils vier Jahre in einer Sicherheitsbereitschaft gehalten werden (siehe Tabelle 15). Anschließend werden diese endgültig stillgelegt und sollten so 11 bis 12,5 Millionen Tonnen CO₂ bis zum Jahr 2020 einsparen.

Tabelle 15: Braunkohlen: Kraftwerksblöcke in Sicherheitsbereitschaft

Betreiber	Kraftwerksblock	Nettonennleistung [MW]	Datum der Überführung	Datum der Stilllegung
Mibrag	Buschhaus	352	1.10.2016	30.09.2020
RWE	Frimmersdorf P	284	1.10.2017	30.09.2021
RWE	Frimmersdorf Q	278	1.10.2017	30.09.2021

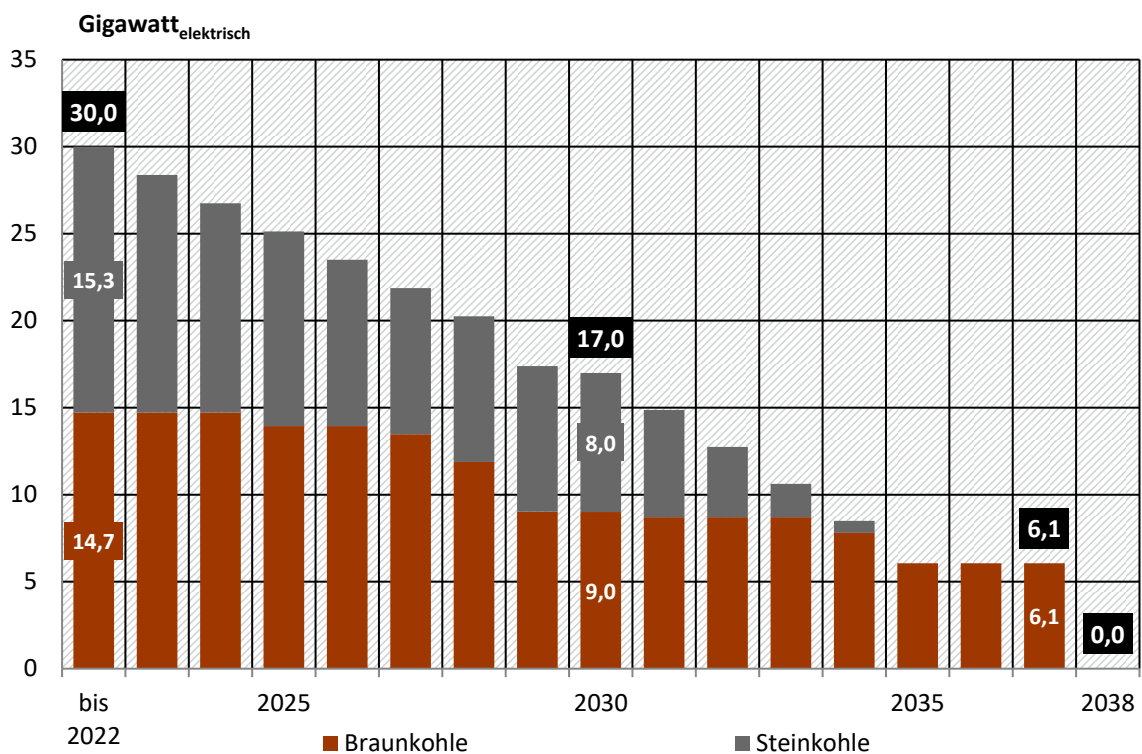
Betreiber	Kraftwerksblock	Nettonennleistung [MW]	Datum der Überführung	Datum der Stilllegung
RWE	Niederaußem E	295	1.10.2018	30.09.2022
RWE	Niederaußem F	299	1.10.2018	30.09.2022
RWE	Neurath C	292	1.10.2019	30.09.2023
LEAG	Jänschwalde F	465	1.10.2018	30.09.2022
LEAG	Jänschwalde E	465	1.10.2019	30.09.2023
Gesamt		2.730		

Quelle: Energiewirtschaftsgesetz § 13g Abs. 1

4.7 Stilllegung von Kraftwerken im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes

Mit dem Kohleausstiegsgesetz wurde ein Ausstiegspfad für die Verfeuerung von Stein- und Braunkohlen in Kraftwerken festgelegt. Um die europäischen und nationalen Klimaschutzziele zu erreichen, werden politisch Obergrenzen für Kraftwerkskapazitäten festgelegt. Dabei wird zwischen Braun- und Steinkohlenkraftwerken unterschieden: Bei den *Braunkohlenkraftwerken* wurden mit den Betreibern konkrete Entschädigungszahlungen und Ausstiegsdaten für alle Braunkohlen-Kraftwerksblöcke ausgehandelt (siehe Tabelle 16).

Abbildung 15: Braun- und Steinkohlen: Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten entsprechend dem Kohleausstiegsgesetz



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, Anlage 2

Wann die *Steinkohlenkraftwerke* stillgelegt werden, wird mit einer Mischung aus Ordnungsrecht und Wettbewerbs-Instrumenten bestimmt: Bis 2023 werden Ausschreibungen durchgeführt, bei

denen die Betreiber anbieten, zu welcher Entschädigungszahlung sie bereit sind, auf den Kraftwerksbetrieb zu verzichten. Die erste Ausschreibung begann im Sommer 2020 mit 4.000 Megawatt stillzulegender Leistung (Bundesnetzagentur 2020b). Ab 2024 greift zusätzlich zu den Ausschreibungen ein ordnungsrechtliches Verfahren, um zu gewährleisten, dass sich die Steinkohleverstromung auf dem in Abbildung 15 dargestellten Pfad bewegt. Die genauen Kapazitäten in der Abbildung können dabei je nach Ausschreibungsergebnis etwas abweichen. Ab 2028 wird die Stilllegungs-Reihenfolge der Kraftwerke seitens der Aufsichtsbehörden ohne Ausschreibungen festgelegt.

Für den schrittweisen Rückgang der installierten Kohlenkraftwerksleistung empfiehlt die Kommission zudem verbindliche Zwischenziele für 2022 und 2030. Die Kapazität der Kohlenkraftwerke soll danach bis Ende 2022 auf 30 GW reduziert werden (Steinkohle und Braunkohle je 15 GW). Im Vergleich hierzu: Ende 2017 waren insgesamt noch 42,6 GW Kohlenkraftwerke am Markt (22,7 GW Steinkohle und 19,9 GW Braunkohle). Bis 2030 soll dann die installierte Leistung der Kohlenkraftwerke schrittweise auf 17 GW reduziert werden (9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle).

Um negative Rückwirkungen auf den Europäischen Emissionshandel zu vermeiden, wird die Bunderegierung gemäß § 8 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes prüfen, ob Emissionsberechtigungen aus der zu versteigernden Menge an Berechtigungen in einem Umfang gelöscht werden, der der zusätzlichen Emissionsminderung durch die Stilllegung der Stromerzeugungskapazitäten entspricht, soweit diese Menge dem Kohlenstoffmarkt nicht bereits durch die Marktstabilitätsreserve entzogen wird und soweit dies den Vorgaben der europäischen Emissionshandelsrichtlinie entspricht.

Tabelle 16: Braunkohlen: Stilllegungszeitpunkte von Kraftwerksblöcken gemäß KvbG

Betreiber	Blockname	Nettonennleistung [MW _{el}]*	BNetzA-Nummer	Überführung in Sicherheitsbereitschaft	Stilllegung
RWE Power	Niederaußem D	297	BNA0705		31.12.2020
RWE Power	Niederaußem C	295	BNA0712		31.12.2021
RWE Power	Neurath B	294	BNA0697		31.12.2021
RWE Power	Weisweiler E oder F	321	BNA1025 oder BNA1026		31.12.2021
RWE Power	Neurath A	294	BNA0696		01.04.2022
RWE Power	Frechen / Wachtberg (Brikettierung)	120 (von 176)	BNA0292		31.12.2022
RWE Power	Neurath D und E	607 und 604	BNA0699 und BNA0700		31.12.2022
RWE Power	Weisweiler F oder E	321	BNA1025 oder BNA1026		01.01.2025

Betreiber	Blockname	Nettonennleistung [MW _{el}]*	BNetzA- Nummer	Überführung in Sicher- heitsbereitschaft	Stilllegung
LEAG KW	Jänschwalde A	465	BNA0785	31.12.2025	31.12.2028
LEAG KW	Jänschwalde B	465	BNA0786	31.12.2027	31.12.2028
RWE Power	Weisweiler G oder H	663 oder 656	BNA1027 oder BNA1028		01.04.2028
LEAG KW	Jänschwalde C und D	2 x 465	BNA0787 und BND0788		31.12.2028
RWE Power	Weisweiler G oder H	663 oder 656	BNA1027 oder BNA1028		01.04.2029
LEAG KW	Boxberg N und P	2 x 465	BNA0122 und BNA0123		31.12.2029
RWE Power	Niederaußem G oder H	628 oder 648	BNA0708 oder BNA0707		31.12.2029
RWE Power	Niederaußem G oder H	628 oder 648	BNA0708 oder BNA0707	31.12.2029	31.12.2033
Saale Energie	Schkopau A und B	2 x 450	BNA0878 und BNA0879		31.12.2034

* MW_{el} = Megawatt_{elektrisch}, d.h. die Leistung bezogen auf die Stromerzeugung

Quelle: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, Anlage 2

5 Ökonomische Aspekte

In Kapitel 5 „Ökonomische Aspekte“ werden unterschiedliche betriebs- und volkswirtschaftliche Faktoren näher beleuchtet, die für den Einsatz von Kohlen relevant sind oder mit ihnen im Zusammenhang stehen.

5.1 Bezugskosten für Braun- und Steinkohlen

In Deutschland werden mit *Braunkohlen* betriebene Kraftwerke über Förderbänder aus nahegelegenen Tagebauen oder durch Güterzüge mit der erforderlichen Braunkohle versorgt. Damit unterliegen sie, anders als Gas- und Steinkohlenkraftwerke, nicht der Volatilität der Rohstoffmärkte. Der Brennstoffpreis für Braunkohlenstaub liegt zudem deutlich unter dem Preis für Erdgas oder Steinkohlen und hält sich seit Jahren auf einem relativ konstanten Niveau. Die Brennstoffkosten für Braunkohlen werden von den Energieversorgungsunternehmen, die meist auch Betreiber der Tagebaue sind („vertikale Integration“), erfahrungsgemäß nicht preisgegeben.⁴³ Gleichwohl wurde in den letzten Jahren die Datengrundlage verbessert. In einer Studie des Öko-Instituts werden die Vollkosten der Braunkohlenförderung im Jahr 2017 mit sehr niedrigen 6,2 Euro pro Megawattstunde_{thermisch}⁴⁴ angegeben, die kurzfristigen variablen Kosten mit 1,5 Euro pro Megawattstunde_{thermisch}.⁴⁵

Steinkohlen sind ein weltweit gehandelter Rohstoff. Die Kohlenförderländer und die -importeure wurden bereits in Abschnitt 2.3 dargestellt. Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Preise auf einigen wichtigen Steinkohlenmärkten. Unterschiedliche Kohlequalitäten und die Weltregionen bedingen unterschiedliche Preisniveaus für die Kohle.⁴⁶ 2018 hatten sich die Preise nach dem Einbruch in den Jahren 2015 und 2016 wieder den höheren Preisen früherer Jahre angenähert. 2019 sanken die Preise im Zuge der nachlassenden weltweiten Konjunktur. Die Effekte der COVID-19-Pandemie auf die Preise im Jahr 2020 bleiben abzuwarten. Die internationale Preisentwicklung spiegelt sich nach Daten des Statistischen Bundesamtes auch in der Preisentwicklung der nach Deutschland eingeführten Steinkohlen wider.⁴⁷

Während die Internationale Energieagentur 2019 in ihrer Fünfjahresprognose eine stabile Entwicklung der globalen Kohlemärkte sieht, sind die Investitionen in die Kohleförderung (Angebotsseite, ohne Investitionen in Kohlenkraftwerke) in den letzten Jahren deutlich zurückgegangen.⁴⁸ Während die Investitionen zwischen 2010 und 2014 stets über 130 Milliarden US-Dollar jährlich lagen, fiel dieser Wert ab 2016 auf Werte um 80 Milliarden US-Dollar. Diese Entwicklung zeigt ein schwieriger werdendes Investitionsklima für die Kohleförderung. Gründe dafür sind die Klimapolitik im Allgemeinen, eine rückläufige Kohlenutzung in Nordamerika und Europa, eine günstige Kostenentwicklung für konkurrierende erneuerbare Energien und Erdgas, Maßnahmen gegen die Luftverschmutzung in Folge von Kohlenutzung sowie erschwerte Bedingungen auf den Finanzmärkten.⁴⁹ Auch wenn die Investitionen in die Kohleförderung zurückgingen und vorrangig dem Erhalt bestehender Förderkapazitäten dienten, kann von einem umfassenden Divestment bei der Kohle bisher nicht gesprochen werden.

⁴³ Öko-Institut (2017), S. 101

⁴⁴ Megawatt_{thermisch}, d.h. bezogen auf die Wärmeleistung eines Kraftwerks

⁴⁵ Öko-Institut (2017), S. 109

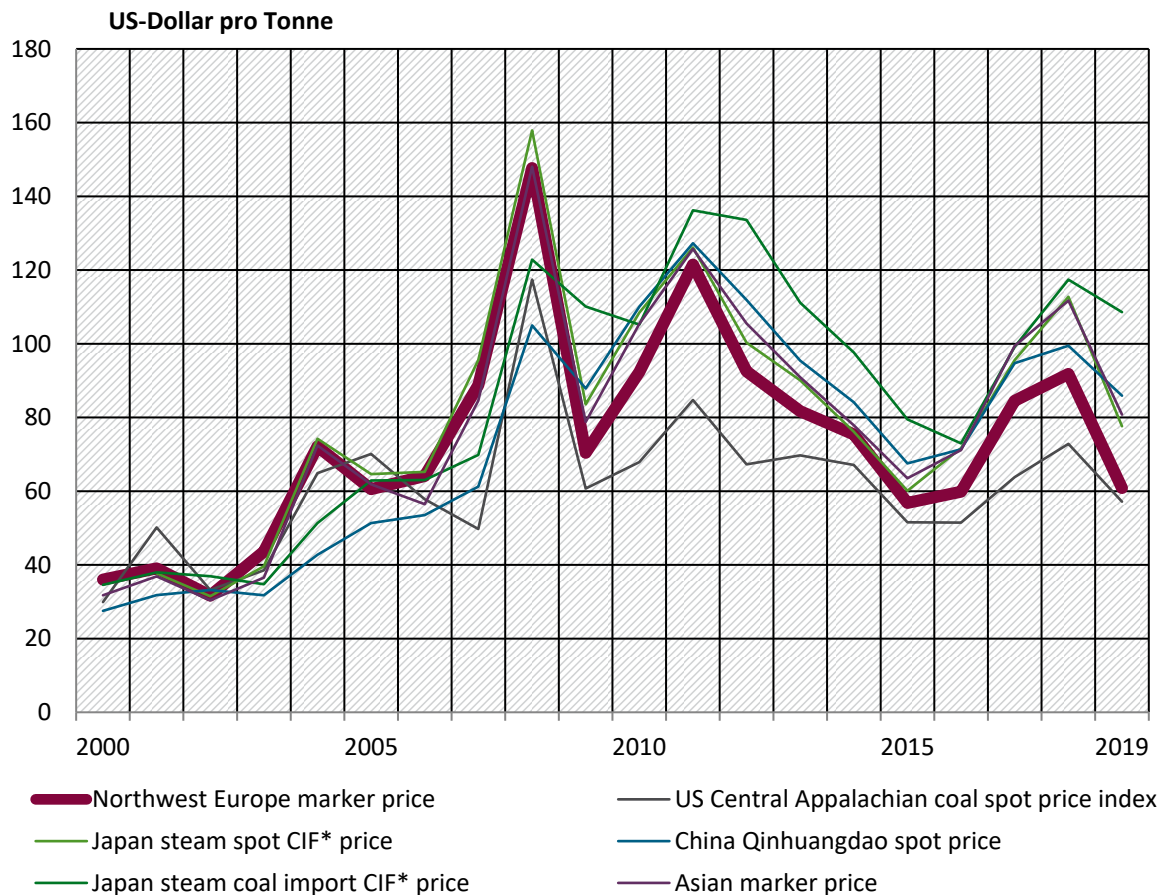
⁴⁶ In der Abbildung ist die für nach Europa importierte Kohle relevanteste Preisinformation fett hervorgehoben (Northwest Europe marker price).

⁴⁷ Statistisches Bundesamt (2020), Tabelle 5.1

⁴⁸ IEA (2019)

⁴⁹ IEA (2019a)

Abbildung 16: Steinkohlen: Entwicklung der Preise auf wichtigen Steinkohlenmärkten



* CIF: Preis einschließlich Kosten des Energieträgers (cost), Versicherung (insurance), Transport (fright)

Quelle: BP (2020), Tabelle „Coal Prices“

5.2 Preise für Emissionsberechtigungen

Die Betreiber von Kohlenkraftwerken unterfallen in der Regel dem Europäischen Emissionshandel (EU „Emission Trading Scheme“ / EU ETS). Die Kosten für europäische CO₂-Emissionsberechtigungen („European Union Allowance“, EUA) wirken sich stark auf die Profitabilität von Kohlenkraftwerken aus. Die Emissionsberechtigungen müssen durch den Kraftwerksbetreiber seit 2013 fast vollständig am Markt bzw. in den Auktionen erworben werden, da keine kostenlose Zuteilung mehr für die Stromerzeugung gewährt wird. Die Preise waren in der Vergangenheit starken Schwankungen unterworfen:

- ▶ Zu Beginn der zweiten Handelsperiode des EU ETS im Jahr 2008 lagen die Preise auf einem relativ hohen Preisniveau von 25 bis 30 Euro für eine Emissionsberechtigung.
- ▶ Zwischen 2009 und 2011 sanken die Preise auf etwa 15 Euro und rutschten dann in Folge der Finanz- und Wirtschaftskrise weiter ab.
- ▶ Im April 2013 wurde mit unter 3 Euro das niedrigste Niveau seit dem Beginn der zweiten Handelsperiode erreicht.

- ▶ Bis Ende 2015 stabilisierte sich der Preis auf ein Niveau von über 8 Euro, ging anschließend aber erneut auf etwa 5 Euro zurück.
- ▶ Im Mai 2017 setzte ein steter Aufwärtstrend am Kohlenstoffmarkt ein.
- ▶ Dieser Trend verstärkte sich im Jahr 2018 mit der politischen Einigung zur Novellierung der ETS-Richtlinie deutlich, da mit dieser Reform unter anderem auch ein signifikanter Abbau der vorhandenen Überschüsse am Kohlenstoffmarkt beschlossen wurde. Bereits im ersten Halbjahr 2018 wurde ein Preisniveau von über 15 Euro erreicht, im September 2018 wurde dann die Marke von 25 Euro überschritten.
- ▶ In den folgenden Monaten war die Preisentwicklung durch kurzfristige Auf- und Abwärtsbewegungen gekennzeichnet, bevor im Juli 2019 mit fast 30 Euro der höchste Stand seit Beginn der zweiten Handelsperiode erreicht wurde. Damit hatte sich der Preis für EUAs in zwei Jahren versechsfacht. Ende 2019 notierte der Preis in etwa auf dem Jahresanfangsniveau bei rund 25 Euro.
- ▶ Infolge der starken Turbulenzen auf den internationalen Wertpapier- und Energiemärkten in Folge der COVID-19-Pandemie verlor der Preis für EUAs im März 2020 deutlich an Wert und fiel kurzfristig bis auf unter 15 Euro. Anschließend erfolgte jedoch eine starke Aufwärtsbewegung und der EUA-Preis überschritt bereits im Juli die Marke von 30 Euro. Aktuell notiert der Preis auf einem Allzeithoch von rund 32 Euro (Stand 16. Dezember 2020).

Mit dem deutlichen Anstieg der Preise für Emissionsberechtigungen änderte sich auch die betriebswirtschaftliche Konstellation für die Kraftwerksbetreiber grundlegend. Bereits Mitte 2019 verringerten sich die rechnerischen Deckungsbeiträge (sogenannte „Clean-Spreads“) bei *Braunkohle* deutlich und lagen in den Sommermonaten teilweise im negativen Bereich. Auch die so genannten Clean-Dark-Spreads (*Steinkohle*) lagen seit 2019 rechnerisch weitgehend im negativen Bereich. Dagegen konnten durchschnittliche Erdgaskraftwerke (Wirkungsgrad von 50 %) während der Sommermonate 2019 zumindest rechnerisch höhere Gewinnmargen erzielen als einige Steinkohle- und Braunkohlenkraftwerke (Wirkungsgrad von 40 %). Seit Anfang 2020 verstärkte sich dieser Trend. Die Rentabilität der Erdgasanlagen war in diesem Zeitraum und im Rahmen diesen Annahmen und wegen relativ niedriger Erdgaspreise fast durchgehend höher als die von Kohlenkraftwerken.⁵⁰ In 2019 gingen die Emissionen aus emissionshandelspflichtigen Stein- und Braunkohlenkraftwerken um 30 bzw. 22 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Neben der gestiegenen Einspeisung von Windkraftanlagen und Überführungen von zwei Braunkohle-Blöcken in die Sicherheitsbereitschaft war dies auch auf die erwähnte gesunkene Konkurrenzfähigkeit gegenüber Gas-Kraftwerken zurückzuführen.⁵¹

In der folgenden Abbildung wird die Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen seit Januar 2008 dargestellt (Beginn der zweiten Handelsperiode). 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 (sogenannter Front December Future).

⁵⁰ Die rechnerischen Deckungsbeiträge (so genannte Clean-Spreads) berechnen sich als Saldo der Erlöse pro erzeugter MWh und den variablen Kosten für Brennstoffe und Emissionsberechtigungen sowie Betriebskosten. Die tatsächlichen Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber können davon abweichen und hängen u.a. von der jeweiligen Hedging-Strategie der Energieversorger ab. Gerade größere Energieversorgungsunternehmen sichern ihre Stromproduktion mehrere Jahre im Voraus. Auch wärmegeführte Kraftwerke können eine abweichende Kostenstruktur aufweisen.

⁵¹ Umweltbundesamt (2019e)

Abbildung 17: Preis für CO₂-Emissionsberechtigungen (EUA)



Quelle: Refinitiv Eikon (2020): ICE EUA Front December Future. (abgerufen am 16.12.2020)

5.3 Kosten der Stromerzeugung (Stromgestehungskosten)

Ausgehend von den Investitions- und Betriebskosten können die sogenannten Stromgestehungskosten von neuen Braun- und Steinkohlenkraftwerken bestimmt werden. Diese berücksichtigen neben den zuvor genannten Brennstoff- und CO₂-Kosten weitere technische und ökonomische Parameter, etwa Auslastung, Kapitalkosten oder Wirkungsgrade. Stromgestehungskosten stellen auf die durchschnittlichen Kosten ab. Trotz ihrer eingeschränkten volkswirtschaftlichen Aussagekraft wurde und wird die Größe noch immer als Ausgangspunkt für einen Vergleich von Technologien zur Stromerzeugung eingesetzt.

Von den Stromgestehungskosten zu unterscheiden sind die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung. Diese Kosten bestimmen den Kraftwerkseinsatz am Strommarkt und die Stellung der Erzeugungstechnologie in der sogenannten „Merit Order“.⁵²

Die Stromgestehungskosten und mehr noch die kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung von Kohlenkraftwerken sind, wegen im Vergleich zu anderen konventionellen Energieträgern hohen spezifischen CO₂-Emissionen des Energieträgers, stark abhängig von den Preisen für Emissionsberechtigungen. Insbesondere bereits wirtschaftlich abgeschriebene Braunkohlenkraftwerke einzusetzen wird erst bei vergleichsweise hohen CO₂-Preisen betriebswirtschaftlich unattraktiv.

Nach einer Studie des Ökoinstituts liegen die Stromgestehungskosten der Stromerzeugung aus neuen Kohlenkraftwerken in Europa bei CO₂-Preisen von 30 Euro pro Tonne derzeit bei 70 bis

⁵² Merit Order: Reihenfolge des Einsatzes von Kraftwerken je nach Börsenpreis für Strom; abhängig von den Grenzkosten der Kraftwerke (Kosten der Erzeugung einer zusätzlichen Stromeinheit)

80 Euro pro Megawattstunde. Damit weisen sie zumeist höhere Stromgestehungskosten auf als neue Solar- oder Windkraftanlagen.⁵³

Die volkswirtschaftliche Attraktivität der verschiedenen Technologien zur Stromerzeugung kann anhand des Vergleichs der Stromgestehungskosten aber nur sehr eingeschränkt bewertet werden.⁵⁴ Besser geeignet, um die volkswirtschaftliche Attraktivität von Stromsystemen mit hohen und niedrigen Anteilen einzelner Technologien zu vergleichen, sind die Kosten des gesamten Energie-Systems, die sogenannten „Systemkosten“: Strom- bzw. Energiesysteme mit unterschiedlichen Anteilen an Erzeugungstechnologien und ansonsten identischen Eigenschaften (etwa hinsichtlich Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimafreundlichkeit) lassen sich anhand ihrer (Gesamt-)Systemkosten vergleichen. Aus dieser Sichtweise heraus reicht es nicht, die Erzeugungskosten einer einzelnen Anlage zu betrachten, denn für ein optimiertes System ist zu erwarten, dass dieses aus einem Mix verschiedener Erzeugungstechnologien besteht. Ein modellgestützter Vergleich unterschiedlicher Stromerzeugungssysteme und unterschiedlicher energiepolitischer Szenarien für Deutschland wurde beispielsweise im Rahmen der „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ für das BMWi vorgenommen.⁵⁵

5.4 Emissionsbedingte Umweltkosten

Ein wesentlicher Teil der Umweltkosten der Braunkohlen- und Steinkohlenverstromung entsteht durch die Emission von Luftschadstoffen und Kohlendioxid.⁵⁶ In der „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten“ legte das Umweltbundesamt für diese Emissionen best-practice-Schätzungen der Umweltkostensätze vor (Umweltbundesamt 2019). Diese ermöglichen die Berechnung spezifischer Umweltkosten in Cent pro Kilowattstunde Strom. Dabei zeigt sich, dass die Braunkohlenverstromung mit durchschnittlich etwa 0,23 Euro pro Kilowattstunde mit Abstand die höchsten Umweltkosten verursacht, während Steinkohlenverstromung Umweltkosten von etwa 0,20 Euro pro Kilowattstunde verursacht.⁵⁷ Insgesamt beliefen sich die Umweltkosten der Kohleverstromung durch den Ausstoß von Treibhausgasen und Luftschadstoffen im Jahr 2019 auf etwa 38 Milliarden Euro.⁵⁸

Die mittleren brennstoffspezifischen Umweltkosten der Stromerzeugung stellen allerdings keine fixen Größen dar, sondern sind abhängig von der durchschnittlichen Güte der Anlagentechnik des jeweiligen Teils des Kraftwerksparks (elektrische Wirkungsgrade sowie Techniken zur Emissionsminderung von Luftschadstoffen wie Schwefeldioxid oder Stickstoffoxiden). So führt das schrittweise Abschalten älterer und ineffizienterer Anlagen dazu, dass die Höhe der vom Kraftwerkspark verursachten Umweltkosten sinkt.

Durch die mangelnde Internalisierung der Umweltkosten entstehen starke Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der Braunkohlen- und Steinkohlenverstromung und zu Lasten

⁵³ Öko-Institut (2017a)

⁵⁴ Vgl. Krey et al. (2014), S. 1288 ff. für eine Diskussion der Größe „Levelized Cost of Energy“ (LCOE, englisch für Stromgestehungskosten)

⁵⁵ Pfluger et al. (2017)

⁵⁶ Braun- und Steinkohlenkraftwerke stoßen neben Treibhausgasen auch weitere gesundheitsgefährdende Luftschadstoffe aus, bisher liegen für die Abschätzung dieser Umweltkosten allerdings keine Werte vor.

⁵⁷ Berechnung auf Grundlage der Methodenkonvention 3.0 (Umweltbundesamt 2019). Inflationsbereinigt anhand des Konsumentenpreisindex des Statistischen Bundesamtes. Die Werte ergeben sich bei einer zugrunde gelegten Zeitpräferenzrate von 1 %. Bei Ansatz einer reinen Zeitpräferenzrate von 0 % ergeben sich spezifische Kostensätze von etwa 0,74 bzw. 0,67 Euro pro Kilowattstunde.

⁵⁸ Berechnung auf Grundlage der Methodenkonvention 3.0 (Umweltbundesamt 2019) und AG Energiebilanzen, Tabelle Bruttostromerzeugung. Inflationsbereinigt anhand des Konsumentenpreisindex des Statistischen Bundesamtes. Die Werte ergeben sich bei einer zugrunde gelegten Zeitpräferenzrate von 1 %. Bei Ansatz einer reinen Zeitpräferenzrate von 0 % ergeben sich Umweltkosten etwa 122 Milliarden Euro.

umweltfreundlicher Energieträger, insbesondere der erneuerbaren Energien. Deren Umweltkosten liegen bei unter 0,01 Euro pro Kilowattstunde für Windenergie und bei etwa 0,02 Euro pro Kilowattstunde für Photovoltaik weit unter den Werten der fossilen Stromerzeugung.⁵⁹

5.5 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 potenziell budgetrelevant sind, als auch Subventionen, die in verdeckter Form auftreten und keine direkte Budgetwirkung haben.⁶⁰

In diesem Abschnitt werden zunächst die Subventionen für Steinkohle (5.5.1) und sodann für Braunkohle (5.5.2) beleuchtet. Unter 5.5.3 werden darauf die Entschädigungen für Kraftwerksbetreiber (Braunkohle und Steinkohle) nach dem neuen Kohleausstiegsgesetz betrachtet.

5.5.1 Steinkohlensubventionen

Auslaufen des Steinkohlenbergbaus in Deutschland

Ende des Jahres 2018 wurde mit der Schließung der letzten beiden Bergwerke Prosper-Haniel und Ibbenbüren die einheimische Steinkohlenförderung eingestellt. Damit ist auch die Subventionierung des Absatzes von Steinkohle beendet, wobei nach 2018 noch nachschüssige Zahlungen anfallen.⁶¹ Im Jahr 2007 hatten sich der Bund sowie die Länder Nordrhein-Westfalen und Saarland mit der RAG AG und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) darauf verständigt, die Steinkohlensubventionen abzubauen und den subventionierten Steinkohlenbergbau bis Ende des Jahres 2018 sozialverträglich zu beenden.

Im auf diese Einigung hin verabschiedeten Steinkohlefinanzierungsgesetz hatte der Bund für den Zeitraum von 2009 bis 2019 bis zu 13,9 Milliarden Euro „[z]ur Finanzierung des Absatzes deutscher Steinkohle für den Einsatz in Kraftwerken und zur Stahlerzeugung im Hochofenprozess [...] sowie von Aufwendungen der Bergbauunternehmen infolge dauerhafter Stilllegungen“ zur Verfügung gestellt.⁶² 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 15,5 Milliarden Euro.⁶³

⁵⁹ Berechnung auf Grundlage der Methodenkonvention 3.0 (Umweltbundesamt 2019). Inflationsbereinigt anhand des Konsumentenpreisindex des Statistischen Bundesamtes. Die Werte ergeben sich bei einer zugrunde gelegten Zeitpräferenzrate von 1 Prozent. Bei Ansatz einer reinen Zeitpräferenzrate von 0 Prozent ergeben sich spezifische Kostensätze von unter 0,01 bzw. 0,05 Euro pro Kilowattstunde.

⁶⁰ Nach Umweltbundesamt (2016), S. 8.

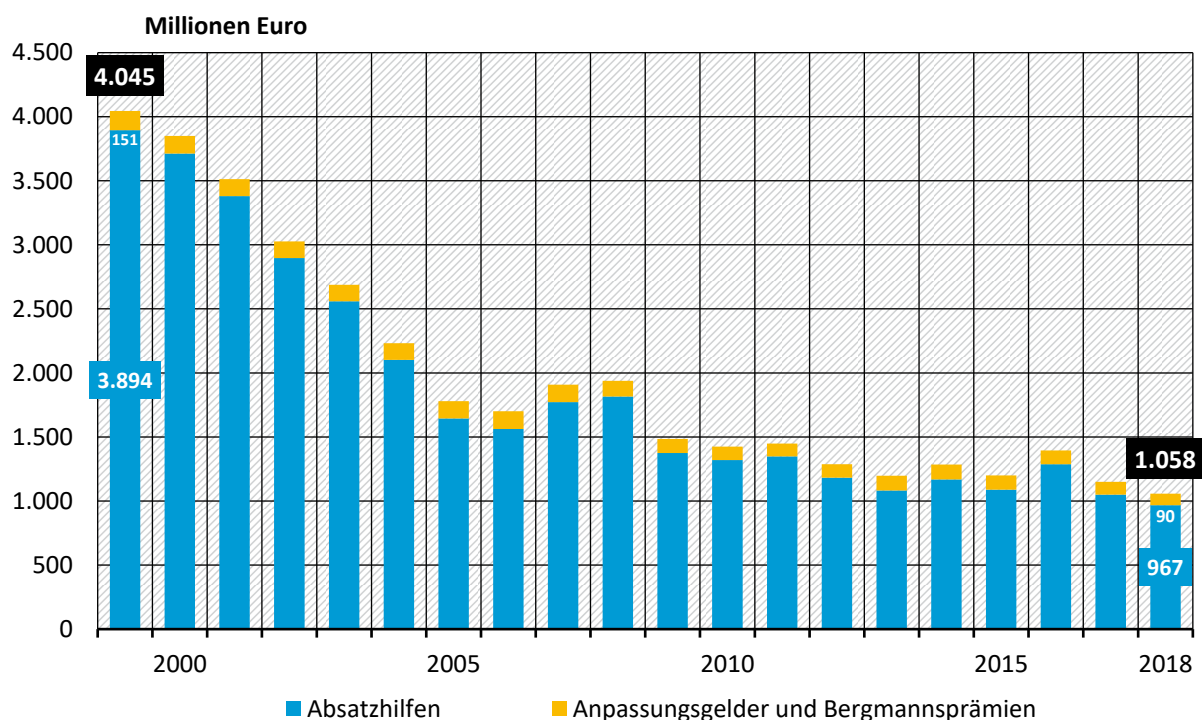
⁶¹ BMF (2019), S. 146

⁶² Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlebergbaus zum Jahr 2018 (SteinkohleFinG), § 3 Abs. 1; die Betrag von 13,9 Milliarden Euro ergibt sich aus der Summe der im §3 Abs. 1 genannten Jahreswerte.

⁶³ Der Betrag setzt sich zusammen aus den genannten 13,9 Milliarden Euro nach SteinkohleFinG § 3 Abs. 1, den Anpassungsgeldern 2009 bis 2018 gemäß den Subventionsberichten der Bundesregierung in Höhe von etwa 1.062 Millionen Euro (siehe Abbildung 18)

Abbildung 18 zeigt die Entwicklung der Finanzhilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau seit 1999, welche im Subventionsbericht der Bundesregierung aufgeführt sind.⁶⁴ Bis 2014 war der Steinkohlenbergbau damit der größte Empfänger direkter Finanzhilfen des Bundes.⁶⁵ Im Jahr 2018 sind – im letzten Jahr der Förderung – mit 1.058 Millionen Euro immer noch erhebliche Summen für die Subventionierung vorgesehen. Darin enthalten sind einerseits 967 Millionen Euro Zuschüsse für den Absatz deutscher Steinkohlen zur Verstromung, zum Absatz an die Stahlindustrie und zum Ausgleich der Belastungen infolge von Kapazitätsanpassungen. Weiterhin werden Anpassungsgelder des Bundes für Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus in Höhe von über 90 Millionen Euro erfasst.⁶⁶

Abbildung 18: Steinkohlen: Finanzhilfen für den Steinkohlenbergbau



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BMF (verschiedene Jahrgänge)

Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus

Der Steinkohlenabbau erzeugt gravierende Umweltprobleme und Folgekosten. Bergehalde mit dem Abraum der Untertage-Bergwerke sind aufwändig abzudichten, um eine Gefährdung des Grundwassers zu verhindern. Durch Bergsenkungen entstehen erhebliche Schäden an Gebäuden und Verkehrsanlagen. Senkungen an der Oberfläche verursachen Überschwemmungsrisiken, die mit Deichbau und Pumpensystemen dauerhaft eingegrenzt werden müssen. Da die für diese Maßnahmen anfallenden Kosten potenziell für sehr lange Zeiträume in der Zukunft anfallen, werden sie auch „Ewigkeitslasten“ der Steinkohle genannt. Der Landtag von Nordrhein-

sowie Kosten für Ewigkeitslasten in Höhe von 561 Millionen Euro (51 Millionen Euro pro Jahr für 11 Jahre, siehe Abschnitt „Ewigkeitslasten“).

⁶⁴ Erfasst wurden die Zuschüsse für den Absatz (tatsächlicher Betrag), das Anpassungsgeld an Arbeitnehmer sowie, bis zu ihrer Abschaffung 2008, die Bergmannsprämie (Beteiligung des Bundes).

⁶⁵ BMF (2015), S. 18

⁶⁶ BMF (2019), S. 146 ff.

Westfalen geht davon aus, dass sich die Kosten für die dauerhafte Polderwasserhaltung zum Ausgleich bergbaulicher Einwirkungen im Ruhrgebiet auf jährlich 51 Millionen Euro summieren werden.⁶⁷ 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.

5.5.2 Braunkohlensubventionen und -vergünstigungen

Die deutsche Braunkohlenwirtschaft erhält verschiedene Subventionen, die jedoch schwierig zu identifizieren und zu quantifizieren sind.⁶⁸ Da es sich nicht um direkte Finanzhilfen oder Steuerbegünstigungen handelt, gehen diese Begünstigungen nicht aus dem Subventionsbericht der Bundesregierung hervor.

Vergünstigungen für den Braunkohlentagebau

Besonders bedeutsam ist die Freistellung des Braunkohlentagebaus von der Förderabgabe für Bodenschätze. Laut Bundesberggesetz sind auf bergfreie Bodenschätze 10 Prozent des Marktpreises als Förderabgabe zu zahlen (§ 31 BBERG). Die Bundesländer können diesen Satz allerdings variieren oder bestimmte Rohstoffe befreien. Auf Grundlage sogenannter „alter Rechte“ ist der Braunkohlentagebau von dieser Förderabgabe gänzlich ausgenommen (§ 151 Absatz 2 Nr. 2 BBERG). Diese Vergünstigung ist eine Subvention.

Eine weitere Subvention besteht darin, dass die Braunkohlenwirtschaft nicht zur Entrichtung eines Wasserentnahmeentgelts herangezogen wird. Dieses wird grundsätzlich in allen Bundesländern mit Braunkohlentagebau erhoben, jedoch bestehen in den ostdeutschen Bundesländern Ausnahmen für die Braunkohlenwirtschaft. Das Umweltbundesamt schätzt die Subventionierung der unentgeltlichen Wasserentnahme auf etwa 20 Millionen Euro jährlich, wenn man die – zwischen den Bundesländern differierenden – Wasserentnahmeentgelte als Richtwerte für die Kosten der Ressourcennutzung ansetzt.⁶⁹

Tabelle 17: Braunkohlen: Verzicht auf Förderabgabe für Bodenschätze und Wasserentnahmeentgelte

Jahr	Geförderte Braunkohle [Millionen Tonnen]	a. Wert des Verzichts auf Förderabgabe für Bo- denschätze* [Millionen Euro]	b. Wert der unentgeltli- chen Wasserentnahme [Millionen Euro]	Summe (a. und b.) [Millionen Euro]
2012	185	284	etwa 20	304
2013	182	280	etwa 20	300

⁶⁷ Landtag Nordrhein-Westfalen (2010), S. 20; Angabe bezieht sich auf das Jahr 2005, für spätere Jahre zuzüglich Inflation

⁶⁸ Lechtenböhrer et al. (2004)

⁶⁹ Der Umfang dieser Subvention ist schwer genau zu quantifizieren, insofern kommt es hier auf die Größenordnung an. Lechtenböhrer et al. (2004, S. 43) weisen eine Schätzung zwischen 22,8 und 57,7 Millionen Euro aus. Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft schätzte im Jahr 2018 die Vergünstigung durch den Verzicht auf Wasserentnahmeentgelte für das Jahr 2017 auf einen Umfang von 17 Millionen Euro (Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft 2018, S. 9). Das Umweltbundesamt hält die Schätzung des Werts der unentgeltlichen Wasserentnahme von 20 Millionen Euro pro Jahr damit für plausibel.

Jahr	Geförderte Braunkohle [Millionen Tonnen]	a. Wert des Verzichts auf Förderabgabe für Bo- denschätze* [Millionen Euro]	b. Wert der unentgeltli- chen Wasserentnahme [Millionen Euro]	Summe (a. und b.) [Millionen Euro]
2014	178	273	etwa 20	293
2015	178	286	etwa 20	306
2016	171	276	etwa 20	296
2017	171	275	etwa 20	295
2018	166	267	etwa 20	287
2019	131	211	etwa 20	231
Summe (2012 bis 2019):		2.152	etwa 160	2.312

* Bei Annahme eines Preises von 6,1 Euro pro Megawattstunde (15,31 Euro pro Tonne) bis einschließlich 2014 und eines Preises von 6,4 Euro pro Megawattstunde (16,06 Euro pro Tonne) ab 2015⁷⁰

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis von Statistik der Kohlenwirtschaft (2020d)

Öffentliche Finanzierung der Braunkohlensanierung der ehemaligen DDR-Tagebaue

Nach dem Einigungsvertrag zwischen der Bundesrepublik Deutschland und der Deutschen Demokratischen Republik (DDR) übernahm die Bundesrepublik das Vermögen der DDR und die Rechtsnachfolge. Damit gingen auch die volkseigene Industrie und deren Altlasten auf die Bundesrepublik über. Die Bearbeitung erfolgt über ein gemeinsames Sanierungsprogramm von Bund und Ländern, so auch für den Bereich der Braunkohle. Die Sanierungsaufgaben werden nach festen Vorgaben kostenteilig aus Mitteln von Bund und Ländern (Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen) finanziert. Geregelt wurde dies in verschiedenen sogenannten „Verwaltungsabkommen“ (VA) zwischen dem Bund und den betroffenen ostdeutschen Bundesländern. Von 1991 bis Ende des Jahres 2022 wurden und werden insgesamt etwa 11,87 Milliarden Euro für Arbeitsbeschaffungsmaßnahmen und die Grundsanierung auf der Grundlage der Verwaltungsabkommen eingesetzt. Eine Übersicht zeigt Tabelle 18.

⁷⁰ Bundesregierung (2013), S. 45 f.; Bundesregierung (2015), S. 46 f.; Bundesregierung (2019), S. 41 f.

Tabelle 18: Braunkohlen: Finanzierungsgrundlagen der Braunkohlesanierung in Ostdeutschland

Rechtliche Grundlagen*	Jahre	Summe [Milliarden Euro]
Arbeitsbeschaffungsmaßnahmen (ABM)	1991 – 1993	0,72
VA Altlastenfinanzierung	1993 – 1997	3,34
VA II Braunkohlesanierung	1998 – 2002	2,65
VA III Braunkohlesanierung	2003 – 2007	1,64
VA IV Braunkohlesanierung	2008 – 2012	1,04
VA V Braunkohlesanierung	2013 – 2017	1,26
VA VI Braunkohlesanierung	2018 – 2022	1,21
Summe		11,87

* VA: Verwaltungsabkommen

Quelle: Bund-Länder-Geschäftsstelle für die Braunkohlesanierung (2020)

Ein Teil der Sanierungsmittel ist beispielsweise in die Sofortmaßnahmen zur Bekämpfung der Verockerung der Spree in Sachsen und Brandenburg geflossen.⁷¹ Das Thema „Verockerung“ wird neben weiteren der großen ökologischen Herausforderungen, die sich aus den Bergbaufolgen des Braunkohleabbaus in Ostdeutschland ergeben, im Abschnitt 6.2 näher dargestellt.

5.5.3 Entschädigung für die Stilllegung von Kohlenkraftwerken

Als zentraler Teil des jüngst verabschiedeten sogenannten „Kohleausstiegsgesetz“⁷² wurde auch das „Kohleverstromungsbeendigungsgesetz“ beschlossen. Laut diesem soll „die Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle in Deutschland sozialverträglich, schrittweise und möglichst stetig“ reduziert und beendet werden.⁷³ In § 44 sind „Entschädigungen für die Stilllegung von Braunkohleanlagen“ festgelegt: Die RWE Power AG hat Anspruch auf Zahlung von 2,6 Milliarden Euro, die Lausitz Energie Kraftwerk AG auf 1,75 Milliarden Euro. Insgesamt fließen also 4,35 Milliarden Euro als Entschädigungszahlungen an die Betreiber von Braunkohlenkraftwerken. Zu diesen Zahlungen hinzu kommen Stilllegungsprämien für Steinkohlenkraftwerke. Hier sind allerdings keine festen Summen mit den Betreibern vereinbart. Die Höhe der

⁷¹ Bundesregierung (2014)

⁷² Vollständige Bezeichnung: „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze“

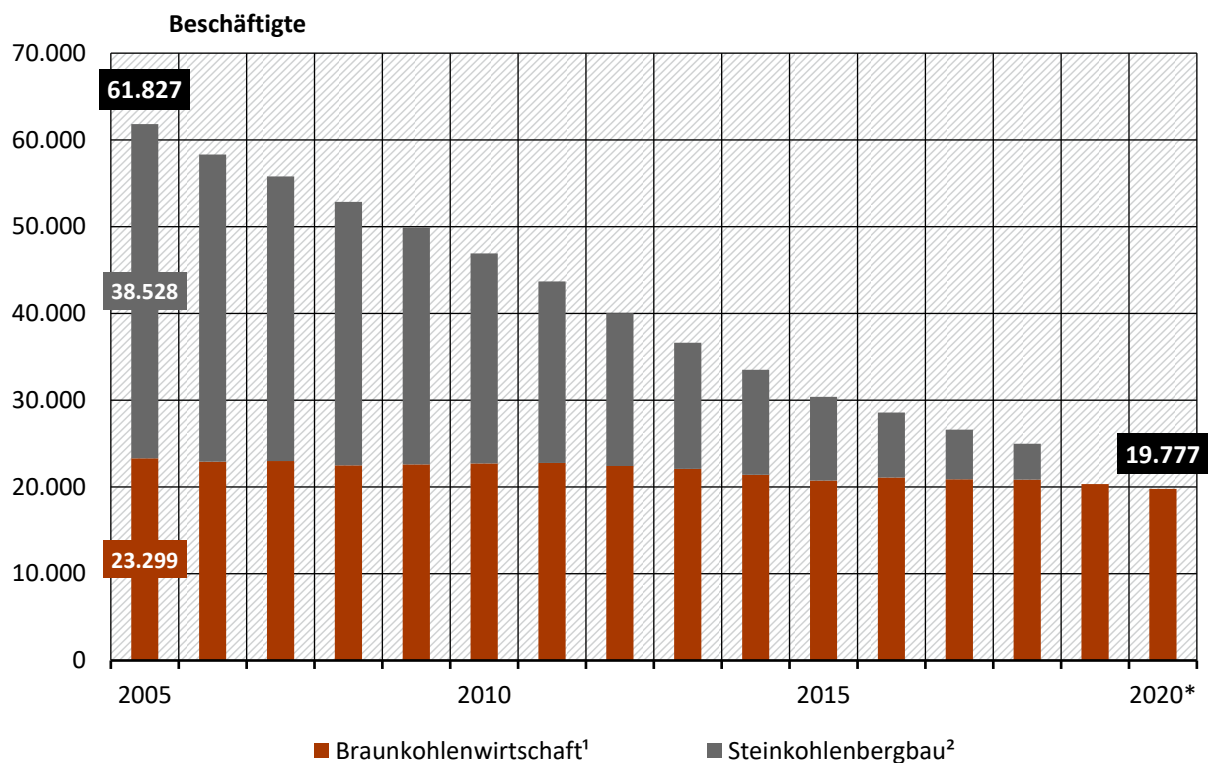
⁷³ Kohleverstromungsbeendigungsgesetz § 2 Abs. 1

Prämien wird vielmehr auf der Basis von Ausschreibungen am Markt ermittelt. (Ausführlicher zur Stilllegung von Kohlenkraftwerken siehe Abschnitte 4.6 und 4.7)

5.6 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. Die Entwicklung seit 2005 ist in der Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Entwicklung der Beschäftigtenzahlen in Braunkohlenwirtschaft und Steinkohlenbergbau*



* Jeweils zum Jahresende

¹ Beschäftigte im Bergbau (Arbeiter und Angestellte) sowie in Braunkohlenkraftwerken der Bergbauunternehmen

² Beschäftigte im Bergbau (Arbeiter und Angestellte) bis 2018, ab 2019 Einstellung der inländischen Steinkohlen-Förderung

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Statistik der Kohlenwirtschaft (2019a, 2020b und 2020c)

In der *Braunkohlenwirtschaft* waren Ende September 2020 noch etwa 19.780 Mitarbeiter tätig (Ende 2019: 20.336; Ende 1990: 129.727).⁷⁴ In diesen Zahlen sind auch die Beschäftigten der Kraftwerke der Braunkohlenunternehmen enthalten (Ende September 2020: 4.695).⁷⁵ Bei einer Gesamtbeschäftigtenzahl von 45,3 Millionen Personen in Deutschland im Jahr 2019⁷⁶ entsprechen die etwa 20.000 in der Braunkohlenwirtschaft tätigen Menschen einem Anteil an den

⁷⁴ 2017 und 2018: Statistik der Kohlenwirtschaft (2020c); 2019 und 2020: Statistik der Kohlenwirtschaft (2020b); Vorliegende Studien gehen teilweise auch von einer etwas geringeren Zahl aus und beziffern die Zahl der Beschäftigten für das 2017 mit 18.531. (Umweltbundesamt 2019a, S. 24)

⁷⁵ Statistik der Kohlenwirtschaft (2020b)

⁷⁶ Statistisches Bundesamt (2020a)

Beschäftigten von 0,04 %. Während die Beschäftigtenzahl deutschlandweit in der Braunkohlenwirtschaft somit als gering einzuschätzen ist, ist sie für die Wertschöpfung und Beschäftigung in den Braunkohleregionen allerdings von größerer Bedeutung.

Im 2018 eingestellten *Steinkohlen*bergbau in Deutschland waren zuletzt 4.125 Personen beschäftigt (1990: 133.498; ohne Steinkohlenkraftwerke).⁷⁷ Seit 2019 arbeiten im eigentlichen Bergbau keine Beschäftigten mehr. Zwar werden beispielsweise weiterhin Nachsorge-Arbeiten an den ehemaligen Gruben durchgeführt, die Zahl der Beschäftigten wird vom „Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.“ jedoch nicht mehr berichtet.

⁷⁷ Statistik der Kohlenwirtschaft (2019a)

6 Umweltaspekte

In diesem Kapitel werden verschiedene Umweltaspekte des Betriebs von Kohlenkraftwerken und Stahlwerken dargestellt. Zentral sind dabei Emissionen von Luftschadstoffen, insbesondere der Ausstoß von Kohlendioxid (Kapitel 6.1). Aber auch die Auswirkungen vor allem des Abbaus von Kohlen auf Gewässer sind enorm, auf diese wird in Kapitel 6.2 näher eingegangen. Durch den Kohlenabbau vor allem in Tagebauen werden Flächen massiv gestört. Das Thema der Inanspruchnahme von Flächen durch Tagebaue wird in Kapitel 6.3 behandelt. In Kapitel 6.4 schließlich werden negative Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit dargestellt, die von der Kohlennutzung ausgehen.

6.1 Emissionen in die Luft

6.1.1 Kohlendioxid-Emissionen aus der energetischen Nutzung von Braun- und Steinkohlen

Wie bereits in Kapitel 3 (Abschnitt 3.2) ausgeführt, werden Braun- und Steinkohlen in verschiedenen technischen Prozessen eingesetzt. Die wichtigsten Zwecke sind dabei die folgenden:

- ▶ Stromgewinnung in Kraftwerken (Verbrennung von Braun- und Steinkohlen-Produkten),
- ▶ Wärmegewinnung in Heizwerken und Heizkraftwerken oder in Industrieöfen (Verbrennung von Braun- und Steinkohlen-Produkten) sowie
- ▶ Einsatz in Hochöfen zur chemischen Reduktion des Eisenerzes und Wärmegewinnung (Steinkohlenkoks).

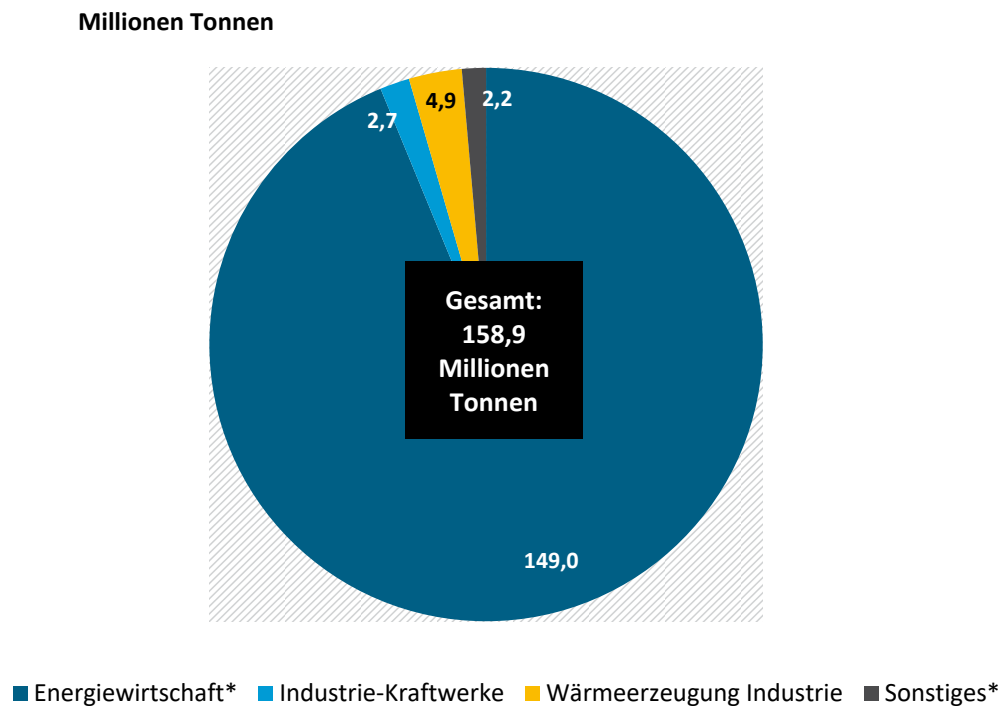
Bei allen Prozessen wird Kohlendioxid (CO₂) freigesetzt, das wesentlicher Treiber der Erwärmung der Erdatmosphäre und somit für den Klimawandel ist. Das Umweltbundesamt erfasst die Emissionen von Treibhausgasen im Nationalen Treibhausgasinventar. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf die CO₂-Emissionen aus der energiebedingten (energetischen) Nutzung der Braun- und Steinkohle, also zur Gewinnung von Strom und Wärme. Während die CO₂-Emissionen aus der Nutzung von Braunkohle damit weitgehend erfasst sind, bleiben insbesondere die Emissionen aus der Nutzung von Steinkohle für die Stahlherstellung in dieser Darstellung außen vor.

Im Jahr 2018 wurden durch Verbrennungsprozesse auf Basis der *Braunkohle* 158,9 Millionen Tonnen (Mio. t) CO₂ ausgestoßen (2017: 163,0). Dies entsprach 19,7 % des gesamten deutschen Ausstoßes von Treibhausgasen im Jahr 2018 (2017: 19,0 %). Im Jahr 1990 lag der Anteil der Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohlen noch bei über 27 %.⁷⁸

Abbildung 20 zeigt die Herkunft der Emissionen, die durch die Verbrennung von Braunkohle im Jahr 2018 anfielen. Fast 96 % der Emissionen fielen durch den Einsatz in öffentlichen und Industrie-Kraftwerken an, das heißt zur Stromerzeugung, wobei die Abwärme in vielen Kraftwerken ebenfalls genutzt wird. Etwa 3 % der Emissionen entstanden bei der Nutzung von Braunkohle für die Gewinnung von Wärme für Industrieprozesse.

⁷⁸ Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020e); 2018 vorläufig

Abbildung 20: Braunkohlen: CO₂-Emissionen aus energiebedingter Nutzung (2018)**



* *Energiewirtschaft*: Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, Raffineriekraftwerke und sonstige Kraftwerke (vor allem Kraftwerke der Kohlengruben); *Sonstiges*: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Militär, Haushalte, Landwirtschaft, sonstige Wärmeerzeugung

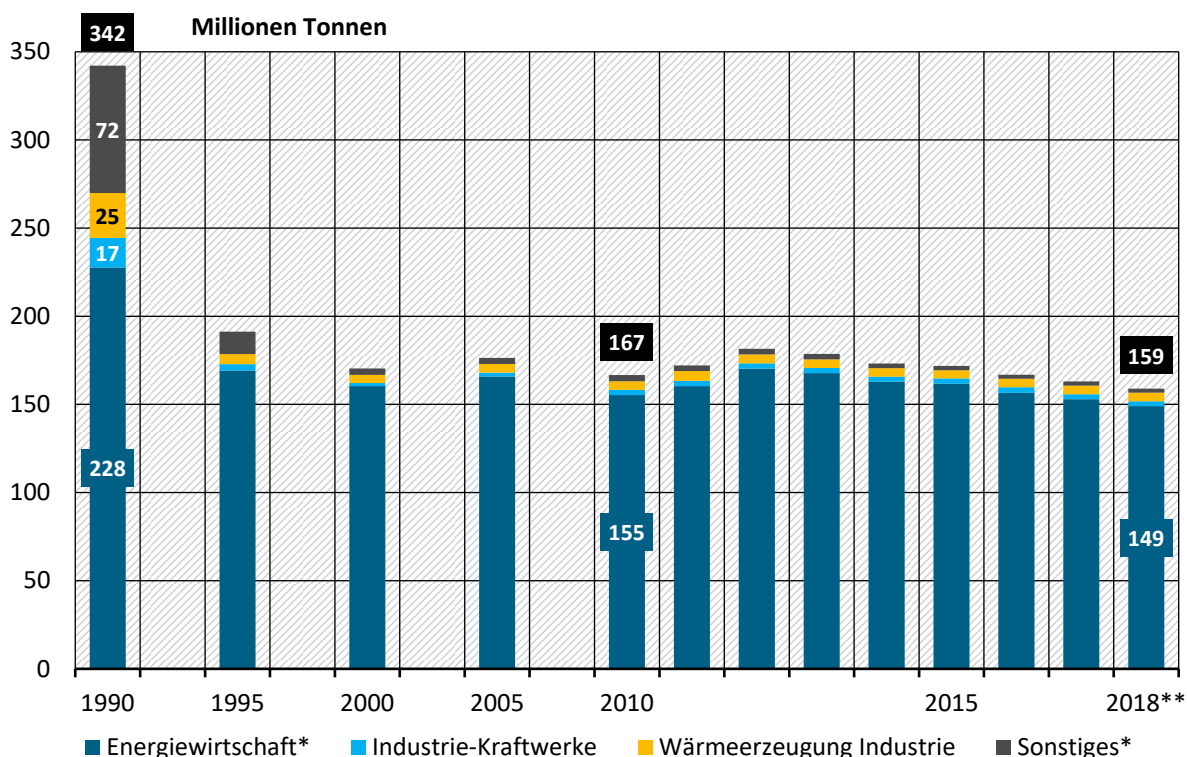
** Werte 2018 vorläufig

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020e)

Abbildung 21 lässt sich entnehmen, dass noch im Jahr 1990 weitere relevante Nutzungszwecke der Braunkohle für CO₂-Emissionen verantwortlich waren. Nicht nur wurden bei der Wärmebereitstellung für industrielle Prozesse deutlich mehr Emissionen frei als im Jahr 2018 (1990: 25,5 Mio. t CO₂; 2018: 4,9 Mio. t). Vor allem aber waren die Emissionen im Bereich „Sonstige“ viel höher als 2018: Im Jahr 1990 war der Einsatz von Braunkohle in Privathaushalten und im Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen“ (GHD), aber auch beim Militär noch sehr verbreitet – im Jahr 2018 war der Einsatz von Braunkohle in all diesen Sektoren weitgehend irrelevant.⁷⁹

⁷⁹ 1990: Haushalte: 34,4 Mio. t CO₂; GHD: 19,0 Mio. t CO₂; Militär: 3,7 Mio. t CO₂; 2018: Haushalte: 1,4 Mio. t CO₂; GHD: < 0,01 Mio. t CO₂; Militär: < 0,01 Mio. t CO₂ (Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt 2020e)

Abbildung 21: Braunkohlen: CO₂-Emissionen aus energiebedingter Nutzung (1990 bis 2018)**



* *Energiewirtschaft*: Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, Raffineriekraftwerke (relevant nur bis 1994) und sonstige Kraftwerke (vor allem Kraftwerke der Kohlengruben); *Sonstiges*: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Militär, Haushalte, Landwirtschaft, sonstige Wärmeerzeugung

** Werte 2018 vorläufig

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020e)

Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Braunkohlen werden in Deutschland entsprechend den unterschiedlichen Qualitäten der Rohbraunkohlen nach den drei aktuell genutzten Abbaurevieren unterschieden. Für die Rohbraunkohlen der einzelnen Reviere wurden für das Jahr 2018 die brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren wie in Tabelle 19 dargestellt erfasst.

Tabelle 19: Braunkohlen: Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für die deutschen Braunkohlenreviere 2018⁸⁰

Revier	Tonne CO ₂ pro Terajoule
Rheinisches Revier	112,7
Lausitzer Revier	110,6
Mitteldeutsches Revier	104,2

Quelle: Umweltbundesamt (2020a)

Die CO₂-Emissionen von Kraftwerken werden zudem maßgeblich vom elektrischen Nettowirkungsgrad der jeweiligen Anlage beeinflusst. In Deutschland liegen die spezifischen Emissionen

⁸⁰ abgeleitet für nationale Emissionsberichterstattung; Annahme: 100%-ige Verbrennung ohne Berücksichtigung von Stützfeuerungen und Mitverbrennungen

von Braunkohlenkraftwerken zwischen 1.200 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde (altes Kraftwerk mit niedrigem elektrischen Nettowirkungsgrad und Rohbraunkohlen schlechterer Qualität) und 940 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde (BoA-Kraftwerke⁸¹ wie etwa Block R in Boxberg oder die Blöcke F und G in Neurath mit elektrischen Nettowirkungsgraden von 43 %).

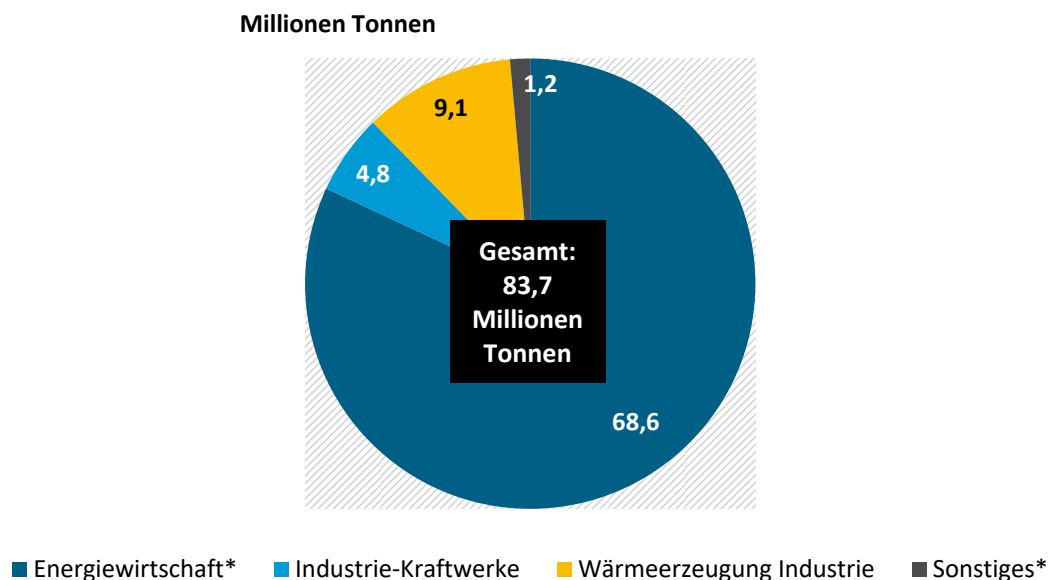
Im Jahr 2018 wurden durch Verbrennungsprozesse zur Strom- und Wärmeerzeugung auf Basis der *Steinkohle* 83,7 Mio. t CO₂ ausgestoßen (2017: 92,0 Mio. t). Dies entspricht 10,4 % des gesamten Ausstoßes von Treibhausgasen im Jahr 2018 (2017: 10,7 %).⁸²

Abbildung 22 zeigt die Herkunft der Emissionen, die durch Verbrennung von Steinkohlen und ihren Produkten im Jahr 2018 anfielen. Während bei der Braunkohle der Einsatz des Rohstoffs zur Stromerzeugung sehr stark dominiert, zeigt sich in der Abbildung, dass bei den Emissionen aus Steinkohle mit der Wärmeerzeugung einen weiteren Einsatzzweck des Rohstoffes eine Rolle spielt: Etwa 73,4 Mio. t CO₂ werden beim Kraftwerksbetrieb freigesetzt (fast 88 % der Emissionen aus Steinkohle), 9,1 Mio. t CO₂ bei der Wärmeerzeugung für Industrieprozesse, das heißt in Öfen in Industrieanlagen (11 % der Emissionen).

Seit 1990 ist der Ausstoß von CO₂ durch Prozesse, die auf Steinkohle basieren, um etwa 47 % zurückgegangen (siehe Abbildung 23). Besonders groß war der Rückgang im Bereich der Industrie-Kraftwerke (– 67 %) und der Wärmeerzeugung in der Industrie (– 46 %). Der Bereich „Sonstiges“ war bereits 1990 kaum relevant (8 Mio. t CO₂) und trug im Jahr 2018 nur noch 1 Mio. t CO₂ bei.

Die CO₂-Emissionen aus der Nutzung der Steinkohle zur Herstellung von Eisen und Stahl werden im folgenden Abschnitt 6.1.2 thematisiert.

Abbildung 22: Steinkohlen: CO₂-Emissionen aus energiebedingter Nutzung (2018)**



* *Energiewirtschaft*: Kraftwerke der öffentlichen Versorgung und sonstige Kraftwerke (vor allem Kraftwerke der Kohlengruben); *Sonstiges*: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Militär, Haushalte, Schienenverkehr, Landwirtschaft, sonstige Wärmeerzeugung

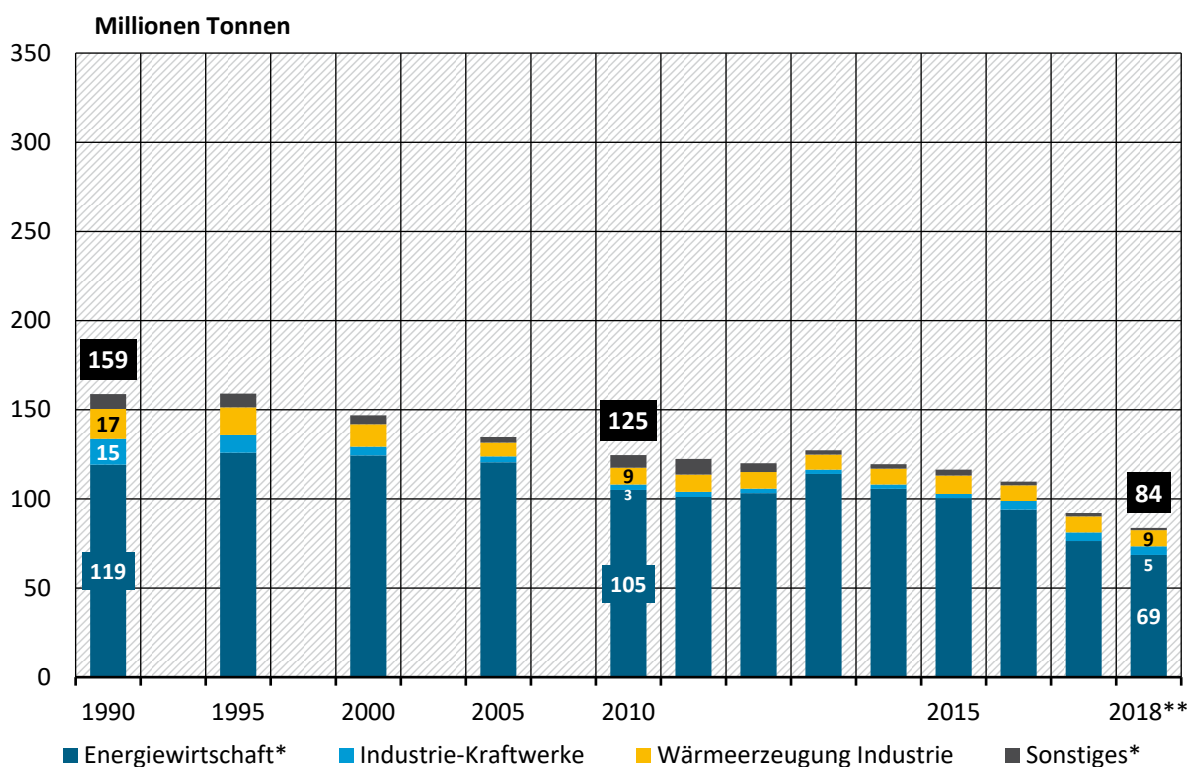
** Werte 2018 vorläufig

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020e)

⁸¹ BoA: Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik

⁸² Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020f); 2018 und 2019 vorläufig

Abbildung 23: Steinkohlen: CO₂-Emissionen aus energiebedingter Nutzung (1990 bis 2018)**



* *Energiewirtschaft*: Kraftwerke der öffentlichen Versorgung, Raffineriekraftwerke (relevant nur bis 1994) und sonstige Kraftwerke (vor allem Kraftwerke der Kohlengruben); *Sonstiges*: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Militär, Haushalte, Schienenverkehr, Landwirtschaft, sonstige Wärmeerzeugung

** Werte 2018 vorläufig

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Umweltbundesamt (2020e)

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die CO₂-Emissionsfaktoren für die in Deutschland verbrannten einzelnen Steinkohlen und Steinkohlenprodukten wie Briketts und Steinkohlenkoks. Während die CO₂-Emissionsfaktoren für die Steinkohlen abhängig von der Struktur der Herkunftsgebiete jährlich leicht schwankt, ändern sich die Faktoren für die Steinkohlen-Produkte kaum, da diese klar definierte Eigenschaften haben.

Tabelle 20: Steinkohlen: Emissionsfaktoren für wichtige Steinkohlen-Produkte 2018⁸³

Emissionsfaktoren	Tonne CO ₂ pro Terajoule
Steinkohlen (Kraftwerke, Industrie)	93,1
Steinkohlenbrikett	95,9
Steinkohlenkoks	108,1
Steinkohle (Wärmemarkt Haushalte, Kleinverbrauch)	97,6

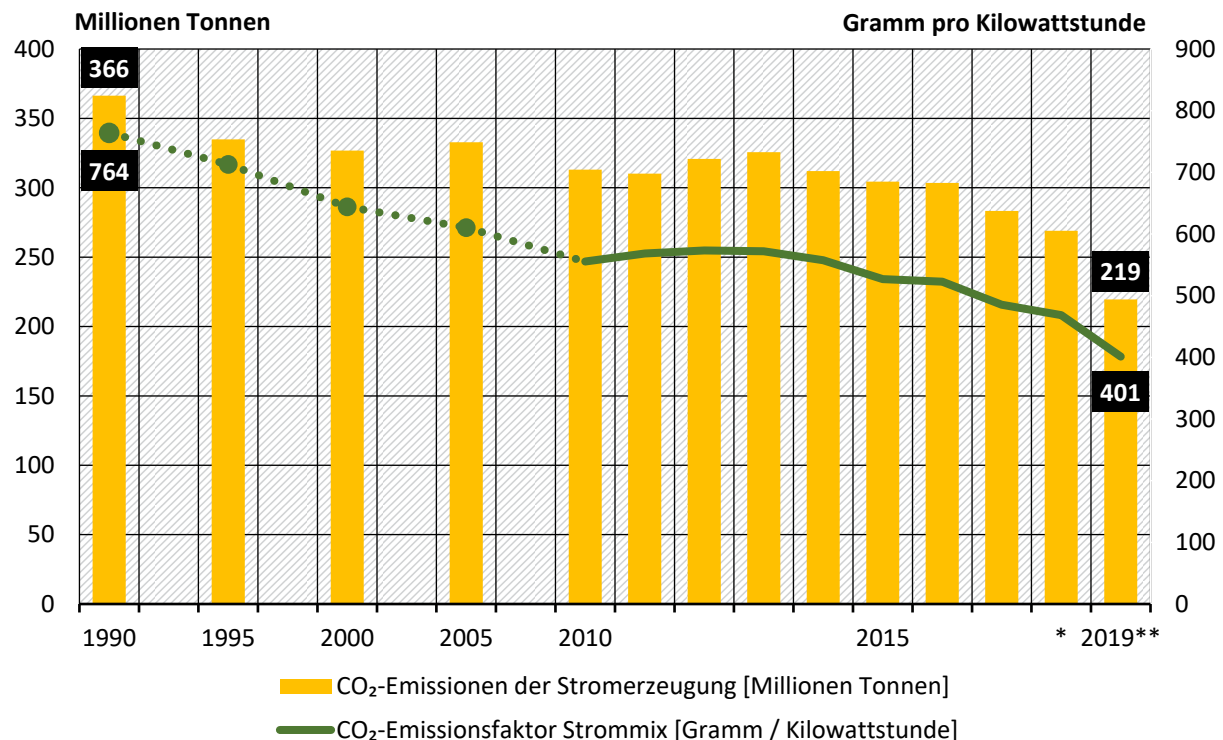
Quelle: Umweltbundesamt (2020a)

Da die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlen wesentlich zur Stromerzeugung in Deutschland beiträgt, ist der Einfluss auf die Gesamtemissionen im Stromsektor und damit auf die

⁸³ abgeleitet für nationale Emissionsberichterstattung; Annahme: 100%ige Verbrennung ohne Berücksichtigung von Stützfeuerungen und Mitverbrennungen

spezifischen CO₂-Emissionen des deutschen Strommixes sehr groß. Dieser ist in Abbildung 24 dargestellt. Gut sichtbar ist, dass die CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde in den vergangenen Jahrzehnten deutlich zurückgegangen sind.⁸⁴

Abbildung 24: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und spezifische CO₂-Emissionen des deutschen Strommix



* 2018 vorläufig ** 2019 geschätzt

Quelle: Umweltbundesamt (2020d)

6.1.2 Kohlendioxid-Emissionen aus der Eisen- und Stahl-Herstellung

Der größte Teil der CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie wird durch den Hochofenprozess verursacht (vergleiche die Ausführungen zu den unterschiedlichen Prozessen in Kapitel 3.5). Die resultierenden CO₂-Emissionen werden aber nicht vom Hochofen selbst freigesetzt, sondern bei der energetischen Nutzung der anfallenden Prozessgase (Hochofen- und Konvertergas) in den Winderhitzern des Hochofens, in der Unterfeuerung der Koksöfen oder in den damit betriebenen Kraftwerken. Weitere große CO₂-Emissionen entstehen in Kokerei und Sinteranlage bei der Erzeugung der für den Hochofenprozess benötigten Einsatzstoffe Koks und Sinter.

Die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Roheisenerzeugung über die Hochofenroute weiter zu reduzieren ist nur bedingt möglich: Auf den Einsatz von Koks kann im Hochofenprozess aus verfahrenstechnischen Gründen nicht verzichtet werden, allerdings macht dieser etwa drei Viertel des Reduktionsmitteleinsatzes aus. Eine emissionsärmere beziehungsweise annähernd emissionsfreie Stahlerzeugung auf Basis primärer Rohstoffe ist technisch zwar möglich, jedoch müssen

⁸⁴ Die Emissionen des Strommixes beziehen sich auf eine Kilowattstunde, die im Inland erzeugt wurde. Zur Berechnung der Emissionen des Inlandsverbrauchs muss der mit dem Ausland ausgetauschte Strom berücksichtigt werden. In den vergangenen Jahren wurde in Deutschland mehr Strom erzeugt als verbraucht, der überschüssige Strom wurde exportiert. Werden die CO₂-Emissionen auf den Verbrauch umgelegt, liegen die CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde höher als bei Betrachtung des Strommixes der Erzeugung, nach vorläufigen Zahlen bei 427 Gramm pro verbrauchter Kilowattstunde. In den Vorjahren war der Abstand der CO₂-Emissionen des verbrauchten Stroms zu den CO₂-Emissionen des erzeugten Stroms noch größer, da der Saldo des Stromaußenhandels höher lag, etwa im Jahr 2018 512 gegenüber 468 Gramm pro Kilowattstunde. (Ausführlich zum Thema: Umweltbundesamt 2020d)

dafür die bestehenden Produktionsverfahren komplett auf eine andere Verfahrensrouten umgestellt werden. Dazu müssten neben den Hochofenanlagen auch Sinteranlagen, Kokereien und Oxygenstahlwerke stillgelegt und durch neue Anlagen ersetzt werden. Integrierte Stahlwerke wären zu großen Teilen neu zu errichten, die erforderlichen Investitionen wären erheblich.

Eine mögliche emissionsarme Alternative zum Hochofenprozess stellt die Erzeugung von Eisenschwamm über das sogenannte Direktreduktionsverfahren dar. Bei diesem erfolgt die chemische Reduktion von Eisenerzpellets durch Erdgas oder Wasserstoff. Der dadurch gewonnene „Eisenschwamm“ („Direct Reduced Iron“, DRI) kann im Anschluss in einem konventionellen Elektrolichtbogenofen zu Stahl weiterverarbeitet werden. Durch dieses Verfahren und durch den dadurch ermöglichten Verzicht auf Koks und Kohle als Reduktionsmittel ließen sich erhebliche Mengen an CO₂-Emissionen einsparen. Mit sogenanntem „grünen Wasserstoff“, das heißt vollständig aus erneuerbaren Quellen erzeugtem Wasserstoff, wäre sogar eine weitgehend klimaneutrale Stahlerzeugung denkbar. Die skizzierten Verfahren werden derzeit allerdings noch nicht in großem Umfang betrieben, nicht zuletzt wegen der bislang noch sehr hohen Kosten für (grünen) Wasserstoff. Auf Basis von Erdgas ist das Verfahren aber weltweit bereits im großtechnischen Einsatz.

6.1.3 Methan-Emissionen

Neben Kohlendioxid spielt auch Methan bei der Nutzung von Kohlen eine – wenn auch untergeordnete – Rolle. Während des Inkohlungsprozesses⁸⁵ wurde durch Einwirkung von Temperatur und Druck sowie bio- und geochemische Prozesse Methan gebildet. Dieses ist in den Poren der Kohle gebunden, wird jedoch freigesetzt, sobald sich der auf die Kohle lastende Druck verringert. Insbesondere die Förderung der Kohle entlastet das Gestein und verursacht so die Freisetzung von Methan.

Da Methan leicht entzündlich ist, ist das so entweichende Methan in Stollen als Grubengas ein Sicherheitsrisiko und muss abgesaugt werden. Dies ist auch in stillgelegten Steinkohlebergwerken erforderlich, sofern diese nicht geflutet worden sind. Das verbrannte Grubengas ist für das Klima weniger schädlich als das unverbrannte Grubengas, das durch Schächte, Leitungen und Risse an die Oberfläche entweichen würde. Aus diesem Grund wird die energetische Nutzung des abgesaugten Grubengases nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert.

In Tagebauen und beim anschließenden Transport entweicht das Methan in die Luft, da es aufgrund der enormen Fläche von Tagebau-Gruben nicht aufgefangen werden kann. Allerdings sind in Deutschland die Braunkohlenlagerstätten deutlich jünger als Steinkohlenlagerstätten und haben einen sehr niedrigen Methangehalt, somit fällt der Braunkohlebergbau in Hinblick auf die Methan-Emissionen deutlich weniger ins Gewicht.

Für die Berechnung der deutschen Methan-Emissionen aus Kohlen wird angenommen, dass das gebundene Methan in nach Deutschland importierter *Steinkohlen* während des langen Transports bereits vor der Einfuhr nach Deutschland komplett in die Atmosphäre entwichen ist. Bei den im Inland gewonnenen *Braunkohlen* wird hingegen angenommen, dass das gebundene Methan zwischen der Förderung im Tagebau und der Verbrennung im Kraftwerk komplett in die Atmosphäre entweicht. Für das Jahr 2018 errechnete sich so eine Methan-Emission aus der Stein- und Braunkohlenförderung von 63 Kilotonnen Methan oder 1,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Fast 94 % dieser Menge (59,0 Kilotonnen) wurden im Steinkohlenbergbau freigesetzt. Nur 1,8

⁸⁵ Inkohlung: Prozess der Entstehung von Kohle (siehe Abschnitt 2.1)

Kilotonnen wurden – trotz der deutlich größeren Fördermenge in diesem Jahr – dem Braunkohlenabbau zugerechnet.⁸⁶

Mit der Einstellung des Steinkohlenbergbaus im Jahr 2019 gingen die inländische Emissionen von Methan durch den Kohlenbergbau deutlich gegenüber den Zahlen von 2018 zurück.⁸⁷ Die Methan-Emissionen der in Deutschland verwendeten Steinkohlen fiel ab diesem Jahr dann vollständig im Ausland an. Die Höhe der Emissionen schwankt aufgrund der unterschiedlichen geologischen Situation und den Förderbedingungen zwischen den verschiedenen Herkunftsgebieten stark. In der Datenbank „Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme“ des Umweltbundesamtes⁸⁸ sind als Methanemissionen 10,7 Kilogramm Methan pro Tonne importierter Steinkohle ausgewiesen. Dabei wird von einer Förderung von 25 % im Tagebau und 75 % im Untertagebau in den Herkunftsländern China, USA, Indien und Australien ausgegangen. Im Kontext der Methanstrategie der EU⁸⁹ wird aktuell verstärkt der Fokus unter anderem auf die Methanemissionen bei Rohstoffförderung und -transport gelegt.

6.1.4 Emissionen weiterer Schadstoffe

Neben dem oben genannten Ausstoß von Kohlendioxid 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 einerseits von der Qualität und Zusammensetzung der verwendeten Kohlen ab, etwa dem Gehalt an Schwermetallen. Daneben ist auch die eingesetzte Anlagen-, Feuerungs- und Abgasreinigungstechnik wesentlich. Die rechtlichen Regelungen zur Begrenzung von Emissionen aus Großfeuerungsanlagen – das sind Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 Megawatt oder mehr – finden sich in der 13. Bundesimmissionschutz-Verordnung (13. BImSchV, „Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen“). Deutsche Kohlenkraftwerke zählen zu den Großfeuerungsanlagen.

Für Kohlenkraftwerke sind die in den Paragraphen §§ 4 und 11 der 13. BImSchV festgelegten Emissionsgrenzwerte maßgeblich. Sie begrenzen die Emissionen von Staub, Quecksilber, Kohlenmonoxid, Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden, Dioxinen und Furanen.⁹⁰ In der EU werden die Emissions-Anforderungen an Industrie-Anlagen in den Mitgliedsstaaten im Rahmen des sogenannten „Sevilla-Prozesses“ weiterentwickelt. Im Zuge dieses Prozesses werden „Beste verfügbare Techniken“ (BVT) definiert und weiterentwickelt, die Industrie-Anlagen einsetzen müssen. Derzeit wird die 13. BImSchV im Zuge der nationalen Umsetzung des Durchführungsbeschlusses 2017/1442 zu den BVT-Schlussfolgerungen für Großfeuerungsanlagen überarbeitet (KOM 2017). Die Novelle wird insbesondere die zulässigen Emissionen von Quecksilber verschärfen.

⁸⁶ Umweltbundesamt (2020g)

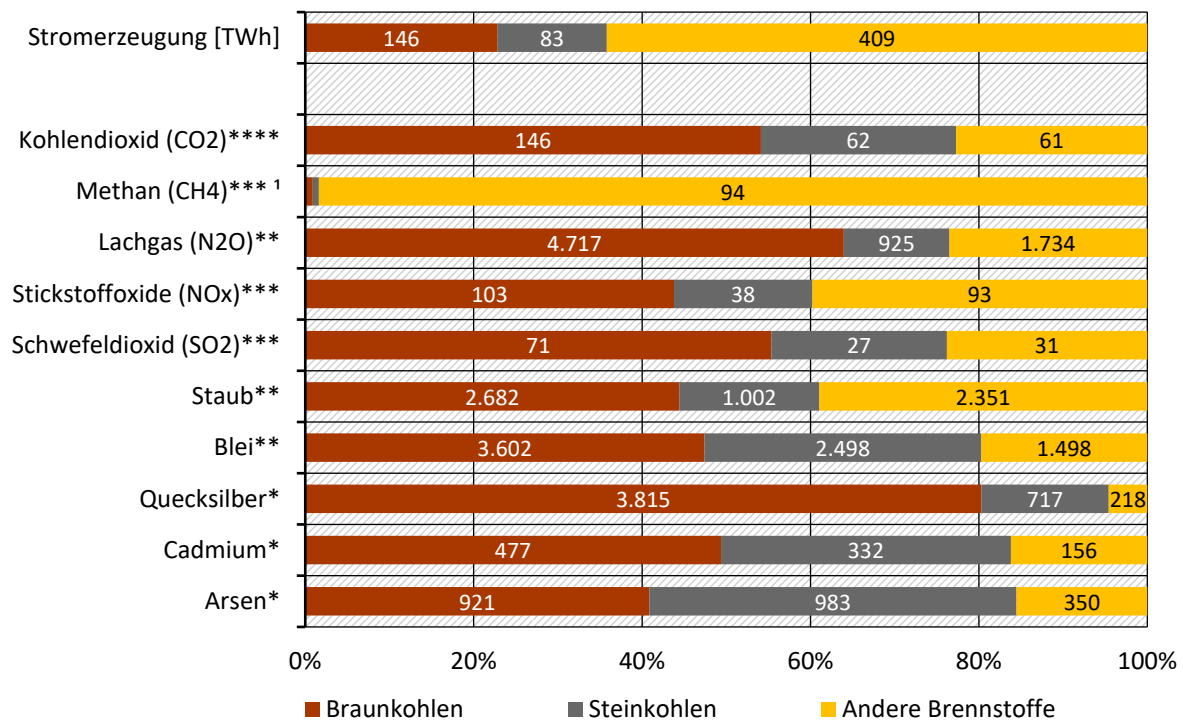
⁸⁷ Konkrete Zahlen dazu wird das Umweltbundesamt Anfang des Jahres 2021 veröffentlichen.

⁸⁸ Umweltbundesamt (2020h)

⁸⁹ KOM (2020b)

⁹⁰ Detaillierte Angaben zu den EU-rechtlich vorgeschriebenen Meldungen der Schwefeldioxid- und Stickoxid-Emissionsfrachten der Gesamtheit aller deutschen Großfeuerungsanlagen (inklusive der erdgas- und biomassebetriebene Anlagen) veröffentlicht das Umweltbundesamt im Internet (Umweltbundesamt 2020b). Die Website wird regelmäßig aktualisiert.

Abbildung 25: Braun- und Steinkohlen: Emission von Luftschadstoffen aus Stromerzeugung und Anteil an Emissionen aus Stromerzeugung gesamt (2018)



* Kilogramm ** Tonnen *** Kilotonnen (1.000 Tonnen) **** Millionen Tonnen

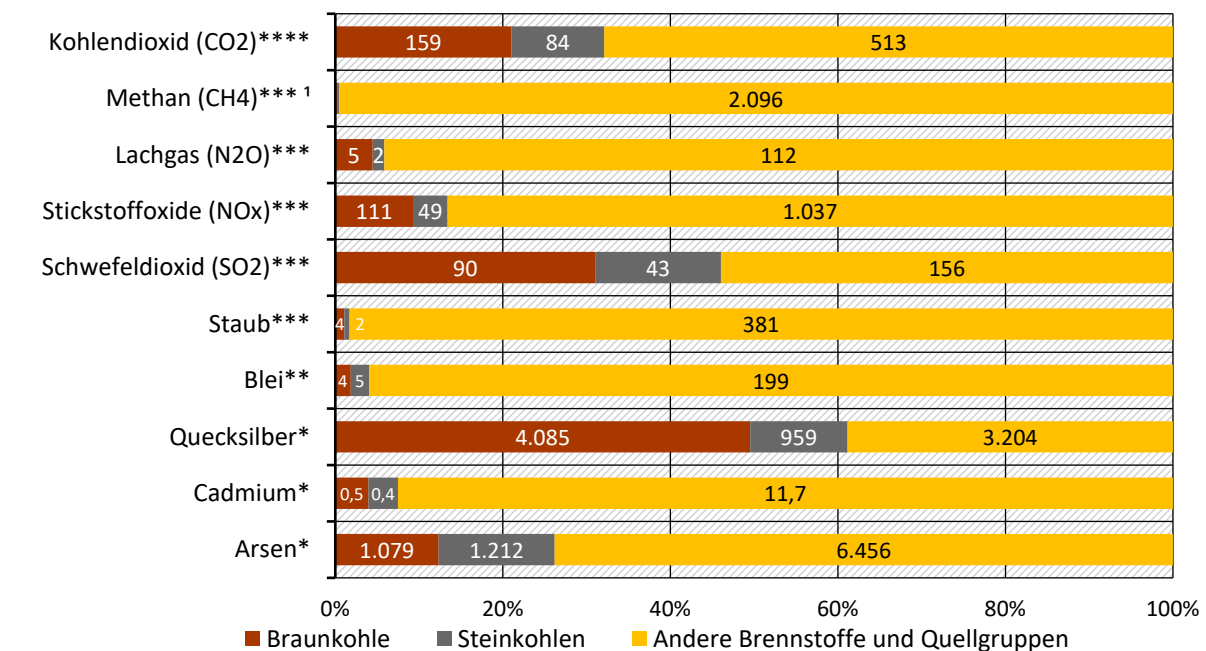
¹ Emission Methan: Braunkohle 0,9 Kilotonnen, Steinkohle: 0,7 Kilotonnen

Quelle: Umweltbundesamt (2020e)

Die Abbildung 25 zeigt den Anteil der Braun- und Steinkohlen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2018. Weiterhin zeigt sie 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 Kohlenkraftwerke zur Schadstoffbelastung der Stromerzeugung beitragen.

Ergänzt wird die Darstellung durch Abbildung 26, die die Emissionen aus Braun- und Steinkohlen in allen Sektoren, dem jeweiligen Schadstoffausstoß in allen Sektoren gegenüberstellt, um dessen Relevanz im Gesamtsystem darzustellen.

Abbildung 26: Braun- und Steinkohlen: Emission von Luftschadstoffen aus Strom- und Wärmeerzeugung und Anteil an Gesamtemissionen (2018)



* Kilogramm ** Tonnen *** Kilotonnen (1.000 Tonnen) **** Millionen Tonnen

¹ Emission Methan: Braunkohle 4,5 Kilotonnen, Steinkohle: 5,0 Kilotonnen

Quelle: Umweltbundesamt (2020e)

6.1.5 Quecksilber als Beispiel für ausgestoßene Schadstoffmengen gemäß dem Nationalem Schadstoffregister

Das „Nationale Schadstofffreisetzungs- und Verbringungsregister“ stellt detaillierte Daten zum Ausstoß von Schadstoffen auf Einzelanlagenebene zur Verfügung. Mit Unterzeichnung des PRTR-Protokolls („Protokoll über die Einrichtung von Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregistern“; UNECE 2003) der UNECE im August 2007 hatte sich Deutschland verpflichtet, ein sogenanntes „Nationales Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister“ einzurichten (Schadstoffregister). Das deutsche Schadstoffregister steht der Öffentlichkeit unter www.thru.de frei zur Verfügung. Nach dem PRTR-Protokoll haben Einzelbetriebe jährlich die Freisetzen von bis zu 91 bestimmter Schadstoffe in Luft, Wasser und Boden sowie Verbringung von Abfällen und von Schadstoffen in Abwasser zu berichten. Die europäische PRTR-Verordnung⁹¹ sieht vor, dass Schadstoff- und Abfallmengen an die EU und an das nationale Register berichtet werden, wenn vorgegebene Schwellenwerte für Schadstoff- oder Abfallmengen überschritten werden. Diese Schwellenwerte sind in Anhang II der Verordnung festgelegt. Der Kapazitätsschwellenwert für Kraftwerke ist erreicht, sobald die Feuerungswärmeleistung größer als 50 Megawatt ist.

Quecksilber ist ein hoch toxisches Schwermetall, die Verbrennung von Kohlen ist eine der wichtigsten Quellen der Freisetzung von Quecksilber. Das „Minamata-Übereinkommen“⁹², das im Jahr 2017 auch von Deutschland ratifiziert wurde,⁹³ setzt sich zum Ziel, den Schadstoff besser zu kontrollieren und den Ausstoß in die Umwelt zu verringern. Die PRTR-Verordnung setzt unter

⁹¹ EG-Verordnung 166/2006, siehe Quellenverzeichnis

⁹² Informationen zum Abkommen unter www.mercuryconvention.org

⁹³ BMU (2017)

anderem auch für die Freisetzung von Quecksilber in die Luft einen Schwellenwert fest. Dieser ist erreicht, wenn eine Anlage mehr als 10 Kilogramm Quecksilber pro Jahr in die Luft freisetzt.

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 etwa 80 % der durch Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen in die Luft emittierten Quecksilbermenge (Fracht) auf den Einsatz von Braunkohlen zurückgeht (siehe Abbildung 25). Insgesamt machen die Quecksilberemissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung aus Kohlen etwa 60 % der insgesamt für Deutschland berichteten Quecksilberemissionen aus (siehe Abbildung 26). 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. Emissionsminderungsmaßnahmen, die direkt auf Quecksilber abzielen, sind bisher vorwiegend nur an Anlagen ergänzt worden, die vergleichsweise hohe Quecksilberemissionen aufweisen, wie beispielsweise die Anlagen im Mitteldeutschen Revier.

Die Zahl der Wärmekraftwerke und anderen Verbrennungsanlagen, die Quecksilber-Freisetzungen in die Luft an das Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister (PRTR) meldeten, pendelte in den zwölf Jahren von 2007 bis 2018 zwischen 29 und 55. So muss ein Betreiber wegen des Schadstoff-Schwellenwertes nur dann zu seinen Quecksilber-Emissionen berichten, wenn er mehr als 10 Kilogramm Quecksilber pro Jahr in die Luft emittiert. Die Zahl meldender Wärmekraftwerke und anderen Verbrennungsanlagen erreichte im Jahr 2018 mit 29 Betrieben den niedrigsten Stand innerhalb der Zeitreihe 2007 bis 2018. Dies spiegelt sich auch in der an das PRTR gemeldeten insgesamt ausgestoßenen Menge von 4,3 Tonnen für 2018 wider. Im Jahr 2018 ging im Vergleich zum vorangegangenen Jahr 2017 die Anzahl meldender Wärmekraftwerke und anderen Verbrennungsanlagen um 19 % zurück. Der Rückgang der berichteten Gesamtemission betrug rund 7 %.

In Tabelle 21 ist ein beispielhafter Auszug der thru.de-Datenbank für das Jahr 2018 dargestellt. Darin lässt sich erkennen, dass allein das verhältnismäßig alte *Braunkohlen*-Kraftwerk „Jänschwalde“ der LEAG Kraftwerk AG (ehemals Vattenfall Europe AG) in der Lausitz im Jahr 2018 904 Kilogramm Quecksilber in die Luft ausgestoßen hat. Dies entspricht fast einem Viertel der insgesamt für Braunkohlenkraftwerke ermittelten Menge im Inventar für Luftschadstoffe. Als Standort mit vorwiegend modernen Anlagen wurde das Kraftwerk Schwarze Pumpe (LEAG) in der Lausitz dargestellt. Laut PRTR hat das Kraftwerk im Jahr 2018 295 Kilogramm Quecksilber freigesetzt. Allerdings ist eine Beurteilung der umweltbezogenen Leistung der Anlagen – insbesondere ihrer Abgasreinigungstechnik – alleine auf der Grundlage von PRTR-Daten nicht möglich. Zwar sind die Leistungen der beiden genannten Kraftwerke bekannt,⁹⁴ jedoch liegen im Schadstoffregister keine Daten vor, wieviel Brennstoff im Jahr 2018 eingesetzt wurde.

Als Beispiel für ein *Steinkohlen*kraftwerk mit Altanlagen wurde das Uniper-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 Kohlenkraftwerk Lünen GmbH & Co. KG in Lünen ausgewählt. Die elektrische Nettonennleistung des Blocks beträgt 750 MW. Dieses

⁹⁴ Jänschwalde: elektrische Nettonennleistung: 2.790 MW (fünf Kraftwerksblöcke); Schwarze Pumpe: elektrische Nettonennleistung: 1.500 MW (zwei Kraftwerksblöcke); siehe auch die Liste der Kohlenkraftwerke im Anhang

Kraftwerk berichtet für das Jahr 2018 keine Quecksilber-Freisetzungen. Daraus kann geschlossen werden, dass die Freisetzungen in die Luft unterhalb der Schwelle von 10 Kilogramm lagen.

Tabelle 21: Braun- und Steinkohlen: Schadstoff-Freisetzungen in Luft beispielhafter Kraftwerke für das Berichtsjahr 2018

	Braunkohlenkraftwerke		Steinkohlenkraftwerke	
	Jämschwalde	Schwarze Pumpe	Scholven	Lünen
CO ₂ , gesamt	23.100.000.000 kg #	12.500.000.000 #	4.280.000.000 kg #	3.190.000.000 kg #
CO ₂ , nicht-biogener Anteil	22.800.000.000 kg #	12.400.000.000 kg #	–	–
Stickoxide (NO _x /NO ₂)	18.800.000 kg +	6.290.000 kg +	2.820.000 kg #	997.000 kg +
Schwefeloxide (SO _x /SO ₂)	14.500.000 kg +	7.450.000 kg +	1.500.000 kg #	903.000 kg +
Kohlenmonoxid (CO)	10.100.000 kg +	815.000 kg +	–	773.000 kg +
Feinstaub (PM ₁₀)	559.000 kg #	135.000 kg #	92.600 kg #	–
Distickoxid (N ₂ O)	288.000 kg &	124.000 kg &	–	17.300 kg #
anorganische Chlorverbindungen (als HCl)	50.200 kg +	20.200 kg +	–	75.200 kg #
Blei und Verbindungen (als Pb)	1.720 kg +	487 kg +	–	–
Kupfer und Verbindungen (als Cu)	647 kg +	842 kg +	–	–
Quecksilber und Verbindungen (als Hg)	904 kg +	295 kg +	63 kg #	–
Nickel und Verbindungen (als Ni)	256 kg +	122 kg +	–	–
Arsen und Verbindungen (als As)	253 kg +	125 kg +	–	–
Chrom und Verbindungen (als Cr)	206 kg +	141 kg +	–	–
Cadmium und Verbindungen (als Cd)	–	58 kg +	16 kg #	–
Dioxine und Furane (als T _{eq})	0,000140 kg +	–	–	–

* Bestimmungsmethoden: # Berechnung & Schätzung + Messung

Quelle: Umweltbundesamt (2020i) (Stand: 31.03.2020)

6.2 Auswirkungen auf Gewässer

6.2.1 Auswirkungen durch den Kohlenabbau

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 sogenannten „Verockerung“, das heißt zu einer deutlichen Belastung mit Eisen-Verbindungen. Dies hat

erhebliche Auswirkungen auf die Lebensgemeinschaften in den Gewässern. Trotz eingeleiteter Gegenmaßnahmen wird der von der europäischen Wasserrahmenrichtlinie (WRRL)⁹⁵ geforderte, gute Gewässerzustand in den betroffenen Förderregionen voraussichtlich auch innerhalb der Verlängerungsfristen bis 2027 verfehlt. Das Thema wird in den Abschnitten 6.2.4 und 6.2.5 noch näher beleuchtet.

Auch die deutschen Untertage-Bergwerke zum Abbau von *Steinkohlen* gehen mit Eingriffen in das Grundwasser und die Oberflächengewässer einher: Das Grundwasser dringt in die Stollen ein und muss abgepumpt werden. Da das abgepumpte Wasser in Oberflächengewässer eingeleitet wird, werden teilweise auch Schadstoffe in die Oberflächengewässer eingetragen. Zwar erfolgt in Deutschland heute kein Abbau von Steinkohlen mehr. Viele Stollen müssen aber auch heute noch entwässert werden. Zudem ist die Entwässerung ein allgemeines Problem im Bergbau und somit auch in den meisten ausländischen Abbau-Regionen relevant.

6.2.2 Auswirkungen durch die Kohlenverbrennung

Die Gewässerqualität wird auch indirekt durch den flächendeckenden Eintrag von Luftschadstoffen aus der Verbrennung der Kohlen negativ beeinflusst. So stammt ein bedeutender Teil des Quecksilbers, das aus der Luft in deutsche Gewässer eingetragen wird, derzeit aus der Verbrennung von Braun- und Steinkohlen (s. Abschnitt 6.1.5).⁹⁶ Quecksilber ist ein Schwermetall, das nach der europäischen WRRL als prioritär gefährlicher Stoff eingestuft ist und innerhalb einer Generation überhaupt nicht mehr in die Gewässer gelangen soll („phasing out“).

6.2.3 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 Wasserdargebot ein Problem für den Wasserhaushalt dar, da die verdunstete Wassermenge dem lokalen und regionalen Wasserhaushalt verloren geht.

Eine andere Form der Kühlung findet über den direkten Wassergebrauch statt, bei dem das erwärmte Wasser – teilweise nach vorheriger Abkühlung – in das angrenzende Gewässer zurückgeleitet wird. Hierdurch kommt es zu einer Erwärmung des Gewässers. Die Oberflächengewässerverordnung gibt hierfür maximale Gewässertemperaturen für die unterschiedlichen Gewässertypen vor. Zudem regelt sie, welche Temperaturerhöhung durch die Wärmeeinleitung maximal tolerabel ist. Denn insbesondere im Sommer können hohe Wassertemperaturen eine Gefahr für die Artenvielfalt und Qualität des Wassers darstellen. Da in warmem Wasser weniger Sauerstoff gelöst werden kann, nimmt der Sauerstoff-Gehalt des Wassers ab. Dies führt zu einer starken, unter Umständen tödlichen Belastung vieler Wasserorganismen. Die Vorgabe von Maximaltemperaturen kann in heißen Sommern und in Verbindung mit Niedrigwasser dazu führen, dass die maximale Gewässertemperatur bereits ohne zusätzliche Wärmeeinleitung durch das Kraftwerk erreicht wird. In der Folge müssen Kraftwerke teilweise heruntergefahren werden, wie etwa in den Sommern 2018 und 2019 geschehen.⁹⁷ Bei Gewässern, aus denen kontinuierlich Kühlwasser entnommen wird, steigt die Wärmebelastung der Gewässer, beispielsweise am Rhein.⁹⁸ Außerdem kann Kühlwasser – insbesondere, wenn es aus der Kreislaufkühlung kommt

⁹⁵ EG-Richtlinie 2000/60/EG, s. Quellenverzeichnis

⁹⁶ Zusammenfassung des aktuellen Sachstands der Bundesländer: LAWA (2016).

⁹⁷ Siehe dazu beispielsweise die Berichterstattung in Welt (2018) und taz (2019)

⁹⁸ IKSR (2013)

– problematisch sein, weil dem Wasser Chemikalien zur Korrosionsverminderung, zur Härtestabilisierung und zur Bekämpfung von Mikro- und Makroorganismen zugesetzt werden.

Braunkohlen-Kraftwerke, die den Brennstoff aus nahegelegenen Tagebauen beziehen, entnehmen ihren Kühlwasserbedarf zu großen Teilen aus dem „Sümpfungswasser“ des Tagebaus, also aus dem Grundwasser, das in den Tagebau eindringt und abgepumpt werden muss, um eine Flutung der Grube zu vermeiden. Diese Kraftwerke werden also indirekt mit Grundwasser gekühlt, das nach der Nutzung normalerweise in Fließgewässer eingeleitet wird. Der Umfang dieser Wassernutzung wird statistisch jedoch nicht erfasst. In den Bergbauregionen führt das umfangreiche Abpumpen des Grundwassers zu verschiedenen Problemen (siehe folgender Abschnitt 6.2.4 zu den Auswirkungen der Grundwassernutzung durch Braunkohlenbergbau).

In Deutschland hat die Energieversorgung den größten Wasserbedarf. Die entnommene Wassermenge wurde im Jahr 2016 fast ausschließlich zu Kühlzwecken eingesetzt (98,8 %). Der größte Teil dieser Menge ist für die Kühlung der Kern- und Kohlenkraftwerke erforderlich. Für die Energiebereitstellung entnehmen die Energieversorger im Jahr 2016 fast 53 % der Gesamtentnahmen aller Nutzer von 24 Milliarden Kubikmeter (Mrd. m³) – das waren rund 12,7 Mrd. m³. Dabei deckten die Kraftwerke ihren Wasserbedarf nahezu vollständig über eigene Gewinnungsanlagen aus Oberflächengewässern (Eigengewinnung). Zudem können Kraftwerke das erforderliche Wasser auch „[...] von einem anderen Betrieb / Unternehmen oder aus dem öffentlichen Netz [...]“⁹⁹ beziehen (Fremdbezug). Dieser Fremdbezug von Unternehmen der Energieversorgung betrug laut Daten des Statistischen Bundesamtes im Jahr 2016 335 Millionen m³. Insgesamt lag das Wasseraufkommen für die Unternehmen der Energieversorgung bei 13,1 Mrd. m³.¹⁰⁰ Das Wasser wurde nach dem Gebrauch – abzüglich des verdunsteten Wassers – wieder in die anliegenden Oberflächengewässer eingeleitet.

In Abbildung 27 ist die historische Entwicklung des Wasseraufkommens für die Energieversorgung dargestellt. Einen großen Einfluss auf die Entwicklung hat der Kernenergieausstieg ab dem Jahr 2011, da Kernkraftwerke große Kühlwassermengen benötigen.¹⁰¹

Die Auswertung des für die Kühlung in allen Sektoren eingesetzten Wassers verdeutlicht regionale Unterschiede. So ist der Kühlwasserbedarf in der Flussgebietseinheit (FGE) Rhein zwischen den Jahren 2013 und 2016 leicht gesunken (2013: 8,2 Mrd. m³; 2016: 8,1 Mrd. m³). Ein deutlicher Rückgang ist in diesem Zeitraum hingegen bei der FGE Weser (2016: 3,5 Mrd. m³; 2013: 2,2 Mrd. m³) sowie der FGE Donau erkennbar (2013: 2,2 Mrd. m³; 2016: 1,7 Mrd. m³). Angestiegen ist die für Kühlzwecke eingesetzte Wassermenge hingegen in der FGE Elbe (2013: 3,4 Mrd. m³; 2016: 4,3 Mrd. m³).¹⁰²

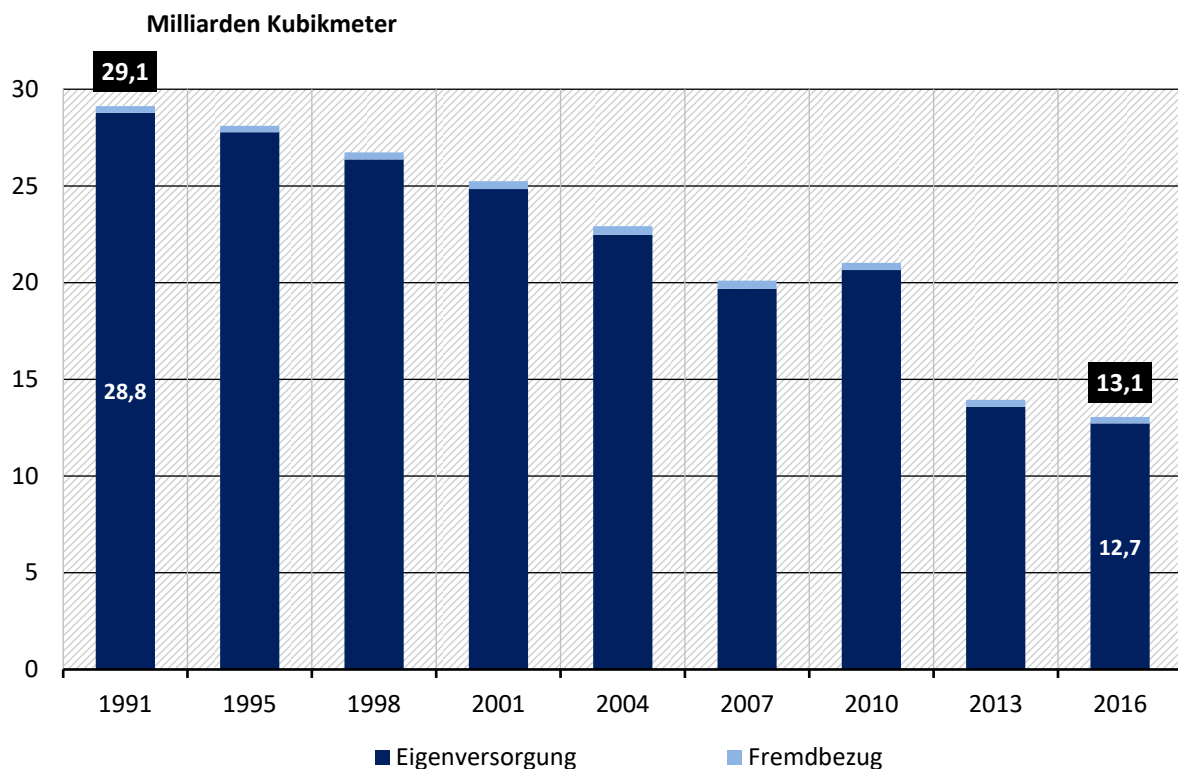
⁹⁹ Statistisches Bundesamt (2018) S. 8

¹⁰⁰ Alle Daten dieses Absatzes basierend auf Statistisches Bundesamt (2018) Tabellen 1.2 und 4.2, jeweils Zeile D

¹⁰¹ Keuneke et al (2020), S. 39

¹⁰² Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge) Tabelle 4.4 (Berichtsjahre 2013 und 2016); betrachtet wurden hier alle FGEen mit einer Kühlwassermenge von mehr als 1 Mrd. m³.

Abbildung 27: Wasseraufkommen für die Energieversorgung



Quelle: Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge)

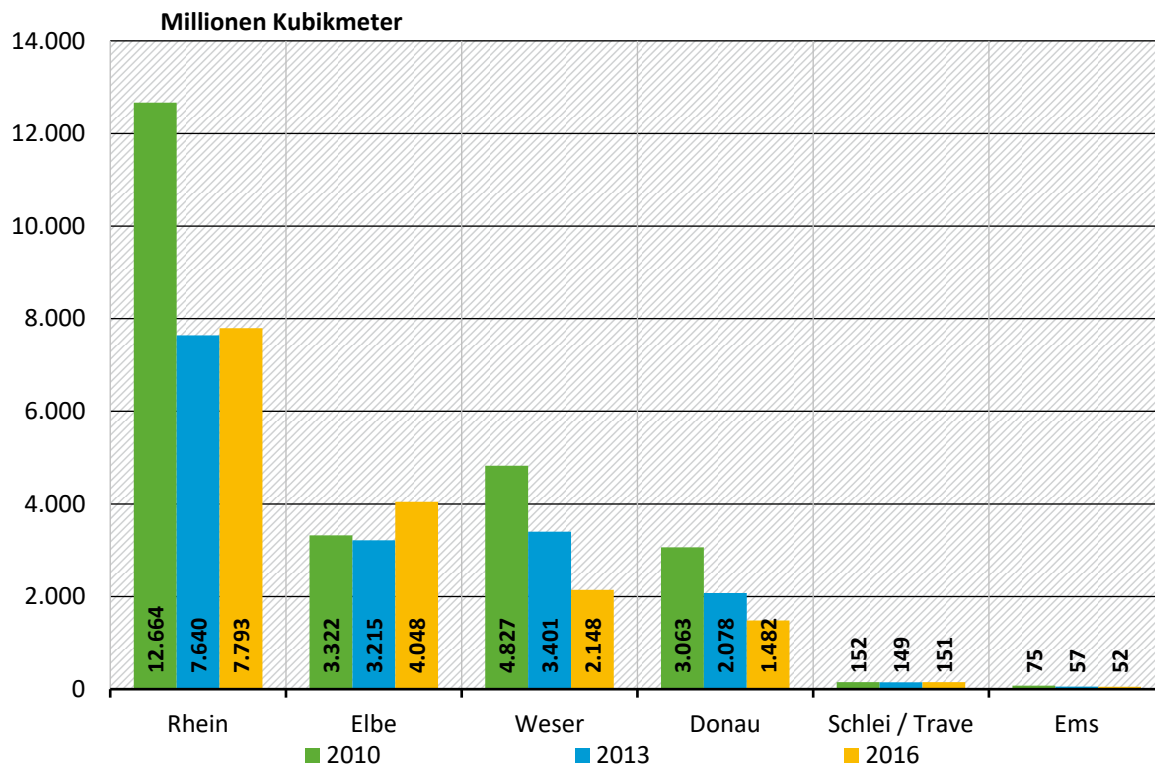
Abbildung 28 zeigt uneinheitliche Entwicklungen bei den Abwassermengen aus Kühlsystemen in den verschiedenen Flusssystemen. Da fast drei Viertel des insgesamt in Deutschland für Kühlzwecke aus nicht-öffentlichen Quellen verwendeten Wassers von Unternehmen der Energieversorgung benötigt wird,¹⁰³ ermöglichen diese Trends auch Aussagen zur Verwendung von Kühlwasser in Kraftwerken. So sanken die Einleitungen von Abwasser aus Kühlsystemen in die Weser von 2013 auf 2016 um etwa 37 %, in die Donau um 29 %. Hingegen stieg die Einleitung von Abwasser aus Kühlsystemen in die Oder um mehr als 100 % und in die Elbe um 26 %. Allerdings lagen die Einleitungen in die Oder im Jahr 2016 um 17 % niedriger als 2010, während sie in der Elbe im gleichen Zeitraum anstiegen (+ 22 %). Die größte Menge an Kühlwasser wurde 2016 mit etwa 7,8 Mrd. m³ in den Rhein eingeleitet. Dies ist ein leichter Anstieg um etwa 2 % im Vergleich zum Jahr 2013 nach einem starken Rückgang um 40 % zwischen den Jahren 2010 und 2013, der sich vor allem aus der Stilllegung von Kernkraftwerken ergibt.¹⁰⁴

Probleme mit Kühlwassereinleitungen bestehen derzeit vor allem in Gewässern, in denen Einleitungen aus alten Genehmigungen stammen. Für stark wärmebelastete Gewässer wie Mosel und Saar bestehen sogenannte Wärmelastpläne, in denen unter anderem maximale Temperaturen für das Flusswasser festgelegt werden. In den beiden Flüssen stiegen die Abwassereinleitungen aus Kühlsystemen von 70 Millionen Kubikmeter (Mio. m³) (2010) auf 87 Mio. m³ (2013). Im Zeitraum 2013 bis 2016 sanken die Einleitungen minimal um etwa 0,3 Mio. m³.

¹⁰³ Statistisches Bundesamt (2018) Tabelle 4.2, Zeile D

¹⁰⁴ Keuneke et al (2020), S. 39

Abbildung 28: Abwassereinleitungen aus Kühlsystemen nichtöffentlicher Betriebe in deutsche Flüsse*



* Flussgebietseinheiten (d.h. einschließlich Nebenflüsse) mit Abwassereinleitungen aus Kühlsystemen größer 50 Mio. m³ im Jahr 2016; Summe Abwassereinleitungen aus Kühlsystemen nicht dargestellter Flussgebietseinheiten (Oder, Maas, Eider, Warnow): etwa 50 Mio. m³ im Jahr 2016

Quelle: Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge), Tabelle 7.3 (Berichtsjahr 2010) bzw. 6.3 (2013 und 2016)

6.2.4 Auswirkungen durch Grundwasser-Absenkungen bei Braunkohle-Tagebauen

Braunkohlenabbau im Tagebauverfahren erfordert zur Gewährleistung eines sicheren Abbaus eine Absenkung des Grundwasserspiegels. Die Tiefe hängt wesentlich von der Lagerungstiefe der Kohle ab, bezieht regelmäßig den darunterliegenden Grundwasserleiter mit ein und kann im Einzelfall auch bis in Tiefen von 400 Metern reichen. Durchschnittlich müssen für jede Tonne geförderte Kohle zirka 10 Kubikmeter Wasser gehoben werden. Das Grundwasser wird dabei großräumig abgesenkt und der sogenannte „Absenkungstrichter“ erstreckt sich weit über den unmittelbaren Abbaubereich der Braunkohle hinaus. Für die Lausitz wurde die Ausdehnung des Trichters auf 2.000 Quadratkilometer bestimmt.¹⁰⁵ Es kommt dabei zu weitreichenden regionalen und überregionalen Auswirkungen auf den Wasserhaushalt und die Gewässer. Insbesondere die Absenkung in den oberen Grundwasserleitern kann ohne entsprechende Ausgleichsmaßnahmen insbesondere folgende negativen Auswirkungen haben:

- ▶ Veränderung der Grundwasserbeschaffenheit in Menge und Güte,
- ▶ dadurch Beeinträchtigung der Trinkwasserversorgung,
- ▶ Trockenfallen von Feuchtgebieten,
- ▶ Veränderungen in der Wasserführung der Oberflächengewässer.

¹⁰⁵ Nixdorf et al. (2000), S. 20

Mit zunehmender Dauer des Kohleabbaus wächst das „kumulative Grundwasserdefizit“. Dessen Umfang ist von der Dauer des Bergbaus abhängig, aber auch dicht angrenzende Förderräume und andere Tagebaue können das Ausmaß beeinflussen. Für das Braunkohlerevier der Lausitz wurde ein bergbaubedingtes Wasserdefizit von insgesamt 13 Milliarden Kubikmetern errechnet.¹⁰⁶ Die Wiederauffüllung dieser Menge würde ohne zusätzliche Wasserbereitstellungen (etwa durch die Überleitung von Wasser aus Fließgewässern) Berechnungen zufolge einen Zeitraum von 56 Jahren in Anspruch nehmen. Erst danach stellen sich wieder annähernd vorbergbauliche Verhältnisse ein. Die im Abbaugbiet liegenden ursprünglichen Grundwasserleiter wurden durch den Bergbau allerdings nahezu irreversibel zerstört.

Die Einleitung von Sumpfungswasser in die Oberflächengewässer führt unter anderem zu Belastungen mit Sulfaten und Eisenhydroxiden (siehe folgende Abschnitt). Beispiele für Flüsse, bei denen dies besonders relevant ist, sind der Rhein-Nebenfluss Erft als auch die Spree.

Der im Anschluss an den Abbau einsetzende Anstieg des Grundwassers und die Flutung der Tagebaue tragen grundsätzlich zur bodenmechanischen Instabilität der Abraum-Kippen bei. Kippen sind keine natürlich gewachsenen Böden, sondern haben eine komplexe, künstliche Struktur, die zu Risiken wie Instabilitäten, Rutschungen, Setzungen, Sackungen und zum Setzungsfließen¹⁰⁷ neigt. Bis zum Erreichen von gutachterlich ermittelten Mindestwasserständen besteht ein erhebliches Risiko, dass die zuvor genannten geotechnischen Ereignisse unkontrolliert ablaufen und umfangreiche Gefahren auslösen. Dadurch kann die Nutzung dieser Gebiete für lange Zeit deutlich erschwert oder muss sogar untersagt werden.¹⁰⁸

Komplexe Auswirkungen des Kohlebergbaus am Beispiel Spreewald

Der Spreewald ist ein zentraler touristischer Magnet im Osten Deutschlands. Er prägt das Erscheinungsbild und ist wichtiger Wirtschaftsfaktor die Entwicklung der ganzen Region. Noch kurz vor der Wiedervereinigung wurde er als Biosphärenreservat ausgewiesen.

Der Spreewald ist in besonderem Maße von den Auswirkungen des nahegelegenen Braunkohle-Bergbaus im Lausitzer Revier betroffen. Der Wasserhaushalt des Spreewalds wird seit etwa 100 Jahren auf verschiedene Weise durch Braunkohlebergbau in der Lausitz beeinflusst. So erhöht seit Jahrzehnten aus den Tagebauen in die Spree abgepumptes Sumpfungswasser das Wasserdargebot und somit den Durchfluss der Spree gegenüber dem vorbergbaulichen Zustand. Das Ökosystem des Spreewalds hat sich an diese erhöhte Wasserverfügbarkeit angepasst (adaptiert).

Mit dem Ausstieg aus dem Braunkohle-Abbau wird sich der Durchfluss der Spree wieder verringern. Dies wird die inzwischen adaptierten Bedingungen im Spreewald nachhaltig verändern. Feuchtgebiete sind in Gefahr, trocken zu fallen. Zudem drohen die Moorböden des Spreewalds, die vor allem aus Torf bestehen, zu „vererden“ und der in diesen Böden gespeicherte Kohlenstoff als CO₂ in die Atmosphäre zu entweichen. Die sich abzeichnenden klimatischen Veränderungen werden absehbar zu einer weiteren Verschärfung der Situation beitragen.

Der Spreewald ist durch den Bergbau zudem deutlich von dem Problem der „Verockerung“ betroffen, also der Belastung vor allem durch Eisenhydroxydschlamm. Dieses Problem dürfte sich mit der Stilllegung der Tagebaue zunächst noch verschärfen. Zudem behindern erhöhte Sulfatgehalte im

¹⁰⁶ Nixdorf et al. (2000), S. 20

¹⁰⁷ Setzungsfließen: eine spezielle Ausprägung der Rutschung, die insbesondere bei gleichförmigen Kippenböden zu deren Verflüssigung beiträgt.

¹⁰⁸ Ein Beispiel für mögliche Risiken bei Tagebau-Folgelandschaften ist das Unglück am Concordiasee, der das Restloch des ehemaligen Tagebaus Nachterstedt füllt. Im Juli 2009 rutschten am Uferrand mehrere Hektar Erde in den See und rissen dabei Wohnhäuser mit sich. Es kam zu mehreren Todesfällen. Die Bewohner durften die am Uferrand verbleibenden Gebäude für mehrere Jahre nicht betreten. (Vergleiche Wikipedia 2020)

Sümpfungswasser und davon betroffenem Grund- und Oberflächenwasser deren Nutzung für die Trinkwasserversorgung.

Um die sich aus den Kohleausstieg für den Spreewald ergebenden Probleme anzugehen und die Ökosystemleistungen des Spreewalds erhalten zu können, ist ein Umbau des Wassermanagements im Spreewald und darüber hinaus erforderlich. In Abhängigkeit der tatsächlichen Wasserverfügbarkeit (Dargebot) müssen aktuelle Nutzungskonzepte auf den Prüfstand gestellt werden.

Das Umweltbundesamt wurde im Kontext der Bundesratsentschließung 392/20 zum Kohleausstiegsgesetz beauftragt, hierzu ein Forschungs- und Entwicklungsvorhabens zu vergeben. Ziel des Vorhabens ist ein strategisches Prognose- und Planungsinstrument, das auf soliden naturräumlichen und geohydrologischen Basisdaten, wasserwirtschaftlichen und klimatischen Modellen und Szenarien beruht. Es soll strategische Variantenbetrachtungen und anstehende Entscheidungen ermöglichen und unterstützen. Dazu werden Entwicklungen und Trends im regionalen Wasserhaushalt unter Berücksichtigung der Auswirkungen des Klimawandels, von Kohleausstieg und Bergbausanierung abgeschätzt. Auch werden vorhandene Kapazitäten, aber auch von ungenutzten oder bislang unwirtschaftlichen Optionen in der Wasserwirtschaft und bei den Wassernutzern untersucht. Durch die modulare Verknüpfung evidenzbasierter Modelle sollen Vorschläge für die inhaltliche wie administrative Weiterentwicklung des Wassermanagements für die Gesamtregion vorgelegt werden. Ergebnisse werden voraussichtlich Ende 2022 vorliegen.

6.2.5 Versauerung des Grundwassers und Auswirkungen

Eine besonders relevante und schwerwiegende Konsequenz des Eingriffs in den Grundwasserhaushalt durch Bergbau ist die dadurch initiierte Versauerung des Grundwassers. Im Abraum vorkommende Mineralien, wie beispielsweise Pyrit (Eisendisulfid), verursachen durch den Kontakt mit Luftsauerstoff einen Verwitterungsprozess (sulfidische Verwitterung). Bei dem Kontakt mit dem Grundwasser entsteht Schwefelsäure, sodass sich die chemischen Milieubedingungen des Abraums verändern (insbesondere Verringerung des pH-Wertes). Diese Änderungen können dazu führen, dass verstärkt Schwermetalle, Ammonium und Eisen aus dem Abraummaterial ausgewaschen werden und ins Grundwasser gelangen und über das Sümpfungswasser oder durch Kontakt direkt in die Gewässer gelangen.

Andere Prozesse haben – teils deutlich sichtbare – großräumige Auswirkungen auch auf benachbarte Oberflächengewässer. Dazu zählt insbesondere die sogenannte „Verockerung“. Nachdem das Eisen durch den Kontakt mit Luft-Sauerstoff oxidiert und damit im Wasser unlöslich wird, kommt es zur Verockerung durch die Bildung von häufig braunen Eisenhydroxid-Sedimenten in Oberflächengewässern. Dies wirkt sich in verschiedener Weise negativ auf die Gewässer aus:

- ▶ stoffliche Belastung der Gewässersedimente und Ablagerung von Hydroxid-Schlämmen,
- ▶ dadurch Entzug der Nahrungsgrundlage für wirbellose Tiere und Veränderung der Besiedlungsstruktur der Sedimente durch Algen oder Pilze;
- ▶ direkte Beeinträchtigung der wirbellosen Tiere der Gewässersohle und der Fischfauna durch Aufnahme von Eisenhydroxidflocken (beispielsweise in die Kiemen von Fischen).

Weiterhin schädigen durch die Versauerung gelöste Schwermetalle aquatische Ökosysteme. Grenzwerte werden überschritten und führen insgesamt zur Verschlechterung des Gewässerzustands. Die Schwermetalle reichern sich in der Nahrungskette an und bilden letztlich auch ein Gesundheitsrisiko für den Menschen, wenn mit Schwermetallen belasteter Fische und andere Meereserzeugnisse verzehrt werden.

Die Versauerung belastet insbesondere durch Grundwasser gespeiste Tagebau-Restseen. Bei ehemaligen Tagebauen kann die Belastung des Grundwassers durch Schwefelsäure über Jahrzehnte anhalten. Im Ergebnis wird die Wasserqualität in den entstehenden Tagebau-Restseen über viele Jahre durch sehr niedrige pH-Werte geprägt. Wenn sich diese Gewässer nach der Einstellung der Sumpfung allein mit Grundwasser füllen, stellen sich pH-Werte von teilweise nur 2 bis 3 ein.¹⁰⁹

Dieses Problem ist seit Langem Gegenstand der Forschung. Konzeptionelle Überlegungen und Managementkonzepte zur Lösung des Problems der Versauerung führen jedoch nicht immer zum Erfolg. Auch in der Lausitz haben Lösungsansätze wegen der Komplexität des Problems nur teilweise Erfolg gebracht und bedürfen regelmäßig weiterer technischer Maßnahmen zur Unterhaltung. Dies ist mit erheblichen finanziellen Belastungen verbunden. Da diese Maßnahmen absehbar noch für lange Zeit durchgeführt werden müssen, sind diese finanziellen Belastungen Teil der sogenannten „Ewigkeitslasten“ des Braunkohle-Bergbaus.

Ökologische Situation ausgewählter Tagebauseen des Braunkohlenbergbaus in Deutschland

Die Seenlandschaft Deutschlands wird durch den Braunkohlenbergbau um über 500 Seen reicher. Von diesen sind etwa 100 Seen größer als 50 Hektar und damit berichtspflichtig für die europäische Wasserrahmenrichtlinie (WRRL). Diese künstlichen Seen sollten laut WRRL ursprünglich bis 2015 ein gutes ökologisches Potenzial erreichen, wobei diese Frist bis 2027 verlängert werden konnte. Tagebauseen haben wegen ihres guten Phosphorbindungsvermögens nur niedrige Belastungen durch Phosphor und sind somit meist nährstoffarme, klare Gewässer.

In einer vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebenen Studie wurden insgesamt 36 Seen in der Lausitz, in Mitteldeutschland, im Rheinland, in Hessen und Bayern untersucht. In die Bewertung des ökologischen Potenzials gingen neben biologischen Komponenten wie Plankton und Wasserpflanzen auch chemische Parameter der Gewässer mit ein. 19 der Seen haben ein „gutes“ oder „sehr gutes“ ökologisches Potential. 12 Seen konnten nur als „mäßig“ eingestuft werden, obwohl 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 nicht abschließend bewertet werden.¹¹⁰

6.3 Flächeninanspruchnahme durch Abbau von Braunkohlen

Laut Statistik der Kohlenwirtschaft wurde seit Beginn der Abbautätigkeiten für Braunkohlen in Tagebauen in Deutschland insgesamt 179.402 Hektar (ha) Fläche in Anspruch genommen. 54.086 ha sind Betriebsflächen, also mehr als 500 Quadratkilometer (km²). Die verbleibenden 125.317 ha wurden bereits rekultiviert. Davon wurden etwa 43 % (54.124 ha) zu forstwirtschaftlichen, etwa 28 % (35.481 ha) zu landwirtschaftlichen Flächen und 19 % (23.593 ha) zu Wasserflächen und zukünftigen Wasserflächen in rekultiviertem Gelände gewandelt. Die verbleibenden 10 % (12.119 ha) wurden in sonstige Nutzungen überführt.¹¹¹ Dabei bleiben Beeinträchtigungen der Wasserqualität unter Umständen über lange Zeit bestehen, auch die bauliche Nutzbarkeit der rekultivierten Flächen ist teilweise mangels Tragfähigkeit auf absehbare Zeit deutlich eingeschränkt (siehe Abschnitt 6.2.4).

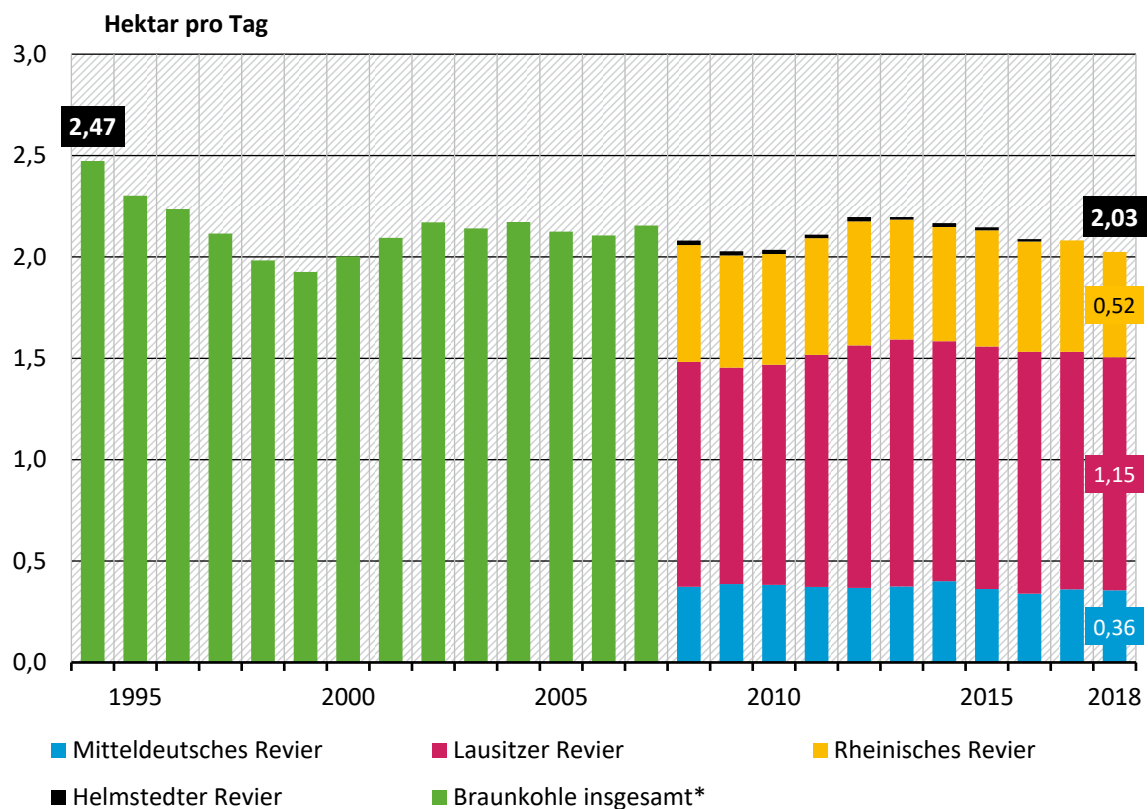
¹⁰⁹ Vergleiche Nixdorf et al. (2000), S. 34; Umweltbundesamt (2016a)

¹¹⁰ Umweltbundesamt (2016a)

¹¹¹ Statistik der Kohlenwirtschaft (2019c)

Während ehemalige Braunkohlentagebaue in Ostdeutschland mit erheblichem Einsatz von öffentlichen Mitteln saniert werden müssen, findet auf der anderen Seite ein kontinuierlicher Abbau von Braunkohlen statt, wodurch neue Flächen in Anspruch genommen werden. Nach den Berechnungen des Umweltbundesamtes wurden im Jahr 2018 für den Abbau von insgesamt 166 Millionen Tonnen (Mio. t) Braunkohlen rund 7,5 km² neu abgegraben – das entspricht einer Flächenneuanspruchnahme von 2,0 Hektar pro Tag.¹¹² Davon entfielen rund 1,9 Quadratkilometer auf das Rheinische Revier für den Abbau von 86,3 Mio. t Braunkohle, 4,2 km² auf das Lausitzer Revier (60,7 Mio. t) sowie 1,3 km² auf das Mitteldeutsche Revier (19,2 Mio. t). Abbildung 29 zeigt einen seit 1994 weitgehend unveränderten täglichen Flächenverbrauch durch inländische Entnahme im Tagebau. Seit 2012 ging der tägliche Flächenverbrauch von 2,20 ha auf 2,03 ha im Jahr 2018 allerdings leicht zurück.

Abbildung 29: Braunkohlen: Flächenverbrauch durch inländische Entnahme im Tagebau



* Alle Reviere

Quelle: Umweltbundesamt auf Basis BGR (verschiedene Jahrgänge), DERA (2011), DERA (2012a), Statistisches Bundesamt (2020b)

6.4 Gesundheitliche Auswirkungen der Emissionen von Kohlenkraftwerken

Die Luftverschmutzung in Europa wird hauptsächlich durch den Energiesektor, den Transportsektor, industrielle Emissionen, Hausbrand und die Landwirtschaft verursacht. So haben die in

¹¹² Umweltbundesamt auf Basis von BGR (2019a), S. 20

die öffentlichen Netze einspeisenden Kraft- und Heizwerke in Deutschland beispielsweise einen maßgeblichen Anteil an den gesamten Emissionen von Schwefeldioxid (SO_2 , 42 % in 2018), einen relevanten Anteil bei Stickstoffoxid (NO_x , 20 %) sowie einen geringen Anteil bei Feinstaub (PM_{10} , 2,4 %; $\text{PM}_{2.5}$ 4,9 %¹¹³).¹¹⁴ Wie Abbildung 25 zeigt, werden die Emissionen der Stromversorger an Feinstaub, Schwefeldioxid und Stickstoffoxiden zum größten Teil von den Kohlenkraftwerken verursacht.

Die Stickstoffoxide spielen eine Rolle bei der Bildung von Ozon im bodennahen Bereich und sind als Stickstoffdioxid (NO_2) auch für direkte gesundheitliche Schäden verantwortlich. Die grundsätzlichen Auswirkungen von Ozon und Feinstaub auf die Gesundheit der Bevölkerung sind besonders zu betrachten. Befinden sich diese Schadstoffe in der Außenluft, unterliegen sie dem Ferntransport über Landesgrenzen hinweg, so dass sie großräumig zu einer Erhöhung der Hintergrundbelastung und weniger, wie es z. B. beim Straßenverkehr der Fall ist, zu lokalen Belastungsspitzen führen.¹¹⁵

Zusätzliche lokale Belastungen können, je nach Kraftwerk, auch durch weitere betriebliche Prozesse entstehen (etwa durch den Transport der Energieträger). 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 näher dargestellt, die durch Braun- und Steinkohlenkraftwerke in Summe verursacht werden.

6.4.1 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 in der Atmosphäre aus gasförmigen Vorläufersubstanzen wie Schwefeldioxid.

Primärer Feinstaub entsteht vor allem bei der Verbrennung fossiler Energieträger. Wichtige vom Menschen geschaffene primäre Feinstaubquellen sind daher Kraftfahrzeuge, Kraftwerke, Abfallverbrennungsanlagen, Öfen und Heizungen in Wohnhäusern sowie bestimmte Industrieprozesse. Auch beim Umschlag von Schüttgut und bei landwirtschaftlichen Prozessen, z. B. in der Tierhaltung kann Feinstaub entstehen. Bezüglich seiner gesundheitlichen Wirkungen ist in Ballungsgebieten neben dem Hausbrand insbesondere der Straßenverkehr eine wesentliche Feinstaubquelle.

An der Bildung des *sekundären Feinstaubs* sind wesentlich Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak beteiligt. Aufgrund der hohen Emissionen von Schwefeldioxid kommt den Kohlenkraftwerken daher eine bedeutende Rolle bei der Entstehung sekundären Feinstaubs zu.

¹¹³ PM steht für „Particulate Matter“ (englisch für „Feinstaub“). Die Angaben PM_{10} und $\text{PM}_{2.5}$ beziehen sich auf unterschiedliche Größenkategorien von Feinstaub (sogenannter aerodynamischer Durchmesser von 10 bzw. 2,5 Mikrometer).

¹¹⁴ Umweltbundesamt (2020c), Kategorie „Public electricity and heat production“

¹¹⁵ EPA (2019) und EPA (2020)

Wenn Menschen über längere Zeit erhöhten Konzentrationen von Feinstaub in der Umgebungsluft ausgesetzt sind, kann sich dies negativ auf ihre Gesundheit auswirken. Für folgende Krankheiten besteht ein erhöhtes Risiko¹¹⁶:

- ▶ chronische Atemwegserkrankungen (chronische Bronchitis, Lungenkrebs, chronisch obstruktive Lungenerkrankung / COPD),
- ▶ kardiovaskuläre Erkrankungen (Bluthochdruck, Herzinfarkte, Schlaganfälle) bei Langzeitexposition sowie
- ▶ akute Effekte (Brustenge, Husten, Asthma) bei kurzzeitig erhöhter Feinstaub-Exposition.

Kinder, Senioren, Schwangere und Personen mit Vorschädigungen oder Vorerkrankungen gelten als Risikogruppen, da sie empfindlicher als die Allgemeinbevölkerung auf Belastungen durch Feinstaub reagieren können.¹¹⁷

Neue Forschungsergebnisse weisen darauf hin, dass die Luftverschmutzung während der Schwangerschaft ein negativ beeinflussender Faktor für das Geburtsgewicht sein und Frühgeburten auslösen kann.¹¹⁸ Außerdem mehrten sich Hinweise, dass es einen Zusammenhang zwischen der Belastung durch Feinstaub und neurodegenerativen Erkrankungen im Alter sowie Diabetes Mellitus (Typ 2) geben könnte.¹¹⁹ Insgesamt konnten im Jahr 2015 in Deutschland etwa 34.300 Sterbefälle bzw. 298.900 verlorene Lebensjahre durch kardiopulmonale¹²⁰ Erkrankungen auf Feinstaub zurückgeführt werden. Hinzu kamen etwa 7.200 attributable Sterbefälle¹²¹ bzw. 107.600 verlorene Lebensjahre durch Lungenkrebs.¹²²

Nichtregierungsorganisationen haben Untersuchungen zur Krankheitslast durchgeführt, die explizit auf die von Kohlenkraftwerken ausgehenden Luftschadstoffbelastungen fokussieren. Die Ergebnisse zeigen nicht zu vernachlässigende Auswirkungen auf die Gesundheit der in Deutschland lebenden Bevölkerung. So gehen die Schätzungen der Health and Environmental Alliance von einer Krankheitslast von etwa 3.900 Todesfällen aus, welche auf die von Kohlenkraftwerken ausgestoßenen Schadstoffe zurückgeführt werden können.¹²³ Dabei sind auch Kohlenkraftwerke berücksichtigt, die in Nachbarländern Deutschlands betrieben werden. Die von diesen Kraftwerken ausgestoßenen Schadstoffe beeinflussen durch die weiträumige Verteilung in der Atmosphäre auch die Luftqualität in Deutschland.

6.4.2 Schwermetalle

Weitere gesundheitlich relevante Schadstoffe, die den Schornstein von Kohlenkraftwerken verlassen, sind Schwermetalle, darunter Arsen, Cadmium, Blei und Quecksilber. Die Schwermetalle werden über weite Entfernungen transportiert, verteilen sich also großflächig in der Umwelt. Die Schadstoffe belasten Gewässer und Böden somit großräumig und gehen so auch in die menschliche Nahrungskette ein. Über die Nahrung und belastetes Trinkwasser tragen sie zur

¹¹⁶ Schulz et al. (2018)

¹¹⁷ WHO Europe (2013)

¹¹⁸ Pedersen et al (2013)

¹¹⁹ Dimakakou et al. (2018); spezifisch für neurodegenerative Erkrankungen: Becker et al (2015); spezifisch für Diabetes Mellitus (Typ 2): Yang et al. (2020)

¹²⁰ Kardiopulmonal: das Herz und die Lunge betreffend

¹²¹ Attributable Sterbefälle: Sterbefälle, die auf die Belastung der Luft mit Feinstaub zurückgeführt werden können.

¹²² Umweltbundesamt (2017)

¹²³ Konfidenzintervall bei Konfidenzniveau 95 Prozent: 2.400 bis 5.300 Todesfälle (Gogolewska et al. 2017)

körperlichen (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 und seine Verbindungen. Kohlenkraftwerke sind in Deutschland die mit Abstand größten Emittenten dieses Schwermetalls.¹²⁴ Das metallische Quecksilber gelangt durch die Kohlenkraftwerke in die Umwelt und damit auch in Binnengewässer und Meere. Von Mikroorganismen wie etwa bestimmten Planktonarten wird es in das wesentlich giftigere Methylquecksilber umgewandelt. Da sich viele Fische vorwiegend von Plankton ernähren, reichert sich der Stoff in der Nahrungskette an. Vom Menschen wird er schließlich vor allem durch den Verzehr großer Seefische wie Thunfische und Haie aufgenommen. Hohe Quecksilberbelastungen können gesundheitliche Effekte hervorrufen. Besonders empfindlich reagieren unborene Kinder, die für die neurotoxischen Effekte von Quecksilber besonders empfänglich sind.

¹²⁴ Siehe Kapitel 6.1.5

7 Ausblick

In der vorliegenden Veröffentlichung wurden unter anderem die großen wirtschaftlichen und ökologischen Effekte dargestellt, die mit der Nutzung von Kohle einhergehen. Die Daten und Fakten wurden auf einen aktuellen Stand gebracht und in die sich in letzter Zeit stark ändernden politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen eingeordnet.

Von besonderer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Kohleverstromung in Deutschland ist das Kohleausstiegsgesetz, welches nach Verabschiedung in Bundestag und Bundesrat und mit der Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 13. August 2020 in Kraft trat. Das Gesetz ist ein Einstieg in den Ausstieg aus der Kohleverstromung und damit ein Meilenstein der Energiewende in Deutschland. Mit dem Gesetz endet die Kohleverstromung spätestens zum 31. Dezember 2038. In den Jahren 2026, 2029 und 2032 soll überprüft werden, ob die Kohleverstromung bereits zum 31. Dezember 2035 beendet werden kann.¹²⁵

Das Gesetz bildet somit die Leitplanken für die weitere Entwicklung der Energiewirtschaft in Deutschland. Der Klimaschutzplan 2050 sieht für den Sektor der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030 eine Senkung des Ausstoßes von Treibhausgasen von 61 bis 62 % gegenüber 1990 vor.¹²⁶ Mit Hilfe des Kohleausstieges kann dieses Ziel grundsätzlich erreicht werden. Es ist jedoch erforderlich, dass der angestrebte Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 65 %¹²⁷ auch tatsächlich umgesetzt wird. Hierfür sind erhebliche zusätzliche Anstrengungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich, vor allem der Windenergie an Land. Ergänzend müssen Netzoptimierung und -verstärkung sowie der Netzausbau weiter vorangetrieben werden.

Für eine Entwicklung Deutschlands, die sich am Klima-Übereinkommen von Paris orientiert, sollten die nationalen Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 allerdings um mindestens 70 % sinken.¹²⁸ Dass eine Senkung in dieser Größenordnung zumindest im Sektor Energiewirtschaft durchaus möglich ist, hat das Umweltbundesamt in seiner RESCUE-Studie aufgezeigt. In dieser Studie wurden verschiedene Szenarien durchgerechnet, mit denen Deutschland das 55-%-Ziel bis 2030 sowie das 95-%-Ziel bis 2050 erreichen kann („Green“-Szenarien). Nur im Szenario „GreenSupreme“ kommt der Ausstoß der Treibhausgase bis 2030 mit einem Rückgang von 69 % den erforderlichen 70 % sehr nahe. In diesem Szenario müsste der Ausstoß der Treibhausgase im Sektor Energiewirtschaft bis 2030 um rund 79 % sinken.¹²⁹

Allerdings: Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung sieht für den Ausstoß von Treibhausgasen für die ganze Volkswirtschaft bis 2030 ein Minderungsziel von 55 % gegenüber 1990 vor. Auf diesem Ziel basiert auch das oben genannte Sektorziel für die Energiewirtschaft.¹³⁰ Das heißt, die aktuellen Politiken und Zielsetzungen der Bundesregierung reichen noch nicht aus, dass Deutschland seiner Verantwortung gerecht wird und einen angemessenen Beitrag zu den globalen Herausforderungen zur Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C leistet. Vor diesem Hintergrund sollte der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 und der vollständige Ausstieg aus der Kohlenutzung bis spätestens 2040 erfolgen. Ein früherer Kohleausstieg ginge mit Synergien in anderen Umweltbereichen einher, etwa einer verringerten Nutzung von

¹²⁵ Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung § 56

¹²⁶ BMU (2016), S. 8

¹²⁷ Bundesregierung (2019)

¹²⁸ Umweltbundesamt (2019c)

¹²⁹ Umweltbundesamt (2019c), S. 326. Das Szenario GreenSupreme basiert auf der Annahme, dass ambitionierte Maßnahmen getroffen werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen möglichst schnell zu reduzieren.

¹³⁰ BMU (2016), S. 8

Rohstoffen, einem Rückgang der Belastung durch Schadstoffe in der Luft und im Wasser sowie der Auswirkungen auf den Boden.

Auch wenn mit dem Kohlegesetz die Stromerzeugung aus Steinkohlen in den nächsten Jahren vollständig zurück gehen wird, werden weiterhin große Mengen Steinkohlen in der Industrie eingesetzt. Mehr als ein Drittel der 2018 genutzten Steinkohlen wurden in der Eisen- und Stahlindustrie eingesetzt (vergleiche Abbildung 9). Auch nach dem Kohleausstieg wird also weiterhin in großem Maßstab Kohle in Deutschland genutzt werden. Wichtige Transformationsprozesse stehen hier erst noch bevor.

Der Kohlenbedarf der Stahlindustrie hängt, solange über die sogenannte „Hochofenroute“ produziert wird, direkt von der produzierten Stahl- und Roheisenmenge ab. Eine Reduktion der Kohlennutzung kann daher, bei gleichem Stahlbedarf, nur durch eine neue Produktionsinfrastruktur erreicht werden. Es existieren alternative Produktionsrouten, wie zum Beispiel das Direktreduktionsverfahren, die ohne den Einsatz fossiler Brennstoffe betrieben werden können. Eine Stahlproduktion über diese Alternativrouten ist unter den derzeitigen Bedingungen allerdings noch nicht wirtschaftlich.

Um den oben erwähnten klimapolitischen Herausforderungen gerecht zu werden, müssen in den nächsten Jahren zusätzliche Regelungen auf nationaler und europäischer Ebene ergänzt und präzisiert werden. Von zentraler Bedeutung für die nächsten Jahre sind hier insbesondere eine ambitionierte Umsetzung des von der Europäischen Kommission angekündigten „European Green Deal“, der deutlich höhere Preise für Emissionszertifikate erwarten lässt. Dies würde die Stromerzeugung aus Kohle teurer machen und voraussichtlich zu einem Rückgang der Kohleverstromung führen.

Außerdem sollte der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa weiter vorangetrieben werden, wodurch das Angebot auf dem Strommarkt erhöht und somit die Kohlenverstromung häufiger verdrängt werden würde. Durch den so entstehenden zusätzlichen wirtschaftlichen Druck wären auch frühere Stilllegungen von Kraftwerken als im Kohleausstiegsgesetz vorgesehen möglich, da auch bei früherer Stilllegung als im Gesetz vorgesehen, der volle Entschädigungsanspruch bestehen bleibt. Weiterhin sollte der Kohleausstieg im Rahmen der im Gesetz vorgesehenen Überprüfung des Abschlussdatums auf das Jahr 2035 vorgezogen werden. Schließlich sollten bestehende Kohlenkraftwerke auf hocheffiziente und flexible Anlagen zur Verstromung sauberer Brennstoffe im Rahmen eines neuen Förderprogramms umgerüstet werden. Dies kann insbesondere die Versorgungssicherheit beim Kohleausstieg verbessern und zusätzliche flexible Kapazitäten schaffen, sollte aus ökologischen Gründen jedoch Biomasse ausschließen.

Der eingeleitete Ausstieg aus der Kohlennutzung in Deutschland ist notwendig, um die Ziele der Treibhausgasminderung zu erreichen. Dennoch werden die Folgen aus jahrzehntelanger Kohlennutzung in Deutschland noch viele Jahre einen Einfluss auf die Umwelt haben. Auch aus ökonomischer Sicht stehen weitere Herausforderungen bevor. Neben den Entschädigungszahlungen für die Kraftwerksbetreiber, werden auch Folgekosten aus der Kohlenförderung noch lange Zeit anfallen.

8 Quellenverzeichnis

Letzter Zugriff alle Internet-Quellen: 26. Januar 2021 (außer wenn anders angegeben)

Falls bei einer Quelle ein "Stand" angegeben ist, so wurde dieser der Quelle selbst entnommen oder der Website, auf der die Quelle heruntergeladen werden konnte. Zeichensetzung der Angabe entspricht soweit möglich der Originalangabe.

AG Energiebilanzen (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre von 1990 bis 2019. Stand: September 2020. [ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.xlsx](https://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=awt_2019_d.xlsx)

AG Energiebilanzen (2020a): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2019 (Stand September 2020). [ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html](https://www.ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html)

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2020): Jahresvolllaststunden 2018/19. www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden_2018_2019_o_online_jaehrlich_Ba_26052020.pdf

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. 20 (2). 77-84.
www.ecomed-umweltmedizin.de/archiv/umweltmedizin-hygiene-arbeitsmedizin-band-20-nr-2-2015

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit. www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_gesamt.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013): Energiestudie 2012. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2014): Energiestudie 2013. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2015): Energiestudie 2014. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2014.pdf?__blob=publicationFile&v=7

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016): Energiestudie 2015. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2017): Energiestudie 2016. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2018): BGR Energiestudie 2017. Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2019): Deutschland – Rohstoffsituation 2018.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2019a): BGR Energiestudie 2018. Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung.

www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=10

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2020): BGR Energiestudie 2019. Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung.

www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2019.html

BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (verschiedene Jahrgänge): Berichte zur Rohstoffsituation. www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Produkte/produkte_node.html (Berücksichtigte Jahrgänge: Berichtsjahre 2008 bis 2009, 2012 bis 2018; jeweils veröffentlicht im Folgejahr)

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2015): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2013 bis 2016 (25. Subventionsbericht). BT-Drucksache 18/5940. www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finanzen/Subventionspolitik/2015-08-26-subventionsbericht-25-vollstaendig.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BMF – Bundesministerium der Finanzen (2019): 27. Subventionsbericht des Bundes. 2017 – 2020.

www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2020-03-01-Subventionsbericht.pdf

BMF – Bundesministerium der Finanzen (verschiedene Jahrgänge): Subventionsbericht des Bundes. (Berücksichtigte Jahrgänge: 2019, 2017, 2015, 2013, 2011, 2009, 2007, 2005, 2003, 2001)

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.

www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2017): Deutschland ist Vertragspartei des Übereinkommens von Minamata über Quecksilber. www.bmu.de/pressemitteilung/deutschland-ist-vertragspartei-des-uebereinkommens-von-minamata-ueber-quecksilber/

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Schriftliche Frage an die Bundesregierung im April 2014. Frage 32. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2014/4-32-schriftliche-anfrage-subventionen-der-braunkohlewirtschaft-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Stand: 23.10.2020.

www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html

BP (2020): Statistical Review of World Energy 2020. All data, 1965 – 2019. www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-all-data.xlsx

Bundesnetzagentur (2020): Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste. Stand 15.04.2020. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html

Bundesnetzagentur (2020a): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). Stand 01.04.2020. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesnetzagentur (2020b): Bundesnetzagentur startet Ausschreibungen zum Kohleausstieg. Erscheinungsdatum 04.08.2020.

www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20200804_KohleAusschreibung.html

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.html

Bundesregierung (2013): Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG.
cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/130313_Projektionsbericht_DE_final.doc/manage_document

Bundesregierung (2014): Maßnahmen gegen die Spreeverockerung durch den Lausitzer Braunkohletagebau. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Stephan Kühn (Dresden), Oliver Krischer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 18/1272. dipbt.bundestag.de/dip21/btd/18/012/1801272.pdf

Bundesregierung (2015): Projektionsbericht 2015 gemäß der Verordnung (EU) Nr. 525/2013/EU.
cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envv_vp1a/160928_PB2015_MWMS.final.pdf

Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050.
www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1

Bundesregierung (2019a): Projektionsbericht 2019 für Deutschland gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013.
cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf

Bund-Länder-Geschäftsstelle für die Braunkohlesanierung (2020): Finanzierung.
www.braunkohlesanierung.de/braunkohlesanierung/finanzierung/

Carbon Tracker initiative (2011): Unburnable Carbon: Are the world's financial markets carrying a carbon bubble? carbontracker.org/reports/carbon-bubble/

DEBRIV - Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V (2020): Übersicht und Geschichte der Reviere.
braunkohle.de/braunkohle-in-deutschland/uebersicht-und-geschichte-der-reviere/

DERA – Deutsche Rohstoffagentur (2011): DERA Rohstoffinformationen. Deutschland Rohstoffsituation 2010.
www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-07.html

DERA – Deutsche Rohstoffagentur (2012): DERA Rohstoffinformationen. Energiestudie 2012. Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit von Energierohstoffen.
www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2012.pdf?blob=publicationFile&v=5

DERA – Deutsche Rohstoffagentur (2012a): DERA Rohstoffinformationen. Deutschland Rohstoffsituation 2011.
www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-13.html

Dimakakou, E.; Johnston, H.J.; Streftaris, G.; Cherrie, J.W. (2018): Exposure to Environmental and Occupational Particulate Air Pollution as a Potential Contributor to Neurodegeneration and Diabetes: A Systematic Review of Epidemiological Research. International Journal of Environmental Research and Public Health 15(8). 1704.
doi.org/10.3390/ijerph15081704

EG-Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik.
data.europa.eu/eli/dir/2000/60/oj

EG-Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. data.europa.eu/eli/dir/2009/28/oj

EG-Verordnung 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates. [data.europa.eu/eli/reg/2006/166/oj](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2006/166/oj)

EPA – United States Environmental Protection Agency (2019): Integrated Science Assessment for Particulate Matter. [ofmpub.epa.gov/eims/eimscomm.getfile?p_download_id=539935](https://efmpub.epa.gov/eims/eimscomm.getfile?p_download_id=539935)

EPA – United States Environmental Protection Agency (2020): Integrated Science Assessment for Ozone and Related Photochemical Oxidants. [ofmpub.epa.gov/eims/eimscomm.getfile?p_download_id=540022](https://efmpub.epa.gov/eims/eimscomm.getfile?p_download_id=540022)

Europäisches Parlament (2019): Parliament proposes policy toolbox to curb air pollution. www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/2019/3/press_release/20190307IPR30747/20190307IPR30747_en.pdf

Europe Beyond Coal (2020): Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Status 14 July 2020. Berlin. beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2020/07/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-14-July-2020.pdf (Zugriff am 6. Oktober 2020)

Europe Beyond Coal (2020a): Coal Exit Tracker. beyond-coal.eu/coal-exit-tracker/?type=maps&layer=4 (Zugriff am 6. Oktober 2020)

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (2018): Was Braunkohlestrom wirklich kostet. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. www.foes.de/pdf/2018-06-25-GPE-Studie-Braunkohle.pdf

Global Energy Monitor, Sierra Club, Greenpeace, CREA (Hrsg.) (2020): Boom and Bust 2020. endcoal.org/wp-content/uploads/2020/03/BoomAndBust_2020_English.pdf

Gogolewska, J.; Myllyvirta, L.; Gierens, R.T. (2017): Modellbasiertes Health Impact Assessment zu grenzüberschreitenden Auswirkungen von Luftschadstoffemissionen europäischer Kohlekraftwerke. Umweltmedizin – Hygiene – Arbeitsmedizin. Journal of Environmental and occupational health sciences. 22(2). 55-68. www.ecomed-umweltmedizin.de/archiv/umweltmedizin-hygiene-arbeitsmedizin-band-22-nr-2-2017

IEA – International Energy Agency (2019): Coal 2019. Analysis and forecast to 2024. doi.org/10.1787/c775e820-en

IEA – International Energy Agency (2019a): World Energy Outlook 2019. doi.org/10.1787/caf32f3b-en

IKSR – Internationale Kommission zum Schutz des Rheins (2013): Darstellung der Entwicklung der Rheinwassertemperaturen auf der Basis validierter Temperaturmessungen von 1978 bis 2011. Bericht Nr. 209. www.iksr.org/fileadmin/user_upload/DKDM/Dokumente/Fachberichte/DE/rp_De_0209.pdf

Keunecke, R.; Massmann, E.; Gauß, A.; Buchholz, O.; Bunzel, K.; Kollai, H. (2020): Auswirkungen der Nutzung Erneuerbarer Energien auf den Wasserhaushalt. (Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben, FKZ 3717 43 248 0; Veröffentlichung geplant für Februar 2021)

KOM – Europäische Kommission (2013): JRC Reference Report. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production. publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC69967/lfna25521enn.pdf

KOM – Europäische Kommission (2017): 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 Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen. data.europa.eu/eli/dec_impl/2017/1442/oj

KOM – Europäische Kommission (2020): Eine EU-weite Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne. COM (2020) 564 final. eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:564:FIN

KOM – Europäische Kommission (2020b): Communication from the Commission to the European Parliament, the council, the European economic and social committee of the regions on an EU strategy to reduce methane emissions. eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:663:FIN

Krey, V.; Masera, O.; Blanford, G.; Bruckner, T.; Cooke, R.; Fisher-Vanden, K.; Haberl, H.; Hertwich, E.; Kriegler, E.; Mueller, D.; Paltsev, S.; Price, L.; Schlömer, S.; Ürge-Vorsatz, D.; van Vuuren, D.; Zwickel, T. (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. www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf

Landtag Nordrhein-Westfalen (2010): Steinkohlenbergbau in NRW. Drucksache 14/10541. www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMD14-10541.pdf

LAWA – Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Wasser (2016): Bericht zum Kenntnis- und Diskussionsstand betreffend Quecksilberbelastungen in Gewässern und diesbezügliche Relevanz luftbürtiger Quellen. www.lawa.de/documents/bericht_adhocag_hg_lawa_lai_lab0_stand_08_2016_1552298515.pdf

Lechtenböhmer, S.; Kristof, K.; Irrek, W. (2004): Braunkohle – ein subventionsfreier Energieträger? www.umweltbundesamt.de/publikationen/braunkohle-ein-subventionsfreier-energietraeger-0

LMBV – Lausitzer und Mitteldeutsche Bergbau- und Verwaltungs GmbH (2020): Daten und Fakten 2019. www.lmbv.de/files/LMBV/Publikationen/Publikationen%20Zentrale/Daten%20und%20Fakten/DatenFakten_2019.pdf

Nixdorf, B.; Hemm, M.; Schlundt, A.; Kapfer, M.; Krumbeck, H. (2000): Braunkohlentagebaue in Deutschland. Gegenwärtiger Kenntnisstand über wasserwirtschaftliche Belange von Braunkohlentagebaurestlöchern. Abschlussbericht. www.umweltbundesamt.de/publikationen/braunkohlentagebaue-in-deutschland

Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg (2019): OVG bestätigt Stopp des Tagebaus Jänschwalde zum 1. September 2019. 24/19. www.berlin.de/gerichte/oberverwaltungsgericht/presse/pressemitteilungen/2019/pressemitteilung.841846.php

Oberverwaltungsgericht für das Land Nordrhein-Westfalen (2018): Hambacher Forst darf vorläufig nicht gerodet werden. www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/01_archiv/2018/46_181005/index.php

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. www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf

Öko-Institut (2017a): Thema: Kosten neuer Stromerzeugungsanlagen. www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Stromerzeugungskosten_2017.pdf

Pedersen, M.; Giorgis-Allemand, L.; Bernard, C.; Aguilera, I.; Nybo Andersen, A-M; Ballester, F.; Beelen, R.M.J.; Chatzi, L.; Cirach, M.; Danileviciute, A.; Dedele, A.; van Eijdsen, M.; Estarlich, M.; Fernández-Somoano, A.; Fernández, M.F.; Forastiere, F.; Gehring, U.; Grazuleviciene, R.; Gruzieva, O.; Heude, B.; Hoek, G.; de Hoogh, K.; van den Hooven, E.H.; Håberg, S.E.; Jaddoe, V.W.V.; Klümper, C.; Korek, M.; Krämer, U.; Lerchundi, A.; Lepeule, J.; Nafstad, P.; Nystad, W.; Patelarou, E.; Porta, D.; Postma, D.; Raaschou-Nielsen, O.; Rudnai, P.; Sunyer, J.; Stephanou, E.; Sørensen, M.; Thiering, E.; Tuffnell, D.; Varró, M.J.; Vrijkotte, T.G.M.; Wijga, A.; Wilhelm, M.; Wright, J.; Nieuwenhuijsen, M.J.; Pershagen, G.; Brunekreef, B.; Kogevinas, M.; Slama, R. (2013): Ambient air pollution and low birthweight: a European cohort study (ESCAPE). The Lancet Respiratory Medicine 1(9): 695-704. [doi.org/10.1016/S2213-2600\(13\)70192-9](https://doi.org/10.1016/S2213-2600(13)70192-9)

Pfluger, B.; Testeegen, B.; Franke, B. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D4

PPCA – Powering Past Coal Alliance (2020): Our History. poweringpastcoal.org/about/history

Refinitiv Eikon (2020): ICE EUA Front December Future. (Zugriff am 16. Dezember 2020)

Schulz, H.; Karrasch, S.; Bölke, G.; Cyrus, J.; Hornberg, C.; Pickford, R.; Schneider, A.; Witt, C.; Hoffmann, B. (2018): Atmen: Luftschadstoffe und Gesundheit. Positionspapier Deutsche Gesellschaft für Pneumologie und Beatmungsmedizin e.V. pneumologie.de/fileadmin/DGP_Luftschadstoffe_Positionspapier_20190129.pdf

Statistisches Bundesamt (2018): Fachserie 19 Umwelt. Reihe 2.2. Nichtöffentliche Wasserversorgung und nicht-öffentliche Abwasserentsorgung. 2016.

www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Publikationen/Downloads-Wasserwirtschaft/wasser-abwasser-nichtoeffentlich-2190220169004.pdf?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (2020): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen von Januar 2005 bis August 2020. www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile

Statistisches Bundesamt (2020a): VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche. Genesis-Code 81000-0015.

www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=81000-0015 (Zugriff am 28. August 2020)

Statistisches Bundesamt (2020b): Umweltökonomische Gesamtrechnungen. Gesamtwirtschaftliches Materialkonto. Berichtszeitraum 1994 – 2018/2019.

www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/rohstoffe-materialfluesse-wasser/Publikationen/Downloads/gesamtwirtschaftliches-materialkonto-pdf-5851315.html

Statistisches Bundesamt (2020c): Industrielle Kraftwirtschaft Erhebung 067. Statistisches Bundesamt.

Statistisches Bundesamt (2020d): Allgemeine Versorgung Erhebung 066k. Statistisches Bundesamt.

Statistisches Bundesamt (verschiedene Jahrgänge): Fachserie 19 Umwelt. Reihe 2.2. Nichtöffentliche Wasserversorgung und nichtöffentliche Abwasserentsorgung.

Statistik der Kohlenwirtschaft (2019): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2018. kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/Kohlenwirt_Silberheft_final.pdf

Statistik der Kohlenwirtschaft (2019a): Belegschaft im Steinkohlenbergbau. Stand 01/19.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/jahresdurchschnitt-jahresende.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2019b): Steinkohlenförderung. Stand 02/19.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/foerderung_7.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2019c): Betriebsflächen und wieder nutzbar gemachte Flächen im Braunkohlenbergbau in Deutschland. Stand: Ende Dezember 2019.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/rekult.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020): Produktionszahlen des Braunkohlenbergbaus in Deutschland. Berichtsjahr: 2019. kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2020/03/2019.pdf

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020a): Verwendung der Braunkohlenförderung. Stand: 05/20.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2020/05/verwendung.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020b): Beschäftigte der Braunkohlenindustrie in Deutschland. Stand 21.10.2020. kohlenstatistik.de/downloads/braunkohle/ (Zugriff am 26. November 2020)

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020c): Braunkohle im Überblick. 1989 – 2019. Stand: 04/20.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2019/10/bk-ueberblick-1.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020d): Braunkohlenförderung. Stand: 05/20.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2020/04/foerder.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020e): Einfuhr von Steinkohlen und Steinkohlenbriketts. Stand: 09/20.

kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2020/08/Steinkohle-einfuhr_sk_7_Korrektur.xlsx

Statistik der Kohlenwirtschaft (2020f): Einfuhr von Steinkohlenkoks. Stand: 09/20.
kohlenstatistik.de/wp-content/uploads/2020/08/Koks-einfuhr_skk_7_Korrektur.xls

taz (2019): Abschaltung von AKW: Grohnde schwitzt weiter. taz.de/Abschaltung-von-AKW/!5613467/

Umweltbundesamt (2016): Umweltschädliche Subventionen in Deutschland. Aktualisierte Ausgabe 2016.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/umweltschaedliche-subventionen-in-deutschland-2016

Umweltbundesamt (2016a): Übersicht zur ökologischen Situation ausgewählter Tagebauseen des Braunkohlebergbaus in Deutschland. Texte 68/2016.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/uebersicht-zur-oekologischen-situation

Umweltbundesamt (2017): Gesundheitsrisiken durch Feinstaub.
www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-gesundheit/gesundheitsrisiken-durch-feinstaub

Umweltbundesamt (2018): Komponentenerlegung energiebedingter Treibhausgasemissionen mit Fokus auf dem Ausbau erneuerbarer Energien. Teilbericht 3: Dekomposition der energiebedingten THG-Emissionen Deutschlands. Dessau-Roßlau.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/komponentenerlegung-energiebedingter

Umweltbundesamt (2019): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 02/2019. www.umweltbundesamt.de/publikationen/methodenkonvention-30-zur-ermittlung-von

Umweltbundesamt (2019a): Klimaschutz und Kohleausstieg: Politische Strategien und Maßnahmen bis 2030 und darüber hinaus.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-kohleausstieg-politische-strategien

Umweltbundesamt (2019b): Emissionsentwicklung 1990 - 2018 für klassische Luftschadstoffe. Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen. 1990 – 2018. Endstand: 19.12.2019.
www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen (Unter „Berichte & Daten“)

Umweltbundesamt (2019c): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. Climate Change 36/2019. www.umweltbundesamt.de/rescue

Umweltbundesamt (2019d): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2018. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energetraeger-2018

Umweltbundesamt (2019e): Treibhausgasemissionen 2019 - Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019), Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt
www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Umweltbundesamt (2020): Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes. (unveröffentlicht, wird auf Anfrage zur Verfügung gestellt)

Umweltbundesamt (2020a): CO₂-Emissionsfaktorenliste 1990-2018. Stand 15.03.2020.
www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen

Umweltbundesamt (2020b): Emissionsminderung bei Großfeuerungsanlagen. www.umweltbundesamt.de/daten/luftbelastung/massnahmen-zur-emissionsminderung-von/emissionsminderung-bei-grossfeuerungsanlagen

Umweltbundesamt (2020c): Detaillierte Inventartabellen im New Format for Reporting (NFR). 2020 Submission. cdr.eionet.europa.eu/de/un/clrtap/inventories/envxjlbkg/DE_2020_Annex_I_2018.xlsx/manage_document

Umweltbundesamt (2020d): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2019. Climate Change 13/20.
www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-6

Umweltbundesamt (2020e): Emissionsdatenbank ZSE. Stand 04/2020. (Interne Datenbank des Umweltbundesamtes)

Umweltbundesamt (2020f): Trendtabelle Sektoren und vorläufige THG-Daten 2019.

www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2546/dokumente/2020-03-11_trendtabellen_sektoren_und_vorjahresschaetzung_out.xlsx

Umweltbundesamt (2020g): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018. Climate Change 22/2020.

www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-5

Umweltbundesamt (2020h): Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme.

www.probas.umweltbundesamt.de

Umweltbundesamt (2020i): Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister PRTR.

www.thru.de (Dargestellter Datenstand in dieser Publikation: 31. März 2020)

UNECE – United Nations Economic Commission for Europe (2003): Protocol on Pollutant Release and Transfer Registers. www.unece.org/fileadmin/DAM/env/pp/prtr/Protocol%20texts/PRTR_Protocol_e.pdf (eine deutsche Fassung steht unter folgendem Link zur Verfügung: www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Umweltinformation/aarhus_prtrprotocoll_de.pdf)

Urgewald (2019): Proposed Coal Plants by Country. September 2019. coalexit.org/sites/default/files/download_public/Coal%20Power%20Expansion%20by%20Country_urgewald_2019_0.pdf

Wellmer, FW (2008): Reserves and resources of the geosphere, terms so often misunderstood. Is the life index of reserves of natural resources a guide to the future? Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften Band, 159 (4), S. 575– 590

Welt (2018): Hitzewelle zwingt erste Kraftwerke in die Knie.

www.welt.de/wirtschaft/article179994506/Hitzewelle-Erste-Kraftwerke-vor-der-Abschaltung.html

WHO Europe – World Health Organization. Regional Office for Europe (2013): Review of evidence on health aspects of air pollution. REVIHAAP Project. Technical Report.

www.euro.who.int/_data/assets/pdf_file/0004/193108/REVIHAAP-Final-technical-report-final-version.pdf

Wikipedia (2020): Concordiassee (Seenland).

[de.wikipedia.org/wiki/Concordiassee_\(Seeland\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Concordiassee_(Seeland)) (Zugriff am 17. November 2020)

Wünsch, M.; Eikmeier, B.; Gores S.; Gailfuß M.; Antoni, O. et al. (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Yang, B-Y.; Shujun, F.; Thiering, E.; Seissler, J.; Nowak, D.; Dong, G-H.; Heinrich, J. (2020): Ambient air pollution and diabetes: A systematic review and meta-analysis. Environmental Research, 180, 108817.

doi.org/10.1016/j.envres.2019.108817

A Anhang

A.1 Braunkohle: Übersicht Kraftwerke am Strommarkt

Tabelle 22: Braunkohlen: Bestehende Kraftwerke

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Amsdorf	ROMONTA GmbH	ST	06317	Seegebiet Mansfelder Land	54,8	45,9	189,0	1997		HKW	#
Bautzen-Teichnitz	ENSO Energie Sachsen Ost AG	SN	02625	Bautzen	2,0		35,0	1995		HKW	#
Bautzen-Teichnitz	ENSO Energie Sachsen Ost AG	SN	02625	Bautzen	2,0		35,0	1995		HKW	#
Bergheim K2/TG2	Martinswerk GmbH	NW	50127	Bergheim	10,0	10,0		1995		DKW	
Boxberg N	LEAG	SN	02943	Boxberg	500,0	465,0	60,0	1979	1993	DKW	#
Boxberg P	LEAG	SN	02943	Boxberg	500,0	465,0	n.b.	1980	1994	DKW	#
Boxberg Q	LEAG	SN	02943	Boxberg	907,0	857,0	65,0	2000		DKW	#
Boxberg R	LEAG	SN	02943	Boxberg	675,0	640,0		2012		DKW	
Brottewitz	Südzucker AG	BB	04895	Mühlberg/Elbe	26,0		n.b.	1991		HKW	#
Chemnitz Nord II B/20	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	09114	Chemnitz	67,0	56,8	165,0	1988		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Chemnitz Nord II C/30	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	09114	Chemnitz	100,0	90,8	140,0	1990	2010	HKW	#
Cottbus	HKW Cottbus GmbH / StW Cottbus	BB	03052	Cottbus	81,7	74,0	120,0	1999		HKW	#
Deuben	MIBRAG IKW GmbH	ST	06682	Teuchern	86,0	67,0	100,0	1936	1996	HKW	#
Duisburg-Homburg (HKW Sachtleben)	Venator Materials Corporation	NW	47198	Duisburg	29,5	27,5	n.b.	1971		HKW	#
Düren	KANZAN Spezialpapiere GmbH / Getec AG	NW	52349	Düren	1,0		n.b.	2010		HKW	#
Düren 4	Papierfabrik Schoellershammer GmbH	NW	52355	Düren	9,9	9,3	n.b.	1983	2001	HKW	#
Elsdorf	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	NW	50189	Elsdorf	13,0			2000		DKW	
Euskirchen	Pfeifer & Langen KG, Zuckerfabrik	NW	53879	Euskirchen	14,5	14,5		1998		DKW	
Frankfurt / Oder DT	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH	BB	15236	Frankfurt / Oder	24,0	22,0	80,0	1997		HKW	#
Frankfurt Fechenheim 1+2	AlessaChemie GmbH / GETEC AG	HE	60386	Frankfurt / M.	20,0		n.b.	2011		HKW	#
Frankfurt-Griesheim	WeylChem Griesheim GmbH / Getec Heat&Power AG	HE	65933	Frankfurt / M.	19,5		n.b.	2016		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Frechen / Wachtberg	RWE Power AG	NW	50226	Frechen	201,0	176,0	251,0	1959	1988	HKW	#
Goldenberg K1	RWE Power AG	NW	50354	Hürth	47,0	40,0	n.b.	1993		HKW	#
Hainsberg	Getec AG / Papierfabrik Hainsberg GmbH	SN	01705	Freital-Hainsberg	1,0		5,0	2011		HKW	#
Ibbenbüren (Bocketal)	Urbana Fernwärme GmbH	NW	49479	Ibbenbüren	1,0		n.b.	2008		HKW	#
Jänschwalde A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz	535,0	465,0	76,3	1981	1996	DKW	#
Jänschwalde B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz	535,0	465,0	76,3	1982	1996	DKW	#
Jänschwalde C	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz	535,0	465,0	76,3	1984	1996	DKW	#
Jänschwalde D	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz	535,0	465,0	76,3	1985	1996	DKW	#
Jänschwalde E	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03185	Peitz	535,0	465,0	76,3	1987	1996	DKW	#
Jülich HKW	Pfeifer & Langen KG (Zuckerfabrik Jülich)	NW	52428	Jülich	25,0	24,6	120,0	2004		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Kassel 2 HKW	Kasseler Fernwärme GmbH	HE	34134	Kassel	38,0	33,5	80,0	1989		HKW	#
Köln-Merkenich 6	RheinEnergie AG	NW	50769	Köln	85,0	75,3	78,0	1990	2010	SSA	#
Könnern	Pfeifer & Langen KG (Diamant Zucker KG)	ST	06420	Könnern	29,3	20,3	149,6	1993		HKW	#
Kreuzau	Niederauer Mühle GmbH	NW	52372	Kreuzau	4,0			1995		DKW	
Lippendorf R	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	SN	04564	Böhlen	933,6	875,0	230,0	2000		DKW	#
Lippendorf S	EnBW Kraftwerke AG	SN	04564	Böhlen	933,6	875,0	230,0	2000		DKW	#
Neugersdorf	StW Oberland	SN	02727	Neugersdorf	2,0		17,0	1997		HKW	#
Neurath A - Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	312,0	294,0		1972		DKW	
Neurath B - Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	312,0	294,0		1972		DKW	
Neurath D - Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	644,0	607,0	4,5	1975		DKW	#
Neurath E - Grevenbroich	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	644,0	604,0	4,5	1976		DKW	#
Neurath F - Grevenbroich (BoA 2)	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	1.100,0	1060,0		2012		DKW	

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Neurath G - Grevenbroich (BoA 3)	RWE Power AG	NW	41517	Neurath	1.100,0	1060,0		2012		DKW	
Niederaußem C	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	335,0	294,0		1965		DKW	
Niederaußem D	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	320,0	297,0		1968		DKW	
Niederaußem G	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	687,0	628,0	245,0	1974	2008	DKW	#
Niederaußem H	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	687,0	648,0		1974	2009	DKW	
Niederaußem K (BoA 1)	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	1.012,0	944,0		2002		DKW	
Niederaußem Fortuna-Nord	RWE Power AG	NW	50129	Niederaußem	93,0	15,0	n.b.	1973		HKW	#
Nürnberg-Teisnach	Pfleiderer Teisnach GmbH & Co. KG / GETEC AG	BY	90461	Teisnach	2,1		20,4	2004		HKW	#
Osnabrück T6	Kämmerer Papierfabrik GmbH	NI	49090	Osnabrück	10,0	7,2		1990		DKW	
Schkopau A	Uniper SE / Saale Energie GmbH	ST	06258	Schkopau	490,0	450,0	100,0	1996		DKW	#
Schkopau B	Uniper SE / Saale Energie GmbH	ST	06258	Schkopau	490,0	450,0	100,0	1996		DKW	#
Schönfeld	Schönfelder Papierfabrik GmbH / GETEC AG	SN	09456	Annaberg-Buchholz	1,0		n.b.	2007		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Schwarze Pumpe A	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03130	Spremberg	800,0	750,0	60,0	1997		DKW	#
Schwarze Pumpe B	Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) (EPH / PPF Investments)	BB	03130	Spremberg	800,0	750,0	60,0	1998		DKW	#
Ville / Berrenrath (Hürth)	RWE Power AG	NW	50354	Hürth	107,0	98,0	n.b.	1993		HKW	#
Währlitz	MIBRAG IKW GmbH	ST	06679	Währlitz	37,4	31,0	40,0	1994		HKW	#
Weisweiler E (4)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler	363,0	321,0		1965		DKW	
Weisweiler F (5)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler	340,0	321,0		1967		DKW	
Weisweiler G (6)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler	630,0	663,0	91,5	1974		DKW	#
Weisweiler H (7)	RWE Power AG	NW	52249	Eschweiler	625,0	656,0	91,5	1975		DKW	#
Wesseling (Kessel 5)	Basell Polyolefine GmbH / Shell AG	NW	50389	Wesseling	20,0		n.b.	1995		HKW	#
Wuppertal	Erfurt & Sohn KG / WSW Energie & Wasser AG	NW	42399	Wuppertal	2,4		19,0	2011		HKW	#
Zeitz	Südzucker AG Mannheim	ST	06712	Zeitz	23,3	23,2	n.b.	2003		HKW	#
Zeitz	Südzucker Bioethanol GmbH (Crop Energies)	ST	06712	Zeitz	20,0	17,5	n.b.	2005		HKW	#

* HKW = Heizkraftwerk, DKW = Dampfkraftwerk, SSA = Sammelschienenanlage

Quelle: Umweltbundesamt (2020); Stand: November 2020

A.2 Steinkohle: Übersicht Kraftwerke am Strommarkt

Tabelle 23: Steinkohlen: Bestehende Kraftwerke

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Altbach/Deizisau HKW 2 (DT)	EnBW Kraftwerke AG	BW	73776	Altbach	379,0	302,0	280,0	1997	2012	HKW	#
Arnsberg	Reno De Medici Arnsberg GmbH	NW	59821	Arnsberg	20,5	19,0	n.b.	1956		HKW	#
Bergkamen A	Steag GmbH	NW	59192	Bergkamen	780,0	717,0	20,0	1981		DKW	#
Berlin-Moabit 1-1 (A)	Vattenfall Europe GmbH	BE	13353	Berlin	100,0	89,0	136,0	1969	1990	HKW	#
Berlin-Reuter C	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin	132,0	124,0	244,0	1969		HKW	#
Berlin-Reuter-West D	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin	300,0	282,0	363,0	1987		HKW	#
Berlin-Reuter-West E	Vattenfall Europe GmbH	BE	13599	Berlin	300,0	282,0	363,0	1988		HKW	#
Berlin-Schöne-weide HKW	BTB GmbH	BE	12439	Berlin	9,6		36,0	1992	2005	HKW	#
Bexbach	Steag Power Saar GmbH	SL	66450	Bexbach	780,0	726,0		1983		DKW	
Braunschweig HKW Mitte	Braunschweiger Versorgungs AG (BS Energy)	NI	38106	Braunschweig	78,0	43,3	330,0	1986		HKW	#
Bremen-Farge	Onyx Power	HB	28777	Bremen	397,0	350,0	26,0	1969	2007	DKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmelistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Bremen-Hafen 6, (Elfi)	swb Erzeugung GmbH	HB	28237	Bremen	337,0	303,0	39,0	1979	2013	DKW	#
Bremen-Hastedt 15	swb Erzeugung GmbH	HB	28207	Bremen	130,0	119,0	150,0	1989	2014	HKW	#
Buer FWK	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen	73,9	70,0	244,0	1985		HKW	#
Datteln	Uniper SE	NW	45711	Datteln	1.100,0	1.055,0	380,0	2020		HKW	#
Duisburg-Walsum 9	Steag GmbH	NW	47179	Duisburg	410,0	370,0	295,0	1988		HKW	#
Duisburg-Walsum 10	Steag GmbH / EVN	NW	47179	Duisburg	790,0	725,0	n.b.	2013		HKW	#
Flensburg K09	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg	36,0	33,0	72,0	1974	1985	HKW	#
Flensburg K10	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg	33,0	29,0	72,0	1974	1988	HKW	#
Flensburg K11	StW Flensburg	SH	24939	Flensburg	31,0	27,0	72,0	1974	1992	HKW	#
Frankfurt-Hoechst B1	InfraServ GmbH Hoechst KG	HE	65926	Höchst	45,0	41,0	284,0	1965	1989	HKW	#
Frankfurt-West 2	Mainova AG	HE	60627	Frankfurt / M.	72,0	61,5	105,0	1989	2017	HKW	#
Frankfurt-West 3	Mainova AG	HE	60627	Frankfurt / M.	72,0	61,5	105,0	1989	2017	HKW	#
Gelsenkirchen-Scholven B	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen	370,0	345,0		1968		DKW	
Gelsenkirchen-Scholven C	Uniper SE	NW	45896	Gelsenkirchen	370,0	345,0		1969		DKW	

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Hamburg-Moorburg A	Vattenfall Europe GmbH	HH	21079	Hamburg	827,0	800,0	120,0	2015		HKW	#
Hamburg-Moorburg B	Vattenfall Europe GmbH	HH	21079	Hamburg	827,0	800,0	120,0	2015		HKW	#
Hamburg-Tiefstack HKW	Vattenfall Europe GmbH	HH	22113	Hamburg	205,0	194,0	785,0	1993		HKW	#
Hannover-Stöcken 1, GKW	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	NI	30149	Hannover	150,0	136,0	212,5	1989		HKW	#
Hannover-Stöcken 2, GKW	Enercity (StW Hannover), Continental, VWK	NI	30419	Hannover	150,0	136,0	212,5	1989		HKW	#
Heilbronn 5	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn	125,0	125,0	28,0	1965	2010	DKW	#
Heilbronn 6	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn	125,0	125,0	28,0	1966	2010	DKW	#
Heilbronn 7	EnBW Kraftwerke AG	BW	74076	Heilbronn	816,0	778,0	550,0	1985	2009	HKW	#
Herne 4	Steag GmbH / StW Herne	NW	44653	Herne	511,0	449,0	550,0	1989	2013	HKW	#
Heyden	Uniper SE	NW	32469	Petershagen	923,0	875,0		1987		DKW	
Ibbenbüren	RWE Power AG	NW	49479	Ibbenbüren	838,0	794,0	20,0	1985	2009	DKW	#
Kaiserslautern HKW Karcherstraße	StW Kaiserslautern	RP	67655	Kaiserslautern	15,0	13,4	n.b.	1996		HKW	#
Karlsruhe-RDK 7	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	BW	76189	Karlsruhe	550,0	517,0	220,0	1985	2005	HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Karlsruhe-RDK 8	StW Karlsruhe / EnBW (Rheinhafen)	BW	76189	Karlsruhe	912,0	834,0	220,0	2014		DKW	#
Krefeld-Uerdingen L 57	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	47829	Krefeld	27,0	26,0	155,0	1957	1992	SSA	#
Krefeld-Uerdingen N 230	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	47829	Krefeld	116,0	110,0	460,0	1960	1971	SSA	#
Leverkusen G22 Süd - WSK 1	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	51368	Leverkusen	13,4	12,4	n.b.	1988		SSA	#
Leverkusen G22 Süd - WSK 2	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	51368	Leverkusen	13,4	12,4	n.b.	1991		SSA	#
Lünen-Stummhafen	Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH (Steag)	NW	44536	Lünen	820,0	735,0	35,0	2013		HKW	#
Mannheim 6	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	BW	68199	Mannheim	280,0	255,0	n.b.	1975	2005	DKW	#
Mannheim 7	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	BW	68199	Mannheim	475,0	425,0	500,0	1983		HKW	#
Mannheim 8	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	BW	68199	Mannheim	480,0	435,0	500,0	1993		HKW	#
Mannheim 9	Großkraftwerk Mannheim AG (GKM AG)	BW	68199	Mannheim	911,0	843,0	500,0	2015		HKW	#
Marl I-4	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	NW	45772	Marl	61,0	55,3	199,0	1971		HKW	#
Marl I-5	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	NW	45772	Marl	74,9	60,2	262,0	1983		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Marl I-5	Infracor GmbH / Evonik Degussa GmbH	NW	45772	Marl	1,0	120,0	262,0	1983		HKW	#
Mehrum 3 (C)	Kraftwerk Mehrum GmbH (KWM) / Energetický a Průmyslový Holding (EPH)	NI	31249	Hohenhameln	750,0	690,0	n.b.	1979	2003	HKW	#
München-Nord 2	SWM Services GmbH	BY	85774	Unterföhring	365,0	332,7	550,0	1966	1991	HKW	#
Neumünster HKW/TEV (T3/5)	SWN StW Neumünster GmbH	SH	24534	Neumünster	53,6	40,0	230,0	1983	2005	HKW	#
Oberkirch	Papierfabrik August Koehler SE	BW	77704	Oberkirch	20,0	18,5	n.b.	1986		HKW	#
Offenbach Andréstraße	Energieversorgung Offenbach AG (EVO)	HE	63067	Offenbach	60,0	54,0	100,0	1990		HKW	#
Pforzheim 2 HKW	HKW Pforzheim GmbH	BW	75175	Pforzheim	29,7	26,9	42,0	1990		HKW	#
Rheinberg DT	Solvay Chemicals GmbH	NW	47495	Rheinberg	79,0		n.b.	1975		HKW	#
Rostock	KNG Kraftwerks- und Netzgesellschaft Rostock	MV	18147	Rostock	553,0	514,0	150,0	1995	2013	DKW	#
Saarbrücken-Römerbrücke DT	Energie SaarLorLux (ESLL)	SL	66121	Saarbrücken	90,0	50,0	235,0	1964	2011	HKW	#
Schweinfurt	GKS Gemeinschaftskraftwerk Schweinfurt GmbH	BY	97424	Schweinfurt	29,0	24,4	60,0	1990		HKW	#

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Nettonennleistung [MW]	Fernwärmeleistung [MW]	Inbetriebnahme	Ertüchtigung	Anlagenart*	KWK
Staudinger 5 (Großkrotzenburg)	Uniper SE	HE	63538	Großkrotzenburg	553,0	510,0	300,0	1992		HKW	#
Stockstadt	SAPPI Stockstadt GmbH	BY	63811	Stockstadt	26,0	24,8	n.b.	2019		HKW	#
Stuttgart-Münster DT12	EnBW Kraftwerke AG	BW	70376	Stuttgart	48,2	45,0	447,0	1982		SSA	#
Stuttgart-Münster DT15	EnBW Kraftwerke AG	BW	70376	Stuttgart	48,2	45,0		1984		SSA	#
Uelzen	Nordzucker AG	NI	29525	Uelzen	47,1	40,0	n.b.	1992		HKW	#
Ulm (Magirusstraße)	Fernwärme Ulm GmbH	BW	89077	Ulm	27,0	20,7	294,0	1992		HKW	#
Völklingen-Fenne HKV	Steag Power Saar GmbH	SL	66333	Völklingen-Fenne	233,0	211,0	185,0	1989		HKW	#
Völklingen-Fenne MKV	Steag Power Saar GmbH	SL	66333	Völklingen-Fenne	233,0	179,0	210,0	1982		HKW	#
Walheim 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	74399	Walheim	107,0	96,0		1965	2011	DKW	
Walheim 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	74399	Walheim	160,0	148,0		1967	2011	DKW	
Wedel 1	Vattenfall Europe GmbH	SH	22880	Wedel	151,0	137,0	423,0	1988	1993	HKW	#
Wedel 2	Vattenfall Europe GmbH	SH	22880	Wedel	138,7	123,0		1989	1993	HKW	#
Westfalen E (Hamm-Uentrop)	RWE Generation SE	NW	59071	Hamm-Uentrop	820,0	763,7		2014		DKW	

Kraftwerksname	Betreiber	Land	PLZ	Kraftwerksstandort	Elektr. Bruttoleistung [MW]	Netto-nennleistung [MW]	Fern-wärme-leistung [MW]	Inbetrieb-nahme	Ertüchti-gung	Anlagen-art*	KWK
Wilhelmshaven	Uniper SE	NI	26386	Wilhelmshaven	788,1	757,0		1976		DKW	
Wilhelmshaven (Rüstersieler Groden)	Onyx Power / BKW FMB Energie / WSW Energie und Wasser AG	NI	26386	Wilhelmshaven	830,0	731,0		2015		DKW	
Wolfsburg Nord A	VW Kraftwerk GmbH	NI	38440	Wolfsburg	70,0	61,5	377,5	1959	2000	SSA	#
Wolfsburg Nord B	VW Kraftwerk GmbH	NI	38440	Wolfsburg	70,0	61,5	377,5	1959	2000	SSA	#
Wolfsburg West 10	VW Kraftwerk GmbH	NI	38440	Wolfsburg	153,0	140,5	130,0	1985		HKW	#
Wolfsburg West 20	VW Kraftwerk GmbH	NI	38440	Wolfsburg	153,0	140,5	130,0	1985		HKW	#
Zolling-Leininger 5	Onyx Power	BY	85406	Zolling	474,0	472,0	150,0	1986	2011	HKW	#

* HKW = Heizkraftwerk, DKW = Dampfkraftwerk, SSA = Sammelschienenanlage

Quelle: Umweltbundesamt (2020); Stand: November 2020