

## The German Lignite Industry in 2019

Germany's domestic lignite output decreased by 34.9 Mt, which equals 21.0%, from 166.3 Mt to 131.3 Mt between 2018 and 2019. In 2019 extracted lignite had a net calorific value of 40.6 Mtce. Almost 88%, or 115.0 Mt, of that output were used in utility power plants supplying the general public. This translates into a decrease of 22.4% compared to the previous year. The sharp decline in power generation from lignite was primarily caused by the transfer of additional power plant units into a secure and reliable standby mode for backup purposes, the substantial increase in power generation from wind energy and natural gas,

the production shortfall in the open-pit mine Hambach as well as a larger number of power plant overhauls when compared to the previous year. In 2019, 13.2 Mt were used in the factories of the lignite mining industry for the manufacture of solid products. In mine-mouth power plants 2.5 Mt were used to generate electricity. A further 0.7 Mt accounted for other sales of raw lignite and changes in stocks. Lignite's contribution to Germany's total gross electricity production amounted to 18.6% in 2019.

This article was first published in the magazin Wold of Mining issue 3/2020.

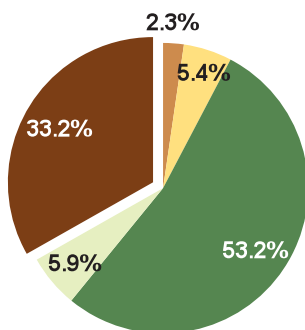
## Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2019

Die inländische Braunkohlegewinnung hat sich von 166,3 Mio. t im Jahr 2018 um 34,9 Mio. t entsprechend 21,0 % auf 131,3 Mio. t im Jahr 2019 verringert. Von der im Jahr 2019 realisierten Fördermenge, die einem Heizwert von 40,6 Mio. t SKE entspricht, wurden mit 115,0 Mio. t knapp 88 % in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung eingesetzt. Das waren 22,4 % weniger als im Vorjahr. Zu den wichtigsten Ursachen für den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle gehören die Einstellung weiterer Blöcke in die Sicherheitsbereitschaft, die deutliche Zunahme der Stromerzeugung aus Windenergie und aus Erdgas, die Minderförde-

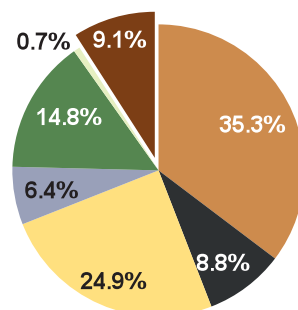
rung im Tagebau Hambach sowie eine im Vorjahresvergleich größere Zahl von Kraftwerksrevisionen. Im Jahr 2019 sind 13,2 Mio. t in den Fabriken des Braunkohlenbergbaus zur Herstellung fester Produkte verwendet worden. Zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken wurden 2,5 Mio. t genutzt. Auf sonstigen Rohkohlenabsatz und Bestandsveränderungen entfielen 0,7 Mio. t. Zur gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland hat die Braunkohle im Jahr 2019 mit 18,6 % beigetragen.

Der Erstabdruck dieses Beitrags erfolgte in Heft 3/2020 der Zeitschrift World of Mining.

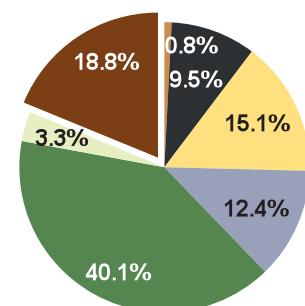
**Primary energy production**  
122.2 Mtce



**Primary energy consumption**  
437.8 Mtce



**Gross power generation**  
604.1 TWh



Oil

Hard coal

Natural gas

Nuclear energy

Renewable energies

Other

Lignite

Fig. 1. The role of lignite in Germany's energy economy 2019; position: March 2020. // Bild 1. Die Rolle der Braunkohle in der Energiewirtschaft Deutschlands im Jahr 2019. Source/Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und BDEW; Stand: März 2020

	Unit Einheit	Rhineland Rheinland	Lusatia Lausitz	Central Germany Mitteldeutschland	Total Insgesamt
Primary-energy production (PEP) Primärenergiegewinnung (PEG)	Mtce Mio. t SKE	20.2	15.1	5.3	40.6
Share of PEP in Germany Anteil an der PEG in Deutschland	%	16.5	12.4	4.3	33.2
Primary-energy consumption (PEC) Primärenergieverbrauch (PEV)	Mtce Mio. t SKE	19.8	14.8	5.2	39.8
Contribution to cover PEC in Germany Beitrag zur Deckung des PEV in Deutschland	%	4.5	3.4	1.2	9.1
Gross lignite-based power generation Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle	TWh	52.0	46.7	15.0	114.0
Contribution to gross power generation in Germany Beitrag zur Brutto-Stromerzeugung in Deutschland	%	8.5	7.6	2.5	18.6

Table 1. Contribution of lignite-mining areas to Germany's energy supply, 2019 (provisional, some estimates); position: March 2020.

Tabelle 1. Beitrag der Braunkohlenreviere zur Energieversorgung in Deutschland 2019 (vorläufig, z.T. geschätzt); Stand: März 2020.

Source/Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, BDEW, own calculations/eigene Berechnungen

## 1 Overview

In 2019, lignite had a 9.1% share in primary energy consumption. Lignite, thus, ranked fourth in Germany's energy consumption balance behind mineral oil (35.3%), natural gas (24.9%), and renewables (14.8%). Hard coal accounted for 8.8%, nuclear energy for 6.4%, and other energy sources for 0.7%.

With an output of 40.6 Mtce, lignite held a share of 33.2% in Germany's primary energy production of 122.2 Mtce in 2019. The contributions of the other energy sources to the primary energy production in 2019 were as follows: Natural gas 6.6 Mtce, mineral oil 2.8 Mtce, renewables 65.0 Mtce, and other energy sources 7.2 Mtce.

In 2019, 18.6% of Germany's total gross electricity volume was produced with lignite. Lignite, thus, assumed second place – behind renewables (39.9%) – in the ranking of the most important input energies for electricity production in 2019, followed by natural gas with 14.9%, nuclear energy with 12.3%, and hard coal with 9.4%. Other energy sources contributed 4.9% to the total gross electricity production (Figure 1).

The key figures for the contributions made by the individual lignite mining districts to Germany's energy supply are shown in Table 1. Figure 2 shows the volume and use of lignite in 2019.

Compared to the previous year, CO<sub>2</sub> emissions from lignite decreased by 33.3 Mt to 125.6 Mt in 2019 (1). The entire period between 1990 and 2019 exhibited a decline of 213.8 Mt in CO<sub>2</sub> emissions from lignite, which translates into a decrease of 63%. Thus, lignite's share of the total CO<sub>2</sub> emissions in Germany (including industrial processes, solvents, product use – these amounted to 705.6 Mt in 2019) dropped from 32.3% in 1990 to 17.8% in 2019.

## 2 Total volume and foreign trade

Germany's total volume of lignite amounted to 40.627 Mtce in 2019. Of this amount 40.602 Mtce came from domestic outputs and 0.025 Mtce from imports.

Open-pit lignite mining, which amounted to 131.3 Mt in 2019, was concentrated in three regions. These are the Rhenish District in the city triangle Cologne-Aachen-Mönchengladbach, the Lusatian District in the southeastern corner of the State of Brandenburg and the northeastern section of the State of Saxony as well as the Central German District in the southeastern corner of the State of Saxony-Anhalt and the northwestern section of the State of Saxony.

## 1 Überblick

Die Braunkohle war im Jahr 2019 mit 9,1% am Primärenergieverbrauch (PEV) beteiligt. Damit stand sie in der deutschen Energieverbrauchsbilanz hinter Mineralöl (35,3%), Erdgas (24,9%) und erneuerbaren Energien (14,8%) an vierter Stelle. Auf Steinkohlen entfielen 8,8%, auf Kernenergie 6,4% und auf sonstige Energien 0,7%.

Mit einer Fördermenge von 40,6 Mio. t SKE hielt die Braunkohle im Jahr 2019 bundesweit einen Anteil von 33,2% an der inländischen Primärenergiegewinnung von 122,2 Mio. t SKE. Die Beiträge der anderen Energieträger zur Primärenergiegewinnung teilen sich im Jahr 2019 wie folgt auf: 6,6 Mio. t SKE Erdgas, 2,8 Mio. t SKE Mineralöl, 65,0 Mio. t SKE erneuerbare Energien sowie 7,2 Mio. t SKE sonstige Energieträger.

Im Jahr 2019 entfielen von der gesamten Brutto-Elektrizitätserzeugung in Deutschland 18,6% auf die Braunkohle. Damit stand sie in der Rangliste der wichtigsten Einsatzenergien zur Stromerzeugung 2019 hinter erneuerbaren Energien (39,9%) auf dem zweiten Rang, gefolgt von Erdgas mit 14,9%, Kernenergie mit 12,3% und Steinkohle mit 9,4%. Sonstige Energien trugen mit 4,9% zur gesamten Brutto-Stromerzeugung bei (Bild 1).

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Kennzahlen zum Beitrag der einzelnen Braunkohlenreviere zur Energieversorgung in Deutschland ausgewiesen. Bild 2 zeigt Aufkommen und Verwendung von Braunkohle im Jahr 2019.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohlen sind im Vergleich zum Vorjahr um 33,3 Mio. t auf 125,6 Mio. t gesunken (1). Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2019 war ein Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohlen um 213,8 Mio. t entsprechend 63% zu verzeichnen. Der Anteil der Braunkohle an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland (einschließlich Industrieprozesse, Lösemittel, Produktverwendung beliefen sich diese 2019 auf 705,6 Mio. t) hat sich damit von 32,3% im Jahr 1990 auf 17,8% im Jahr 2019 vermindert.

## 2 Aufkommen und Außenhandel

Das Aufkommen an Braunkohle in Deutschland belief sich im Jahr 2019 auf 40,627 Mio. t SKE. Es setzte sich mit 40,602 Mio. t SKE aus inländischen Fördermengen und mit 0,025 Mio. t SKE aus Importen zusammen.

Der Abbau der Braunkohle im Tagebau von 131,3 Mio. t im Jahr 2019 konzentrierte sich auf drei Regionen. Das sind das rheini-

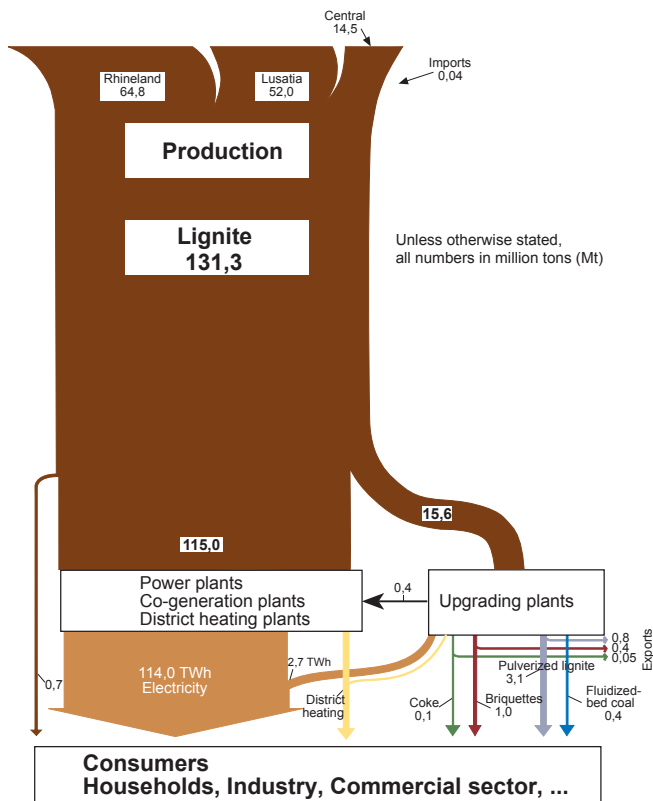


Fig. 2. Lignite Flow Chart 2019. // Bild 2. Braunkohlenflussbild 2019. Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

Extracting lignite from open-pit mines requires the removal of the soil layers located on top of the coal. In 2019, a total of 738.5 Mm<sup>3</sup> of overburden was moved which translates into a performance ratio of 5.6:1 between the overburden and the coal (i.e. one m<sup>3</sup> of overburden for each t of coal). The average ratios attained in the individual mining districts as well as the respective calorific values of the extracted coal are shown in Table 2.

### 3 Development by mining districts

#### 3.1 Rhenish District

RWE Power AG's lignite output amounted to approximately 64.81 Mt in 2019 which fell 24.9 % below the previous year's value. To expose the coal, 355.3 Mm<sup>3</sup> of overburden had to be removed. Thus, the overburden-to-coal ratio was 5.5:1 (m<sup>3</sup>:t) in 2019. For each individual open-pit mine, the 2019 output can be broken down as follows: Garzweiler accounted for 22.61 Mt (2018: 30.15 Mt), Ham-

sche Revier im Städtedreieck Köln-Aachen-Mönchengladbach, das Lausitzer Revier im Südosten des Landes Brandenburg und im Nordosten des Freistaates Sachsen und das Mitteldeutsche Revier im Südosten des Landes Sachsen-Anhalt und im Nordwesten des Freistaates Sachsen.

Der Braunkohlenbergbau im Tagebau erfordert ein Abräumen der über der Kohle liegenden Erdschichten. Im Jahr 2019 sind insgesamt 738,5 Mio. m<sup>3</sup> Deckgebirgsmassen bewegt worden. Daraus ergibt sich ein Leistungsverhältnis von 5,6:1 zwischen Abraum und Kohle (A/K, jeweils m<sup>3</sup> Abraum zu t Kohle). Die in den einzelnen Revieren im Durchschnitt erreichten Relationen gehen ebenso wie die jeweiligen Heizwerte der geförderten Kohle aus Tabelle 2 hervor.

### 3 Entwicklung nach Revieren

#### 3.1 Rheinisches Revier

Die Braunkohlenförderung der RWE Power AG betrug 2019 rd. 64,81 Mio. t. Sie war damit um 24,9 % niedriger als im Vorjahr. Zur Freilegung der Kohle wurden 355,3 Mio. m<sup>3</sup> Abraum bewegt. Das A/K-Verhältnis lag damit 2019 bei 5,5:1. Nach Tagebauen setzte sich die Förderung 2019 wie folgt zusammen: Es entfielen 22,61 Mio. t (2018: 30,15 Mio. t) auf Garzweiler, 28,40 Mio. t (2018: 38,75 Mio. t) auf Hambach und 13,80 Mio. t (2018: 17,43 Mio. t) auf Inden. Der Anteil des rheinischen Reviers an der gesamten Braunkohlenförderung in Deutschland lag 2019 bei 49,4 %.

#### 3.2 Lausitzer Revier

Im Jahr 2019 förderte die Lausitz Energie Bergbau AG (LE-B) im Lausitzer Revier rd. 52,0 Mio. t Rohbraunkohle. Das waren 14,3 % weniger als im Vorjahr. Nach Tagebauen verteilte sich die Förderung 2019 wie folgt: Jänschwalde: 7,4 Mio. t (2018: 9,1 Mio. t), Welzow-Süd: 17,4 Mio. t (2018: 21,8 Mio. t), Nochten: 14,6 Mio. t (2018: 16,3 Mio. t), Reichwalde: 12,6 Mio. t (2018: 13,5 Mio. t). Zur Kohlenfreilage wurden in den Tagebauen 329,4 Mio. m<sup>3</sup> Abraum bewegt.

#### 3.3 Mitteldeutsches Revier

Im Mitteldeutschen Revier wurde 2019 mit 14,5 Mio. t das Förderniveau des Vorjahrs um 24,6 % unterschritten. Wichtigstes Unternehmen dieses Reviers ist die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG). Diese Gesellschaft gehört zu 100 % zur EP Holding (EPH) aus der Tschechischen Republik. Zur Förderung der MIBRAG von 14,0 Mio. t im Jahr 2019 trugen der Tagebau Profen mit 5,63 Mio. t (2018: 7,76 Mio. t) und der Tagebau Vereinigtes Schleenhain mit 8,37 Mio. t (2018: 11,01 Mio. t) bei.

	Overburden moved Abraumbewegung 1,000 m <sup>3</sup>	Lignite extraction Braunkohlengewinnung 1,000 t	Extraction ratio O : C Förderverhältnis A/K m <sup>3</sup> /t	Net calorific value Heizwert kJ/kg	ce factor <sup>a)</sup> SKE-Faktor <sup>a)</sup> kg ce per kg kg SKE je kg	Lignite output Braunkohlengewinnung 1,000 tce/1,000 t SKE
Rhineland/Rheinland	355,335	64,807	5.5 : 1	9,123	0.311	20,173
Lusatia/Lausitz	329,394	51,998	6.3 : 1	8,538	0.291	15,148
Central Germany Mitteldeutschland	53,810	14,509	3.7 : 1	10,666	0.364	5,280
Total/Insgesamt	738,538	131,314	5.6 : 1	9,024	0.308	40,602

<sup>a)</sup> 1 kg ce = 29,308 kJ 1 kg SKE = 29.308 kJ.

Table 2. Output figures of lignite industry and net calorific values of the coal mined, by mining area, 2019. // Tabelle 2. Leistungszahlen des Braunkohlenbergbaus sowie Heizwerte der geförderten Kohle nach Revieren im Jahr 2019. Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

bach for 28.40 Mt (2018: 38.75 Mt), and Inden for 13.80 Mt (2018: 17.43 Mt). The Rhenish District's share in Germany's total lignite output amounted to 49.4% in 2019.

### 3.2 Lusatian District

In the Lusatian District, the Lausitz Energie Bergbau AG (LE-B) extracted about 52.0 Mt of raw lignite in 2019. This equaled a decline of 14.3% when compared to the previous year. For each individual open-pit mine, the 2019 output can be broken down as follows: Jänschwalde accounted for 7.4 Mt (2018: 9.1 Mt), Welzow-Süd for 17.4 Mt (2018: 21.8 Mt), Nochten for 14.6 Mt (2018: 16.3 Mt), and Reichwalde for 12.6 Mt (2018: 13.5 Mt). To expose the coal, 329.4 Mm<sup>3</sup> of overburden had to be removed in the open-pit mines.

### 3.3 Central German District

With 14.5 Mt in 2019, the production level in the Central German District fell 24.6% below the previous year's value. The most important company in this mining district is the Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG). This corporation is wholly owned by the EP Holding (EPH) corporation from the Czech Republic. In 2019, MIBRAG's total output amounted to 14.0 Mt, of which the open-pit mine Profen accounted for 5.63 Mt (2018: 7.76 Mt) and the open-pit mine Vereinigtes Schleenhain for 8.37 Mt (2018: 11.01 Mt).

Located also in the Central German District, the ROMONTA GmbH corporation operates an open-pit mine for crude montan wax production in Arnisdorf. In 2019, the output amounted to 0.47 Mt. Montan wax is primarily used in the plastics industry for the manufacture of cosmetic and cleaning products, and for the hydrophobic treatment of building materials. In addition, montan wax is used as a forming wax in investment casting and as an aggregate in the asphalt industry.

## 4 Use of lignite

In light of its average water content of 55%, transporting raw lignite over long distances is not economically viable. That is why raw lignite is primarily used in the vicinity of open-pit mines for electricity and heat production and/or upgraded into lignite products (Table 3).

### 4.1 Electricity production

The focus of using lignite is on electricity production. In 2019, 117.5 Mt of lignite from domestic production were used for the generation of electricity and heat in power plants – of which 2.5 Mt were attributable to mine-mouth power plants (2018: 150.7 Mt). This input equaled 89.5% of the total lignite extraction. The total gross electricity production from lignite amounted to about 114.0 TWh in 2019. The lignite-fired power plant capacity amounted to 22,413 MW (gross) at the beginning of the year 2020. An overview of lignite-fired power plants and their electricity production according to the individual federal states is shown in Table 4.

The Act on the Further Development of the Electricity Market, which was published in the Federal Law Gazette 2016, Part I, No. 37 dated 29th July 2016, regulates the transfer of eight lignite-fired power plant units with a total capacity (gross) of 3,002 MW into the so called secure and reliable standby. The affected power plant units (Table 5), which are not to be shut down permanently for a

Ebenfalls im Mitteldeutschen Revier unterhält die ROMONTA GmbH am Standort Amsdorf zur Rohmontanwachsproduktion einen Tagebau. Die Förderung belief sich 2019 auf 0,47 Mio. t. Hauptanwendungsgebiete von Montanwachs liegen in der Kunststoffindustrie, der Pflegemittelherstellung und der Baustoffhydrophobierung. Auch als Formwachs in der Feingießerei und als Zuschlagstoff in der Asphaltindustrie findet das Montanwachs Anwendung.

## 4 Verwendung der Braunkohle

Angesichts ihres Wassergehalts von durchschnittlich 55% ist der Transport von Rohbraunkohle über große Entfernungen nicht wirtschaftlich. Entsprechend wird die Rohbraunkohle überwiegend in der Nähe der Tagebaue zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt bzw. zu Braunkohlenprodukten veredelt (Tabelle 3).

### 4.1 Stromerzeugung

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. Im Jahr 2019 wurden 117,5 Mio. t Braunkohle aus inländischer Förderung zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken – darunter 2,5 Mio. t in Grubenkraftwerken – eingesetzt (2018: 150,7 Mio. t). Dies entsprach 89,5% der gesamten Gewinnung. Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2019 auf rd. 114,0 TWh. Die Braunkohlen-Kraftwerksleistung betrug 22.413 MW (brutto) mit Stand Jahresbeginn 2020. Eine Übersicht über die Braunkohlenkraftwerke und deren Stromerzeugung nach Bundesländern gibt Tabelle 4.

Im Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes, veröffentlicht im Bundesgesetzblatt 2016, Teil I, Nr. 37 vom 29. Juli 2016, wird die Überführung von acht Braunkohlenkraftwerksblöcken mit einer Gesamtleistung von 3.002 MW (brutto) in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft geregelt. Die betroffenen Anlagen (Tabelle 5), die vier Jahre lang nicht endgültig stillgelegt werden dürfen, stehen in dieser Zeit ausschließlich für Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Die Betreiber erhalten für die Gewährleistung der Sicherheitsbereitschaft und für die Stilllegung eine Vergütung. Die Finanzierung erfolgt über einen Aufschlag auf die Netzentgelte.

#### 4.1.1 Kraftwerke im Rheinischen Revier

Die Brutto-Stromerzeugung in den Braunkohlenkraftwerken des Rheinischen Reviers belief sich im Jahr 2019 auf 52,0 TWh bei einer installierten Bruttogleistung von 11.461 MW. Die zwei 300 MW-Blöcke in Frimmersdorf (Frimmersdorf P und Q) waren zum 1. Oktober 2017 in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Zum 1. Oktober 2018 folgten zwei 300 MW-Blöcke in Niederaußen (Niederaußen E und F). Zum 1. Oktober 2019 wurde ein 300 MW-Block am Standort Neurath (Neurath C) in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

#### 4.1.2 Kraftwerke im Lausitzer Revier

Im Lausitzer Revier konzentriert sich die Stromerzeugung auf die Kraftwerksstandorte Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe. Insgesamt sind im Lausitzer Revier rd. 7.200 MW Bruttogleistung auf Basis Braunkohle installiert. In den Lausitzer Anlagen wurden im Jahr 2019 rd. 46,7 TWh (brutto) Strom erzeugt.

Block F des Kraftwerks Jänschwalde (500 MW Bruttogleistung) war am 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt

	1990 1,000 t	2015 1,000 t	2018 1,000 t	2019 1,000 t
<b>Rhineland/Rheinland Output/Förderung</b>	102,181	95,214	86,33	64,807
Utilization/Verwendung: Power and district heating/Strom- und Fernwärmeerzeugung:	84,564	84,349	75,777	55,335
of which/darunter				
utility power plants/Kraftwerke der allg. Versorgung	83,454	83,507	74,246	53,877
mine-mouth power plants/Grubenkraftwerke	1,111	842	1,532	1,458
sales to co-generation plants/Absatz an Heizwerke	-	-	-	-
Input in upgrading plants/own consumption Einsatz in Veredlungsbetrieben/Selbstverbrauch	13,429	10,571	10,326	9,282
Sales to other buyers/Absatz an sonstige Abnehmer	4,187	186	195	189
Sales to MIBRAG/Abgabe an MIBRAG	-	113	30	0
Changes in stocks <sup>2)/Bestandsveränderung<sup>2)</sup></sup>	-	-5	+2	+2
<b>Lusatia/Lausitz Output/Förderung</b>	168,045	62,452	60,696	51,998
Utilization/Verwendung: Power and district heating/Strom- und Fernwärmeerzeugung:	98,488	58,820	56,907	48,665
of which/darunter				
utility power plants <sup>1)/Kraftwerke der allg. Versorgung<sup>1)</sup></sup>	80,548	58,820	56,907	48,664
mine-mouth power plants/Grubenkraftwerke	11,440	-	-	-
sales to co-generation plants <sup>1)/Absatz an Heizwerke<sup>1)</sup></sup>	6,500	-	-	-
Input in upgrading plants/own consumption Einsatz in Veredlungsbetrieben/Selbstverbrauch	58,911	3,575	3,689	3,331
Sales to other buyers/Absatz an sonstige Abnehmer	11,230	6	73	52
Changes in stocks <sup>2)/Bestandsveränderung<sup>2)</sup></sup>	-584	+52	+27	-48
<b>Central Germany/Mitteldeutschland Output/Förderung</b>	80,879	18,924	19,231	14,509
Purchase by RWE/Bezug von RWE	-	113	30	-
Utilization/Verwendung: Power and district heating/Strom- und Fernwärmeerzeugung:	28,705	16,160	18,041	13,489
of which/darunter				
utility power plants <sup>1)/Kraftwerke der allg. Versorgung<sup>1)</sup></sup>	18,468	14,979	17,045	12,470
mine-mouth power plants/Grubenkraftwerke	2,737	1,181	996	1
sales to co-generation plants <sup>1)/Absatz an Heizwerke<sup>1)</sup></sup>	7,500	-	-	-
Input in upgrading plants/own consumption Einsatz in Veredlungsbetrieben/Selbstverbrauch	36,131	724	630	550
Sales to other buyers/Absatz an sonstige Abnehmer	16,483	1,424	604	505
Sales to Helmstedt/Abgabe an Helmstedt	-	549	-	-
Changes in stocks/Bestandsveränderung	-440	+180	-13	-36
<b>Helmstedt total availability/Aufkommen</b>		2,025	-	-
of which/darunter				
output/Förderung	4,348	1,474	-	-
purchase by MIBRAG/Bezug von MIBRAG	-	549	-	-
Utilization/Verwendung: Power and district heating/Strom- und Fernwärmeerzeugung:	4,295	2,025	-	-
of which/darunter				
utility power plants/Kraftwerke der allg. Versorgung	4,295	2,025	-	-
mine-mouth power plants/Grubenkraftwerke	-	-	-	-
sales to co-generation plants/Absatz an Heizwerke	-	-	-	-
Input in upgrading plants/own consumption Einsatz in Veredlungsbetrieben/Selbstverbrauch	-	-	-	-
Sales to other buyers/Absatz an sonstige Abnehmer	-	-	-	-
Changes in stocks/Bestandsveränderung	+53	-2	-	-
<b>Germany total/Deutschland insgesamt Output/Förderung</b>	356,513	178,065	166,258	131,314
Utilization/Verwendung: Power and district heating/Strom- und Fernwärmeerzeugung:	216,975	161,354	150,726	117,448
of which/darunter				
utility power plants <sup>1)/Kraftwerke der allg. Versorgung<sup>1)</sup></sup>	187,688	159,331	148,198	115,010
mine-mouth power plants/Grubenkraftwerke	15,288	2,023	2,528	2,477
sales to co-generation plants <sup>1)/Absatz an Heizwerke<sup>1)</sup></sup>	14,000	-	-	-
Input in upgrading plants/own consumption Einsatz in Veredlungsbetrieben/Selbstverbrauch	108,534	14,870	14,645	13,163
Sales to other buyers/Absatz an sonstige Abnehmer	31,993	1,616	871	746
Changes in stocks <sup>2)/Bestandsveränderung<sup>2)</sup></sup>	-990	+225	+15	-82

<sup>1)</sup> after 1995: co-generation plants included among utility power plants/ab 1995 Heizkraftwerke bei Kraftwerke der allg. Versorgung

<sup>2)</sup> addition to factories' bunkers/Zugang Bunker Fabriken

Table 3. Lignite utilization. // Tabelle 3. Verwendung der Braunkohlenförderung.  
Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

Federal State Bundesland	Gross installed power per 1st January 2010 Install. Bruttoleistung am 01.01.2020 MW	Gross electricity generation 2019 <sup>1)</sup> Bruttostrom- erzeugung 2019 <sup>1)</sup> TWh
North Rhine-Westphalia Nordrhein-Westfalen	11,461	52.0
Brandenburg Brandenburg	4,705 <sup>1)</sup>	30.0
Saxony Sachsen	4,563	28.0
Saxony-Anhalt Sachsen-Anhalt	1,220	4.0
Lower Saxony Niedersachsen	407	0.0
Hesse Hessen	36	
Bavaria Bayern	2	
Baden Wuerttemberg Baden Württemberg	2	
Total/Insgesamt	22,413 <sup>2)</sup>	114.0

<sup>1)</sup> estimated / geschätzt

<sup>2)</sup> of which 2,728 MW (Net capacity) in readiness for security  
davon 2.728 MW (Nettoleistung) in Sicherheitsbereitschaft

*Table 4. Capacity and generation of lignite power stations.  
Tabelle 4. Leistung und Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke.  
Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft*

period of four years, will be exclusively available for the needs and requirements of transmission grid operators during this time. The operators will be remunerated for guaranteeing a secure and reliable standby and for the decommissioning. The requisite financing is provided through a surcharge on the power grid fees.

#### 4.1.1 Power Plants in the Rhenish District

In 2019, gross electricity production in the lignite-fired power plants of the Rhenish District amounted to 52.0 TWh with a gross installed capacity of 11,461 MW. The two 300 MW power plant units in Frimmersdorf (Frimmersdorf P and Q) had been transferred into a secure and reliable standby as of 1st October 2017. Two 300 MW units followed in Niederaußem (Niederaußem E and F) as of 1st October 2018. One 300 MW unit at the power plant site Neurath (Neurath C) was transferred into a secure and reliable standby as of 1st October 2019.

#### 4.1.2 Power Plants in the Lusatian District

Electricity production in the Lusatian District focuses primarily on the power plant sites Jänschwalde, Boxberg, and Schwarze Pumpe. All told, the Lusatian District has a gross installed capacity based on lignite of around 7,200 MW. About 46.7 TWh (gross) of electric power were produced in the Lusatian plants in 2019.

Unit F of the Jänschwalde power plant (with a gross installed capacity of 500 MW) had been transferred into a secure and reliable standby on 1st October 2018. Unit E (gross installed capacity of 500 MW) followed into a secure and reliable standby for a period of four years as of 1st October 2019.

#### 4.1.3 Power Plants in the Central German District

Power plant capacities based on lignite of about 3,200 MW are installed in the Central German District. Electricity is produced

worden. Block E (500 MW Bruttoleistung) folgte am 1. Oktober 2019 in die vierjährige Sicherheitsbereitschaft.

#### 4.1.3 Kraftwerke im Mitteldeutschen Revier

Im Mitteldeutschen Revier sind Kraftwerkskapazitäten auf Basis Braunkohle mit einer Leistung von rd. 3.200 MW installiert. Die Stromerzeugung erfolgt in den Großkraftwerken Lippendorf und Schkopau, in den Industriekraftwerken Deuben und Wähilitz der MIBRAG mbH, im Grubenheizkraftwerk Amsdorf der ROMONTA sowie in kleineren Industriekraftwerken. Sie betrug im Jahr 2019 insgesamt 15,0 TWh (brutto).

#### 4.1.4 Kraftwerk im Raum Helmstedt

Am 1. Oktober 2016 war das Kraftwerk Buschhaus mit einer Bruttoleistung von 390 MW aufgrund des Beschlusses des Bundestags zum neuen Energiewirtschaftsgesetz für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Seitdem ist das Kraftwerk konserviert, muss aber auf Abruf innerhalb von zehn Tagen, wie mit der Bundesregierung vereinbart, wieder betriebsbereit sein. Alle notwendigen Maßnahmen, die zur Aufrechterhaltung der Betriebsgenehmigung erforderlich sind und den hohen technischen Standard des Kraftwerks sichern, waren 2017 in Zusammenarbeit mit dem Technischen Überwachungsverein (TÜV) sowie den zuständigen Behörden umgesetzt worden.

#### 4.2 Braunkohlenveredlung

Im Rheinischen, Mitteldeutschen und Lausitzer Revier wurden im Jahr 2019 rd. 5,95 Mio. t Braunkohlenveredlungsprodukte hergestellt (Tabelle 6). Das waren 10,0 % weniger als 2018. Nach Erzeugnissen verteilte sich die Produktion 2019 wie folgt: Es entfielen 1,47 Mio. t auf Briketts, 3,96 Mio. t auf Staub, 0,37 Mio. t auf Wirbelschichtkohle und 0,16 Mio. t auf Koks. Die Produktionsrückgänge im Vergleich zu 2018 beliefen sich bei Briketts auf 7,0 %, bei Braunkohlenstaub auf 10,0 % und bei Wirbelschichtkohle auf 22,9 %. Die Produktion von Koks stagnierte praktisch auf dem Vorjahrsniveau.

Location Standort	Unit Block	Capacity/Kapazität		Reserve as of Reserve ab
		Net/Netto MW	Gross/Brutto MW	
Buschhaus		350	390	1st Oct. 2016 1. Okt. 2016
Frimmersdorf	P	284	320	1st Oct. 2017 1. Okt. 2017
Frimmersdorf	Q	278	315	1st Oct. 2017 1. Okt. 2017
Niederaußem	E	295	325	1st Oct. 2018 1. Okt. 2018
Niederaußem	F	299	329	1st Oct. 2018 1. Okt. 2018
Jänschwalde	F	465	500	1st Oct. 2018 1. Okt. 2018
Jänschwalde	E	465	500	1st Oct. 2019 1. Okt. 2019
Neurath	C	292	323	1st Oct. 2019 1. Okt. 2019
Total/Insgesamt		2,728	3,002	

*Table 5. Secure and reliable standby of lignite-fired power plants.  
Tabelle 5. Sicherheitsbereitschaft Braunkohlenkraftwerke.  
Source/Quelle: Strommarktgesetz*

in the large-scale power plants Lippendorf and Schkopau, in the MIBRAG mbH's industrial power plants Deuben and Wähilitz, in the ROMONTA GmbH's industrial power plant Arnsdorf as well as in smaller industrial power plants. In 2019, the total electric power production amounted to 15.0 TWh (gross).

#### 4.1.4 Power Plant in the Helmstedt District

On 1st October 2016, the power plant Buschhaus with its gross capacity of 390 MW had been transferred into a secure and reliable standby for a period of four years due to a resolution passed by the German Bundestag on the new Energy Industry Act. Since that date, the power plant has been conserved, but as agreed upon with the Federal Government, it must be ready to operate again on call within a period of ten days. All necessary measures which are required for maintaining the operating permit and safeguarding the power plant's high technical standard had been implemented in 2017 in cooperation with the German Technical Inspection Association (TÜV) as well as the responsible governmental authorities.

#### 4.2 Lignite upgrading

In the Rhenish, Central German, and Lusatian Districts, about 5.95 Mt of upgraded lignite products were manufactured in 2019 (Table 6). This was 10.0% less than in 2018. According to individual products, the production in 2019 can be allocated as follows: Briquettes accounted for 1.47 Mt, pulverized lignite for 3.96 Mt, fluidized bed coal for 0.37 Mt, and coke for 0.16 Mt. The production declines compared to 2018 amounted to 7.0% for briquettes, 10.0% for pulverized lignite, and 22.9% for fluidized bed coal. Coke production actually stagnated at the previous year's level.

### 5 Employees

As of 31st December 2019, the lignite mining industry and the lignite-fired utility power plants which supply the general public and are operated by lignite extracting companies employed a total of 20,336 persons. Of that total, the Rhineland accounted for 9,785, Lusatia for 8,116, Central Germany for 2,334, and Helmstedt for 101 employees (Table 7).

4,793 of the 20,336 employees worked in lignite-fired utility power plants supplying the general public. The total number of employees included 1,269 apprentices.

Compared to the end of 2018 (20,855 employees), the number of employees decreased by 519 persons, which translates into a reduction of 2.5%.

### 6 Decisions on coal policy since early 2019

On 6th June 2018, the Federal Government had appointed the commission for "Growth, Structural Change, and Employment" (Coal Commission – KWSB) with a mandate to highlight opportunities for the affected regions and jobs, to develop proposals for pursuing the climate objectives in the energy sector, and to recommend a closing date for coal-fired power generation in Germany. The Coal Commission submitted its final report on 26th January 2019. On 15th January 2020, the Federal Government and the federal states reached a corresponding accord on the fossil fuel phase-out. In the Federal Govern-

	1989	2000	2005	2015	2018	2019
<b>Rhineland/Rheinland</b>						
Briquettes/Brikett	2,158	1,068	964	988	970	947
Pulverized lignite Staub	2,509	2,025	2,238	3,174	3,152	2,826
Fluidized-bed coal Wirbelschichtkohle	67	372	408	323	363	237
Dried coal Trockenkohle	172	-	-	-	-	-
Coke/Koks	135	179	173	170	157	156
<b>Lusatia/Lausitz</b>						
Briquettes/Brikett	24,640	663	526	597	598	525
Pulverized lignite Staub	1,111	481	493	1,065	1,087	986
Fluidized-bed coal Wirbelschichtkohle	-	189	252	127	115	131
Dried coal Trockenkohle	-	-	-	-	-	-
Coke/Koks	3,504	-	-	-	-	-
<b>Central Germany/Mitteldeutschland</b>						
Briquettes/Brikett	22,596	89	-	54	14	-
Pulverized lignite Staub	724	173	192	159	154	141
Dried coal Trockenkohle	533	-	-	-	-	-
Coke/Koks	2,487	-	-	-	-	-
<b>Germany total/Deutschland gesamt</b>						
Briquettes/Brikett	49,394	1,819	1,490	1,640	1,582	1,472
Pulverized lignite Staub	4,344	2,679	2,924	4,398	4,394	3,953
Fluidized-bed coal Wirbelschichtkohle	67	561	660	450	479	369
Dried coal Trockenkohle	705	-	-	-	-	-
Coke/Koks	6,126	179	173	170	157	156

Table 6. Manufacture of solid lignite-based upgrading products, by mining areas, 1989 to 2019 in 1,000 t.

Tabelle 6. Herstellung von festen Braunkohlenveredelungsprodukten nach Revieren 1989 bis 2019 in 1.000 t.

Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

### 5 Beschäftigte

Im Braunkohlenbergbau und in Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlegewinnung waren zum 31. Dezember 2019 insgesamt 20.336 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 9.785 auf das Rheinland, 8.116 auf die Lausitz, 2.334 auf Mitteldeutschland und 101 auf Helmstedt (Tabelle 7).

In Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung waren 4.793 der 20.336 Mitarbeiter beschäftigt. Die Gesamtzahl der Mitarbeiter schließt 1.269 Auszubildende ein.

Im Vergleich zum Jahresende 2018 (20.855 Beschäftigte) hat sich die Zahl der Beschäftigten um 519 entsprechend 2,5% verringert.

### 6 Kohlepolitische Entscheidungen seit Anfang 2019

Die Bundesregierung hatte am 6. Juni 2018 die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) mit dem Auftrag eingesetzt, Perspektiven für die Regionen und Arbeitsplätze aufzuzeigen, Vorschläge zur Verfolgung der Klimaziele

	1989	2000	2005	2015	2017	2018	2019
Rhineland/Rheinland <sup>2)</sup>	15,565	10,430	11,105	9,410	9,739	9,986	9,785
Lusatia/Lausitz <sup>2)</sup>	79,016	7,081	8,881	8,316	8,639	8,378	8,116
Central Germany/Mitteldeutschland	59,815	2,996	2,642	2,565	2,367	2,380	2,334
Helmstedt	1,693	703	665	453	146	111	101
Small operations (Hesse/Bavaria) Kleinbetriebe (Hessen/Bayern)	642	77	6	-	-	-	-
Germany total/Deutschland insgesamt	156,731	21,287	23,299	20,744 <sup>1)</sup>	20,891 <sup>1)</sup>	20,855 <sup>1)</sup>	20,336 <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Contained in this figure: Employees in utility power plants of the lignite-mining companies (position: year-end) 4,793 – Apprentices (position: year-end) 1,269 after 2003: incl. employees in utility power plants of the lignite-mining companies.

In dieser Zahl sind enthalten: Beschäftigte i. d. Kraftwerken der allgem. Versorgung der Braunkohlenunternehmen 4.793 – Auszubildende 1.269 ab 2003 einschließlich Beschäftigte in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohlenunternehmen.

<sup>2)</sup> Not comparable with previous years due to restructuring from 2016 onwards/wegen Umstrukturierung ab 2016 mit Vorjahren nicht vergleichbar

Table 7. Number of employees in the lignite industry, each on 31st December; t 1989: annual average.

Tabelle 7. Anzahl der Beschäftigten der Braunkohlenindustrie jeweils am 31. Dezember; 1989 Jahresdurchschnitt.

Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft

ment's draft legislation "On the Reduction and Termination of Coal-Fired Power Generation and on the Amendment of Other Acts," which was adopted by the Federal Cabinet on 29th January 2020, the Federal Government established important rules and, thus, set the timeframe for the fossil fuel phase-out until the end of 2038 (Figure 3). The legislative process is to be completed during the first half of 2020. The requisite agreement under public law between the Federal Government and the appropriate companies is scheduled to be available within the same period of time.

im Energiesektor zu entwickeln und ein Abschlussdatum für die Kohleverstromung in Deutschland zu empfehlen. Am 26. Januar 2019 hat die Kommission ihren Abschlussbericht vorgelegt. Am 15. Januar 2020 konnte eine entsprechende Bund-Länder-Einigung zum Kohleausstieg erzielt werden. Im Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze, der am 29. Januar 2020 durch das Kabinett beschlossen wurde, hat die Bundesregierung wichtige Festlegungen getroffen und damit den Rahmen für den Kohleausstieg bis Ende 2038 gesetzt (Bild 3).

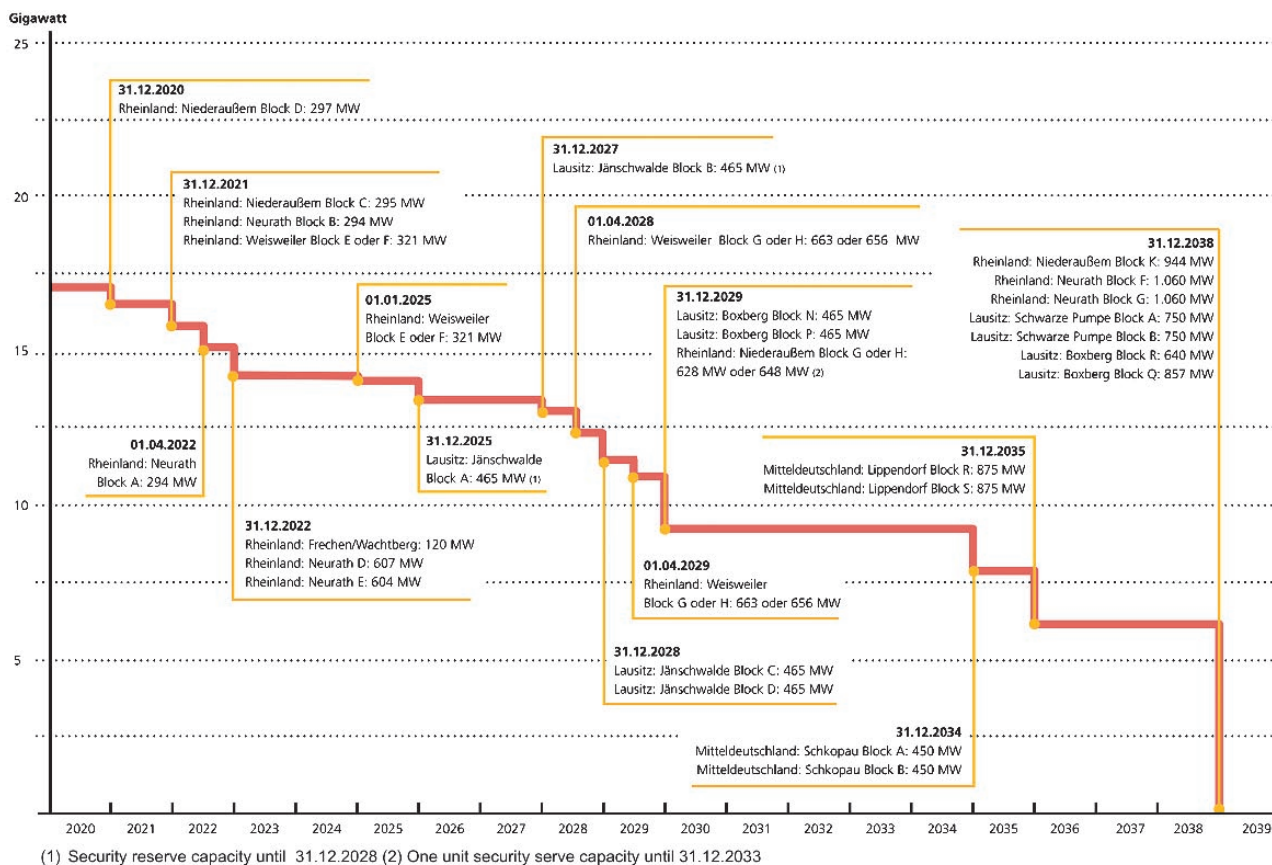


Fig. 3. Phase-out path for the lignite power plants in Germany 2020 to 2038.

Bild 3. Stilllegungspfad für die Braunkohlenkraftwerke in Deutschland 2020 bis 2038. Source/Quelle: BMWi



## 6.1 Consequences for the Rhenish District

The accord reached by the Federal Government and the federal states as well as the cabinet resolution adopted on the Coal Phase-Out Act set the path for the shutdown of the requisite facilities which will result in a substantial reduction of power plant capacities in the Rhenish District early on and which actually means that the utilization of lignite will end in 2038.

In the Rhenish District, this shutdown path initially encompasses the gradual decommissioning of power plant capacities amounting to about 2.8 GW already by the end of 2022. Compared to the power plant park's total capacity of currently about 10 GW, this figure will decrease by about 40% (including the secure and reliable standby for backup purposes) at short notice. When it comes to upgrading, the briquetting activities at the power plant site Frechen will also be discontinued already at the end of 2022. This is closely linked to the distinctly premature termination of the open-pit mine Hambach and the associated substantial reduction of the coal volume exploitable at that site, should the Hambach Forest be preserved. It was agreed upon that additional power plant capacities of about 2.1 GW are to be shut down by the end of 2029. During this period of time, e. g., all units of the power plant Weisweiler will be gradually decommissioned, with the final unit to be shut down in 2029. This will be accompanied by the premature termination of the open-pit mine Inden. Another 600 MW unit will be shut down along the North-South railroad at the end of 2029. At the same time, the last 600 MW unit will be transferred into a secure and reliable standby for a period of four years in order to secure and assure the uninterrupted supply so that it can function as a reserve which is available on demand up to and including 2033. The three ultramodern BoA units and the upgrading facilities will remain in operation as of 2030. These power plant units and upgrading facilities will be supplied with coal exclusively from the open-pit mine Garzweiler until 2038.

Against this backdrop, the State Government of North Rhine-Westphalia requested the RWE Power AG corporation to develop a new concept for the mining district and to inform the State Government thereof. In its letter to the State Government of North Rhine-Westphalia dated 26th February 2020, RWE Power AG submitted the accordingly adjusted concept for the mining district.

In the three open-pit lignite mines of the Rhenish District, the exploitable deposits have so far been predefined by the mining claim boundaries that were approved within the scope of regional planning. Due to the mandatory preservation of the remaining part of the Hambach Forest, which is located right in the center of the mining area, coal extraction will come to an end north of this section. The coal volume which can be exploited with the preserved Hambach Forest in place was assessed in an expert's report by Prof. Niemann-Delius (2). According to the expert's opinion, an exploitable coal volume of about 180 Mt was ascertained for the reference date 1st January 2019. In 2019, about 30 Mt of lignite were extracted so that an additional volume of about 150 Mt of lignite can still be extracted as of 1st January 2020. With a considerably diminishing output starting in 2023, the coal is to be extracted until approximately the end of 2029. Compared to the approved mining area Hambach, this significant reduction entails a coal volume loss of about 1.1 bn t of lignite.

Das Gesetzgebungsverfahren soll im ersten Halbjahr 2020 abgeschlossen werden. Ebenso soll bis dahin der öffentlich-rechtliche Vertrag zwischen Bundesregierung und Unternehmen vorliegen.

## 6.1 Konsequenzen für das Rheinische Revier

Die Bund-Länder-Einigung sowie der Kabinettsbeschluss zum Kohleausstiegsgesetz geben einen Stilllegungspfad vor, der schon frühzeitig zu einer erheblichen Reduzierung der Kraftwerkskapazität im Rheinischen Revier führt und eine Beendigung der Braunkohlennutzung im Jahr 2038 bedeutet.

Dieser Stilllegungspfad umfasst im Rheinischen Revier zunächst die gestufte Außerbetriebnahme von rd. 2,8 GW Kraftwerkskapazität bereits bis Ende 2022. Im Vergleich zur bisherigen Gesamtkapazität des Kraftwerksparks von rd. 10 GW verringert sich diese kurzfristig um rd. 40% (einschließlich Sicherheitsbereitschaft). Innerhalb der Veredlung wird die Brikettierung am Standort Frechen ebenfalls bereits Ende 2022 eingestellt. Dies steht in Verbindung mit dem vorzeitigen Beenden des Tagebaus Hambach und der damit verbundenen erheblichen Reduzierung der dort bei Erhalt des Hambacher Forsts gewinnbaren Kohlemenge. Bis Ende 2029 ist die Stilllegung weiterer rd. 2,1 GW Kraftwerkskapazität vereinbart. In diesem Zeitraum erfolgt u. a. die gestufte Außerbetriebnahme aller Blöcke des Kraftwerks Weisweiler mit der letzten Blockstilllegung im Jahr 2029. Damit einher geht die vorzeitige Beendigung des Tagebaus Inden. An der Nord-Süd-Bahn wird Ende 2029 ein weiterer 600 MW-Block stillgelegt. Der letzte 600 MW-Block wird zu diesem Zeitpunkt in eine vierjährige Sicherheitsbereitschaft überführt, die bis einschließlich 2033 als abrufbare Reserve die Versorgungssicherheit unterstützt. Weiterhin in Betrieb sind ab 2030 die drei hochmodernen BoA-Blöcke und die Veredlung. Die Kohleversorgung dieser Kraftwerksblöcke und Veredlungsbetriebe bis zum Jahr 2038 erfolgt dann ausschließlich aus dem Tagebau Garzweiler.

Vor diesem Hintergrund hat die Landesregierung Nordrhein-Westfalen die RWE Power AG aufgefordert, ein neues Revierkonzept zu erarbeiten und die Landesregierung hierüber zu informieren. Die RWE Power AG hat mit Schreiben an die Landesregierung Nordrhein-Westfalen vom 26. Februar 2020 ein entsprechend angepasstes Revierkonzept vorgelegt.

In den drei Braunkohlentagebauen des Rheinischen Reviers ist die gewinnbare Lagerstätte bislang durch die landesplanerisch genehmigten Abbaugrenzen vorgegeben. Im Tagebau Hambach wird die Kohlegewinnung durch den geforderten Erhalt des mittig im Abbaubereich liegenden Restbereichs des Hambacher Forsts nördlich von diesem enden. Die gewinnbare Kohlemenge bei Erhalt des Hambacher Forsts wurde von Prof. Niemann-Delius gutachterlich bewertet (2). Für das Bezugsdatum 01. Januar 2019 wird in der Stellungnahme eine gewinnbare Kohlemenge von rd. 180 Mio. t ermittelt. Im Jahr 2019 wurden rd. 30 Mio. t Braunkohle gefördert, sodass ab dem 01. Januar 2020 noch rd. 150 Mio. t Braunkohle gefördert werden können. Die Kohle soll mit ab 2023 stark abnehmender Förderleistung bis etwa Ende 2029 herein gewonnen werden. Gegenüber dem genehmigten Abbaubereich Hambach bedeutet diese deutliche Verkleinerung einen Kohlemengenverlust von ca. 1,1 Mrd. t Braunkohle.

Die im Tagebau Garzweiler (Bild 4) gewinnbare Kohlemenge wurde ebenfalls von Prof. Niemann-Delius gutachterlich bewert-

The exploitable coal volume in the open-pit mine Garzweiler (Figure 4) was also assessed in an expert's report by Prof. Niemann-Delius (3). According to the expert's opinion, an exploitable coal volume of about 700 Mt was ascertained for the reference date 1st January 2019. After deducting the coal volumes extracted in 2019, about 670 Mt of lignite are still available as of 1st January 2020. This calculation is based on the deposit's content, which was approved within the scope of regional planning, while also considering the reduction determined by virtue of the State Government's regulatory resolution of 2016. In line with the Federal Government's decision, part of the power plant units along the North-South railroad will still continue to be operated until the end of 2038. Most of the upgrading capacities will remain in operation by late 2038 as well. Due to



Fig. 4. Open-pit mine Garzweiler in the Renish District. // Bild 4. Tagebau Garzweiler im Rheinischen Braunkohlenrevier. Photo/Foto: Sebastian Wendt

to the preservation of the Hambach Forest and, thus, the quite substantial reduction of the exploitable coal volume in the open-pit mine Hambach – about 150 Mt as of 1st January 2020 – the open-pit mine Garzweiler must safeguard and assure the supply of the power plants and upgrading facilities along the North-South railroad to a much greater extent than has been the case so far starting already in 2023. As of 2030, it is to provide and assure 100% of the required supply. All told, virtually the entire deposit in the open-pit mine Garzweiler will be required by the end of 2038 in order to guarantee the supply of these power plants and upgrading facilities in a safe and secure manner. The submitted planning will, thus, also permit an extension of the actual distance between the mining claim boundaries and the edge of built-up areas located in the Erkelenz city districts of Kaulhausen and Kückhoven to about 300 m. Due to the reduction of the annual output in the open-pit mine Hambach, and compared to the previous planning target, the annual output in the open-pit mine Garzweiler will rise substantially so that coal extraction will end with the full utilization in late 2038 – and, thus, about one decade earlier than has been planned previously.

As a consequence of the premature decommissioning of the open-pit mine Weisweiler in 2029, the open-pit mine Inden will be terminated within its approved mining claim boundaries slightly earlier than planned even though the power plant units will, in part, be shut down significantly ahead of time. Due to the dwindling demand for coal, the surface mining plan can be adjusted in such a way that the utilization of specific subsections of the approved mining field will no longer be necessary.

The utilization of the areas west of the Merken District (city of Düren) and north of the municipalities of Lamersdorf and Lucherberg as well as the area around the Goltsteinkuppe knoll (municipality of Inden) will no longer be necessary. The key features of the rehabilitation measures, including the location of the lake which is to be created in place of a residual mining hole and whose size will actually be about 90 ha larger due to changes in the operational management, will be kept as is. From a mining-technological perspective, those surface areas which will not be utilized can be considered in the requisite municipal planning ef-

tet (3). Für das Bezugsdatum 01. Januar 2019 wird in der Stellungnahme eine gewinnbare Kohlemenge von rd. 700 Mio. t ermittelt. Nach Abzug der im Jahr 2019 geförderten Kohlemengen stehen ab dem 01. Januar 2020 noch ca. 670 Mio. t Braunkohle zur Verfügung. Dabei ist der landesplanerisch genehmigte Lagerstätteninhalt unter Berücksichtigung der Reduzierung infolge der Leitentscheidung der Landesregierung von 2016 zugrundegelegt. Gemäß dem Beschluss der Bundesregierung wird ein Teil der Kraftwerksblöcke an der Nord-Süd-Bahn noch bis Ende 2038 betrieben. Auch der Großteil der Veredlungskapazität bleibt bis Ende 2038 in Betrieb. Aufgrund des Erhalts des Hambacher Forsts und der somit im Tagebau Hambach ganz erheblich reduzierten gewinnbaren Kohlemenge – rd. 150 Mio. t ab 01. Januar 2020 – muss schon ab 2023 noch deutlich stärker als bisher der Tagebau Garzweiler die Versorgung der Kraftwerke und Veredlungsbetriebe an der Nord-Süd-Bahn sichern, ab 2030 zu 100%. Insgesamt wird im Tagebau Garzweiler bis Ende 2038 nahezu die gesamte Lagerstätte benötigt, um die Versorgung der Kraftwerke und Veredlungsbetriebe sicher zu gewährleisten. Die vorgelegte Planung ermöglicht dabei zudem die Vergrößerung des Abstands der Abbaugrenze zu den geschlossenen Ortsrändern der Erkelenzer Stadtteile Kaulhausen und Kückhoven auf rd. 300 m. Die jährliche Fördermenge im Tagebau Garzweiler wird sich aufgrund der Reduktion der jährlichen Fördermenge im Tagebau Hambach im Vergleich zur bisherigen Planung deutlich erhöhen, sodass die Kohlegewinnung Ende 2038 – und somit etwa ein Jahrzehnt früher als bislang geplant – mit vollständiger Inanspruchnahme endet.

Der Tagebau Inden wird infolge der vorgezogenen Außerbetriebnahme des Kraftwerks Weisweiler im Jahr 2029 etwas früher als geplant in den genehmigten Abbaugrenzen beendet, wenngleich die Kraftwerksblöcke z.T. signifikant früher stillgelegt werden. Aufgrund des reduzierten Kohlebedarfs kann die Tagebauplanung derart angepasst werden, dass die Inanspruchnahme von Teilbereichen des genehmigten Abbaufelds entfällt.

Die Inanspruchnahme von Bereichen westlich des Stadtteils Merken (Stadt Düren) und nördlich der Ortschaften Lamersdorf und Lucherberg sowie des Bereichs der Goltsteinkuppe (Gemeinde Inden) ist nicht mehr erforderlich. Die Grundzüge der



Fig. 5. Power plant Schwarze Pumpe of LEAG. // Bild 5. Kraftwerk Schwarze Pumpe der LEAG.  
Photo/Foto: LEAG, Hartmut Rauhut

forts at an earlier stage. Consequently, positive effects may arise for structural development. Furthermore, the lake can be filled with water earlier than expected.

With the submitted description of the surface mining plans, RWE Power has made a vital contribution towards implementing the regulatory resolution for the Rhenish District, which the North Rhine-Westphalian State Government intends to adopt by the end of 2020. This regulatory resolution acts as a guideline for the lignite mining plan to be concluded by the Cologne Lignite Committee, which in turn sets the framework for the operating plans pursuant to mining law.

## 6.2 Developments in the Lusatian District

Both the Lausitz Energie Bergbau AG and the Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) corporations will also support the fossil fuel phase-out plan for Lusatia and Central Germany which was negotiated with the Federal Government. The supervisory boards of both companies agreed to the respective key points in January 2020. According to this plan, the scenario for the exit from lignite-fired power generation in the Lusatian District over the next 19 years will be as follows:

- The 500 MW lignite-fired power plant units Jänschwalde A to D as well as Boxberg N and P, which are still operated by LEAG, are to be gradually decommissioned between 2025 and 2029. When it comes to Jänschwalde, this will be done partially with the transfer of additional units into a secure and reliable standby mode for backup purposes. The power plant Schwarze Pumpe (Figure 5) and the two state-of-the-art facilities of the power plant Boxberg, namely the units Q and R, are to follow at the end of 2038.

This phase-out plan entails serious cutbacks in LEAG's planning scheme for the Lusatian District; all the more so because this planning scheme has already been adjusted since 2017 with regard to the climate objectives set forth by the Paris Agreement. Due to the shortened service lives of power plants, coal extraction must be reduced by an additional volume of about 340 Mt after the company had already foregone the production of 850 Mt of

Wiedernutzbarmachung einschließlich der Lage des Tagebausees, der aufgrund der geänderten Betriebsführung rd. 90 ha größer wird, bleiben unverändert. Die Flächen, die nicht in Anspruch genommen werden, können aus bergtechnischer Sicht bei kommunalen Planungen frühzeitiger berücksichtigt werden. Daraus folgend können sich positive Effekte für die Strukturentwicklung ergeben. Ebenso kann die Seebefüllung früher beginnen.

Mit der vorgelegten Beschreibung der Tagebauplanungen liefert RWE Power einen Beitrag zu der bis Ende 2020 von der Landesregierung Nordrhein-Westfalen geplanten Leitentscheidung für das Rheinische Revier. Die Leitentscheidung ist die Vorgabe für die Braunkohlenplanung des Braunkohlenausschusses in Köln, die ihrerseits den Rahmen für die bergrechtlichen Betriebspläne setzt.

## 6.2 Entwicklungen im Lausitzer Revier

Auch die Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) werden den mit der Bundesregierung ausgehandelten Kohleausstiegsplan für die Lausitz und Mitteldeutschland mittragen. Die Aufsichtsräte beider Unternehmen stimmten im Januar 2020 den entsprechenden Eckpunkten zu. Danach stellt sich für das Lausitzer Revier das Ausstiegsszenario aus der Braunkohlenverstromung für die kommenden 19 Jahre wie folgt dar:

- Die von der LEAG noch betriebenen 500 MW-Braunkohlenkraftwerksblöcke Jänschwalde A bis D und Boxberg N und P sollen zwischen 2025 und 2029 schrittweise außer Betrieb genommen werden, in Jänschwalde teilweise über eine weitere Sicherheitsbereitschaft. Das Kraftwerk Schwarze Pumpe (Bild 5) und die beiden modernsten Anlagen des Kraftwerks Boxberg, die Blöcke Q und R, sollen Ende 2038 folgen.

Dieser Ausstiegsplan bedeutet schwerwiegende Einschnitte in die bereits 2017 mit Blick auf die Pariser Klimaziele angepasste Lausitzer Revierplanung der LEAG. Wegen der verkürzten Kraftwerkslaufzeiten muss die Kohleförderung um zusätzlich etwa 340 Mio. t reduziert werden, nachdem das Unternehmen im angepassten Revierkonzept von 2017 bereits auf die Förderung von 850 Mio. t Kohle verzichtet hatte. Welche konkreten Änderungen in den bisherigen Revierplanungen vor diesem Hintergrund vorgenommen werden müssen, wird Inhalt eines überarbeiteten Revierkonzepts mit einer angepassten Tagebauplanung sein. Dieses soll bis zum Sommer 2020 vorgelegt werden. Die Umsiedlung des Orts Mühlrose und die Inanspruchnahme des gleichnamigen Teilfelds für den Tagebau Nochten in Sachsen sollen in diesem Zusammenhang jedoch nicht zur Disposition stehen.

Bis zu diesen Ausstiegsdaten wird die Braunkohle weiterhin einen bedeutenden Beitrag zu einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung leisten. Auch für langfristige Entwicklungsperspektiven der regionalen Wirtschaft bleiben Bergbau und Energie wichtige Anockstellen. Auf dieser Grundlage entwickelt die LEAG ihr Geschäftsfeld über die Braunkohle hinaus mit Technologien für eine sichere Energiewende weiter. Dazu gehört der in dieser Konstellation größte Batterie-

coal in the adjusted district concept of 2017. The concrete changes which need to be made against this backdrop in the previous district plans will be the subject matter of a revised and updated district concept that will also include an adjusted version of the surface mining plan. This concept is to be submitted by the summer of 2020. However, the resettlement of the municipality of Mühlrose as well as the utilization of the subfield bearing the same name for the open-pit mine Nochten in Saxony will not be subject to any dispositions in this context.

Up to these exit deadlines, lignite will continue to make a vital contribution towards a safe and reliable, economically viable, and environmentally friendly energy supply. And when it comes to pursuing the long-term development opportunities for the regional economy, mining and energy will remain important ports of call as well. This is the basis on which LEAG promotes and advances its business segment above and beyond lignite with technologies that will ensure a safe and secure energy turnaround. The latter also include Europe's largest battery storage facility within this constellation, BigBattery Lusatia, which provides 53 MWh of usable capacity at the power plant site Schwarze Pumpe. In addition, LEAG increasingly uses virtual power plants (LEAG energy cubes), expands its commitment in the renewable energy sector, and addresses other pioneering technologies of the future, e.g., in the hydrogen sector. Already existing business segments are expanded further as well and, as in the case of the main workshop of the mining division, have opened to the free market. Under the MCR Engineering brand, machine and steel construction, maintenance and repair services as well as services for rail vehicles have been available here since 2019.

### 6.3 Developments in the Central German District

From MIBRAG's perspective, the final report of the Commission for "Growth, Structural Change, and Employment" (KWSB), which was presented in late January 2019, is a hard-won, but finely balanced macrosocial compromise. The Coal Phase-Out Act, which is currently still in the parliamentary process, is geared towards this "coal compromise" while also taking into account the shutdown path for lignite-fired power plants pursuant to the agreement between the Federal Government and the federal states reached on 15th January 2020. According to the appropriate draft legislation, the power plants Schkopau (Saxony-Anhalt) and Lippendorf (Saxony), which are both located in the Central German District, are to be finally shut down by the end of the years 2034 and 2035 respectively. MIBRAG supplies the power plant Schkopau with lignite from the open-pit mine Profen in Saxony-Anhalt and the power plant Lippendorf with lignite from the open-pit mine Vereinigtes Schleenhain (Figure 6) in Saxony. The latest decommissioning date for the power plant Schkopau (2034) and the associated open-pit mine Profen is within the previously stipulated planning horizon for this mining district. Meanwhile, the premature shutdown of the power plant Lippendorf (2035) interferes directly with the district planning of MIBRAG which had scheduled the service



Fig. 6. The Vereinigtes Schleenhain open pit mine supplies the Lippendorf power plant with lignite. // Bild 6. Der Tagebau Vereinigtes Schleenhain versorgt das Kraftwerk Lippendorf mit Braunkohle. Photo/Foto: MIBRAG, Rainer Weisflog

speicher Europas, die BigBattery Lausitz mit 53 MWh nutzbarer Kapazität am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe. Darüber hinaus setzt die LEAG zunehmend virtuelle Kraftwerke ein (LEAG energy cubes), erweitert ihr Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien und befasst sich mit weiteren Zukunftstechnologien beispielsweise im Bereich Wasserstoff. Auch bereits existierende Geschäftsfelder werden ausgebaut und wie im Fall der Hauptwerkstatt der Bergbausparte für den freien Markt geöffnet. Unter der Marke MCR Engineering werden hier seit 2019 Maschinen und Stahlbau, Wartung und Instandhaltung sowie Serviceleistungen für Schienenfahrzeuge angeboten.

### 6.3 Entwicklungen im Mitteldeutschen Revier

Aus Sicht der MIBRAG liegt mit dem Abschlussbericht der KWSB seit Ende Januar 2019 ein mühsam errungener, jedoch fein austarierter gesamtgesellschaftlicher Kompromiss vor. Das sich noch im parlamentarischen Verfahren befindende Kohleausstiegsgesetz orientiert sich an diesem „Kohlekompromiss“ und berücksichtigt den Braunkohle-Stilllegungspfad aus der Bund-Länder-Vereinbarung vom 15. Januar 2020. Dem Gesetzesentwurf nach sollen die im Mitteldeutschen Revier liegenden Kraftwerke Schkopau (Sachsen-Anhalt) und Lippendorf (Sachsen) zum Ende der Jahre 2034 respektive 2035 endgültig stillgelegt werden. Die MIBRAG beliefert das Kraftwerk Schkopau aus dem Tagebau Profen in Sachsen-Anhalt und das Kraftwerk Lippendorf aus dem Tagebau Vereinigtes Schleenhain (Bild 6) in Sachsen mit Braunkohle. Das späteste Stilllegungsdatum für das Kraftwerk Schkopau (2034) und damit verbunden des Tagebaus Profen liegt im Rahmen der bisherigen Revierplanung. Indessen greift die vorfristige Stilllegung des Kraftwerks Lippendorf (2035) unmittelbar in die Revierplanung von MIBRAG ein, die eine Laufzeit des Tagebaus Vereinigtes Schleenhain bis Anfang der 2040er Jahre vorsah. Die Verkürzung der Laufzeit bedingt eine veränderte Endkontur des Tagebaus und führt zu erheblichen Mehraufwendungen für die Wiedernutzbarmachung und Rekultivierung, die zudem in einem kürzeren Zeitraum erwirtschaftet werden müssen. Die Revierplanung der MIBRAG wird darauf neu ausgerichtet.

life of the open-pit mine Vereinigtes Schleenhain to last until the early 2040s. Shortening the service life will necessitate a modified final contour of the open-pit mine and result in considerable additional expenses for the requisite rehabilitation and recultivation measures which, in turn, must, thus, be earned and generated within a shorter period of time. MIBRAG's district planning will be realigned to these changes.

### 7 Contribution of the premature fossil fuel phase-out towards meeting the climate objectives

The Climate Action Plan 2050 (CAP 2050), which was adopted by the Federal Cabinet on 14th November 2016, summarizes the Federal Government's guidelines and objectives with regard to climate protection policies and outlines the path towards a largely greenhouse gas neutral Germany until the year 2050. The CAP 2050 manifests and substantiates the existing German climate protection goals for 2050 as well as the interim objectives agreed upon, and it also describes the requisite measures designed to implement the Paris Climate Agreement.

The CAP 2050 sets individual sectoral targets for all economic and industrial sectors in Germany which are designed to assure that the objective of reducing greenhouse gas emissions by no less than 55% in 2030 compared to the level that had been reached in 1990 is attained. The agreed exit from coal-fired power generation intends to help meet, e.g., the energy industry's sectoral target pursuant to the CAP 2050 of reducing CO<sub>2</sub> emissions from 183 Mt to 175 Mt in 2030, which equals a reduction of 61% to 62% when compared to 1990.

In order to implement the CAP 2050, the Federal Cabinet adopted the Climate Protection Program 2030 on 9th October 2019. The individual measures which are specified by the CAP 2050 and made concrete in the Climate Protection Program 2030 are to be realized step by step with the appropriate laws and funding programs. With the resolutions adopted on 15th November 2019, the Federal Government already transferred a large part of these measures into draft legislation. Central decisions include the introduction of a CO<sub>2</sub> pricing scheme for the building and transportation sectors as well as the Federal Climate Protection Act (KSG) which sets the legal standards for the climate protection goals.

On 18th December 2019, the Federal Climate Protection Act entered into force which in many aspects goes above and beyond the Climate Action Plan 2050; in particular, when it comes to determining sector-specific emission quantities. In line with the climate objectives, which became for the first time ever legally binding with this legislation, the emissions generated by the energy industry in 2030 are to amount to 175 Mt of CO<sub>2</sub> and, thus, hover at the bottom edge of the target corridor contained in the Climate Action Plan 2050 (Figure 7).

### 7 Beitrag des vorzeitigen Kohleausstiegs zur Einhaltung von Klimazielen

Der Klimaschutzplan 2050 (KSP 2050), den das Bundeskabinett am 14. November 2016 beschlossen hatte, fasst die klimaschutzpolitischen Grundsätze und Ziele der Bundesregierung zusammen und beschreibt den Weg zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Deutschland bis zum Jahr 2050. Er konkretisiert das bestehende deutsche Klimaschutzziel für 2050 sowie die vereinbarten Zwischenziele und beschreibt Maßnahmen, um das Pariser Klimaschutzabkommen umzusetzen.

Der KSP 2050 sieht für alle Wirtschaftsbereiche in Deutschland eigene Sektorziele vor, die sicherstellen sollen, dass das Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 um mindestens 55% im Vergleich zum Stand des Jahres 1990 erreicht wird. Der beschlossene Kohleausstieg soll u.a. dazu beitragen, dass 2030 das Sektorziel der Energiewirtschaft gemäß KSP 2050 von 183 bis 175 Mio. t CO<sub>2</sub> entsprechend einer Minderung von 61 bis 62% gegenüber 1990 eingehalten wird.

Zur Umsetzung des KSP 2050 hat das Bundeskabinett am 9. Oktober 2019 das Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen. Die im KSP 2050 angelegten und durch das Klimaschutzprogramm 2030 konkretisierten einzelnen Maßnahmen sollen sukzessive mit Gesetzen und Förderprogrammen realisiert werden. Einen Großteil hat die Bundesregierung mit ihren Beschlüssen vom 15. November 2019 bereits in Gesetzentwürfe überführt. Zentral sind die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Sektoren Gebäude und Verkehr sowie das Bundesklimaschutzgesetz (KSG), mit dem die Klimaziele gesetzlich normiert werden.

Am 18. Dezember 2019 trat das KSG in Kraft, das in vielen Punkten über den Klimaschutzplan 2050 hinausgeht, insbesondere bei der Festlegung sektorspezifischer Emissionsmengen. Gemäß den mit diesem Gesetz erstmalig rechtlich verbindlichen Klimazielen sollen die Emissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2030 mit 175 Mio. t CO<sub>2</sub> am unteren Rand des im Klimaschutzplan 2050 enthaltenen Zielkorridors liegen (Bild 7).

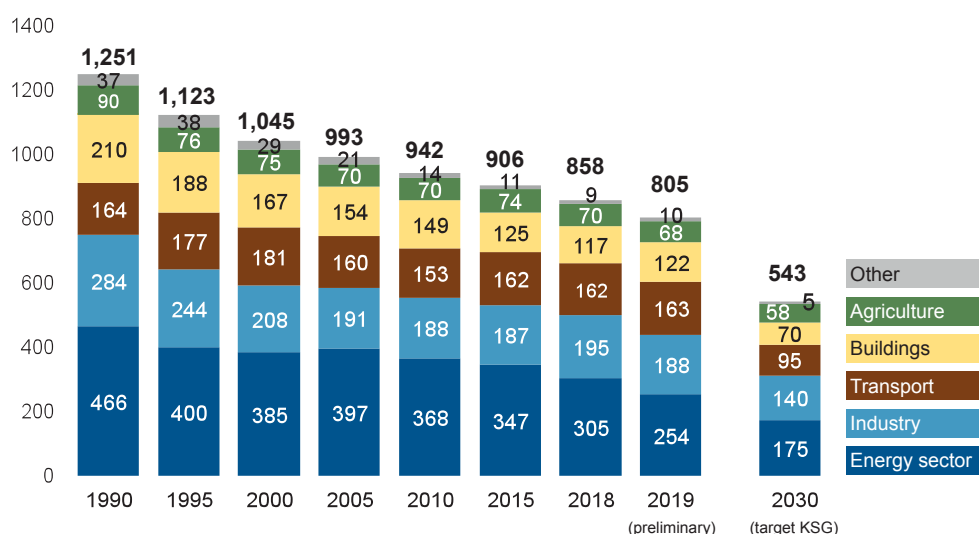


Fig. 7. Greenhouse gas emissions in Germany 1990 to 2019 by sectors according (in million tons CO<sub>2</sub> equivalents). // Bild 7. Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990 bis 2019 nach Sektoren (in Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten). Source/Quelle: Umweltbundesamt

## 8 Pioneering projects of the future in the lignite sector

Together with the German Aerospace Center (DLR) and the FH Aachen University of Applied Sciences, RWE Power is planning a pilot project revolving around energy storage. This "StoreToPower" project is geared towards creating a link between the exit from coal-fired power generation and the entry into energy storage. The objective is to retrofit an existing coal-fired power plant in the Rhenish District into a thermal storage power plant. In coal-fired power plants, the combustion of coal generates heat which, in turn, generates water vapor. Under high pressure, the water vapor drives a turbine which helps produce electricity via a generator. In a coal-fired power plant which was retrofitted into a thermal storage power plant, the heat that is required for the generation of water vapor can be extracted with electricity from sun and wind instead of the combustion of coal. Excess power from sun and wind could be used to heat up a thermal storage unit. During those times when wind and solar power are scarce, the stored heat helps generate water vapor for the turbine drive. The modules of the thermal storage station can be installed incrementally as an addition to the existing power plant units. The steam produced in the storage facility will, thus, replace a continuously increasing portion of that particular amount of steam which would otherwise be generated from lignite, until the power plant is running completely with the help of renewable energies as a thermal storage power plant after the phase-out of coal-fired power generation. The State of North Rhine-Westphalia supports this undertaking and has incorporated the requisite project proposal as a lead project into the immediate action program "The Rhenish Mining District of the Future." Furthermore, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) added the project to the list of those 20 projects which are eligible to apply for funding within the scope of the ideas contest "Real World Laboratories of the Energy Turnaround."

The EU has approved the funding of an innovative research project which aims to utilize deep geothermal energy at the Inden site. Under the auspices of the Geological Service of North Rhine-Westphalia, the key principles of a climate-friendly heat production are to be determined together with ten project partners from six nations by the end of 2022. For the period after the termination of lignite extraction at the open-pit mine Inden, deep geothermal energy is considered to be a pioneering opportunity of supplying the district heating grid connected to the power plant Weisweiler with regeneratively produced heat after 2030.

In the Niederaußem Coal Innovation Center, which is located in the Rhenish District, RWE Power is working together with the BASF and Linde corporations on methods with which CO<sub>2</sub> can be separated from the flue gas produced by power plants (so-called CO<sub>2</sub> scrubbing). CO<sub>2</sub> from the pilot plant, which has already been in operation since 2009, is used for the production of synthetic fuels and basic substances for the chemical industry which can actually replace fossil fuels. Towards this end, five projects were launched which have all qualified for EU funding. Two projects can be mentioned as examples (4):

- In the first project, MefCO<sub>2</sub> (Methanol from CO<sub>2</sub>), which was already completed, methanol was generated from CO<sub>2</sub> and hydrogen. Hydrogen had been produced via electrolysis from water and electricity. Methanol is the starting material for the

## 8 Zukunftsprojekte im Bereich der Braunkohle

Zusammen mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der Fachhochschule (FH) Aachen plant RWE Power ein Pilotprojekt zur Energiespeicherung. In diesem „StoreToPower“-Projekt geht es um eine Verknüpfung des Ausstiegs aus der Kohle mit dem Einstieg in die Energiespeicherung. Angestrebt wird die Umrüstung eines bestehenden Kohlekraftwerks im Rheinischen Revier zu einem Wärmespeicherkraftwerk. In Kohlekraftwerken wird durch Verbrennung von Kohle Wärme gewonnen und mit der Wärme wiederum Wasserdampf. Der Wasserdampf treibt unter hohem Druck eine Turbine an, mit deren Hilfe über einen Generator Strom erzeugt wird. In einem zum Wärmespeicherkraftwerk umgebauten Kohlekraftwerk kann die Wärme für die Dampferzeugung statt durch die Verbrennung von Kohle mit Strom aus Sonne und Wind gewonnen werden. Überschussstrom aus Sonne und Wind könnte genutzt werden, um einen Wärmespeicher aufzuheizen. In Zeiten, in denen Wind- und Solarstrom knapp sind, wird mit der gespeicherten Wärme Wasserdampf für den Turbinenantrieb erzeugt. Die Module der Wärmespeicheranlage können nach und nach neben bestehenden Kraftwerksblöcken zugebaut werden. Der in der Speicheranlage erzeugte Dampf ersetzt so einen immer größeren Teil der ansonsten mit Braunkohle produzierten Dampfmenge, bis das Kraftwerk nach Auslaufen der Kohleverstromung vollständig als Wärmespeicherkraftwerk mit erneuerbaren Energien betrieben wird. Das Land Nordrhein-Westfalen unterstützt das Vorhaben und hat den Projektvorschlag als Leitprojekt in das Sofortprogramm „Das rheinische Zukunftsrevier“ aufgenommen. Ferner wurde das Projekt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in die Liste der 20 Projekte aufgenommen, die im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ Fördermittel beantragen können.

Die EU hat die Förderung eines innovativen Forschungsprojekts zur Nutzung der tiefen Geothermie am Standort Inden bewilligt. Unter der Leitung des Geologischen Dienstes Nordrhein-Westfalen sollen bis Ende 2022 gemeinsam mit zehn Projektpartnern aus sechs Nationen wesentliche Grundlagen einer klimaschonenden Wärmegewinnung ermittelt werden. Für die Zeit nach Abschluss der Braunkohlengewinnung am Tagebaustandort Inden wird in der tiefen Geothermie eine zukunftsweisende Möglichkeit gesehen, das an das Kraftwerk Weisweiler angebundene Fernwärmenetz nach 2030 regenerativ zu versorgen.

Im Innovationszentrum Niederaußem im rheinischen Revier arbeitet RWE Power zusammen mit BASF und Linde an Verfahren, mit denen CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas von Kraftwerken abgetrennt werden kann (sogenannte CO<sub>2</sub>-Wäsche). Das CO<sub>2</sub> aus der bereits seit 2009 bestehenden Pilotanlage wird zur Herstellung von synthetischen Treibstoffen und Grundstoffen für die chemische Industrie genutzt, die fossile Energieträger ersetzen können. Dazu wurden fünf Projekte gestartet, die sich allesamt für eine EU-Förderung qualifiziert haben. Beispielhaft können zwei Projekte genannt werden (4):

- Im ersten Projekt, MefCO<sub>2</sub> (Methanol from CO<sub>2</sub>), das bereits abgeschlossen ist, wurde aus CO<sub>2</sub> und Wasserstoff Methanol hergestellt. Der Wasserstoff ist per Elektrolyse aus Wasser und Strom erzeugt worden. Methanol ist Ausgangsstoff für ver-

most diverse chemical products and one of the most often produced chemicals in the entire world. It is also suitable as a long-term storage chemical for renewable energies – provided that the hydrogen used for its production was generated with green electricity and the methanol itself is used to produce electricity at a later stage.

- A second project, ALIGN-CCUS, has also been advanced and promoted in Niederaußem since 2017. A total of 30 industrial enterprises and research institutions from five European countries participate in this project, for which funds are provided by both the EU and the BMWi. The project seeks to demonstrate how a complete value creation chain ranging from CO<sub>2</sub> capture to CO<sub>2</sub> usage all the way to CO<sub>2</sub> storage can be shaped and organized. In the ALIGN-CCUS project, CO<sub>2</sub> and hydrogen are converted into dimethyl ether (DME). DME can be used as a diesel fuel substitute that is low in soot and nitrogen. Its production at the pilot plant in Niederaußem started in early 2020. Up to 50 kg of DME are extracted from CO<sub>2</sub> and hydrogen on site every day, with the DME being used, e.g., as a fuel for the production of peak load electricity in a stationary diesel generator in Niederaußem. ALIGN-CCUS is another fine example of how bottlenecks in the supply of electricity from renewables could be cushioned in the future.

In addition, RWE Power seeks to further improve the separation of mercury from the flue gas produced by the lignite-fired power plants in the Rhenish District. Towards this end, RWE has been pursuing its own in-house R&D projects for many years now. By using the findings gained from experiments on a smaller scale at the REAplus and in upgrading facilities, RWE Power had put a pilot plant into operation at a flue gas line of Unit K in Niederaußem (BoA 1) in the fall of 2017. Here, the researchers investigated how mercury separation could be improved on a large technical scale through the injection of hearth furnace coke (HOK®). In these experiments, a water-HOK® mixture was used. HOK® is a special type of particularly fine-pored activated carbon which is produced from Rhenish lignite. The analyses revealed a significant reduction of mercury emissions. The knowledge gained from these experiments had flown into the design of a demonstration plant which was built at the Niederaußem site at the end of 2018 and with which the testing of this Hg reduction technology has been accomplished during the long-term operation with great success since 2019.

#### References / Quellenverzeichnis

- (1) Umweltbundesamt: Pressemitteilung Nr. 11/2020 vom 16.03.2020.
- (2) Niemann-Delius, C.: Gutachterliche Stellungnahme zur gewinnbaren Kohlemenge im Tagebau Hambach bei Erhalt des Hambacher Forstes. November 2019.
- (3) Niemann-Delius, C.: Gutachterliche Stellungnahme zur gewinnbaren Kohlemenge im Tagebau Garzweiler in den Abbaugrenzen gemäß Leitentscheidung 2016. November 2019.
- (4) RWE AG: Geschäftsbericht 2019. Essen 2020.

schiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Außerdem eignet es sich als chemischer Langzeitspeicher für erneuerbare Energien – sofern der für seine Herstellung verwendete Wasserstoff mit grünem Strom gewonnen wurde und das Methanol später selbst zur Stromerzeugung verwendet wird.

- Ein zweites Projekt, ALIGN-CCUS, wird seit 2017 ebenfalls in Niederaußem vorangetrieben. An diesem Vorhaben, für das sowohl die EU als auch das BMWi Mittel bereitstellen, sind insgesamt 30 Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen aus fünf europäischen Ländern beteiligt. Es soll gezeigt werden, wie sich eine vollständige Wertschöpfungskette von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung über die Nutzung bis hin zur Speicherung gestalten lässt. Im Projekt ALIGN-CCUS werden CO<sub>2</sub> und Wasserstoff in Dimethyl-Ether (DME) umgewandelt. DME kann als ruß- und stickstoffarmer Dieselerersatz verwendet werden. Die Pilotanlage in Niederaußem hat Anfang 2020 die Produktion aufgenommen. Dort werden aus CO<sub>2</sub> und Wasserstoff bis zu 50 kg/d DME gewonnen, wobei das DME u.a. als Treibstoff für die Produktion von Spitzenlaststrom in einem stationären Diesellaggregat in Niederaußem eingesetzt wird. ALIGN-CCUS ist ein weiteres Beispiel dafür, wie künftig Engpässe in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgefedert werden könnten.

RWE Power strebt zudem an, die Abscheidung von Quecksilber aus dem Rauchgas der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier weiter zu verbessern. Hierzu verfolgt RWE bereits seit Jahren eigene FuE-Projekte. Unter Nutzung der Erkenntnisse aus Versuchen im kleineren Maßstab an der REAplus und in Veredlungsanlagen hatte RWE Power im Herbst 2017 an einem Rauchgasstrang des Blocks K in Niederaußem (BoA 1) eine Pilotanlage in Betrieb genommen. Hierin wurde untersucht, wie durch Eindüsung von Herdofenkoks (HOK®) die Quecksilberabscheidung in großtechnischem Maßstab verbessert werden kann. Zum Einsatz kam dabei eine Wasser-HOK®-Mischung. HOK® ist eine spezielle Form besonders feinporiger Aktivkohle, die aus rheinischer Braunkohle hergestellt wird. Die Untersuchungen zeigten eine signifikante Minderung der Quecksilberemissionen. Die gewonnenen Erkenntnisse sind in das Design einer Demonstrationsanlage eingeflossen, die Ende 2018 am Standort Niederaußem errichtet worden ist und mit der die Erprobung dieser Hg-Minderungstechnik im Langzeitbetrieb seit 2019 erfolgreich läuft.

#### Authors / Autoren

Dipl.-Volkswirt Uwe Maaßen, Geschäftsführer Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Bergheim, Dr. rer. pol. Hans-Wilhelm Schiffer, Member of the Studies Committee, World Energy Council, London/UK und Lehrbeauftragter für Energiewirtschaft an der RWTH Aachen, Aachen