

## Braunkohle I

### Daten für 2021

Die inländische Braunkohleförderung lag im Jahr 2021 mit rund 126,4 Millionen Tonnen (Mio. t) um fast 18 Prozent über dem Vorjahresergebnis. Dabei war der Zuwachs in den einzelnen Revieren unterschiedlich stark: Im Rheinland (plus 22 Prozent) und in Mitteldeutschland (plus 32 Prozent) war der Zuwachs besonders hoch, aber auch in der Lausitz (plus 8 Prozent) war die Förderung deutlich höher als im Vorjahr, aber um rund 4 Prozent kleiner als 2019.

Die Gewinnung von Braunkohle und ihr Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung folgt den Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes und dem Stufenplan der vorzeitigen Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland. Die Veränderung entspricht weitgehend der Entwicklung der Lieferungen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung (insgesamt 111,7 Mio. t, plus 20 Prozent), an die knapp 90 Prozent der Gesamtförderung gehen.

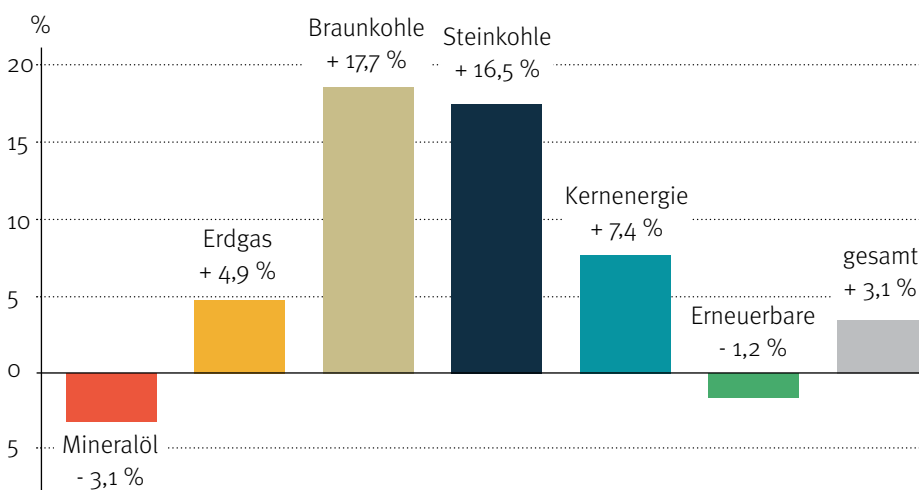
Insgesamt war die Stromerzeugung aus Braunkohle mit rund 110 Terawattstunden (TWh) höher als im Vorjahr. Der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung stieg auf gut 18 Prozent (Vorjahr 16 Prozent). Diese Entwicklung ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die im Vorjahr witterungsbedingt insbesondere im Februar außergewöhnlich hohe Einspeisung von Strom aus Windanlagen 2021 deutlich niedriger war. Darüber hinaus trugen der Basiseffekt durch die Corona-Pandemie und die geänderte Wettbewerbssituation als Folge einer Vervielfachung der Erdgaspreise wesentlich zum Ergebnis des Jahres 2021 bei. Im Vergleich zum Jahr 2019 liegt die Stromerzeugung aus Braunkohle dennoch

«Gewinnung und Einsatz der Braunkohle folgen den Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes.»

DEBRIV

### Primärenergieverbrauch in Deutschland 2021 - Veränderungen in Prozent gesamt 12.265 PJ

Quelle: AG Energiebilanzen, Stand 03/22



## «Im Vergleich zu 2019 liegt die Stromerzeugung aus Braunkohle um 4 Prozent niedriger.»

DEBRIV



Download  
Pressemitteilung der AG Energiebilanzen  
<https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-zieht-wieder-an/>

um rund 4 Prozent niedriger. Nicht nur in Zeiten niedriger Wind- und Solarstromerzeugung leisteten die Braunkohlekraftwerke jedoch auch weiter einen unverzichtbaren Beitrag zur Sicherheit der Stromversorgung.

Die Herstellung von Veredlungsprodukten aus Braunkohle konnte die deutlichen Rückgänge des Vorjahres nur teilweise aufholen. Insgesamt nahm die Produktion 2021 um etwa 5 Prozent auf rund 5,5 Mio. t zu. Der Herstellungszuwachs betrug bei Brikett 4 Prozent, bei Staub 6 Prozent, bei Wirbelschichtkohle 1 Prozent und bei Koks 10 Prozent.

Der Energieinhalt der gewonnenen Braunkohle lag mit 39,5 Mio. t SKE um rund 18 Prozent über dem Vorjahreswert. Der Anteil der Braunkohle an der heimischen Energiegewinnung erreichte rund 32 Prozent. Der Primärenergieverbrauch Braunkohle lag mit 38,5 Mio. t SKE um 17,7 Prozent über dem Vorjahresergebnis aber etwa 5 Prozent niedriger als 2019. Damit deckte sie knapp 9,2 Prozent des gesamten inländischen Energiebedarfs – der Trend zu einem Verbrauchsrückgang der Braunkohle setzt sich damit fort.

Die Endenergiesektoren nutzten 2021 mit rund 3,1 Mio. t SKE insgesamt mehr Braunkohle und Braunkohleprodukte als im Jahr zuvor (plus 17 Prozent). Der deutliche Rückgang des Vorjahres wurde nur teilweise aufgeholt. In der Industrie nahm der Braunkohleeinsatz um etwa 19 Prozent zu, bei den privaten Haushalten war der Absatzzuwachs kleiner und lag bei 5 Prozent.

Die Zahl der Beschäftigten in der deutschen Braunkohleindustrie lag Ende 2021 bei knapp 18.000. In dieser Zahl sind etwa 1.160 Auszubildende und knapp 4.300 Mitarbeiter enthalten, die in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung der Braunkohleunternehmen arbeiten. Die Beschäftigtenstatistik wies im Rheinland 8.481 Mitarbeiter aus, für die Lausitz 7.362 und für Mitteldeutschland 2.052. Im Revier Helmstedt waren nach dem Ende der Kohlegewinnung und dem Ende der Sicherheitsbereitschaft des Kraftwerks Buschhaus noch 53 Mitarbeiter für die Braunkohleindustrie tätig.

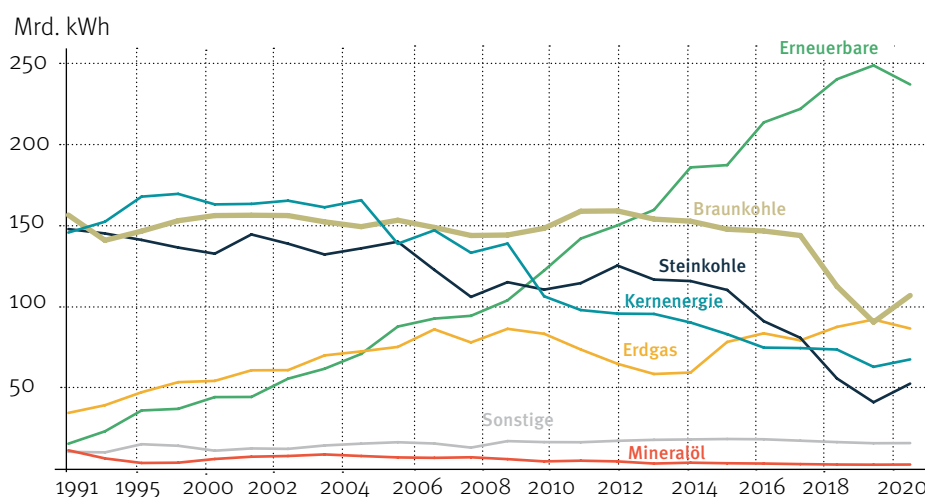
## Braunkohle II

### Garant für sichere Versorgung

Die Braunkohle leistete auch 2021 einen außergewöhnlichen Beitrag zur Sicherheit der inländischen Stromversorgung. Als Energieträger, der vollständig aus heimischen Lagerstätten gewonnen wird, trug die Braunkohle zudem zur Wettbewerbsfähigkeit der Energie- und Strompreise bei, da sich die Importenergien Rohöl, Erdgas und Steinkohle im Jahresverlauf deutlich verteuerten, erklärte der Deutsche Braunkohlen-Industrie-Verein (DEBRIV) anlässlich einer Bewertung des Jahresergebnisses des Industriezweigs.

#### Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern 1991-2021 in Mrd. kWh

Quelle: BDEW - Stand 12/21



Der ungewöhnlich deutliche Anstieg bei der Nachfrage nach Strom aus den Braunkohlekraftwerken hatte mehrere Ursachen und änderte nichts am grundsätzlichen Rückgang bei Gewinnung und Verstromung heimischer Braunkohle, kommentierte DEBRIV-Hauptgeschäftsführer Dr. Thorsten Diercks die Entwicklung des vergangenen Jahres. Strom aus Braunkohle, aber auch aus Steinkohle gleichen 2021 den kräftigen Rückgang bei der Windstromerzeugung aus. So verminderte sich die Windstromeinspeisung an Land um 12 Prozent und die der Anlagen auf See um mehr als 7 Prozent gegenüber dem windstarken Vorjahr. Zudem erhöhte sich der Bruttoinlandsstromverbrauch im Zuge der wirtschaftlichen Erholung um knapp 3 Prozent. Da Erdgaskraftwerke aufgrund einer Vervielfachung der Preise ihre Wettbewerbsfähigkeit auf dem Strommarkt 2021 weitgehend einbüßten, füllten vor allem Stein- und Braunkohlekraftwerke die Versorgungslücke. Auch bei den verbliebenen Kernkraftwerken kam es zu einer deutlichen Erhöhung der Stromerzeugung in der Größenordnung von etwa 7 Prozent.

Für den diesjährigen zweistelligen Zuwachs bei der Verstromung von Braunkohle ist, so der DEBRIV, auch ein statistischer Basiseffekt verantwortlich. 2020 war die Stromerzeugung aus Braunkohle auf einen Anteil von 16 Prozent an der Gesamterzeugung zurückgefallen, weil außergewöhnlich viel Windstrom in die Netze eingespeist wurde. Verglichen mit den Werten von 2019 fällt die Stromerzeugung aus Braunkohle in diesem Jahr etwa 4 Prozent geringer aus. Gegenüber 2018 liegt der Rückgang sogar bei rund 25 Prozent.

„Die Gewinnung von Braunkohle und ihr Einsatz in Kraftwerken zur Stromerzeugung folgt den Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes und dem Stufenplan der vorzeitigen Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland“, erklärte DEBRIV-Hauptgeschäftsführer Diercks. Zum Jahresende 2021 wurden weitere Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Erzeugungsleistung von zusammen rund 1.000 Megawatt (MW) stillgelegt. Da außerdem zum Jahresende 4.000 MW Kernkraftwerksleistung abgeschaltet werden, bleibe die Bedeutung der verbleibenden Braunkohlekraftwerke für die Versorgungssicherheit hoch.

«Bedeutung der Braunkohle für die Versorgungssicherheit bleibt hoch.»

DEBRIV



Download  
DEBRIV-Pressemitteilung  
<https://braunkohle.de>

## Kohleausstieg

### Versorgungssicherheit als Voraussetzung

Bundeskanzler Olaf Scholz hat das von der Ampel-Koalition definierte Ziel, „idealerweise bis 2030“ aus der Kohle auszusteigen, in seiner Regierungserklärung am 15.12.2021 als „gigantische Aufgabe“ bezeichnet. Voraussetzung eines vorgezogenen Ausstiegs ist der Erhalt von Versorgungssicherheit, erklärte Scholz im Deutschen Bundestag. So sei das Wort „idealerweise“ im Koalitionsvertrag gemeint. Es habe um den Begriff Debatten gegeben. „Es bedeute aber ganz einfach: Voraussetzung eines vorgezogenen Ausstiegs ist Versorgungssicherheit“, sagte Scholz. Um wie geplant 80 Prozent des Strombedarfs bis 2030 aus erneuerbaren Energien zu decken, müsse der Ausbau dieser Energieträger verdoppelt werden, erklärte der Regierungschef und zeigte sich optimistisch, dass dies gelingt. 2021 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland bei knapp 41 Prozent. Scholz wies außerdem in seiner ersten Regierungserklärung darauf hin, dass der Strombedarf in Deutschland von heute 560 Terawattstunden (TWh) bis 2030 auf 680 bis 750 TWh ansteigen werde. „Wir müssen also mindestens 120 TWh zusätzlich decken“, rechnete Scholz den Abgeordneten vor. Das sei ungefähr der heutige Strombedarf der Niederlande.



Download  
Regierungserklärung des Bundeskanzlers  
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/bulletin/regierungserklaerung-von-bundeskanzler-olaf-scholz-1992008>

## Lausitz

### Führungswechsel bei der LEAG

Mit einem neuen Vorsitzenden an der Spitze will die Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG) den Prozess der Transformation konsequent fortsetzen. Nach Beschlussfassung der Aufsichtsräte beider Gesellschaften hat Thorsten Kramer zum 1. Januar 2022 die Aufgaben des bisherigen Vorstandsvorsitzenden Dr. Helmar Rendez übernommen.



Thorsten Kramer



Dr. Helmar Rendez

**«Herr Rendez steht der LEAG auch künftig mit seinem Wissen und seinem Netzwerk zur Verfügung.»**

DR. HARTMUTH ZEISS

Rendez trat 2015 in die damalige Vattenfall Europe Mining AG und Vattenfall Europe Generation AG ein und begleitete als Finanzvorstand den Verkauf der Vattenfall-Braunkohlesparte an die neuen tschechischen Eigentümer EPH und PPF. Nach dem Eigentümerwechsel lenkte Rendez in den darauffolgenden Jahren die Geschicke des Lausitzer Energieunternehmens als Vorstandsvorsitzender und leitete frühzeitig dessen Wandel zu einem breit aufgestellten und modernen Energie-, Infrastruktur- und Service-Unternehmen ein. „Nach 18 Jahren als Vorstand in der Energiebranche, davon mehr als sechs Jahre bei der LEAG, ist es an der Zeit, den Staffelstab zu übergeben und einen Gang zurückzuschalten,“ sagte Dr. Helmar Rendez zum Abschied.

Der neue Vorstandsvorsitzende Thorsten Kramer wird den laufenden Transformationsprozess der LEAG vom heutigen Kerngeschäft in neue, wirtschaftlich tragfähige und zukunftsfähige Geschäftsfelder fortsetzen und das Unternehmen im politischen und wettbewerblichen Umfeld weiter positionieren. „Ich freue mich auf die Herausforderung, den Wandel eines der größten Unternehmen Ostdeutschlands mitzugestalten und die LEAG als einem der größten Stromproduzenten Deutschlands mit einem breiten und vielseitigen Portfolio in der Energieerzeugung und im Servicebereich in eine wirtschaftlich stabile Zukunft zu führen“, sagte der neue Vorstandsvorsitzende. Es sei ihm bewusst, dass dieser Prozess Ausdauer erfordere und verantwortungsvoll weitergeführt werden muss. Ein profitables und effizientes Kerngeschäft sei die Grundlage für eine erfolgreiche Zukunft der LEAG, und diese wiederum werde einen wesentlichen Einfluss auf den Erfolg der Strukturentwicklung der Lausitz haben. Kramer verfügt über eine umfangreiche Expertise und Vernetzung in der Windenergie-Branche sowie über langjährige Erfahrung in der Führung, Entwicklung und erfolgreichen Transformation von Unternehmen.

Der Aufsichtsratsvorsitzende der LEAG, Dr. Hartmuth Zeiß, würdigte die unternehmerischen Leistungen von Rendez in den vergangenen sechs Jahren. „Der Umbau des LEAG-Vorstands erfolgt in enger Abstimmung und im besten Einvernehmen mit Helmar Rendez, der – nach geplanter Aufnahme in den Aufsichtsrat im Laufe des nächsten Jahres – der LEAG auch künftig mit seinem Wissen und seinem Netzwerk zur Verfügung stehen wird“, betonte Zeiß.

## Methan

### Braunkohle befürchtet ungerechtfertigte Belastungen

Der Verband der europäischen Kohleindustrie EURACOAL hat ausgewählte Abgeordnete des Europäischen Parlaments in einem Brief gebeten, die existentielle Bedrohung europäischer Steinkohleunternehmen abzuwenden. Die Kritik des Verbandes richtet sich gegen den im Dezember des vergangenen Jahres bekannt gewordenen Entwurf einer EU-Verordnung, durch die die Kommission die Freisetzung von klimaschädigendem Methan bis 2030 um mindestens 30 Prozent senken will. Obwohl die in der EU vom Menschen verursachten Methan-Emissionen zu 53 Prozent auf die Landwirtschaft entfallen und der Anteil der Abfallwirtschaft 26 Prozent beträgt, soll die Energiewirtschaft, deren Anteil an den Emissionen derzeit bei 19 Prozent liegt, die Freisetzung von Methan bis 2030 um mindestens 58 Prozent senken.

Der Vorschlag umfasst die Exploration und Förderung sowie den Transport von Öl und Erdgas sowie den gesamten Kohlebergbau. In einer Stellungnahme an die Kommission schlägt der DEBRIV vor, dass der Bereich Braunkohle „aus Gründen der Verhältnismäßigkeit und der Irrelevanz“ von den geplanten Meldepflichten ausgenommen werden sollte. Braunkohlelagerstätten sind so ausgebildet, dass quasi von Nullemissionen ausgegangen werden kann. Messungen haben dies bestätigt, heißt es in der Stellungnahme des DEBRIV.

Im Rahmen der bestehenden Pflichten zur Meldung des Austritts von Treibhausgasen wird in Deutschland vom Umweltbundesamt vorsorglich ein Emissionsfaktor von 0,011 Kilogramm Methan je Tonne Braunkohle (kg/t) angewendet. Durch diesen worst-case-Ansatz betragen die maximal möglichen Methanemissionen aus der deutschen Braunkohle,



Vorschlag einer EU-Verordnung  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1639665806476&uri=COM%3A2021%3A805%3AFIN>

Presseinformation der EU-Kommission  
[https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/QANDA\\_21\\_6684](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/QANDA_21_6684)

DEBRIV-Stellungnahme  
<https://braunkohle.de/media/mediathek/?kategorie=stuellnahmen>

bezogen auf die gegenwärtige Förderung, jährlich rund 1.000 Tonnen. Messbar ist diese Menge über die Fläche eines typischen Tagebaus nicht. Die von der EU-Kommission vorgeschlagene regelmäßige Messung ist deshalb weder umsetzbar noch fachlich zu rechtfertigen. Durch den worst-case-Ansatz des Umweltbundesamtes wird bereits das maximale Emissionsbudget berücksichtigt. Nach dem Abbau der Kohle ist die ohnehin schon geringe bis nicht existente Methanausgasung gänzlich irrelevant, schreibt der DEBRIV. Im Rahmen der Rekultivierung dürfte der natürliche Methanabbau sogar deutlich über der Emission liegen, wodurch ein Senken-Effekt entsteht. Sowohl aktive Tagebaue sowie die Nachnutzung sollten deshalb, so der DEBRIV, vollständig von den geplanten Meldepflichten ausgenommen werden.

Für den Bereich Steinkohle sieht der Vorschlag ein Verbot „des Ablassens und Abfackelns von Methan“ aus der Grubenbewetterung vor, unabhängig davon, ob der Bergbau aktiv umgeht oder ruht beziehungsweise eingestellt ist. Nach Ansicht von EURACOAL würde die Umsetzung dieser Maßnahmen die „vorzeitige Schließung“ von Kohlebergwerken in der EU bedeuten. Direkt und besonders betroffen wären, so EURACOAL, der Bergbau in Polen, wo derzeit 21 Bergwerke in Betrieb sind, sowie Slowenien und Tschechien. In diesen Ländern sei es derzeit nicht möglich, 100 Prozent der Methanemissionen aufzufangen. Betroffen wären auch zahlreiche EU-Mitgliedsländern, deren Kohlebergbau bereits ausgelaufen sei.

«Die Methanemissionen aus den deutschen Braunkohletagebauen sind unbedenklich.»

UMWELTBUNDESAMT

## Rheinland I

### Betrieb des Tagebaus Inden in geordneten Bahnen

Die für den Bergbau in Nordrhein-Westfalen zuständige Bezirksregierung Arnsberg hat den Hauptbetriebsplan für den Tagebau Inden im rheinischen Braunkohlerevier bis zum Jahresende 2025 zugelassen. Das bergbautreibende Unternehmen RWE Power hatte den Plan turnusgemäß eingereicht. Auch die beantragte weitere Einleitung von Gruben- und Sumpfungswasser in die Inde wurde zugelassen. Die Entwässerung ist für die Stand-sicherheit der Tagebauböschungen notwendig. RWE Power-Vorstandsmitglied Dr. Lars Kulik sagte: „Mit der Zulassung des Hauptbetriebsplans für den Tagebau Inden haben wir einen weiteren Meilenstein auf dem Weg zur Umsetzung des angepassten Revierfahrplans erreicht.“ Der Hauptbetriebsplan lässt den Bereich des südlichen Vorfelds westlich von Merken und östlich von Lucherberg außen vor. Diese Landschaftsteile werden im Zuge des vorgezogenen Ausstiegs aus der Kohle nicht mehr in Anspruch genommen.



Download  
<https://www.rwe.com/presse/newsletter-rheinisches-revier/2022/01-2022/betrieb-des-tagesbaus-inden-weiterhin-in-geordneten-bahnen>

## Rheinland II

### Rheinwasser-Transportleitung für die Tagebauseen und Rekultivierung

In Zukunft erfüllt das Wasser des Rheins eine weitere, neue Aufgabe: Rheinwasser wird nach dem Ende der Tagebaubetriebe im rheinischen Revier für die Befüllung der Tagebauseen sowie für den Erhalt schützenswerter Feuchtgebiete nördlich von Garzweiler benötigt. Dazu wird eine insgesamt etwa 45 Kilometer lange Transportleitung gebaut. Startpunkt ist der Rhein bei der Stadt Dormagen. Ab Grevenbroich-Allrath führt eine Leitung zum Betriebsgelände Garzweiler. Die Hambach-Leitung ist hingegen noch mal 18,5 Kilometer lang und soll die Befüllung des dortigen Tagebausees sicherstellen. Seitdem Bund und Länder Anfang 2020 beschlossen haben, bis spätestens 2038 aus der Kohleverstromung auszusteigen, steht das Projekt unter erheblichem Zeitdruck. Es muss deutlich früher und mehr Rheinwasser durch größere Röhren fließen als zunächst geplant. Neben der Zuleitung nach Garzweiler, die bereits 2020 genehmigt wurde, wird bis 2030 auch der Tagebau Hambach eine Zuleitung erhalten. Der Braunkohlenausschuss bei der Bezirksregierung Köln hat die Notwendigkeit von Änderungen an der Trasse der Garzweiler-Leitung bestätigt und zudem festgestellt, dass die Sicherung einer Trasse für die Hambacher Leitung unverzüglich einzuleiten ist.



Download  
<https://www.rwe.com/unsere-portfolio-leistungen/innovation-und-technik/projektvorhaben/rheinwassertransportleitung>

## Versorgungssicherheit

### Mehr Aufmerksamkeit für Abhängigkeit von russischen Energielieferungen

Die 27 Mitgliedstaaten der EU sowie Großbritannien haben ihren Erdgasbedarf im Jahre 2021 vor allem aus Russland, Norwegen, den USA und Katar gedeckt. Wichtigster Lieferant war Russland mit einem Anteil von knapp 41 Prozent, schreibt der Energieexperte Hans-Wilhelm Schiffer unter Berufung auf aktuelle Berechnungen der U.S.-Energy Information Administration (EIA).

Die EU und Großbritannien haben im vergangenen Jahr insgesamt etwa 318 Milliarden Kubikmeter (Mrd. m<sup>3</sup>) Erdgas eingeführt. Davon entfielen knapp 71 Prozent auf Pipeline-Transporte und etwa 29 Prozent auf verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas - LNG).

Per Pipeline wurden aus Russland über die drei zentralen Eingangspunkte in Kondratki (Polen), Greifswald und Vleke Kapusany (Slowakei) im vergangenen Jahr 110,6 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas geliefert, etwa 10 Prozent weniger als 2020 und knapp 32 Prozent weniger als 2019. Demgegenüber haben sich die Pipeline-Lieferungen aus Norwegen von 107,5 Mrd. m<sup>3</sup> in den Jahren 2019 und 2020 auf 114,7 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2021 erhöht, was allerdings nicht ausreichte, um die verminderten Pipeline-Gaslieferungen aus Russland auszugleichen.

Von den LNG-Importen der EU-27 unter Einbeziehung von Großbritannien entfielen 70 Prozent auf die drei Staaten USA, Katar und Russland. Zu den weiteren LNG-Lieferanten zählten insbesondere Nigeria und Algerien. Dabei haben sich die USA im Jahr 2021 zum wichtigsten LNG-Lieferanten für Europa entwickelt. 26 Prozent aller LNG-Bezüge der EU-27 einschließlich Großbritannien stammten aus den USA, gefolgt von Katar mit 24 Prozent und Russland mit 20 Prozent.

Aktuelle Knappheiten bei der Versorgung des europäischen Erdgasmarktes gehen derzeit mit einem starken Anstieg der Erdgaspreise einher. Am wichtigsten virtuellen Erdgas-Handels-Drehkreuz in Europa, der Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, werden Rekordpreise notiert. So lag der durchschnittliche TTF-Preis im Zeitraum September 2021 bis zur ersten Woche im Februar 2022 nach Berechnungen der US-amerikanischen EIA bei 28,52 US-Dollar per million British thermal units (MMBtu). Am 21. Dezember 2021 wurde eine Preisspitze von 60,20 US-Dollar/MMBtu erreicht. Zum Vergleich: Im Durchschnitt der Monate Januar bis August 2021 notierte der TTF-Preis bei 9,28 US-Dollar/MMBtu, 2020 waren es 3,28 US-Dollar/MMBtu, und für 2019 nennt die EIA einen Preis von 4,45 US-Dollar/MMBtu.

Im Rückblick waren die Spotpreise in Europa durchgängig niedriger als in Asien. In den zurückliegenden Monaten hat sich dies jedoch geändert: Die LNG-Preise in Europa überstiegen sogar die vergleichbaren Notierungen in Asien, was zu verstärkten Lieferungen nach Europa geführt hat. Im Dezember 2021 und im Januar 2022 hatten sich die LNG-Importe von Europa sprunghaft auf durchschnittlich 10,8 billion cubic feet pro Tag (Bcf/d) bzw. 14,9 Bcf/d erhöht.

Wenn in Folge der Ukraine-Krise die Gaspreise in Europa stark steigen, droht das Wirtschaftswachstum in Deutschland 2022 geringer auszufallen. Auch die Inflationsrate würde in die Höhe schnellen – bis zu 6,1 Prozent sind realistisch, wie neue Modellsimulationen des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) in Köln zeigen.

Um die potenziellen Auswirkungen einer Substitution russischer Gaslieferungen auf die deutsche Wirtschaft und die Verbraucher einschätzen zu können, hat das IW zwei Modellsimulationen vorgenommen. Im ersten Szenario bleibt der Gaspreis im Jahr 2022 auf dem Niveau aus dem vierten Quartal 2021. Das zweite Szenario geht von noch höheren Preisen aus. Im ersten Szenario würde die Inflationsrate im laufenden Jahr auf 4,3 Prozent und 2023 auf 4,5 Prozent steigen. Der private Konsum würde dadurch geringer ausfallen, was sich auch beim Bruttoinlandsprodukt (BIP) bemerkbar macht: 2022 fiel das BIP um 0,2 Prozent und 2023 um 0,7 Prozent geringer aus.

«Die Gaspreise werden steigen und treiben die Inflation.»

INSTITUT DER DEUTSCHEN  
WIRTSCHAFT (IW) KÖLN



Download  
<https://www.iwkoeln.de/presse/pressemitteilungen/galina-kolev-thomas-obst-mit-hoeheren-gaspreisen-droht-eine-inflation-von-sechs-prozent.html>

Kommt es zu gravierenderen Liefereinschränkungen, könnte sich der Gaspreis allerdings noch weiter erhöhen. In diesem zweiten Szenario würde die Inflationsrate in diesem Jahr auf 6,1 Prozent und 2023 auf 5 Prozent klettern. Das BIP würde im nächsten Jahr um 1,4 Prozent geringer ausfallen, schreibt das IW.

Vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie und der schleppenden wirtschaftlichen Erholung würden stark steigende Gaspreise den Weg zur wirtschaftlichen Normalität weiter erschweren. Die Autoren der IW-Untersuchung weisen allerdings darauf hin, dass es sich bei den Modellsimulationen um mögliche Entwicklungen und nicht um Prognosen handelt. Die Berechnungen würden allerdings zeigen, welche Auswirkungen die Krise haben könnte. Die Folgen höherer Gaspreise sind zudem schwindendes Vertrauen von Investoren oder Produktionsausfälle. Der Faktor Energiesicherheit müsse jedenfalls neu überdacht werden, so das IW.

## Stromverbrauch

### IEA berichtet über stark steigende Nachfrage

Die weltweite Stromnachfrage ist im vergangenen Jahr stark angestiegen. Dies habe zu Spannungen auf wichtigen Märkten geführt und die Preise auf ein historisches Niveau getrieben, schreibt die Internationale Energieagentur (IEA) in ihrem Electricity Market Report für den Januar. Angetrieben von der raschen wirtschaftlichen Erholung sowie extremeren Wetterbedingungen im Jahr 2020 einschließlich eines überdurchschnittlich kalten Winters, sei der Anstieg der weltweiten Stromnachfrage im vergangenen Jahr um 6 Prozent der größte seit 2010.

In absoluten Zahlen war der Anstieg im vergangenen Jahr mit über 1.500 Terawattstunden (TWh) der größte aller Zeiten. Rund die Hälfte des weltweiten Wachstums bei der Stromnachfrage im vergangenen Jahr fand in China statt. Dort wuchs die Nachfrage schätzungsweise um 10 Prozent. Aus erneuerbaren Quellen wurden 2021 insgesamt 6 Prozent mehr Strom erzeugt. Das reichte jedoch nicht aus, um mit der steigenden Nachfrage Schritt zu halten.

Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken stieg 2021 weltweit um 9 Prozent und deckte damit mehr als die Hälfte des Nachfrageanstiegs. Gaskraftwerke lieferten 2 Prozent mehr Strom und die Kernenergie 3,5 Prozent mehr. Für die Jahre 2022 bis 2024 rechnet die IEA mit einem Zuwachs der Stromnachfrage um durchschnittlich 2,7 Prozent pro Jahr. Erneuerbare Energien würden voraussichtlich um durchschnittlich 8 Prozent pro Jahr wachsen und in diesem Zeitraum mehr als 90 Prozent des Nettonachfragewachstums decken.



Download  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport\\_January2022.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/d75d928b-9448-4c9b-b13d-6a92145af5a3/ElectricityMarketReport_January2022.pdf)

## Rohstoffe

### Inlandsgewinnung geht weiter zurück

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) wirft in ihrem neuen Rohstoffsituationsbericht einen detaillierten Blick darauf, ob die Rohstoffversorgung für den Industriestandort Deutschland gesichert ist. Auf der Grundlage von Daten für das Jahr 2020 weist der BGR-Bericht eine Produktionsmenge von rund 602 Millionen Tonnen (Mio. t) mineralischer Rohstoffe aus. Das entspricht einem Zuwachs um ein Prozent gegenüber 2019. Erstmals sind Sand, Kies und gebrochene Natursteine mit einem Förderanteil von über 80 Prozent und einem Gesamtwert von rund 3,7 Milliarden Euro (Mrd. Euro) die wichtigsten heimischen Rohstoffe.

Bei den Energierohstoffen sind die inländischen Produktionsmengen weiter rückläufig, Deutschland bleibt mit Ausnahme der Braunkohle im hohen bis höchstem Maße auf Energieimporte angewiesen. 2020 ging die Produktion von heimischen Energierohstoffen

um 14,5 Prozent zurück. Gefördert wurden 107 Mio. t Braunkohle, rund 2 Mio. t Erdöl sowie rund 6 Mrd. Kubikmeter Erdgas. Der Wert der inländischen Rohstoffproduktion belief sich 2020 auf 10,6 Mrd. Euro und lag um 7,1 Prozent unter dem Vorjahresniveau.

„Deutschland bleibt weiterhin bei vielen Rohstoffen stark von Importen abhängig“, heißt es im aktuellen Bericht zur Rohstoffsituation. Die Importe erreichten 2020 eine Höhe von insgesamt 387 Millionen Tonnen und damit 8,4 Prozent weniger als im Jahr davor. Die deutsche Import-Rohstoffrechnung belief sich auf 140,5 Milliarden Euro, dem niedrigsten Wert seit 2016 und fast ein Fünftel weniger als 2019. In dieser Entwicklung spiegeln sich ein rückläufiger Bedarf sowie niedrigere Preise. Laut BGR wurde 2020 am meisten für Metallrohstoffe ausgegeben (51 Prozent der Importausgaben). Energierohstoffe machten aufgrund des gesunkenen inländischen Bedarfs 2020 nur 47 Prozent des Einfuhrwertes aus.

Erdöl bleibt der größte Kostenfaktor innerhalb der Energierohstoffe (36,7 Prozent), gefolgt von Erdgas (30,2 Prozent). Zwei Drittel der deutschen Importkosten für Energierohstoffe entfallen damit auf Öl und Gas. Petrochemische Produkte wie Schmierstoffe und Treibstoffe kommen auf einen Kostenanteil von 22,8 Prozent, Kohle auf 4,2 Prozent und sonstige Energierohstoffe auf 6,1 Prozent innerhalb dieser Gruppe.



Download BGR-Bericht

[https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min\\_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.html;jsessionid=E A14489DD9850504B12E2C61B9FA21CB.1\\_cid331](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2020.html;jsessionid=E A14489DD9850504B12E2C61B9FA21CB.1_cid331)

## Aktuell

### Brandenburg und NRW äußern Bedenken gegen früheren Kohleausstieg

Brandenburgs Ministerpräsident Dietmar Woidke stellt einen auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg in Frage. „Ich glaube, dass es gut ist, wenn wir uns in diesem Jahr noch Gedanken machen, ob vor dem aktuellen Hintergrund die Zeitschiene für den Kohleausstieg 2030 real ist“, sagte Woidke kürzlich dem Rundfunk Berlin-Brandenburg (RBB) in Potsdam. Dazu habe der Bundesminister für Energie und Klima bereits eine Analyse angekündigt. Deutschland sei in der Energieversorgung vielfach vom Ausland abhängig, sagte Woidke. Es gehe jetzt darum, eine möglichst große Unabhängigkeit in der Energieversorgung zu sichern und um „vernünftige Energiepreise“.

Die Ampel-Koalition hatte vereinbart, dass der Ausstieg aus der Kohle in Deutschland „idealerweise“ bis 2030 vorgezogen werden soll. Woidke hatte dafür bereits Bedingungen genannt: Die Stromversorgung müsse ohne Kohle zu 100 Prozent garantiert sein, der Strompreis bezahlbar und neue Arbeitsplätze in den Kohlerevieren rechtzeitig vorhanden sein. Woidke erhielt Unterstützung aus dem Landesparlament. „Der vorzeitige Kohleausstieg ist ein Fehler, der Deutschlands Abhängigkeit erhöht“, erklärte CDU-Landtagsfraktionschef Jan Redmann. Der Cottbuser Oberbürgermeister Holger Kelch verlangte aus Sicht der Lausitz ebenfalls, über den Zeitpunkt des Kohleausstiegs neu nachzudenken. Ein noch früherer Kohleausstieg bedeute unweigerlich eine noch größere Abhängigkeit von importierten Energieträgern.

Der nordrhein-westfälische Wirtschaftsminister Andreas Pinkwart hat die Bundesnetzagentur zur Überprüfung des Kohleausstiegs aufgefordert. Das Gesetz zur Beendigung der Kohleverstromung sehe durchaus Schritte vor, um Gefahren für die Versorgungssicherheit abzuwenden. Die Bundesnetzagentur müsse nun prüfen, „ob sich aus der aktuellen Situation eine neue Sachlage in Bezug auf die Stromversorgungssicherheit und den Kohleausstieg darstellt. Die Braunkohle sei der einzige heimische Energieträger, der ausreichend zur Verfügung steht und sich zudem zur Absicherung von „Dunkelflauten“ eigne. „Die grundlegende Veränderung der außen- und sicherheitspolitischen Lage in Europa erfordere ein Umdenken in der Energiepolitik“, sagte der Landesminister. Falls eine Untersuchung ergäbe, dass der geplante Ausstiegspfad nicht mehr „versorgungssicher“ verfolgt werden könnte, müsse der Verlauf überdacht werden.

## IMPRESSUM

### Herausgeber

DEBRIV - Bundesverband Braunkohle  
Am Schillertheater 4 - 10625 Berlin  
Dr. Thorsten Diercks  
t + 49 30 315182-22

Internet: [www.braunkohle.de](http://www.braunkohle.de)



DEBRIV@BDebriv

Redaktionsschluss: 27.02.2022  
Druckauflage: 3.000 Exemplare