

## Hard Coal 2019

The year 2019, just as the previous years 2017 and 2018, was a very poor one for hard coal in Germany. Electric power generation using hard coal was down by 31% in 2019. Over the three years 2017, 2018 and 2019, cumulative power generation from hard coal fell by 49% in comparison with 2016, i.e. by half. So the de facto exit from coal has been going on for a long time. If it were only a matter of reducing CO<sub>2</sub>, there would have been no need to make any decisions to phase out the generation of electricity from hard coal.

Nevertheless, hard coal-fired power plants make an important contribution to supporting the expansion of renewable energy sources and to stabilising the electricity system. To prove this sci-

entifically, the Verein der Kohlenimporteure e. V. (VDKi), Berlin/Germany, commissioned Deloitte Finance last year to conduct a study on the flexibility of hard coal-fired power plants. The objective of the study was to answer the questions of how the need for flexibility in the German electricity system will develop as wind and solar energy continues to expand and whether the existing hard coal-fired power plant park in Germany can balance and integrate growing shares of fluctuating renewable energies without jeopardising the security of electricity supply.

Following a presentation of an overview of the global hard coal market, this article describes the situation in Germany. In conclusion, it summarises the results of the Deloitte study.

## Steinkohle im Jahr 2019

Das Jahr 2019 war wie schon die Vorjahre 2017 und 2018 für die Steinkohle in Deutschland ein sehr schlechtes Jahr. Für das Jahr 2019 ergab sich ein Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 31%. In den drei Jahren 2017, 2018 und 2019 ging die Stromerzeugung aus Steinkohle kumuliert um 49% gegenüber 2016 zurück, hat sich somit halbiert. Der Kohleausstieg findet also längst statt. Ginge es nur um die CO<sub>2</sub>-Reduktion, hätte man also einen Ausstieg aus der Steinkohlenverstromung nicht beschließen müssen.

Trotz allem leisten Steinkohlenkraftwerke einen wichtigen Beitrag zur Unterstützung des Ausbaus der erneuerbaren Energieträger und zur Stabilisierung des Stromsystems. Um dies wissenschaftlich zu belegen, hat der Verein der Kohlenimporteure e. V.

(VDKi), Berlin, im vergangenen Jahr bei Deloitte Finance eine Studie zur Flexibilität von Steinkohlenkraftwerken beauftragt. Diese sollte die Fragen beantworten, wie sich zum einen der Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem bei einem weiteren zunehmenden Ausbau der Wind- und Sonnenenergie entwickelt und ob der bestehende Steinkohlenkraftwerkspark in Deutschland wachsende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien ausgleichen und integrieren kann, ohne dabei die Sicherheit der Stromversorgung zu gefährden.

Der vorliegende Beitrag stellt nach einem Überblick über den globalen Steinkohlenmarkt die Situation in Deutschland dar. Anschließend fasst er die Ergebnisse der Deloitte-Studie zusammen.

### Global Hard Coal Market

Last year, we heard a lot about a little girl named Greta and her accusations that the world community was destroying her future. Evidently she doesn't understand how much she should appreciate her present.

In general, mainstream apologists do not seem to realise how massively the state of the world has improved compared to the period immediately after the Second World War. Or they don't want to know. Life expectancy and annual income have risen tremendously in all regions of the world – despite a huge increase in population. Awareness of these changes for the better is also essential for all those who constantly talk about lower life expectancy due to air pollutants or deaths from heatstroke. The bottom line is that global economic growth has been ac-

### Globaler Steinkohlenmarkt

Man hörte im vergangenen Jahr viel von einem kleinen Mädchen namens Greta, das die Weltgemeinschaft anklagt, weil diese ihre Zukunft zerstören würde. Anscheinend weiß sie nicht, wie sehr sie ihre Gegenwart schätzen müsste.

Überhaupt scheinen die Apologeten des Mainstreams nicht so recht zu wissen, dass sich der Zustand dieser Welt gegenüber der Zeit nach dem Zweiten Weltkrieg massiv verbessert hat. Oder sie wollen es nicht wissen. Lebenserwartung und Jahreseinkommen sind in allen Regionen dieser Welt massiv gestiegen – und dies trotz eines gewaltigen Bevölkerungszuwachses. Diese Erkenntnis ist auch für alle diejenigen essenziell, die ständig über eine geringere Lebenserwartung aufgrund von Luftschadstoffen oder von Hitzetoten reden. Unterm Strich betrachtet ist das glo-

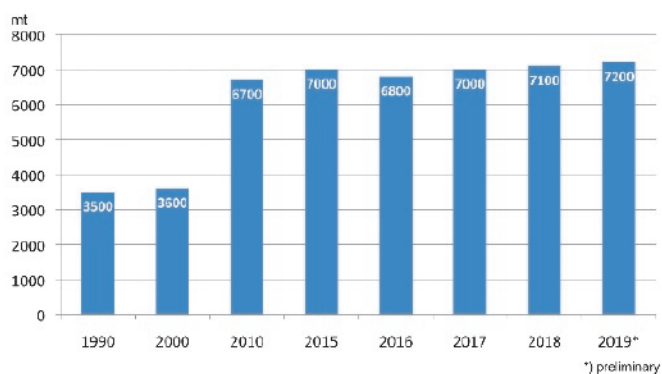


Fig. 1. Hard coal production worldwide. // Bild 1. Weltsteinkohlenförderung. Source/Quelle: VDKi, eigene Berechnungen

companied by improvements in the environment and living conditions.

Of course, population growth is also associated with increasing CO<sub>2</sub> emissions. The scope of these emissions is distributed very unevenly across the globe. China, the USA and India cause 50 % of global CO<sub>2</sub> emissions, Germany 2 %. Besides these different orders of magnitude, the high growth rates since the adoption of the Kyoto Protocol – not only of China and India, but of South Korea, Iran and Saudi Arabia as well – are noteworthy; after all, the Kyoto Protocol was essentially about reducing emissions.

The subject of population and economic growth makes a good transition to supporting economic development in South-East Asia, the world coal market and world hard coal production. Global hard coal production in 2019 increased over the previous year by 2 % to 7.2 bn t.

Figure 1 shows that with the exception of one setback in 2016 hard coal production has increased steadily. Any talk about “peak coal” will be out of place until further notice.

The unchallenged leader in production is China (Figure 2). India is a distant second, but has in the meantime moved ahead of the USA. These countries are followed by Indonesia and Russia, which overtook Australia in 2019.

China is again this year the country with the greatest absolute growth, while India was not able to keep up with the pace

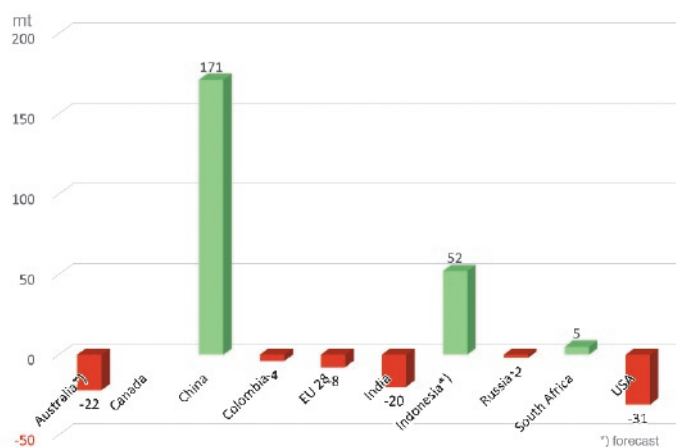


Fig. 3. Production changes at the main hard coal producers. Bild 3. Steinkohlenförderung – Veränderung nach Ländern. Source/Quelle: VDKi, eigene Berechnungen

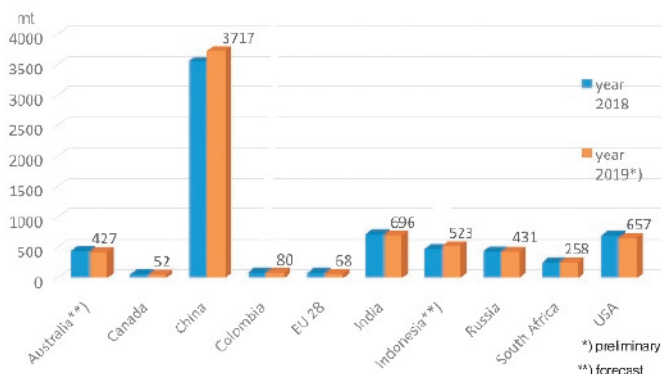


Fig. 2. Hard coal production by country. // Bild 2. Steinkohlenförderung nach Ländern. Source/Quelle: VDKi, eigene Berechnungen

bale Wirtschaftswachstum auch mit einer Verbesserung der Umwelt- und Lebensbedingungen einhergegangen.

Natürlich sind mit dem Bevölkerungswachstum auch wachsende CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Diese sind sehr einseitig über den Globus verteilt. China, die USA und Indien verursachen 50 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen, Deutschland 2 %. Bemerkenswert sind neben diesen unterschiedlichen Größenordnungen die hohen Zuwachsraten seit Beschluss des Kyoto-Protokolls nicht nur von China und Indien, sondern auch von Südkorea, Iran und Saudi-Arabien – ging es im Kyoto-Protokoll doch eigentlich um Emissionsminderung.

Wenn vom Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum gesprochen wird, so ist dies eine gute Überleitung zur Stütze der wirtschaftlichen Entwicklung in Südostasien, dem Weltkohlemarkt und der Weltsteinkohlenförderung. Die globale Steinkohlenförderung hat 2019 gegenüber dem Vorjahr um 2 % auf 7,2 Mrd. t zugenommen.

Bild 1 zeigt, dass die Steinkohlenförderung bis auf einen Rücksetzer im Jahr 2016 kontinuierlich steigt. Von „Peak Coal“ wird bis auf Weiteres nicht zu reden sein.

An der Spitze steht bei der Förderung unangefochten China (Bild 2). Mit einigem Abstand folgt Indien – mittlerweile vor den USA. Dann kommen Indonesien und Russland, das Australien 2019 überholt hat.

Dieses Jahr ist China wieder das Land mit dem größten absoluten Zuwachs, während Indien den Anschluss nicht halten konnte (Bild 3). Einen deutlichen Anstieg der Förderung gab es auch in Indonesien, dem wichtigsten Zulieferer von China (einschließlich Braunkohle). In den USA und Australien war die Förderung dagegen rückläufig.

In Australien war eine Reihe von Ursachen für die rückläufige Förderung verantwortlich. In den USA nahmen neben der rückläufigen Binnennachfrage erstmals auch die Exporte wieder ab. Auch die Ausfuhren von Kolumbien und Südafrika waren rückläufig. Zulegen konnten Indonesien, Australien, Russland und Kanada.

Der Anteil Australiens am Welthandel mit Steinkohle liegt noch knapp vor Indonesien. Die indonesische Regierung beteuert zwar, dass sie weniger Kohle fördern und weniger exportieren will, aber auf Staatseinnahmen wollte sie letztes Jahr auch nicht verzichten – und so scheint zunächst alles so zu bleiben wie es ist. Es folgen Russland, Südafrika, Kolumbien, USA und Kanada.

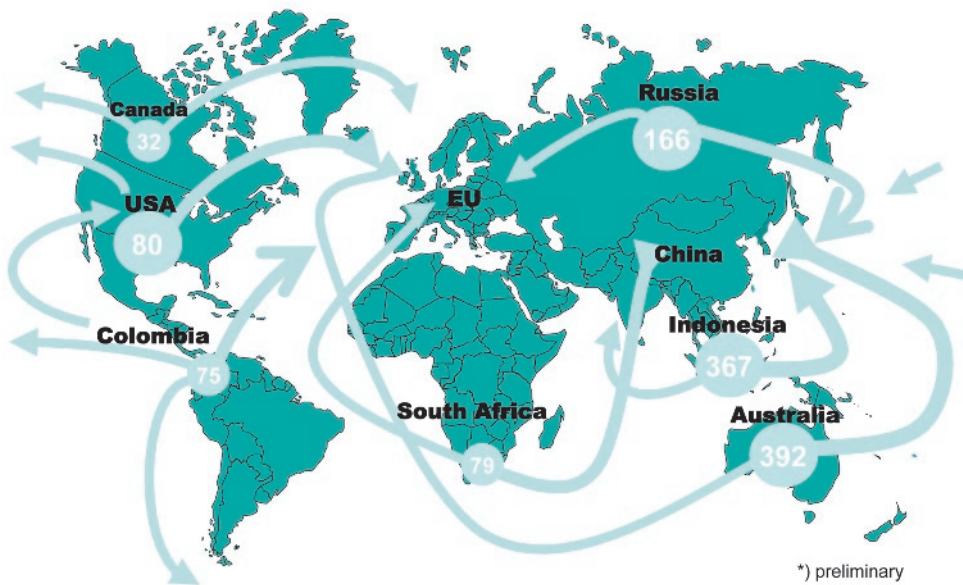


Fig. 4. Global hard coal seaborne trade – main trade flows 2019. // Bild 4. Weltweiter Seeverkehr mit Steinkohle – wichtigste Handelsströme 2019. Source/Quelle: VDKi, eigene Berechnungen, IHS Markit

(Figure 3). There was also a significant increase in production in Indonesia, the most important supplier to China (including lignite). In the USA and Australia, however, production declined.

There were a number of factors causing the decline in production in Australia. In the USA, exports fell for the first time, joining the decline in domestic demand. Exports from Colombia and South Africa also declined. Indonesia, Australia, Russia and Canada all posted growth.

Australia's share of world trade in hard coal is still slightly ahead of Indonesia's. Although the Indonesian government maintains that it wants to produce and export less coal, it did not want to accept the commensurate loss in state revenues last year, either – and so, for the time being, everything will apparently remain as it is. Russia, South Africa, Colombia, the USA and Canada follow.

Estimates from the Verein der Kohlenimporteure e. V. (VDKi), Berlin/Germany, indicate that world trade in hard coal increased last year by 0.7% from 1,210 Mt to 1,218 Mt (Figure 4). Seaborne trade in steam coal rose by 1.2% to 932 Mt.

Demand on the world market is supported especially by India and China. India alone presumably imported more than 235 Mt of hard coal in 2019, 5.3% more than in the previous year (223 Mt). 55 Mt of this amount were coking coal (–0.1% over the previous year). Chinese seaborne imports are projected to have increased by as much as 16% to 193 Mt, of which 53 Mt were coking coal (+9.1% over the previous year). Although much could be read and heard about the hindering of imports during the past year, enough material arrived in the country, obviously.

Seaborne trade in coking coal fell by 1.0% to 287 Mt in 2019. The main reason for this was most likely the decline in steel production, which in November 2019 decreased by 1.0% in comparison with November 2018.

Hard coal remains indispensable in Asia. However, the impact of CO<sub>2</sub> taxes and capacity restrictions to combat particulate matter, e.g., in South Korea, partially offsets the growth in other re-

Der Welthandel mit Steinkohle nahm nach Schätzung des Vereins der Kohlenimporteure e. V. (VDKi), Berlin, im vergangenen Jahr um 0,7% von 1.210 Mio. t auf 1.218 Mio. t zu (Bild 4). Der Seehandel mit Kesselkohle stieg um 1,2% auf 932 Mio. t.

Gestützt wird die Nachfrage auf dem Weltmarkt insbesondere durch Indien und China. Allein Indien hat 2019 voraussichtlich über 235 Mio. t Steinkohle eingeführt, und damit 5,3% mehr als im Vorjahr (223 Mio. t). Davon waren 55 Mio. t Koks-kohle (–0,1% gegenüber Vorjahr). Die seewärtigen chinesischen Einfuhren nahmen voraussichtlich sogar um 16% auf 193 Mio. t zu, davon 53 Mio. t Koks-kohle (+9,1% gegenüber Vorjahr). Obwohl im letzten Jahr viel von der Behinderung von Einfuhren zu lesen und zu hören war, ist offensichtlich genügend Material im Land angekommen.

Der Seehandel mit Koks-kohle ging 2019 um 1,0% auf 287 Mio. t zurück. Ursächlich dürfte hier vor allem der Rückgang der Stahlerzeugung gewesen sein. Im November 2019 ging sie gegenüber November 2018 um 1,0% zurück.

In Asien ist die Steinkohle auch weiterhin unverzichtbar. Die Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Steuern und Kapazitätsbeschränkungen zur Feinstaubbekämpfung, wie z.B. in Südkorea, kompensieren aber teilweise den Zuwachs in anderen Regionen. Die gesamten Einfuhren Südkoreas dürften um knapp 7% zurückgegangen sein.

Zur strukturellen Schwäche im atlantischen Markt kommt der Preisdruck vom Gas hinzu, und in Deutschland die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energieträger.

### Situation der Steinkohle in Deutschland

Das Jahr 2019 war ein besonders schlechtes für die Steinkohle in Deutschland. Die Unternehmen hatten ihre Kapazität deutlich zurückgenommen, und dies führte zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 31%. Der Primärenergieträger Steinkohle liegt dann nur noch auf Platz 5, hinter Wind, Braunkohle, Erdgas und der auslaufenden Kernenergie.

gions. Total South Korean imports are likely to have decreased by almost 7%.

The structural weakness of the Atlantic market is compounded by the price pressure from natural gas and, in Germany, the subsidisation of the expansion of renewable energy sources.

### Position of hard coal in Germany

The year 2019 was an especially difficult one for hard coal in Germany. The companies had significantly reduced their capacity and this led to a 31% drop in electric power generation from hard coal. The primary energy source hard coal places no higher than fifth behind wind, lignite, natural gas and nuclear energy, which is also on the way out.

There are also clear signs of deceleration in the total primary energy consumption (Figure 5).

According to information from the Working Group on Energy Balances (AG Energiebilanzen), primary energy consumption in the past year presumably declined by 2.3%; the decline in CO<sub>2</sub> emissions of a good 7% was even greater.

The development of oil, in contrast, is getting out of hand. Oil consumption increased by 1.7%. The inclusion of all consumption sectors is urgently required if the energy transition is to be a success, however. The German government has made a start in this direction with its Climate Protection Act.

Lignite consumption fell by 20.7% in 2019, whereby changeover of further power plant units to stand-by operation to secure supply and reduced production in the Hambach opencast pit also played a role. Renewable energy sources are not the only factors in the displacement of coal. The heightened price competition with natural gas and the increase in the CO<sub>2</sub> price contribute as well. Natural gas consumption was able to post an increase of 3.6%. Consumption of hard coal fell by a total of 20.5% to an estimated 38.7 Mtce, a historic low. Figure 6 shows the detailed development of hard coal consumption in Germany.

According to AGEB, there was a decline of about one-third in electric power and heat generation as more electricity was generated from renewable energies and natural gas. The steel industry reduced its use by just under 4%. Nevertheless, for the first time in quite a long while, the steel industry is again the most important sales sector for hard coal. For a long time, the energy

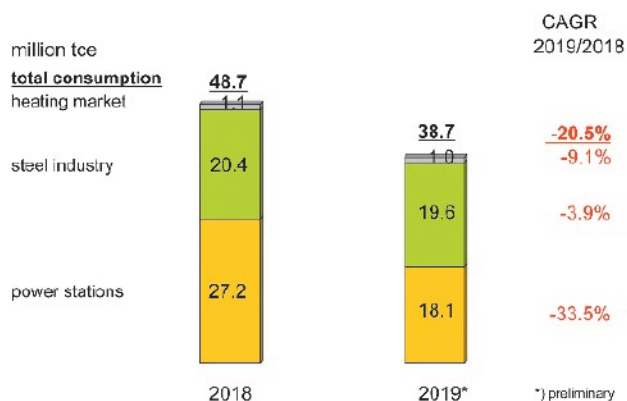


Fig. 6. Primary energy consumption of hard coal in Germany.  
Bild 6. Primärenergieverbrauch Steinkohle in Deutschland.  
Source/Quelle: GVSt

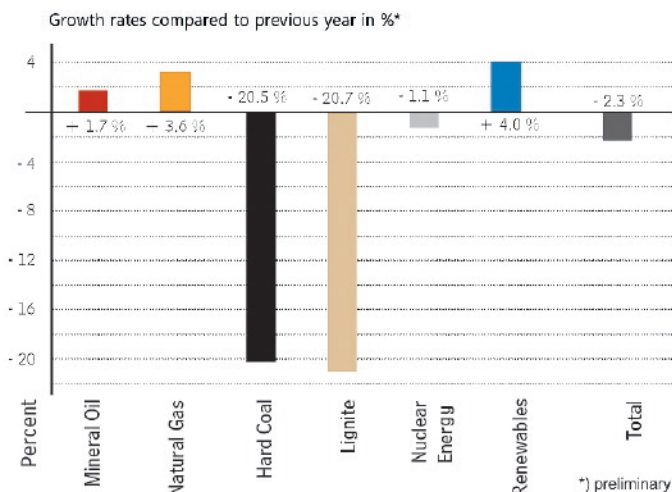


Fig. 5. Primary energy consumption in Germany 2019.  
Bild 5. Primärenergieverbrauch in Deutschland 2019.  
Source/Quelle: AGEB

Das hinterlässt deutliche Brems Spuren auch beim gesamten Primärenergieverbrauch (Bild 5).

Der Primärenergieverbrauch ging im vergangenen Jahr gemäß Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AG Energiebilanzen) um voraussichtlich 2,3% zurück, die CO<sub>2</sub>-Emissionen sogar um gut 7%.

Aus dem Ruder läuft die Entwicklung dagegen beim Mineralöl. Der Mineralölverbrauch nahm um 1,7% zu. Eine Einbeziehung aller Verbrauchsbereiche ist für das Gelingen der Energiewende aber dringend erforderlich. Die deutsche Bundesregierung hat mit ihrem Klimaschutzgesetz einen Anlauf in diese Richtung unternommen.

Der Verbrauch von Braunkohle verringerte sich 2019 um 20,7%, wobei auch der Eintritt weiterer Kraftwerksblöcke in die Sicherheitsbereitschaft und die Minderförderung im Tagebau Hambach eine Rolle spielten. Die Kohle wird nicht nur von den erneuerbaren Energieträgern verdrängt. Hinzugekommen ist der verschärfte Preiswettbewerb mit dem Erdgas und der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises. Der Erdgasverbrauch konnte deshalb um 3,6% zunehmen. Der Verbrauch an Steinkohle verminderte sich insgesamt um 20,5% auf voraussichtlich 38,7 Mio. t SKE und erreichte damit ein historisches Tief. Die detaillierte Entwicklung beim Steinkohlenverbrauch in Deutschland zeigt Bild 6.

In der Strom- und Wärmezeugung kam es laut AGEB zu einem Rückgang von rund einem Drittel, da mehr Strom aus erneuerbaren Energien und Erdgas erzeugt wurde. Die Stahlindustrie verminderte ihren Einsatz um knapp 4%. Trotzdem ist die Stahlindustrie seit längerem erstmals wieder der wichtigste Absatzbereich für die Steinkohle. Lange Zeit hatte die Energiewirtschaft einen Anteil von drei Viertel am Primärenergieverbrauch die Stahlindustrie von einem Viertel. Auch dies zeigt die drastische Veränderung in der Elektrizitätswirtschaft auf.

Wie spiegeln sich die Steinkohleneinfuhren in dieser Entwicklung wider? Sie sind weniger stark zurückgegangen, was aber ausschließlich auf veränderte Rahmenbedingungen zurückzuführen ist. Im Jahr 2018 förderte der heimische Steinkohlenbergbau noch. Diese Mengen wurden 2019 teils durch Importkohle ersetzt. Zudem haben sich die Markterwartungen geändert.

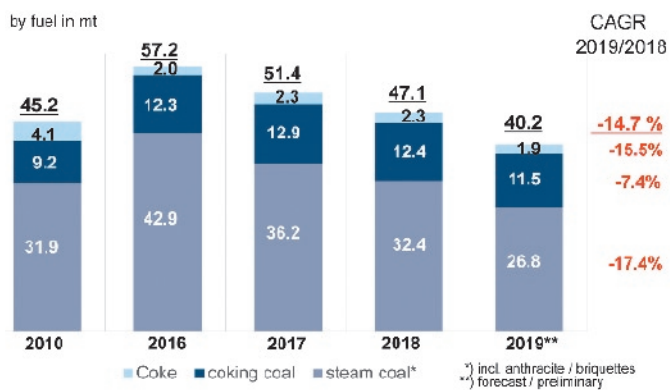


Fig. 7. Hard coal imports to Germany.  
Bild 7. Steinkohlenimporte in Deutschland.  
Source/Quelle: Destatis, VDKi

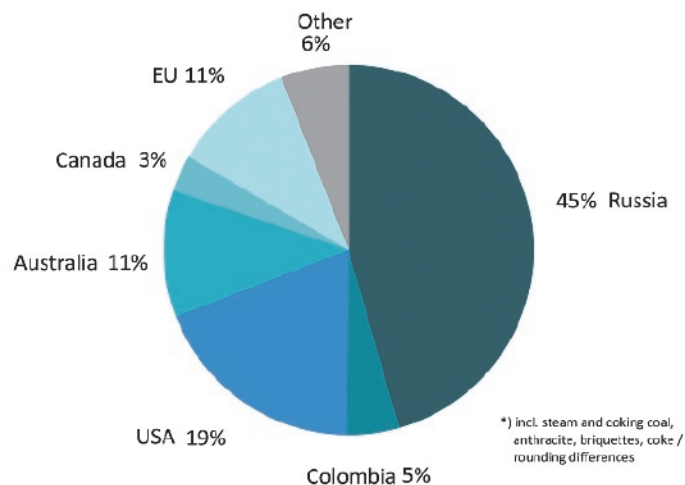


Fig. 8. Hard coal imports by country to Germany.  
Bild 8. Steinkohlenimporte in Deutschland nach Ländern.  
Source/Quelle: Destatis, VDKi

sector held a share of three-fourths of primary energy consumption while the steel industry accounted for one-fourth. This is yet another indication of the drastic change in the electricity sector.

How is this development reflected in the imports of hard coal? They declined less sharply, but this is exclusively a consequence of changes in general conditions. In 2018, there was still active production in the domestic coal industry. These quantities were partly replaced by imported coal in 2019. Moreover, market expectations have changed.

The development of the API2 Forwards shows that a contango price situation has reappeared since last autumn: the later the delivery date, the higher the price. This has led to greater stockpiling of hard coal so that imports in 2019 did not accurately reflect the consumption situation. Figure 7 shows the development over time.

The VDKi expects a decline of 6.9 Mt (14.7%) to 40.2 Mt in 2019. For steam coal, the decline amounts to 17.4% to no more than 26.8 Mt and for coking coal to 7.4%, a drop to 11.5 Mt.

Figure 8 shows the structure of imports by country for the period from January to October 2019. Russian imports and their share of 45% still top the list, just as in the past. They are followed by the USA with 19%, Australia with 11% and Colombia with 5%.

When we consider steam coal from January to October 2019, Russia leads the way with 60%, followed by the USA with 16%. For coking coal, Australia leads with 42% and is ahead of the USA at 31%.

Last year, the VDKi explained in great detail the grounds for its forecast for 2019. Yet it was way off. Hardly anyone could have foreseen the massive collapse that is reported here. This year, the implementation of the recommendations of the Commission for Growth, Structural Change and Employment ("Coal Commission") by the German government lies ahead of us. In view of the tremendous uncertainties, the VDKi will not even attempt any projections this time.

Although the results of the Coal Commission were highly praised, it did not consider either the regional and social impact on the coal logistics chain or the opportunities to use hard coal-fired power stations in support of renewable energy sources.

Die Entwicklung der API2 Forwards zeigt, dass sich seit Herbst letzten Jahres wieder eine Contango-Preissituation eingestellt hat: je später der Liefertermin, desto höher der Preis. Deshalb wurde mehr Steinkohle auf Lager genommen, sodass die Einfuhren im Jahr 2019 die Verbrauchssituation nicht widerspiegeln. Bild 7 zeigt die zeitliche Entwicklung.

Für das Jahr 2019 erwartet der VDKi einen Rückgang der Steinkohlenimporte um 6,9 Mio. t bzw. 14,7% auf 40,2 Mio. t. Dabei beträgt der Rückgang bei der Kesselkohle 17,4% auf nur noch 26,8 Mio. t, bei der Kokskehle 7,4% auf 11,5 Mio. t.

Bild 8 zeigt die Struktur der Einfuhren nach Ländern für den Zeitraum Januar bis Oktober 2019. An der Spitze liegen nach wie vor die russischen Einfuhren mit einem Anteil von 45%. Es folgen die USA mit 19%, Australien mit 11% und Kolumbien mit 5%.

Bei den Kesselkohlen liegt Januar bis Oktober 2019 Russland mit 60% an der Spitze, als nächstes folgen die USA mit 16%. Bei der Kokskehle führt Australien mit 42% vor den USA mit 31%.

Im vergangenen Jahr hatte der VDKi seine Prognose für das Jahr 2019 sehr ausführlich begründet. Er lag trotzdem kräftig daneben. Den massiven Einbruch, über den hier berichtet wurde, hat wohl kaum jemand vorausgesehen. In diesem Jahr liegt die Umsetzung der Empfehlungen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“) durch die Bundesregierung vor uns. Angesichts der großen Unsicherheiten verzichtet der VDKi diesmal auf eine Prognose.

Auch wenn die Ergebnisse der Kohlekommission hochgelobt wurden, so hat sie doch weder die regionalen und sozialen Auswirkungen auf die Logistikkette der Steinkohle im Blick gehabt, noch die Möglichkeiten der Steinkohlenkraftwerke als Unterstützung der erneuerbaren Energieträger.

### Deloitte-Studie

Im Jahr 2019 hat der VDKi deshalb das Beratungsunternehmen Deloitte Finance mit einer Studie zum Thema „Untersuchung der Flexibilität von Steinkohlekraftwerken zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland“ beauftragt. Diese Studie sollte zwei zentrale Fragen beantworten:

## Deloitte Study

In 2019, the VDKi engaged the consulting firm Deloitte Finance to conduct a study on the topic “Investigating the flexibility of hard coal-fired power plants for the integration of renewable energies in Germany.” This study was designed to find answers to two key questions:

1. How will the need for flexibility in the German electric power system develop as wind and solar energy continue to expand?
2. Can the existing hard coal-fired power plant park in Germany compensate for and integrate growing shares of fluctuating renewable energies without jeopardising the security of electricity supply?

To identify feed-in shocks, in particular from “cold dark doldrums” – which, while they have a low probability of occurrence, cause a major impact when they do happen – the Deloitte study made the following two assumptions:

1. The contribution of fluctuating renewable energy sources to coverage of the total load is less than 10% of the electricity demand.
2. The demand for electric power is greater than 68 GW, the lower limit of the 25% highest load values within the observed year (2018).

Figure 9 shows a typical week in which both of these conditions are met.

The analysis of the effects of higher shares of fluctuating renewable energies on the role of hard coal-fired power plants in Germany was based on consideration of three stages of renewable energy expansion in the simulation: shares of 50, 60 and 70% of domestic electricity generation. The effects of a strong expansion of wind and solar energy are shown as examples in Figure 10.

1. Wie entwickelt sich der Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem bei einem weiter zunehmenden Ausbau der Wind- und Sonnenenergie?
2. Kann der bestehende Steinkohlenkraftwerkspark in Deutschland wachsende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien ausgleichen und integrieren, ohne dabei die Sicherheit der Stromversorgung zu gefährden?

Zur Identifizierung von Einspeise-Schocks, insbesondere „kalter Dunkelflauten“, die zwar nur eine geringe Eintrittswahrscheinlichkeit aufweisen, aber große Auswirkungen mit sich bringen, wurden in der Deloitte-Studie folgende zwei Bedingungen eingeführt:

1. Der Beitrag fluktuierender erneuerbarer Energien zur Deckung der Gesamtlast beträgt weniger als 10% des Strombedarfs.
2. Der Strombedarf liegt über 68 GW, der unteren Grenze der 25% höchsten Lastwerte innerhalb des betrachteten Jahres (2018).

Bild 9 zeigt eine typische Woche, in der diese Bedingungen beide erfüllt sind.

Um die Auswirkungen höherer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien auf die Rolle von Steinkohlenkraftwerken in Deutschland zu analysieren, wurden im Rahmen der Simulation drei Ausbaustufen Erneuerbarer betrachtet: Anteile von 50, 60 und 70% an der inländischen Stromerzeugung. Die Auswirkungen eines starken Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie sind in Bild 10 exemplarisch dargestellt.

Steinkohlenkraftwerke übernehmen in dieser Situation die Ergänzung der Erzeugung aus Wind und Sonne. Dies führt zu sehr ausgeprägten Leistungsänderungen.

Dagegen ist die Einspeisung aus erneuerbaren Energien am 26. Januar 2018 unabhängig von deren Stromerzeugungsanteil

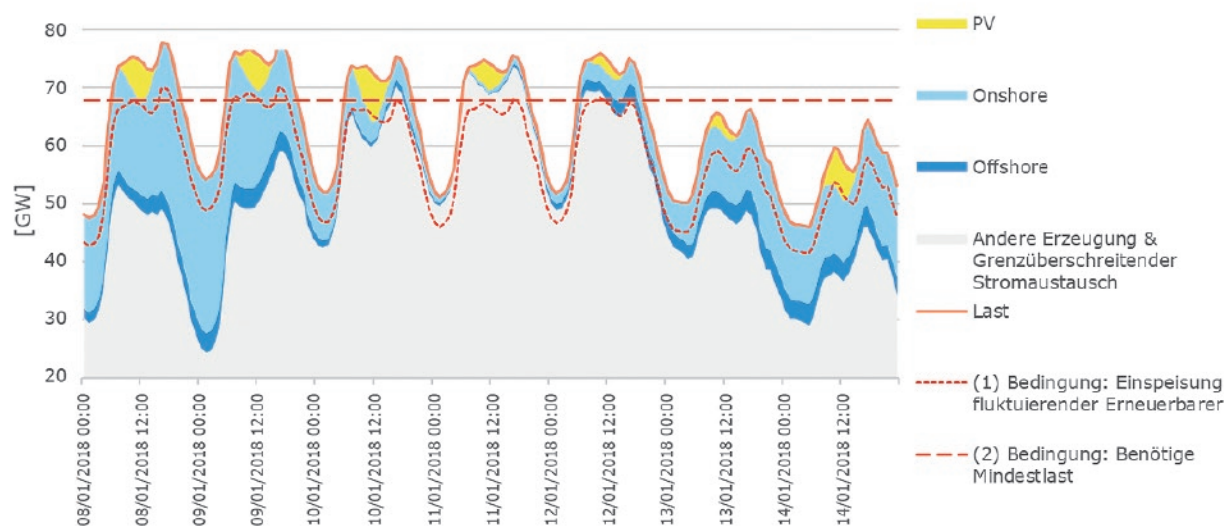


Fig. 9. Analysis of the “cold dark doldrums” in the second week of January 2018.

Bild 9. Analyse der „kalten Dunkelflaute“ in der zweiten Januarwoche 2018.

Source/Quelle: Deloitte Finance

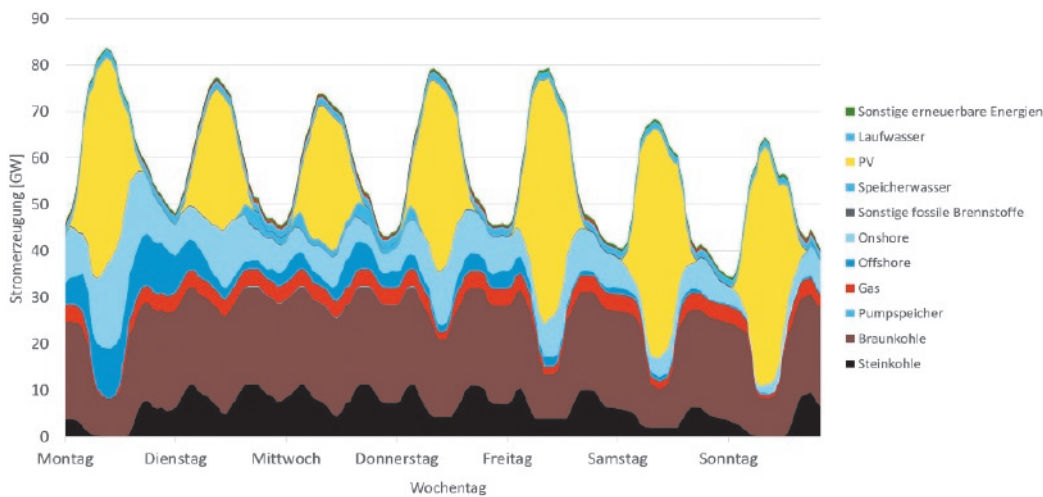


Fig. 10. Distribution of electricity by type of generation in a selected week in July (60% share from renewable energies). // Bild 10. Stromverteilung nach Erzeugungsarten in einer ausgewählten Juliwoche (60% Anteil erneuerbarer Energien). Source/Quelle: Deloitte Finance

In this situation, hard coal-fired power plants assume the task of supplementing generation from wind and sun. This leads to very pronounced changes in performance.

In contrast, the feed-in from renewable energies on 26th January 2018, regardless of their share of electricity generation (50, 60 and 70%), is negligible. Controllable power plants serve as virtually the sole means to cover the electricity demand (Figure 11).

A look at the annual duration curves of residual loads for the entire year shows that an increase in the share of renewable energies does little to reduce the load peaks that must be covered. In the hours of highest residual load, more than 69 GW of controllable generation capacity are required to cover the load, regardless of the amount of installed wind and photovoltaic power. This clearly illustrates that controllable power plants continue to play a key role in the security of supply of the system, even though the greater part of annual electricity generation comes from renewable sources. In the simulation, the increase in the capacity of fluctuating renewables does not lead to the decommissioning of a significant number of controllable power plants.

(50, 60 and 70%) verschwindend gering. Zur Deckung des Strombedarfs werden nahezu ausschließlich regelbare Kraftwerke benötigt (Bild 11).

Die Betrachtung der Jahresdauerlinien der Residuallasten für das gesamte Jahr zeigt, dass durch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien die zu deckenden Lastspitzen kaum reduziert werden. In den Stunden der höchsten Residuallast werden zur Deckung der Last unabhängig von der Höhe der installierten Wind- und Photovoltaikleistung mehr als 69 GW an regelbarer Erzeugungskapazität benötigt. Dies verdeutlicht, dass regelbare Kraftwerke nach wie vor eine Schlüsselrolle für die Versorgungssicherheit des Systems spielen, auch wenn der Großteil der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammt. Die Erhöhung der Kapazität fluktuierender Erneuerbarer führt somit in der Simulation nicht zur Stilllegung einer erheblichen Anzahl regelbarer Kraftwerke.

Diese Ergebnisse spiegeln sich in der Entwicklung der Flexibilitätskennzahlen wider. Alle Kennzahlen steigen mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.

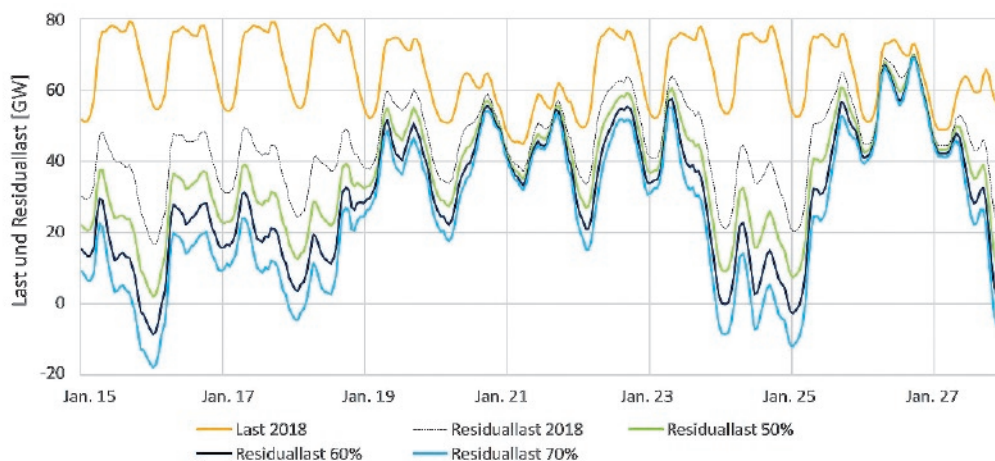


Fig. 11. Electricity feed-in from renewable energies in a selected week. // Bild 11. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in einer ausgewählten Woche. Source/Quelle: Deloitte Finance

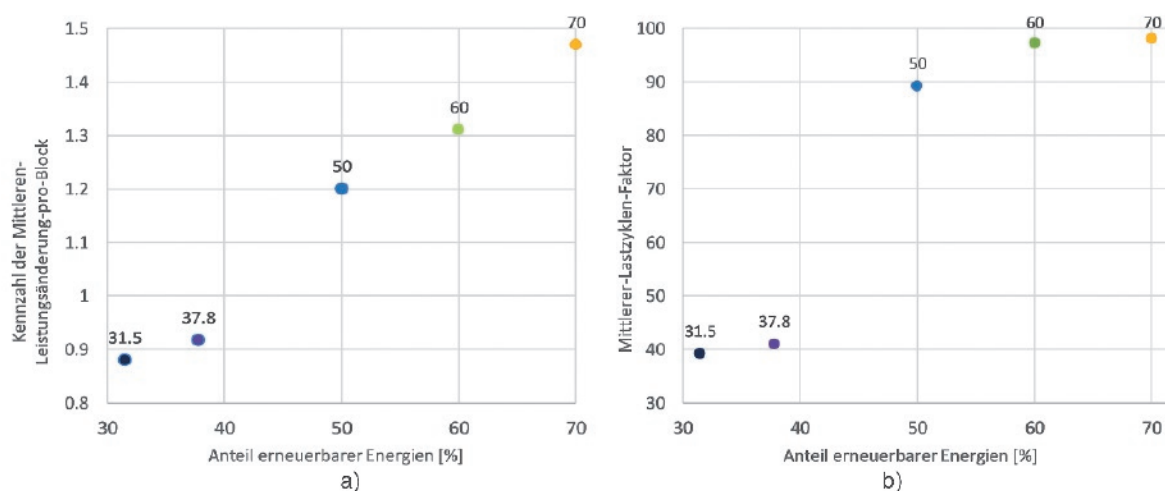


Fig. 12. Development of flexibility ratios in conjunction with increasing share of renewable energies.

Bild 12. Entwicklung der Flexibilitätskennzahlen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien.

Source/Quelle: Deloitte Finance

These results are reflected in the development of the flexibility ratios. All key figures increase with the growing share of renewable energies.

The increase in the mean cycling factor (Figure 12b) indicates that hard coal-fired power plants will have to start up and shut down more frequently in order to cope with the rising share of fluctuating renewables. Similarly, the Average Unit Ramping metric is also rising, both in absolute terms (for the entire power plant park) and in relative terms (per installed hard coal-fired power plant unit; Figure 12a).

During „cold dark doldrums“, coal-fired power plants generate significantly more electricity than on an average day. Even if such conditions last for no more than one to three days, twice or three and a half times the amount of electricity is required if the share of renewable energies is 50 or 70 %. Nevertheless, Germany becomes a net importer during „cold dark doldrums.“

Consequent to the assumed fuel and CO<sub>2</sub> prices, most hard coal-fired power plants are prioritised over gas-fired power plants to cover the remaining demand. Nevertheless, electricity generation from gas-fired power plants increases slightly as combined-cycle gas turbines can compete with older hard coal-fired power plants. If gas prices at their current lower level had been used, the existing gas-fired power plants would have played a much greater role in providing flexibility. The above assumption, however, was reasonable for methodological reasons to demonstrate the flexibility of hard coal-fired power plants.

The conclusion of the Deloitte study is that hard coal-fired power plants do not stand in the way of the expansion of renewables; indeed, they contribute to the integration of renewables by flexibly adapting their own performance and operation as required. The VDKi therefore urges that hard coal-fired power plants not be shut down hastily as part of the coal exit.

Der Anstieg des Mittleren-Lastzyklen-Faktors (Bild 12b) deutet darauf hin, dass Steinkohlenkraftwerke häufiger an- und abfahren müssen, um dem steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer gerecht zu werden. In ähnlicher Weise steigen auch die Kennzahlen der Mittleren Leistungsänderung, sowohl absolut (für die gesamte Kraftwerksflotte) als auch relativ (pro installiertem Steinkohlenkraftwerksblock; Bild 12a).

Während „kalter Dunkelflauten“ erzeugen Kohlekraftwerke deutlich mehr Strom als an einem durchschnittlichen Tag. Schon bei einer Dauer von ein bis drei Tagen ist die doppelte bzw. dreieinhalbfache Stromerzeugung erforderlich, wenn der Anteil der erneuerbaren Energien 50 bzw. 70 % beträgt. Dennoch wird Deutschland während „kalter Dunkelflauten“ zum Nettoimporteur.

Unter den angenommenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen werden zur Deckung des verbleibenden Bedarfs die meisten Steinkohlenkraftwerke vor Gaskraftwerken eingesetzt. Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken steigt dennoch leicht an, da GuD-Anlagen mit älteren Steinkohlenkraftwerken konkurrieren können. Wären die aktuell niedrigeren Gaspreise verwendet worden, hätten die vorhandenen Gaskraftwerke einen deutlich höheren Anteil an der Bereitstellung von Flexibilität. Die oben getroffene Annahme war jedoch aus methodischen Gründen sinnvoll, um die Flexibilität der Steinkohlenkraftwerke aufzuzeigen.

Als Fazit der Deloitte-Studie lässt sich also festhalten, dass Steinkohlenkraftwerke dem Erneuerbaren-Ausbau nicht im Wege stehen, sondern einen Beitrag zu deren Integration leisten, indem sie Leistung und Fahrweise entsprechend anpassen. Der VDKi fordert deshalb, dass Steinkohlenkraftwerke im Rahmen des Kohleausstiegs nicht übereilt stillgelegt werden dürfen.

#### Author / Autor

Prof. Dr. rer. pol. Franz-Josef Wodopia, Geschäftsführer, Verein der Kohlenimporteure e. V. (VDKi), Berlin