

Hard Coal 2018

Any attempt to look ahead at the likely economic developments in 2019 must necessarily take into account a number of significant political events, some with potentially disruptive consequences. The first of these would be the trade disputes arising between the USA and other countries, most notably China, the hope being that these matters will soon be resolved. Another no less problematic issue for the European Union is Brexit, where the current negotiations seem at present to point to a less optimistic outcome. There are now fears of a recession because of these threats and because we may well be nearing the end of a long period of growth in many parts of the world. While any assess-

ment of the German hard coal market also has to get an idea of the general economic developments, it is in fact more important to examine how the recommendations of the "Coal Commission" are being implemented at a political level. Looking back we can see that hard coal is already being subjected to disruptive development, to use that now familiar buzzword. Given that CO₂ emissions have fallen significantly as a result of the marked downturn in hard coal consumption the German Coal Importer Association (VDKi) in Berlin/Germany expects the German government to ensure that hard coal does not bear the brunt of the capacity adjustments.

Steinkohle im Jahr 2018

Um einen Blick auf die wirtschaftliche Entwicklung des Jahres 2019 zu wagen, müsste man einer Vielzahl von politischen Entwicklungen mit zum Teil disruptivem Potential Rechnung tragen. An erster Stelle wären die Handelskonflikte zwischen den USA und insbesondere der Volksrepublik China zu nennen, die hoffentlich bald entschärft sind. Nicht minder problematisch für die Europäische Union ist das Thema Brexit. Da kann man aus heutiger Sicht weniger optimistisch sein. Als Folge dieser Bedrohungen, aber auch weil in vielen Weltregionen das Ende einer langen Wachstumsphase nahen könnte, breiten sich Rezessionsängste aus. Zur Abschät-

zung des Steinkohlenmarkts in Deutschland muss man sich zwar auch ein Bild von der wirtschaftlichen Entwicklung machen, aber viel wichtiger ist, wie die Empfehlungen der „Kohlekommission“ politisch umgesetzt werden. Der Blick zurück zeigt, dass wir schon jetzt – um das Modewort noch einmal zu gebrauchen – bei der Steinkohle eine disruptive Entwicklung sehen. Im Hinblick auf die massiv zurückgegangenen CO₂-Emissionen durch stark verringerten Steinkohlenverbrauch erwartet der Verein der Kohlenimporteure e.V. (VDKi), Berlin, von der Bundesregierung, dass die Steinkohle nicht die Hauptlast der Kapazitätsanpassung trägt.

Electricity production

2018 followed on from 2017 in being another very bad year for hard coal in Germany. It is likely that hard coal imports will have fallen by 7 Mt (13%) to a figure of 44.5 Mt. Steam coal also seems to have suffered an even greater downturn with a fall of 17% to just 30 Mt. The exit from solid fuel is therefore already under way, at least as far as hard coal is concerned. And it is hard coal that is bearing the main burden for Germany's CO₂ reduction targets.

The involvement of all the consumption sectors is absolutely vital for the success of the energy transition process. At first glance figure 1 seems to show a quite different picture.

According to the Working Group on Energy Balances primary energy consumption (PEC) is estimated to have fallen by 5% over the past year while CO₂ emissions declined by more than 6%. The downturn in oil consumption, however, is as yet far from being the result of a turnaround in transport policy or a trend reversal in the heat market. The only long-term trend that we can discern at present is taking place in the hard coal-fired power generation sector, and to a certain extent in the gas market too, because

Stromerzeugung in Deutschland

Das Jahr 2018 war wie 2017 für die Steinkohle in Deutschland ein sehr schlechtes Jahr. Voraussichtlich ist für 2018 mit einem Rückgang der Steinkohlenimporte um 7 Mio. t bzw. 13% auf 44,5 Mio. t zu rechnen. Bei der Kesselkohle beträgt der Rückgang sogar 17% auf nur noch 30 Mio. t. Der Kohleausstieg findet also bereits statt, zumindest bei der Steinkohle. Und die Steinkohle trägt die Hauptlast bei der CO₂-Minderung in Deutschland.

Eine Einbeziehung aller Verbrauchsbereiche ist für das Gelingen der Energiewende dringend erforderlich. Vordergründig betrachtet zeigt Bild 1 anscheinend etwas ganz anderes.

Der Primärenergieverbrauch (PEV) ging im vergangenen Jahr gemäß Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen um voraussichtlich 5% zurück, die CO₂-Emissionen sogar um mehr als 6%. Beim Rückgang des Mineralölverbrauchs handelt es sich aber ganz überwiegend noch nicht um die Folgen einer Trendwende in der Verkehrspolitik oder im Wärmemarkt. Dauerhaft ist ein Trend nur bei der Stromerzeugung aus Steinkohle zu erkennen und teilweise bei Erdgas, weil beide Energieträger von den erneuerbaren Energie-

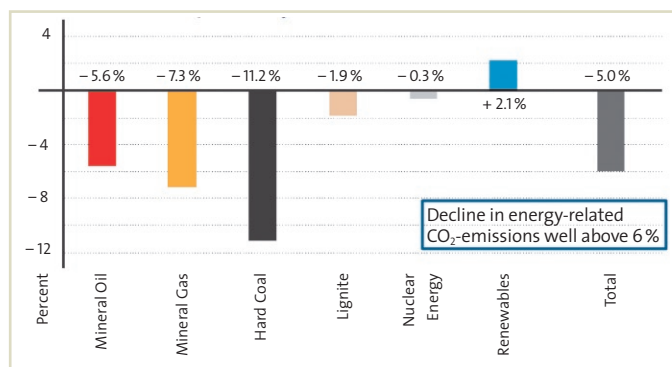


Fig. 1. German PEC in 2018. // Bild 1. PEV in Deutschland 2018. Source/Quelle: VDKi

both these fuels are being displaced by renewable energies. Hard coal is also coming under increasingly intense competition from gas because of the rise in CO₂ emission prices.

Figure 2 clearly illustrates that in Germany hard coal-fired electricity generation has been on a downward trend since the end of the 1990s and the aforementioned circumstances have greatly accelerated the pace of this downturn. If it were only hard coal that had to reach the sectoral target of a 62% reduction in CO₂ by 2030 then we would already be on the home strait.

In its concluding report the Coal Commission, whose official name is the “Commission on Growth, Structural Change and Employment” (KWSB), never once mentions the role that hard coal has played when it comes to lowering CO₂ emission levels, even though it is hard coal that has made the largest contribution in terms of emission reductions. By the end of 2018 hard coal’s fuel input for power generation was half that of 1990. No other energy source came anywhere close to achieving such a result.

If we are to comply with the Effort Sharing proposals agreed by the European Union we need to include the transport and heat sector as part of the energy transition programme. The other sectors cannot therefore insist on waiting any longer for the energy operators to solve their problems for them. It is therefore logical that we not only have the KWSB but also commissions for the other consumption sectors too.

If as part of the Sector Coupling exercise additional electricity is needed for the transport and heat sectors then the demand for secure power plant capacity will increase in comparison to current levels. The baseline situation of the electricity sector – unlike that of the energy supply system overall – is already much influenced by fluctuating feed-ins of wind and solar based energy. This can clearly be seen in Figure 3 which shows the plot lines for electricity generation by energy source at the beginning of 2019 (Figure 3).

The graph highlights the huge fluctuations in wind-based electricity generation (blue) and – as is completely normal for the time of year – a

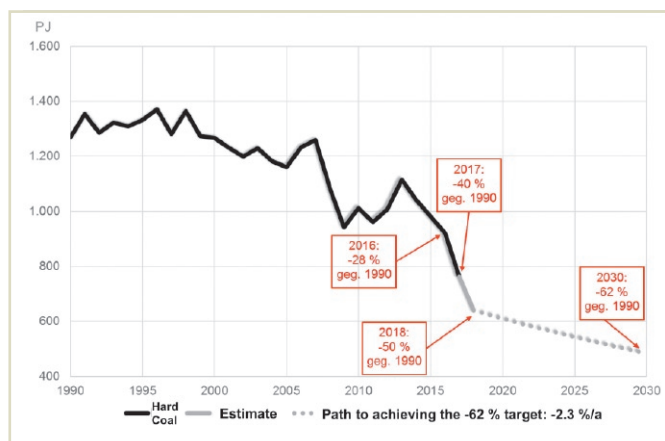


Fig. 2. Hard coal-fired power generation in Germany. // Bild 2. Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland. Source/Quelle: VDKi

träger verdrängt werden. Bei der Steinkohle kommt noch der verschärfte Wettbewerb mit dem Erdgas durch Anstieg des CO₂-Preises hinzu.

Bild 2 führt deutlich vor Augen, dass es einen Abwärtstrend bei der Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland schon seit Ende der 1990er Jahre gibt. Dieser Rückgang hat sich allerdings aus den gerade genannten Gründen massiv beschleunigt. Müsste die Steinkohle allein das Sektorziel einer CO₂-Reduktion von 62% bis 2030 erreichen, so wären wir heute schon fast am Ziel.

In ihrem Schlussbericht erwähnt die Kohlekommission, die offiziell „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) heißt, den Beitrag der Steinkohle zur CO₂-Emissionsminderung mit keinem Wort, obwohl die Steinkohle in den letzten Jahrzehnten den Hauptbeitrag bei der Emissionsminderung erbracht hat. Ende 2018 hat sie ihren Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung gegenüber 1990 glatt halbiert. Alle übrigen Energieträger sind weit von solchen Resultaten entfernt.

Um dem in der Europäischen Union vereinbarten Effort Sharing gerecht zu werden, ist eine Einbeziehung des Verkehrs- und Wärmesektors in die Energiewende erforderlich. Deshalb können die anderen Sektoren nicht länger darauf warten, dass der Energiesektor ihre Probleme löst. Folgerichtig gibt es deshalb nicht nur die KWSB, sondern auch Kommissionen für die anderen Verbrauchsbereiche.

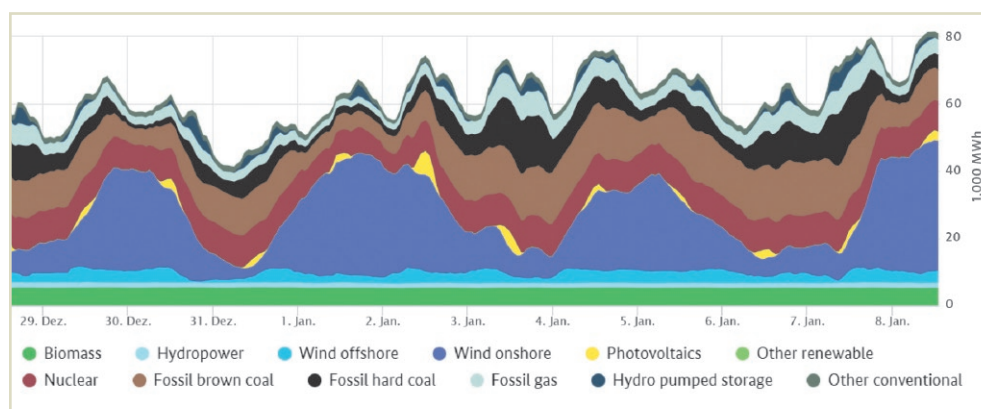


Fig. 3. Energy production and consumption, early 2019.

Bild 3. Energiegewinnung und -verbrauch, Jahresbeginn 2019. Source/Quelle: VDKi

very low input of solar energy (yellow). Even nuclear power and lignite have to adapt to these fluctuations on such low-consumption days. But the main load is borne by hard coal (black) and gas (grey).

The legislators have allowed the grid operators to place tenders for “special operational resources” (according to §11(3) of the German Energy Act). This amounts to some 1,200 MW for four regions in the south of Germany. The power station operators receive a “performance price” for the availability of their power plant and receive a payment when electricity actually has to be fed-in in emergency situations. These costs, along with other grid-stabilisation measures, are offset against the cost of the electricity. In 2017 this outlay came to 1.4 bn €.

The massive fluctuations in electricity production also have to be evened out. If the energy transition is not to become even more expensive this means drawing on the stocks of the existing hard coal- and gas-fired installations rather than building a third power-plant fleet using new gas turbines or gas engines. The KWSB has, however, recommended introducing incentives for the construction of new gas-fired power stations.

The problem with gas- and hard coal-fired power plants is that they have been pushed to the end of the merit order by the priority feed-in of electricity produced from renewable sources. Unless and until we come up with the “super battery”, which can completely take over the role of the gas and hard coal installations, it makes no sense on economic grounds to nullify this asset when secure power-station capacity is urgently needed.

The years ahead will only see real investment in high-efficiency combined cycle power plants when co-generation (combined heat and power – CHP) is used either by industry or for supplying district heating networks. This would make very good sense. STEAG GmbH, e.g., is soon to start work on a new combined cycle power station at Herne that will be connected to the district heating network.

It is extremely unlikely that investors will be prepared to put money into combined cycle power technology solely in order to provide generation capacity and not to participate in the power and heat market. These highly efficient combined cycle installations would most definitively be unsuitable, and would also be too expensive, just for load cycling. While open cycle gas turbines – in which the waste heat from the turbines is not used as it is in a combined cycle plant – are clearly cheaper to run, they do have the disadvantage of operating at a lower efficiency than hard coal-fired power stations. If we really were prepared to accept this environmental drawback, and since reserve power plants are being poorly utilised, then hard coal-fired installations could also perform this role just as effectively. The Federal Government should not therefore follow the recommendation of the KWSB to introduce incentives for the construction of additional gas turbines. Besides, it also has to ensure that Brussels takes action this year to set up a legal framework for capacity markets, because otherwise we shall have CO₂ thresholds at such a level that neither hard coal-fired installations nor gas turbines can meet them.

The world coal market and developments in the German energy industry

Before examining the figures for the world hard coal market, world hard coal production and German imports in 2018 it is useful to

Wenn im Rahmen der Sektorenkopplung mehr Strom für den Verkehrs- und Wärmesektor benötigt wird, so wird der Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung gegenüber heute noch zunehmen. Die Ausgangslage im Stromsektor ist – anders als im gesamten Energieversorgungssystem – schon jetzt stark von schwankender Einspeisung aus Wind und Sonne geprägt. Das verdeutlicht ein Blick auf die Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern zum Jahresbeginn 2019 (Bild 3).

Man sieht gewaltige Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Wind (blau) und – jahreszeitlich durchaus üblich – ein sehr geringes Angebot von Sonnenenergie (gelb). Selbst Kernenergie und Braunkohle müssen sich an solchen verbrauchsschwachen Tagen an diese Schwankungen anpassen. Die Hauptlast tragen aber die Steinkohle (schwarz) und auch das Erdgas (grau).

Der Gesetzgeber hat den Netzbetreibern ermöglicht, „besondere netztechnische Betriebsmittel“ (nach §11 Abs. 3 EnWG) auszuschreiben. Es geht um 1.200 MW für vier Regionen in Süddeutschland. Die Kraftwerksbetreiber erhalten einen „Leistungspreis“ für das Vorhalten des Kraftwerks und eine Vergütung, wenn in besonderen Notsituationen tatsächlich Strom eingespeist werden muss. Diese Kosten werden, wie auch die übrigen Maßnahmen zur Netzstabilisierung, auf den Strompreis umgelegt. Im Jahr 2017 betrug der Aufwand dafür 1,4 Mrd. €.

Die gewaltigen Schwankungen bei der Stromerzeugung müssen auch ausgeglichen werden. Damit die Energiewende nicht noch teurer wird, muss hierzu auf den Bestand der vorhandenen Steinkohlen- und Gaskraftwerke zurückgegriffen werden, statt einen dritten Kraftwerkspark aus neuen Gasturbinen oder Gasmotoren aufzubauen. Die KWSB hat dagegen empfohlen, den Bau neuer Gaskraftwerke anzureizen.

Das Problem der Erdgas- und Steinkohlenkraftwerke ist, dass sie durch die vorrangige Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern an das Ende der Merit Order geschoben wurden. Solange die Superbatterie noch nicht erfunden worden ist, welche die Rolle der Erdgas- und Steinkohlenkraftwerke komplett übernehmen kann, macht es aus volkswirtschaftlichen Gründen keinen Sinn, dieses Kapital zu vernichten, wenn gesicherte Kraftwerksleistung dringend gebraucht wird.

Investitionen in hocheffiziente GuD-Kraftwerke wird es in den nächsten Jahren nur dort geben, wo die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) entweder in der Industrie oder zur Erzeugung von Fernwärme zur Anwendung kommt. Das ist auch sehr sinnvoll. Die STEAG GmbH z.B. baut demnächst am Standort Herne ein GuD-Kraftwerk, das an das Fernwärmenetz angeschlossen wird.

Es werden sich aber sicherlich keine Investoren finden, die in GuD-Kraftwerke investieren, um nur Kraftwerksleistung anzubieten und nicht am Strom- und Fernwärmemarkt teilzunehmen. Ausschließlich für den Lastwechselbetrieb wären die hoch effizienten GuD-Kraftwerke definitiv ungeeignet und zu teuer. Offene Gasturbinen – ohne Nutzung der Abwärme der Turbine in einem Dampfprozess wie bei einem GuD-Kraftwerk – sind zwar billiger, haben aber den Nachteil, dass ihr Wirkungsgrad niedriger als der von Steinkohlenkraftwerken ist. Ist man wirklich bereit, diesen klimapolitischen Nachteil zu akzeptieren, weil Reservekraftwerke schlecht ausgelastet sind, dann können auch Steinkohlenkraftwerke diese Aufgabe übernehmen. Die Bundesregierung sollte deshalb der Empfehlung der KWSB nicht folgen, den Bau weiterer

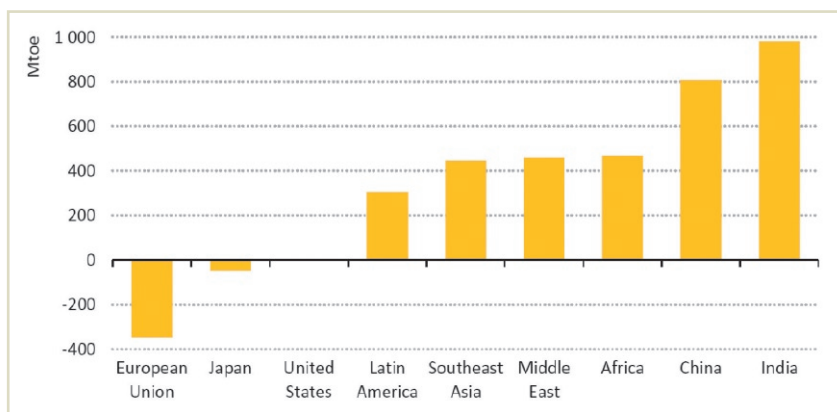


Fig. 4. The IEA's New Policies Scenario to 2040. // Bild 4. New Policies Szenario der IEA bis zum Jahr 2040. Source/Quelle: IEA

Gasturbinen anzureizen. Zudem muss sie in Brüssel dafür Sorge tragen, dass noch in diesem Jahr ein Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte geschaffen wird, weil ansonsten hohe CO₂-Grenzwerte gelten, die weder Steinkohlenkraftwerke noch Gasturbinen einhalten können.

Situation am Weltsteinkohlenmarkt und Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft

Vor den Zahlen zum Weltsteinkohlenmarkt und zur Weltsteinkohlenförderung sowie zu den deutschen Einfuhren für das Jahr 2018, werfen wir einen kurzen Blick auf die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs gemäß dem New Policies Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA)

take a brief look at developments in primary energy consumption to 2040 as presented by the International Energy Agency (IEA) in their New Policies Scenario (Figure 4). The decline in European demand is now being counterbalanced by the growth in energy consumption in Southeast Asia alone, while demand in the Middle East and Africa is expected to be just as high. India is also set to overtake China as a primary energy consumer.

In 2018 global hard coal production totalled 7.1 bn t, an increase of 1.7% on the previous year. This trend is reflected in the overall production data and also in the figures for India, where hard coal output rose by 8.2% in 2018 to stand at 714 Mt. Figure 5 shows that while the world has not yet reached peak coal it is currently on a high plateau of production.

Even though China still accounted for the lion's share of hard coal production at 3.5 bn t, it was India that recorded the greatest absolute growth in 2018. Output was also up in Indonesia, Russia and Australia, all major exporting countries. Hard coal exports also increased from the USA, but this failed to offset the decline in domestic demand with the result that production fell overall. Hard coal production in Columbia was also down, this being due to a whole set of factors (Figure 6).

Figure 7 shows the price trends for Chinese hard coal. In 2018 hard coal prices remained within the price corridor envisaged by the Chinese State Planning Commission (the NDRC). Had they reached the upper price band the Planning Commission would

bis zum Jahr 2040 (Bild 4). Der Rückgang in Europa wird allein schon durch den Zuwachs in Südostasien kompensiert werden. In etwa gleicher Höhe wird der Zuwachs im mittleren Osten und in Afrika liegen. Indien wird China beim Zuwachs überholen.

Die globale Steinkohlenförderung hat im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr um 1,7% auf 7,1 Mrd. t zugenommen. Die Zahlen zur Weltsteinkohlenförderung und insbesondere die für Indien spiegeln diesen Trend wider. Dort hat die Steinkohlenförderung für das Jahr 2018 um 8,2% auf 714 Mio. t zugenommen. Bild 5 zeigt, dass auch weiterhin nicht von Peak Coal zu sprechen ist, sondern von einem Hochplateau.

Auch wenn der größte Teil der Steinkohlenförderung mit 3,5 Mrd. t weiterhin auf China entfällt, war im Jahr 2018 Indien das Land mit dem größten absoluten Zuwachs. Einen Anstieg der Förderung gab es auch in Indonesien, Russland und Australien, somit in wichtigen Exportländern. Auch in den USA nahmen die Exporte zu, konnten aber die rückläufige Binnennachfrage nicht ausgleichen, sodass die Produktion zurückging. In Kolumbien war eine Reihe von Ursachen für die rückläufige Produktion verantwortlich (Bild 6).

Bild 7 zeigt die Preisentwicklung für Steinkohle in China. Auch im Jahr 2018 lagen die Preise innerhalb des von der chinesischen Planungsbehörde NDRC angestrebten Preiskorridors. Wäre das obere Preisband erreicht worden, hätte die Planungsbehörde einen weiteren Zuwachs der Förderung zugelassen. So lag er nur

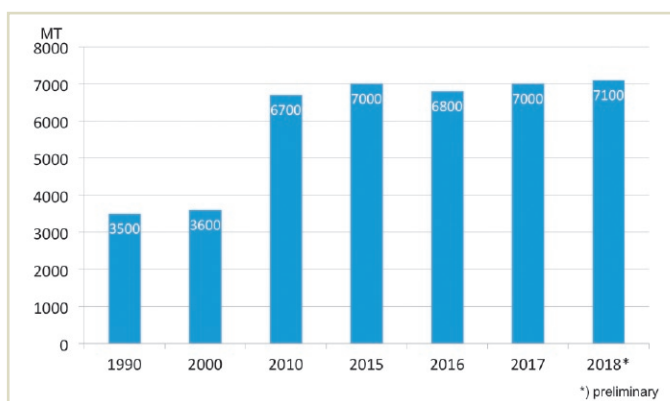


Fig. 5. World hard coal production 2018. Bild 5. Weltsteinkohlenförderung 2018. Source/Quelle: VDKi

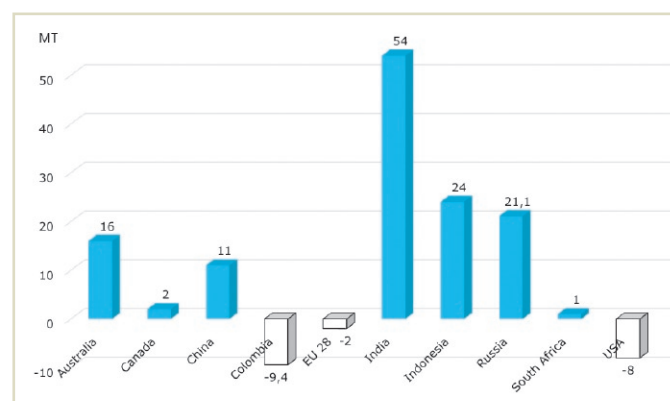


Fig. 6. Production changes at the main hard coal producers. // Bild 6. Steinkohlenförderung – Veränderung nach Ländern. Source/Quelle: VDKi

have allowed a further increase in production. As it was, output was only raised by 0.3% and at present the NDRC is continuing to act in a restrictive manner. Then again, this situation has opened up opportunities for hard coal imports and by November 2018 these had already reached the same level as for the whole of 2017. The NDRC used this as an opportunity to “step on the brakes” as far as imports were concerned with the result that the ports were closed down to the end of the year. As things stand at present it is impossible to predict whether these restrictions will be eased to any significant degree either immediately or after the Chinese New Year festivities.

By 2020 China’s energy mix will have to comprise a minimum of 10 % gas. The country’s growing gas imports will certainly impact on the volume of hard coal being imported. China’s increased consumption of gas could be one of the driving forces that pushes the global LNG market into a shortfall situation after many years of overcapacity. By the end of 2017 China had overtaken South Korea as the world’s second-largest importer of LNG and over the next few years the country could well overhaul the current frontrunner, Japan. The long-term price prognosis is therefore: hard coal still rather weak and gas remaining stable, while hard coal’s price advantage over gas will tend to increase over time.

The bottom line is that hard coal currently appears to be in a strong competitive position in many countries and, apart from in the USA, generally seems to be very well placed vis-à-vis LNG. Figure 8 underlines this situation. According to VDKi estimates the volume of hard coal seaborne trade around the globe increased by 3.7% in 2018 to a figure of some 1.2 bn t (Figure 8).

The developments taking place in the individual producer countries are just as interesting as the trade flows (Figure 9). Demand on the world market is being driven by India, China and Southeast Asia. It is estimated that India alone imported more than 200 Mt of hard coal in 2018 and the construction of new power stations in these regions is leading to an upsurge in demand for high-quality coal, which particularly favours Australia.

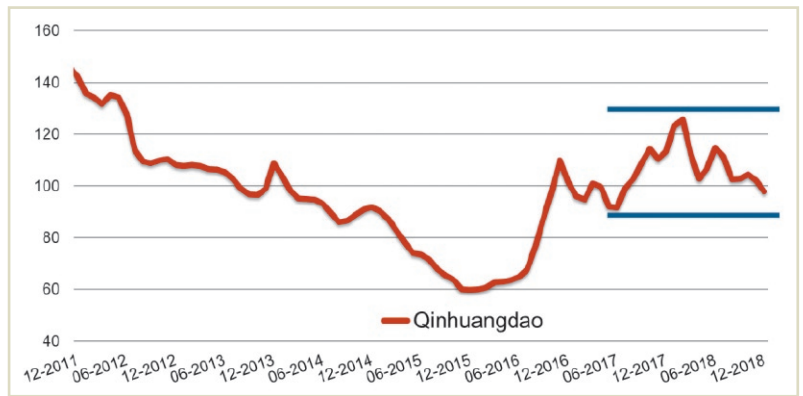


Fig. 7. Price trends for Chinese hard coal.

Bild 7. Entwicklung der Steinkohlenpreise in China. Source/Quelle: VDKi

bei 0,3%. Derzeit verhält sich die NDRC weiterhin restriktiv. Diese Situation eröffnete andererseits Spielräume für Kohleimporte. Bereits im November 2018 war etwa das Niveau der Einfuhren des Jahres 2017 erreicht. Dies hat die NDRC zum Anlass genommen, bei den Importen „auf die Bremse zu treten“: die Häfen wurden bis zum Jahresende „dicht gemacht“. Derzeit ist noch nicht klar absehbar, ob schon jetzt oder erst nach dem chinesischen Neujahrsfest mit einer deutlichen Lockerung der Restriktionen zu rechnen ist.

Bis 2020 muss der Energiemix Chinas mindestens 10 % Gas umfassen. Die wachsenden Erdgaseinfuhren des Landes dürften zu Lasten der Steinkohleimporte gehen. Chinas erhöhter Gasverbrauch könnte eine der treibenden Kräfte sein, um die globalen LNG-Märkte von einem langjährigen Kapazitätsüberhang zu einer Verknappung zu bewegen. Ende 2017 überholte China Südkorea als zweitgrößter Importeur von LNG und könnte auch den derzeitigen Spitzenreiter Japan in den nächsten Jahren überholen. Die langfristige Preisprognose lautet deshalb: Steinkohle eher schwach, Gas fest. Tendenziell wird der Preisvorteil von Steinkohle gegenüber Erdgas steigen.

Unterm Strich betrachtet ist die Wettbewerbsposition der Steinkohle in vielen Ländern derzeit gut. Abgesehen von den USA ist die Steinkohle gegenüber LNG in einer guten Wettbewerbsposition. Bild 8 unterstreicht das. Der weltweite Seeverkehr mit Steinkohle nahm nach Schätzung des VDKi im vergangenen Jahr um 3,7% deutlich zu und erreichte ein Niveau von 1,2 Mrd. t (Bild 8).

Mindestens ebenso interessant wie die Handelsströme sind die Entwicklungen in den einzelnen Förderländern (Bild 9). Gestützt wird die Nachfrage auf dem Weltmarkt durch Indien, China und Südostasien. Allein Indien hat im Jahr 2018 voraussichtlich über 200 Mio. t Steinkohle eingeführt. Der Bau neuer Kraftwerke in diesen Regionen führt zu einer vermehrten Nachfrage von hochwertigen Kohlen, was insbesondere Australien begünstigt. Südafrika, ein wichtiger Lieferant für Indien, konnte seine Position nicht halten, während Indonesien seine Position

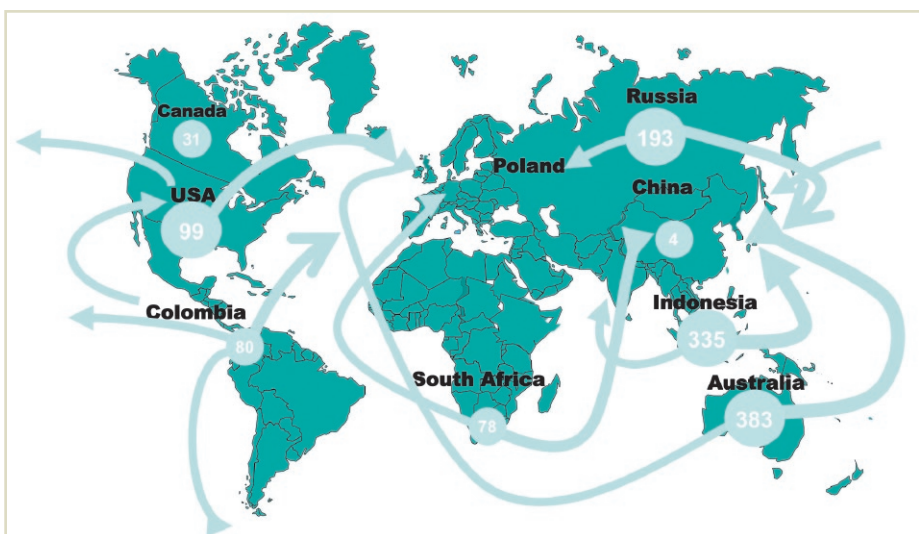


Fig. 8. Global hard coal seaborne trade – main trade flows 2018.

Bild 8. Weltweiter Seeverkehr mit Steinkohle – wichtigste Handelsströme 2018. Source/Quelle: VDKi

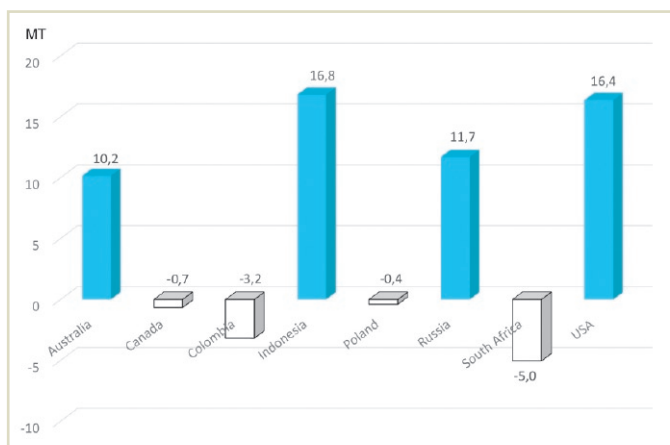


Fig. 9. Changes in the volume of world hard coal trade.
Bild 9. Veränderungen im Welthandel mit Steinkohle. Source/Quelle: VDKi

South Africa, which is a major supplier for India, has been unable to maintain its place in the rankings while Indonesia has managed to strengthen its position. Because of its favourable geographical situation Russia is able to supply both the East and the West. The USA managed to take the edge off the downturn in domestic production by strongly growing its export performance.

While the trade in coking coal declined by 2.2% in 2017 it staged a recovery in 2018 and recorded a 4.4% increase to stand at 281 Mt. Seaborne trade in steam coal rose by 3.6% to 920 Mt, this in contrast to the 2.8% increase recorded the previous year.

Germany's consumption and importation of hard coal has to be seen against a background that is completely detached from these international developments. According to projections by the Working Group on Energy Balances German hard coal consumption was expected to fall by 11% in 2018 to a figure of 44 Mtce. While steel industry consumption was slightly down by 1.7%, hard coal usage by the power stations fell significantly by 17% to stand at 26 Mtce.

How does all this impact on imports? According to VDKi estimates it will mean a 13% downturn (7 Mt) in the volume of hard coal imported, which clearly follows the downward trend in hard coal consumption. The sharpest fall has been posted in the steam coal sector, where the figures are 17% down (a decrease of 6 Mt), while imports of coking coal fell by 5% (Figure 10).

Figure 11 presents a breakdown of German hard coal imports by supplier country. The huge downturn in demand has hit practically all the suppliers equally hard. Imports from Russia continue to dominate the German market, while the volume of hard coal brought in from the USA was almost on a par with the previous year's tonnage. Imports from Colombia were significantly down, while less than 1 Mt was brought in from South Africa.

Prognosis for 2019

Any attempt at forecasting developments in 2019 has to address the question of whether there will be time during the coming year to implement the recommendations of the aforementioned KWSB and others in respect of the German Government's Climate Action Plan 2050 and, hence, whether it will be possible to adopt the Climate Protection Act that is part of the coalition agreement. If so, then these measures will have to be factored into the prognosis. It has to be said, however, that the KWSB has not made

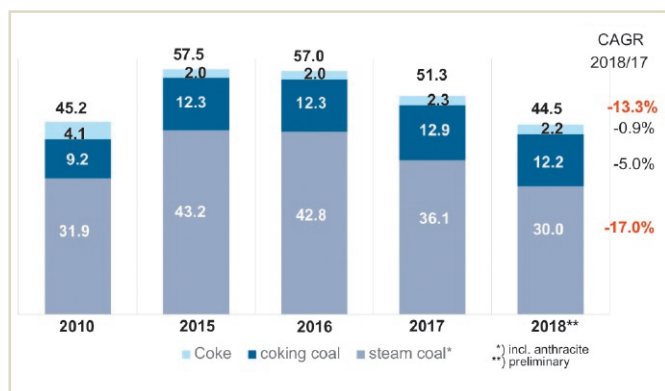


Fig. 10. German hard coal imports.

Bild 10. Steinkohlenimporte Deutschlands. Source/Quelle: VDKi

ausbauen konnte. Russland ist aufgrund seiner günstigen geographischen Situation in der Lage, sowohl den Westen als auch den Osten zu beliefern. Die USA konnten mit einem deutlichen Zuwachs der Ausfuhren den Rückgang der heimischen Förderung abmildern.

Während der Handel mit Kokssteinkohle im Jahr 2017 um 2,2% zurückging, erhöhte er sich 2018 um 4,4% auf 281 Mio. t. Der Seehandel mit Kesselkohle stieg um 3,6% auf 920 Mio. t gegenüber 2,8% im Vorjahr.

Verbrauch und Import von Steinkohlen in Deutschland sind völlig abgekoppelt von diesen internationalen Entwicklungen zu sehen. Nach Hochrechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ging der Steinkohlenverbrauch im Jahr 2018 um 11% auf voraussichtlich 44 Mio. t SKE zurück. Während sich der Verbrauch der Stahlindustrie leicht um 1,7% verringerte, ging der Verbrauch der Kraftwerke um 17% auf 26 Mio. t SKE zurück.

Wie spiegeln sich die Einfuhren in dieser Entwicklung wieder? Schätzungen des VDKi zufolge werden die Importe um rd. 13% oder 7 Mio. t zurückgehen. Damit wird die negative Entwicklung beim Steinkohlenverbrauch nachvollzogen. Dementsprechend ist der stärkste Rückgang bei den Kesselkohlen zu verzeichnen. Er beträgt rd. 17% oder 6 Mio. t, während die Einfuhren von Kokssteinkohlen um 5% zurückgingen (Bild 10).

Bild 11 zeigt die Struktur der Einfuhren nach Ländern. Der massive Rückgang hat fast alle Anbieter gleichermaßen betroffen. An der Spitze liegen nach wie vor die Einfuhren aus Russland. Diejenigen aus den USA konnten ihre Vorjahresmenge fast erreichen, während die Einfuhren aus Kolumbien stark zurückgingen. Die Einfuhren aus Südafrika lagen unter 1 Mio. t.

Prognose 2019

Bei der Prognose für das Jahr 2019 ist insbesondere die Frage zu stellen, ob bereits im Jahr 2019 eine Umsetzung der Empfehlungen der eingangs angesprochenen KWSB u. a. in den Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung bzw. das im Koalitionsvertrag verabredete Klimaschutzgesetz erfolgen kann. Dann müsste dies auch in der Prognose berücksichtigt werden. Die KWSB hat allerdings keine jahresscharfen Empfehlungen für den Kapazitätsabbau gegeben, sondern nur für Zeiträume.

Die Kommission schlägt vor, bereits im Jahr 2022 die Leistung der Steinkohlenkraftwerke um 7,7 GW auf rd. 15 GW zu reduzieren. Dieser Vorschlag ist nicht nur völlig unrealistisch, sondern zeigt,

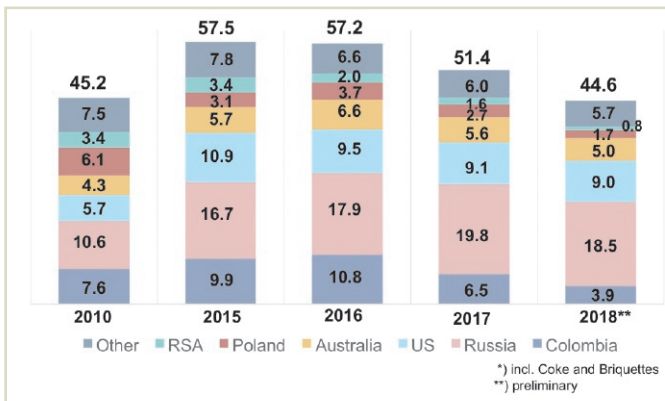


Fig. 11. Breakdown of hard coal imports by supplier country.
Bild 11. Steinkohlenimporte nach Ländern. Source/Quelle: VDKi

any year-by-year recommendations for the reduction in capacity, only for the timeframes.

The Commission is proposing to reduce the output from hard coal-fired power stations by 7.7 GW to around 15 GW by the year 2022. Not only is this proposal completely unrealistic, it also shows that those involved, namely representatives of the affected regions, economic associations, trade unions and environmental groups, have come to an “agreement” at the expense of hard coal, a fuel that is not represented on the Commission. And there is still no certainty about how they are going to go about tendering for the hard coal-based generation capacity that is to be shut down.

The efforts being made to implement a Climate Protection Act have to be seen in parallel with this. The final report of the Eco Institute and other bodies that was published on 3rd January 2019 under the title “Impact assessment of the ecological, social and economic consequences of the 2030 sectoral targets laid down in the Federal Government’s Climate Action Plan 2050” does not bode well for coal. Two target paths are set out. In the first of these, target path A, the sectoral key assumptions for the energy industry are laid down as follows:

- renewable-energy share of gross electricity consumption in 2030: 65%;
- assumption: gradual shutdown of coal-fired installations with an operating life of > 37 years; and
- build-up of gas-fired cogeneration and renewable heat production.

Target path B also entails a further assumption:

- additional build-up of renewables to cover extra electricity demand from other sectors.

Whatever target path is taken, electricity production from hard coal and lignite would in each case be more than halved by 2030 compared with 2018. This is fairly much in line with the KWSB findings.

Short-term estimations of the scale of hard coal-fired plant closures in 2019, which will affect seven power station units with a total output of 2.4 GW/5 TWh, can be found in the report “Expansion and decommissioning of Germany’s power stations” that was published by the Federal Grid Agency on 19th November 2018.

dass sich die Vertreter von Regionen, Wirtschaft, Gewerkschaften und Umweltverbänden zulasten des nicht in der Kommission vertretenen Energieträgers Steinkohle „geeinigt“ haben. Völlig offen ist derzeit noch, auf welche Weise die Ausschreibung der stillzulegenden Steinkohlenkraftwerksleistung durchgeführt werden soll.

Parallel dazu sind die Bemühungen um ein Klimaschutzgesetz zu sehen. Der Endbericht des Öko-Instituts und weiterer Institute zur „Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung“ vom 03. Januar 2019 verheißt für die Kohle wenig Gutes. Dort werden zwei Zielpfade beschrieben. Die sektoralen Kernannahmen für die Energiewirtschaft sehen im Zielpfad A folgendes vor:

- erneuerbare Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030: 65%,
- Annahme: schrittweise Stilllegungen von Kohlekraftwerken mit einer Lebensdauer > 37 Jahre und
- Zubau von Erdgas-KWK und erneuerbarer Wärmeerzeugung.

Der Zielpfad B enthält als zusätzliche Annahme:

- zusätzlicher Zubau der erneuerbaren Energien zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage aus den anderen Sektoren.

Die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle würde sich auf beiden Zielpfaden gegenüber 2018 bis zum Jahr 2030 jeweils mehr als halbieren. Das entspricht etwa den Ergebnissen der KWSB.

Für eine Kurzfristprognose für 2019, in welchem Ausmaß in diesem Jahr Steinkohlenkraftwerke stillgelegt werden könnten (sieben Kraftwerksblöcke mit zusammen 2,4 GW/5 TWh), soll es genügen, sich auf die Veröffentlichung „Zu- und Rückbau Kraftwerke Deutschland“ der Bundesnetzagentur vom 19. November 2018 zu beziehen.

Glücklicherweise soll hier keine Langfristprognose erstellt werden. Sonst müsste man die sicherlich zu erwartenden Gespräche der Bundesregierung mit den Kraftwerkseigentümern über eine vorzeitige Stilllegung von Kraftwerken abwarten. Während die KWSB, wie oben erwähnt, ein Ausschreibungsmodell vorschlägt, scheint das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) jedenfalls davon auszugehen, dass es für Kraftwerke oberhalb der genannten Altersgrenze keine Entschädigungen geben muss.

Nun zu den Prämissen der Prognose für das Jahr 2019 (Bild 12). Ausgangspunkt sind Kesselkohleneinfuhren von 30 Mio. t im Jahr 2018. Die vom VDKi erwarteten Kraftwerksstilllegungen werden zu einem Minderbedarf von 1,7 Mio. t führen. Die höhere Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird eine Verdrängung von rd. 3 Mio. t Steinkohle bewirken. Dabei wird unterstellt, dass die zusätzliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu 70 % Steinkohle und zu 30 % Erdgas ersetzt wird. Dies ergibt sich aus der Einschätzung, dass auch bei gestiegenem CO₂-Preis im Licht der Preisentwicklung von Steinkohle und Erdgas Steinkohle auch weiterhin in der Merit Order häufig vor Erdgas stehen wird. Aus diesem Grund werden sich die beiden Energieträger auch einen Vorteil „aufteilen“, der sich daraus ergibt, dass die Stromerzeugung aus der Braunkohle aus dem Tagebau Hambach um

Fortunately this publication does not seek to develop a long-term forecast, otherwise we would have to await the much anticipated talks between the Federal Government and the power-station operators over the premature closure of power plants. While the KWSB, as stated above, is proposing a tendering model, the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) appears to be proceeding on the assumption that no compensation has to be granted for power stations that are above the specific age limit.

Now to the assumptions that underlie the prognosis for 2019 (Figure 12). The starting position is based on steam-coal imports of 30 Mt in 2018. The power-plant closures expected by the VDKi will result in a downturn in demand of 1.7 Mt. The increase in renewables-based electricity production will displace about 3 Mt of hard coal. Here it is assumed that the additional production from renewable sources will replace hard coal and gas at a ratio of 70 % and 30 % respectively. This is based on the assessment that even with increased CO₂ prices, and in the light of price developments in the hard coal and gas sectors, hard coal will still often outperform gas in the merit order. For this reason these two fuels will also be able to “split between them” the advantage gained from the fact that electricity generated using lignite from Hambach opencast mine will be cut back by 9 to 13 TWh. The bottom line is that this will further reduce steam-coal imports to a level of 27 Mt. Then again, some 3 Mt of indigenous hard coal will no longer be available to this market, so that in overall terms the estimated figure for steam-coal imports can be set at around 30 Mt.

According to the World Steel Association German steel demand is likely to fall by 1.7 % in 2019. However, this projection now has to be toned down somewhat and it is still too early to say what kind of market share the German steel industry can achieve. The VDKi is therefore cautiously anticipating the same level as in 2018. Apart from that, it can also be assumed that 2019 will not see any major changes in the ratio between the feedstock materials for steelmaking, such as coking coal and PCI coal. Another factor to be included is the sale of indigenous hard coal stocks of about 0.5 Mt, all of which results in an estimated figure of 15 Mt for imports of coking coal and coke.

Outlook

Hard coal-fired power stations provide a readymade, cost-effective bridging solution for the energy transition. They can balance out the supply fluctuations that affect renewable-energy installations. It is also highly uncertain as to whether the required capacity from open-cycle gas turbines will be ready by 2022. What is certain, however, is that this will create additional costs that we could all safely do without. Open-cycle gas turbines have a lower efficiency rate than hard coal-fired power stations – so from an environmental viewpoint this measure will be counterproductive. It will make the energy transition more expensive and induce industry to call for some form of financial relief. The simplest option would therefore be to avoid this meaningless cost burden in the first place.

As a world-leading exporting nation Germany cannot seal itself off in energy efficiency terms from the rest of the world. Hard coal is available all over the world and, moreover, it is free from political risks.

| | 2018 (preliminary) MT | 2019 Forecast MT |
|-------------------------|-----------------------------|------------------------|
| Steam coal | 30.0 | 30 |
| Coking coal and Coke | 14.4 | 15 |
| Total | 44.4 | 45 |

Fig. 12. Most likely outcome for 2018 alongside the predictions for 2019.
Bild 12. Voraussichtliches Ist 2018 und Prognose 2019. Source/Quelle: VDKi

9 bis 13 TWh zurückgehen wird. Unterm Strich ergibt sich daraus ein weiterer Rückgang der Kesselkohleneinfuhren auf 27 Mio. t. Andererseits entfällt der Absatz des heimischen Steinkohlenbergbaus von rd. 3 Mio. t, sodass sich insgesamt als Schätzung für die Einfuhren an Kesselkohle ein Wert von 30 Mio. t ergibt.

Gemäß der World Steel Association wird die Stahlnachfrage in Deutschland im Jahr 2019 um 1,7 % zunehmen. Diese Prognose muss man jetzt aber wohl abschwächen, und es bleibt auch offen, welchen Anteil die deutsche Stahlindustrie davon erzielen könnte. Der VDKi rechnet deshalb vorsichtig mit dem gleichen Niveau wie im Jahr 2018. Im Übrigen kann man auch davon ausgehen, dass sich die Relation der Einsatzstoffe zur Stahlerzeugung wie Koks- und PCI-Kohle im Jahr 2019 nicht wesentlich verändern wird. Hinzu kommt noch der Absatz des heimischen Steinkohlenbergbaus von rd. 0,5 Mio. t, sodass sich insgesamt als Schätzung für die Einfuhren an Koks- und Koke ein Wert von 15 Mio. t ergibt.

Ausblick

Steinkohlenkraftwerke sind die bereits vorhandene und wirtschaftliche Brückenlösung für die Energiewende. Sie gleichen das schwankende Angebot der erneuerbaren Energieträger aus. Ob die erforderliche Kapazität an offenen Gasturbinen bis zum Jahr 2022 fertiggestellt sein wird, ist höchst ungewiss. Sicher ist dagegen, dass dies zusätzliche Kosten verursachen wird, auf die man getrost verzichten könnte. Denn offene Gasturbinen haben einen geringeren Wirkungsgrad als Steinkohlenkraftwerke – klimapolitisch ist diese Maßnahme kontraproduktiv. Sie verteuert die Energiewende und provoziert die Forderung der Wirtschaft nach Entlastung von diesen Kosten. Dabei wäre der einfachste Weg, diese unsinnige Kostenbelastung erst gar nicht entstehen zu lassen.

Als Exportweltmeister kann Deutschland sich nicht energie-wirtschaftlich vom Rest der Welt abschotten. Steinkohle ist weltweit frei von politischen Risiken verfügbar.

Author / Autor

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