

World Coal Market 2016/2017 and the Shifting Parameters of the Energy Transition

This paper reviews the developments that affected the coal markets in 2016 and assesses the prospects for 2017. It also reports on market developments in Germany and on energy policy actions and goes on to examine the social responsibilities of the coal importers as far as coal production is concerned (CSR). These observations are based on the Annual Report of the Association

of Coal Importers (VDKi) 2017 – Facts and Trends 2016/2017. The VDKi, Berlin/Germany, is a market-based association that traditionally represents the interests of coal merchants and coal consumers, as well as those of logistics companies operating both in Germany and elsewhere in Europe.

Weltkohlemarkt 2016/2017 und veränderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende

Der Beitrag gibt einen Überblick über die Entwicklungen auf den Kohlemärkten im Jahr 2016 und einen Ausblick auf das Jahr 2017. Dieser wird um Ausführungen zur Marktentwicklung in Deutschland und zur Energiepolitik ergänzt. Dabei wird auch auf die soziale Verantwortung der Kohlenimporteure im Hinblick auf die Steinkohlenförderung (CSR) eingegangen. Die Ausführungen

basieren auf dem Jahresbericht des Vereins der Kohlenimporteure e.V. (VDKi) 2017 – Fakten und Trends 2016/2017. Der VDKi, Berlin, ist ein marktorientierter Verband. Er vertritt traditionell die Interessen der Händler und Verbraucher von Importsteinkohle sowie von Unternehmen aus dem Bereich Logistik sowohl in Deutschland als auch in Europa.

1 World energy consumption

According to the BP Statistical Review 2016 world energy consumption in 2015 increased by 1.0 % to a figure of 18.8 bn tce. The Asian-Pacific region recorded an increase of 2.1%, twice the global average, taking consumption here to 7.9 bn tce. This part of the world therefore accounts for 42 % of total global energy usage and now consumes as much as North America and Europe/Eurasia combined. It has been quite a few years since the “old world” dominated the primary energy consumption (PEC), a fact that climate politicians need to take note of (Figure 1).

Oil not only remained the number-one fuel, with a market share of 33%, but also recorded a growth of 1.9% in 2015, which was greater than any of the other conventional energy sources. Coal consumption, in second place with 29% of the market, declined by 1.8%. Climate policy makers also need to keep this in mind and examine the reasons for this development. The mobility sector in the Asia-Pacific region is still a long way from reaching its peak.

The strongest growth, namely 15.2%, was registered by renewable fuels, although these did start from a very low base. Renewables' share of the global energy consumption market is still only 2.8%.

1 Weltenergieverbrauch

Der Weltenergieverbrauch stieg im Jahr 2015 dem BP Statistical Review 2016 zufolge um 1,0% auf 18,8 Mrd. t SKE. Doppelt so hoch wie im globalen Durchschnitt war der Zuwachs von 2,1% in der asiatisch-pazifischen Region auf 7,9 Mrd. t SKE. Damit beträgt ihr Anteil am Weltenergieverbrauch mittlerweile 42%. Er ist so hoch wie in Nordamerika und Europa/Eurasien zusammengenommen. Die „alte Welt“ dominiert den Primärenergieverbrauch (PEV) schon seit Jahrzehnten nicht mehr (Bild 1). Klimapolitiker sollten dies zur Kenntnis nehmen.

Mineralöl ist mit 33% Anteil nicht nur der Energieträger Nummer 1, sondern im Jahr 2015 mit 1,9% auch stärker gewachsen als alle anderen konventionellen Energieträger. Der Kohleverbrauch – mit 29% auf Platz 2 – ging dagegen um 1,8% zurück. Auch das sollten die Klimapolitiker im Auge behalten und nach den Gründen für diese Entwicklung fragen. Der Mobilitätssektor hat in der asiatisch-pazifischen Region seinen Höhepunkt noch längst nicht erreicht.

Am stärksten wuchsen die erneuerbaren Energieträger mit 15,2%, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau. Ihr Anteil an der Verbrauchsdeckung liegt weltweit nur bei 2,8%.

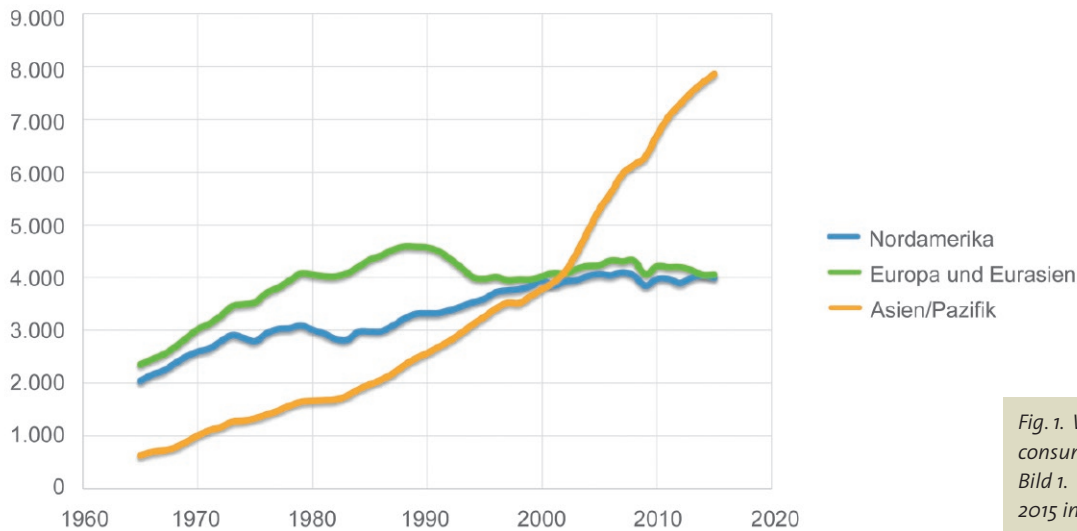


Fig. 1. World primary energy consumption 1965 to 2015 in mt.
Bild 1. Weltprimärverbrauch 1965 bis 2015 in Mio. t.

2 World coal production

World coal production declined by 3.8% in 2016 to a figure of 6.7 bn t. Figure 2 shows how coal production has developed worldwide in the last few decades. What we are seeing in this sector is more of a “high plateau” than a case of “peak coal”. The International Energy Agency (IEA) shares this assessment in its Medium-Term Coal Market Report 2016.

Developments in China (-185 mt) and the USA (-147 mt) significantly affected the marked downturn for the year under review. Without the decline in output from these two countries the global production figure would not have fallen by 268 mt but would in fact have risen by 64 mt. World coal production trends are therefore very much determined by the situation in the two major producer countries.

It would take more than just a few words to describe the situation currently applying in the USA. For one thing, the United States can be described as marginal suppliers to the world coal market, that is to say the production costs are relatively high and profitability is a borderline issue for many providers. The competition coming from American shale gas is another factor to consider. And finally, the Obama administration waged a veritable “war on coal”. The US environment policy, as embodied in the Clean Power Act and the Mercury and Air Toxics Standards of the US

2 Weltsteinkohlenförderung

Die Weltsteinkohlenförderung ging im Jahr 2016 um 3,8% auf 6,7 Mrd. t zurück. Bild 2 stellt die Entwicklung der letzten Jahre dar. Es handelt sich dabei eher um ein „Hochplateau“ als um „peak coal“. Die Internationale Energieagentur (IEA) teilt diese Einschätzung in ihrem Medium-Term Coal Market Report 2016.

Maßgeblich für den deutlichen Rückgang im Berichtsjahr war die Entwicklung in China (-185 Mio. t) und den USA (-147 Mio. t). Ohne den Rückgang in diesen beiden Ländern wäre die Weltsteinkohlenförderung nicht um 268 Mio. t gesunken, sondern um 64 Mio. t angestiegen. Die Entwicklung der globalen Steinkohlenförderung wird somit maßgeblich durch die Situation in zwei großen Produzentenländern beeinflusst.

Die Situation in den USA ist nicht mit wenigen Worten zu beschreiben. Zum einen sind die USA Grenzanbieter am Weltmarkt für Steinkohle, d.h. die Förderkosten sind vergleichsweise hoch und die Wirtschaftlichkeit vieler Anbieter liegt im Grenzbereich. Hinzu kommt die Konkurrenz durch amerikanisches Schiefergas. Und schließlich führte die Obama-Administration einen regelrechten „War on Coal“. So führte die amerikanische Umweltpolitik etwa durch den Clean Power Act oder die Mercury and Air Toxics Standards der US Environmental Protection Agency dazu, dass ältere Steinkohlenkraftwerke stillgelegt wurden. Dieser Effekt ist irreversibel.

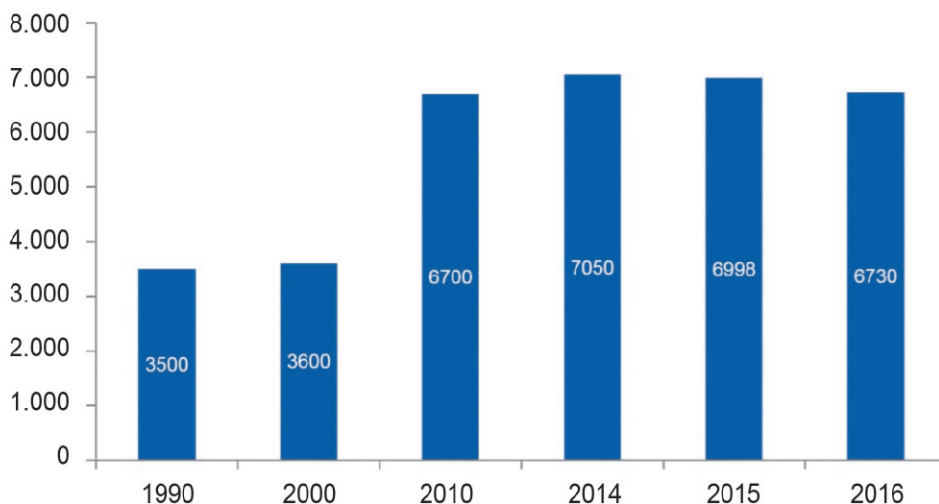


Fig. 2. World coal production.
Bild 2. Weltsteinkohlenförderung.

Environmental Protection Agency, resulted in the closure of the older coal-fired power stations. This impact is irreversible.

The main question that remains is whether and to what extent the American election results can lead to an improvement in the coal situation. President Trump has already made concessions to the US coal industry in some areas. The "war on coal" is over, but the consequences of this war remain.

The situation in China can also be described as complex. Some years ago the Central Government in Beijing and the National Planning Authorities (NDRC) took steps to reduce the use of lower-grade coal and improve air quality. However, this policy only applied as long as there were no supply shortfalls. Last year the authorities again stepped up their efforts by using occupational health and safety legislation to close inefficient and unsafe mines and by reducing working hours to cut coal supplies in such a way that a satisfactory pricing level would once again be established for the Chinese mining sector. However, these measures initially led to massive shortages that also served to drag world market prices upwards. This in turn resulted in another round of interventions, whose aim was to hold prices on the domestic market within a fluctuation margin of 535 RMB (5,500 kcal, 74 US\$).

As already mentioned, global coal production would not have declined without the events that took place in these two countries. For example, coal output increased in Colombia (5.8%), Russia (2.9%), Australia (2.9%), India (2.1%) and Indonesia (1.2%).

Australia, Russia and Colombia are the mainstays of the world coal trade. The increasing production recorded in these countries also shows that a rising demand for coal still exists in some parts of the world. While India is able to meet its own demand to a large degree, the fact that it also has to import a considerable tonnage via the international marketplace indicates that a number of ASEAN countries continue to stimulate demand on the world coal market as they seek to supply their newly constructed coal-fired power stations.

Monthly data for 2017 now show that the production downturn in the USA and China has come to an end. From January to September 2017 US coal production was 14% up on the equivalent figure for the year before. Output in China also increased by 5.7% over the same period last year, while in 2016 production actually fell by 10.5%. This certainly endorses the VDKi assessment that "peak coal" is still a long way off.

3 World coal market

The main seaborne trading routes are shown in Figure 3. The 1,115 mt of solid fuel traded by sea in 2016 included 858 mt of steam coal and 257 mt of coking coal.

In the seaborne trade sector coking coal exports fell by 5.2%, or 14 mt. The steam coal market also shrank by 6 mt, this representing a marginal fall of just 0.7%. It was not therefore the impact of a global energy transition that led to a 1.8% decline in the world coal market in 2016 but rather the downturn in demand for coking coal.

The largest individual importing nations are without exception to be found in the south-east Asian region, which accounts for 74% of the seaborne coal trade. Japan heads the field with 189 mt, followed by the EU-28 group of countries with 149 mt, just ahead of South Korea (128 mt). Of the EU countries Germany, the

Die große Frage bleibt, ob und inwiefern sich durch den Wahlausgang in den USA eine Verbesserung der Situation der Steinkohle ergeben kann. An einigen Stellen ist Präsident Trump dem amerikanischen Steinkohlenbergbau schon entgegengekommen. Der „Krieg gegen die Kohle“ ist beendet. Geblieben sind aber die „Kriegsfolgen“.

Auch die Situation in China ist komplex. Schon seit Jahren versuchen die Zentralregierung in Peking und die nationale Planungsbehörde (NDRC), den Einsatz schlechterer Kohlequalitäten zu verringern und die Luftqualität zu verbessern. Dies gilt aber nur so lange, wie keine Versorgungsengpässe entstehen. Im vergangenen Jahr verschärften die Behörden zudem ihre Bemühungen, durch die Arbeitsschutzgesetzgebung ineffiziente und unsichere Betriebe stillzulegen und durch Verringerung der Arbeitszeit das Angebot so zu verknappen, dass sich für den chinesischen Bergbau wieder ein auskömmliches Preisniveau einstellt. Das Resultat war aber dann zunächst eine massive Verknappung, die auch den Preis am Weltmarkt nach oben zog. Dies führte zu erneuten Interventionen mit dem Ziel, den Preis am inländischen Markt in einer Bandbreite von 535 RMB (5.500 kcal, 74 US-\$) zu halten.

Wie eingangs erwähnt, wäre die globale Steinkohlenförderung ohne die Entwicklung in diesen beiden Ländern nicht rückläufig. Gestiegen ist die Steinkohlenförderung u. a. in Kolumbien (5,8%), in Russland (2,9%), in Australien (2,9%), in Indien (2,1%) und in Indonesien (1,2%).

Australien, Russland und Kolumbien sind wesentliche Säulen des Weltkohlehandels. Der Produktionsanstieg dieser Länder zeigt also, dass es noch Staaten mit wachsendem Kohlebedarf gibt. Während Indien einen erheblichen Teil seiner Nachfrage selbst deckt, aber auch erhebliche Mengen über den Weltkohlemarkt importiert, gibt es eine ganze Reihe von ASEAN-Staaten, die zur Versorgung neugebauter Steinkohlenkraftwerke eine entsprechende Nachfrage am Weltkohlemarkt auslösen.

Monatsdaten des Jahres 2017 zufolge ist der Produktionsrückgang in den USA und in China schon wieder gestoppt. Die Steinkohlenförderung in den USA stieg im Zeitraum Januar bis September 2017 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 14%. In China stieg die Förderung im gleichen Zeitraum gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 5,7%, während im Vorjahr die Förderung noch um 10,5% zurückging. Dies bestätigt eindrucksvoll die Einschätzung des VDKi, dass „peak coal“ noch längst nicht erreicht wurde.

3 Steinkohlenweltmarkt

Bild 3 zeigt die Haupthandelsströme im Seeverkehr. Vom seewärtigen Handel in Höhe von 1.115 Mio. t sind 858 Mio. t Kesselkohle und 257 Mio. t Koks Kohle.

Beim seewärtigen Handel war ein Rückgang der Koks Kohlenexporte um 14 Mio. t oder 5,2% zu verzeichnen. Auch der Kraftwerkskohlenmarkt schrumpfte – mit 6 Mio. t oder 0,7% allerdings nur marginal. Es war also keine globale Energiewende, sondern die rückläufige Nachfrage nach Koks Kohle, die im Jahr 2016 zu einem Rückgang des Weltsteinkohlemarkts um 1,8% führte.

Die größten Importnationen sind ausnahmslos im südostasiatischen Raum zu finden. Auf diese Region entfallen 74% des Steinkohlenseeverkehrs. An der Spitze liegt Japan mit 189 Mio. t.

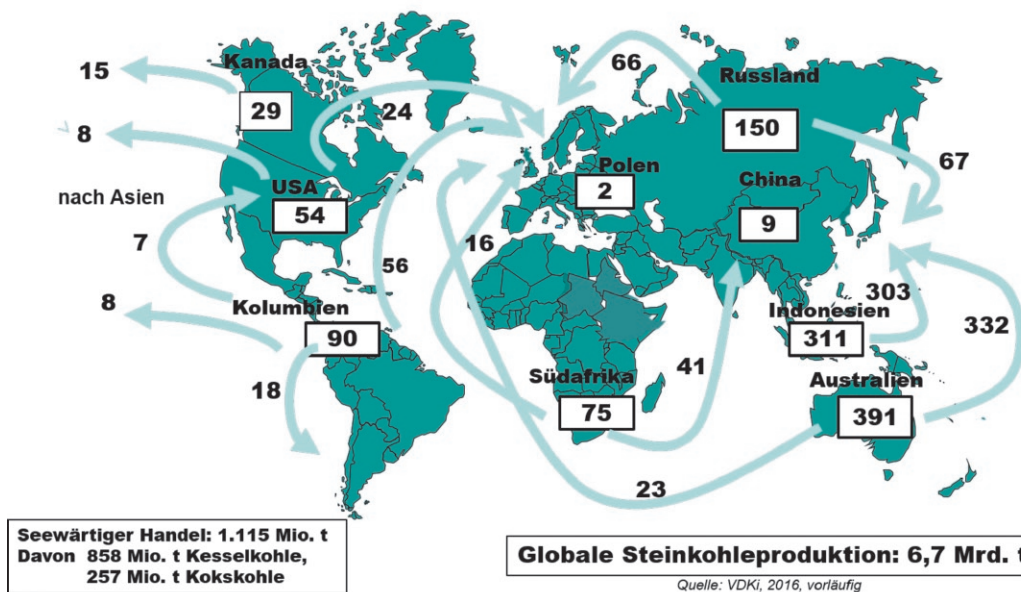


Fig. 3. Main seaborne trading routes of coal in 2016 in mt. Bild 3. Haupthandelsströme im Seeverkehr mit Steinkohlen 2016 in Mio. t.

largest of the 28 member states and also the biggest industrial producer, also imports the most coal.

The demand for steam coal in the Pacific market is dominated by China, India and some of the ASEAN states. While demand from Japan, South Korea and India was down in 2016, imports to China increased from 108 to 124 mt, this tonnage mainly being used to compensate for production cutbacks caused by working-time restrictions.

Australia successfully defended its position as the largest coal exporter in 2016 with shipments totalling 391 mt, keeping Indonesia in second place at 311 mt.

4 Steam coal prices

The fall in steam coal prices continued into 2016, though this decline then came to an end early in the year. As demand stabilised the market shakeout that had taken place in the interim began to make an impact. The overcapacity of the US, Australian and Indonesian producers was trimmed down to some degree. As Figure 4 shows, since early 2015 Chinese price levels fob have in part been

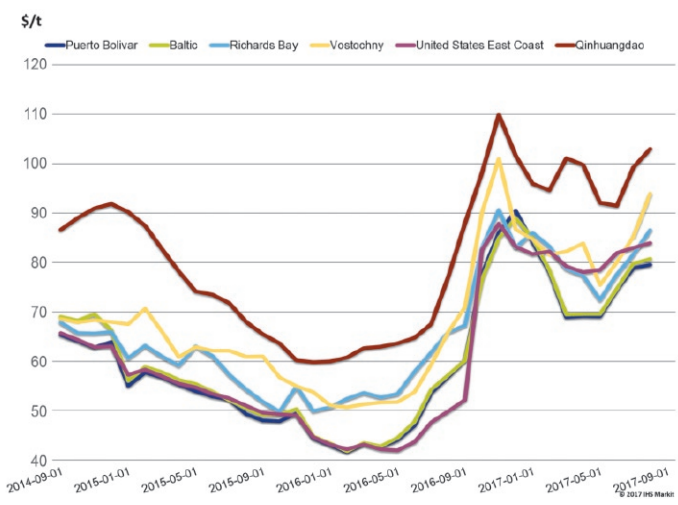


Fig. 4. Trends in the fob price of steam coal (6,000 kcal) in US\$/t. Bild 4. Entwicklung der fob-Preise für Kesselkohle (6.000 kcal) in US-\$/t.

Die EU-28 folgt mit 149 Mio. t leicht vor Südkorea (128 Mio. t). Innerhalb der EU führt Deutschland als größter Mitgliedstaat und größtes Industrieland am meisten Kohle ein.

Die Nachfrage nach Kesselkohle im pazifischen Markt wird vor allem durch China, Indien und einige ASEAN-Staaten dominiert. Während im Jahr 2016 die Nachfrage von Japan, Südkorea und Indien zurückging, stiegen die Einfuhren Chinas von 108 auf 124 Mio. t, insbesondere zum Ausgleich der Produktionskürzungen als Folge der Arbeitszeitbeschränkungen.

Australien hat die Position des größten Kohleexporteurs im Jahr 2016 mit 391 Mio. t gegenüber Indonesien (311 Mio. t) verteidigt.

4 Kraftwerkskohlenpreise

Der Verfall der Kraftwerkskohlenpreise setzte sich zu Beginn des Jahres 2016 zunächst fort. Im Frühjahr 2016 fand der Rückgang jedoch ein Ende. Die zwischenzeitlich erfolgte Marktbereinigung zeigte bei stabilisierter Nachfrage Wirkung. Die Überkapazitäten US-amerikanischer, australischer und indonesischer Produzenten wurden zum Teil abgebaut. Wie Bild 4 zeigt, liegt das chinesische Preisniveau seit Anfang 2015 fob teils deutlich höher als in anderen Regionen. Bereits seit Dezember 2015 zogen dort die Preise von 59,84 US-\$/t auf 109,89 US-\$/t im November 2016 an. Im August 2017 lag der Preis bei 102,95 US-\$/t. Die Marktregulierung in China hat diese Entwicklung maßgeblich unterstützt.

Der Preis fob russischer Ostseeküste (Baltic) erhöhte sich von 41,80 US-\$/t im Februar 2016 auf 80,71 US-\$/t im August 2017. Im gleichen Zeitraum stieg der Preis kolumbianischer Kohle (Puerto Bolivar, fob) von 41,64 US-\$/t auf 79,56 US-\$/t. Die Preise für Koks-kohle hatten eine ähnliche Tendenz (Bild 5).

Ende 2015 fand auch die Talfahrt der Koks-kohlenpreise ein Ende. Seit September 2015 stieg der Preis für australische prime hard coking coal von 76,75 US-\$/t auf einen Höchstwert von 294,69 US-\$/t im November 2016. Bis August 2017 ging der Preis auf 193,73 US-\$/t zurück. Ursächlich hierfür sind die Situation in China ebenso wie temporäre Störungen in Australien durch den Zyklon „Debbu“.

significantly higher than in other regions of the world, increasing from 59.84 US\$/t in December 2015 to a figure of 109.89 US\$/t in November 2016. In August 2017 the price stood at 102.95 US\$/t. Market regulation in China has largely helped to maintain this trend.

The price fob Russian Baltic coast rose from 41.80 US\$/t in February 2016 to 80.71 US\$/t in August 2017. During the same period the price of Colombian coal (Puerto Bolivar, fob) increased from 41.64 US\$/t to 79.56 US\$/t. Coking coal prices exhibited a similar trend (Figure 5).

The downward trend in coking coal prices also came to an end in late 2015. The price of Australian prime hard coking coal rose from 76.75 US\$/t in September 2015 to a record high of 294.69 US\$/t in November 2016. By August 2017 this had fallen back to 193.73 US\$/t. This was all caused by the situation in China and by the temporary disruptions in Australia in the wake of cyclone Debby.

5 Outlook 2017

Real global gross domestic product grew by 3% in 2016. The OECD's Interim Economic Outlook of March 2017 expects the growth trend to reach 3.6% by 2018. The general conditions for energy demand therefore remain stable.

According to the Medium-Term Coal Market Report 2016 published by the International Energy Agency (IEA) total coal demand is set to grow by a further 0.6%/a up to 2021. Between 2015 and 2021 India, with an additional 187 mtce, will be making the largest contribution in absolute terms to the growing global demand for coal (an average of 5%). Relatively speaking, demand in the south-east Asian countries (ASEAN) will increase the most at an average of 7.2% (+ 85 mtce). The large absolute growth expected in India is closely related to the fact that by 2021 that country will also have developed into the world's second-largest producer of iron and steel. India will then take over from Japan as the second-largest consumer of metallurgical coal. Coal production in India is expected to increase at an average rate of 5.8%.

Figure 6 clearly shows how coal consumption in the eastern and western parts of the globe has diverged over a medium-term period. The IEA speaks in this context of a "two-track coal world".

The IEA considers that the international seaborne trade will continue to relocate increasingly towards the Pacific region. In

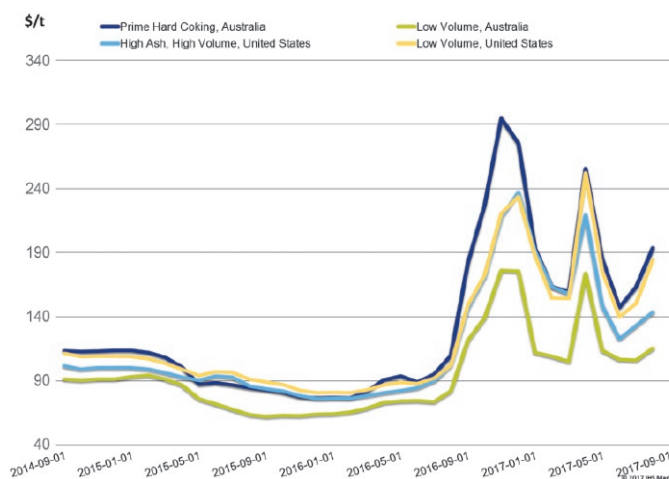


Fig. 5. Development of fob prices for coking coal in US\$/t.
Bild 5. Entwicklung der fob-Preise für Kokssteine in US-\$/t.

5 Ausblick 2017

Das reale Welt-Bruttoinlandsprodukt ist im Jahr 2016 um 3% gewachsen. Die OECD erwartet in ihrem Interim Outlook vom März 2017, dass das Wachstum bis zum Jahr 2018 auf 3,6% zunehmen wird. Die Rahmenbedingungen für die Energienachfrage sind also stabil.

Die gesamte Kohlenachfrage wird laut Medium-Term Coal Market Report 2016 der Internationalen Energieagentur (IEA) bis zum Jahr 2021 weiter um 0,6%/a wachsen. Indien steuert im Zeitraum 2015 bis 2021 mit +187 Mio. t SKE den absolut größten Wachstumsbeitrag zur globalen Kohlenachfrage bei (im Durchschnitt 5%). Relativ gesehen wächst die Nachfrage in den südostasiatischen Ländern (ASEAN) mit durchschnittlich 7,2% am stärksten (+ 85 Mio. t SKE). Der große absolute Zuwachs Indiens hängt eng damit zusammen, dass sich das Land bis zum Jahr 2021 auch zum zweitgrößten Stahl- und Roheisenerzeuger entwickeln wird. Indien wird deshalb von Japan die Position des zweitgrößten Verbrauchers metallurgischer Kohle übernehmen. Es wird erwartet, dass die Kohleförderung in Indien mit durchschnittlich 5,8% wachsen wird.

Bild 6 zeigt die Divergenz des Weltkohleverbrauchs zwischen östlichem und westlichem Teil des Globus auch für die mittlere

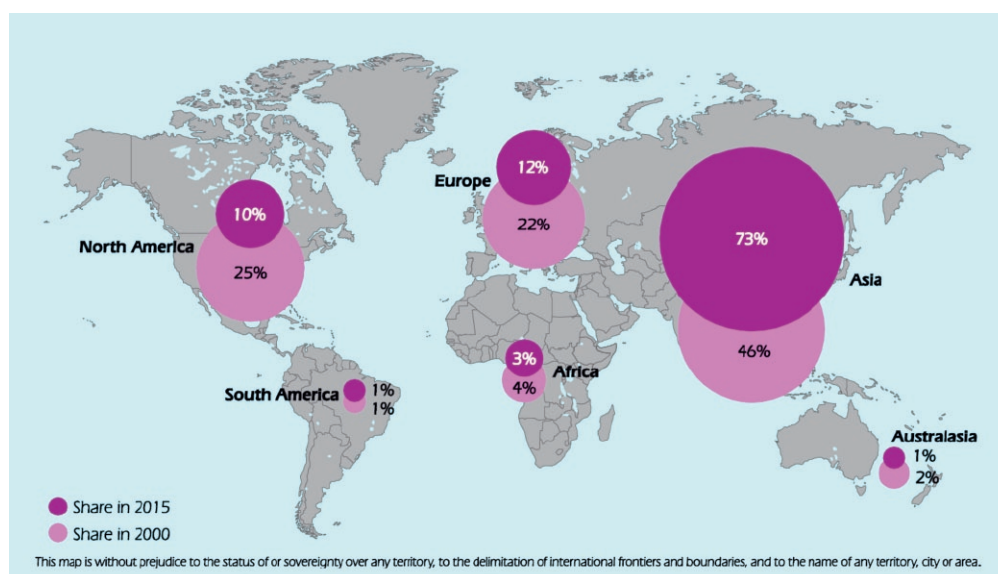


Fig. 6. Breakdown of coal consumption by continent for the years 2000 and 2015.
Bild 6. Anteil am Weltkohleverbrauch nach Kontinenten in den Jahren 2000 und 2015.

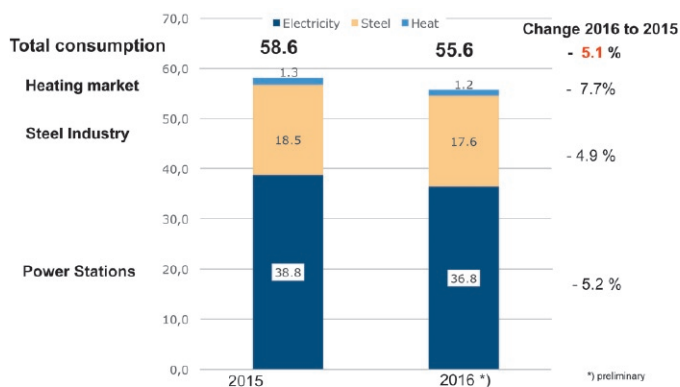


Fig. 7. Hard coal-based primary energy consumption in Germany.
Bild 7. Primärenergieverbrauch an Steinkohle in Deutschland.
Source/Quelle: GVSt / AGEB 12/2016

quantitative terms this shift will be felt most significantly by coal producers in South Africa. In 2004 Europe was still the main purchaser of South African coal, at over 50 mt. Back then India's share was fairly negligible, but this was to grow year on year. Now India is the main customer for South African coal and other countries from the Asian-Pacific area have also come into the frame.

While the drop in Chinese imports, as predicted by the IEA, is still a matter of great uncertainty and will be very much influenced by political decision making, India's import levels will mainly depend on the extent to which that country is able to increase its own coal production at a continuous rate. The IEA calculates that imports will grow by 3%/a up to 2021.

The smaller Asiatic nations like Vietnam, the Philippines, Malaysia and Pakistan are set to play their part in the stabilisation of the international seaborne trade. These countries are expected to generate a total of 25 GW of additional coal-fired electricity by 2021.

6 The German hard coal market

According to the Working Group on Energy Balances (AGEB) hard coal-based primary energy consumption in Germany fell by 5.1% to a figure of 55.6 mtce in 2016 (Figure 7). Of this, 36.8 mtce was accounted for by the electricity sector, 17.6 mtce by the steel industry and 1.2 mtce by the heat market.

In 2016 indigenous coal's contribution to total coal availability fell from 6.4 mtce to 3.9 mtce. The planned rundown of the domestic coal industry will continue on schedule until the final closure at the end of 2018 (1). According to the AGEB imported coal's share of total coal usage fell by 5.7% to a figure of 48.4 mtce. Coal imports accounted for 93% of the German market in 2016 and played a key role in ensuring reliable, high quality supplies.

Differences between the figures given by the AGEB and the VDKi can occasionally result in misunderstandings. Here it should be noted that the AGEB calculates consumption and availability in "coal equivalent" (ce). The VDKi, on the other hand, publishes its import figures in t=t. Mismatches are not only caused by the different units used but also as a result of discrepancies due to changes in stock levels.

In 2016 coal imports (calculated in t=t) stood at 55.2 mt (Figure 8), some 4% below the previous year's figure. 74% of this im-

Sicht deutlich auf. Die IEA spricht in diesem Kontext von einer „two-track coal world“.

Aus Sicht der IEA wird sich beim Überseehandel die Verschiebung in den pazifischen Raum fortsetzen. Quantitativ bedeutsam ist diese Verschiebung vor allem für das Förderland Südafrika. Im Jahr 2004 war Europa mit über 50 Mio. t noch der Hauptabnehmer. Indiens Anteil war zu dieser Zeit vernachlässigbar, begann aber stetig zu wachsen. Heute ist Indien Hauptabnehmer südafrikanischer Kohle, und weitere Länder aus dem asiatisch-pazifischen Raum sind hinzugekommen.

Während der von der IEA erwartete Rückgang der chinesischen Importe mit großer Unsicherheit behaftet und von politischen Entscheidungen geprägt ist, hängen die Importe Indiens vor allem davon ab, inwieweit dieses Land in der Lage ist, seine eigene Förderung kontinuierlich zu erhöhen. Die IEA rechnet bis zum Jahr 2021 mit einem Wachstum der Importe von 3%/a.

Es sind die kleineren asiatischen Länder wie Vietnam, die Philippinen, Malaysia und Pakistan, die zu einer Stabilisierung des Überseehandels beitragen werden. In diesen Ländern wird bis zum Jahr 2021 mit einer zusätzlichen steinkohlengefeuerten Stromerzeugung von insgesamt 25 GW gerechnet.

6 Steinkohlenmarkt Deutschland

Der Primärenergieverbrauch an Steinkohle verringerte sich gemäß Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) um 5,1% auf 55,6 Mio. t SKE im Jahr 2016 (Bild 7). Davon gingen 36,8 Mio. t SKE an die Elektrizitätswirtschaft, 17,6 Mio. t SKE an die Stahlindustrie und 1,2 Mio. t SKE in den Wärmemarkt.

Der Anteil der inländischen Produktion am Kohleaufkommen ging von 6,4 Mio. t SKE auf 3,9 Mio. t SKE im Jahr 2016 zurück. Der planmäßige Auslaufprozess geht geordnet bis Ende 2018 weiter (1). Der Beitrag der Importmengen am Kohleaufkommen ging der AGEB zufolge um 5,7% auf 48,4 Mio. t SKE zurück. Die Importmengen trugen damit im Jahr 2016 mit 93% zu einer sicheren und qualitativ hochwertigen Versorgung des deutschen Markts bei.

Zu Missverständnissen führen zuweilen die Unterschiede zwischen den Zahlen der AGEB und des VDKi. Hier ist zu beachten, dass die AGEB den Verbrauch bzw. das Aufkommen in SKE ermittelt. Der VDKi publiziert dagegen die Importe in t=t. Zu den

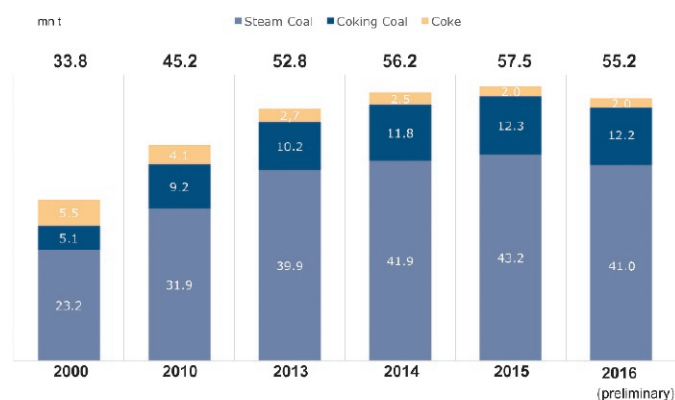


Fig. 8. German hard coal imports.
Bild 8. Deutsche Steinkohleneinfuhren.

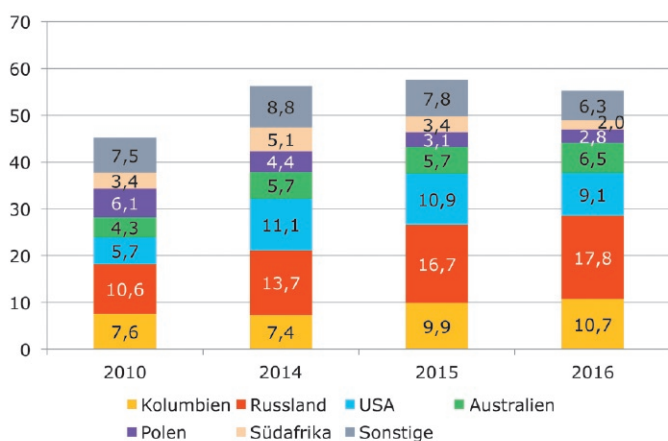


Fig. 9. German coal imports by source country.
Bild 9. Provenienzen der deutschen Steinkohleeinfuhren.

ported tonnage comprised steam coal grades, 22% coking coal and 3.8% coke.

The origins of the coal imports are shown in Figure 9. Russia is in first place with 17.8 mt or 32%. Russian coal exports to Germany increased by 1.1 mt on the previous year. Colombia increased its supply from 9.9 mt (2015) to 10.7 mt, accounting for 19% of this market. Then comes the USA with a 16% share. Australia's contribution rose from 5.7 mt to 6.5 mt, this representing 12% of the total market. Poland also accounted for 4.5% of total imports, though supplies from that particular source have declined continuously in recent years.

Russia continues to consolidate its position as the largest supplier of steam coal and now accounts for 40% of the market, as compared with 34% in 2015. Then comes Colombia with 26%, well ahead of the USA (16%). They are followed by South Africa and Poland, each with a 4% market share.

The main supplier of coking coal was Australia at 6.1 mt, or 50% of the market. It was followed by the USA with 2.7 mt (23% of the market), Canada with 1.5 mt (12%) and Russia with 1.3 mt (about 11% of the market). Deliveries from the USA were down by 14% as a result of the competitive situation referred-to earlier.

7 VDKi mission statement on Corporate Social Responsibility

In 2015 the VDKi approved a mission statement on Corporate Social Responsibility (CSR). Of special note here is that the VDKi now expects its members to subscribe to the basic values of the UN Global Compact as they apply in the following four areas:

- human rights;
- working standards;
- environment protection; and
- ethical business standards.

It is for the member companies themselves to decide how they take up this mission statement. Some are members of the Better Coal initiative. Others do their best to ensure that these principles are adhered to on the ground and a number of companies do both.

Unfortunately, media reports on these issues are often based on allegations made by human rights organisations located in Europe. It is generally much more useful to talk to local stake-

holders in different units as differences in reporting units and deviations due to changes in stockpiles.

The imports in t=t were in the year 2016 at 55.2 Mio. t (Bild 8) and thus 4% below the previous year's value. Of the imports were 74% steam coal, 22% coking coal and 3.8% coke.

Bild 9 shows the provenience of the import quantities. In first place lies Russia with 17.8 Mio. t or 32%. Russia's exports to Germany increased by 1.1 Mio. t compared to the previous year. Colombia increased its supply from 9.9 Mio. t (2015) to 10.7 Mio. t and so contributed 19% to the market supply. It follows the USA with 16.0% market share. The contribution from Australia increased from 5.7 Mio. t to 6.5 Mio. t, which corresponds to 12% of the total market, while the share of Poland, which contributed 4.5% to the supply of the German market, has declined continuously in recent years.

Russia builds its position as the largest supplier for power generation coal with 40% in 2016 against 34% in the previous year. Colombia is now clearly ahead of the USA (16%). It follows South Africa and Poland with 4% each.

In the case of coking coal the most important suppliers were Australia with 6.1 Mio. t or 50% market share, the USA with 2.7 Mio. t or 23% market share, Canada with 1.5 Mio. t or 12% market share and Russia with 1.3 Mio. t or rd. 11% market share. The deliveries from the USA were down by 14% as a result of the competitive situation referred-to earlier.

7 Grundsatzerklärung des VDKi zur Corporate Social Responsibility

In 2015 the VDKi approved a mission statement on Corporate Social Responsibility (CSR). It should be noted that the VDKi expects its members to subscribe to the basic values of the UN Global Compact as they apply in the following four areas:

- Menschenrechte,
- Arbeitsnormen,
- Umweltschutz und
- ethische Geschäftsstandards.

The member companies decide how they take up this mission statement. Some are members of Better Coal. Others take responsibility for ensuring that these principles are adhered to on the ground and many companies do both.

Unfortunately, media reports on these issues are often based on allegations made by human rights organisations with their offices in Europe. It is generally much more useful to talk to local stakeholders in different units as differences in reporting units and deviations due to changes in stockpiles. The imports in t=t were in the year 2016 at 55.2 Mio. t (Bild 8) and thus 4% below the previous year's value. Of the imports were 74% steam coal, 22% coking coal and 3.8% coke. Bild 9 shows the provenience of the import quantities. In first place lies Russia with 17.8 Mio. t or 32%. Russia's exports to Germany increased by 1.1 Mio. t compared to the previous year. Colombia increased its supply from 9.9 Mio. t (2015) to 10.7 Mio. t and so contributed 19% to the market supply. It follows the USA with 16.0% market share. The contribution from Australia increased from 5.7 Mio. t to 6.5 Mio. t, which corresponds to 12% of the total market, while the share of Poland, which contributed 4.5% to the supply of the German market, has declined continuously in recent years. Russia builds its position as the largest supplier for power generation coal with 40% in 2016 against 34% in the previous year. Colombia is now clearly ahead of the USA (16%). It follows South Africa and Poland with 4% each. In the case of coking coal the most important suppliers were Australia with 6.1 Mio. t or 50% market share, the USA with 2.7 Mio. t or 23% market share, Canada with 1.5 Mio. t or 12% market share and Russia with 1.3 Mio. t or rd. 11% market share. The deliveries from the USA were down by 14% as a result of the competitive situation referred-to earlier.

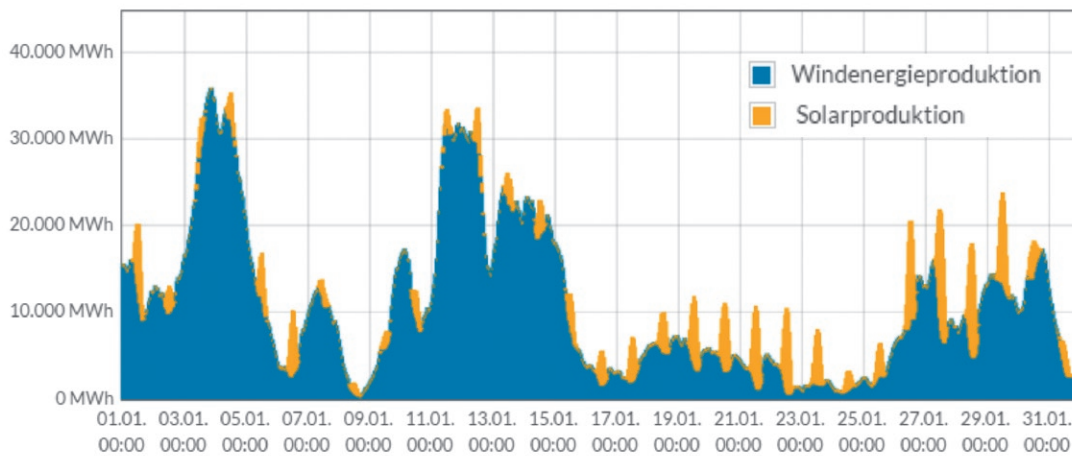


Fig. 10. Electricity generated by photovoltaic and wind power systems, January 2017.

Bild 10. Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind im Januar 2017.

holders and to human rights organisations that are based in the countries concerned. Colombia is quite frequently the subject of negative reporting. Little recognition is given to the fact that the country has instigated a peace process – the President even having been awarded the Nobel Peace Prize for his efforts – and is on its way to overcoming the consequences of the civil war. The VDKi is calling for support to be given to this peace process. Economic stability has a crucial role to play here. The Colombian coal industry is an important economic factor and is a major source of employment. The mining companies are also significant taxpayers and are responsible for funding education and infrastructure projects at their own expense.

8 Prospects

The VDKi expects the volume of coal imports to decline in 2017. External trade statistics show that for the period January to July 2017 imports fell by 2.7 mt, or 8.1%, as against the previous year's period. While the steel industry is likely to see a continuation of the recent positive trend, steam coal imports were 2.9 mt (12.3%) lower than the year before.

Coal-fired power generation fell by 21.7% in the month of August, while for the year to date output from this sector was 11.7% down on the corresponding period in 2016. As a result of subsidies available under the new CHP/ Cogeneration Act gas-based electricity generation increased significantly (15.6%) over the course of the year. Onshore wind power also recorded a similar increase (14.3%), while the offshore wind sector registered a major upturn in output (43.5%). Lignite too reported a growth of 3.0% for the year to date, this rising to an impressive 7.6% in August. In absolute terms the August gain of 0.88 TWh more than made up for the downturn in the hard coal sector (-0.61 TWh).

In overall terms the VDKi expects the level of imports to fall by more than 4 mt.

9 Shifting parameters of the energy transition

In January 2017 wind energy production was at a very low level and output from photovoltaics was scarcely discernible on a number of occasions (Figure 10). There were in fact several days in January of this year when renewable energies contributed practically nothing to gross electricity production. Coal-fired power stations will there-

8 Ausblick

Für das Jahr 2017 erwartet der VDKi sinkende Steinkohlenimporte. Für den Zeitraum Januar bis Juli 2017 sind die Einfuhren gemäß Außenhandelsstatistik um 2,7 Mio. t bzw. 8,1% gegenüber dem Vorjahrszeitraum zurückgegangen. Während für die Stahlindustrie mit einer Fortsetzung des positiven Trends gerechnet werden kann, betrug der Rückgang bei den Kesselkohlen 2,9 Mio. t bzw. 12,3%.

Die Stromerzeugung aus Steinkohle ging im August um 21,7% zurück, im laufenden Jahr gegenüber dem Vorjahrszeitraum um 11,7%. Aufgrund der Subventionen durch das neue KWK-Gesetz legte im laufenden Jahr die Stromerzeugung aus Erdgas stark zu (15,6%). Etwa gleich stark zugenommen hat Wind onshore (14,3%), sehr stark Wind offshore (43,5%). Auch die Braunkohle verbuchte mit 3,0% im laufenden Jahr einen Zuwachs, im August mit 7,6% sogar deutlich mehr. Absolut betrachtet war der Zuwachs im August mit 0,88 TWh größer als der Rückgang bei der Steinkohle (-0,61 TWh).

Insgesamt rechnet der VDKi mit einem Rückgang der Einfuhren um mehr als 4 Mio. t.

9 Veränderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende

Im Januar 2017 war die Windenergieproduktion sehr niedrig und die der Photovoltaik an manchen Tagen kaum wahrnehmbar (Bild 10). Es gab mehrere Tage im Januar dieses Jahres, an denen die erneuerbaren Energieträger fast nichts zur Bruttostromerzeugung beitrugen. Solange es keine Großspeicher gibt, die eine Dunkelflaute von zwei bis drei Wochen abpuffern können, werden Steinkohlenkraftwerke auch weiterhin benötigt. Das folgende Zahlenbeispiel soll die Dimension des Problems verdeutlichen. Im Januar 2017 betrug die Leistungslücke zwischen Netzlast und Leistung der erneuerbaren Energieträger 67 GW. Das Pumpspeicherkraftwerk (PSW) Goldisthal verfügt über eine Leistung von 1.060 MW, die Wassermenge reicht für acht Stunden Turbinenvolllastbetrieb. Daraus ergibt sich folgende Rechnung: 63 PSW könnten im Turbinenvolllastbetrieb für acht Stunden die Jahreshöchstlast absichern. Für einen Tag würden 190 PSW benötigt, der Speicherbedarf für zwei Wochen Dunkelflaute beträgt 2.655 PSW. Bei historischen Baukosten von 623 Mio. € für das PSW Goldisthal ergibt sich ein Investitionsbedarf von 1.654 Mrd. € für 2.655 PSW.

fore continue to be required for as long as we do not have access to a large-capacity storage system that can cushion the impact of two or three weeks of “dark doldrums”. The following numerical example should explain the scale of the problem. In January 2017 the performance gap between the grid load and the output from renewable-energy systems was 67 GW. The Goldisthal pumped-storage power plant (PSP) has a power output of 1,060 MW and can draw on enough water for eight hours of full-load turbine operation. This provides us with the following calculation: 63 PSPs operating at full turbine load could meet annual peak demand for eight hours. 190 PSPs would be needed for just one day, while the storage requirement for two weeks of dark doldrums would amount to 2,655 PSPs. With the original construction cost of the Goldisthal plant amounting to 623 m €, the price of building 2,655 PSPs would therefore come in at something like 1,654 bn €.

Of course it is completely absurd to imagine that the Germany of today could build 2,655 PSPs, especially when just one new-build of this kind constitutes an insurmountable obstacle. Yet this is the magnitude of the storage capacity that would have to be made available by other means if the current fleet of conventional power stations were no longer available.

Following the closure of a number of coal-fired power stations in 2016 the 9th July 2017 edition of the Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ) ran the headline “power grid on the verge of collapse”. In the words of Klaus Kleinekorte, the Technical Director of transmission system operators Amprion, “just a few drops less and we would have been overrun – in other words blackout”.

Natürlich ist es völlig illusorisch, sich vorzustellen, in Deutschland könnten heute 2.655 PSW realisiert werden, wo schon ein einziges Neubauprojekt eine unüberwindbare Hürde darstellt. Aber dies ist die Größenordnung der Speicherleistung, die auf andere Weise bereitgestellt werden müsste, wenn der derzeit noch vorhandene konventionelle Kraftwerkspark nicht mehr verfügbar wäre.

Da es im vergangenen Jahr zur Stilllegung mehrerer Steinkohlekraftwerke kam, war der Frankfurter Allgemeinen Zeitung (FAZ) vom 9. Juni 2017 zufolge das „Stromnetz kurz vor dem Zusammenbruch“. Nach Angaben des Technischen Geschäftsführers des Netzbetreibers Amprion, Klaus Kleinekorte, „haben nur wenige Tropfen gefehlt, und es wäre zum Überlaufen gekommen, das heißt Blackout“.

10 Klimaschutz

Das Bundeskabinett verabschiedete am 14. November 2016 den Klimaschutzplan 2050. Herausgekommen ist ein einseitiges, auf den ökologischen Aspekt der Nachhaltigkeit fokussiertes Konzept mit hohem Konfliktpotential. Nachdem einige besonders kritische Textpassagen eliminiert worden waren, wurden in einer Tabelle erstmals Sektorenziele definiert – was im Ergebnis noch schlimmer ist. Gefordert wird dort für das Jahr 2030 eine Verminderung der CO₂-äquivalenten Emissionen um insgesamt 55 bis 56 % gegenüber dem Jahr 1990. Für die Energiewirtschaft findet man dort ein noch schärferes Ziel. Hier sollen die Emissionen um 61 bis 62 % vermindert werden. Unterdurchschnittliche Sektorenziele wurden dagegen für Verkehr und Landwirtschaft

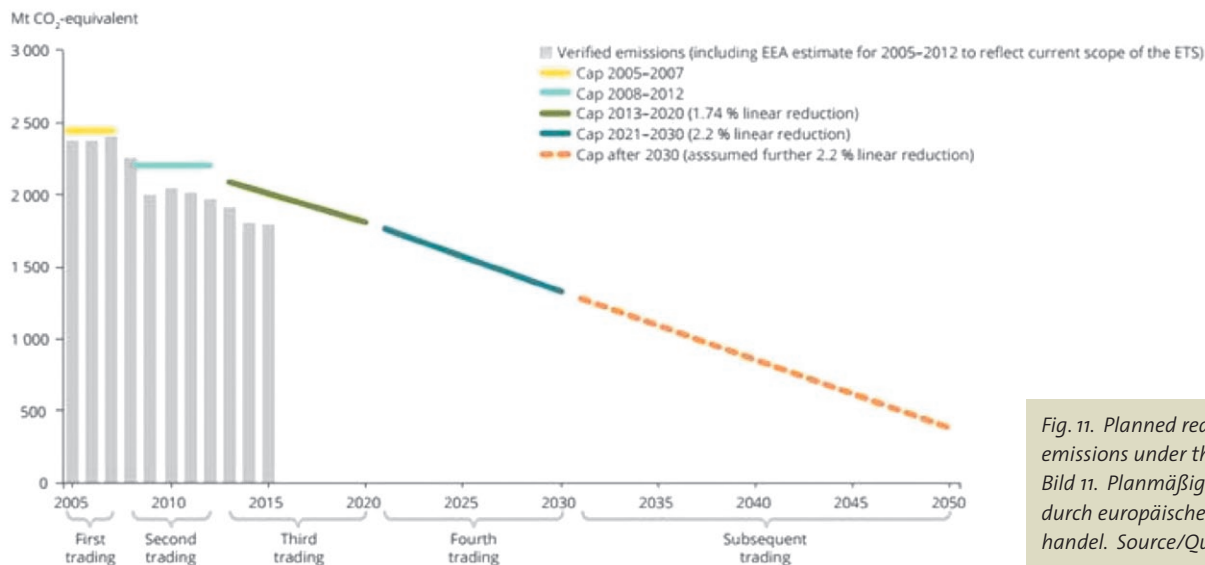


Fig. 11. Planned reduction in CO₂ emissions under the European ETS. Bild 11. Planmäßige CO₂-Reduktion durch europäischen Emissionshandel. Source/Quelle: EURACOL

10 Climate protection

On 14th November 2016 the Federal Cabinet adopted the Climate Action Plan 2050. The result was a one-sided concept that focused on the ecological aspect of sustainability and created a high potential for conflict. After a number of particularly critical passages had been eliminated from the text a table was inserted that included sector-specific targets for the first time – thereby producing an even worse result. The Action Plan calls for CO₂-equivalent emissions to be cut by 55 to 56% by 2030 relative to the base year 1990. And an even tougher target has been set for the energy sector, where emissions are to be cut by 61 to 62%. However, below-average sector targets have been laid down for transport and agriculture. There are some serious reservations about these targets, especially in that they have been defined arbitrarily and have neither been properly analysed nor derived from well-founded data.

A look at German CO₂ emissions by energy resource shows that in 2016 the solid fuel sector, i.e. coal and lignite, was the only one in which CO₂ emissions were reduced relative to the previous year – in this case by 4%. Oil product usage, by comparison, was responsible for a 1.4% increase. The greatest rise in emissions came from the gas sector, with 9.5%. This shows that by focusing on the energy sector in general, and on coal in particular, the Federal Government – which is now a managing government – has been applying the wrong benchmarks.

Although CO₂ emissions have been rising as a result of increased oil and gas usage, the climate policy agenda has remained unchanged in calling for CO₂ taxation and a CO₂ minimum price level – all at the expense of coal. It is said that this is needed in order to provide incentives for CO₂ reduction. In fact, CO₂ reductions have been achieved under the Emissions Trading Scheme by cutting the annual caps. The lower the CO₂ price, the lower are the economic costs.

Figure 11 explains the role that the European Emissions Trading System (ETS) will play up to the year 2050. Emissions reduction is built into the system – wholly independently of the CO₂ price. The caps will be reduced by 1.74%/a during the trading period 2013 to 2020. The fourth trading period, which covers the years 2021 to 2030, will see the annual reduction factor raised to 2.2%. The EU

vorgeschlagen. Der gravierendste Vorbehalt gegenüber diesen Zielen ist, dass sie willkürlich definiert und weder ausreichend analysiert noch fundiert hergeleitet worden sind.

Ein Blick auf die CO₂-Emissionen in Deutschland nach Energieträgern zeigt, dass im Jahr 2016 nur im Einsatzbereich der festen Brennstoffe, also Stein- und Braunkohle, eine Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber dem Vorjahr erfolgt ist – und zwar um 4%. Dagegen wurde beim Einsatz von Mineralölprodukten 1,4% mehr ausgestoßen. Am stärksten war der Zuwachs beim Erdgas mit 9,5%. Dies zeigt, dass die – mittlerweile geschäftsführende – Bundesregierung mit ihrer Fokussierung auf die Energiewirtschaft – und hier wiederum auf die Kohle – falsche Maßstäbe angelegt hat.

Obwohl die CO₂-Emissionen durch einen erhöhten Öl- und Gaseinsatz gestiegen sind, wird unverändert aus klimapolitischen Gründen eine CO₂-Besteuerung oder ein CO₂-Mindestpreis zulasten der Kohle gefordert. Dieser sei notwendig, um Anreize zur CO₂-Minderung zu geben. Tatsächlich wird im Emissionshandelssystem (Emission Trading System – ETS) die CO₂-Minderung durch Absenkung der jährlichen Obergrenzen (cap) erreicht. Je niedriger der CO₂-Preis ist, umso geringer sind die volkswirtschaftlichen Kosten.

Bild 11 erläutert, wie der europäische Emissionshandel bis zum Jahr 2050 seine Funktion erfüllt. Eine Emissionsminderung ist im System angelegt – völlig unabhängig vom CO₂-Preis. In der Handelsperiode der Jahre 2013 bis 2020 werden die Caps um 1,74%/a verringert. Mit der vierten Handelsperiode, die von 2021 bis 2030 reicht, wird der jährliche Reduktionsfaktor auf 2,2% erhöht. Nach fast zwei Jahren Verhandlungen einigten sich die Umweltminister der EU am 28. Februar 2017 darauf.

Sollte die ab dem Jahr 2021 vorgesehene Reduktionsrate auch nach dem Jahr 2030 so fortgeführt werden, werden die im Rahmen des EU-ETS zulässigen Emissionen im Jahr 2058 auf null fallen. Andersartige „Dekarbonisierungsmaßnahmen“ sind schon deshalb überflüssig und nicht systemkonform.

Trotzdem haben die Umweltminister am 28. Februar 2017 ebenfalls beschlossen, Emissionsrechte aus dem Markt zu nehmen, um damit den Preis für die Emissionsrechte nach oben treiben zu können. Die Industrie soll aber vor Nachteilen im inter-

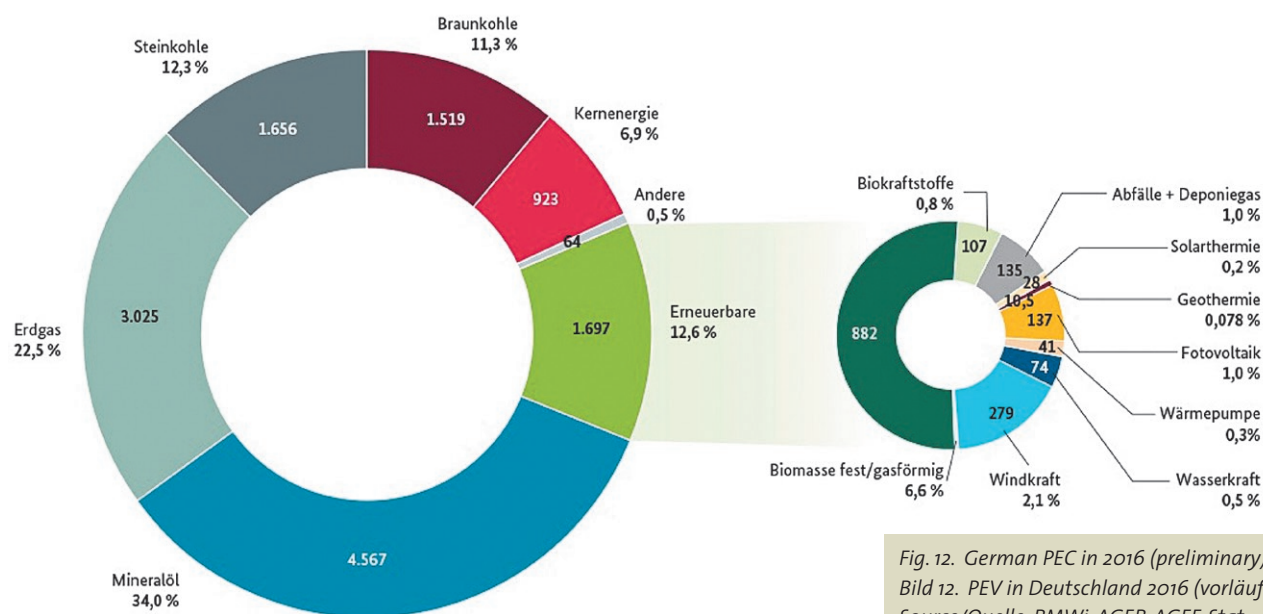


Fig. 12. German PEC in 2016 (preliminary).
Bild 12. PEV in Deutschland 2016 (vorläufig).
Source/Quelle: BMWi, AGEB, AGEE-Stat

Environment Ministers agreed this arrangement on 28th February 2017 after nearly two years of negotiations.

If the rate of reduction envisaged for the period after 2021 were also to be continued post 2030 then the emissions permitted under the EU ETS would be reduced to zero by 2058. Any other “decarbonisation measures” therefore become superfluous and would not be system-compatible.

Nevertheless, on 28th February 2017 the Environment Ministers also resolved to withdraw carbon allowances from the market in order to boost the price of credits. However, industry is to be protected from being put at a disadvantage among the international competition and a large proportion of credits will continue to be allocated free to this sector. It is the power generators that will bear the burden of this.

In order to reduce the number of carbon credits the Environment Ministers decided that twice as many allowances as originally agreed would be transferred into the ‘market stability reserve’ that was approved in 2015. Moreover, from 2024 on, a proportion of the credits will be permanently removed from the reserve each year.

Introducing a minimum price for CO₂ will not save one gram of CO₂ in Europe and will not help us to reach the reduction target even one day sooner.

11 Sector coupling

Sector coupling means using renewables-based electricity in the heat market, in the transport sector and in industrial processes. Sector coupling is an instrument for transferring renewable electricity into other operating sectors.

The lack of balance between the promotion policies for renewable energies and network expansion has led to “surplus electricity” being generated from renewable sources. In order to avoid having to regulate installations or hold back on the ongoing development of renewables other markets can be used to serve as “sinks” as part of the sector coupling process.

In 2016 photovoltaics and wind energy together only accounted for 3,1% of PEC (Figure 12). Given that more than 50% of PEC is based on oil and gas, any attempt to substitute these two

nationalen Wettbewerb geschützt werden und weiterhin einen großen Teil der Rechte kostenlos zugeteilt bekommen. Wen es dagegen trifft, sind die Stromerzeuger.

Um die Zahl der Emissionsrechte zu verringern, sollen nach dem Beschluss der Umweltminister doppelt so viele Zertifikate in die schon im Jahr 2015 beschlossene „Marktstabilitätsreserve“ eingestellt werden wie ursprünglich vereinbart. Zudem soll vom Jahr 2024 an jährlich ein Teil der Rechte aus der Reserve endgültig gelöscht werden.

Durch einen CO₂-Mindestpreis würde in Europa kein Gramm CO₂ eingespart und das Reduktionsziel keinen Tag früher erreicht.

11 Sektorkopplung

Unter Sektorkopplung versteht man die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmesektor, im Verkehrssektor und in industriellen Prozessen. Die Sektorkopplung ist ein Instrument, um die erneuerbaren Energien in andere Sektoren zu tragen.

Durch die fehlende Balance zwischen Förderpolitik für erneuerbare Energien und Netzausbau gibt es sogenannten „Überschussstrom“ aus erneuerbaren Energieträgern. Um zu verhindern, dass Anlagen abgeregelt werden müssen oder der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien gebremst werden müsste, können im Rahmen der Sektorkopplung andere Märkte als „Senke“ genutzt werden.

Im Jahr 2016 deckten Photovoltaik und Windenergie zusammen nur 3,1% des PEV ab (Bild 12). Angesichts eines Anteils von Öl und Gas am PEV von über 50% ist die Substitution von Öl und Gas durch erneuerbare Energieträger auf dem Weg der Sektorkopplung eine große Herausforderung.

Voraussetzung für das Gelingen einer Sektorkopplung sind ambitionierte Effizienzmaßnahmen. Im Wärmebereich dürften z. B. ab dem Jahr 2020 keine neuen Gas- oder Ölheizungen sowie KWK-Anlagen installiert werden. Nur unter diesen sehr einschränkenden Annahmen stiege im Rahmen einer Sektorkopplung der Stromverbrauch von derzeit rd. 600 TWh „nur“ auf gut 1.300 TWh an. Würden die unterstellten Effizienzmaßnahmen nicht umgesetzt, würde sich der Strombedarf auf bis zu 3.000 TWh vervielfachen.

fuels with renewables as part of the sector coupling process will represent a huge challenge.

If sector coupling is to succeed it will need a range of ambitious efficiency measures. In the heat sector, e.g., no new gas or oil fired installations or CHP plants would have to be constructed after 2020. Only under these very restrictive assumptions would power consumption “merely” increase from the current 600 TWh to 1,300 TWh or slightly above. Were the suggested efficiency measures not to be implemented, electricity demand would increase fivefold to as much as 3,000 TWh.

Under such circumstances a much larger back-up capacity would be needed to maintain electricity production. This is only possible by continuing to use existing coal and gas-fired installations. In its presentation of a study compiled jointly by the consulting companies Fichtner GmbH & Co. KG and Prognos AG the Agora Energiewende think tank issued a press release on 6th June 2017 stating that: “coal-fired power stations are not necessarily an obstacle to the development of renewable energies”.

According to the study, coal-fired plants could adapt their electricity production much more flexibly to the fluctuating output of wind and solar installations than was often previously assumed. Denmark and Germany were said to be good examples of this. Even older coal-fired plants would only require some minor modifications. Countries that mainly relied on coal would therefore be able to put their electricity production processes on a more climate-friendly basis more cheaply and in this way ensure security of electricity supplies. Where a large number of gas-fired installations were connected to the grid it would also be possible to replace these “relatively climate-friendly but expensive gas power stations”. With reference to Germany the press release from Agora therefore calls for a minimum price for CO₂. However, as already established above, a minimum carbon price will not help the climate at all.

The coal-fired installations operated by VDKi member companies are now capable of powering down in part-load to 20% of their rated load or less. This actually makes them much more flexible than the combined-cycle power plants. Only the load change rate is not quite as high. While open gas turbines are obviously very flexible, they operate at a much lower efficiency than combined-cycle and coal-fired plants. Add to this the enormous wear on the gas turbines during load cycling. In any case, there has to date been no large investment in open gas turbine systems.

The Pöyry study “Comparison of greenhouse-gas emissions from coal and gas-fired power stations”, which was commissioned by the VDKi, has shown that when direct and indirect emissions from gas and coal-fired power generating installations are taken in their entirety – including the production and transport of the energy sources – the total greenhouse-gas emissions during power generation at partial load were as much as 76% higher for open gas turbine systems than for modern coal-fired installations.

Combined-cycle power plants, which are more efficient than open gas turbine installations, can only be built under current market conditions by obtaining financial support under the 2016 Combined Heat and Power Act and in conjunction with a heat demand. Viewed holistically, it therefore seems that the current fleet of coal-fired power stations can only gain in significance as part of the sector coupling process.

Dazu würden deutlich größere Back up-Kapazitäten benötigt, um die Stromerzeugung aufrechtzuerhalten. Das geht offensichtlich nur, wenn vorhandene Kohle- und Gaskraftwerke weiterhin genutzt werden. Im Rahmen der Vorstellung einer Studie, die gemeinsam von den Beratungsunternehmen Fichtner GmbH & Co. KG und Prognos AG erstellt wurde, ließ die Agora Energiewende in einer Pressemitteilung vom 6. Juni 2017 verlauten: „Kohlekraftwerke sind nicht zwangsläufig ein Hindernis für den Ausbau Erneuerbarer Energien“.

Kohlekraftwerke könnten der Studie zufolge ihre Stromproduktion weitaus flexibler an die schwankende Leistung von Wind- und Solarkraftwerken anpassen als bislang vielfach angenommen wird. Dänemark und Deutschland seien gute Beispiele dafür. Auch bei alten Kohlekraftwerken seien nur geringe Umrüstungen erforderlich. Damit tue sich für Länder, die vor allem auf Kohle setzten, ein Weg auf, ihre Stromerzeugung zu geringen Kosten klimafreundlicher zu machen und dabei die Versorgungssicherheit mit Strom zu wahren. Wo auch viele Gaskraftwerke am Netz seien, könnten „vergleichsweise klimafreundliche, aber teurere Gaskraftwerke“ verdrängt werden. Mit einem Verweis auf Deutschland wird deshalb in der Presseerklärung der Agora ein Mindestpreis für CO₂ gefordert. Ein Mindestpreis für CO₂ hilft dem Klima aber nicht, wie oben schon ausgeführt wurde.

Steinkohlenkraftwerke von VDKi-Mitgliedsunternehmen sind mittlerweile in der Lage, in der Teillast auf 20% der Nennlast oder weniger herunterzufahren. Damit sind sie sogar deutlich flexibler als GuD-Kraftwerke. Lediglich die Laständerungsgeschwindigkeit ist nicht ganz so hoch. Offene Gasturbinen sind zwar sehr flexibel, haben aber einen deutlich schlechteren Wirkungsgrad als GuD- und Steinkohlenkraftwerke. Hinzu kommt noch der enorme Verschleiß der Gasturbinen im Lastwechselbetrieb. Bislang jedenfalls gab es noch keine Großinvestitionen in offene Gasturbinen.

Die Pöyry-Studie „Vergleich der Treibhausgasemissionen von Kohle- und Gaskraftwerken“ im Auftrag des VDKi hatte gezeigt, dass bei ganzheitlicher Betrachtung der direkten und indirekten Emissionen der Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle – inklusive Förderung und Transport der Energieträger – unter Teillast die gesamten Treibhausgasemissionen der Stromgewinnung bei den offenen Gasturbinen um bis zu 76% höher liegen als bei modernen Steinkohlekraftwerken.

Die im Vergleich zu offenen Gasturbinen effizienteren Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) werden unter den aktuellen Marktbedingungen nur mit finanzieller Förderung wie durch das KWKG-Gesetz 2016 in Verbindung mit einem Wärmebedarf gebaut. Die bestehenden Steinkohlenkraftwerke werden im Rahmen einer Sektorkopplung bei ganzheitlicher Betrachtung deshalb eher an Bedeutung gewinnen müssen.

References / Quellenverzeichnis

- (1) Weberink, M.: Steinkohle 2017: Verantwortung für Generationen. Mining Report Glückauf (153) Heft 6/2017, S. 567 – 576.

Author / Autor

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Geschäftsführer des Vereins der Kohlenimporteure e. V. (VDKi), Berlin