

The german coal situation 2014

The year 2014 was marked by a period of stagnation in the international coal market, the first in a number of years. In Germany there was a noticeable fall in coal consumption, mainly due to the decline in electricity production. Here the national energy transition is now making its impact felt and this has had a negative effect on coal use. Political decisions would indicate a further

significant downturn in this sector in the years ahead. The year 2014 saw no more pit closures in the German coal industry, which is now in its run-down phase and has only three active collieries still in operation. However, the next closure is planned for the end of 2015 and the industry is already well advanced in its plans for the post-mining era.

Steinkohle in Deutschland 2014

International war der Markt für Steinkohle 2014 erstmals seit langem wieder von einer Stagnation gekennzeichnet. In Deutschland ging der Steinkohlenverbrauch sogar deutlich zurück, vor allem wegen des Rückgangs in der Stromerzeugung. Hier hat sich die nationale Energiewende nun spürbar und für die Steinkohlenutzung negativ ausgewirkt. Die politischen Weichenstellungen

lassen für die Zukunft eine weitere erhebliche Abwärtsbewegung erwarten. Bei dem im Auslaufprozess befindlichen deutschen Steinkohlenbergbau mit noch drei aktiven Bergwerken gab es 2014 keine Stilllegung. Doch die nächste steht zum Jahresende 2015 an und die Planungen für die Zeit nach dem Bergbau sind fortgeführt worden.

The German coal market

The German coal market suffered a massive slump in 2014 and consumption overall fell by nearly 8% to 56.2 mill. tce. This was a steeper decline than the overall figure of 5% recorded for the primary energy consumption sector in general. The downturn was primarily caused by the 4% overall fall in electricity generation in 2014 and the ongoing advances made by feed-in energy from renewables. In other words, the impact of the energy transition on the coal industry is now becoming ever more apparent. This has resulted in a 12% reduction in the use of coal for electricity and heat production – which accounts for at least two-thirds of all coal consumption in Germany – to a figure of 36.9 mill. tce. As a result, coal-based electricity production in 2014 fell to just below 110 TWh. In the steel industry, by comparison, the consumption of coking coal and coke rose again by a good 1% to a figure of 17.8 mill. tce due to the slight upturn in crude steel production. Niche consumption in the heat market (households, specific industry sectors, foundry coke, district heating systems) accounted for about 1.5 mill. tce (1,2).

In spite of the decline in consumption, coal continues to hold third place in the domestic energy mix. This applies both to primary energy consumption – where it ranked after oil and gas with a share of 12.6% – and to power station usage – where it accounted for 18.0% of consumption, this being less than renewables and lignite but well ahead of nuclear energy and gas.

Coal availability, that is to say domestic production plus statistically recorded imports, fell by 2.7% in 2014 to a figure of

Deutscher Steinkohlenmarkt

Der Steinkohlenmarkt in Deutschland erlitt 2014 einen erheblichen Einbruch. Der Steinkohlenverbrauch ging insgesamt um fast 8% auf 56,2 Mio. t SKE zurück, was ein stärkerer Rückgang war als derjenige des gesamten Primärenergieverbrauchs um knapp 5%. Dies erklärt sich vor allem aus der insgesamt um rd. 4% geringeren Stromerzeugung im Jahr 2014 bei gleichzeitig weiterem Vordringen der Stromerzeugung von regenerativen Energien. Oder anders gesagt: Die Auswirkungen der Energiewende auf die Steinkohle werden nun immer deutlicher. Der Einsatz von Steinkohlen in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeerzeugung – darauf entfallen gut zwei Drittel des Steinkohlenverbrauchs in Deutschland – verringerte sich dadurch um annähernd 12% auf 36,9 Mio. t SKE. Die Stromerzeugung auf Steinkohlenbasis belief sich damit 2014 auf knapp 110 TWh. In der Stahlindustrie nahm dagegen der Verbrauch von Koks und Koks aufgrund der leicht gestiegenen Rohstahlerzeugung wieder zu, und zwar um gut 1% auf 17,8 Mio. t SKE. Auf den Nischenverbrauch im Wärmemarkt (Hausbrand, spezifische gewerbliche Zwecke, Gießereikoks, Fernheizwerke) entfielen rd. 1,5 Mio. t SKE (1,2).

Trotz des Rückgangs beim Steinkohlenverbrauch liegt der Energieträger Steinkohle unverändert auf dem dritten Rang im inländischen Energiemix. Dies sowohl beim Primärenergieverbrauch – hier mit einem Anteil von 12,6% hinter dem Mineralöl und dem Erdgas – als auch bei den Energiequellen in der Stromerzeugung – hier mit 18,0% hinter den regenerativen Energien und der Braunkohle, aber klar vor der Kernkraft und dem Erdgas.

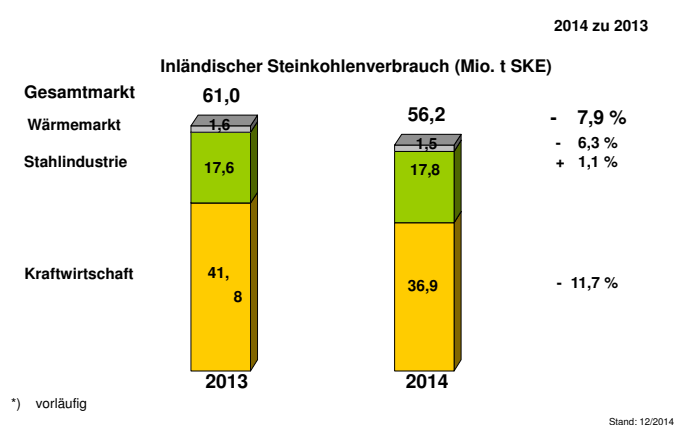


Fig. 1. Coal's share of German primary energy consumption
Bild 1. Primärenergieverbrauch Steinkohle in Deutschland

53.5 mill tce. While production from the German coal industry was relatively unchanged at 7.8 mill. tce, imports of coal and coke fell by 3.2% to 45.7 mill. tce. There was also some withdrawal from stocks to meet consumption needs. It must additionally be assumed that the market included coal imported via the intra-European trade, which was not included in the official statistics. As in the previous year, coal imports accounted for 86% or more of indigenous requirements, thereby consolidating the strong position it has held for a decade or so. Within a very few years' time the German coal market will have to be supplied entirely by imported fuel. Domestic coal output in 2014 remained fairly unchanged from that of the previous year owing to the fact that no mines were shut during this period. The next closure, which will be Auguste Victoria colliery, is set for the turn of the year 2015/16. The coal industry has continued as planned with the manpower restructuring programme laid down in the coal policy agreements on the orderly and socially acceptable termination of subsidised coal mining in Germany by the end of 2018.

As in 2013, the import market in 2014 continued to be dominated by supplies from Russia and the USA, although the US deliveries were somewhat down, as were those from Colombia – the fourth largest supplier country. Imports from South Africa and Australia, on the other hand, showed a marked increase (3).

The world market, and hence the import price of coal into Germany, followed a downward trend in 2014, apart from a temporary interruption in the middle of the year. By year's end steam coal imported into north-west Europe still cost in the region of 65 \$/t (equivalent to about 61 €/tce). The average annual BAFA price (BAFA = Federal Office for Economic Affairs and Export Control, Eschborn) for steam coal imports to Germany in 2014 was around 73 €/tce. Because of the low fuel price for coal and the moderate cost of carbon permits – which were still down at 6 to 7 €/t CO₂ – in the European emissions trading system, gas was unable to make up for its considerable price disadvantage against coal in the power station market. This persisted in spite of the temporary slide in gas prices, which touched bottom in September 2014 at 229 €/tce, though were soon to rise again. During the course of the year coking coal and coke registered an even more marked drop in price than steam coal. By the end of 2014 the fob price of premium grade coking coal in Australia was around 113 \$/t. This was nearly 25% down on the previous year's average.

Das Aufkommen an Steinkohle – Inlandsförderung plus statistisch erfasste Importe – nahm 2014 im Vergleich zum Vorjahr um 2,7% auf 53,5 Mio. t SKE ab. Während die inländische Steinkohlenförderung mit 7,8 Mio. t SKE nahezu unverändert blieb, verringerten sich die Einfuhren von Steinkohle und Koks um 3,2% auf 45,7 Mio. t SKE. Zur Deckung der Verbrauchsmengen fand außerdem ein Lagerabbau statt. Daneben ist von einigen statistisch nicht erfassten Importmengen aus dem innereuropäischen Kohlehandel auszugehen. Beinahe wie schon im Jahr zuvor deckten die Steinkohlenimporte den inländischen Bedarf zu gut 86% und haben damit ihr seit einer Dekade errungenes Übergewicht gefestigt. Schon in wenigen Jahren muss der deutsche Steinkohlenmarkt komplett durch Importe versorgt werden. Im Jahr 2014 entsprach die Steinkohlenförderung in etwa der Vorjahresproduktion, da kein weiteres Bergwerk geschlossen wurde. Die nächste Stilllegung, nämlich die des Bergwerks Auguste Victoria in Marl, ist für den Jahreswechsel 2015/16 vorgesehen. Gleichwohl ging der planmäßige Anpassungsprozess der Belegschaft gemäß den kohlepolitischen Vorgaben für die geordnete und sozialverträgliche Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus bis Ende 2018 weiter.

Bei den Steinkohlenimporten dominierten 2014 wie im Vorjahr die Einfuhren aus Russland und den USA, wenngleich die US-Lieferungen rückläufig waren, ebenso wie die an vierter Stelle der Lieferprovenienzen platzierte Kohle aus Kolumbien. Dagegen nahmen die Lieferungen aus Südafrika und Australien merklich zu (3).

Die Weltmarkt- und somit auch die Einfuhrpreise für Steinkohle nach Deutschland folgten im Jahr 2014 bis auf eine temporäre Unterbrechung zur Jahresmitte einem abwärts gerichteten Trend. Zum Jahresende lag der Preis für importierte Kraftwerkskohle in Nordwesteuropa nur noch bei etwa 65 \$/t (umgerechnet rd. 61 €/t SKE). Der jahresdurchschnittliche BAFA-Preis (BAFA = Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn) für Kraftwerkskohlenimporte nach Deutschland betrug 2014 rd. 73 €/t SKE. Infolge des niedrigen Brennstoffpreises für Steinkohle und der bei 6 bis 7 €/t CO₂ weiterhin moderaten CO₂-Zertifikatepreise im europäischen Emissionshandelssystem konnte das Erdgas seinen beträchtlichen Preisnachteil im Kraftwerksektor gegenüber der Steinkohle nicht aufholen. Dies trotz zeitweise ebenfalls nachgebender Erdgaspreise, die im Tiefpunkt im September 2014 bis auf umgerechnet 229 €/t SKE sanken, danach erfolgte wieder ein Anstieg. Bei Koks und Koks waren im Jahresverlauf sogar noch deutlichere Preisrückgänge als bei der Kraftwerkskohle zu verzeichnen. So notierte Koks der Premium-Qualität nach der Schiffsverladung (free on board = fob) in Australien zum Jahresende 2014 bei rd. 113 \$/t. Das sind fast 25% weniger als im Durchschnitt des Vorjahres.

Trotz der günstigen Brennstoffpreise haben etliche Betreiberunternehmen von Steinkohlenkraftwerken mit zunehmenden wirtschaftlichen Schwierigkeiten zu kämpfen, wie sich 2014 auch an dem enormen Rückgang der Steinkohlenverstromung gezeigt hat. Infolge der weiteren Expansion des mit Einspeisegarantie begünstigten und im Jahr 2014 zudem durch die sehr milde Witterung in großer Menge verfügbaren regenerativen Stroms sind viele konventionelle Kraftwerke nicht ausgelastet gewesen und haben so am Strommarkt keine ausreichenden Erlöse erzielt.

Die Kraftwerklisten von Bundesnetzagentur (BNetzA), Bonn, und Umweltbundesamt (UBA), Dessau, verzeichneten 2014 in Deutschland insgesamt 107 Kraftwerksblöcke auf Steinkohlenbasis

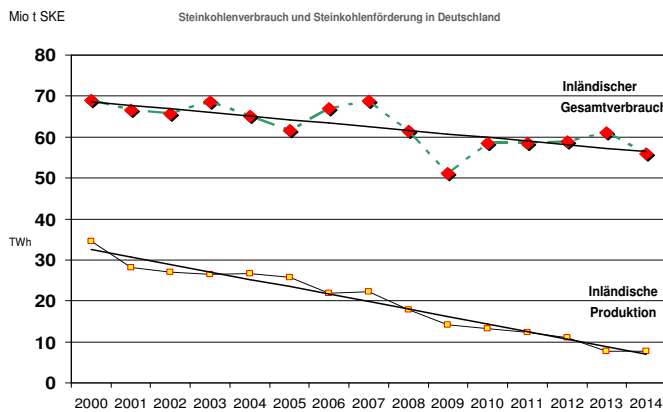


Fig. 2. Downward trend in coal consumption and domestic coal production
 Bild 2. Abwärtstrends beim Steinkohlenverbrauch und der inländischen Steinkohlenförderung
 Source / Quelle: AGEB 12/2014. Statistik der Kohlenwirtschaft 1/2015

In spite of the favourable fuel prices a number of coal-fired power station operators had increasing economic difficulties to contend with, as witnessed in 2014 by the significant downturn in coal-based electricity generation. Because of the ongoing expansion of renewables-based electricity production, which became available in large quantities as a result of the beneficial impact of the feed-in guarantee and the extremely mild weather of 2014, many conventional power stations were not operating to capacity and so did not earn sufficient returns on the electricity market.

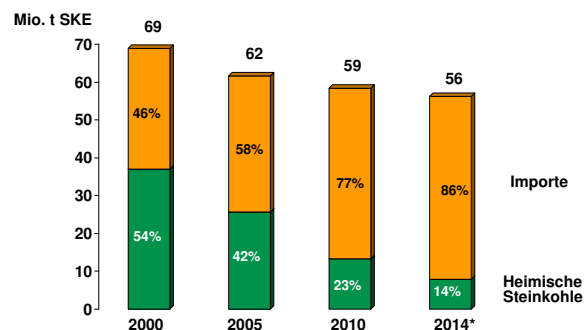
The power station lists prepared by the Federal Network Agency (BNetzA) in Bonn and by the Federal Environment Agency (UBA) in Dessau showed that in 2014 there were in Germany a total of 107 coal-fired power plant units at 69 different locations, these being regionally concentrated in or near the traditional west-German coalfields and also close to the coast or the main rivers. The largest operator of coal-fired power stations in Germany is the Essen-based energy provider STEAG GmbH with a capacity share of about 26%, followed by E.ON S. E. of Düsseldorf, with 19%, and then by EnBW AG, Karlsruhe, and RWE AG, Essen, each with 11%. The remainder, amounting to about one third of the total national capacity, is accounted for by municipal utilities and independent undertakings, often operating combined heat and power (CHP) plant. In 2014 new coal-fired stations went into commercial production at three locations: Hamburg-Moorburg, Hamm/Westfalen and Karlsruhe-Rheinhafen. A further six new power station units with a capacity of around 5 GW are also being built or undergoing trials. At the same time there were closure announcements posted for 13 units with a capacity of about 3 GW, two of which were classified as 'systematically relevant' by the BNetzA which prohibited their shut-down.

There are no new-build plans in the pipeline at present. In recent years some 15 coal-fired power station projects have been cancelled, due largely to a lack of political support. Germany's power stations are now on average 30 years old, though many older installations have been refurbished and updated such that it is not possible to determine what kind of age and technology related lifetime they have remaining (4).

an 69 Standorten, regional konzentriert in oder nahe den klassischen westdeutschen Steinkohlenrevieren sowie in der Nähe der Küsten oder großen Flüsse. Größter Betreiber von Steinkohlenkraftwerken in Deutschland ist der Essener Energieversorger STEAG GmbH mit einem Kapazitätsanteil von rd. 26% vor der E.ON S.E., Düsseldorf, mit 19%, der EnBW AG, Karlsruhe, und der RWE AG, Essen, mit jeweils 11%. Das verbleibende Drittel der Kapazitäten wird von Stadtwerken oder eigenversorgenden Industrieunternehmen betrieben, oft mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). An drei Standorten gingen im Jahr 2014 neue Steinkohlenkraftwerke in den kommerziellen Betrieb: Hamburg-Moorburg, Hamm/Westfalen und Karlsruhe-Rheinhafen. Im Bau oder Probetrieb befinden sich weitere sechs neue Kraftwerksblöcke mit einer Kapazität von rd. 5 GW. Gleichzeitig gab es Stilllegungsanzeigen für 13 Blöcke mit einer Kapazität von rd. 3 GW, wovon die BNetzA zwei Blöcke als „systemrelevant“ eingestuft und ihre Abschaltung untersagt hat. Aktuelle Neubauplanungen gibt es nicht. In den letzten Jahren sind 15 Steinkohlenkraftwerksprojekte nicht zuletzt wegen mangelnder politischer Akzeptanz wieder aufgegeben worden. Das durchschnittliche Alter der deutschen Steinkohlenkraftwerke liegt bei ungefähr 30 Jahren, wobei allerdings viele ältere Anlagen ertüchtigt und modernisiert worden sind, so dass ihre alters- und technisch bedingten Restlaufzeiten nicht abschätzbar sind (4).

Energie- und klimapolitische Weichenstellungen

Auch für die Steinkohle wird der in Deutschland wirtschaftlich mögliche Spielraum durch die politischen Vorgaben der „Energiewende“ und die damit verbundenen energie- und klimapolitischen Weichenstellungen abgesteckt. Die Ende 2013 neu gebildete große Koalition hat die mit dem Energiekonzept 2010 und den Beschlüssen zum beschleunigten Atomausstieg von 2011 gesetzten langfristigen Ziele der Energiewende auf nationaler Ebene uneingeschränkt bestätigt und teilweise zusätzlich konkretisiert. Diese Ziele fügen sich nun gleichzeitig in den vom EU-Gipfel im Oktober 2014 vereinbarten neuen energie- und klimapolitischen Rahmen bis 2030 auf europäischer Ebene ein. Die Energie- und Klimapolitik konzentriert sich demnach ganz auf die nachhaltige Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen, die Steigerung der Energieeffizienz und den weiteren Ausbau der erneuerbaren Ener-



*) vorläufig

GVSt 12/2014

Fig. 3. Development in the market share of imported and domestic coal
 Bild 3. Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle

Energy and climate policy decisions

For the coal industry too any potential economic leeway in Germany will be defined by the political requirements of the 'energy transition' and the energy and climate policy decisions that this brings with it. The Coalition Government that was formed at the end of 2013 has unreservedly confirmed, and in some ways further substantiated, the long-term national energy transition targets that were laid down in the 2010 Energy Plan and in the decisions on the accelerated pace of the nuclear phase-out taken in 2011. These aims are now also integrated into the new European energy and climate policy framework to 2030 that was agreed at the EU Summit of October 2014. According to this, energy and climate policy will focus entirely on a sustainable reduction in energy related greenhouse gas emissions, improvements in energy efficiency and the ongoing expansion of renewables. Little or no strategic consideration is given to the energy-policy relevance of coal (5).

Under these conditions the prospects for the extraction and use of coal will continue to dwindle. This has been made clear, for example, in the study commissioned by the BMWi (Federal Ministry for Economic Affairs and Energy) in Berlin and published jointly in the summer of 2014 by the EWI (Institute of Energy Economics), Cologne, the Institute of Economic Structures Research (GWS), Osnabrück, and the economic research institute Prognos AG, Basel and Berlin, under the title 'Development of energy markets – energy reference projection' (6). This study outlines the most likely development of the German energy markets to 2030 and follows this with a trend scenario to the year 2050. While it states that the Government targets for the energy transition will largely not be achieved by then, it accepts that far-reaching developments have been initiated in the right direction. Coal consumption in Germany is to fall to about 45 mill. tce by 2020, which indicates a 20% drop over the next five years. It will then remain fairly stable until 2030 before falling again significantly to about 26 mill. tce by the year 2050. Coal's share of the power market, including CHP plant, is predicted at 9% by 2050, which is only about half what it is at present. The installed generating capacity will be cut from the current 28 GW to 19 GW. Market volume overall will be more than halved. However, the 'target scenario' presented in the study indicates that coal will not disappear completely from the energy mix, even though the latter will be dominated by renewables (6).

Within the context of the practical implementation of the energy transition the dominant topic in the first half of the year was the amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG), a measure that had been announced as part of the Coalition agreement, was sketched out in the BMWi policy paper of January 2014 and subsequently passed by parliament and put into effect on 1 August 2014. This was complicated by the state-aid review procedure that the European Commission initiated against the EEG at the end of 2013 in the light of the new EU guidelines on energy and environment subsidies. The EEG in its amended form was eventually accepted by the Commission and a final ruling by the European Court of Justice in Luxembourg then also upheld the legitimacy of national subsidy schemes. However, contrary to its previously held legal position the Federal Government had to accept that the EEG was subject to prior notification and approval

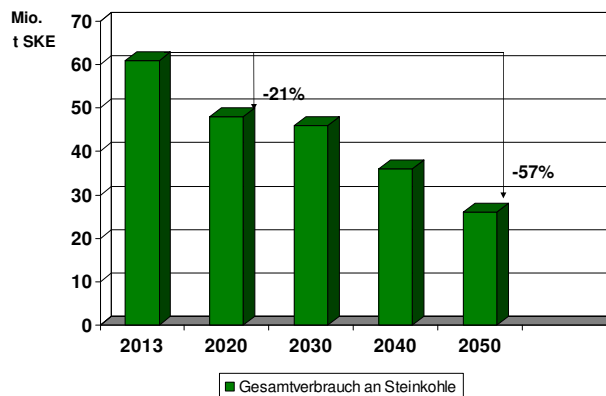


Fig. 4. The German coal market according to the Energy Reference Projection
Bild 4. Deutscher Steinkohlenmarkt gemäß Energierferenzprognose
Source / Quelle: Energierferenzprognose EWI/GWS/Prognos 2014

gien. Strategische Erwägungen zur energiepolitischen Bedeutung der Kohle finden kaum noch statt (5).

Für die Nutzung und Gewinnung von Kohle schwinden die Perspektiven unter diesen Rahmenbedingungen immer weiter. Dies macht beispielsweise die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BmWi), Berlin, beauftragte und im Sommer 2014 gemeinschaftlich veröffentlichte Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts (EWI), Köln, der Gesellschaft für Wirtschaftliche Struktur- und Wirtschaftsforschung mbH (GWS), Osnabrück, und des Wirtschaftsforschungsinstituts Prognos AG, Basel und Berlin, mit dem Titel „Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose“ deutlich (6). Darin wird die wahrscheinlichste Weiterentwicklung der deutschen Energiemärkte bis zum Jahr 2030 und in einem daran anknüpfenden Trendszenario bis 2050 vorschattiert. Die politisch gesetzten Zielvorgaben der Energiewende werden danach zwar größtenteils nicht erreicht, dennoch wird eine Entwicklung eingeleitet, die weit in die vorgegebenen Zielrichtungen geht. So würde der Steinkohlenverbrauch in Deutschland bis 2020 auf rd. 45 Mio. t SKE zurückgehen, also schon in den kommenden fünf Jahren um etwa 20% schrumpfen. Sodann bliebe er bis 2030 ungefähr stabil, bevor dann bis 2050 eine weitere kräftige Abwärtsbewegung auf ca. 26 Mio. t SKE erfolgt. Der Anteil der Steinkohle an der Stromerzeugung einschließlich KWK wäre im Jahr 2050 mit 9% nur noch halb so groß wie heute. Die installierte Kapazität ginge von derzeit rd. 28 auf 19 GW zurück. Das Marktvolumen insgesamt würde mehr als halbiert. Allerdings verschwindet die Steinkohle gemäß dem in der Studie präsentierten „Zielszenario“ nicht vollständig aus dem Energiemix, auch wenn dieser durch die Erneuerbaren beherrscht wird (6).

In der weiteren praktischen Umsetzung der Energiewende war im ersten Halbjahr 2014 die im Koalitionsvertrag schon angekündigte, durch das Eckpunktepapier des BmWi vom Januar 2014 vorgezeichnete, zur Jahresmitte dann auch parlamentarisch beschlossene und am 1. August 2014 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) das vorherrschende Thema. Hinzu kamen die Komplikationen durch das von der EU-Kommission Ende 2013 eingeleitete Beihilfeprüfverfahren gegen das EEG in Verbindung mit den seit Frühjahr 2014 geltenden neuen EU-Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen. Dabei ist das EEG in seiner novellierten Fassung schließlich auch von der EU-Kommission aner-

as an aid measure in the European legal sense (7, 8, 9). With the expansion ‚corridors‘ for renewables-based electricity production now legally set for the longer term, and the commitment having been made to employ mandatory direct marketing for the funding of new renewable power plant – though without abandoning the principle of feed-in priority – and to introduce tendering by 2017, the EEG Amendment of 2014 will also have implications for the future of coal-fired power generation. At the same time for the domestic coal industry with its increasingly limited financial resources it is important that as a highly energy-intensive industry operating in a trade-intensive market it continues to be covered by the EEG’s special equalisation scheme for undertakings with a high energy usage (10).

Coal’s prospects in the power sector will also be very much dependent on the future design of the power market, in other words the shaping of the future national regulatory framework for the German electricity market, including a solution for an adequate, cost effective and sustainable capacity provision. Immediately after the adoption of the EEG Amendment the Federal Government, in a ‚10 point energy agenda‘ (11), recognised that this was a priority issue and, after presenting a series of scientific reports on electricity market design, went on to publish the green paper ‚An electricity market for the energy transition‘ (12) in the autumn of 2014 which opened up a public consultation that is due to run until the end of February 2015. The Green Paper describes, from the Government’s viewpoint, the ‚business-as-usual measures‘ that have to be taken, such as extending the power grids, strengthening the market price signals, intensifying European cooperation, achieving the environmental targets and so on, along with viable options for safeguarding future capacity. This final subject will include a clarification of the fundamental question ‚energy only market 2.0 or capacity market‘ along with the issue of establishing a capacity reserve as a follow-up to the regional network reserve organised by the BNetzA. The Green Paper is to be followed in early 2015 by a White Paper with concrete recommendations for action so that key points for an appropriate amendment of the Energy Industry Act can be decided in 2016. At the same time the Government is to press ahead with the amendment of the German Cogeneration Act.

It remains to be seen exactly what the Grand Coalition Government will decide. The German coal industry for its part, though with its own particular emphasis, basically supports a two-stage concept, as proposed by the Federation of German Industries (BDI), Berlin, and now also advocated by the Federal Association of the German Energy and Water Industry (BDEW) and the Association of Local Utilities (VKU), both based in Berlin (13, 14). This will initially involve the careful, comprehensive and European-oriented development and optimisation of the so-called energy only market („electricity market 2.0“), particularly through the use of flexibility options such as storage systems. This will entail the introduction of a statutory security of supply standard and associated monitoring procedure, and in any event will require a security of supply reserve, at least temporarily. If security of supply cannot be adequately guaranteed and/or the cost of the capacity reserve should increase out of all proportion, the introduction of an alternative capacity mechanism should be actively looked into in good time as an ‚emergency solution‘, while also taking account of the

kannt worden. Ein Grundsatzurteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH), Luxemburg, hat zudem die Zulässigkeit nationaler Förder-systeme für erneuerbare Energien bestätigt. Die Bundesregierung musste entgegen ihrer vorherigen Rechtsposition allerdings zugestehen, dass es sich beim EEG auch im europarechtlichen Sinne um eine notifizierungs- und genehmigungspflichtige Beihilfenmaßnahme handelt (7, 8, 9). Mit den nun gesetzlich fixierten längerfristigen Ausbaukorridoren für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie der Festlegung, die Förderung neuer Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung auf eine Direktvermarktung – jedoch ohne Abkehr vom Einspeisevorrang – und ab 2017 auf Ausschreibungsverfahren umzustellen, hat die EEG-Novelle 2014 auch die weiteren Perspektiven der Steinkohlenverstromung beeinflusst. Gleichzeitig ist es für den heimischen Steinkohlenbergbau mit seinem immer engeren Finanzrahmen wichtig gewesen, dass er als sehr stromintensiver Wirtschaftszweig auf ohnehin handelsintensiven Märkten weiterhin unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG für stromintensive Industrien fällt (10).

Maßgeblich für die Steinkohlenperspektiven in der Stromerzeugung ist zudem das künftige Strommarktdesign, also die Gestaltung der zukünftigen staatlichen Rahmenbedingungen für den deutschen Strommarkt einschließlich eines Lösungsansatzes für eine ausreichende, kosteneffiziente und umweltverträgliche Kapazitätsvorhaltung. Unmittelbar nach der Verabschiedung der EEG-Novelle hat die Bundesregierung in einer „10-Punkte-Energie-Agenda“ (11) der Beantwortung dieser Frage Priorität eingeräumt, schon bald eine Reihe von wissenschaftlichen Gutachten zum Strommarktdesign vorgelegt und im Herbst 2014 das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ veröffentlicht (12), mit dem eine bis Ende Februar 2015 befristete öffentliche Konsultation durchgeführt wird. Das Grünbuch beschreibt aus Sicht der Bundesregierung die zu ergreifenden „Sowieso-Maßnahmen“, wie den Ausbau der Stromnetze, die Stärkung der Marktpreissignale, die Intensivierung der europäischen Kooperation, die Erreichung der Klimaschutzziele etc., sowie gangbare Optionen für die künftige Kapazitätssicherung. Zu Letzterem gehört die Klärung der Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt“ und die Frage der Einrichtung einer Kapazitätsreserve in Nachfolge zu der bisher schon von der BNetzA administrierten regionalen Netzreserve. Dem Grünbuch soll im Frühjahr 2015 ein „Weißbuch“ mit konkreten Handlungsempfehlungen folgen, um bald darauf Eckpunkte für eine entsprechende Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2016 zu beschließen. Parallel dazu soll die Novelle des KWK-Gesetzes vorangetrieben werden.

Was genau die Große Koalition beschließen wird, bleibt abzuwarten. Seitens der deutschen Steinkohle wird prinzipiell, wenn gleich mit eigenen Akzenten, ein zweistufiges Konzept unterstützt, wie es der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Berlin, und inzwischen ähnlich auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, sowie der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Berlin, vorschlagen (13, 14). Nämlich zunächst eine umsichtige, umfassende und europäisch orientierte Weiterentwicklung und Optimierung des sogenannten Energy Only-Marktes („Strommarkt 2.0“), insbesondere durch Nutzung der Flexibilisierungsmöglichkeiten, z.B. durch Speicher. Dabei sind ein gesetzlicher Versorgungssicherheitsstandard und ein dementsprechendes Monitoring sowie in jedem Fall eine zumindest tem-

regulatory risks. The concept of decentralised capacity markets is preferred and proposed for this purpose (15). A strengthening of the ‚energy only market‘ should therefore be given priority. There are signs that the legislators are looking largely in this direction and are flanking this with a capacity reserve, as well as expecting undertakings themselves to take long-term precautions to safeguard against price peaks and capacity deficits. Appropriate ‚energy transition products‘ are already under discussion. As it goes through the energy transition phase the electricity market will require clear and reliable guidelines for the operation of market forces that the legislators themselves cannot call into question.

The specific climate policy related ambitions of the Federal Government are of no less concern for the future of the German coal industry. In the context of the ‚Action Programme Climate Protection 2020‘ that was publicly launched in December 2014, which is designed to deliver the target of a 40% national reduction in greenhouse-gas emissions by 2020 compared with 1990 levels and is also aimed at closing the gap in coverage identified in connection with previous climate protection measures, the Federal Government is calling for a specific additional reduction commitment by the German power sector of 22 mill. t of CO₂ equivalent by 2020 (16,17). While the details of the regulation will not be made known until sometime in 2015, it is nevertheless clear that the additional reduction being envisaged is mainly to be achieved by closing coal-fired power stations. This can be seen in the plans that the BMWi announced beforehand in connection with the Action Programme Climate Protection 2020, which are targeted quite directly at the closure of 10 GW of lignite- and coal-fired capacity. After vigorous protests from the energy sector and from industry and trade unions these intentions, which were centred around the 22 mill. t CO₂ ruling, were then modified and watered down. The concerns raised by this plan were presented in a joint study on the consequences of power-station closures that was immediately carried out on behalf of the BDI by the Cologne-based consultancy firm r2b energy consulting GmbH and the Hamburg Institute for World Economics (HWWI). This study, which was based on the premature closure of 10 GW of coal-fired capacity, rejects the suggestion that such a measure would constitute an effective contribution to climate protection because the closure of coal-fired installations in Germany would, under the European emissions trading scheme, only result in coal-fired generating capacity being transferred to other EU countries, and would indirectly also lead to industrial production being relocated to areas outside the EU. For Germany this would mean rising electricity prices and a greater burden on consumers. Moreover, energy-intensive industries would be placed under a particular competitive disadvantage, while there would be no real benefits to domestic gas-fired plant. Electricity supply security in Germany would be threatened because additional assured power-station capacity would disappear from the grid at the same time as the country is planning to phase-out nuclear energy by 2022. Furthermore, there would be a loss of added value and large-scale redundancies in the power station industry and in upstream sectors (18).

Until now the public debate has to a large degree ignored the fact that modern solid fuel-fired power plants, and coal-fired installations in particular, can be operated much more

poräre Versorgungssicherheitsreserve einzuführen. Sofern die Versorgungssicherheit nicht hinreichend gewährleistet werden kann und/oder die Kosten der Kapazitätsreserve übermäßig steigen, soll als „Notlösung“ rechtzeitig und unter Berücksichtigung auch der regulatorischen Risiken intensiv die Einführung eines alternativen Kapazitätsmechanismus geprüft werden. Hierfür wird das Konzept des dezentralen Leistungsmarktes präferiert bzw. vorgeschlagen (15). Vorrang soll indessen die Stärkung des Energy Only-Marktes haben. Es deutet sich an, dass sich der Gesetzgeber weitgehend darauf ausrichtet, ihn durch eine Kapazitätsreserve flankiert und im Übrigen erwartet, dass die Unternehmen selbst langfristige Vorkehrungen zur Absicherung gegen Preisspitzen oder Leistungsdefizite treffen. Dementsprechende „Energiewendeprodukte“ sind bereits in der Diskussion. Für den Strommarkt der Energiewende soll es klare und verlässliche Orientierungen für das Wirksamwerden der Marktkräfte geben, die der Gesetzgeber nicht selbst in Frage stellt.

Für die Zukunft der Steinkohle in Deutschland kaum weniger von Belang sind die besonderen klimapolitischen Ambitionen der Bundesregierung. Im Kontext des im Dezember 2014 öffentlich vorgestellten „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“, mit dem die Einhaltung des Ziels der nationalen Reduktion der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40% bis 2020 sichergestellt und eine im Hinblick auf die bisherigen Klimaschutzbezogenen Maßnahmen errechnete Deckungslücke geschlossen werden soll, fordert die Bundesregierung einen spezifischen zusätzlichen Minderungsbeitrag von 22 Mio. t CO₂-Äquivalent bis 2020 im deutschen Stromsektor (16,17). Einzelheiten der Regelung werden erst im Laufe des Jahres 2015 präsentiert, doch ist klar, dass die angestrebte zusätzliche Reduktion vor allem durch Stilllegung von Kohlekraftwerken erreicht werden soll. Das haben im Vorfeld bekannt gewordene Pläne des BMWi im Zusammenhang mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 gezeigt, die ganz konkret auf eine Stilllegung von 10 GW an Braunkohlen- und Steinkohlenkapazitäten zielten. Nach scharfen Protesten von Energiewirtschaft, Industrie und Gewerkschaften wurde dieses Vorhaben dann in Richtung auf die 22 Mio. t CO₂-Regelung modifiziert und abgeschwächt. Welche Bedenken dieses Vorhaben hervorruft, hat eine im Auftrag des BDI umgehend erstellte, gemeinsame Studie des Beratungsunternehmens r2b energy consulting GmbH, Köln und des Hamburgischen WeltWirtschaftsinstituts (HWWI) zu den Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen dargestellt, die von der vorzeitigen Stilllegung von 10 GW kohlebasierter Kapazitäten ausgegangen ist. Die Studie verneint einen effektiven Klimaschutzbeitrag, weil die Stilllegung von Kohlekraftwerken in Deutschland im Rahmen des europäischen Emissionshandelsystems lediglich zu Verlagerungen der Kohlestromerzeugung in andere EU-Länder, mittelbar auch zu Verlagerung von Industrieproduktion in Nicht-EU-Länder führen würde. In Deutschland wäre mit steigenden Strompreisen und Verbraucherlasten zu rechnen, für energieintensive Industrien würden sich besondere Wettbewerbsnachteile ergeben, für inländische Gaskraftwerke aber kaum Vorteile. Die Stromversorgungssicherheit in Deutschland würde gefährdet, weil parallel zum planmäßigen Atomausstieg bis 2022 weitere gesicherte Kraftwerksleistung vom Netz ginge. Überdies wäre mit Wertschöpfungseinbußen und massiven Arbeitsplatzverlusten im Kraftwerkssektor und in vorgelagerten Bereichen zu rechnen (18).

flexibly than before and also have a more favourable partial-load behaviour than combined cycle power plant. These plants therefore make a decisive contribution to the energy transition in a manner that other technologies are unable to make in economic terms, and by efficiently balancing the fluctuating energy output from renewable sources they can help significantly to stabilise the electricity supply system as it goes through the transition period. Being near to consumers and having a widely diversified supplier source these installations can make an important contribution to security of supply and can also exert a cost dampening effect due to relatively low prices and variable costs with a high degree of flexibility. In addition, solid fuel-fired power stations can contribute to CO₂ reduction through the use of modern, internationally acclaimed technology capable of delivering efficiency rates of up to 46 %, as well as by employing CHP systems and exploiting the possibilities of carbon capture and storage technologies (CCS), with the future potential of greater CO₂ utilisation for methanol production and Power-to-Liquids systems (19, 20).

Against this background it was hardly surprising that trade unions have taken a stand against any cutting back of conventional power station capacity, which would mainly affect coal-fired installations. Under the slogan 'For affordable electricity and good jobs' the industrial unions, comprising the Mining, Chemical and Energy Industrial Union (IG BCE), Hanover, the Metalworkers' Union (IGM), Frankfurt/M., the Construction, Agriculture and Environment Union (IG Bau), Frankfurt/M., and the Railway and Transport Union (EVG), Berlin, along with other DGB affiliates, formed an 'Alliance for a reasonable energy policy' that launched a series of actions in the autumn of 2014. This Alliance calls for 'jobs, competitiveness and climate policy to be linked together in such a way that one cannot be played off against the other.' (21)

Bislang wenig beachtet wird in der öffentlichen Debatte, dass moderne Kohlekraftwerke und gerade Steinkohlenkraftwerke wesentlich flexibler gefahren werden können als früher und nicht zuletzt ein günstigeres Teillastverhalten aufweisen als Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerke. Sie können daher entscheidende, durch andere Technologien wirtschaftlich nicht in gleicher Weise darstellbare Beiträge zur Energiewende leisten und durch einen effizienten Ausgleich der fluktuierenden regenerativen Energien maßgeblich dabei helfen, das im Umbau befindliche Stromversorgungssystem zu stabilisieren. Des Weiteren tragen sie durch ihre Verbrauchernähe und ihre breit diversifizierten Lieferquellen erheblich zur Versorgungssicherheit bei, durch relativ niedrige Preise und variable Kosten bei hoher Flexibilität ebenso zur Kostendämpfung. Schließlich leisten sie auch einen Beitrag zur CO₂-Reduktion durch moderne, international gefragte Technik mit realisierten Kraftwerkswirkungsgraden bis zu 46 %, durch den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung und durch die Möglichkeiten von Carbon Capture and Storage (CCS-)Technologien bis hin zu einer eventuell künftig verstärkten CO₂-Nutzung etwa für die Methanolherstellung und Power-to-Liquids (19, 20).

Vor diesem Hintergrund kam es wenig überraschend auf gewerkschaftlicher Seite zu Widerstand gegen einen Kahlschlag im konventionellen Kraftwerkspark, der sich hauptsächlich bei den Kohlekraftwerken formiert hat. Unter dem Motto „Für bezahlbaren Strom und gute Arbeitsplätze“ haben die Industriegewerkschaften Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE), Hannover, Metall (IGM), Frankfurt/M., und Bauen-Agrar-Umwelt (IG Bau), Frankfurt/M., sowie die Eisenbahn- und Verkehrsgewerkschaft (EVG), Berlin, sowie weitere DGB-Gewerkschaften eine „Allianz für Vernunft in der Energiepolitik“ initiiert, die im Herbst 2014 erste Aktionen startete. Diese Allianz fordert, dass „Arbeitsplätze, Wettbewerbsfähigkeit und Klimapolitik so miteinander verbunden sein (müssen), dass nicht das eine gegen das andere ausgespielt wird.“ (21)

	Einheit	1957	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Steinkohlenförderung	Mio. t SKE	ca. 150	145,6	113,7	87,9	71,0	54,2	34,3	27,9	26,8	26,4	26,6	25,6
	Mio. v. F. ²⁾	149,4	142,3	111,3	86,6	69,8	53,1	33,3	27,1	26,1	25,7	25,7	24,7
Kokserzeugung ⁴⁾	Mio. t	42,3	37,2	32,2	20,7	10,3	4,8	3,8	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0
Brikettherstellung ³⁾	Mio. t	7,4	5,2	3,7	1,5	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Bergwerke ¹⁾	Anzahl	173	146	69	39	27	19	12	11	10	10	9	9
Zechenkokereien ^{1) 4)}	Anzahl	64	58	38	18	8	4	1	1	1	1	1	1
Brikettfabriken	Anzahl	25	21	10	5	3	3	2	2	2	2	2	2
Absatz	Elektrizitätswirtschaft	Mio. t SKE	18,0	22,1	31,8	34,1	39,3	39,4	27,6	23,1	20,8	21,1	20,3
	Stahlindustrie Inland	Mio. t SKE	30,3	31,3	27,9	24,9	19,8	16,3	10,0	7,4	7,2	6,8	6,1
	Wärmemarkt Inland	Mio. t SKE	68,1	61,3	28,5	9,4	4,1	2,4	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3
	Ausfuhr	Mio. t SKE	31,3	32,3	28,7	19,9	7,8	1,6	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
	Insgesamt	Mio. t SKE	147,7	147,0	116,9	88,3	71,0	59,7	38,6	31,3	28,6	28,3	28,2
Belegschaft ¹⁾	1.000	607,3	490,2	252,7	186,8	130,3	92,6	58,1	52,6	48,7	45,6	42,0	38,5
Leistung je Mann und Schicht unter Tage	kg v. ²⁾	1.599	2.057	3.755	3.948	5.008	5.587	6.685	6.244	6.539	6.540	6.497	6.735
Fördertägliche Förderung je Bergwerk	t v.F. ²⁾	3.330	3.966	6.360	8.723	10.449	11.197	9.890	9.509	10.546	10.342	11.293	10.922

¹⁾ Jahresende ²⁾ Bis 1996 Saar in t=t ³⁾ Brikettherstellung zum Jahresende 2007 eingestellt ⁴⁾ zum 1. Juni 2011 ist die Kokerei in den Hüttenbereich gewechselt

Table 1. The coal industry in review 1957 - 2014

Tabelle 1. Steinkohle im Überblick 1957 - 2014

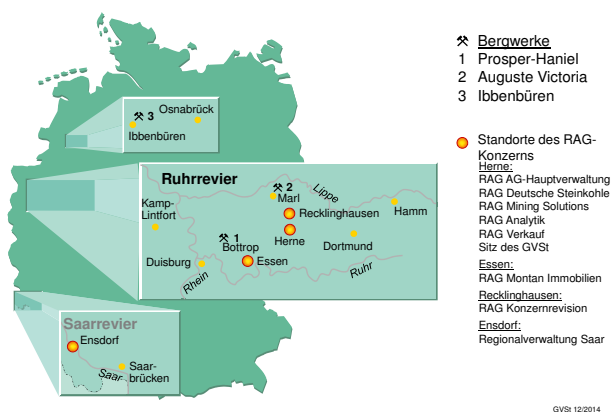


Fig. 5. German collieries 2014
 Bild 5. Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2014

Phasing-out of the German coal industry

While the future of Germany's coal-fired power stations is still being fought over, with 2014 having marked the next stage in the political argument over this issue, the final decision to phase-out the domestic coal mining industry was taken some time ago. The coal-policy framework agreed at both national and EU level irreversibly provides for the definitive closure of the industry by the end of 2018 (1).

During the run-down period mine planning activities have been directed primarily at downsizing production and manpower capacities. The year 2014 was in some respects an intermediate stage in which no colliery closures took place. Nevertheless, the industry's workforce was reduced by more than 2,000 to a figure of 12,100 at the year's end. Germany now has just three active coal mines – Prosper-Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl and Ibbenbüren in northern Münsterland.

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
21,5	22,0	17,7	14,2	13,2	12,3	11,1	7,8	7,8
20,7	21,3	17,1	13,8	12,9	12,1	10,8	7,6	7,6
2,0	2,0	2,0	1,5	2,0	0,8	-	-	-
0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-
8	8	7	6	5	5	4	3	3
1	1	1	1	1	-	-	-	-
2	2	-	-	-	-	-	-	-
18,3	18,8	15,0	11,7	10,6	10,1	9,9	6,6	6,8
3,7	4,1	4,1	3,0	3,7	2,3	1,1	0,9	0,5
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
22,4	23,3	19,5	15,2	14,8	12,8	11,4	8,0	7,7
35,4	32,8	30,4	27,3	24,2	20,9	17,6	14,5	12,1
6.409	7.071	6.309	5.597	6.092	6.623	6.876	6.624	7.491
10.359	10.761	9.793	9.146	8.535	9.584	8.655	10.170	10.228

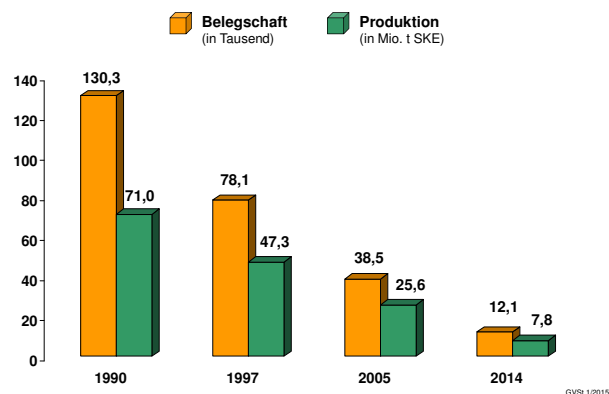


Fig. 6. Adaptation measures in the German coal mining industry
 Bild 6. Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau

Auslaufprozess bei der deutschen Steinkohle

Während um die Zukunft der Steinkohlenkraftwerke in Deutschland noch gerungen wird und das Jahr 2014 die nächste Stufe der politischen Auseinandersetzung darüber markiert hat, ist der Auslauf des heimischen Steinkohlenbergbaus schon längst definitiv entschieden. Mit den kohlepolitischen Rahmensetzungen auf nationaler und auf EU-Ebene ist er für das Jahresende 2018 terminiert und unumkehrbar geworden (1).

Die Bergbauplanung ist seitdem auf die schrittweise Rückführung der Förder- und Personalkapazitäten ausgerichtet. Das Jahr 2014 stellte dabei einen Zwischenschritt ohne Stilllegung eines Bergwerks dar. Gleichwohl ist die Belegschaft um weitere gut 2.000 Mitarbeiter auf 12.100 am Jahresende verringert worden. Aktuell sind in Deutschland noch drei Steinkohlenbergwerke in Betrieb – Prosper-Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl und Ibbenbüren im nördlichen Münsterland.

Die den deutschen Steinkohlenbergbau tragende RAG Aktiengesellschaft bereitet sich unterdessen systematisch auf die Nachbergbauzeit vor, insbesondere durch die Vorbereitung von langfristigen Wasserhaltungskonzepten in den stillgelegten Revieren, die Bewältigung von Altlasten, die strategische Entwicklung der Geschäftsfelder rund um die Steinkohle, Maßnahmen zur Sicherung der kulturellen Errungenschaften des Steinkohlenbergbaus sowie durch die forcierte Umwidmung von Bergbau-Infrastruktur für die Nutzung von erneuerbaren Energien, z. B. Windkraftanlagen auf Halden, Geothermie aus alten Schächten, Solarparks auf Geländefreiflächen u. a.. Hinzu kommt eine intensive Untersuchung der bergbaulichen Potentiale für untertägige Pumpspeicherkraftwerke, deren technische Machbarkeit inzwischen als erwiesen gilt.

Auf dem Zukunftsforum der RAG-Stiftung und der RAG Aktiengesellschaft am 10. Juni 2014 auf dem Welterbe Zollverein wurden die Aufgaben und Vorhaben im Nachbergbau öffentlich präsentiert und diskutiert (22). Die RAG Aktiengesellschaft hat darüber hinaus im Frühjahr 2014 gemeinsam mit der RWE AG, die den Braunkohlenbergbau im Rheinischen Revier betreibt, und dem Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen (MWEIMH), Düsseldorf, eine Transparenzinitiative zu Fragen der Bergschadensregulierung und des Interessenausgleichs mit den von bergbaulichen Auswirkungen Betroffenen beschlossen. Damit kommt die RAG Aktiengesellschaft ihrer regionalen Verantwortung in dieser Hinsicht nach, und zwar

Meanwhile RAG, as the body responsible for the German coal industry, has been getting ready for the post-mining era, primarily by preparing long-term dewatering plans for the disused coalfields, managing inherited liabilities, developing coal-based business segments of strategic importance, putting in place measures to safeguard the cultural achievements of the coal industry and accelerating the reassignment of mining infrastructure for exploiting renewable energies, which includes installing wind turbines on former spoil heaps, extracting geothermal heat from disused mine shafts, establishing solar parks on open land and so on. In-depth studies are also being pursued into the possibilities of building underground pumped-storage power stations in disused mines and indeed the technical feasibility of such projects has already been verified.

The tasks and projects that are on the agenda for the post-mining era were officially presented and discussed at the 'future forum' that was held by the RAG Foundation and RAG Aktiengesellschaft at the Zollverein World Heritage Site on 10 June 2014 (22). In early 2014 RAG joined RWE AG, Essen, which manages the Rhineland lignite mining industry, and the North Rhine-Westphalia Ministry for Economic Affairs, Energy, SMEs and Skilled Trades (MWEIMH), Düsseldorf, to announce a transparency initiative on issues connected with mining subsidence regulations and the settlement of interests with those affected by mining operations. RAG is therefore meeting its regional obligations in this respect, not only in the run-up to 2018 but also for the period following the closure of the coal industry (23). And at the beginning of 2014 the company also concluded an agreement with the local Ruhr communities, the Ruhr Regional Association (RVR), Essen, and the Land Government of North Rhine-Westphalia for the revitalisation of former mining land, the aim being to give these sites real prospects for post-utilisation development as soon as possible and by this means to provide active support for structural change in the wider region (24).

Operational and technical developments in the German coal industry

RAG has taken all the necessary steps to ensure that until the end of 2018 the process of adaptation and run-down in the coal industry is managed in a socially acceptable manner and, by employing lean processing solutions, with the greatest possible efficiency. It will also faithfully meet its delivery commitments towards its customers right up to the last day. Organisational and financial preparations are being made for managing any remaining inherited liabilities from 2019 on, this including repairing mining subsidence damage, restoring mining sites, securing disused shafts and shallow mine workings and meeting ongoing pension and social obligations, and for fulfilling 'eternity tasks' such as mine dewatering, ground water purification and polder drainage measures.

In the former Saar coalfield filling work has now been completed at the South, Ney and Primsmulde shafts that served the now closed Saar colliery in Ens Dorf. The North shaft and Duhamel shaft, along with the Barbara drift, are to remain open for water drainage purposes. After many years of occupancy the company has now moved out of its headquarters building in

bis 2018 wie auch für die Zeit nach Auslaufen des Steinkohlenbergbaus (23). Ebenfalls im Frühjahr 2014 hat sie eine Vereinbarung mit den Standortkommunen des Ruhrgebiets, dem Regionalverband Ruhr (RVR), Essen, und dem Land Nordrhein-Westfalen zur Revitalisierung ehemaliger Bergbauflächen geschlossen, um diesen möglichst früh eine Entwicklungsperspektive für die Nachnutzung zu verschaffen und den weiteren regionalen Strukturwandel auch dadurch aktiv zu unterstützen (24).

Betriebliche und technische Entwicklungen im deutschen Steinkohlenbergbau

Von der RAG Aktiengesellschaft werden alle nötigen Vorkehrungen getroffen, um den Anpassungs- und Auslaufprozess der Steinkohlenförderung bis zum Ende des Jahres 2018 sozialverträglich und mittels Lean Processing möglichst effizient zu gestalten sowie die Lieferverpflichtungen gegenüber den Kunden bis zum letzten Tag zuverlässig zu erfüllen. Gleichzeitig erfolgen die organisatorischen und finanziellen Vorbereitungen für die Bewältigung der ab 2019 noch verbliebenen Altlasten – Beseitigung von Bergschäden, Sanierung bergbaulicher Flächen, Sicherung alter Schächte und oberflächennaher Bergbaueinrichtungen, Deckung fortbestehender Pensions- und Sozialverpflichtungen – sowie für die Erfüllung der sogenannten Ewigkeitsaufgaben, wozu die Grubenwasserhaltung, die Grundwasserreinigung und Poldermaßnahmen zählen.

Im ehemaligen Saarrevier sind Süd-, Ney- und Primsmuldeschacht des dort zuletzt stillgelegten Bergwerks Saar in Ens Dorf inzwischen verfüllt worden. Der Nordschacht, der Schacht Duhamel sowie der Barbara-Stollen bleiben für die Wasserhaltung offen. Das Unternehmen hat den langjährigen Verwaltungsstandort in Saarbrücken aufgegeben und die verbliebenen Aktivitäten ihrer Regionalverwaltung Saar für die Nachbergbauzeit am Standort Ens Dorf konzentriert (25).

Auf dem Bergwerk Auguste Victoria in Marl endete mit der Fertigstellung einer Aufhauenerweiterung im Februar 2014 die Streckenauffahrung. Die Aktivitäten auf dem Bergwerk konzentrieren sich damit bis zu seiner Schließung zum Jahresende 2015 auf die Kohlegewinnung. Ungeachtet dieses Termins bewies das Bergwerk mit dem Betrieb einer Pilotanlage zur Entwässerung von Flotationskohle, bei dem die Restfeuchte der aufbereiteten Kohle von 23% auf 9% reduziert wird, dass innovative Ansätze bis zum Schluss verfolgt werden (26).

Rd. vier Jahre nach dem Beginn der ersten Planungen startete auf dem Bergwerk Prosper-Hanbiel in Bottrop im November 2014 die Kohlegewinnung im Flöz Zollverein 1/2. Drei Bauhöhen mit einem Vorrat von 2,7 Mio. t stehen hier im Baufeld Prosper Nord zum Abbau an. Sie nehmen in Hinblick auf die Produktionsziele im Auslaufprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus eine zentrale Rolle ein. Wegen der durchschnittlichen Mächtigkeit des Flözes von rd. 4 m war die Konzeption eines neuen Schildausbaus mit einem Verstellbereich zwischen 2,4 m und 5,2 m erforderlich. Erstmals ging der Auftrag für die Lieferung des Ausbaus an ein chinesisches Unternehmen, die Pingdingshan Coal Mine Machinery. Neben diesem sogenannten Gruppe C-Schildausbau kommt ein modifizierter Walzenschrämlader SL 750 der Eickhoff Bergbautechnik GmbH, Bochum, in hoher Ausführung und mit Walzenrädern von 2.300 mm Durchmesser zum Einsatz (Bild 7). Eine aufwändige Sensorik mit zugehöriger Software unterstützt den Schneidvorgang. Auf Grund eines desorbierbaren

Saarbrücken and will henceforth manage its remaining administrative activities from the Ensdorf office (25).

The last roadway drivage at Auguste Victoria mine in Marl ended with the completion of a drift extension in February 2014. The colliery will now be focusing exclusively on coal winning until it finally closes at the end of 2015.

Notwithstanding this deadline, the colliery has shown that innovative developments are to be pursued to the last by operating a pilot plant for the dewatering of flotation coal that has the capacity to reduce the residual moisture content of the processed product from 23 % to 9 % (26).

In November 2014 Prosper-Haniel colliery in Bottrop commenced coal winning operations in Zollverein 1/2 seam, four years after initial planning commenced. Prosper North production district will work three panels containing some 2.7 mill. t of coal. Given the production targets that have been set for the industry run-down phase these coal panels will play a key role. With the Zollverein seam averaging 4 m in thickness in this area, it was found necessary to design a new type of shield support with an operating range of 2.4 to 5.2 m. The contract to supply the new support system was awarded to the Pingdingshan Coal Mine Machinery company, the first time that such a commission had been placed in China. As well as using 'group C' shield supports the new face installation will include a modified SL 750 drum shearer from Eickhoff Bergbautechnik GmbH, Bochum (Figure 7). This machine will have an extra-high design and be equipped with 2300 mm-diameter drums. The cutting operation will be supported by sophisticated sensors and software. Because of the desorbable gas content of 9–12 m³/t coal, extensive and innovative gas drainage measures were put in place ahead of production start-up and these will also be employed during the winning phase itself (27).

For Ibbenbüren colliery, which is operated by RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH, the year 2014 proved especially challenging with five production faces all having to be set-up and equipped. That this work was completed on time was due in no small measure to good planning, operational transparency and the effective lines of communication that were maintained between the departments concerned (28). As RAG's last operating colliery, Ibbenbüren also introduced a mandatory environment management system at the turn of the year 2014/15, in compliance with DIN EN ISO 14001.

After 2018 RAG's various coal-based investment companies will continue to operate and indeed will assume increasing importance. RAG Verkauf GmbH, whose main remit is still to maximise revenue from sales of RAG products, is already taking up a broader position so that after 2018 it can hold its own in the marketplace without a supply of indigenous coal. Along with the internationalisation of operations in the area of minestone marketing and shaft infilling, activities such as trading in coal and coke and materials flow management are now being set on a broader footing.

By adopting an entrepreneurial approach based on future- and market-oriented utilisation concepts for former coal-industry land and buildings RAG Montan Immobilien GmbH is making an important contribution and providing real impetus for structural change in the coalfield regions. Sites have already been successfully redeveloped for use as industrial estates, service parks and



Fig. 7. Modified drum shearer SL 750 of Eickhoff Bergbautechnik GmbH
Bild 7. Modifizierter Walzenschrämlader SL 750 der Eickhoff Bergbautechnik GmbH. Source / Quelle: RAG AG

Gasinhalts von 9–12 m³/t Kohle waren für das Baufeld umfangreiche, innovative Maßmahnen zur Entgasung bereits im Vorfeld, aber auch für den laufenden Gewinnungsbetrieb vorzusehen (27).

Für das Bergwerk Ibbenbüren der RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH beinhaltete das Jahr 2014 insofern eine besondere Herausforderung, als die Herrichtung von fünf Abbaubetrieben auf dem Programm stand, die alle termingerecht fertiggestellt werden konnten. Entscheidend für diesen Erfolg waren neben der Planung insbesondere Transparenz und eine gute Kommunikation zwischen den beteiligten Abteilungen (28). Darüber hinaus führte nun auch Ibbenbüren als letztes Bergwerk der RAG Aktiengesellschaft zum Jahreswechsel 2014/15 ein Umweltmanagementsystem entsprechend den Anforderungen nach der DIN EN ISO 14001 verbindlich ein.

Nach 2018 erhalten werden und im Vergleich zu heute an Gewicht gewinnen sollen die rund um den Steinkohlenbergbau entstandenen Beteiligungsbereiche der RAG Aktiengesellschaft. Die RAG Verkauf GmbH, deren Hauptaufgabe derzeit noch der erlösoptimale Verkauf der RAG-Produktion ist, stellt ihre Aktivitäten zusehends breiter auf, um nach 2018 ohne die heimische Steinkohle am Markt bestehen zu können. Neben der Internationalisierung der Geschäfte im Bereich der Bergewirtschaft und der Schachtverfüllung werden auch der Kohle- und Kokshandel sowie die Aktivitäten im Stoffstrommanagement auf breitere Grundlagen gestellt.

Die RAG Montan Immobilien GmbH leistet mit einem unternehmerischen Ansatz auf Basis zukunfts- und marktorientierter Nutzungskonzepte für ehemalige Bergbauflächen und -gebäude wichtige Beiträge und Impulse zum regionalen Strukturwandel in den Revieren. Diese wurden und werden zum Beispiel für Gewerbe-, Service- und Logistikparks, Einzelhandelszentren, Wohnquartiere oder Kreativ- und Bildungseinrichtungen neu genutzt. Verbunden wird dies gleichzeitig mit aktiven Beiträgen zur Energiewende, wie den oben erwähnten Wind- und Solarparks auf ehemaligen Bergbauflächen, aber auch der lokalen Nutzung von Grubengas, Geothermie oder Biomasse an den neu entwickelten Standorten.

Die RAG Mining Solutions GmbH, die gebrauchte Bergbauausrüstungen aus Deutschland international verkauft und das vorhandene große bergtechnische und zunehmend auch auf den Nachbergbau bezogene Know-how für Consulting- und Engineering-Dienstleistungen weltweit vermarktet, bewegt sich aktuell in einem äußerst problematischen Marktumfeld. Nachdem in den Jahren zu-

logistics parks, retail centres, residential zones, creative facilities and educational establishments. This is being undertaken concurrently with various actions designed to promote the energy transition, such as the aforementioned wind and solar farms on former mining sites and the local utilisation of mine gas, geothermal energy and biomass at the new site developments.

RAG Mining Solutions GmbH is responsible for the international marketing of field-tested German mining equipment and know-how, which includes both quality mining expertise as well as consulting and engineering services for the post-mining era. The company currently finds itself in an extremely difficult market environment and while in previous years it was able to develop and gradually extend its commercial relations in other mining countries, the adverse economic and structural conditions prevailing on the global market for mining services now means that the portfolio of products being offered by RAG Mining Solutions GmbH is under continuous review.

The mining equipment industry

Although the innovative potential of the German mining equipment industry is held in high regard around the world, with manufacturers of machines and equipment for longwall face installations in particular being seen as world leaders in their field, turnover figures were well down in 2014 for the first time in years (Figure 8).

This can mainly be attributed to the fall in coal prices on the world market and the resulting investment restraint exhibited by mine operators. In addition to this, EU sanctions imposed against Russia in response to the conflict in Ukraine are now taking effect. Buyers in that particular market are switching increasingly to producers in the Far East, particularly from China (29). Other problems in important sales markets, such as conflict-related damage and disinvestment at collieries in eastern Ukraine and restructuring measures being implemented in the Polish coal industry, have further complicated the situation. However, by the end of 2014 there were initial indications that the low point may have been reached in the level of new orders. Manufacturers are therefore hoping that there will at least be no further fall in turnover in 2015 and that things will start to improve again by mid-year.

In view of these difficulties the product development activities of the mining machine manufacturers were more than ever focused on efficiency improvements and greater productivity. The important keyword here is automation and more of it. As regards their own in-house production techniques the companies concerned see the ‚Industrie 4.0‘ initiative as essential for their future survival.

Trends for 2015

The continuing global economic uncertainties make it difficult to forecast developments in the international coal markets. In Germany there is a threat that the 2014 downturn in coal-based power generation will continue, especially as there is still no clarification forthcoming on issues such as the future design of the electricity market, possible new capacity mechanisms and the role of domestic coal-fired installations in the power supply sector. On top of everything, the prospects for coal-based power generation have worsened as a result of the additional CO₂ emissions reduction commitment that the Federal Government intends to

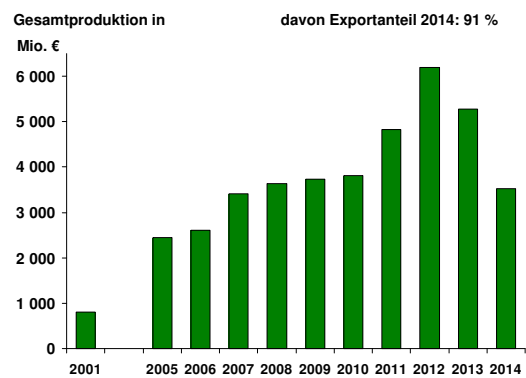


Fig. 8. Output from the German mining-equipment industry
Bild 8. Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie
Source / Quelle: VDMA, 2014; Wert 2014 geschätzt

vor Geschäftsbeziehungen in andere Bergbauländer entwickelt und schrittweise ausgebaut werden konnten, steht das von der RAG Mining Solutions GmbH angebotene Portfolio angesichts der schlechten konjunkturellen und strukturellen Bedingungen auf dem Weltmarkt für Bergbau-Dienstleistungen derzeit auf dem Prüfstand.

Lage der Bergbauzulieferindustrie

Obwohl das Innovationspotential der deutschen Bergbauzulieferindustrie international hohes Ansehen genießt und die Hersteller von Maschinen und Anlagen gerade für den Sektor Langfrontabbau von Steinkohle eine weltweit führende Position einnehmen, wiesen die Umsatzzahlen 2014 erstmals nach Jahren deutlich nach unten (Bild 8).

Zurückzuführen ist dies insbesondere auf den Preisverfall von Steinkohle auf dem Weltmarkt und die damit verbundene Investitionszurückhaltung der Bergwerksbetreiber. Darüber hinaus entfalten die auf Grund des Konfliktes zwischen Russland und der Ukraine von der EU ausgesprochenen Sanktionen gegenüber Russland ihre Wirkung. Die Abnehmer auf dem dortigen Markt wenden sich zunehmend Produzenten im Fernen Osten, vornehmlich aus China zu (29). Weitere Probleme auf wichtigen Absatzmärkten, wie durch Kriegseinwirkungen hervorgerufene Schäden und Desinvestitionen an Bergwerken in der Ostukraine oder Restrukturierungsmaßnahmen des Steinkohlenbergbaus in Polen, erschweren die Lage zusätzlich. Zum Ende des Jahres 2014 gab es allerdings erste Anzeichen dafür, dass die Talsohle bei den Auftragseingängen erreicht sein könnte. Die Hersteller hoffen deshalb, dass der Umsatz im Jahr 2015 zumindest nicht weiter absinkt und es ab der Jahresmitte 2015 wieder aufwärts geht.

Angesichts solcher Schwierigkeiten konzentrieren sich die Aktivitäten der Bergbaumaschinenhersteller bei der Weiterentwicklung ihrer Produkte verstärkt auf Effizienzsteigerungen und eine höhere Produktivität. Fortschreitende Automatisierung ist dabei ein wichtiges Stichwort. Hinsichtlich der eigenen Fertigungstechnik sehen die Unternehmen „Industrie 4.0“ als überlebenswichtig an.

Trend 2015

Die anhaltenden weltwirtschaftlichen Unsicherheiten erschweren auch die Prognosen für die internationalen Steinkohlenmärkte. In Deutschland droht sich der 2014 eingetretene Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle fortzusetzen, zumal es noch keine Klärung

impose on the (coal-fired) power station sector under the action programme ‚Climate protection 2020‘. This means that 2015 is likely to see a further decline in steam-coal consumption, with a very real risk of the premature closure of coal-fired power stations. It is to be hoped that at some point during the coming year, as has been signalled by the Federal Government, long-term and viable energy-policy decisions will be taken on the future framework for Germany's power-plant stock. This would also help the coal-fired generators by providing greater planning certainty. The prospects for the domestic coking-coal and coke market appear somewhat brighter as the German steel industry is expecting a slight recovery in the general economic situation. The German coal industry, for its part, is now preparing itself for the closure of Auguste Victoria colliery at the end of 2015. Yet even though the end of the national mining industry is now imminent, those collieries that remain in operation continue to focus their efforts on technical innovation. And this will also benefit the mining equipment sector, which after a downturn in sales in 2014 is hoping for a recovery in the second half of 2015.

über das künftige Strommarktdesign, eventuelle neue Kapazitätsmechanismen und die Rolle der inländischen Kohlekraftwerke in der Stromversorgung gibt. Obendrein wird die Perspektive für die Kohleverstromung durch den im Zuge des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 von der Bundesregierung beabsichtigten zusätzlichen CO₂-Minderungsbeitrag im (Kohle-)Kraftwerkssektor verdrüstert. Damit ist für 2015 ein weiterer Rückgang des Kraftwerkskohlenverbrauchs sehr wahrscheinlich und vorzeitige Stilllegungen auch von Steinkohlenkraftwerken sind zu befürchten. Zu hoffen ist, dass wenigstens im Verlauf dieses Jahres, wie von der Bundesregierung angekündigt, langfristig tragfähige energiepolitische Entscheidungen über die künftigen Rahmenbedingungen für den Kraftwerkspark in Deutschland getroffen werden. Damit würde mehr Planungssicherheit auch für die Steinkohlenverstromer entstehen. Etwas heller erscheinen die Perspektiven für den inländischen Koks- und Koksmarkt, weil die deutsche Stahlindustrie konjunkturell mit einer leichten Erholung rechnet. Im heimischen Steinkohlenbergbau steht zum Jahresende 2015 das Bergwerk Auguste Victoria zur Stilllegung an. Trotz des näher rückenden Endes der Steinkohlegewinnung in Deutschland setzen die verbliebenen Bergwerke weiter auf technische Innovationen. Davon profitiert auch die Bergbauzulieferindustrie, die nach einem Umsatzeinbruch im Jahr 2014 auf eine Erholung ab Jahresmitte 2015 hofft.

References / Quellenverzeichnis

- (1) van de Loo, K., Sitte, A.-P.: Steinkohle in Deutschland 2013. Mining Report Glückauf 150 (2014), Nr. 3, S. 151 – 160.
- 2) IEA: Medium-Term Coal Market Report 2014. Paris,
- 3) VDKi: Weltsteinkohlemarkt 2014: Produktion und Handel stagnieren, Importe nach Deutschland und Europa rückläufig. Pressemitteilung, Hamburg, 04.12.2014.
- 4) UBA: Daten und Fakten zu Braun- und Steinkohlen – Status quo und Perspektiven (Hintergrund). Dessau, August 2014 (veröffentlicht November 2014).
- 5) BMWi: Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Berlin, 03.02.2014.
- 6) Prognos, GWS, EWI: Endbericht der Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Referenzprognose“, Juni 2014.
- 7) BMWi: EEG-Reform: Einigung mit EU-Kommission erzielt. Pressemitteilung, Berlin, 10.07.2014.
- 8) EU-Kommission: Commission Decision of 25.11.2014 „on the Aid Scheme SA.33995 (2013/C) implemented by Germany for the support of renewable electricity and of energy-intensive users“, Brüssel, November 2014.
- 9) BMWi: Infopapier zur Rückzahlung von Beihilfen im Zusammenhang mit dem alten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012), Berlin, Dezember 2014.
- 10) GVSt: Steinkohle 2014 – Herausforderungen und Perspektiven. Herne, November 2014, S. 24 ff.
- 11) BMWi: Zentrale Vorhaben der Energiewende für die 18. Legislaturperiode („10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi“). Berlin, Juli 2014.
- 12) BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin, Oktober 2014.
- 13) Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI): Versorgungssicherheit gewährleisten – umsichtig, umfassend und europäisch. Handlungsempfehlungen des BDI für das zukünftige Strommarktdesign. Berlin, November 2014.
- 14) BDEW: Stellungnahme zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch): „Ein Strommarkt für die Energiewende“. Berlin, 11.12.2014.
- 15) BDEW: Positionspapier „Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes“. Berlin, Juni 2014.
- 16) BT-Drs. 18/3484: Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung, hier Ziffer 4.3.2. Berlin 05.12.2014.
- 17) Handelsblatt: Energiewende: Abgekloppt. Düsseldorf, 19.12.2014.
- 18) r2b energy consulting GmbH, Hamburgisches Weltwirtschaftliches Institut (HWWI): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 – Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen. November 2014.
- 19) STEAG GmbH: Vierfacher Beitrag der Steinkohle zur Energiewende. Essen, August 2014.
- 20) STEAG GmbH: Neues Speicherprojekt am STEAG-Kraftwerk Lünen. Pressemitteilung, Essen, 06.01.2015.
- 21) IG BCE: Allianz für Vernunft in der Energiepolitik gegründet. Pressemitteilung, Hannover, 13.11.2014.
- 22) RAG Aktiengesellschaft: Nach dem Bergbau. Pressemitteilung, Herne, 10.06.2014.
- 23) RAG Aktiengesellschaft: Mehr Transparenz im Bergbau. Pressemitteilung, Herne, 24.02.2014.
- 24) RAG Aktiengesellschaft: Entwicklungsperspektive für ehemalige Bergbauflächen. Pressemitteilung, Herne, 25.02.2014.
- 25) RAG-Mitarbeitermagazin „Steinkohle“, Heft 1/2014, S. 7.
- 26) RAG-Mitarbeitermagazin „Steinkohle“, Heft 9/2014, S. 9.
- 27) Zilligen, Wolfram: Planung der Strebbetriebe Flöz Zollverein 1/2 auf dem Bergwerk Prosper-Haniel. 6th International Symposium „High Performance Mining“, 11. – 12.06.2014, Aachen.
- 28) RAG-Mitarbeitermagazin „Steinkohle“, Heft 1/2015, S. 17.
- 29) VDMA: Preisverfall bei Rohstoffen macht Bergbaumaschinenherstellern zu schaffen. Pressemitteilung, Frankfurt/M., 27.11.2014.

Authors / Autoren

Dipl.-Ökonom Dr. Kai van de Loo, Dezernent „Politik und Statistik“ und Dipl.-Ing. Andreas-Peter Sitte, Dezernent „Kommunikation“, beide Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt), Herne