Steinkohle 2015

Verantwortlich handeln. Perspektiven schaffen.

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Titel

Das Bergwerk Mont-Cenis in Herne wurde im Jahr 1978 stillgelegt. Auf dem ehemaligen Bergwerksgelände entstand der in ovaler Form angelegte sogenannte Stadtteilpark Herne-Sodingen mit der Fortbildungsakademie des Landes Nordrhein-Westfalen und einem Energiepark, der Strom und Wärme aus Grubengas und Solarenergie erzeugt.

Gesamtverband Steinkohle e.V.

Jahresbericht **2015**

Ein Wort zuvor

Mit der Schließung des Bergwerks Auguste-Victoria zum Jahresende wird es in Nordrhein-Westfalen nur noch zwei Bergwerke geben. Es ist die letzte Schließung vor dem endgültigen Auslauf des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus Ende 2018. Erstmals lag im deutschen Steinkohlenbergbau die Zahl der Beschäftigten unter 10 000. Zur Erinnerung: Die RAG begann 1969 mit über 50 Bergwerken und annähernd 200 000 Mitarbeitern. – Zugleich hat der Bergbau seine Lieferverpflichtungen zuverlässig eingehalten. – Die Zahlen belegen, dass sich das Unternehmen an seinen Teil der politischen Verabredungen gehalten hat. Beides miteinander zu verbinden – sozialverträglicher Anpassungsprozess und Lieferverpflichtung – ist ein hoch kompliziertes Geschäft und keineswegs ein Selbstläufer.

Mit dem Ende der Steinkohlenförderung in Deutschland beginnt die Nachbergbauzeit: Der Bergbau hinterlässt Ewigkeitsaufgaben, die zuverlässig bearbeitet werden müssen. Neben anderen wichtigen Aufgaben hat hier die Wasserhaltung, also die Behandlung des Wassers, das in die vom Bergbau geschaffenen Hohlräume gelangt, eine besondere Bedeutung für die Reviere. Auf einer sicheren und verlässlichen Wasserhaltung liegt schon deshalb unser besonderes Augenmerk, weil Beeinträchtigungen und Schäden vermieden werden sollen und müssen. Das Grubenwasserkonzept der RAG im Ruhrgebiet ist darüber hinaus unerlässlich für die Vollendung eines Jahrhundertprojekts: die Renaturierung der Emscher.

Die entsprechenden Konzepte befinden sich im Ruhrrevier in der Konkretisierung, im Saarland bereits in der Genehmigungsphase, um dann Schritt für Schritt zur Umsetzung zu gelangen. Hierbei werden wir unserer Verantwortung gegenüber Mensch und Umwelt gerecht. Die RAG will dabei eigenes und externes Expertenwissen bestmöglich nutzen. Dazu beabsichtigt das Unternehmen, das Grubenwasserkonzept auch von einem renommierten überregionalen Expertenkreis begleiten zu lassen. Damit wird der hohen Sensibilität der Bevölkerung beim Thema „Wasser“ und dem Anspruch der RAG, Verantwortung für einen nachhaltigen Umgang mit den Folgen des Bergbaus zu übernehmen, weiter Rechnung getragen.

„Steinkohle 2015 – Verantwortlich handeln. Perspektiven schaffen.“ lautet deshalb auch der Titel des diesjährigen Jahresberichts. Nicht nur die Fragen um die Wasserhaltung machen die Verantwortung deutlich, der sich die RAG Aktiengesellschaft stellt. In unserem Bericht zeigen wir an vielen Stellen, wie sich der Steinkohlenbergbau bereits jetzt für die verantwortliche Gestaltung der Nachbergbauzeit aufstellt. Dies umfasst auch tarifliche Regelungen, die dem Umstand Rechnung tragen, dass ab dem Jahr 2019 die Hausbrandansprüche nicht mehr aus eigener Produktion bedient werden können. Hier wurde mit unserem Sozialpartner eine ausgewogene Lösung vereinbart.

Der Bericht stellt zudem die aktuelle Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus und die nationalen und internationalen Rahmenbedingungen dar. Dies umfasst ebenso einen Überblick über die internationalen Rohstoffmärkte und die Energie- und Klimapolitik wie die aktuelle Darstellung der Grubengasnutzung.

Nach nunmehr rund drei Vierteln des Weges von den kohlepolitischen Verständigungen im Jahr 2007 bis zur Beendigung der Förderung im Jahr 2018 lässt sich feststellen, dass sich der deutsche Steinkohlenbergbau den Herausforderungen, die diese Aufgabe mit sich bringt, erfolgreich gestellt hat. Nun gilt es, diesen Weg konsequent weiterzugehen, um so der Verantwortung gegenüber Beschäftigten, Partnern und den Regionen bis zum Schluss gerecht zu werden.

Herne, im Oktober 2015

Bernd Tönjes
Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e. V.

Inhaltsverzeichnis

Ein Wort zuvor 5
Inhaltsverzeichnis 6
Editorial 8

Kapitel 1
Rahmenbedingungen 14

Auslaufrahmen des deutschen Steinkohlenbergbaus 16
Beiträge der RAG zum Projekt „klimametropole RUHR 2022“ 18
Nachhaltigkeit als unternehmerische Rahmenaufgabe: das Beispiel der Wasserhaltungskonzepte 19
Bergrechtliche Rahmenbedingungen 20
Arbeitsrecht 21
Betriebliche Altersversorgung 23
Arbeitsschutz 23
Tarifrecht 24
Wegweisende Tarifabschlüsse im deutschen Steinkohlenbergbau 24
Soziale Sicherung 25
Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen 26
Energiewirtschaftliche Rahmendaten 27
Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen 29

Kapitel 2
Das Bergwerk Auguste Victoria – zu jeder Zeit ein verlässlicher Partner 34

110 Jahre Bergbau in Marl – wie alles begann 36
Die Entwicklung – das Entstehen der ersten Schachtanlage 37
Das Bergwerk – Ausgangspunkt für die Entstehung der Stadt Marl 37
Die Übernahme des Bergwerks – von der Eigenständigkeit zur Eingliederung 37
So ging es weiter – technische und bauliche Fortschritte des Bergwerks 38
Ausblick in die Zukunft – Strukturveränderungen in Marl 40

Kapitel 3
Umweltschutz **42**

Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen 44
Die 10 Schwerpunkte des Klimaschutzplans der Landesregierung NRW 45
Strom- und Wärmebeitrag von Grubengas in Nordrhein-Westfalen 46
Automatisierte Verknüpfung zwischen der Einstufung und der Festlegung von Emissionswerten 46
Alternative Kohlenutzung 49

Kapitel 4
Internationale Energie- und Rohstoffmärkte **50**

Energiewirtschaftliche Rahmendaten international 53
Steinkohle im Kontext weltweiter Energietrends 53
Steinkohlenweltmarkt 58
Preis- und Seefrachtratenentwicklung 61
Lage der deutschen Zulieferindustrie 63

Anhang
Statistik 66
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 69
Organisation 70
Impressum 71
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2014 73

Editorial

Der deutsche Steinkohlenbergbau hat seinen politisch vorgezeichneten sozialverträglichen Auslaufprozess planmäßig fortgesetzt. Der nächste einschneidende Schritt ist die Stilllegung des traditionsreichen Bergwerks Auguste Victoria zum Jahreswechsel 2015/2016, dessen Geschichte in diesem Jahresbericht durch den Leiter des Bergwerks Jürgen Kroker ausführlicher beleuchtet wird. Ab 2016 wird es dann in Deutschland bis zur vollständigen Beendigung der Förderung Ende 2018 nur noch zwei aktive Steinkohlenbergwerke, nämlich das Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop und das Bergwerk Ibbenbüren, geben. Mit diesen beiden Bergwerken werden die verbleibenden Produktionsziele zuverlässig erfüllt. Der Auslaufprozess der Steinkohlenförderung ist mit einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Strategie der RAG Aktiengesellschaft (RAG) für den Nachbergbau verknüpft. Die RAG bereitet sich schon heute unter Berücksichtigung aller relevanten sozialen, ökonomischen und ökologischen Aspekte auf die Zeit ab 2019 vor. Dazu gehört derzeit insbesondere die Nutzung der personalwirtschaftlichen Instrumente für eine Belegschaftsanpassung ohne betriebsbedingte Kündigungen. Zur zukunftsorientierten Entwicklung der Geschäftsfelder des Beteiligungsbereichs rund um die Kohle gehört auch die Nutzung von Bergbau-Infrastruktur für erneuerbare Energien als Beitrag zum regionalen Strukturwandel und zur Energiewende. Ferner sind die Weitergabe des im Steinkohlenbergbau gesammelten Wissens und die Pflege einer branchenspezifischen Erinnerungskultur von großer Bedeutung. Zentrales Thema ist die Verantwortung und Vorsorge für die Deckung der Alt- und Ewigkeitslasten des nach dem Jahr 2018 vollständig stillgelegten deutschen Steinkohlenbergbaus.

Unternehmerische Kernaufgabe der Nachbergbauzeit wird die Erfüllung der Ewigkeitsaufgaben sein, insbesondere die permanente Wasserhaltung, also das Abpumpen und Ableiten des Grubenwassers aus den stillgelegten Grubenbauen. Die Finanzierung dieser und der anderen Ewigkeitsaufgaben (Grundwasserreinigung, Poldermaßnahmen) übernimmt ab 2019 die zu diesem Zweck im Jahr 2007 gegründete RAG-Stiftung.

Grubenwasserkonzepte

Die langfristigen Grubenwasserkonzepte für die deutschen Steinkohlenreviere hat die RAG 2014 und 2015 konkretisiert. Im Saarland, wo die Steinkohlenförderung Mitte 2012 eingestellt wurde, ist dafür im Frühjahr 2015 die für das bergrechtliche Genehmigungsverfahren erforderliche planerische Mitteilung eingereicht worden. Gegenstand aller Grubenwasserkonzepte der RAG ist die dauerhafte Gewährleistung der jeweiligen Grubenwasserhaltung, wobei in einem behutsamen Umstellungszeitraum von rund 20 Jahren – unter absoluter Priorität des Trinkwasserschutzes und weiterer Umweltschutzanliegen – die Zahl der Wasserhaltungsstandorte reduziert, die Pumpniveaus auf unkritische Höhen angepasst und einige Kosten sparende technische Veränderungen ermöglicht werden sollen. Mit Blick auf die potentiellen Gewässerbelastungen durch untertägige Reststoffe wird durch eine regelmäßige Beprobung dafür Vorsorge getroffen, eventuelle Risiken zu erkennen, Einschätzungen zu überprüfen und Wasserhaltungsmaßnahmen ggf. demgemäß zu korrigieren. Dabei steht die Vermeidung von Schäden für Mensch und Umwelt an erster Stelle.

Dies zeigt sich auch am Umgang der RAG mit der Frage, ob durch den Einsatz von polychlorierten Biphenylen (PCB), deren Einsatz in Schmierstoffen in der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts im Steinkohlenbergbau unter Tage nach dem Unglück in Marinelle (Belgien) vorgeschrieben war, Beschäftigte zu Schaden gekommen sind. Nachdem diese Frage Anfang 2015 medial aufgeworfen wurde, hat sich die RAG gemeinsam mit verschiedenen Stakeholdern zusammengefunden, um diese Frage aus heutiger Sicht und auf Basis der heute vorliegenden Erkenntnisse zur potentiellen Gefährdung zu klären. Unter Einbeziehung von externem und unabhängigem wissenschaftlichem Sachverstand soll geklärt werden, ob und gegebenenfalls wie die Belastung der Beschäftigten unter Tage noch feststellbar und zu beurteilen ist. Die Beantwortung dieser Frage soll schnellstmöglich erfolgen, die gebildete Arbeitsgruppe arbeitet intensiv daran, die verschiedenen Möglichkeiten zu beleuchten und auf die rechtliche und tatsächliche Durchführbarkeit zu überprüfen.

Aktuelle sozialrechtliche Entwicklungen

In der arbeits- und sozialrechtlichen Gesetzgebung hat sich der im ersten Jahr der Großen Koalition erkennbare Trend der Leistungsausweitung in der Sozialversicherung und der stärkeren Regulierung im Arbeitsrecht weiter fortgesetzt. Die Einführung der „Rente mit 63" und die Ausweitung der Anerkennung von Erziehungszeiten, gemeinhin als „Mütterrente" bezeichnet, ziehen die erwarteten Mehrkosten für die gesetzliche Rentenversicherung nach sich. Absehbar ist, dass die finanziellen Reserven zunehmend abschmelzen werden und in wenigen Jahren eine Erhöhung des Beitragssatzes notwendig werden wird. Während

sich in der Rentenpolitik eine gewisse Beruhigung der Aktivitäten einstellte, kamen nun die anderen Zweige der Sozialversicherung verstärkt in den Blick. In diesem Jahr wurde die zweite und zugleich letzte Stufe der Weiterentwicklung der Pflegeversicherung verabschiedet. Sie wird in wesentlichen Teilen Anfang 2017 in Kraft treten. Mit dieser zweiten Stufe erfolgt die Neufassung des Pflegebedürftigkeitsbegriffs. Künftig werden fünf Pflegegrade zur Einordnung der Pflegebedürftigen Anwendung finden und die zurzeit bestehende Einteilung in drei Pflegestufen ablösen. Diese Umstellung bringt nicht allein eine Beitragssatzerhöhung mit sich – beide Stufen des Reformpaketes bedeuten gemeinsam eine Mehrbelastung von einem halben Prozentpunkt –, sondern wegen der durch umfangreiche Bestandsschutzregelungen flankierten Überleitungsregelungen auch eine Einmalbelastung der Pflegekassen von rund 4,5 Mrd. €. Die Überleitung soll aus den Rücklagen der Kassen finanziert werden, was angesichts der bereits jetzt erkennbaren langfristigen Überforderung problematisch ist. Diesen Regelungen ist zugutezuhalten, dass hiermit allein die Aufgabenerfüllung der Pflegeversicherung auf neue Beine gestellt wird. Bei zwei Gesetzgebungsvorhaben, die im Wesentlichen die Krankenversicherung betreffen, ist dies so nicht der Fall. Sowohl das Präventionsgesetz als auch das Krankenhausstrukturgesetz übertragen den Krankenkassen finanzielle Verantwortung für Aufgaben, die an sich gesamtgesellschaftlich zu bewältigen und damit aus Steuermitteln zu finanzieren sind. Die Umleitung von 500 Mio. € aus Beitragsmitteln in das Krankenhauswesen ist nicht die richtige Konsequenz aus der Tatsache, dass die Bundesländer ihrer Pflicht zur Investitionsfinanzierung für Krankenhäuser nur unzureichend nachkommen. Gleiches gilt für die künftige Mitfinanzierung der Bundeszentrale für gesundheitliche Aufklärung aus Beitragsmitteln, da diese gesamtgesellschaftliche Aufgaben wahrnimmt.

Parallel zu diesen sozialrechtlichen Maßnahmen wird durch die arbeitsrechtliche Gesetzgebung in die unternehmerische und tarifpolitische Gestaltungsfreiheit eingegriffen. Seit Anfang 2015 gilt grundsätzlich ein einheitlicher Mindestlohn in Höhe von 8,50 € je Arbeitsstunde. Auch in Branchen wie dem Steinkohlenbergbau, die entweder bereits tariflich einen Mindestlohn in dieser Höhe vereinbart haben oder auch ein insgesamt höheres Entgeltniveau aufweisen, haben die Unternehmen Aufzeichnungs- und Dokumentationspflichten zu erfüllen. Trotz der mittlerweile umgesetzten Erleichterungen greifen diese weiter auch bei Beschäftigten, die deutlich höhere Entgelte beziehen.

Eine Herausforderung besonders für traditionell männerdominierte Branchen wie den Steinkohlenbergbau stellt das im Sommer in Kraft getretene Gesetz zur Einführung einer Geschlechterquote dar. Mit diesem Gesetz wurden die Unternehmen des Steinkohlenbergbaus, die der Montanmitbestimmung unterliegen, verpflichtet, sich bis zum 30.September 2015 Ziele zu setzen, um den Anteil von Frauen in Führungspositionen zu erhöhen. Diese Ziele müssen für Aufsichtsrat, Vorstand und die beiden Führungsebenen darunter formuliert werden. Aus politischen Gründen darf die erste Frist, diese Ziele zu erfüllen, maximal bis zum 30. Juni 2017 reichen (noch in dieser Legislaturperiode), danach gilt ein Fünfjahresrhythmus. Für den Steinkohlenbergbau gilt, dass in Zeiten des sozialverträglichen Personalabbaus die Steigerung der Frauenquote in den Führungsebenen ganz besonders anspruchsvoll ist, da der Anteil der Frauen, die in eine Führungsposition entwickelt werden können, in der Gesamtbelegschaft vergleichsweise gering ist. Deshalb darf es nicht überraschen, dass die in dieser Branche formulierten Zielgrößen zunächst von Zurückhaltung geprägt sind. Es ist in Zeiten des Personalabbaus bereits als Erfolg zu werten, wenn es gelingt, die aktuellen Quoten zu halten.

Erfreulich ist, dass der Gesetzgeber sich bei der Umsetzung der Mobilitätsrichtlinie auf eine möglichst restriktive Umsetzung in Deutschland festgelegt hat, um die betriebliche Altersversorgung nicht mehr als notwendig zu belasten. So werden die Vorschläge der Richtlinie im Wesentlichen 1 : 1 umgesetzt. Die Umsetzung der EU-Richtlinie, gegen die sich Unternehmen und auch die deutsche Politik lange zur Wehr gesetzt hatten, führt zwar zu Belastungen der deutschen Unternehmen, doch sind bei der Umsetzung in nationales Recht keine weiteren hinzugekommen. Ebenfalls erfreulich ist der Einsatz der Politik zu einer echten Stärkung der Tarifautonomie (im Gegensatz zum Tarifautonomiestärkungsgesetz) durch das Tarifeinheitsgesetz. Mit diesem Gesetz wird der Grundsatz „Ein Betrieb – ein Tarifvertrag" gesetzlich verankert. Damit trägt der Gesetzgeber dem verantwortungsvollen Handeln der Tarifpartner Rechnung und ermöglicht stabile und tragfähige Tariflösungen im Sinne von Betrieb und Belegschaft. Es bleibt zu hoffen, dass dieses Gesetz einer verfassungsrechtlichen Prüfung in Karlsruhe standhält.

Energiepolitik

Ein Thema mit direkter Bedeutung auch für den heimischen Steinkohlenbergbau war im Jahr 2015 Deutschlands Kandidatur zur internationalen „Extractive Industries Transparency Initiative" (EITI). Mit dieser Initiative sollen global

gültige Transparenzstandards für finanzielle Verflechtungen zwischen Staat und Bergbausektor geschaffen werden. Wegen der ohnehin bestehenden großen Transparenz der Steinkohlensubventionen und der festgelegten Beendigung der Steinkohlenförderung in Deutschland Ende 2018 wird der heimische Steinkohlenbergbau jedoch von der künftigen EITI-Berichterstattung nicht sonderlich berührt. Immerhin sind von den Steinkohlenbergbauunternehmen alle Steuerzahlungen aufzuführen, die durch die Bergbautätigkeit ausgelöst werden. Diese sind durchaus beträchtlich. Im Rahmen der Auseinandersetzungen um einen subventionierten Steinkohlenbergbau wurde immer darauf hingewiesen, dass netto die Subventionen deutlich niedriger sind.

Mit dem Auslaufen des heimischen Steinkohlenbergbaus nimmt dessen energiewirtschaftliche Bedeutung immer weiter ab. Die Steinkohlenversorgung Deutschlands wird ab 2019 vollständig durch Importkohle gedeckt werden. Der Energieträger Steinkohle (heimische und Importkohle) hat seinen dritten Rang im nationalen Energiemix sowohl beim Primärenergieverbrauch (hier hinter Mineralöl und Erdgas) als auch bei der Stromerzeugung (hier hinter den erneuerbaren Energien und der Braunkohle) gehalten. Die energiewirtschaftlichen Strukturen ändern sich unter dem Vorzeichen der Energiewende in Deutschland allmählich. Sichtbares Zeichen ist seit 2014, dass die durch das EEG beträchtlich geförderte regenerative Stromerzeugung in ihrer Summe erstmals vor der Braunkohle liegt. Geblieben ist aber immer noch die starke Diskrepanz zwischen den schon enormen Anteilen der Erneuerbaren an den Stromerzeugungskapazitäten und an der tatsächlichen Stromerzeugung in Deutschland. Dies spiegelt deren Schwankungen in der Verfügbarkeit wider. Ohne Unterstützung durch fossile Energieträger kommt die Energiewende nicht aus. Die klima- und energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa werden dennoch immer mehr hin zu den erneuerbaren Energien verschoben, ohne dass der Leitungsausbau oder ein Aufbau von Speicherkapazitäten rechtzeitig gesichert worden wäre.

Das stellt die deutsche Energiepolitik vor große Herausforderungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der Sicherheit der Energieversorgung. Die Bundesregierung begegnet diesen Herausforderungen nach der EEG-Novelle 2014 und einigen weiteren Maßnahmen zur Stabilisierung und Kostendämpfung mit einer stärkeren Systematisierung der Ziele des Energiekonzepts. Im Fortschrittsbericht zur Energiewende vom Dezember 2014 hat sie eine neue „Zielarchitektur" vorgestellt. Darin werden als Leitziele neben der Sicherheit und der Wettbewerbsfähigkeit der Energieversorgung die Einhaltung der (für die nächsten Dekaden konkret quantifizierten) nationalen Treibhausgasemissionsreduktionsziele sowie des planmäßig bis 2022 beschlossenen Atomausstiegs benannt. Als das wichtigste Instrument zur Umsetzung dieser Leitziele wird neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Steigerung der Energieeffizienz gesehen. Gleichwohl hat die Bundesrepublik Deutschland die EU-Richtlinie zur Energieeffizienz nicht vollständig umgesetzt. Dieser scheinbare Widerspruch ist auf allzu bürokratische Regelungen in der Richtlinie zurückzuführen. Deutschland ist bei den Umsetzungsproblemen keineswegs allein.

Ein weiterer Fokus wird auf die Neuordnung des deutschen Strommarkts gesetzt. Dazu sind breit gefächerte fachliche Diskussionen sowie öffentliche Konsultationen auf Basis eines Grünbuchs und des nachfolgenden Weißbuchs durchgeführt worden, an denen sich auch die deutsche Steinkohle beteiligt hat. Die Bundesregierung hat sich im Ergebnis gegen die Option der Einführung eines sogenannten Kapazitätsmarktes und für die Weiterentwicklung und Optimierung des „Energy Only"-Marktes im Stromsektor entschieden, dies verbunden mit einer Reihe von „Sowieso-Maßnahmen" (Netzausbau, europäische Integration, Stärkung des CO_2-Emissionsrechtehandels etc.) und flankiert durch eine begrenzte Kapazitätsreserve zur Sicherung der Stromversorgung. Heftig gerungen worden ist des Weiteren um einen „Klimabeitrag" der Kohlekraftwerke. Durch diesen Beitrag sollten die CO_2-Emissionen des Kraftwerkssektors – über die schon einschlägigen Beschränkungen durch das Europäische Emissionshandelssystems hinaus – auf nationaler Ebene zusätzlich zu den bisherigen Festlegungen Deutschlands für die Stromwirtschaft weiter eingeschränkt werden. Von Gewerkschafts- und Industrieseite wurden dazu Alternativkonzepte vorgelegt, die geringere energie- und volkswirtschaftliche Kosten aufweisen.

Das Land Nordrhein-Westfalen und die IG BCE hatten mit einem Alternativkonzept vorgeschlagen, dass einige ältere Kohlekraftwerke in eine Kapazitätsreserve eingestellt werden und hierfür eine Kompensation erhalten sollten. Am 2. Juli 2015 erklärte Bundeswirtschaftsminister Gabriel (SPD) nach einem Spitzengespräch der Koalition, dass die Klimaabgabe endgültig vom Tisch sei. Bestandteil der Einigung ist, dass Braunkohlenkraftwerksblöcke in einem Umfang von 2,7 GW schrittweise in eine Kapazitätsreserve überführt und dann nach vier Jahren stillgelegt werden.

Die Kapazitätsreserve sichert dabei den Strommarkt 2.0 ab. Bundeswirtschaftsminister Gabriel: „… das bedeutet, dass wir jetzt Braunkohlenkraftwerke stilllegen werden, also statt einiger Stunden weniger, werden wir richtig Blöcke stilllegen." Da ein neues Strommarktdesign beschlossen wäre, sei das nun der „Gürtel zum Hosenträger".

Dadurch ist zunächst die Diskussion um eine Neuordnung des deutschen Strommarktes beendet. Es bleibt bei der bereits angekündigten Haltung der Bundesregierung, dass lediglich der Strommarkt „ertüchtigt" werden muss und übergangsweise durch eine Reserve ergänzt wird. Je nach endgültiger Umsetzung des Kompromisses könnte diese Reserve durchaus sogar deutlich höher sein, als die derzeitige „Winterreserve" der Bundesnetzagentur ausgelegt ist. Bundeswirtschaftsminister Gabriel zufolge müsse die Bundesregierung nun über eine Erhöhung der Fördermittel für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) diskutieren und positiv bescheiden, damit ein weiteres Element des genannten Alternativvorschlages umgesetzt werden kann. Auf diesem Wege sollten ältere KWK-Anlagen auf Steinkohlenbasis durch solche auf Gasbasis ersetzt werden. Aus Steinkohlensicht ist die mangelnde Brennstoffneutralität im von Bundesminister Gabriel beschriebenen Vorschlag kritisch zu bewerten. Auch wenn die heimische Steinkohle ausläuft, so ist doch mit der Importkohle ein äußerst preisgünstiger Energieträger vorhanden, der einen Beitrag zu einer auch unter Kostengesichtspunkten erfolgreichen Energiewende leisten könnte.

Offensichtlich geraten die Kosten der Energiewende aber immer mehr aus dem Blick. Die Dominanz von Meinungen und Stimmungen bei der Entscheidungsfindung nimmt nicht nur in Deutschland, sondern auch in Brüssel und in den G7-Ländern stetig zu. Sogenannte Nichtregierungsorganisationen (NGO) befeuern die Debatte und nehmen für sich in Anspruch, die organisierte Zivilgesellschaft zu vertreten. Einige meinungsbildende Journalisten („Alpha-Journalisten") verbreiten deren Positionen und versuchen, daraus die Meinung der Zivilgesellschaft zu machen. Ein genauer Blick auf die Finanzierung der NGOs zeigt allerdings, dass es hier sehr wohl Interessenabhängigkeiten gibt und dass insbesondere die EU-Kommission Nichtregierungsorganisationen über ihren Haushalt finanziert, auf die sie sich später unter Umständen wieder beruft.

Da bei diesen Organisationen anscheinend ein gewisses Maß an Skepsis über den Erfolg der globalen Klimapolitik aufkeimte, wenden sie sich nun vermehrt dem Thema Luftreinhaltung zu und weisen der Kohle einseitig die Schuld für die schlechte Luftqualität in solchen Ländern zu, die noch keine vergleichbaren Standards wie in Deutschland haben. Richtig ist, dass der Einsatz von Kohle zu Heizzwecken in Kleinfeuerungen vielfach ein bedeutender Mitverursacher von Schadstoffemissionen ist. Hier könnten moderne Heizkraftwerke für Abhilfe sorgen. Dies gilt nicht nur für ferne Länder wie China, sondern etwa auch für unser Nachbarland Polen. Völlig unzutreffend ist allerdings, dass in Deutschland Kohlekraftwerke einen bedeutenden Anteil an der Entstehung von Luftschadstoffen haben sollen. Vielmehr sind ganz überwiegend die Emissionen aus dem Straßenverkehr die Hauptquelle. Neuere Forschungsarbeiten deuten darauf hin, dass auch die Landwirtschaft einen erheblichen Anteil an diesen Emissionen hat.

Eine Versachlichung der Diskussion könnte die EU-Kommission zum Beispiel selbst unter Bezugnahme auf den Datenbestand der Europäischen Umweltagentur vornehmen. Entsprechend könnte sich die deutsche Bundesregierung auf den Kenntnisstand des Umweltbundesamtes berufen. Letzteres trägt von sich aus nicht zu einer Sachaufklärung bei, die die Kohle im Rahmen der allgemeinen Umweltdiskussion entlasten könnte. Auch ein sachlicher Umgang mit Daten und Fakten müsste Bestandteil einer tragfähigen Vereinbarung zum Klimabeitrag der Kohlekraftwerke sein.

Vor diesem Hintergrund steht die Nutzung und speziell die Verstromung von Steinkohle vor großen Herausforderungen. Doch es ergeben sich in diesem Kontext auch neue Perspektiven bis hin zur verstärkten stofflichen Nutzung von Kohle. Im Energiesektor können moderne flexible und effiziente Kraftwerke auf Steinkohlenbasis zudem wichtige Beiträge zur Energiewende leisten, da die Kohle gegenüber dem Gas bedeutende Vorteile an Sicherheit und Preisgünstigkeit besitzt und der technologische Fortschritt in Richtung Klimavorsorge auch bei der Kohlenverstromung weitergeht. Die Stichworte lauten: höhere Wirkungsgrade, Ausbau der KWK sowie CO_2-Abscheidung zwecks CO_2-Nutzung. Aus CO_2 und regenerativ erzeugtem Wasserstoff können Methanol oder synthetischer Dieselkraftstoff hergestellt werden. Dies wäre zugleich auch ein Beitrag, den Verkehrssektor in die Energiewende einzubeziehen.

Kohlendioxid nicht als Abfall, sondern als einen Wertstoff zu betrachten, ist deshalb Inhalt eines der Förderprogramme des Bundesministeriums für Bildung und Forschung. Im

Rahmen der Förderrichtlinie „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO_2" können einige geförderte Projekte bereits erste Erfolge vorweisen, beispielsweise – wie oben schon erwähnt – hochreiner, schwefelfreier, synthetischer Dieselkraftstoff aus Wasser und CO_2 in einer Power-to-Liquids-Demonstrationsanlage in Dresden. Auch die STEAG GmbH, Essen, ist an der Weiterentwicklung der Power-to-Liquids-Technologie in einem ihrer Steinkohlenkraftwerke unter Nutzung ihrer CO_2-Emissionen beteiligt. Zusammen mit internationalen Partnern sollen CO_2-Emissionen aus dem Kraftwerk in Methanol umgewandelt werden.

Die Energiewende in Deutschland könnte immer noch ein Erfolgsmodell werden, doch sie weist noch etliche Fehlsteuerungen auf, und sie hat bislang eine Reihe wichtiger ökonomischer und sozialer Aspekte zu sehr vernachlässigt. Mit der Informationskampagne „Gemeinsam fürs Ganze" der IG BCE sowie zahlreicher Unternehmen der Energiewirtschaft (auch des Steinkohlensektors) und der energieintensiven Industrie ist in diesem Jahr darauf öffentlich hingewiesen worden.

Im Juni 2015 hat die nordrhein-westfälische Landesregierung den ersten Klimaschutzplan für Nordrhein-Westfalen verabschiedet und dem Landtag vorgelegt. Mit den hierin enthaltenen Klimaschutzmaßnahmen und Strategien für die Anpassung an den Klimawandel sollen die Ziele des im Jahr 2013 verabschiedeten Klimaschutzgesetzes erreicht werden (Verminderung der Treibhausgasemission bis 2020 um mindestens 25 % und bis 2050 um mindestens 80 % – jeweils im Vergleich zum Basisjahr 1990). Zuvor hatten Wirtschafts- und Umweltverbände, Kirchen und Gewerkschaften sowie viele andere gesellschaftliche Gruppen zu dem Entwurfstext Stellung genommen. Viele der Anregungen wurden in der Folge eingearbeitet. Schließlich will die Landesregierung bei all ihren Klimaschutzbemühungen stets auch die besondere Rolle Nordrhein-Westfalens als Industrieland im Auge behalten.

Weltmärkte und Weltklima

Im Jahresverlauf geriet die Steinkohle auf den internationalen Märkten zunehmend unter Druck. Bei mehr als ausreichenden Kapazitäten und relativ schwacher weltweiter Nachfrage haben die Preise auf den Kraftwerks- und Kokskohlenmärkten international stark nachgegeben. Ähnlich erging es den Seefrachtraten für Massenguttransporte, die sich innerhalb eines halben Jahres halbierten.

Die Weltsteinkohlenförderung lag im Jahr 2014 mit 7,2 Mrd. t auf Vorjahresniveau. Dabei war die Entwicklung einzelner Länder recht unterschiedlich. In der VR China ging aus konjunkturellen und regulatorischen Gründen die Förderung um 2 % zurück.

Nach der Produktion steht nun auch die Nutzung von Steinkohle zur Stromerzeugung international und insbesondere im Vorfeld der nächsten UN-Weltklimakonferenz, die vom 30. November bis 11. Dezember 2015 in Paris stattfindet, vermehrt in der Kritik.

Die Chefs führender europäischer Erdgas- und Erdölkonzerne wagten einen eigenen klimapolitischen Vorstoß und sprachen sich für ein weltumspannendes CO_2-Preissystem aus, hatten dabei offensichtlich aber eher wettbewerbspolitische Aspekte gegen die Konkurrenzenergie Kohle im Sinn. Nicht überraschen darf deshalb, dass die amerikanischen Ölkonzerne ExxonMobil und Chevron ihre Unterschrift verweigerten. In den USA ist Gas mit Kohle konkurrenzfähig. Man könnte auch sagen: Europa braucht keine höheren CO_2-Preise, sondern niedrigere Gaspreise. Experten rechnen fest damit, dass der Shale-Gas-Boom in den USA nachhaltig ist und schon bald billiges Flüssiggas in Europa verfügbar werden wird. Spätestens dann muss nicht mehr erklärt werden, dass die europäische Gaswirtschaft im Kraftwerkssektor keine wettbewerbsfähigen Preise anbietet.

Auf Regierungsebene hat sich die G7-Runde im Juni dieses Jahres auf kurz- bis mittelfristige Maßnahmen zur Abmilderung eines anthropogen verursachten Klimawandels sowie auf das Ziel „100 % Erneuerbare" in der globalen Stromerzeugung bis spätestens zum Ende dieses Jahrhunderts verständigt, aber keine konkreten Beschlüsse hierzu gefällt. Die Internationale Energieagentur (IEA) in Paris sieht die Erreichung des Zwei-Grad-Ziels gefährdet – das heißt die Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur auf maximal 2 °C im Vergleich zum Temperaturniveau vor der Industrialisierung – und hat deshalb unmittelbar nach dem G7-Gipfel einen eigenen klimapolitischen Maßnahmenkatalog erstellt, der sich insbesondere gegen Kohle richtet. Aber auch die Öl- und Gasindustrie wird scharf angegriffen. Sie soll ihre Methanemissionen reduzieren, die viel klimawirksamer als CO_2-Emissionen sind.

Um das Zwei-Grad-Ziel zu erreichen, müssten nach Meinung der britischen Denkfabrik Carbon Tracker vier Fünftel der heute wirtschaftlich abbaubaren fossilen Rohstoffreserven

im Boden bleiben. Diese These hat eine internationale Diskussion über das mögliche Platzen einer sogenannten Kohlenstoffblase – einer „Carbon Bubble" – ausgelöst und Befürchtungen von entsprechenden Auswirkungen auf die Weltkonjunktur gestärkt. Da diese Reserven aber gar nicht vollständig bilanziert sind, ist die Warnung übertrieben. Die deutsche Bundesregierung begrüßt eine sorgfältige Prüfung dieser Fragestellung, die deutsche Bankenaufsicht sieht bisher insgesamt aber kein erhöhtes Finanzstabilitätsrisiko infolge einer plötzlichen Abwertung von Vermögenswerten des fossilen Sektors. Internationale Anleger wie der norwegische Staatsfonds wollen zumindest aus dem Geschäft mit Kohle aussteigen, obwohl Beteiligungen aus dem Öl- und Gassektor ebenfalls betroffen wären. Während eine Reihe von großen internationalen Entwicklungsbanken die Finanzierung von Kohleprojekten stark einschränken will, legt zum Beispiel die deutsche Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) großen Wert auf die Finanzierung von zeitgemäßer Kohleverwendungstechnik, da hiermit insbesondere durch höhere Wirkungsgrade große CO_2-Einsparpotentiale erzielt werden können.

Kohle muss Teil der Lösung des Klimaproblems bleiben. Nur Steinkohle ist weltweit überall kostengünstig verfügbar und kann deshalb am besten den Übergang zu den erneuerbaren Energieträgern flankieren.

Kapitel 1
Rahmenbedingungen

Niederberg 1/2/5, Neukirchen-Vluyn

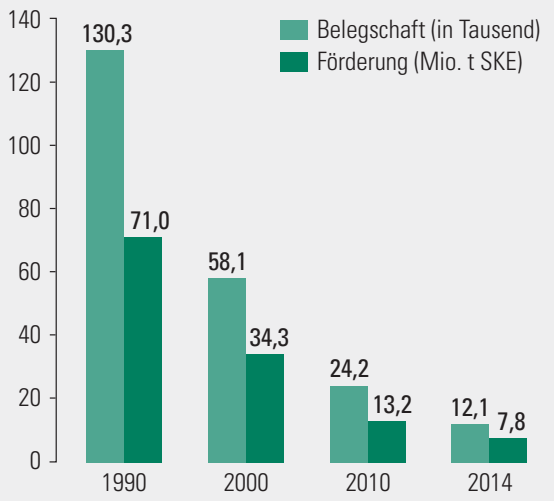
Mit dem Zusammenschluss der Bergwerke Friedrich Heinrich/Rheinland in Kamp-Lintfort und Niederberg in Neukirchen-Vluyn zum Bergwerk West wurde am Jahresende 2001 der Förderstandort Niederberg aufgegeben. Der größte Teil der Übertagegebäude wurde abgerissen, einige stehen unter Denkmalschutz und werden saniert. Auf Teilen der ehemaligen Bergwerksfläche entstehen Gewerbe- und Wohnquartiere.

Auslaufrahmen des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die Bergbauplanung der RAG ist unter dem Motto „Erfahrung. Verantwortung. Zukunft“ mit einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Unternehmensstrategie für die Zeit nach dem Ende des Bergbaus verknüpft worden.

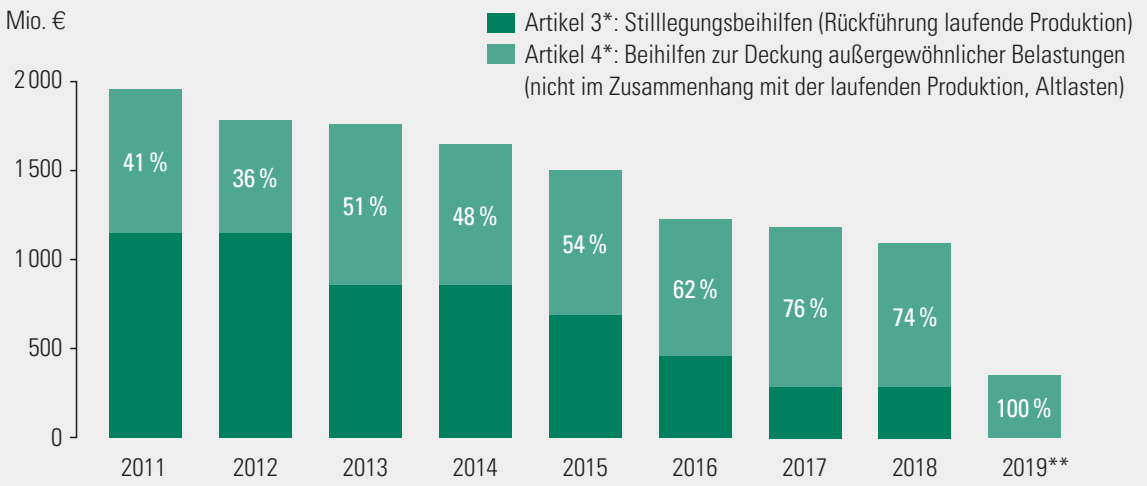
Darin wird wie vereinbart und politisch vorgegeben ein sozialverträglicher Belegschafts- und Kapazitätsabbau durchgeführt, der sich 2014 und 2015 planmäßig fortgesetzt hat. Nach einschneidenden Stilllegungsschritten in den Vorjahren gab es im Jahr 2014 zwar keine Bergwerksstilllegung, aber auf den noch verbliebenen drei aktiven Steinkohlenbergwerken – im Ruhrrevier Prosper-Haniel in Bottrop und Auguste Victoria in Marl sowie Ibbenbüren im Tecklenburger Land – gleichwohl eine weitere Belegschaftsanpassung um rund 2 400 auf noch 12 100 Bergleute zum Jahresende. Das Jahr 2015 ist dadurch gekennzeichnet, dass die Beschäftigtenzahl des deutschen Steinkohlenbergbaus erstmals seit Gründung der RAG (bzw. der früheren Ruhrkohle AG) und zugleich erstmals in Deutschland seit über 150 Jahren unter die Marke von 10 000 gefallen ist. Zum Jahreswechsel 2015/2016 steht zudem mit der Schließung des Bergwerks Auguste Victoria planmäßig die nächste Stilllegung an. Die Produktion heimischer Steinkohle wird dadurch von 7,6 Mio. t v. F. im Jahr 2014 auf voraussichtlich 6,2 Mio. t v. F., also um weitere gut 18 %, zurückgeführt werden.

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Im Bergwerk Auguste Victoria ist im Frühjahr 2015 der letzte Abbaubetrieb angelaufen, aus dem bis zum Jahresende rund 700 000 t Steinkohle in einer Teufe von 1 400 m gefördert werden sollen. Die Geschichte des Bergwerks Auguste Victoria wird in Kapitel 2 in einem Gastbeitrag ausführlich darge-

EU-rechtlich genehmigte Stilllegungsbeihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau



* Bestimmungen der Ratsentscheidung 2010/787/EU.
** Von 2019 an können Abschreibungen aus der Stilllegung der letzten Bergwerke und weitere Aufwendungen für stillgelegte Produktionseinheiten sachgerecht über mehrere Jahre verteilt werden. Schätzwert für 2019.

Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland

Bergwerke
1 Prosper-Haniel
2 Auguste Victoria
(Stilllegung zum 01.01.2016)
3 Ibbenbüren

Standorte des RAG-Konzerns

Herne:
RAG
RAG Deutsche Steinkohle
RAG Mining Solutions
RAG Analytik
RAG Verkauf
Sitz des GVSt

Essen:
RAG Montan Immobilien

Recklinghausen:
RAG Konzernrevision

Ensdorf:
Regionalverwaltung Saar

stellt. Während im Bergwerk Ibbenbüren die dort aufgeschlossenen Anthrazitkohlenvorräte mit bewährter Technik weiter abgebaut werden, ist auf dem Bergwerk Prosper-Haniel Ende 2014 der erste Abbaubetrieb im Flöz Zollverein 1/2 mit einer neuen Strebausrüstung angelaufen. Vorgesehen sind dort bis 2018 insgesamt drei Bauhöhen, aus denen rund 2,7 Mio. t Steinkohle gefördert werden sollen. Das Flöz Zollverein stellt wegen seiner für hiesige Verhältnisse außerordentlich großen Mächtigkeit (um die 3,50 m) besondere Anforderungen an die Berg- und Maschinentechnik. So ist ein neuer Schildausbau erforderlich geworden, und es muss der größte verfügbare Walzenlader der RAG zum Einsatz gebracht werden. Diese und andere Investitionen und Maßnahmen sorgen für einen leistungsfähigen Abbaubetrieb im verbleibenden Auslaufprozess.

Letzteres macht deutlich, dass zentrales Unternehmensziel der RAG bis zum Auslauf des Steinkohlenbergbaus neben der sozialverträglichen Belegschaftsanpassung die Erfüllung der Produktionsziele für die zuverlässige Versorgung der Kunden ist. Parallel zum geordneten Auslaufprozess bei der Förderung von Steinkohle verstärkt die RAG in ihren Beteiligungen weiter ihr Engagement rund um die Kohle: von Vertrieb und Logistik für Kohleprodukte über Know-how-Vermarktung und Rohstoffanalyse bis zu innovativen Lösungen für ehemalige Kohleflächen und umweltorientierter Bergbau-Folgenutzung, wie vor allem der Nutzung von Bergbau-Infrastruktur für erneuerbare Energien (zum Beispiel Windkraftanlagen auf Halden). Damit leistet die RAG im Rahmen ihrer Möglichkeiten zukunftsorientierte aktive Beiträge zum Strukturwandel in den Regionen und zur Energiewende in Deutschland.

Zugleich ist der deutsche Steinkohlenbergbau bestrebt, sein aus der Erfahrung mit der Gewinnung von Bodenschätzen gesammeltes Wissen an die kommende Generation weiterzugeben und seine Standorte und Ressourcen auch in jeglicher anderer Weise in Verantwortung für die Zukunft einzusetzen, kurzum nachhaltig zu handeln. Das betrifft die soziale Dimension ebenso wie die ökologische und die wirtschaftliche Di-

mension der Nachhaltigkeit. Die soziale Dimension zeigt sich nicht nur in dem Leitsatz „Kein Bergmann darf ins Bergfreie fallen“, was für den jüngeren Teil der Belegschaft, der nicht im Zuge des Auslaufprozesses in den (Vor-)Ruhestand gehen oder in die Nachbergbaugesellschaft übernommen werden kann, die Qualifizierung und Vermittlung in andere Arbeitsverhältnisse außerhalb des Bergbaus bedeutet, wie zum Beispiel durch die gezielte Kooperation mit der Evonik Industries AG oder mit der Deutschen Bahn AG. Der soziale Anspruch des deutschen Steinkohlenbergbaus zeigt sich ebenso in der Priorität des Arbeits- und Gesundheitsschutzes in sämtlichen Produktionsprozessen, in einer beidseitig stark ausgeprägten Sozialpartnerschaft und auch in der Pflege und Sicherung seines kulturellen Erbes.

Die ökonomische und die ökologische Dimension der Nachhaltigkeit gehen in einem verantwortungsvoll betriebenen Steinkohlenbergbau seit je Hand in Hand. Das beginnt bei einer ressourcenschonenden Rohstoffgewinnung und endet im „Recycling“ ehemaliger Bergbauflächen für neue Gewerbe und

Beiträge der RAG zum Projekt „klimametropole RUHR 2022“

» Pumpspeicherkraftwerke unter Tage als flankierende Speichersysteme für regenerative Stromerzeugung (zunächst Machbarkeitsstudie der wirtschaftlichen Potentiale, insbesondere beim Bergwerk Prosper-Haniel – die technische Machbarkeit gilt inzwischen als nachgewiesen).

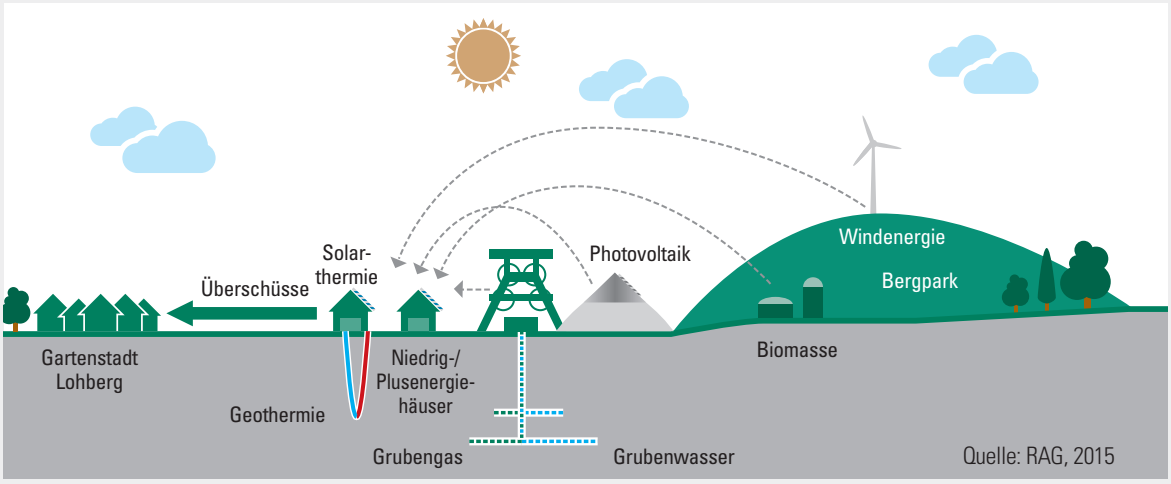
» Energie-Plus-Standort Lohberg (hier soll auf einem ehemaligen Bergwerksgebiet und dessen städtischer Umgebung in Dinslaken durch Kombination verschiedener nachhaltiger Energieträger – konkret Wind- und Solarenergie mit Biomasse und Geothermie sowie Grubengas und Grubenwasser – der größte CO_2-neutrale Standort in Deutschland entstehen).

» Urbanes Artenschutzprojekt „Bienen in der Stadt“ (Ansiedlung bedrohter Bienenvölker auf dem Dach des Unternehmenssitzes der RAG Montan Immobilien GmbH auf dem Welterbe Zollverein in Essen).

» Forschungsprojekt CultNature (gezielte Umwandlung ehemaliger Industrieareale wie etwa Teilflächen der stillgelegten Bergwerke West bei Kamp-Lintfort und Ost bei Hamm in „Bio-Energie-Parklandschaften“ mit energetisch nutzbaren Gehölz- und Gräserpflanzen sowie Freiräumen für kulturelle und andere Aktivitäten).

» Weiterentwicklung des Biomasseparks Hugo in Gelsenkirchen (auf dem Gelände der ehemaligen Schachtanlage Hugo 2/5/8), zu einer Parkanlage mit der ersten großflächigen Kurzumtriebsplantage in einem europäischen Ballungsraum.

Geplanter „Energie-Plus-Standort“ Lohberg (ehemaliges Bergwerksgelände und Umfeld)



Quelle: RAG, 2015

eine zukunftsgerichtete Stadtentwicklung oder der energetischen Neunutzung von Liegenschaften für den Ausbau regenerativer Energien oder Energieeffizienzmaßnahmen. Beispielhaft ist in diesem Zusammenhang die Partnerschaft der RAG mit der vor einigen Jahren gestarteten ökologischen Entwicklung der einst klassischen Bergbaustadt Bottrop zur Modellstadt „InnovationCity Bottrop", die inzwischen überregionale und sogar internationale Beachtung gefunden hat. Die RAG hat sich zudem mit fünf Teilprojekten in das Projekt „klimametropole RUHR 2022" der KlimaExpo.NRW eingebracht, die exemplarisch verdeutlichen, welche Potentiale das industrielle Erbe des Steinkohlenbergbaus in dieser Hinsicht bietet.

Die RAG trifft nachhaltige Vorsorge für die Zeit nach dem Auslauf des Steinkohlenbergbaus. Das ist an sich keine ganz neue Anforderung, denn der Anpassungsprozess läuft seit Jahrzehnten und jeder Bergbau findet stets ein natürliches Ende spätestens dann, wenn die gewinnbaren Vorkommen erschöpft sind. In Deutschland wird er trotz noch großer naturgegebener Vorkommen politisch gewollt vorzeitig beendet und mit ihm seine lange Industriegeschichte. Mit dem Auslauf des aktiven Steinkohlenbergbaus wird jedoch keineswegs die bergbauliche Verantwortung der RAG enden. Die RAG wird auch nach 2018 die von ihr zu verantwortenden Bergschäden regulieren und die Sicherung alter Schächte und des oberflächennahen Altbergbaus in ihrem Verantwortungsbereich gewährleisten. Das gilt für insgesamt rund 7 300 Tagesöffnungen im Ruhrrevier, an der Saar und in Ibbenbüren. Dafür besitzt die RAG auch nach 2018 zusammen mit dem Eigentumsrecht weiterhin die Mittel und die Kompetenz. Hinzuweisen ist allerdings darauf, dass etwa in Nordrhein-Westfalen weniger als 10 % aller Tagesöffnungen in den Verantwortungsbereich der RAG fallen. Die übrigen gut 90 % unterstehen anderen Bergbaunachfolgegesellschaften oder, soweit es für sie keinen Rechtsnachfolger gegeben hat oder gibt, juristisch der Verantwortlichkeit des Landes. Die Problematik des „Altbergbaus" in Deutschland ist also entgegen manchen Einschätzungen keineswegs eine reine RAG-Angelegenheit.

Nachbergbauliche Verantwortung besteht für die RAG zudem in allen Fragen, die in ihrem Zuständigkeitsbereich mit der Grubenwasserhaltung und dem damit verbundenen Wassermanagement zusammenhängen. Hier sind unbefristet die sogenannten operativen Ewigkeitsaufgaben zu erfüllen, vom permanenten Pumpen in den stillgelegten Grubengebäuden über die Grundwasserreinigung bis hin zu den Poldermaßnahmen in Bergsenkungsarealen.

Nachhaltigkeit als unternehmerische Rahmenaufgabe: das Beispiel der Wasserhaltungskonzepte

Die Grubenwasserhaltung ist im Hinblick auf die Anforderungen der Nachhaltigkeit zweifellos das herausragende Thema unter den Ewigkeitsaufgaben der RAG nach dem Auslaufen des deutschen Steinkohlenbergbaus. Schon immer war sie eine wichtige Aufgabe, die zusammen mit dem aktiven Kohleabbau unter Tage betrieben werden musste.

Denn die Gruben müssen frei gehalten werden von einsickerndem Regenwasser, das entlang von Gesteinsschichten und Klüften in den Boden und die Abbaubereiche vordringt. In den deutschen Steinkohlenrevieren wird daher seit je Grubenwasser gepumpt, um den Abbau unter Tage dauerhaft möglich zu machen und die Sicherheit der Bergleute nicht zu gefährden. Im Jahr 2014 waren es rund 92 Mio. m³. Auch nach dem Ende des Steinkohlenbergbaus muss das sich weiter ansammelnde Grubenwasser stetig abgepumpt werden, um eine Verunreinigung der darüber lagernden Trinkwasserhorizonte durch das infolge der Gesteinseinflüsse oft stark salz- und mineralienhaltige Grubenwasser zu vermeiden. Nötig sind demzufolge dauerhaft nachhaltige Wasserhaltungskonzepte für die Steinkohlenreviere auch nach dem Auslauf der Kohlenförderung. Aus ökologischer Sicht kommt dabei dem Trinkwasserschutz höchste Priorität zu. Aus ökonomischer Sicht stellt sich die Frage, wie im Rahmen dieser Prioritäten die Kosten der Wasserhaltung optimiert werden können. Klar ist, dass die spätere konkrete Ausgestaltung von den jeweiligen bergbehördlichen Genehmigungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie von funktionierenden untertägigen Wasserwegen abhängt. Für alle Maßnahmen werden gesonderte Zulassungen beantragt. Diese werden durch Gutachten sowie entsprechendes Monitoring in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden begleitet. Das ganze Genehmigungsverfahren erfolgt in Teilschritten, so dass neue Erkenntnisse in den Folgeschritten berücksichtigt werden können. Dieser Prozess kann jederzeit gestoppt und die weitere Planung revidiert werden, falls einmal tatsächlich ernste Risiken für Mensch und Umwelt sichtbar werden sollten.

Die in Planung befindlichen Wasserhaltungskonzepte der RAG sehen im Grundsatz vor, die Zahl der Wasserhaltungsstandorte sukzessive zu reduzieren (derzeit gibt es noch fünf an der Saar, elf im Ruhrrevier und zwei in Ibbenbüren), die bisherigen Pumphöhen auf unkritische Niveaus zu verringern und einige Kosten sparende technische Veränderungen wie die Umstellung auf Brunnenwasserhaltung mit Tauchpumpen vorzunehmen. Die geplante Umstellung erfolgt in mehreren

Phasen, die jeweils ausgewertet werden und Korrekturen erlauben, und erstreckt sich insgesamt über rund 20 Jahre. Das noch abschließend zu prüfende Vorhaben, stillgelegte Schachtanlagen eventuell als Pumpspeicherkraftwerke zur Flankierung der fluktuierenden regenerativen Stromerzeugung zu nutzen, wird durch die neuen Wasserhaltungskonzepte nicht beeinträchtigt. Am Ende soll es noch eine zentrale Wasserhaltung an der Saar, eine in Ibbenbüren und sechs Wasserhaltungsstandorte im Ruhrrevier geben. Durch Umbau bisheriger Pumpstandorte auf Reservebetrieb wird außerdem der jederzeitige Zugriff auf das Grubenwasserniveau erhalten. Die laufende strikte Überwachung der Gewässerökologie wird fortgesetzt. Insgesamt senkt dies die laufenden Betriebskosten – die insbesondere mit dem für das Pumpen nötigen Strom als energetischem Aufwand zusammenhängen – und auch die Erhaltungsaufwendungen unter Tage lassen sich angemessen verringern. Dadurch können die für diese Zwecke einzusetzenden finanziellen Mittel optimiert werden. Zugleich wird der Trinkwasserschutz zuverlässig gewahrt, was ein dauerhaftes Grundprinzip und keine Frage der Kosten ist. Ebenso werden mit den neuen Konzepten weitere Schutzziele wie die Vermeidung von Hebungen der Oberfläche, Tagesbrüchen, Bergschäden oder erhöhten Methanausgasungen angestrebt. Unter Naturschutzaspekten ergibt sich außerdem eine weitere deutliche Verbesserung. Denn durch die geplanten neuen Wasserhaltungskonzepte können etliche natürliche Gewässer vom Grubenwasser entlastet werden, und es wird eine naturnahe Regulierung von Vorflutstörungen möglich.

Darüber hinaus bietet jeder neu konzipierte Wasserhaltungsstandort mit der ihn umgebenden bergbaulichen Infrastruktur künftig auch die Möglichkeit, die Wärme des Grubenwassers (fast 30 °C) energetisch zu nutzen, das heißt geothermische Energie zu gewinnen. Im Nachbergbau sollen derartige Möglichkeiten verstärkt genutzt werden. Trotz dieser vielfältigen Umweltchancen und aller schon getroffenen und geplanten Sicherheitsvorkehrungen hat es bezüglich dieser auf die Zeit nach 2018 angelegten neuen Wasserhaltungskonzepte der RAG in Teilen der Öffentlichkeit Beunruhigungen über mutmaßliche Umweltrisiken gegeben. Besondere Aufmerksamkeit haben dabei einige vor langer Zeit – damals mit behördlicher Genehmigung und politischer Unterstützung – untertägig verbrachte und dort eingedämmte Reststoffe erregt.

Ähnliches gilt für die begrenzten, seinerzeit nicht entsorgbaren Restvorkommen an PCB enthaltendem Hydrauliköl, dessen Einsatz in Bergbaumaschinen bis zu seinem Nutzungsausschluss in den 1980er Jahren aus Gründen der Brandsicherheit behördlich sogar verlangt worden war. Nicht nur zum PCB werden seit langem und weiterhin regelmäßig bergbaueigene

Bergrechtliche Rahmenbedingungen

Die Diskussion der bergrechtlichen Rahmenbedingungen hielt im Berichtszeitraum an. Gefordert wird, dass die sogenannte Bergschadensvermutung im Sinne des § 120 Bundesberggesetz (BBergG) nicht mehr nur für den untertägigen Bergbau gilt, sondern auch für andere Bergbaubereiche.

Im Mittelpunkt der Diskussion standen die von der Bundesregierung im April 2015 beschlossenen Gesetzentwürfe im Hinblick auf die Gewinnung von Bodenschätzen wie dem unkonventionellen Erdgas durch den Einsatz der Fracking-Technologie (sogenanntes Fracking-Paket). Ein Gesetzentwurf behandelte die Ausweitung der Haftung für Bergschäden mittels der Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf weitere Bergbaubereiche wie etwa auf den Bohrlochbergbau. Der Gesetzentwurf war im Juni 2015 Thema einer öffentlichen Anhörung des Wirtschaftsausschusses. Darüber hinaus gibt es Bestrebungen etwa vom Bundesrat, im Gesetzgebungsverfahren zum Fracking-Paket im BBergG eine sogenannte Raumordnungsklausel einzufügen. Bei Betriebsplanzulassungen sollen die Ziele der Raumordnung beachtet und unter anderem die Grundsätze der Raumordnung berücksichtigt werden, obwohl die Verbindlichkeit der Erfordernisse der Raumordnung hinreichend und sachgerecht im Raumordnungsgesetz (ROG) geregelt ist. So sind bei Bergbauvorhaben entweder im Planfeststellungsverfahren die Ziele der Raumordnung zu beachten oder die Belange der Raumordnung und Landesplanung sind im Betriebsplanverfahren als öffentliches Interesse zu berücksichtigen. Die Einführung einer Raumordnungsklausel in das BBergG ist entbehrlich, da bereits nach geltendem Recht die Aufsuchung oder Gewinnung von Bodenschätzen untersagt oder beschränkt werden kann, wenn überwiegende öffentliche Interessen, wie etwa raumordnerische Festlegungen, entgegenstehen.

Der GVSt hat sich dafür eingesetzt, dass bei den von der Bundesregierung initiierten Regelungen die Besonderheiten

und unabhängige Messungen angestellt. Bisher gibt es keine fachlich belastbaren Anhaltspunkte, dass hier infolge der praktizierten oder geplanten Grubenwasserhaltung eine Gefährdung für das Trinkwasser oder das Oberflächenwasser besteht. Weitere Untersuchungen zu diesem Fragenkreis folgen jedoch noch. Ebenso wird durch regelmäßige Beprobung Vorsorge getroffen, eventuelle Risiken zu erkennen und die Einschätzung zu überprüfen. Weder die Bergbehörden noch der deutsche Steinkohlenbergbau sehen diesbezüglich Anlass zur Sorge.

Mit Blick auf die Beschäftigten hat die RAG entsprechend ihren Zusagen, unter anderem im Unterausschuss Bergbausicherheit im Landtag NRW, im April 2015 einen Arbeitskreis eingerichtet, in dem unter Beiziehung externer wissenschaftlicher Expertise ein Studienkonzept zur Belastung der Beschäftigten mit PCB entwickelt und geprüft werden soll. Hier soll aus der heutigen Erkenntnislage heraus und unter Einbeziehung aller Stakeholder beantwortet werden, ob die PCB-Exposition von Bergleuten und die daraus resultierende potentielle Gesundheitsgefährdung aus den 1980er Jahren wissenschaftlich seriös zu ermitteln ist und wie gegebenenfalls ein entsprechendes nachsorgendes Untersuchungsprogramm gestaltet werden kann. So stellt sich die RAG ihrer Verantwortung für die damals Beschäftigten, lange Zeit nach dem – legalen – Einsatz der betreffenden Hydraulikflüssigkeiten. Angesichts der Erkenntnisse zur potentiellen Gesundheitsgefährdung, die seinerzeit zur Beendigung des Einsatzes dieser Stoffe geführt haben, wird die Prüfung in großer Ernsthaftigkeit umgesetzt, obwohl bisher nur verschwindend geringe Zahlen an Verdachtsanzeigen zu einer PCB-induzierten Berufskrankheit bei der Berufsgenossenschaft zu verzeichnen sind. Auch nach der öffentlichen Diskussion Anfang des Jahres kam es nicht zu weiteren Verdachtsanzeigen. Gleichwohl soll, soweit möglich, hier die maximale Gewissheit zu der Belastung und einer möglichen Gesundheitsgefährdung der Bergleute erlangt werden.

Arbeitsrecht

Auch wenn der öffentlich breit kritisierte Entwurf der Arbeitsstättenverordnung letztendlich nicht zur Umsetzung gelangte, bringen die jüngsten arbeitsrechtlichen Regelungen für die Arbeitgeber des Steinkohlenbergbaus vor allem bürokratischen Mehraufwand mit sich. Zum 1. Januar 2015 wurde ein flächendeckender allgemeiner Mindestlohn in Deutschland eingeführt. Jede Arbeitnehmerin und jeder Arbeitnehmer hat danach grundsätzlich einen unabdingbaren Anspruch auf ein Entgelt in Höhe von 8,50 € pro Zeitstunde. Vereinbarungen, die den Anspruch auf Mindestlohn unterschreiten oder seine Geltendmachung beschränken, sind danach unwirksam. Das Tarifgefüge im Steinkohlenbergbau stellt sich zwar so dar, dass für die

der energetisch sinnvollen Grubengasgewinnung im Steinkohlenbergbau berücksichtigt werden. Denn das Grubengas wird ohne hydraulischen Druck und ohne künstliche Risse abgesaugt. Die Tätigkeit ist in ihren Auswirkungen auf das Gebirge und die Umwelt in keiner Weise vergleichbar mit der sonstigen Erdgasförderung. Sie darf daher auch in der Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) nicht mit der Erdgasgewinnung gleichgestellt werden.

In der aktuellen Debatte werden vereinzelt auch Forderungen nach einer weitergehenden, grundlegenden Novellierung des deutschen Bergrechts laut. Dabei wird dem BBergG zu Unrecht unterstellt, dass ihm materielle Vorgaben fehlen, wie die bergbaubedingten Auswirkungen auf die Umwelt und bergbaubetroffene Menschen und Siedlungen zu bewerten und den Interessen an der Gewinnung von Bodenschätzen gegenüberzustellen sind. Richtig ist vielmehr, dass die Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts und des Bundesverfassungsgerichts immer wieder die Rechtmäßigkeit des BBergG bestätigt hat. So sind bei der Zulassung bergrechtlicher Betriebspläne zur Gewinnung von Bodenschätzen alle relevanten privaten und öffentlichen Belange sowie Rechtsvorschriften umfänglich zu berücksichtigen. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für bergbauliche Vorhaben ergeben sich dabei nicht nur aus dem Bergrecht, sondern auch aus anderen Rechtsgebieten wie dem Wasserrecht oder dem Naturschutzrecht. Das deutsche Bergrecht ermöglicht die Zulassung bergbaulicher Vorhaben, die die Besonderheiten des Bergbaus angemessen berücksichtigen und die erforderliche Planungs- und Rechtssicherheit schaffen. Zugleich berücksichtigt es die Rechte und Interessen der Betroffenen und Umweltbelange in angemessener Weise.

Schildausbau für das Flöz Zollverein 1/2 auf dem Bergwerk Prosper-Haniel

Beschäftigten im Allgemeinen der Mindestlohn keine Wirkung entfaltet. Jedoch bestehen selbst bei geringfügig Beschäftigten und vielen Praktikanten umfangreiche Melde-, Dokumentations- und Aufzeichnungspflichten. Das Bundesministerium für Arbeit und Soziales hat zwischenzeitlich Vorschläge der Arbeitgeber aufgegriffen und Erleichterungen bei den Dokumentationspflichten geschaffen, welche die Umsetzung für die Unternehmen erleichtern. So entfallen die Aufzeichnungspflichten nunmehr dann, wenn bereits in den letzten zwölf Monaten ein Bruttoentgelt von mindestens 2 000 € gezahlt wurde. In den Fällen, in denen dauerhaft ein Entgelt von mehr als 2 958 € vereinbart ist, entfallen diese Pflichten sofort.

Unverändert bestehen jedoch Risiken für die Unternehmen aus der Auftraggeberhaftung gemäß § 13 Mindestlohngesetz (MiLoG). Demnach haftet ein Unternehmen, das ein anderes Unternehmen mit Werk- oder Dienstleistungen beauftragt, dafür, dass dieses oder ein von diesem wiederum Beauftragter den Mindestlohn zahlt. Der Gesetzgeber hat zwar beabsichtigt, eine eingeschränkte Generalunternehmerhaftung zu etablieren, dies ergibt sich jedoch nicht aus dem Regelungswortlaut (Verweis auf § 14 des Arbeitnehmerentsendegesetzes). Hier ist eine gesetzgeberische Klarstellung wünschenswert, die auch eine Beschränkung der Haftung auf den jeweils direkten Vertragspartner enthalten sollte.

Die Höhe des allgemein verbindlichen Mindestlohns wird von der sogenannten Mindestlohnkommission überprüft und gegebenenfalls angepasst. Über eine Anpassung des Mindestlohns wird die Mindestlohnkommission erstmals bis zum 30. Juni 2016 mit Wirkung zum 1. Januar 2017 beschließen. Danach hat die Mindestlohnkommission alle zwei Jahre über die Anpassung des Mindestlohns zu befinden.

Die in der ersten Hälfte des laufenden Jahres in Kraft getretenen Vorgaben für Geschlechterquoten in Führungspositionen stellen die Unternehmen ebenfalls vor große Herausforderungen. Ab dem 1. Januar 2016 gilt eine feste Geschlechterquote von 30 % bei der Neubesetzung von Aufsichtsräten von börsennotierten und paritätisch mitbestimmten Unternehmen. Mitbestimmte, aber nicht börsennotierte Unternehmen hatten bis zum 30. September 2015 verbindliche Zielgrößen zur Erhöhung des Frauenanteils für Aufsichtsräte, Vorstände bzw. Geschäftsführungen und die beiden Führungsebenen unterhalb von Vorstand oder Geschäftsführung sowie eine Zielerreichungsfrist festzulegen. Die erstmals festzulegende Zielerreichungsfrist darf nicht länger als bis zum 30. Juni 2017 dauern. Aufgrund der bestehenden Montanmitbestimmung haben auch Unternehmen des Steinkohlenbergbaus solche Ziele und Fristen festzulegen.

Die Zielvorgaben sowie die Fristen zur Erreichung sollen vom Aufsichtsrat für sich selbst und den Vorstand sowie vom Vorstand für die obersten beiden Führungsebenen darunter festgelegt werden. Eine Mindestzielgröße ist nicht vorgesehen, die Unternehmen können ihre Ziele selbst anhand ihrer Unternehmensstrukturen festlegen. Liegt der Frauenanteil auf einer Führungsebene unter 30 %, so dürfen die Zielgrößen jedoch nicht hinter dem tatsächlichen Status quo zurückbleiben. Eine ausdrückliche Härtefallklausel für Unternehmen aus Branchen mit besonders niedrigem Frauenanteil enthält das Gesetz nicht. Deshalb stellen diese Vorgaben besonders Unternehmen aus Branchen wie dem Steinkohlenbergbau mit einem niedrigen Frauenanteil in der Gesamtbelegschaft vor große Herausforderungen, auch wenn sich aus der Gesetzesbegründung ergibt, dass branchenspezifische Besonderheiten berücksichtigt werden können.

Die festgelegten Zielgrößen und Fristen zur Zielerreichung sind durch die Unternehmen genauso im Lagebericht zu veröffentlichen wie später der Zielerreichungsgrad und eventuelle Gründe für das Verfehlen der selbst gesteckten Ziele.

Betriebliche Altersversorgung

Die Umsetzung der im Mai des letzten Jahres in Kraft getretenen „Richtlinie über Mindestvorschriften zur Erhöhung der Mobilität von Arbeitnehmern zwischen den Mitgliedstaaten durch Verbesserung des Erwerbs und der Wahrung von Zusatzrentenansprüchen" – sogenannte Mobilitätsrichtlinie – in nationales Recht wird voraussichtlich im Laufe des Jahres 2015 abgeschlossen werden. Als positiv ist darin zu bewerten, dass eine arbeitgeberseitige Abfindung von Kleinstanwartschaften bei Arbeitgeberwechseln im Inland auch zukünftig ohne die Zustimmung der betroffenen Arbeitnehmerin oder des betroffenen Arbeitnehmers möglich bleiben soll. Lediglich bei grenzüberschreitenden Arbeitgeberwechseln ins EU-Ausland soll nach dem bisherigen Entwurf das Verbot der einseitigen Abfindung greifen. Damit hat der Gesetzgeber dort, wo es sinnvoll ist, den Anwendungsbereich der Richtlinie auf den in ihr vorgesehenen Regelungszweck beschränkt. Für die übrigen Regelungsbereiche erfolgt die Umsetzung auch für inländische Arbeitgeberwechsel, um eine Gleichbehandlung der Beschäftigten sicherzustellen und eine nicht notwendige Zersplitterung der Regelungen zu vermeiden.

Von besonderer Bedeutung ist die nun vorgesehene Gleichbehandlung von ausgeschiedenen und aktiven Arbeitnehmern bei der Anwartschaftsentwicklung. Für Beschäftigungszeiten ab dem 1. Januar 2018 müssten dann auch Veränderungen der Zusage oder der Bemessungsgrundlage nach dem Ausscheiden der Arbeitnehmerin oder des Arbeitnehmers berücksichtigt werden. Bislang wird bei vielen, insbesondere endgehaltsbezogenen Versorgungszusagen in Deutschland mit dem Ausscheiden des Beschäftigten dessen unverfallbare Anwartschaft auf dem aktuellen Stand eingefroren. Künftig soll eine Entwicklung des Anrechts in dem Maße erfolgen, wie sich die Zusagen vergleichbarer, noch aktiver Beschäftigter entwickeln – Betriebstreue wird also in Deutschland nicht mehr in dem Maße honoriert wie bislang. Nicht betroffen sind Versorgungszusagen, bei denen ein nominales Anrecht festgelegt ist – zum Beispiel Festbetragszusagen – oder bei denen Arbeitnehmerin oder Arbeitnehmer ohnehin weiter an der Verzinsung, Überschussbeteiligung oder an sonstigen Anpassungen partizipieren. Die mittlerweile bei Direktzusagen – auch bei Zusagen im Steinkohlenbergbau nach den Regelwerken des Bochumer Verbands – üblich gewordenen beitragsorientierten Zusagen dürften im Wesentlichen nicht von der Neuregelung betroffen sein.

Besetzung der Mindestlohnkommission

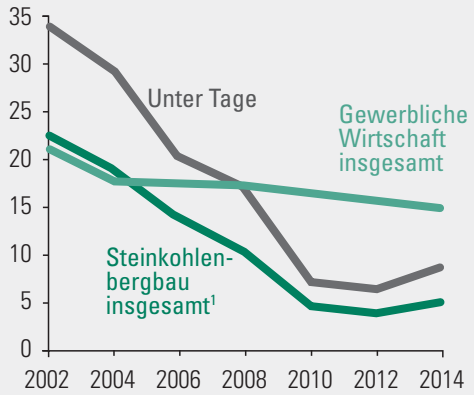
Jan Zilius (Vorsitzender)	
Stefan Körzell (DGB)	Dr. Reinhard Göhner (BDA)
Robert Feiger (IG BAU)	Karl-Sebastian Schulte (ZDH)
Michaela Rosenberger (Gewerkschaft NGG)	Valerie Holsboer (BdS)
Dr. Claudia Weinkopf (IAQ / Universität Duisburg Essen)	Prof. Dr. Clemens Fuest (ZEW)

Arbeitsschutz

Im Jahr 2014 war nach einem lange rückläufigen Trend erstmals wieder eine Steigerung bei der Unfallkennziffer (Arbeitsunfälle je Million geleisteter Arbeitsstunden) bei der RAG zu verzeichnen. Unter Tage stieg die Quote auf 8,62 (Vorjahr 5,67), für alle unter Bergaufsicht stehenden Unternehmensteile auf 4,91 (3,30). Untersuchungen des Unternehmens haben gezeigt, dass es hierbei keine Besonderheiten oder Auffälligkeiten gegeben hat. Vielmehr ist im Steinkohlenbergbau mittlerweile ein so hohes Arbeitsschutzniveau erreicht

Entwicklung der Unfallzahlen

Unfälle
(Gesamtzahl je 1 Mio. Arbeitsstunden)



[1] Nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile.

Quellen: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung/RAG AG

worden, dass nicht jährlich neue Bestmarken erreicht werden, wohl aber Bewegungen im statistischen Schwankungsbereich auftreten können. Im Verhältnis zum Durchschnitt in der gewerblichen Wirtschaft – hier belief sich die Unfallquote im Jahr 2014 auf 14,88 – sind die Werte des Steinkohlenbergbaus weiterhin sehr gut. Insgesamt zeigt sich, dass die Maßnahmen im Arbeitsschutz greifen. Die Ergebnisse des Jahres 2014 bestärken die RAG darin, den beschrittenen Weg mit dem ausgegebenen Ziel „null Unfälle" konsequent weiterzuverfolgen.

Tarifrecht

Das Tarifeinheitsgesetz wurde bereits vor dem eigentlichen Gesetzgebungsverfahren öffentlich breit diskutiert. Durch die gesetzliche Regelung zur Tarifeinheit werden bestehende Tarifkollisionen dann nach dem Mehrheitsprinzip aufgelöst, wenn die in einem Betrieb vertretenen Gewerkschaften die zwischen ihnen bestehenden Interessenkonflikte nicht eigenständig zu einem Ausgleich bringen können. Damit wird der langjährige in der Rechtsprechung entwickelte Grundsatz „Ein Betrieb – ein Tarifvertrag", den das Bundesarbeitsgericht im Jahr 2010 aufgegeben hatte, wieder hergestellt. Nach diesem Grundsatz kam der Tarifvertrag zur Anwendung, der dem Betrieb räumlich, betrieblich, fachlich und persönlich am nächsten war. Durch das Prinzip der Tarifeinheit waren in der Vergangenheit langandauernde konfliktreiche Arbeitskämpfe die Ausnahme. Die jüngeren Tarifauseinandersetzungen erweckten zumindest die Besorgnis, dass diese bisherige gute Sozialpartnerschaft zukünftig nicht mehr funktionieren könnte,

Wegweisende Tarifabschlüsse im deutschen Steinkohlenbergbau

Neben der Entgeltrunde Anfang des Jahres konnten mit der IG BCE zwei wichtige Tarifabschlüsse verhandelt und am 29. April 2015 unterzeichnet werden, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus stehen.

» Der Tarifvertrag zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus zum 31. Dezember 2018 wurde mit Wirkung zum 30. April 2015 aufgehoben. Die wesentlichen Ziele dieses Tarifvertrags und der darauf basierenden betrieblichen Regelungen wurden bis dato weitgehend erreicht. Rund 2 300 Beschäftigten konnte auf Basis dieses Tarifvertrages eine neue berufliche Perspektive eröffnet werden. Der sozialverträgliche Anpassungsprozess wird mit Blick auf die verbliebenen rund 700 Beschäftigten, für die keine Vorruhestandsregelungen möglich sind, auf betrieblicher Ebene fortgesetzt.

» Des Weiteren wurde der Anspruch auf den sogenannten Hausbrand für aktive und ehemalige Bergleute im Steinkohlenbergbau tarifvertraglich neu geregelt: Die Förderung deutscher Steinkohle läuft Ende 2018 aus. Bis dahin sind die Lieferungen von Hausbrand abgesichert. Ab 1. Januar 2019 können Lieferungen von Deputatkohle nicht mehr aus eigener Produktion erfolgen, sie werden in eine monetäre Energiebeihilfe umgewandelt. Anspruchsberechtigte Rentner und Witwen erhalten eine Abfindung. Anspruchsberechtigte aktive Bergleute und Vorruheständler behalten ihre bisherigen Ansprüche bis zum Eintritt in die Regelaltersrente. Im Folgejahr des Renteneintritts werden diese Ansprüche abgefunden. Damit konnte vor dem Hintergrund der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus eine für alle Beteiligten verlässliche und planbare Regelung getroffen werden, um auch diese traditionelle Leistung im deutschen Steinkohlenbergbau auslaufen zu lassen.

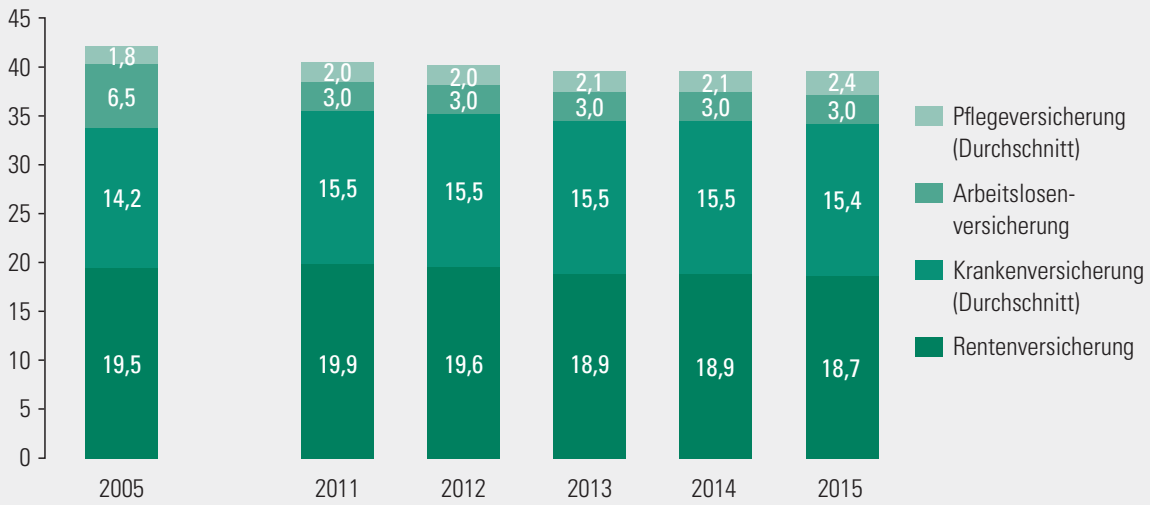
da Einzelinteressen kleinerer Gewerkschaften zunehmend in den Vordergrund treten. Nach dem Mehrheitsprinzip gelangt nun wieder der Tarifvertrag zur Anwendung, den der Arbeitgeber mit der Gewerkschaft mit den meisten Mitgliedern in dem betroffenen Betrieb abgeschlossen hat. Die Belange der Minderheitsgewerkschaften werden insoweit gewahrt, als ihnen durch die vorgesehenen Änderungen im Tarifvertragsgesetz entsprechende Verfahrensrechte, insbesondere ein Anhörungsrecht, eingeräumt werden. Zudem erhalten Gewerkschaften, die bereits kollidierende Tarifverträge abgeschlossen haben, ein Recht zur Nachzeichnung, das heißt, sie sollen den Tarifvertrag der größeren Gewerkschaft inhaltsgleich übernehmen können.

Regelungen zum Streikrecht sieht das Gesetz nicht vor. Über die Verhältnismäßigkeit von Arbeitskämpfen wird zukünftig im Sinne des Prinzips der Tarifeinheit zu entscheiden sein. Ein Streik von Minderheitsgewerkschaften kann dann als unverhältnismäßig zu beurteilen sein, wenn deren Tarifverträge praktisch keine Geltung entfalten können. Mehrere kleinere Gewerkschaften, insbesondere die Spartengewerkschaften, haben vor dem Bundesverfassungsgericht direkt nach Inkrafttreten des Gesetzes Verfassungsbeschwerden erhoben, teilweise verbunden mit dem Antrag auf einstweilige Aussetzung der Gesetzesanwendung. Angesichts des hohen Organisationsgrades des GVSt-Tarifpartners IG BCE, mit dem bislang eine ausgesprochen gute Zusammenarbeit gepflegt werden konnte, ist der Steinkohlenbergbau aktuell nicht unmittelbar von den Auswirkungen dieses Gesetzes betroffen. Da sich die Sozialpartnerschaft im Steinkohlenbergbau in vielfältiger Weise ausgesprochen bewährt hat, wird diesseits begrüßt, dass der Gesetzgeber sich entschlossen hat, die Rahmenbedingungen für eine konsensorientierte, gesunde und dem Wohl sowohl der Branche als auch der Gesellschaft verpflichtete Partnerschaft sicherzustellen.

Soziale Sicherung

Im ersten Jahr der Großen Koalition wurden größere Änderungen im Rentenversicherungsrecht umgesetzt. Die neben der sogenannten Mütterrente eingeführte „Rente mit 63“ zeigt die erwartete Wirkung: Allein im zweiten Halbjahr des Jahres 2014 haben rund 136 000 Beschäftige diese neu geschaffene Möglichkeit genutzt. Nun sind kleinere Maßnahmen in der Umsetzung, die sich gleichwohl auf die Finanzlage der verschiedenen Sozialversicherungsträger auswirken. Es zeigt sich exemplarisch am Präventionsgesetz erneut die Neigung des Gesetzgebers, gesamtgesellschaftliche Aufgaben auf die Sozialversicherung zu übertragen, statt sie richtigerweise aus Steuermitteln zu finanzieren. Mit dem Gesetz werden die Krankenkassen verpflichtet, 7 € je Versicherten in Leistungen

Entwicklung des Gesamt-Sozialversicherungsbeitrags*



Quelle: BDA * Summe der Beiträge in Renten-, Kranken-, Arbeitslosen- u. Rentenversicherung (Arbeitgeber- und Arbeitnehmeranteil) in % des sozialversicherungspflichtigen Entgelts.

zur Prävention von Krankheiten zu investieren – gegenüber dem Status quo in etwa eine Verdoppelung. Hierbei ist es fraglich, ob sich diese Ausgaben (unter anderem die Mitfinanzierung der Bundeszentrale für gesundheitliche Aufklärung) tatsächlich im Sinne der Beitragszahler durch Ersparnisse bei Leistungsausgaben wieder bemerkbar machen. Genauso kritisch sind die Regelungen des Krankenhausstrukturgesetzes zu sehen, da auch hier die Beitragszahler in Anspruch genommen werden, um originär staatliche Ausgaben zu finanzieren. Mit diesem Gesetz erfolgt neben der sinnvollen Definition von Qualitätsanforderungen an die Krankenhäuser auch eine Modifizierung der Krankenhausfinanzierung. Neben die originäre Verpflichtung der Bundesländer zur steuerfinanzierten Investitionskostenfinanzierung der Krankenhäuser tritt nun ein Strukturfonds, der mit 0,5 Mrd. € aus Beitragsmitteln ausgestattet wird.

Alles in allem wird auf die Krankenversicherung eine Belastung von rund 5 Mrd. € in den nächsten fünf Jahren zukommen, denen keine relevanten Einsparungen entgegenstehen. Angesichts der bereits aktuell hohen Belastung der Arbeitgeber und der Beschäftigten mit Sozialversicherungsbeiträgen ist dies eine schwere Hypothek, vor allem, wenn man bedenkt, dass weitere Belastungen aus der Pflegeversicherung sowie der in der Koalition ins Auge gefassten Lebensleistungsrente bereits absehbar sind.

Während die weiteren Entwicklungen im Rentenrecht wegen der Uneinigkeit in der Koalition über die Ausgestaltung eines flexiblen Übergangs in den Ruhestand noch nicht genau abschätzbar sind, ist dies bei der Pflegeversicherung bereits weitgehend vorgezeichnet. Mit dem Zweiten Pflegestärkungsgesetz werden die Pflegeversicherung und die pflegerische Versorgung auf eine neue Grundlage gestellt. Hierzu wurde die Definition der Pflegebedürftigkeit überarbeitet, und es wird ein sogenanntes Neues Begutachtungsassessment (NBA) eingeführt. Die bisherigen drei Pflegestufen mit gesonderter Feststellung, ob eine erheblich eingeschränkte Alltagskompetenz vorliegt, sollen ab dem 1. Januar 2017 durch eine Einstufung in fünf Pflegegrade auf der Basis des NBA abgelöst werden. Dabei sollen alle relevanten Aspekte der Pflegebedürftigkeit erfasst werden, unabhängig davon, ob diese auf körperlichen, psychischen oder kognitiven Beeinträchtigungen beruhen.

In Verbindung mit der Einführung des neuen Pflegebedürftigkeitsbegriffs soll der Beitragssatz der sozialen Pflegeversicherung zum 1. Januar 2017 um weitere 0,2 Prozentpunkte steigen. Hinzu kommen einmalige Überleitungskosten von insgesamt 3,6 Mrd. € sowie einmalige Bestandsschutzkosten von 0,8 Mrd. € in einem Zeitraum von vier Jahren. Diese Mehrkosten sollen aus der Rücklage der Pflegeversicherung finanziert werden. Grund für diese Überleitungs- und Bestandsschutzkosten ist, dass durch die Umstellung auf die neuen fünf Pflegegrade kein bereits Pflegebedürftiger schlechtergestellt werden soll. Damit wurde durch die beiden Gesetze zur Fortentwicklung der Pflegeversicherung der Beitragssatz um insgesamt 0,5 Prozentpunkte angehoben. Trotz der Absenkung des Beitragssatzes in der gesetzlichen Rentenversicherung im letzten Jahr wird sich, auch wegen der absehbaren Steigerung des Zusatzbeitrages in der gesetzlichen Krankenversicherung, perspektivisch eine spürbare Mehrbelastung von Arbeitgebern und Beschäftigten entwickeln.

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Nachdem die deutsche Volkswirtschaft im Jahr 2014 mit einer realen Zunahme des Bruttoinlandsprodukts um 1,6 % kräftiger wuchs als in den Vorjahren, ist im Frühjahr 2015 in den meisten Prognosen für das laufende Jahr eine weitere Steigerung auf eine Wachstumsrate von bis zu 2,5 % vorausgeschätzt worden. Indessen sind die Bundesregierung wie auch der Sachverständigenrat Wirtschaft in ihrer Projektion mit 1,8 % etwas vorsichtiger geworden. Für die Inflationsrate 2015 wird ein ebenso moderater Wert wie 2014 (1,0 %) erwartet. Unter gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht zu vernachlässigen bleiben wegen des großen Gewichts der Exporte für die deutsche Volkswirtschaft die weiter schwelende Eurokrise sowie die jüngsten Wachstumsschwächen in den USA und China. Hinzu kommen geopolitische Risiken, die zugleich Risiken für deutsche Exporte darstellen, von den kriegerischen Auseinandersetzungen im Nahen Osten bis zum Russland-Ukraine-Konflikt, der zum Beispiel erheblich das Geschäft des deutschen Bergbaumaschinenbaus tangiert.

Erfreulich gewesen ist die Entwicklung am deutschen Arbeitsmarkt, die im Jahr 2014 und voraussichtlich auch 2015 auf einen weiteren Beschäftigungsaufbau hinausläuft und neue Rekordzahlen an Erwerbstätigen hervorgebracht hat. Bei deren Beurteilung müssen allerdings auch die tendenziell rückläufige Arbeitsproduktivität und der hohe Anteil an Teilzeitarbeit und atypischen Arbeitsverhältnissen berücksichtigt werden. Das in Stunden gemessene Arbeitsvolumen in Deutschland ist keineswegs höher als Anfang der 1990er Jahre. Das wirtschaftspolitisch zentrale Ziel der Vollbeschäftigung ist bei offiziell rund 2,9 Mio. Arbeitslosen (2014) immer noch in weiter Ferne, und die besonders kritische Zahl der Langzeitarbeitslosen verharrt weiterhin bei ungefähr 1 Mio. Auch die

großen regionalen Diskrepanzen in der Arbeitsmarktsituation bestehen fort. In der einstigen industriellen Kernregion der Nation, dem Ruhrgebiet, liegt die Arbeitslosenquote weiterhin zweistellig bei rund 11 % und damit ähnlich hoch wie in Teilen Ostdeutschlands. Die im Ruhrgebiet erreichten Erfolge beim Strukturwandel – etwa bei der Expansion des Bildungssektors und in einigen anderen Dienstleistungsbereichen (Gesundheitswirtschaft, Kultur, Tourismus) – reichen dort bis heute nicht aus, die großen Beschäftigungsverluste bei Kohle, Stahl und einigen den Montanindustrien zum Teil schon nachgefolgten Industriezweigen auszugleichen und deren weiteren personellen Anpassungsprozess zu kompensieren. Hinzu kommt die aufgrund der anhaltenden Strukturprobleme enorme Verschuldung der Ruhrgebietskommunen. Durch den Auslauf des Steinkohlenbergbaus und damit finanzpolitisch betrachtet der Kohlehilfen des Bundes, die in die Region geflossen sind, werden diese Probleme nicht erleichtert.

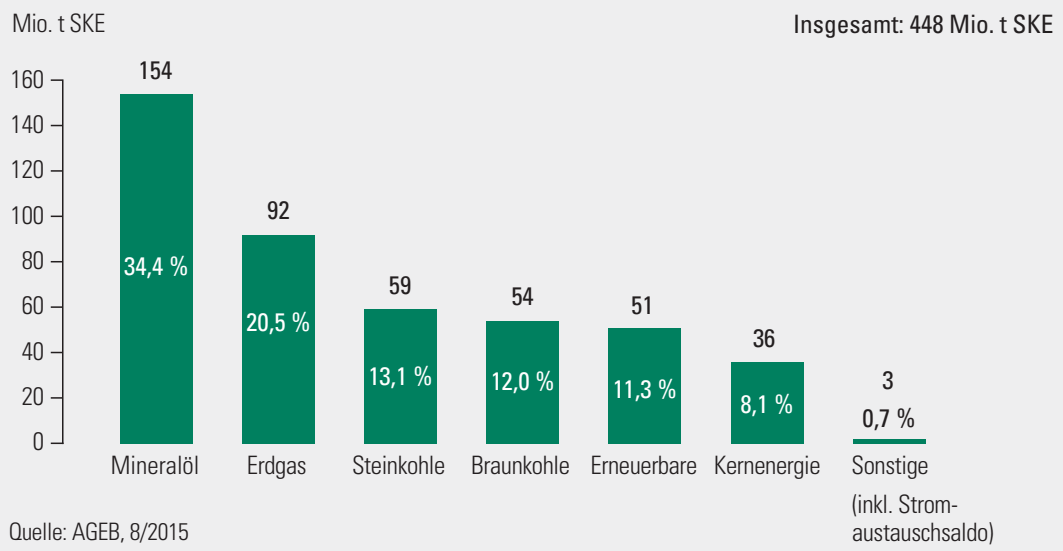
Ein gesamtwirtschaftliches Thema mit besonderer Bedeutung auch für die deutsche Steinkohle war im Jahr 2015 ferner die Kandidatur Deutschlands zur internationalen „Extractive Industries Transparency Initiative" (EITI). Anliegen dieser Initiative ist es, durch global gültige Transparenzstandards finanzielle Verflechtungen zwischen dem Bergbausektor und staatlichen Stellen deutlich zu machen bzw. einer korruptionsfreien Rohstoffpolitik und einem weithin verantwortungsvollen Umgang mit den natürlichen Ressourcen Vorschub zu leisten.

Die Bundesregierung möchte mit der Beteiligung an der EITI Deutschlands vorbildlichen Charakter auch in dieser Hinsicht herausstellen. Damit verbunden sind jedoch zusätzliche Informations-, Berichts- und Sicherungspflichten der Bergbauunternehmen. Die Bundesregierung hat die Einzelheiten der Ziele und des Umfangs der dafür einschlägigen Maßnahmen in Deutschland (D-EITI) in einem Dialogprozess mit Wirtschaft und Zivilgesellschaft erarbeitet. Speziell die Subventionen für die deutsche Steinkohle sollen in Anbetracht des Auslaufens der Förderung zum Ende des Jahres 2018 und ihrer Transparenz durch die nationalen und europäischen öffentlichen Budgetierungs- bzw. Notifizierungsverpflichtungen lediglich in einem sogenannten Kontextbericht erwähnt werden.

Energiewirtschaftliche Rahmendaten

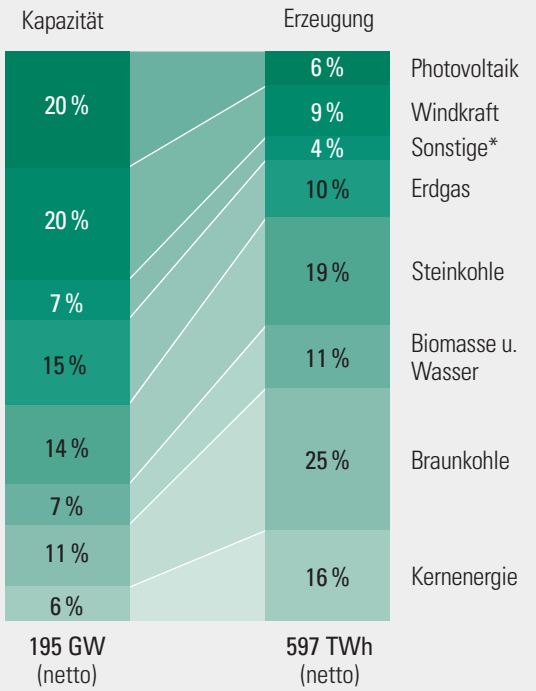
Der mit der Energiewende gewollte Umbau der Energieversorgung in Deutschland geht voran, aber keineswegs im Schnelldurchgang. Zwar ging der inländische Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahr 2014 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. recht deutlich um 5 % zurück – trotz des in diesem Jahr merklichen Wirtschaftswachstums – und erreichte mit rund 448 Mio. t SKE das niedrigste Niveau seit der deutschen Einheit. Doch den stärksten Einfluss darauf hatte nicht etwa eine sprunghaft erhöhte Energieeffizienz, sondern die im Vergleich zu 2013 erheblich mildere Witterung und der damit verringerte Bedarf an den Heizenergien Öl und Gas. Daher

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2014



Quelle: AGEB, 8/2015

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2014



Quellen: BDEW, 3/2015 und 8/2015

* Öl, nicht biogene Abfälle, Deponie-, Klär-, Grubengas, Pumpspeicher etc.

ergab die temperaturbereinigte Schätzung des Verbrauchs an Primärenergie einen Rückgang von nur etwa 1 %. Im Mix der Primärenergieträger gab es im Jahr 2014 leichte Anteilsverschiebungen, ohne dass sich die seit langem etablierte Struktur wesentlich verändert hätte. Der PEV in Deutschland wird weiter dominiert vom Mineralöl, dessen Anteil trotz eines relativ leichten absoluten Verbrauchsrückgangs sogar auf 34,4 % zunahm. Dahinter rangiert mit großem Abstand weiter das Erdgas (20,5 %), wie bisher vor der Steinkohle (13,1 %) und der Braunkohle (12,0 %) sowie der Summe der erneuerbaren Energien (11,3 %). Die auslaufende Nutzung der Kernenergie trug 2014 noch gut 8 % zur Deckung des PEV bei, die Sonstigen (wie nicht regenerativer Abfall oder unter anderem auch Grubengas) weniger als 1 %.

Annähernd wie im Jahr 2013 mussten gut 70 % des PEV durch Importenergien gedeckt werden. Die Importquoten betrugen 98 % beim Mineralöl, 88 % beim Erdgas und 87 % bei der Steinkohle. Den größten Beitrag zur inländischen Energiegewinnung leistete die Braunkohle – noch immer vor den erneuerbaren Energien, die zunehmend ihren Anteil hierzu beisteuern.

Im Energieträgermix strukturell am deutlichsten bemerkbar gemacht hat sich die Energiewende seit dem vergangenen Jahr in der Stromerzeugung. Während die Bruttostromerzeugung im Jahr 2014 insgesamt um 2 % auf 625 TWh zurückging – wovon allerdings im Saldo knapp 36 TWh exportiert wurden –, erlangte der Beitrag der erneuerbaren Energien insgesamt (Windkraft, Photovoltaik, Biogas, Wasserkraft etc.) im Jahr 2014 erstmals den größten Anteil an der Erzeugung (25,8 %), dies noch vor dem bisherigen Spitzenreiter, der Braunkohle (24,9 %). Die Steinkohle belegte auch im Stromerzeugungsmix weiter den dritten Rang (18,9 %). Weiter zugenommen hat im Stromsektor unterdessen die Diskrepanz der Anteile der einzelnen Energieträger an den Kapazitäten und an der Erzeugung. Ungeachtet der in diesem Jahr rückläufigen Stromerzeugung ist durch den Ausbau der erneuerbaren Energien mit ihrer relativ wenig gesicherten Leistung die Gesamterzeugungskapazität in Deutschland im Jahr 2014 um knapp 6 % auf 195 TWh (netto) gestiegen. Dabei trugen die Windkraft und die Photovoltaik mit Anteilen von ungefähr je einem Fünftel an der Kapazität nur knapp 9 % bzw. 6 % zur Erzeugung bei. Umgekehrt leistete etwa die Steinkohle mit einem Anteil von 14 % an der Kapazität einen Beitrag von fast 19 % zur Stromerzeugung, trotz zeitweise spürbar schlechterer Auslastung der Kraftwerke infolge des Erneuerbaren-Vorrangs und des geringeren Stromverbrauchs.

Für den Rohstoff Steinkohle ist die Stromerzeugung in Deutschland nach wie vor der wichtigste Einsatzbereich, auf den zwei Drittel des gesamten Verbrauchs entfallen. Allerdings ging der Steinkohlenverbrauch der Kraftwerke 2014 um fast 6 % auf 39,5 Mio. t SKE zurück. Hier machten sich die insgesamt rückläufige Stromerzeugung und das Vordringen des durch Einspeisevorrang und garantierte Vergütungen gestützten regenerativen Anteils besonders bemerkbar. Dagegen gab es beim Verbrauch von Kokskohle und Koks in der Stahlindustrie aufgrund der besseren Konjunktur einen leichten Zuwachs um 1,1 % auf 17,8 Mio. t SKE. Im Wärmemarkt, in dem die Steinkohle heute nur noch Nischenfunktionen wahrnimmt (Hausbrand, Fernheizwerke, spezifische gewerbliche Zwecke, Gießereikoks), wurden lediglich noch 1,5 Mio. t SKE verbraucht. Insgesamt ging der Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2014 um fast 4 % auf 58,8 Mio. t SKE zurück. Der Anteil der einstmals dominierenden heimischen Steinkohle am deutschen Steinkohlenmarkt

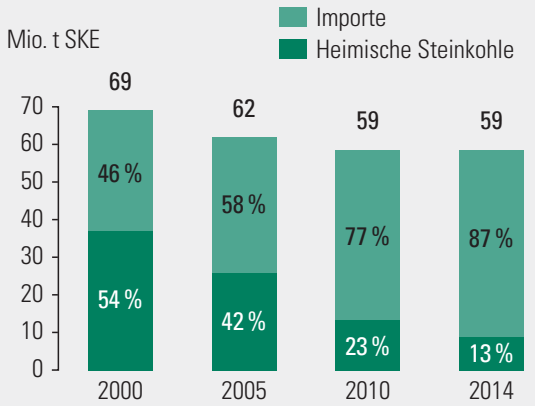
lag 2014 nur noch bei 13 % und er geht bald weiter zurück. Nach 2018 wird der deutsche Steinkohlenmarkt vollständig durch Importe gedeckt werden.

Klima- und energiepolitische Rahmenbedingungen

Das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 sowie die energiepolitischen Beschlüsse des Bundestages von 2011 zum Atomausstieg – beides durch die Ende 2013 im Bund neu gebildete Große Koalition bestätigt und zum Teil weiter konkretisiert – bilden den politischen Zielkompass für die Energiewende in Deutschland. Diese soll zugleich, wenn nicht sogar prioritär die nationalen Klimaschutzziele umsetzen, wie das 2015 unter der deutschen G7-Präsidentschaft und bei den Vorbereitungen auf die zum Jahresende anstehende 21. Weltklimakonferenz in Paris erneut besonders betont worden ist. Mit dem „Fortschrittsbericht Energiewende" von Ende 2014 ist die „Zielarchitektur" der deutschen Energiepolitik neu ausformuliert worden. Was die ehrgeizigen deutschen Klimaschutzambitionen betrifft, hat der Bundesverband der deutschen Industrie e. V. (BDI) darauf hingewiesen, dass Klimaschutzziele und Wirtschaftswachstum weiter ausbalanciert werden müssen. Augenmaß bleibt erforderlich, damit das produzierende Gewerbe in Deutschland nicht seine Wettbewerbsfähigkeit verliert. Wie das Umweltbundesamt (UBA) im Sommer 2015 festgestellt hat, sind die CO_2-Emissionen in Deutschland seit 1990 in allen Sektoren deutlich gesunken – nur nicht im Verkehrssektor. Hier, und somit nicht bei der Energiewirtschaft, besteht daher der größte Handlungsbedarf.

Derzeit stehen die Bemühungen um ein neues „Design" des Strommarkts im Vordergrund der deutschen Energiewendepolitik. Bereits im Herbst 2014 hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sein Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende" vorgelegt und bis März 2015 dazu eine öffentliche Konsultation durchgeführt. Das Grünbuch hat aus Sicht der Bundesregierung die wesentlichen Optionen für die künftige Ordnung des deutschen Strommarkts beschrieben – Klärung der Grundsatzfrage „Strommarkt 2.0" oder Einführung „Kapazitätsmarkt" – und die ohnehin zu ergreifenden „Sowieso-Maßnahmen" erläutert (Ausbau der Stromnetze, verstärkte Flexibilisierung und Stärkung der Marktpreissignale, Intensivierung der europäischen Kooperation, Einhaltung der Klimaschutzziele etc.). Auch der GVSt beteiligte sich an dieser Konsultation mit einer Stellungnahme und arbeitete zudem aktiv mit an der Positionierung des BDI. Gefordert worden ist darin eine umsichtige, umfassende und europäisch orientierte Weiterentwicklung des „Energy Only"-Marktes, insbesondere durch stärkere Nutzung der Flexibilisierungsmöglichkeiten

Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland

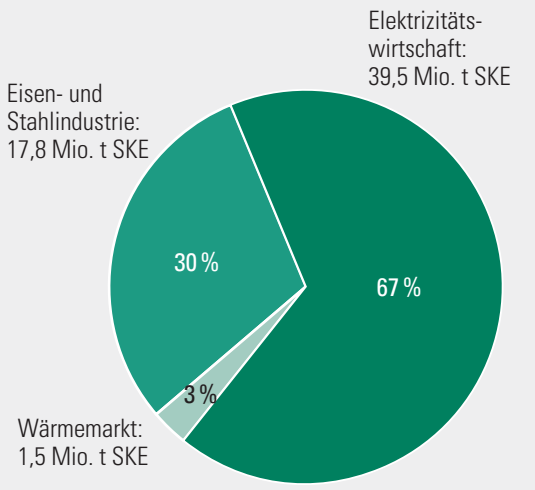


wie zum Beispiel ein Ausbau von Speicherkapazitäten und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder Offenheit für moderne flexible Kraftwerke auch auf Kohlebasis. Prinzipiell sollten ein gesetzlicher Standard für die Stromversorgungssicherheit und ein adäquates und regelmäßiges Monitoring der Versorgungssicherheit eingeführt sowie in jedem Fall zumindest über-

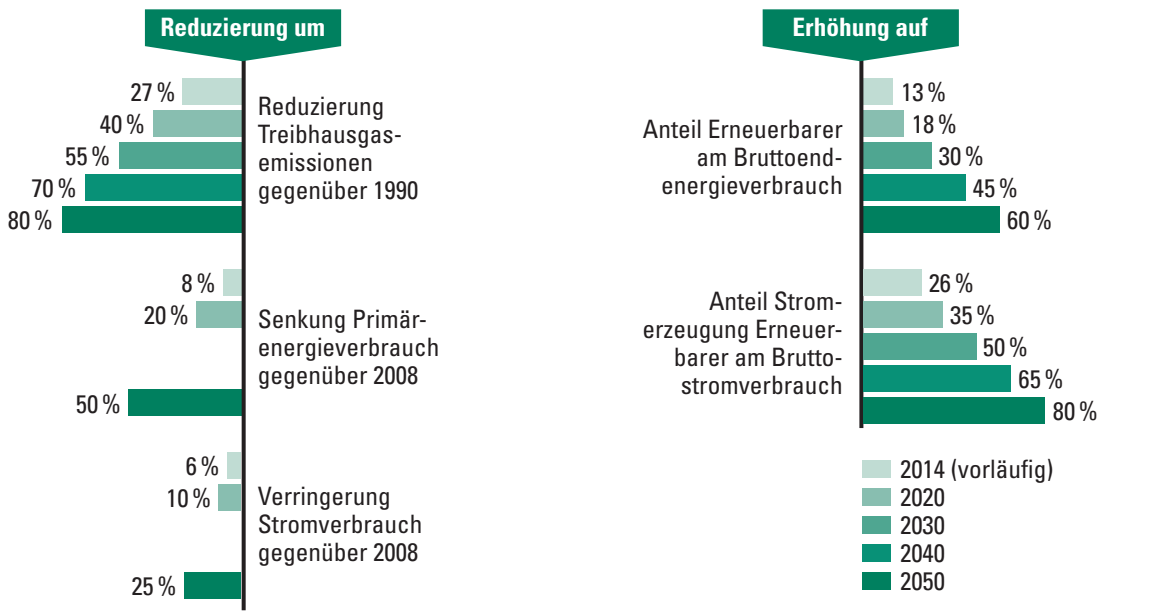
Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarktes 2014

Gesamtverbrauch an Steinkohlen:
58,8 Mio. t SKE

Davon heimische Förderung:
7,8 Mio. t SKE (= 13 %)

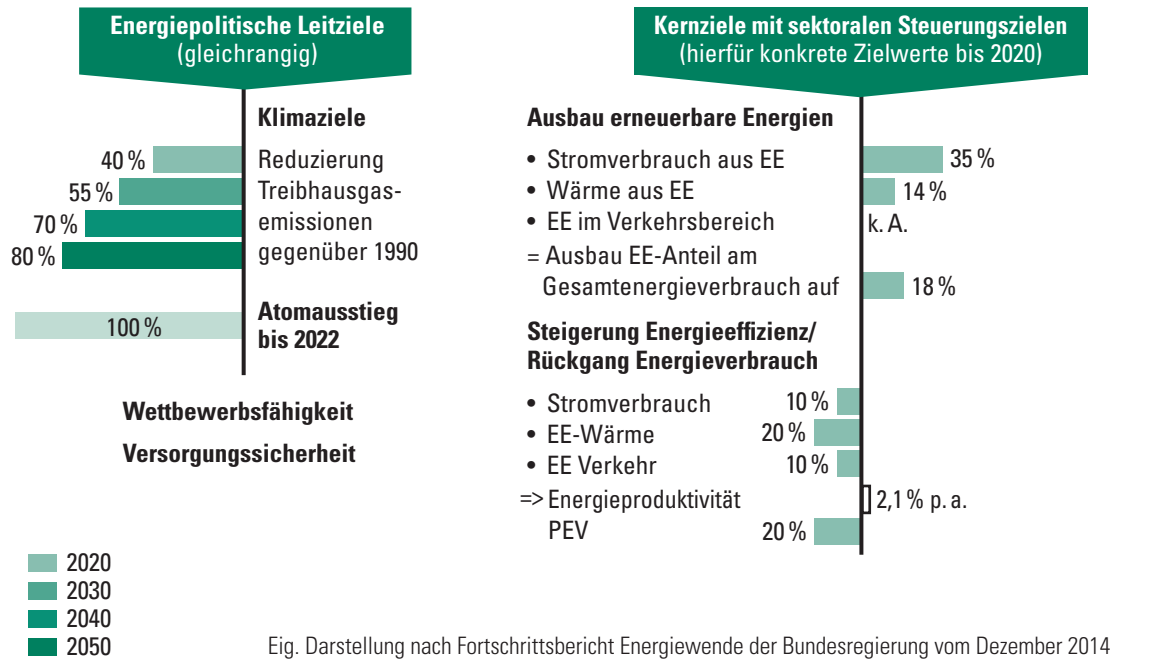


Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont



Quellen: Fortschrittsbericht Energiewende der Bundesregierung vom Dezember 2014; UBA, 6/2015; AGEB, 8/2015

Das Energiekonzept der Bundesregierung: neue „Zielarchitektur"/Systematisierung des Zielsystems



Eig. Darstellung nach Fortschrittsbericht Energiewende der Bundesregierung vom Dezember 2014

gangsweise eine Kapazitätsreserve vorgehalten werden. Lediglich für den Fall, dass die Sicherheit der Stromversorgung so doch nicht hinreichend oder lediglich zu unangemessen hohen Kosten gewährleistet werden könnte, wäre rechtzeitig und unter Begrenzung regulatorischer Risiken – sozusagen als ein „Plan B" zur Nothilfe – ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus, orientiert am Modell des dezentralen Leistungsmarkts, zu prüfen.

Letzteres hat sich überholt, denn die Bundesregierung hat sehr schnell zu erkennen gegeben, dass sie der Option „Strommarkt 2.0" den Vorzug gibt und in Deutschland keinen zusätzlichen Kapazitätsmarkt schaffen möchte. Allerdings soll eine flankierende Kapazitätsreserve eingerichtet werden, in der auch die schon bestehende, regional auf Süddeutschland ausgerichtete Netzreserve integriert wird. Auf dieser Linie bewegen sich die Handlungsempfehlungen des dem Grünbuch nachgefolgten Weißbuchs, das der Einleitung der legislativen Schritte zur Reform des Energiewirtschaftsgesetzes vorgeschaltet worden ist. Die Bundesregierung stützt sich in ihrer Position auf verschiedene Gutachten. Danach kann ein optimierter „Energy Only"-Markt, noch dazu ergänzt durch eine Kapazitätsreserve und eingebunden in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, Versorgungssicherheit hinreichend gewährleisten und eine effiziente Transformation des Strommarkts hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien bewirken. Dies setzt die Entfaltung der Marktkräfte mit ihren Preissignalen als Investitionsanreize sowie mehr Flexibilität aller Akteure am Strommarkt und eine aktivere Bewirtschaftung der Bilanzkreise der Stromanbieter voraus. Die stromintensiven Unternehmen müssen dann allerdings selbst langfristige Vorkehrungen zur Absicherung gegen Preisspitzen und Leistungsdefizite treffen. Dementsprechende Energiewendeprodukte des Stromhandels sind schon in der Vorbereitung. Offen bleibt, wie die durch die Energiewende schon in schwieriges Fahrwasser und tief greifende Umstrukturierungserfordernisse geratenen etablierten Stromversorgungsunternehmen diese Herausforderungen bewältigen. Die Bevorzugung einer marktwirtschaftlichen Lösung für den Strommarkt setzt zwingend auch ein Konzept der Bundesregierung zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energieträger voraus.

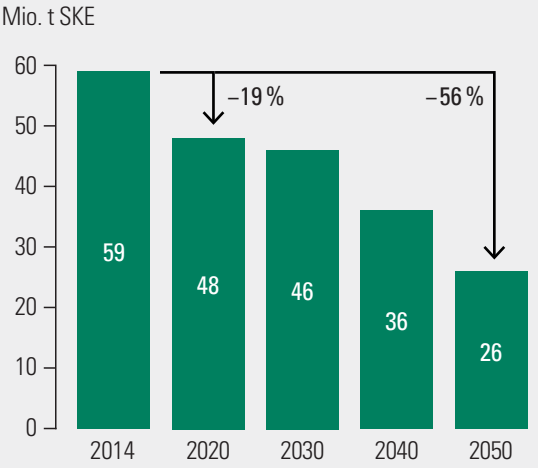
Gerade für die deutschen Kohleverstromer hat sich 2014/2015 durch die besonderen Ansprüche der nationalen Klimapolitik noch eine zusätzliche Herausforderung ergeben. Ende 2014 beschloss die Bundesregierung ihr neues Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, mit dem eine von ihr vorausgeschätzte Lücke bei der Erfüllung des nationalen CO_2-Reduktionsziels von 40 % bis 2020 in den kommenden Jahren geschlossen werden soll. Dieses Aktionsprogramm sieht unter anderem auch einen zusätzlichen CO_2-Minderungsbeitrag des konventionellen Kraftwerkssektors in Höhe von 22 Mio. t CO_2 vor, obwohl dieser bereits seit dem Jahr 2005 komplett den Minderungsvorgaben des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) unterliegt. Adressat dieser Maßnahme ist unverhohlen die Stromerzeugung auf Kohlebasis, die weiter zurückgedrängt werden soll. Schon im Vorfeld des Aktionsprogramms verdeutlichte aber eine Studie im Auftrag des BDI, dass der effektive CO_2-Minderungsbeitrag einer solchen Maßnahme nahe null wäre, weil dadurch im Rahmen des ETS bloß Emissionen in andere EU-Länder verlagert würden. In Deutschland wäre dagegen mit spürbar höheren Strompreisen sowie Verlusten an Versorgungssicherheit, Wertschöpfung und Beschäftigung zu rechnen. Mittelbar könnten sogar zusätzliche Emissionen in Nicht-EU-Ländern entstehen, falls industrielle Produktion aufgrund höherer Preise und unsicherer Versorgungslage beim Strom aus Deutschland in Drittländer abwandert.

Im März 2015 legte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sodann ein Eckpunktepapier „Strommarkt" vor, in dem angeregt wurde, im Hinblick auf die Neuordnung des deutschen Strommarkts die Grundsatzentscheidungen über das Strommarktdesign, den weiteren Netzausbau, die künftige KWK-Förderung und den CO_2-Minderungsbeitrag des Stromsektors miteinander zu verknüpfen. Zu allen vier Punkten wurden bestimmte Vorschläge unterbreitet, zum letztgenannten wurde konkret ein „Klimabeitrag" empfohlen, der für fossile Kraftwerke mit mehr als 20 Betriebsjahren ab 2017 jenseits bestimmter, schrittweise sinkender Freibeträge den Einzug (und die anschließende Löschung) von deren CO_2-Zertifikaten beinhalten soll. Für den Weiterbetrieb der Anlagen müssten die Emissionsberechtigungen dann also doppelt erworben und bezahlt werden. Die zugrunde gelegte Modellanalyse des Öko-Instituts habe gezeigt, dass davon nur rund 10 % der fossilen Kraftwerkskapazitäten tangiert, die Strompreise bloß leicht steigen und die Auswirkungen auf die betreffenden Unternehmen und Beschäftigten moderat bleiben würden. Gegen diese Einschätzung regte sich allerdings sogleich heftiger Protest der Braunkohlenindustrie und von Gewerkschaftsseite, der die Unterstützung der Braunkohlenländer und auch von Teilen der Koalitionsfraktionen fand. Die Preis- und Kostenannahmen der Modellanalyse wurden für fragwürdig erachtet. Zu befürchten sei vielmehr, dass ein großer Teil der bislang noch wirtschaftlichen Braunkohlenkraftwerke unrentabel werden würde und durch „Dominoeffekte" auch den raschen Niedergang des Braunkohlenbergbaus und seiner

Reviere einleiten könnte. Angesichts derartiger Szenarien warnte nicht nur die IG BCE vor einem „sozialen Blackout ganzer Regionen". Hinzu kamen gravierende europa- und verfassungsrechtliche Bedenken. Daraufhin sind auch von Regierungsseite zunächst Anpassungen am und dann Alternativen zum „Klimabeitrag" geprüft worden.

Anfang Juli 2015 einigten sich die Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD auf „Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende", in denen die Grundsatzentscheidung für einen „Strommarkt 2.0" festgezurrt worden ist. Die Maßnahmen dafür werden in dem angekündigten Weißbuch näher beschrieben, das wiederum Grundlage für den Entwurf der neuen Strommarktgesetzgebung geworden ist. In Verbindung damit sind zugleich Grundsatzentscheidungen für einen bürgerfreundlichen Netzausbau, einen technisch und finanziell sicheren Kernenergieausstieg, eine erhöhte Förderung der KWK sowie über den zusätzlichen CO_2-Minderungsbeitrag des Stromsektors bis 2020 getroffen worden. Diesbezüglich hat die Koalition im Bund schließlich das maßgeblich von der IG BCE, der Industrie und den Kohleländern wie Nordrhein-Westfalen verfochtene Alternativkonzept aufgegriffen, schrittweise Braunkohlenkapazitäten im Umfang von 2,7 GW über Verträge mit den Betreibern aus dem Markt zu nehmen und bis 2020 in die vergütete Kapazitätsreserve für den Strommarkt einzubringen. Hinzu kommt eine Reform der KWK-Förderung, aufgrund der zudem bis 2020 alte KWK-Anlagen auf Kohlebasis durch Erdgas-KWK ersetzt werden sollen: Aus Steinkohlensicht ist das eine Diskriminierung! Von diesen beiden Maßnahmen wird eine zusätzliche CO_2-Einsparung von 16,5 Mio. t erwartet. Die Differenz zur Zielgröße von 22 Mio. t CO_2 sollen Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich, bei den Kommunen, in der Industrie und im Schienenverkehr erbringen. Der „Klimabeitrag", der von den Grünen, Umweltorganisationen, dem UBA, einigen umweltorientierten Wissenschaftlern und auch dem Sachverständigenrat für Umweltfragen stark befürwortet worden war, wurde damit hinfällig. Das Instrument des Klimabeitrags in der vom BMWi zunächst vorgeschlagenen Form ist auch von Steinkohlenseite mit großer Skepsis betrachtet worden, selbst wenn die unmittelbaren Auswirkungen gering oder vielleicht sogar vorübergehend günstig für die Steinkohlenverstromung gewesen wären. Es hätte nämlich eine rechtlich wie ordnungspolitisch mehr als zweifelhafte Diskriminierung des Energieträgers Kohle dargestellt und den Hebel zur Eliminierung der Kohlenverstromung insgesamt schaffen können, was von einigen Umweltorganisationen auch genau so gefordert worden war. Unverständlich wäre auch die Verknüpfung mit dem Betriebsalter eines Kraftwerks, denn dessen Leistungsfähigkeit kann durch Retrofit- und Modernisierungsmaßnahmen auch nach vielen Betriebsjahren erhalten und sogar gesteigert werden. In jedem Fall wäre das EU-weit geltende ETS durch einen deutschen Alleingang unterminiert worden.

Inländischer Gesamtverbrauch an Steinkohle bis 2050 gemäß Energiereferenzprognose von 2014



Quelle: Energiereferenzprognose EWI/GWS/Prognos 2014, Basisjahr auf 2014 aktualisiert

Die Energiewende und die Klimaziele stellen zweifellos vor allem konventionelle Kraftwerke vor Probleme, sie werden auch bei der Steinkohlenverstromung weitere Anpassungen verlangen. Maßgeblichen und realitätsnahen Prognosen für den deutschen Energiemarkt zufolge – wie etwa der Energiereferenzprognose 2014 der Forschungsinstitute EWI/GWS/Prognos – ist in Zukunft aufgrund der Weichenstellungen der Energiewende mit einem weiter abwärtsgerichteten Trend des Steinkohlenverbrauchs zu rechnen. Nach dieser Prognose bis 2030 (und ihrem Status-quo-Szenario für die Zeit bis 2050) ist zumindest zwischen 2020 und 2030 eine gewisse Stabilisierung zu erwarten. Und auch 2050 verbleibt in Deutschland immer noch ein gewisser Sockelbedarf an Steinkohle – wobei übrigens die Möglichkeit erhöhter Steinkohlenverwertung als Rohstoff in der chemischen Industrie oder für die CO_2-Nutzung nicht berücksichtigt ist.

Steinkohlenverstromende Unternehmen wie hierzulande insbesondere die STEAG GmbH müssen sich auf diese Herausforderungen zwar einstellen, was aber trotz mancher Unkenrufe

nicht nur durch eine Abkehr von der Kohle, sondern auch mit der Kohle möglich ist. Die Kraftwerksstrukturen werden weiter optimiert, Großkraftwerke werden künftig flexibler eingesetzt, der Anteil der dezentralen und regenerativen Erzeugung sowie der Speicher wird erhöht, durch KWK wird die Energieeffizienz erheblich gesteigert und durch die Verwertung von Reststoffen wird die Nachhaltigkeit gestärkt. Durch die Erweiterung der Angebotspalette in Richtung auf Dienstleistungen bis hin etwa zum Nachfragemanagement wird Wachstum in neuen Geschäftsfeldern generiert. Vor diesem Hintergrund können künftig auch und gerade Steinkohlenkraftwerke wichtige Beiträge zur Energiewende leisten und Synergien mit regenerativen Energien erzielen. Denn Steinkohlenstrom mit seinen relativ breit diversifizierten Brennstoffquellen, relativ geringen Brennstoffpreisen und damit geringen variablen Kosten sowie verbrauchsnahen, heutzutage sehr flexiblen Erzeugungsanlagen kann maßgeblich zur Versorgungssicherheit, Systemstabilisierung und Kostendämpfung beitragen. Speziell gegenüber dem Erdgas bleiben die Vorteile der Kohle bei der Sicherheit und der Preisgünstigkeit bestehen. Die Klimavorsorge lässt sich ökonomisch oft vorteilhafter mit der Kohle erreichen, nämlich durch moderne Kraftwerkstechnologie mit erheblich höheren Wirkungsgraden als früher. Hinzu kommen die großen Potentiale der KWK und/oder der CO_2-Abscheidung und -nutzung, wie zum Beispiel bei dem Anfang 2015 gestarteten Speicherprojekt „Power-to-X“ am STEAG-Kraftwerk Lünen.

Diese Aspekte müssen im Zuge der anstehenden Entscheidungen zur Fortentwicklung der Energiewende schon deshalb beachtet werden, weil in den nächsten Jahren zunächst der große Schritt des Ausstiegs aus der Kernkraft ohne negative Folgen für die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu bewerkstelligen ist. Zugleich nimmt mit dem weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung der Bedarf an zuverlässigen Ausgleichs- und Reservekapazitäten rasch zu. Wenn der Strommarkt in naher Zukunft tatsächlich – wie politisch angekündigt – stärker wettbewerblich, technologieoffen und frei von Diskriminierungen organisiert wird, muss die Steinkohle hier vorerst nicht um ihre Perspektive bangen.

Im Rahmen der im Sommer 2015 gestarteten Informationskampagne zur Energiewende „Gemeinsam für das Ganze“ hat die IG BCE zusammen mit einer Vielzahl von Unternehmen aus der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie – darunter auch RAG Aktiengesellschaft und STEAG GmbH – auf weitere Fehlsteuerungen sowie vernachlässigte ökonomische und soziale Aspekte der bisher praktizierten Energiewende hingewiesen, dies auch vor dem Hintergrund, dass Umweltorganisationen und Teile von Politik und Öffentlichkeit eine noch einseitigere und schärfere Ausrichtung auf nationale Klimaziele verlangen. Doch auch mit Blick auf den Umweltschutz und die Klimavorsorge darf eine nachhaltige Energiepolitik die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Energieversorgung niemals zu kurz kommen lassen. Die stetige Verfügbarkeit von Energie hat existentielle Bedeutung für moderne Gesellschaften. Von ihrer Bezahlbarkeit für alle Verbraucher hängt die soziale Balance ab. An der internationalen Wettbewerbsfähigkeit von Strom- und Energiepreisen hängen ganze volkswirtschaftliche Wertschöpfungsketten und die damit verbundenen Beschäftigungsmöglichkeiten. Deshalb kann die Energiewende für Deutschland nur dann ein echter Erfolg werden, wenn sie nicht Wohlstand gefährdet, Innovationskraft abwürgt oder gute Arbeitsplätze wegbrechen lässt, wenn der Strom für alle bezahlbar bleibt und auch da ankommt, wo er wirklich gebraucht wird, und wenn mit unserer Versorgungssicherheit nicht „russisches Roulette“ gespielt wird. Das zu erreichen, bedarf noch großer gemeinsamer Anstrengungen, mehr Investitionen und Innovationen der Wirtschaft, mehr Verständnis und Akzeptanz seitens der Zivilgesellschaft und der Bürger sowie einer mehr ausgewogenen und koordinierten Steuerung durch die Politik.

Kapitel 2

Das Bergwerk Auguste Victoria – zu jeder Zeit ein verlässlicher Partner

Gastbeitrag von Dipl.-Ing. Jürgen Kroker,
Leiter des Bergwerks Auguste Victoria der RAG Aktiengesellschaft, Marl

Auguste Victoria, Marl

Das Bergwerk Auguste Victoria in Marl wird zum Jahresende 2015 stillgelegt. Das Land Nordrhein-Westfalen fördert für den Standort derzeit eine Machbarkeitsstudie, in der eine gewerblich-industrielle Entwicklung mit dem Schwerpunkt Logistik geprüft werden soll.

Schachtanlage AV 3/7

Zum 31. Dezember 2015 beendet das Bergwerk Auguste Victoria in Marl seine Förderung. Dann sind 110 Jahre Steinkohlenbergbau in der Region Vest Geschichte, denn seit dem Jahr 1905 wurde in Marl Steinkohle gefördert. Seinen Namen verdankt das Bergwerk der Gattin des letzten deutschen Kaisers Wilhelm II., die aufgrund ihrer Beliebtheit und ihres Ansehens zu einer gefragten Namenspatronin wurde. Gegründet wurde die Gewerkschaft Auguste Victoria als Betreiberin des Bergwerks 1898 von dem Düsseldorfer Kaufmann und Kommerzienrat August Stein zusammen mit dem ebenfalls in Düsseldorf ansässigen Ingenieur Julius Schäfer.

Im Jahr 1906 erzielte die 519 Mann starke Belegschaft eine Jahresfördermenge von 46 699 t Steinkohle. Im letzten Jahr der Förderung sind es rund 2,1 Mio. t mit 2 000 Mitarbeitern, von denen 700 nach der Schließung auf andere Bergwerke verlegt werden. Rund 450 Mitarbeiter werden im Jahr 2016 mit den notwendigen Rückbauarbeiten auf dem Bergwerk Auguste Victoria beschäftigt sein. Die Übrigen werden verlegt oder können direkt in den Vorruhestand wechseln.

Viele Faktoren führen dazu, dass das Bergwerk mit einem sehr guten Ergebnis ausläuft. Die Mannschaft ist hoch motiviert, sie arbeitet bis zum Schluss effektiv und begleitet von einer positiven Grundstimmung. Das zeigte sich auch in den Ergebnissen der letzten Mitarbeiterumfrage. Zur Effektivität beigetragen hat unter anderem das Arbeiten mit Lean Processing, einer Methode, die stabile Strukturen in den Arbeitsprozess brachte und zu zahlreichen Auffahrungs- und Förderrekorden führte. Aber auch die stetig verbesserte Arbeitssicherheit sowie die Konzepte zum Gesundheitsschutz trugen zum positiven Ergebnis bei.

Das Bergwerk Auguste Victoria bleibt bis zum Schluss ein verlässlicher Partner im Unternehmen und in der Region.

110 Jahre Bergbau in Marl – wie alles begann

Im Wettstreit um die Steinkohle im Raum Marl befanden sich schon seit den 1870er Jahren zeitweise rund 20 Bohrgesellschaften. Im September 1896 ließen August Stein und Julius

Schäfer bei Sinsen Bohrungen nach Steinkohle durchführen und wurden 1897 fündig. Sie beantragten die Genehmigung für die zwei Grubenfelder Hansi I und II, die im November 1898 zum Grubenfeld Auguste Victoria konsolidiert wurden.

Durch den Erwerb weiterer Felder umfasste das Nutzungsrecht des Grubenfeldes des Bergwerks Auguste Victoria 23,454 km² im Jahr 1907 und reichte bis zur Lippe. Nach Angaben der Markscheiderei verfügte das Grubenfeld über Vorräte von bis zu 380 Mio. t Steinkohle.

Die Entwicklung – das Entstehen der ersten Schachtanlage

Seit dem Bestehen wurden viele technische Neuerungen auf dem Bergwerk erprobt und eingesetzt. Dies begann bereits mit dem Abteufen der ersten Schächte.

Am 14. Oktober 1899 beschloss der Grubenvorstand den „Bau einer Zwillingsschachtanlage von zwei Doppelschächten", ungefähr 5 km nordöstlich vom Dorf Marl – heute Hüls – entfernt. Die Abteufarbeiten auf Schacht 1 und Schacht 2, die einen Durchmesser von 6,7 m bzw. 9 m erhalten sollten, wurden nach dem im Ruhrbergbau bewährten Senkschachtverfahren auf dem Zweckel-AV-Sattel durchgeführt.

Im September 1901 brach Wasser ein. Die Abteufarbeiten wurden daraufhin vorerst eingestellt und man beschloss, die Arbeiten im Gefrierverfahren auf Schacht 2, der daraufhin in Schacht 1 umbenannt wurde, fortzuführen. Der ehemalige Schacht 1 wurde aufgegeben. Nie zuvor war das Gefrierverfahren im Ruhrbergbau in derart mächtigem Schwimmsand, wie er auf Auguste Victoria vorgefunden wurde, angewendet worden. Im Februar 1902 wurden die Bohrarbeiten auf Schacht 1 aufgenommen. Anfang des Jahres 1904 wurde mit dem Abteufen des neuen Schachts 2 in rund 80 m Entfernung von Schacht 1 begonnen. Nach der Fertigstellung einer Koksofenbatterie wurde im Jahr 1908 der erste Koks am Standort AV 1/2 erzeugt.

Das Bergwerk – Ausgangspunkt für die Entstehung der Stadt Marl

Das Grubenfeld des Bergwerks Auguste Victoria erstreckte sich Mitte der 1920er Jahre über Hüls (Recklinghausen-Land), Marl und Hamm. Während die Schachtanlage 1/2 in Hüls errichtet worden war, befand sich die geplante Schachtanlage 3/4 in Marl, der zecheneigene Hafen lag wiederum auf dem Gebiet von Hamm-Bossendorf. Hier sollte auch die dritte Schachtanlage entstehen. Auguste Victoria war demnach in verschiedenen Gemeinden steuerpflichtig und entsprechend bemüht, zumindest den Bergwerksbetrieb auf eine zusammengefasste Gemeinde Marl-Hüls zu konzentrieren.

Paul Stein, Sohn von August Stein und bis 1939 erster Direktor der Gewerkschaft Auguste Victoria, plädierte im Jahr 1925 für die Bildung einer „neuen Gemeinde, bestehend aus den Ortschaften Marl, Drewer, Hüls, Löntrop, Lenkerbeck und Sinsen […]. Auf diese Weise würde ein großes leistungsfähiges Gemeinwesen entstehen, mit zwei starken Steuerzahlern", den Bergwerken Auguste Victoria und Brassert.[1] Den Wünschen der Gewerkschaft Auguste Victoria wurde mit der Auflösung des Amtes Recklinghausen am 26. Februar 1926 entsprochen. Hüls, Lenkerbeck und Löntrop, die Landgemeinde Oer und der westliche Teil von Sinsen wurden mit der Gemeinde Marl zusammengelegt, wodurch das Amtsgebiet Marl nun eine Größe von 111 km² aufwies und nahezu 34 500 Einwohner zählte.[2), 3)] Marl gelangte hierdurch auch in den Besitz des Bahnhofs Sinsen und der umfangreichen Waldgebiete in der Haard. Nur zehn Jahre später, am 12. April 1936, wurden Marl die Stadtrechte verliehen.

Die Übernahme des Bergwerks – von der Eigenständigkeit zur Eingliederung

Im Jahr 1904 schlossen sich BASF (Ludwigshafen), Bayer (Elberfeld) und Agfa (Treptow bei Berlin) zu einer Interessengemeinschaft, dem sogenannten Dreibund, unter Aufrechterhaltung der rechtlichen Selbstständigkeit zusammen und betrieben ab 1907 das Bergwerk Auguste Victoria.

30 Jahre später übernahm die I.G. Farbenindustrie AG die Gewerkschaft Auguste Victoria. Aufgrund des Kontrollratsgesetzes wurde im Jahr 1945 die Auflösung der AG beschlossen, das Bergwerk wurde beschlagnahmt und unter die Kontrolle der Alliierten gestellt.

Ab dem Jahr 1953 war die neugegründete BASF AG erneut Eigentümerin von Auguste Victoria.

Am 27. März 1991 unterzeichneten Vertreter der Ruhrkohle AG und der BASF AG den Übernahmevertrag, der rückwirkend ab Januar 1991 galt. Auguste Victoria gehörte nun wirtschaftlich zur Ruhrkohle AG, blieb aber rechtlich selbstständig. Zum 1. Januar 1996 wurde die Gewerkschaft Auguste Victoria, die nach den Bestimmungen des Bundesberggesetzes zum 5. November 1993 in eine GmbH umgewandelt worden war, den Begriff der Gewerkschaft aber weiterhin im Namen tragen durfte, endgültig in die Ruhrkohle AG eingegliedert.

So ging es weiter – technische und bauliche Fortschritte des Bergwerks

Im Jahr 1922 wurde von der Gewerkschaft Auguste Victoria ein Plan wieder aufgegriffen, im nördlichen Teil des Grubenfeldes von Auguste Victoria die Doppelschachtanlage 3/4 abzuteufen. Wegen der Ruhrbesetzung und der Inflation konnten die Gefrierbohrungen aber erst 1925 fortgesetzt werden. Im Dezember 1926 erreichte der Schacht AV 3 seine Endteufe von 820 m, stürzte aber 1927 kurz vor der Inbetriebnahme infolge eines Bruchs der Tübbingsäule ein. Im Jahr 1934 wurde erneut mit dem Abteufen begonnen und ein Jahr später konnte der Schacht fertiggestellt werden.

Der Ausbau der untertägigen Energieversorgung durch Druckluft und Strom führte zur Anwendung des Abbauhammers und der Presslufthacke in der Kohlengewinnung. Lag die Zahl der Abbauhämmer im Ruhrbergbau im Jahr 1913 noch bei 264, so waren es 1925 fast 45 000. Im Jahr 1930 standen schließlich über 78 000 Abbauhämmer in Gebrauch.[4),5)] Der Anteil der so gewonnenen Kohle an der Gesamtförderung stieg dementsprechend von 2,2 % (1913) auf 92,2 % (1930).[6)] Die Kohlengewinnung mittels Schrämmaschinen erfolgte zuerst im nördlichen Teil des Ruhrgebiets, traf man hier in den Gas- und Flammkohlenschichten doch auf härtere Flöze als in den südlich gelegenen Bergbaurevieren. Auf Auguste Victoria wurden Stangen- und Kettenschrämmaschinen in flacher Lagerung seit 1924 eingesetzt.[7)] Der endgültige Durchbruch der Schrämmaschinen und Kohlenhobel gelang allerdings erst nach dem Zweiten Weltkrieg. Auf Auguste Victoria waren im Jahr 1925 sechs Großschrämmaschinen und 299 Bohrhämmer im Einsatz.

Schachtanlage AV 8

Das Bergwerk Auguste Victoria gehörte zu den wenigen Ruhrzechen, auf denen auch Erz abgebaut wurde. Auf der im Jahr 1931 in Betrieb genommenen Doppelschachtanlage AV 4/5 fuhren die Erzbergleute ein, weshalb sie auch als „Erzschacht" bezeichnet wurde. Die Förderung des Erzes nach über Tage erfolgte allerdings an den Schächten AV 1/2. Aufgrund fallender Blei- und Zinkpreise rentierte sich der Abbau von Erz später nicht mehr und wurde auf Auguste Victoria im Jahr 1962 eingestellt.

Weitere Schächte folgten: Im Jahr 1950 wurde mit dem Abteufen des Schachtes 6 begonnen. Er diente als Wetterschacht für die Anlagen AV 1/2 und 3.

Im Jahr 1957 begannen unmittelbar neben Schacht 3 die Teufarbeiten des neuen Förder- und Wetterschachtes AV 7. Dieser Schacht sollte zum einen eine wesentlich bessere Wetterführung, auch für AV 1/2, zum anderen eine Steigerung der Förderkapazität ermöglichen.

Im Jahr 1963 wurde die Kokerei stillgelegt und 1966 erfolgte die Aufgabe der Förderstandorte AV 1/2 und AV 4/5. In Haltern-Lippramsdorf begannen die Arbeiten für das Abteufen des Schachtes AV 8 als Wetterschacht.

In den 1950er Jahren wurden in der schneidenden Gewinnung diverse Schrämmaschinen entwickelt, die mit Meißeln besetzte Schneidpilze und Walzen besaßen. Die Anzahl der schneidenden Gewinnungsmaschinen hatte sich allein zwischen 1948 und 1953 verfünffacht.[8), 9)] Der Walzenschrämlader, eine kombinierte Kohlengewinnungs- und Lademaschine, wurde im Jahr 1956 im Ruhrbergbau eingeführt und auf Auguste Victoria 1958 erstmals in Betrieb genommen.[10), 11)]

Bergwerk Blumenthal/Haardt 2

Mit dem Walzenschrämlader und dem im Jahr 1961 eingeführten Doppelwalzenschrämlader erfolgte bis 1965 die Ablösung der Schrämmaschine durch die vollmechanische schneidende Gewinnung.[12)] Der Abbauhammer, dessen Anteil an der Gesamtförderung des Ruhrgebiets im Jahr 1951 noch bei fast 73 % lag, wurde schon gegen Ende des Jahrzehnts von den neuen, mechanischen Gewinnungsmethoden weitgehend verdrängt.[13)]

In den 1960er Jahren wurde die Kohlengewinnung im Ruhrgebiet und auch auf Auguste Victoria weitgehend vollmechanisiert. Seit dem 1. April 1964 wurde nach Angaben der Werksleitung auch auf der Schachtanlage 1/2 kein Abbauhammer mehr zur Kohlengewinnung eingesetzt.

Im Material- und Personentransport mit Einschienenhängebahnen, die an einem aufgehängten Schienenstrang geführt und unabhängig vom Sohlenzustand betrieben werden können, waren seit 1977 auf Auguste Victoria erstmals auch Dieselkatzen im Einsatz.[14)] Eine Besonderheit bildete die Personenbeförderung auf einem 300 Sitze umfassenden Lift im Ostberg der 5. Abteilung des Bergwerks Auguste Victoria.[15)] Dieser Sessellift beförderte die insgesamt 450 dort eingesetzten Bergleute auf einer 780 m langen Strecke.

Der Streckenvortrieb war auf Auguste Victoria nun vorwiegend Richtung Norden gerichtet, wo die Zukunft des Bergwerks im damals noch weitgehend unerschlossenen Feld Lippramsdorf lag. Die Teilschnittmaschine AM 75 der Firma Voest-Alpine wurde zuerst im Westfeld des AV-Grubenbetriebes eingesetzt und von einer Mannschaft der Thyssen Schachtbau GmbH bedient.

Im Jahr 1982 wurde der Schacht AV 8 zum Seilfahrtsschacht ausgebaut und in Betrieb genommen. In der Hohen Mark wurde der Schacht 9 abgeteuft und 1990 als Wetterschacht zur Versorgung des Nordfeldes in Betrieb genommen.

Am 19. Oktober 1999 traf der Vorstand der Deutschen Steinkohle AG (DSK) die Entscheidung, das Bergwerk Blumenthal/

AV bewegt sich

Haard in Recklinghausen und Oer-Erkenschwick mit Auguste Victoria zu einem Verbundbergwerk zusammenzuschließen. Der Durchschlag der Verbundstrecke erfolgte im November 2001.

Im Jahr 2003 wurde das Rahmenbetriebsplanverfahren abgeschlossen, das die Steinkohlenförderung bis zum 31. Dezember 2015 genehmigte.

Zusätzliche Investitionen waren notwendig, um die maschinelle Ausrüstung im Untertagebetrieb von der Vortriebstechnik über die Kohlengewinnung bis zu den Fördereinrichtungen auf dem neuesten Stand zu halten. So wurde auf Auguste Victoria in den letzten Betriebsjahren die „mittlerweile fast standardmäßige Technik des (Eickhoff-)Walzenladers" SL 750 eingesetzt.[16] Der Walzenlader – Gesamtgewicht 78 t ohne Schneidwalzen – wurde für Flözmächtigkeiten von 2,40 m bis 4,00 m konzipiert. Das jüngste Modell des SL 750 mit EiControlPlus-Technologie arbeitet vollautomatisch und unterscheidet über Infrarotsensorik zwischen Kohle und Nebengestein.[17]

Zu den bedeutenden Investitionen im Übertagebetrieb gehörte im Jahr 2004 der Bau eines modernen Zentrallagers auf AV 3/7, das alle Bergwerke der RAG Aktiengesellschaft belieferte.

Im Juli 2014 wurde mit dem Aufbau der ersten zwei von insgesamt drei Windenergieanlagen auf der Halde Brinkfortsheide in Marl begonnen. Betreiber der Anlage ist die Brinkfortsheide GmbH, eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der RAG Montan Immobilien GmbH. Beide Windkraftanlagen sollen zukünftig circa 5 300 Dreipersonenhaushalte mit je 3 500 kW Strom pro Jahr versorgen können.[18] Nach Beendigung der Bergeschüttungen auf die Althalde und Haldenerweiterung sowie der Fertigstellung der Begrünung und der Wegeführungen soll die Bergehalde der Öffentlichkeit als Landschaftsbauwerk zugänglich gemacht werden.[19]

Ausblick in die Zukunft – Strukturveränderungen in Marl

Die Stadt Marl steht vor der Herausforderung, eine Perspektive für die Zeit nach dem Bergbau zu entwickeln. Mit dem

Chemiepark verfügt Marl weiterhin über einen bedeutenden Arbeitgeber. Die Aufnahmefähigkeit des lokalen Arbeitsmarktes ist allerdings begrenzt. Marl verliert mit dem Rückzug des Bergbaus einen der wichtigsten Ausbildungsbetriebe der Region. Die Bergwerksschließung hinterlässt auch eine Lücke im lokalen Kulturangebot. Finanzielle Mittel, den Strukturwandel aus eigener Kraft zu stemmen, sind in Marl nicht vorhanden.

„Wir können bei einigen ehemaligen Bergbauflächen im Ruhrgebiet bereits heute eine gute Zwischenbilanz vorlegen", äußerte Garrelt Duin, Minister für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen, anlässlich der Immobilienmesse EXPO REAL 2014 in München. „Nachdem wir im Februar die Vereinbarung ‚Wandel als Chance' unterzeichnet haben, fördert das Land für den Standort des Bergwerks Auguste Victoria in Marl eine erste Machbarkeitsstudie. In enger Abstimmung mit der Stadt Marl, der RAG und der RAG Montan Immobilien soll eine gewerblich-industrielle Entwicklung mit dem Schwerpunkt Logistik geprüft werden", führte er weiter aus. Die Vereinbarung „Wandel als Chance" ist im Februar 2014 auf dem Zukunftsstandort Ewald in Herten vom Land Nordrhein-Westfalen, 21 Kommunen und Kreisen, der RAG Aktiengesellschaft, dem Regionalverband Ruhr (RVR) und der RAG Montan Immobilien GmbH unterzeichnet worden. Damit verpflichten sich die Unterzeichner zur vorausschauenden Revitalisierung von insgesamt 20 ehemaligen Bergbauflächen in Nordrhein-Westfalen. Nachdem die Kohle die Chemie im ersten Drittel des 19. Jahrhunderts nach Marl lockte, wird es wohl einzig die Chemie sein, die in absehbarer Zukunft das wirtschaftliche Aushängeschild der Stadt Marl bilden wird.

---

1) montan.dok/BBA 257/2246, Memorandum Stein: Zuteilung der Ortschaften Hüls, Lenkerbeck und Löntrop aus der Landgemeinde Recklinghausen zur Gemeinde Marl, 10. Oktober 1925, S. 2.
2) Vgl. Neubauer, Christoph, Marl, in: Heineberg, Heinz/Mayr, Alois/Seidel, Wolfgang/Temlitz, Klaus (Hg.): Städte und Gemeinden in Westfalen. Die Emscher-Lippe-Region. Der Kreis Recklinghausen, die Stadt Bottrop, die Stadt Gelsenkirchen, Münster 2002, S. 183–199, hier S. 186.
3) Schäpers, Heinrich: Bilder aus der Geschichte Marls, Marl 1966, S. 80.
4) Vgl. Burghardt, Uwe: Die Mechanisierung des Ruhrbergbaus 1890–1930, S. 392.
5) Spethmann, Hans: Das Ruhrgebiet, Bd. 3, S. 728.
6) Vgl. Tenfelde, Klaus: Der bergmännische Arbeitsplatz während der Hochindustrialisierung (1890–1914), S. 312.
7) LAV NRW W, B 184 Re 2/10556, Betriebsplan AV für das Jahr 1925, 15. Dezember 1924, S. 10.
8) Farrenkopf, Michael: Wiederaufstieg und Niedergang des Bergbaus in der Bundesrepublik. In: Geschichte des deutschen Bergbaus, Bd. 4, S. 210.
9) Kost, Heinrich: Die Tätigkeit der Deutschen Kohlenbergbauleitung. In: Sonderabdruck aus Glückauf 90 (1954), S. 2.
10) montan.dok/BBA 257/11, Entwicklung der Schrämarbeit auf der Schachtanlage 3/7-6, 7. Februar 1960, S. 2.
11) montan.dok/BBA 257/11, Schachtanlage 3/7, Gewerkschaft AV, März 1961, S. 9.
12) Kroker, Evelyn: Der Arbeitsplatz des Bergmanns, Bd. 2, S. 167.
13) Rauer, Gerhard: Die Bemühungen des westdeutschen Steinkohlenbergbaus um die Mechanisierung der Kohlengewinnung, in: Glückauf 49/50 (1953), S. 1212.
14) Vgl. Farrenkopf, Michael u. a. (Hg.): Glück auf! Ruhrgebiet. Der Steinkohlenbergbau nach 1945, S. 398. Erste Probeeinsätze wurden mit Dieselkatzen schon 1967 unternommen. Zehn Jahre später standen im nordrhein-westfälischen Bergbau 170 Dieselkatzen mit einem Streckennetz von circa 225 km in Betrieb. Vgl. Hoischen, Gerhard/Hackenberg, Werner: Sicherer Fahrbetrieb mit Dieselkatzen im Steinkohlenbergbau Nordrhein-Westfalens, in: Glückauf 2 (1977), S. 64.
15) N.N.: Im Ostberg denkt man an den Kahlen Asten, in: AV Information 3 (1979), S. 9.
16) N.N.: Bauhöhe 591 angelaufen, in: AV Aktuell 12 (5. Oktober 2010).
17) Vgl. Nienhaus, Karl/Mavroudis, Fiona: Automatisierung und Prozessüberwachung im Bergbau mittels Infrarotsensorik und industrieller Bildverarbeitung, in: Glückauf 4 (2009), S. 168–172.
18) N.N.: Volle Windkraft voraus. Windprojekt Brinkfortsheide. In: Schachtecho 75 (Dezember 2014), S. 15.
19) N.N.: Bergehalde und Landschaftsbauwerk. Der Tagesbetrieb entwickelt Brinkfortsheide zu einem Naherholungsgebiet. In: Steinkohle 8 (2012), S. 18.

Kapitel 3
Umweltschutz

Consolidation 1/6, Gelsenkirchen

Die letzte Kohle wurde auf dem Bergwerk Consolidation in Gelsenkirchen im Jahr 1997 gefördert. Auf dem Gelände der Schächte 3/4/9 blieben im Rahmen des Stadtteilprogramms Gelsenkirchen-Bismarck/Schalke-Nord mehrere Zechenbauten erhalten. Sie sind heute Standort der Stiftung Industriedenkmalpflege und Geschichtskultur und beherbergen darüber hinaus ein Ensemble von Industriedenkmalen, modernen Kunstinstallationen sowie soziokulturellen Wirkungsstätten. Die Gebäude am Standort Consolidation 1/6 wurden vollständig abgerissen und die Flächen einer gewerblichen Nutzung zugeführt.

Heizkraftwerk der STEAG GmbH in Herne

Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen

„Wir wollen das Klimaschutzland Nr. 1 in Deutschland werden", verkündete der nordrhein-westfälische Umweltminister Johannes Remmel, nachdem das Landeskabinett am 14. April 2015 den Entwurf des ersten Klimaschutzplans für Nordrhein-Westfalen verabschiedet hatte. Hierin werden Klimaschutzmaßnahmen und Strategien für die Anpassung an den Klimawandel aufgelistet, mit denen die Ziele des im Jahr 2013 verabschiedeten Klimaschutzgesetzes – Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 um mindestens 25 % und bis 2050 um mindestens 80 % (jeweils im Vergleich zum Basisjahr 1990) – erreicht werden können.

Laut Minister Remmel soll der Klimaschutzplan keine neuen Vorgaben enthalten, sondern motivieren. Das Klimaschutzgesetz ermächtigt die Landesregierung, durch Rechtsverordnungen bestimmte Vorgaben des Klimaschutzplans für öffentliche Stellen verbindlich zu machen. Die Landesregierung beabsichtigt in dieser Legislaturperiode nicht, von dieser Ermächtigung Gebrauch zu machen und Teile des Klimaschutzplans für rechtsverbindlich zu erklären. Allerdings lässt das Klimaschutzgesetz ausdrücklich die Option zu, zu einem späteren Zeitpunkt rechtsverbindliche Maßnahmen zu ergreifen. In erster Linie ist der Klimaschutzplan ein Handlungsauftrag an die Landesregierung selbst. Das Hauptaugenmerk des Maßnahmenkatalogs betrifft vorwiegend die Bereiche Beratung und Information, Förderung, Forschung und Entwicklung sowie ein Konzept zur Klimaneutralität von Landesverwaltung und Hochschulen in Nordrhein-Westfalen.

Die Wirtschafts- und Unternehmensverbände Nordrhein-Westfalens haben in ihren Stellungnahmen deutlich zum Ausdruck gebracht, dass der Beitrag effizienter Produkte aus Nordrhein-Westfalen zum globalen Klimaschutz im Entwurf des Klimaschutzplans eine deutlich zunehmende Rolle spielt. Durch den rein quellenbezogenen Ansatz zur Bilanzierung der Treibhausgasemissionen werden die bestehenden Leistungen der nordrhein-westfälischen Industrie zum weltweiten Klimaschutz jedoch nicht angemessen dargestellt. Auch müsse die besondere Rolle der Prozessemissionen in Nordrhein-Westfalen berücksichtigt werden, da sie nicht durch Wechsel zu anderen Energieträgern vermeidbar sind. Zudem dringt die Wirtschaft darauf, dass die Maßnahmen eigenverantwortliches Handeln der Unternehmen nicht einschränken und keinen zusätzlichen bürokratischen Aufwand nach sich ziehen.

Am 16. Juni 2015 hat die Landesregierung den Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen nach der Auswertung der Verbändeanhörung gebilligt. Einige wesentliche Anregungen der Verbände wurden von der Landesregierung in den Plan eingearbeitet und anschließend dem Landtag vorgelegt. 154 Klimaschutzmaßnahmen enthält der Klimaschutzplan, darüber hinaus knapp 70 weitere für die Anpassung an die unvermeidbaren Folgen des Klimawandels. Nach Inkrafttreten des Klimaschutzplans durch Beschluss des nordrhein-westfälischen Landtags sollen die Strategien und Maßnahmen an neue Rahmenbedingungen und technische Entwicklungen angepasst werden, weshalb der Klimaschutzplan alle fünf Jahre fortgeschrieben wird, somit erstmals im Jahr 2020.

Im Einleitungstext des Klimaschutzplans wird dargelegt, dass Deutschland die Krisen auf den Finanzmärkten mit dem industriellen Kern in Nordrhein-Westfalen robust gemeistert habe. Deshalb müsse Nordrhein-Westfalen auch zukünftig Industrieland bleiben und es sei essenziell, dass die Industrie in Nordrhein-Westfalen solide Rahmenbedingungen vorfindet.

Rund ein Drittel des deutschen Stroms wird in Nordrhein-Westfalen produziert. Dieser deckt zum einen den eigenen Strombedarf – entsprechend ein Viertel des deutschen Bedarfs –, zum anderen werden sowohl andere Bundesländer als auch europäische Nachbarländer mit Strom beliefert. Hierbei entfielen im Jahr 2013 rund die Hälfte der Treibhausgasemissionen des Landes auf die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung.

Aufgrund der selbstgesteckten Klimaschutzziele stellt die heimische Energieerzeugung auf Basis von Stein- und Braunkohle (rund 75 % des in Nordrhein-Westfalen erzeugten Stroms – zum Vergleich: nur 44 % auf Bundesebene) für die Landesregierung eine große Herausforderung dar. Infolge des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien treten für moderne und effiziente Kraftwerke Wirtschaftlichkeitsprobleme auf, da sie nicht mehr kostendeckend betrieben werden können. Mit rund 15 TWh erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien belegt Nordrhein-Westfalen im Vergleich der Bundesländer immerhin Rang 3, durch die große Stromerzeugungsmenge sind dies jedoch nur 11 % am Bruttostromverbrauch – weit unter dem Bundesdurchschnitt von rund 25 %. Nordrhein-Westfalen hat diesbezüglich natürliche Standortnachteile gegenüber den nördlichen und südlichen Bundesländern.

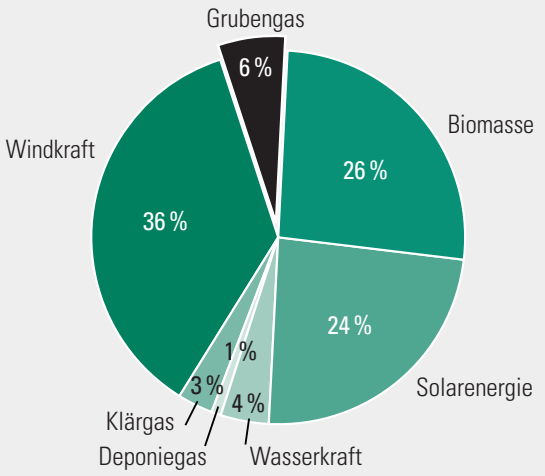
Die Strategien im Handlungsfeld erneuerbare Energien im Klimaschutzplan zielen allesamt darauf, den Ausbau der Erneuerbaren in Nordrhein-Westfalen zu unterstützen und auf allen politischen Ebenen geeignete Rahmenbedingungen zu

Die 10 Schwerpunkte des Klimaschutzplans der Landesregierung NRW

- Wind – Sonne – Wasser – Biomasse: Nordrhein-Westfalen wird erneuerbar.
- Speicher – Netze – intelligentes Management: Nordrhein-Westfalen setzt auf dezentrale Technologien und Systemlösungen.
- Strom trifft Wärme: Nordrhein-Westfalen wird Effizienzland Nr. 1.
- Den technologischen Sprung in ein neues Industriezeitalter machen: Industrie und Wirtschaft als Partner der Energiewende in Nordrhein-Westfalen.
- Ran an die Effizienzpotentiale im Bau: Gebäudesanierung forcieren.
- Klimafreundlich mobil sein: Verkehrswende in Nordrhein-Westfalen erfolgreich gestalten.
- Jenseits der Energieversorgung: klimaverträgliche Landwirtschaft.
- Klimaschutz beginnt daheim: mehr Effizienz und weniger Energieverschwendung in den eigenen vier Wänden.
- Vorbildfunktion wahrnehmen: klimaneutrale Landesverwaltung bis 2030.
- Nordrhein-Westfalen (extrem-)wetterfest machen: Anpassung an die Folgen des Klimawandels.

Quelle: Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur und Verbraucherschutz (MKULNV) des Landes Nordrhein-Westfalen

Anteil der einzelnen Energieträger am erneuerbaren Strom in NRW im Jahr 2014



Quellen: LANUV, GVSt

schaffen. Im Einzelnen werden der Ausbau der Photovoltaik, der naturverträgliche Ausbau der Windenergie – inkl. Repowering und Windenergie über Waldgebieten –, die nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse und der ökologisch vertretbare Ausbau der Nutzung der Wasserkraftpotentiale aufgeführt.

Um das schwankende Angebot erneuerbarer Energieträger auszugleichen und dabei nicht von Stromimporten abhängig zu werden, sind weiterhin flexible thermische Kraftwerke erforderlich. Damit bekommt Nordrhein-Westfalen eine Schlüsselrolle zugeschrieben, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Gleichzeitig sollen aber die Kraftwerksemissionen zur Einhaltung der Klimaschutzziele der Bundesregierung weiter reduziert werden.

Die Strategien im Handlungsfeld konventioneller Kraftwerkparks setzen sowohl auf die Inbetriebnahme von neuen hocheffizienten und flexiblen Kraftwerken als auch auf die Ertüchtigung bestehender Kraftwerke, soweit diese zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erforderlich sind.

Für die Industrie in Nordrhein-Westfalen ist entscheidend, dass durch Anforderungen zur Umsetzung von Treibhausgasminderungsmaßnahmen keine Nachteile im internationalen Wettbewerb entstehen. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass in Nordrhein-Westfalen der Anteil der Treibhausgasemissionen gemessen an den weltweiten Gesamtemissionen bei nur rund 0,6 % liegt. Zudem wurden bereits die Emissionen bis zum Jahr 2012 im Industrieprozessbereich um rund 42 % und im Energiebereich um rund 13,5 % gegenüber dem Basisjahr 1990 reduziert.

Klimaschutzmaßnahmen bedürfen einer globalen, zumindest aber einer europäischen Abstimmung. Reine nationale oder regionale Klimaschutzmaßnahmen verhindern Investitionen oder führen zur Verlagerung in Länder oder Regionen mit geringeren Standards. Dies führt am Ende global zu einer Verschlechterung der Treibhausgasemissionsbilanz und kostet heimische Arbeitsplätze. Deswegen ist es wichtig, dass Nordrhein-Westfalen im Wettbewerb mit anderen Standorten nicht schlechtergestellt und die Verringerung von Treibhausgasemissionen in Nordrhein-Westfalen nicht zum isolierten Ziel erklärt wird.

Strom- und Wärmebeitrag von Grubengas in Nordrhein-Westfalen

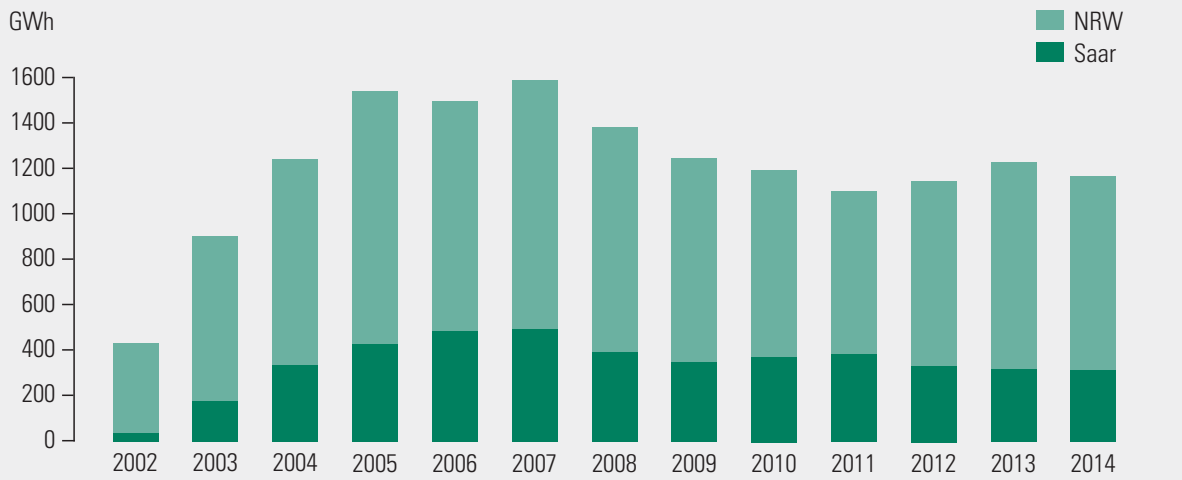
In Nordrhein-Westfalen waren im Jahr 2014 rund 100 Grubengas-Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von knapp 170 MW installiert, die Strom und Wärme aus Grubengas produzieren und in das Netz einspeisen. Gegenüber dem Vorjahr war die Stromerzeugung mit 847 Mio. kWh geringfügig niedriger. Die Wärmeabgabe hingegen wurde nochmals gesteigert auf rund 150 Mio. kWh und übertraf damit den letztjährigen Höchststand. Rund 0,7 % des gesamten Strombedarfs von Nordrhein-Westfalen konnten im Jahr 2014 aus Grubengas gedeckt werden. Damit hatte Grubengas einen Anteil von 6 % am erneuerbaren Strom. Die vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung aus Grubengas beliefen sich auf 4,0 Mio. t CO_2-Äquivalente.

Automatisierte Verknüpfung zwischen der Einstufung und der Festlegung von Emissionswerten

Die europäischen Einstufungs- und Kennzeichnungsvorschriften für gefährliche Stoffe und Gemische dienten anfangs als Warninstrument zum Schutz vor Fehlanwendungen. Mit der Aufnahme von Langzeitwirkungen und Umweltauswirkungen haben sie sich zu einem umfassenden und komplexen Informationsinstrument entwickelt.

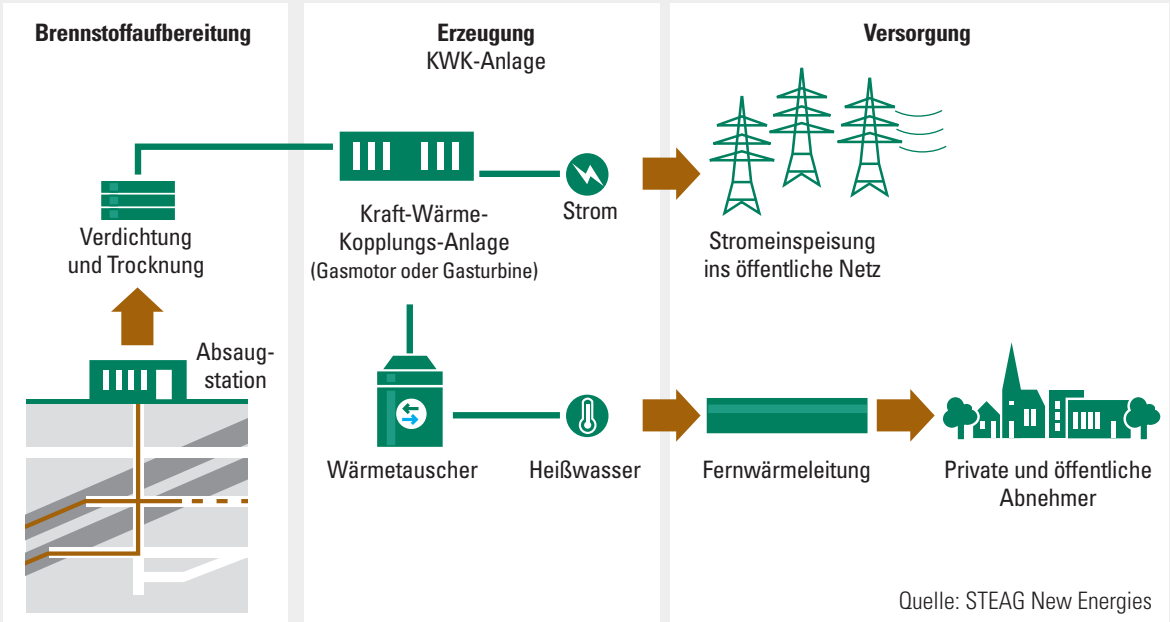
Die Einstufung eines Stoffes oder eines Gemisches hat im EU- und besonders im deutschen Recht erheblichen Einfluss

Stromerzeugung aus Grubengas



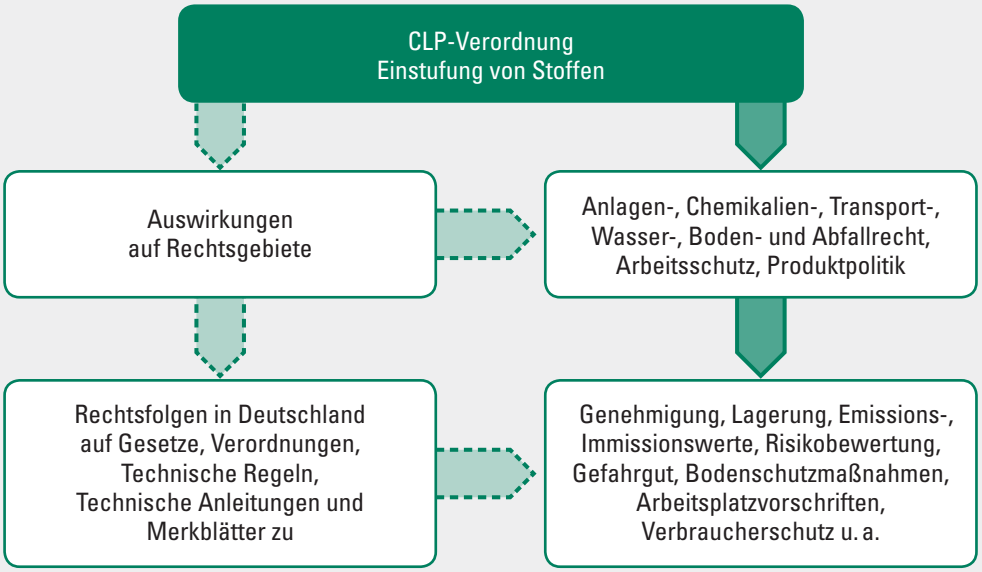
auf weitere Rechtsbereiche, denn viele Regulierungen greifen für die Festlegung von spezifischen Schutzmaßnahmen unmittelbar und automatisch auf das ursprünglich für den Verbraucherschutz entwickelte Einstufungs- und Kennzeichnungssystem zurück. Verschärfungen bei der Einstufung führen dann in vielen Fällen automatisch zu Verschärfungen bei diesen bezugnehmenden Regulierungen.

Grubengas: Aufbereitung – Erzeugung – Versorgung



Quelle: STEAG New Energies

Rechtsfolgen der Einstufung von Stoffen in Deutschland



Am 6. Juni 2014 wurde die EG-Verordnung über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen (CLP-Verordnung) zwecks Anpassung an den technischen und wissenschaftlichen Fortschritt geändert. Unter anderem wurde die Liste gefährlicher Stoffe angepasst, in der Formaldehyd nun als krebserregend (Kategorie 1B) und als erbgutschädigend (Kategorie 2) eingestuft wird. Die neuen Stoffeinstufungen und -kennzeichnungen müssen gemäß der Verordnung ab 1. Januar 2016 angewendet werden. Dies bedeutet aufgrund von Verknüpfungen im deutschen Recht, dass z. B. die bisher geltenden Emissionswerte der TA Luft deutlich abgesenkt werden müssen.

Formaldehyd (CH_2O) ist ein natürlich vorkommender farbloser Stoff, der auch chemisch hergestellt werden kann. Er findet sich in Menschen und Tieren ebenso wie in Pflanzen – also auch in Obst, Gemüse, Fleisch und Getränken – und wird an die Atmosphäre abgegeben. Formaldehyd ist einer der wichtigsten organischen Grundstoffe in der chemischen Industrie und ist in Farbstoffen, Kosmetika, Textilien, Arzneistoffen oder Möbeln enthalten. Der Stoff reichert sich nicht in der Umwelt an, er wird durch Sonnenlicht oder Bodenbakterien zersetzt. Er entsteht bei Oxidation und Verbrennung, ebenso bei unvollständig ablaufenden Verbrennungsprozessen in Motoren.

Im Falle der Grubengasverwertung werden mit Oxidationskatalysatoren ausgerüstete hochverdichtende Magermotoren eingesetzt, die speziell für den Einsatz von Grubengas den Stand der Technik darstellen. Die innermotorische Beeinflussung der Formaldehydbildung ist bislang nicht hinreichend bekannt und selbst bei gleich eingestellten und betriebenen Motortypen existieren große Schwankungsbreiten bei den Formaldehydabgaskonzentrationen.

In Deutschland schafft die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) bundeseinheitliche, verbindliche Anforderungen für bestimmte genehmigungsbedürftige industrielle und gewerbliche Anlagen. Hier besteht eine direkte inhaltliche und zeitliche Verknüpfung zwischen der Stoffeinstufung und der Emissionsbegrenzung im Abgas oder in der Abluft, die allerdings europarechtlich gar nicht gefordert ist und in anderen europäischen Staaten so auch nicht erfolgt. Aufgrund dieser besonderen Regelungen ist derzeit eine Absenkung des allgemeinen Emissionswertes für Formaldehyd von 20 mg/m³ auf 5 mg/m³ in der Diskussion. Damit einhergehend wird auch eine Anpassung der speziellen Regelungen für einzelne Anlagentypen notwendig, für die die TA Luft Anforderungen nach dem Stand der Technik vorgenommen hat.

Im Hinblick auf die kurze Umsetzungsfrist in nationales Recht erarbeitet die Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI) derzeit eine Vollzugsempfehlung Formaldehyd, deren Regelung im Rahmen der geplanten Novelle der TA Luft später übernommen werden könnte. Die betroffenen Branchen dringen auf eine anlagenspezifische Festlegung von Emissionswerten, die nicht zu unverhältnismäßigen Nachrüstungsanforderungen an Industrieanlagen führt – insbesondere für solche Stoffe, die immissionsseitig nicht wirken und keine Verbesserungen zum Schutz der Umwelt und der menschlichen Gesundheit erwarten lassen. Deswegen plädiert die Wirtschaft für einen integrierten und anlagenspezifischen Ansatz, der Emissionsarten, Umweltmedien, Anlageneffizienz und die wirtschaftliche Verhältnismäßigkeit berücksichtigt.

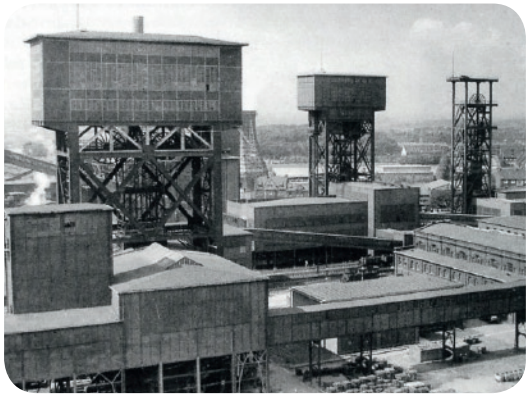
Alternative Kohlenutzung

Dem Versuch der Europäischen Kommission, die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS = Carbon Capture and Storage) zur Voraussetzung für die Kohlenutzung in Europa zu machen, steht ein wachsender Widerstand in der Öffentlichkeit entgegen. Eine Alternative zu CCS besteht darin, das Kohlendioxid abzuscheiden und stofflich zu verwerten (CCU = Carbon Capture and Usage). Beispielsweise könnten durch den Power-to-Methanol-Prozess Kraftstoffe und Additive für Kraftstoffe hergestellt werden. Zwar ist die Methanolwirtschaft kein Instrument der europäischen Politik, immerhin läuft aber beim Forschungsdienst des Europäischen Parlaments das Methanolprojekt „Science and Technology Options Assessment" (STOA) zur Erzeugung eines Alternativtreibstoffs für den Transport- und Verkehrssektor mittels CO_2-Nutzung.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung unterstützt im Rahmen des Programms „Forschung für Nachhaltigkeit" die Förderrichtlinie „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO_2". Hierbei zeigt das in Deutschland geförderte Verbundprojekt SUNFIRE erste Erfolge. Ziel des Projekts ist die Entwicklung eines innovativen Verfahrens, in dem CO_2 und H_2O mittels erneuerbarer Energie durch Nutzung der hocheffizienten Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse in einem Wärmekreislauf mit einem Gesamtwirkungsgrad von über 70 % in Kraftstoffe umgewandelt werden. Am 14. November 2014 weihte die Bundesforschungsministerin Johanna Wanka die weltweit erste Power-to-Liquids-Demonstrationsanlage ein, und im März 2015 produzierte die Dresdener sunfire GmbH unter Einsatz von Ökostrom erstmals synthetischen Dieselkraftstoff. Der hochreine, schwefelfreie, synthetische Kraftstoff enthält keine Aromaten, somit verbrennt er rußfrei, was wiederum zur hohen Oktanzahl des Diesels führt. Damit läuft ein Automotor ruhiger und es entstehen weniger Schadstoffe. Der Vorteil von Power-to-Liquids-Treibstoffen ist, dass die gesamte bestehende Infrastruktur wie Tankstellen, Leitungen und Motoren unverändert genutzt werden kann. Gegebenenfalls könnte, wenn der Gesetzgeber die Anforderungen an Biokraftstoffe weiter verschärft, der synthetische Kraftstoff beispielsweise den im Super E10 umstrittenen Anteil Bioethanol – hergestellt aus ganzen Pflanzen oder pflanzlichen Abfällen – ersetzen.

Die Herstellung von Methanol im Rahmen einer „CO_2 als Wertstoff"-Strategie sollte nicht nur als ein alternatives Verfahren zur Erzeugung von Methanol betrachtet werden. Es sollte als eine Möglichkeit zur Verringerung des CO_2-Gehalts in der Atmosphäre und zur Verwertung von CO_2 für die Herstellung von Produkten, die im Transport- und Verkehrssektor verwendet werden können, gesehen werden – bei gleichzeitiger Steigerung der Versorgungssicherheit unter heimischer Wertschöpfung.

Methanol kann ebenfalls als Speichertechnologie betrachtet werden. Die Speicherung von Energie ist eine Voraussetzung für jeden weiteren Ausbau der Energiegewinnung aus erneuerbaren Quellen, da diese nicht durchgängig zur Verfügung stehen. Im Januar 2015 stellte die STEAG GmbH als größter Erzeuger von Strom aus Steinkohle ein neues Forschungsprojekt vor. Das STEAG-Entwicklungsteam wird zusammen mit internationalen Partnern am Kraftwerk Lünen an der Weiterentwicklung der Power-to-Liquids-Technologie arbeiten. Hierbei sollen Kohlendioxidemissionen aus dem Steinkohlenkraftwerk in Brennstoff umgewandelt werden. Das Projekt wird aus dem EU-Forschungsprogramm Horizon 2020 mit einem Zuschuss in Höhe von 11 Mio. € gefördert (EU-Förderkennzeichen: 637016). Einer der Projektpartner ist das Unternehmen Carbon Recycling International (CRI), an dessen Produktionsstätte in Island bereits Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und CO_2 zu Methanol umgewandelt werden. Darüber hinaus sind auch Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe, Hydrogenics, I-DEALS und mehrere Universitäten und Forschungsinstitute in Europa an dem Projekt beteiligt.

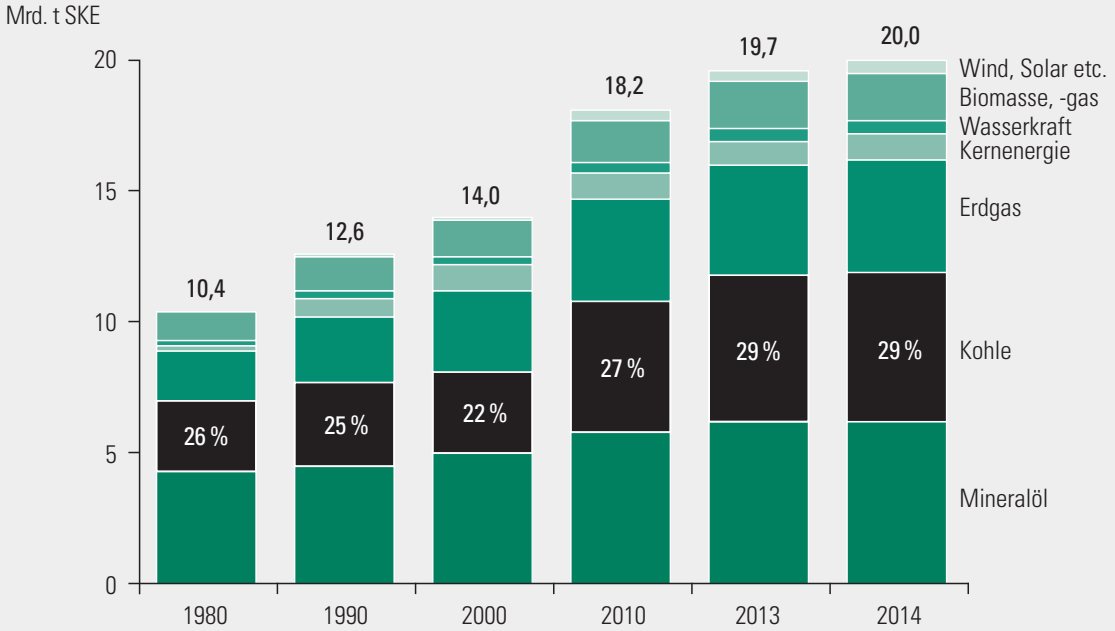


Kapitel 4
Internationale Energie- und Rohstoffmärkte

Minister Stein, Dortmund

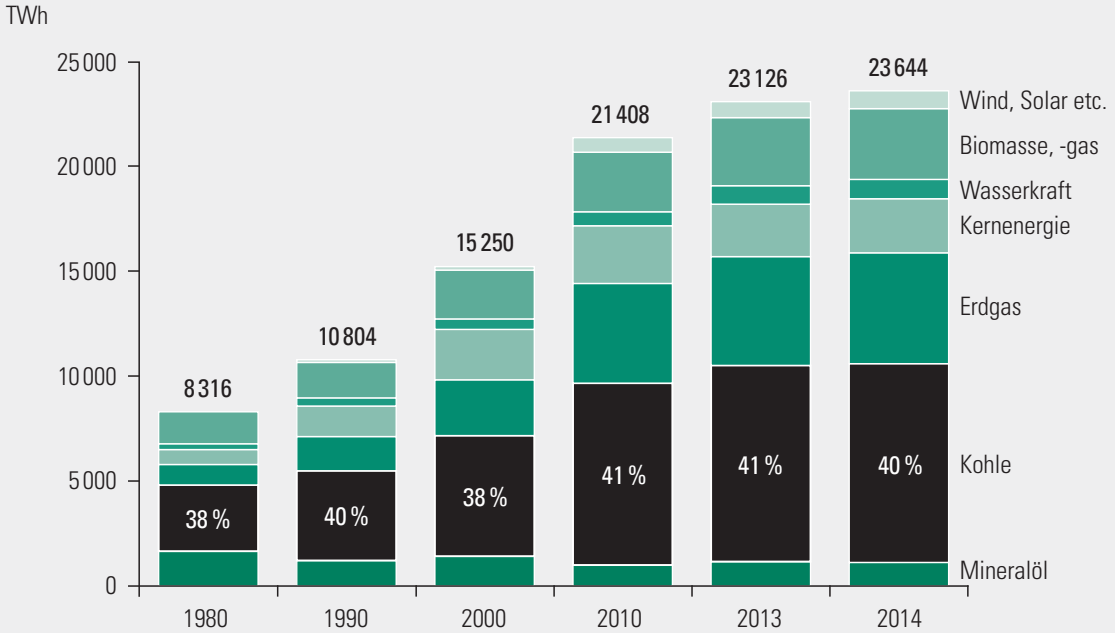
Als letztes Dortmunder Bergwerk wurde Minister Stein im Jahr 1987 stillgelegt. Die meisten Tagesanlagen wurden abgebrochen. Der Hammerkopfturm mit den beiden Fördermaschinen von 1932 und 1959 sowie die Verwaltungs- und Kauengebäude blieben vom Abriss verschont. Im Rahmen des IBA-Projektes „Neue Mitte Dortmund-Eving" wurden die ehemaligen Betriebsflächen zu einem Dienstleistungszentrum und Gewerbegebiet umgestaltet.

Welt-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: Weltenergierat Deutschland, 2015

Welt-Nettostromerzeugung nach Energieträgern



Quelle: Weltenergierat Deutschland, 2015

Energiewirtschaftliche Rahmendaten international

Geringere Wachstumsdynamik des Weltenergieverbrauchs – Kohle bleibt zweitwichtigste Säule

Nach vorläufigen Schätzungen des Weltenergierats Deutschland nahm der globale PEV im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr um 1,4 % auf rund 20 Mrd. t SKE zu und wies damit gegenüber den beiden Vorjahren mit Zuwachsraten von 2,6 % im Jahr 2012 und 2,7 % im Jahr 2013 eine etwas geringere Dynamik auf. Erheblich bescheidener gibt sich der diesjährige BP Statistical Review vom Juni 2015, der von einem globalen PEV-Zuwachs von 0,9 % ausgeht. Auch lag der Energieverbrauchszuwachs deutlich unterhalb der Weltwirtschaftswachstumsrate, die ebenfalls im Vergleich zu den Vorjahren niedriger ausfiel. Das Wirtschaftswachstum litt insbesondere unter den Folgen der Finanzkrise und Nachfrageschwäche in Europa. Der geringere Energieverbrauchszuwachs war zum Teil dadurch tangiert. Abschwächende Wirkung auf den Weltenergieverbrauch hatten auch der vergleichsweise kühle Sommer und der sehr milde Winter in Europa, während der erneut harte, nahezu polarkalte Winter in den USA gegenläufig wirkte. Den bedeutendsten Anteil an der Energieverbrauchsentwicklung hatten weiterhin die Schwellenländer und hier vor allem China, dessen Energieverbrauchswachstum infolge von Umstrukturierungsmaßnahmen und der Drosselung des zuvor galoppierenden Wirtschaftswachstums aber ebenfalls deutlich abflachte. Nach den Werten des Weltenergierats blieb Kohle (Stein- und Braunkohle) auch 2014 mit einem Anteil von 28,5 % nach Erdöl (31 %) die zweitwichtigste Säule zur Deckung des Welt-PEV. Bei beiden Energieträgern war das Verbrauchswachstum gegenüber dem Vorjahr mit 0,8 % gleich hoch, blieb aber damit hinter dem Verbrauchswachstum aller anderen Energieträger zurück. Den höchsten Zuwachs erreichten die Erneuerbaren, die um fast 3 % zulegten und einen Anteil am Welt-PEV von knapp 14 % erreichten. Der höchste Verbrauchszuwachs entfiel auf Wind- und Solarenergie, die zusammen zwar um fast 9 % anstiegen, aber dennoch nur einen Anteil von 2 % am Welt-PEV hatten. Biomasse, Biogase sowie Wasserkraft kamen gemeinsam auf einen Anteil von knapp 12 %.

1,3 Mrd. Menschen weltweit ohne Strom – Kohle bleibt Nr. 1 in der globalen Stromerzeugung

Nach der Energy-Access-Datenbank 2014 der IEA lag die weltweite Elektrifizierungsrate bei 82 %, jene Afrikas nur bei 43 %. Im Betrachtungsjahr 2012 hatten 1,3 Mrd. Menschen – entsprechend 18 % der Weltbevölkerung – noch immer keinen Zugang zu elektrischem Strom. Nahezu die Gesamtheit dieser Menschen (97 %) lebt in asiatischen und südlich gelegenen afrikanischen Entwicklungsländern. In Indien, einem aufstrebenden Schwellenland, betrug beispielsweise die Elektrifizierungsrate 75 %, in ländlichen Gegenden allerdings erreichte sie nur 67 %. Fast 40 % der Weltbevölkerung (2,7 Mrd. Menschen) sind bei der Nahrungszubereitung auf traditionelle Brennstoffe wie Feuerholz und Dung angewiesen.

Bei einer globalen Nettostromerzeugung von rund 23 600 TWh im Jahr 2014 blieb Kohle mit einem Anteil von 40 % mit weitem Abstand der wichtigste Energieträger, gefolgt von Erdgas mit knapp 23 %. Insgesamt kamen fossile Energieträger auf einen Anteil von 68 %. Gegenüber dem Jahr 2013 stieg die Weltnettostromerzeugung um 2,2 %, die höchste Zuwachsrate erzielten wiederum die erneuerbaren Energieträger mit 5,3 %, noch vor Kernenergie und Erdgas mit einem Plus von 3,1 bzw. 1,9 %. Die erneuerbaren Energien profitierten unter anderem von einem Ausbau der globalen Solarenergiekapazitäten um 20 % auf das bisherige Rekordniveau von rund 48 GW. Die Windkraftkapazitäten stiegen um 40 % auf 46 GW, ein Großteil davon entfiel auf China und Nordamerika. Bei Kohle war der Zuwachs mit 1,3 % erheblich niedriger.

Steinkohle im Kontext weltweiter Energietrends

Rohölpreisverfall und Fracking-Boom in den USA

Die Jahre 2014 und 2015 stehen ganz im Zeichen des weltweiten Rohölpreisverfalls, der bislang immense Auswirkungen auf alle Weltenergiemärkte hatte. Ausgehend vom Höchstwert des Jahres 2014 am 23. Juni von 115 US-$/bbl (bbl = blue barrel, 1 bbl = 159 l) halbierte sich beispielsweise der Preis der für den nordwesteuropäischen Markt relevanten Rohölleitsorte Brent auf 57 US-$/bbl zum Jahresende. Nachdem der Ölpreis mit knapp 46 US-$/bbl Mitte Januar 2015 sein tiefstes Niveau seit März 2009 erreicht hatte, pendelte sich der Brent-Ölpreis zur Jahresmitte 2015 bei rund 64 US-$/bbl ein. Zurückgeführt wird diese Entwicklung auf das erhebliche Überangebot auf den internationalen Rohölmärkten, vor allem verursacht durch den Fracking-Boom bei Schieferöl und -gas in den Vereinigten Staaten und die Förderquotenpolitik der Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC). Der Produktionszuwachs beim US-Schieferöl war so stark, dass die USA im vergangenen Jahr zum weltgrößten Rohölproduzenten wurden, noch vor dem bisherigen Spitzenreiter Saudi-Arabien. Die OPEC ihrerseits behielt die seit Dezember 2010 geltende Rohölförderquote von 30 Mio. bbl/Tag jedoch unverändert bei und ließ die Marktkräfte für sich arbeiten. Der extreme Preisrückgang auch für die US-Rohölleitsorte West Texas Intermediate (WTI)

zwang einige Schieferölförderer mit hohen Produktionskosten zu Mengenkürzungen bis hin zum Marktaustritt. Nach Einschätzung der Energieexperten der Energy Information Administration des US-Energieministeriums (EIA) im Annual Energy Outlook 2015 wird sich der Fracking-Boom in den USA dadurch aber nicht nachhaltig bremsen lassen, sondern sich mittel- bis langfristig weiter fortsetzen und die USA irgendwann zwischen 2019 und 2030 – je nachdem, welches der sechs EIA-Szenarien bemüht wird – von Erdöl- und Erdgasimporten unabhängig machen. Die USA könnten zudem in der Zukunft zu einem bedeutenden Exporteur von Rohöl werden. Das nach der ersten Ölkrise 1973 in Kraft gesetzte Rohölexportverbot wurde von der US-Regierung im Sommer 2014 bereits aufgehoben.

Auch die US-Schiefergasproduktion wurde in den vergangenen Jahren stark erhöht, wodurch insbesondere Kraftwerkskohle in hohem Umfang aus der US-Stromerzeugung gedrängt wurde und die Erdgasexporte in begrenztem Umfang zunahmen. Über den Bau weiterer LNG-Terminals zum Export von Schiefergas über den Seeweg nach Europa und Asien wird derzeit nachgedacht.

Die IEA allerdings teilt die Erwartungen der EIA nicht, sondern rechnet damit, dass die US-Jahresförderung von Schieferöl noch vor 2020 zurückgehen und die weltweit stark ansteigende Rohölnachfrage dann wieder von wenigen, zum Teil sehr krisenanfälligen Öllieferländern abhängen wird.

Verschärfung internationaler Kritik an der Kohlenutzung

Nicht erst seit dem Aufkommen der Treibhausgasdebatte sieht sich der Energieträger Kohle starken Angriffen ausgesetzt. In Deutschland wie auch anderen EU-Ländern, zum Beispiel Spanien, wurde zuerst die Subventionierung der heimischen Steinkohle in Frage gestellt, was letztendlich zur Einleitung des Ausstiegs aus dem heimischen Steinkohlenbergbau führte. Mit zunehmenden Steinkohlenimporten wurden dann die Herkunft der Kohle und insbesondere die Abbaubedingungen in den Herkunftsländern hinterfragt. Und seit Beginn der Diskussion um einen anthropogen verursachten Klimawandel stehen vor allem die Nutzung von Kohle und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen international in der Kritik. Auf den Weltklimakonferenzen der Vereinten Nationen (UN) wurde die Reduzierung insbesondere von energiebedingten CO_2-Emissionen ein Dauerthema, globale verbindliche Klimaschutzvereinbarungen stehen aber bislang aus.

An der internationalen Kohleindustrie indes ist diese Diskussion nicht spurlos vorbeigegangen, auch wenn einige Umweltverbände das Gegenteil behaupten. Sowohl Produzenten als auch Kraftwerksbetreiber und Stahlerzeuger sind sich bewusst, dass Kohle im gegenwärtigen Umfeld nur unter Ausnutzung aller Effizienzverbesserungspotentiale – zum Beispiel Verbesserung des Wirkungsgrades und dadurch Verringerung der Emissionen – und durch Erforschung und Entwicklung sogenannter Clean-Coal-Technologien bis hin zur Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO_2 langfristig eine bedeutende Rolle im weltweiten Energiemix spielen kann, und tragen dem mit unterschiedlichen Projekten Rechnung. Gänzlich wird auf die energetische Nutzung von Kohle in absehbarer Zeit eben nicht verzichtet werden können, da sprechen die aktuellen fundamentalen Daten und Prognosen internationaler Forschungseinrichtungen, wie zum Beispiel der IEA, eine deutliche Sprache. Trotz aller Bemühungen hat sich die internationale politische und gesellschaftliche Kritik insbesondere an der Kohlenutzung in diesem Jahr aber erheblich verschärft, zum Teil getrieben durch die nächste UN-Klimakonferenz (COP21), die vom 30. November bis 11. Dezember 2015 in Paris stattfindet.

Klimapolitische Absichtserklärungen des G7-Gipfels

Auf dem diesjährigen G7-Gipfel im bayerischen Schloss Elmau im Juni war der Klimawandel denn auch eines der Kernthemen. In der deutschen Fassung der G7-Abschlusserklärung betonten die Staats- und Regierungschefs von Deutschland, Frankreich, Italien, Japan, Kanada, Großbritannien und den USA im Hinblick auf die Begrenzung der Erderwärmung, „dass tiefe Einschnitte bei den weltweiten Treibhausgasemissionen erforderlich sind, einhergehend mit einer Dekarbonisierung der Weltwirtschaft im Laufe dieses Jahrhunderts“. Die G7-Staaten streben danach unter Hinweis auf den 5. Sachstandsbericht des Weltklimarats der UN (International Panel on Climate Change – IPCC) vom September 2013 und der daraus abgeleiteten Dringlichkeit der Bekämpfung des Klimawandels einen Umbau der weltweiten Energiewirtschaft an, weg von der Nutzung fossiler Energieträger hin zu erneuerbaren Energiequellen. Die G7-Mitglieder bekennen sich damit ausdrücklich zur Begrenzung des Anstiegs der weltweiten mittleren Durchschnittstemperatur auf maximal 2 °C gegenüber dem Niveau vor der Industrialisierung, entsprechend der Klimarahmenkonvention der UN vom Dezember 2010.

Auch wird der Zielzustand „100 % Erneuerbare“ weltweit bis Ende des laufenden Jahrhunderts angestrebt. Zudem sollen

schon bis Mitte des Jahrhunderts die Treibhausgasemissionen der G7-Staaten gegenüber dem Stand im Jahr 2010 – den IPCC-Empfehlungen folgend – um 40 bis 70 % zurückgefahren werden. Konkret werden zur Erreichung der Reduzierungsziele zwei Maßnahmen genannt. Zum einen soll der Handel mit Kohlekraftwerkstechnologie durch die restriktive Vergabe von Exportkrediten stark begrenzt werden. Hierbei wird aber außer Acht gelassen, dass gerade Entwicklungsländer beim Auf- und Ausbau ihrer Energieinfrastruktur bevorzugt auf günstige und möglichst im eigenen Land vorkommende Energierohstoffe – häufig ist dies Kohle – zurückgreifen. Ist fortgeschrittene Kohlekraftwerkstechnik dann nicht verfügbar oder finanzierbar, kommt nicht mehr zeitgemäße Technik mit schlechteren Wirkungsgraden zum Einsatz. Ganz im Gegenteil müssten diese Länder sogar Unterstützung beim Aufbau ihrer Energieinfrastruktur erhalten, auch für technisch fortgeschrittene Kohlefeuerungsanlagen. Hierzu laufen bereits seit vergangenem Jahr Informationskampagnen der internationalen Kohleindustrie, zum Beispiel das Projekt „Advanced Coal for Life" des US-Steinkohlenförderers Peabody. Einem ähnlichen Ansatz folgt auch die zweite geplante Maßnahme des G7-Gremiums, über sogenannte Klimaversicherungen ärmere Länder im Falle von ökonomischen Belastungen infolge des Klimawandels stärker als bisher finanziell zu unterstützen.

Letztendlich appelliert die G7-Runde im Hinblick auf die anstehende UN-Klimakonferenz an die übrige Weltgemeinschaft, sich aktiv zu einem internationalen und verbindlichen Klimaschutzabkommen zu bekennen. Das Abschlussdokument zum G7-Gipfel benennt zwar Ziele, unterlässt aber den Beschluss verbindlicher Verpflichtungen. Im Anschluss an das G7-Treffen teilte der kanadische Ministerpräsident Stephen Harper der Presse mit, dass Kanada keine Pläne habe, „to turn off the lights" – die Lichter ausgehen zu lassen –, und nicht beabsichtige, seine Ölsandproduktion zu stoppen und einen überstürzten Wechsel in eine neue Energiewelt zu vollziehen.

IEA-Sonderbericht „Energy and Climate Change" gibt Fahrplan zum Zwei-Grad-Ziel vor

Im Rahmen eines Sonderberichts im Vorfeld der Veröffentlichung ihres World Energy Outlook 2015 (WEO2015) mahnte die IEA Mitte Juni 2015 erneut dringenden Handlungsbedarf zur Begrenzung von Auswirkungen des globalen Klimawandels an. Zur Begrenzung weltweiter energiebedingter CO_2-Emissionen wurden bereits Erfolge erzielt. Im vergangenen Jahr entkoppelten sich erstmals seit mehr als 40 Jahren Weltwirtschaftswachstum und globaler CO_2-Emissionsanstieg voneinander. Energiebedingte CO_2-Emissionen blieben gegenüber dem Vorjahr konstant, obwohl das Weltwirtschaftswachstum um 3 % zunahm. Zudem basierte annähernd die Hälfte der weltweit hinzugebauten Kraftwerkskapazitäten auf erneuerbaren Energieträgern. In Vorbereitung der Weltklimakonferenz 2015 in Paris haben die Staaten, auf die insgesamt 34 % der weltweiten energiebedingten Treibhausgasemissionen entfallen, bis zum 14. Mai 2015 ihre neuen Reduktionsziele eingereicht, die als „Intended Nationally Determined Contribution" (INDC) bezeichnet werden. Beispielsweise verpflichten sich die USA, ihre Treibhausgasemissionen von 2005 bis 2025 um 26 bis 28 % zu senken, die EU verspricht im Zeitraum 1990 bis 2030 einen Rückgang von mindestens 40 %. Die IEA hat aufgrund der vorliegenden Daten ein INDC-Szenario hochgerechnet, aus dem ersichtlich ist, dass selbst damit das Zwei-Grad-Ziel der UN-Klimarahmenkonvention nicht mehr zu erreichen wäre. Dem INDC-Szenario zufolge betrüge der Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau rund 2,6 °C im Jahr 2100 und rund 3,5 °C 100 Jahre später.

Eine wichtige Wegmarke auf dem Pfad zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels ist die Erreichung eines maximalen Niveaus der jährlichen weltweiten Treibhausgasemissionen – eines Scheitelpunkts – noch vor dem Jahr 2020. Um bis dahin einen solchen Scheitelpunkt zu erreichen, hat die IEA eine „Überbrückungsstrategie" vorgeschlagen und deren Auswirkungen in einem zusätzlichen „Bridge Scenario" analysiert. Demnach würde im Zeitraum 2013 bis 2030 der Beitrag der Kohle zur Deckung des Welt-PEV um durchschnittlich 0,8 %/Jahr sinken. Ihr Anteil am PEV würde von 29 % im Jahr 2013 auf 22 % im Jahr 2030 fallen. Alle anderen Energieträger weisen in diesem Szenario hingegen mehr oder weniger hohe jährliche Zuwachsraten auf. Erdöl (+ 0,1 %/Jahr) würde im Jahr 2030 mit 28 % wichtigster Energieträger bleiben, Erdgas (+ 1,2 %/Jahr) würde die Kohle überholen und käme auf einen Anteil von 23 %. Die erneuerbaren Energieträger (ohne Wasserkraft und Bioenergie) würden mit 9,2 %/Jahr am stärksten ansteigen, wären aber mit einem PEV-Anteil von 5 % immer noch relativ unbedeutend. Bei der globalen Stromerzeugung würde Kohle zwar noch dominieren, mit einem jährlichen Rückgang um 1,8 % würde ihr Beitrag aber von 48 % auf 31 % regelrecht abstürzen. Erdgas (+ 1,1 %) würde sich auf einen Anteil von 24 % verbessern, das in diesem Verbrauchssektor fast unbedeutende Erdöl hingegen würde mit einem Rückgang von 4,6 %/Jahr auf einen Anteil von 2 % zurückfallen. Gewinner wären auch hier die erneuerbaren Energieträger, die um 9,8 %/Jahr auf einen Anteil von 11 % anwachsen würden.

Um diese Entwicklung zu ermöglichen, schlägt die IEA ein Bündel von Maßnahmen vor, die auf der Weltklimakonferenz in Paris auf höchster politischer Ebene verbindlich beschlossen werden müssten:

» Bauverbot für Kohlekraftwerke mit geringen Wirkungsgraden.
» Einsatzreduzierung bereits im Bau befindlicher, gering effizienter Kohlekraftwerke, wobei sichergestellt sein muss, dass diese zumindest ihre Investitionskosten decken.
» Stilllegung aller älteren, ineffizienten, bereits abgeschriebenen Kohlekraftwerke.
» Höhere Investitionen in erneuerbare Energien (von 270 Mrd. US-$ im Jahr 2014 auf 400 Mrd. US-$ im Jahr 2030).
» Schrittweiser Abbau von Subventionen für fossile Energieträger und schließlich die komplette Abschaffung solcher Beihilfen bis 2030.
» Verbesserung der Energieeffizienz in der Industrie sowie im Bau- und Transportbereich.
» Senkung der Methanemissionen bei der Öl- und Gasförderung und -aufbereitung.

Um den Reduzierungsprozess zu begleiten, den Fortschritt zu dokumentieren und um Anreize für zusätzliche Anstrengungen zu schaffen, hält die IEA regelmäßige Revisionen der Reduktionsbeiträge und die Festsetzung neuer Reduktionszielvorgaben in fünfjährigem Abstand für sinnvoll.

Der Maßnahmenkatalog der IEA richtet sich vor allem gegen die Kohle, trotz der Erkenntnis, dass sie im weltweiten Energiemix auch nach IEA-Prognosen weiter dringend benötigt wird. Die relativ einseitige Ausrichtung auf die Kohle wird damit begründet, dass im vergangenen Jahr 44 % der energiebedingten CO_2-Emissionen auf diesen Energieträger entfielen, während die Anteile von Erdöl bei 35 % und Erdgas bei 20 % lagen. Aber einzig die Kohle an den Pranger zu stellen, Erdgas als umweltfreundliche Brückentechnologie zu sehen und Erdöl als unverzichtbar zu betrachten, geht an einem nachhaltigen, technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Zukunftspfad vorbei. Es ist jedoch richtig, dass Erdöl im Verkehrssektor nach wie vor wenig substituierbar ist, trotz ambitionierter Programme einiger Regierungen zum Ausbau der Elektromobilität. Langfristig ist individuelle Elektromobilität (Elektroautos, E-Bikes) aber schon eine betrachtenswerte Option, nicht zuletzt durch die Entwicklung geeigneter kompakter und mobiler sowie leistungsfähiger Energiespeicher.

Auch die in den Kapiteln 1 und 3 angesprochene Option, aus regenerativ erzeugtem Wasserstoff und CO_2 Methanol oder synthetischen Dieselkraftstoff herzustellen, muss in diesem Kontext stärker berücksichtigt werden. Im Rahmen der Substitution von Rohöl spielt die bereits technisch umsetzbare Option alternativ hergestellter Treibstoffe eine wichtige Rolle. So kann sich CO_2 vom ungeliebten Schadstoff zum gefragten Rohstoff wandeln, indem es zur Herstellung von Methanol und entsprechenden Kuppelprodukten genutzt wird.

Klimapolitischer Vorstoß der europäischen Öl- und Gasindustrie

Die Chefs von sechs europäischen Öl- und Gaskonzernen (BP, Total, Royal Dutch Shell, Statoil, ENI, British Gas) veröffentlichten am 1. Juni 2015 ein gemeinsames Schreiben an die Generalsekretärin der UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) Christiana Figueres und den französischen Außenminister Laurent Fabius in seiner Eigenschaft als Gastgeber für die nächste Weltklimakonferenz. Insbesondere sprachen sie sich für die weltweite Einführung nationaler oder regionaler CO_2-Preissysteme aus, die später durch ein internationales Rahmenwerk aneinander gekoppelt werden sollen. Hieraus geht ein für Außenstehende überraschender Sinneswandel der scheinbar geläuterten Unterzeichner hervor, die noch vor kurzem stringente Gegner derartiger Preissysteme waren. Ein solches System würde letztendlich für Erdgas im Strommarkt Wettbewerbsvorteile gegenüber dem Konkurrenzenergieträger Steinkohle bedeuten, der in diesem Jahr insbesondere in Europa von niedrigen Steinkohlenweltmarkt- und CO_2-Preisen profitiert hat. Angesichts der Einführung einer Marktstabilitätsreserve im europäischen ETS mit dem Ziel der Verknappung von Emissionszertifikaten und der Hoffnung auf höhere CO_2-Preise sowie der von der EU-Kommission vorgeschlagenen Reform des ETS wäre dieser Vorteil aber vielleicht nicht von langer Dauer. Nüchtern betrachtet ist es nicht weiter verwunderlich, dass die amerikanischen Ölkonzerne ExxonMobil und Chevron ihre Unterschrift verweigert haben, profitieren diese doch schon längst von niedrigen Gas- und Ölpreisen auf ihren Inlandsmärkten.

„Carbon Bubble" bei den weltweiten Energierohstoffreserven?

Die weltweiten Reserven an Energierohstoffen haben sich dem diesjährigen BP Statistical Review of World Energy zufolge im Jahr 2014 gegenüber dem Vorjahr kaum verändert. Die Vorräte an Mineralöl (354 Mrd. t SKE) und Erdgas (222 Mrd. t SKE) sind jeweils nur um weniger als 1 % angestiegen, für Stein- und Braunkohle (412 bzw. 150 Mrd. t SKE) liegen sie auf dem Niveau des Vorjahrs. Auch die regionale Verteilung auf die einzelnen

Länder bzw. Staatengemeinschaften ist im Wesentlichen gleich geblieben. Beim Erdöl entfällt weiterhin fast die Hälfte der weltweiten Reserven auf die Ölstaaten in Nahost. Auch bei den weltweiten Erdgasreserven dominieren Länder aus der Nahostregion mit knapp der Hälfte der Weltreserven, Russland allein kommt dabei allerdings auf beachtenswerte 17 %. Bei Kohle verfügen die USA mit 27 % über die höchsten Vorräte, Russland und China folgen mit Anteilen von 15 bzw. 14 %.

Die bereits erwähnten und stark an Dynamik gewinnenden Debatten über den Klimawandel – insbesondere das entsprechende Bekenntnis der G7-Staaten zu einer langfristig orientierten Dekarbonisierung noch in diesem Jahrhundert – sorgen vor allem unter den dominierenden Rohstoffländern für erhebliche Unruhe, dabei hauptsächlich in jenen, die wirtschaftlich stark von den Einnahmen aus dem Rohstoffgeschäft abhängen. Um das viel diskutierte Zwei-Grad-Ziel erreichen zu können, müssten der britischen Denkfabrik Carbon Tracker zufolge vier Fünftel der fossilen Rohstoffvorräte „in situ" – eben im Boden – bleiben. Die Bilanzen der Bergbaukonzerne müssten dann entsprechend korrigiert werden, ein Großteil der heutigen Unternehmenswerte wäre praktisch wertlos – vorausgesetzt, die erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung der anvisierten Erderwärmungsbegrenzung würden auch wirklich im Rahmen verbindlicher zwischenstaatlicher Abkommen durchgesetzt. Eine solche „Kohlenstoffblase", die sogenannte Carbon Bubble, hätte das Potential, die weltweiten Finanzmärkte erneut zu verunsichern. Dies wäre eine weitere Erklärung für die Beibehaltung der OPEC-Rohölförderquoten sowie für das nur scheinbar ungewöhnliche Marktverhalten einiger australischer Kohlebergbaukonzerne.

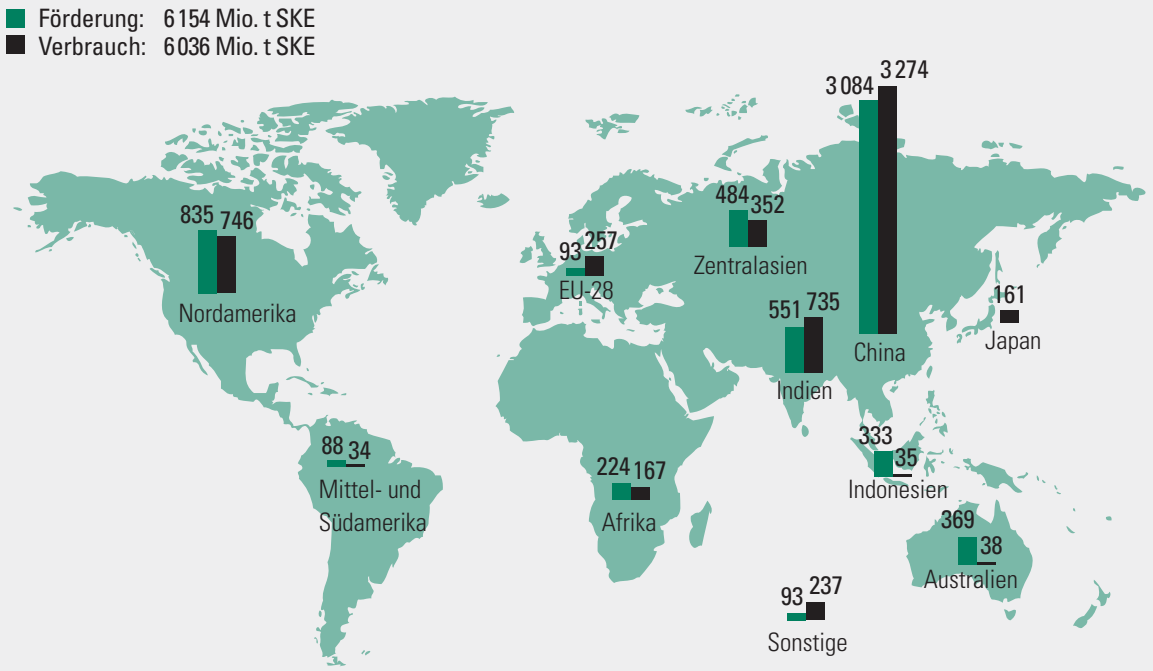
Divestment-Aufrufe zu Lasten der Kohle

Ob die Furcht vor dem Platzen einer Kohlenstoffblase eine Reihe hochrangiger Anleger und Staatsfonds dazu veranlasst, sich aus dem Geschäft mit fossilen Energieträgern zurückzuziehen, oder ob dies auf Deinvestitionskampagnen von Umweltverbänden und Bürgerinitiativen zurückgeht, die auf diese Weise der fossilen Energiegewinnung und -verwendung das Wasser abgraben wollen, ist nicht klar zu beantworten. Fest steht, dass die Börsenkurse praktisch aller Rohstoffunternehmen (einschließlich erzfördernder Unternehmen) massiv gefallen sind – dies aber wegen der schlechten Marktlage und nicht als Folge von „Divestment-Aufrufen". Dass sich Ende Mai dieses Jahres der norwegische Staatsfonds – der bedeutendste Pensionsfonds der Welt – unter Hinweis auf den Klimawandel dazu entschlossen hat, sich aus Beteiligungen an Kohleunternehmen bzw. Unternehmen mit Kohlegeschäftsanteilen von mindestens 30 % zurückzuziehen, könnte auch einfach der Verlustvermeidung dienen. Eine Rechtfertigung über den Klimaschutz wäre indes eine fragliche Moral, hat doch der norwegische Staatsfonds den Großteil seines Vermögens ursprünglich vor allem aus den staatlichen Rohöleinnahmen bezogen.

Auch auf der Finanzierungsseite wächst der Druck auf die Kohle. Bereits seit 2013 haben einige große internationale Entwicklungsbanken, wie beispielsweise die Weltbank, die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD) sowie die Europäische Investitionsbank (EIB), die Finanzierung von Kohlegeschäften und -projekten – insbesondere von Kohlekraftwerken – stark eingeschränkt. Anfang Mai dieses Jahres hat auch die Bank of America, der weltgrößte Rückfinanzierer für die Kohleindustrie, in der Veröffentlichung zu ihrer „neuen Kohlepolitik" („New Coal Policy" vom 6. Mai 2015) vor steigenden Risiken von Kohleinvestitionen gewarnt. Diese hätten insbesondere durch neue internationale Umwelt- und Klimaschutzgesetze, Änderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen und infolge höherer Wettbewerbsfähigkeit der Konkurrenzenergieträger Erdgas und Erneuerbare erheblich zugenommen.

Der Weltkohleverband (WCA, London) weist im Zusammenhang mit Divestment-Aufrufen darauf hin, dass der Einsatz von Kohle bei der aktuellen und zukünftigen Deckung des globalen Primärenergiebedarfs in absehbarer Zeit unverzichtbar bleiben wird – insbesondere bei einem weltweit weiter ansteigenden Energieverbrauch. Einer ähnlichen Argumentation folgt auch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Seit einiger Zeit immer wieder von Umweltverbänden ob ihrer Finanzierung ausländischer Kohleprojekte kritisiert und auch zunehmendem Druck von politischer Seite ausgesetzt, hat die KfW am 17. März 2015 ihre überarbeiteten Leitlinien zur Kohlekraftwerksfinanzierung veröffentlicht. Demzufolge legt die KfW sogar „großen Wert darauf, Kraftwerksneubauten zu finanzieren und auch die Modernisierung bestehender Kohlekraftwerke voranzutreiben. Gerade die Effizienzsteigerung und Modernisierung bestehender Kohlekraftwerke kann kurzfristig hohe CO_2-Einsparpotentiale heben, bei gleichzeitig niedrigen CO_2-Vermeidungskosten". Gleichwohl hat die KfW ihre Finanzierungskriterien für Kohlekraftwerke unter Anwendung der entsprechenden Position der Bundesregierung einer Überprüfung unterzogen. Demnach sind nur klimaschutzkonforme Projekte in solchen Ländern zugelassen, die eine nationale Klimaschutzpolitik zur Verbesserung der

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2014



Quellen: VDKi / IEA / BP / EIA / spezifische Länderstatistiken

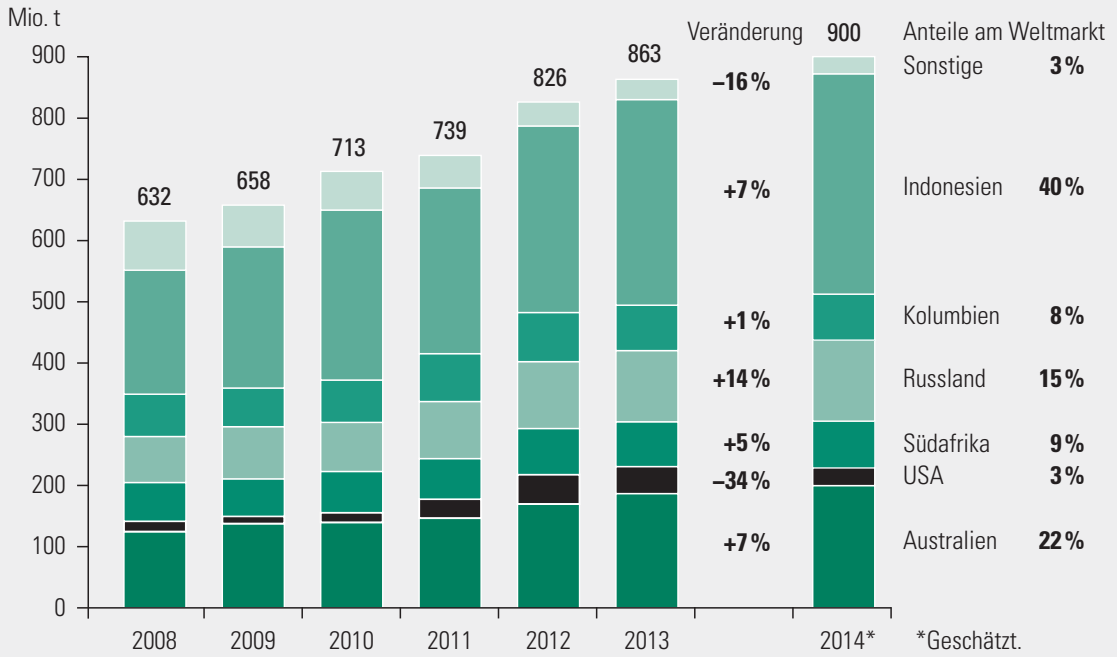
Energieeffizienz bzw. zum Ausbau erneuerbarer Energieträger verfolgen. Auch darf nur die jeweils beste verfügbare Technik – gemäß der Europäischen Industrieemissionsrichtlinie – zum Einsatz kommen. Je nach Blockgröße werden zudem unterschiedliche spezifische Zulassungskriterien herangezogen.

Steinkohlenweltmarkt

Umwälzungen im internationalen Steinkohlenbergbau

Abgesehen von zahlreichen Anti-Kohle-Kampagnen waren dieses und das vergangene Jahr für die internationale Kohleindustrie auch von der Marktseite her besonders schwierig und ereignisreich. Das schon im Vorjahr bestehende Überangebot auf den weltweiten Kraftwerks- und Kokskohlenmärkten hat sich in diesem Jahr noch verstärkt und mündete in extremem Preisverfall und einem Käufermarkt. Die ohnehin schon knapp bemessenen Margen schrumpften weiter und trafen somit insbesondere Produzenten mit hohen Produktionskosten hart. Dies galt vor allem für US-Produzenten, die neben dem zunehmenden politischen Widerstand („War on Coal") und den letzten beiden ungewöhnlich kalten nordamerikanischen Wintern mit Ausfällen in der gesamten US-Kohlelieferkette zusätzlich noch mit niedrigen Gaspreisen – insbesondere bedingt durch den dortigen Fracking-Boom –, entsprechend hoher Konkurrenz auf den heimischen Strommärkten und dem wegbrechenden Inlandsabsatz zu kämpfen hatten. Zudem mussten sie feststellen, dass auch Exporte nach Asien und Nordwesteuropa sich infolge der niedrigen Preise immer weniger oder gar nicht mehr lohnten – trotz stark gesunkener Seefrachtraten. Als Reaktion blieben letztendlich nur noch Produktionskürzungen und vorübergehende sowie zum Teil auch endgültige Stilllegungen von Bergwerken, verbunden mit hohen Arbeitsplatzverlusten. Verschärft wurde die Situation noch zusätzlich durch die aggressive Vermarktungspolitik einiger großer australischer Anbieter, die Kostendegressionseffekte nutzen wollten und ihre Produktionskapazitäten deshalb bis auf Rekordniveau auslasteten und damit Konkurrenten – in der Mehrheit in den USA und Kanada – aus den Märkten verdrängten. Im vierten Quartal 2014 verzeichnete etwa der australische Bergbaugigant BHP Billiton insbesondere in seinen Kokskohlenbergwerken Allzeitrekorde bei der Förderung, die in den Folgemonaten noch überboten wurden.

Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern



Quellen: VDKi 2014 / DOE-EIA 2015 / eigene Berechnungen

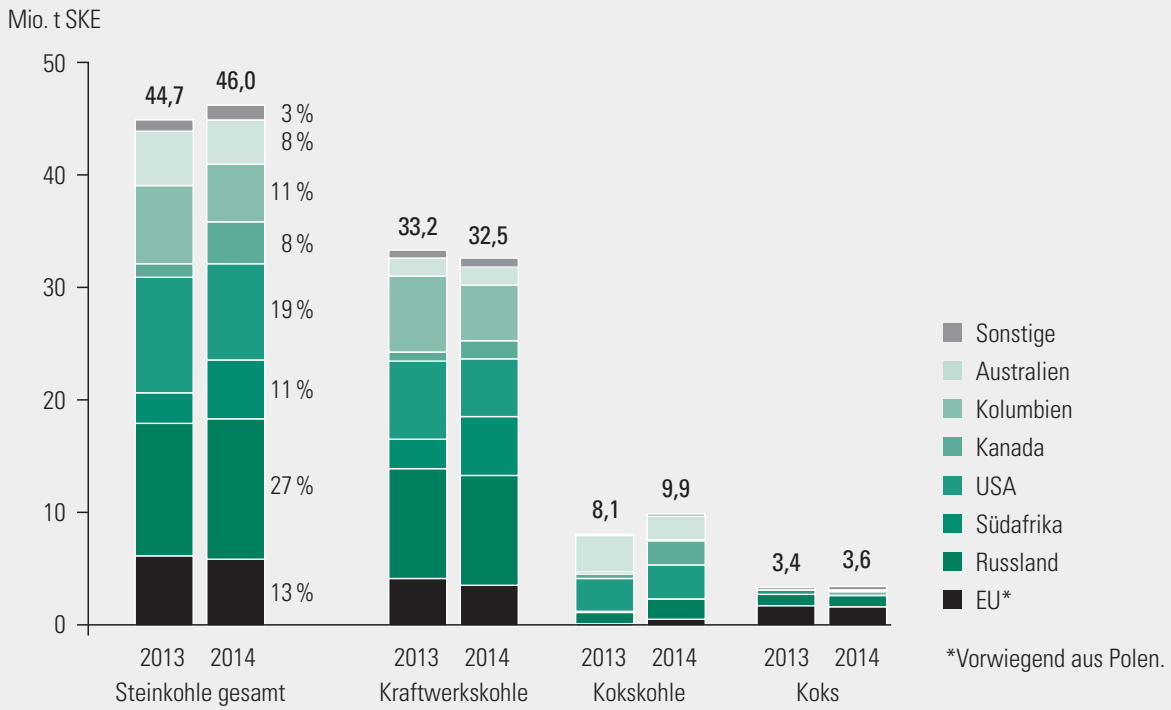
Nichtsdestotrotz gingen die immensen Umwälzungen im internationalen Bergbaugeschäft auch nicht spurlos an BHP Billiton vorbei. Der Konzern strukturierte Mitte dieses Jahres um und legte den Fokus auf Geschäftsfelder wie Öl und Kupfer. Die sonstigen Konzernaktivitäten (Aluminiumgeschäft, Förderung von Kraftwerks- und Kokskohle, Blei, Nickel, Zink u. a.) wurden in die neue, eigenständig operierende Gesellschaft South32 ausgelagert.

Die offensive Marketingstrategie Australiens, extreme Witterungseinflüsse und der politische Gegenwind aus dem eigenen Land hatten für US-Anbieter drastische Folgen. Beispielsweise meldete der zweitgrößte Kohleförderer der Vereinigten Staaten, Alpha Natural Resources, am 3. August dieses Jahres Insolvenz an und folgte damit dem Schicksal namhafter US-Kohleproduzenten wie Walter Energy, Patriot Coal und James River Coal, die sich schon zuvor zu diesem Schritt gezwungen sahen. Der nächste Schlag gegen die US-amerikanische Kohleindustrie ließ trotzdem nicht lange auf sich warten. Ebenfalls am 3. August trat US-Präsident Obama mit einem weiteren nationalen Klimaschutzvorhaben an die Öffentlichkeit. Dieser „Clean Power Plan" richtet sich auf mehr als 1 500 Seiten vor allem gegen die Kohleverstromung und fordert im Kern die heimischen Energieerzeuger erstmals verbindlich dazu auf, ihre Treibhausgasemissionen bis 2030 um 32 % gegenüber dem Basisjahr 2005 zu senken. Die oppositionellen Republikaner lehnen diese „obamische Klimapolitik" vehement ab, da sie immense Arbeitsplatzverluste sowie gravierende Nachteile für die US-Wirtschaft befürchten. Ihre Mehrheit im US-Kongress nützt ihnen allerdings wenig, da Obama seine Klimainitiative nicht als neues Gesetz, sondern als zusätzliche Verordnung konzipiert hat. Eine solche wäre nicht von der Zustimmung des US-Kongresses abhängig.

Angebots- und Nachfrageentwicklungen

Der Verein der Kohlenimporteure e. V. schätzt, dass sich die weltweite Steinkohlenförderung im Jahr 2014 mit rund 7,2 Mrd. t ungefähr auf Vorjahresniveau bewegte. Knapp 17 % oder 1,2 Mrd. t davon gelangten in den seewärtigen Steinkohlenhandel (ohne Binnenhandel), der damit gegenüber dem Vorjahr um 5 % gestiegen sein dürfte. Dabei entfielen drei Viertel des Seehandelsaufkommens auf Kraftwerkskohle, der Rest auf Kokskohle.

Deutsche Steinkohlenimporte 2013/2014 inkl. Koks



Quelle: Statistisches Bundesamt, Erhebungen nach Energiestatistikgesetz, Datenstand April 2015

Haupteinflussfaktoren für den eher moderaten Verlauf der weltweiten Entwicklung des Steinkohlenverbrauchs waren insbesondere das gebremste Weltwirtschaftswachstum sowie der nachlassende Anstieg der asiatischen Stromnachfrage. Dies führte sowohl im pazifischen wie auch im atlantischen Markt zu hohen Überkapazitäten, die zunächst über Produktionskürzungen, später dann durch temporäre Außerdienststellungen und schließlich durch Stilllegungen von Bergwerken teilweise abgebaut wurden. Mit dieser Hypothek der Überkapazitäten sind die internationalen Kohlemärkte auch in diesem Jahr konfrontiert. Im vergangenen Jahr wurde in China erstmals seit 17 Jahren weniger Kohle im Vergleich zum Vorjahr gefördert – ein Rückgang um 2,0 % auf knapp 3,6 Mrd. t. Auch sind in China strukturelle Veränderungen bei den Kohleimporten wahrscheinlich. Seit Anfang dieses Jahres gelten in der Volksrepublik neue verbindliche Qualitätsstandards für Kraftwerkskohleneinfuhren, die faktisch einem Importverbot für niedrigere Kohlequalitäten gleichkommen. Betroffen sind hierbei insbesondere Einfuhren aus Indonesien, das zudem schon in Indien Marktanteile an südafrikanische und australische Wettbewerber verloren hat. Obwohl der indische Markt für Kraftwerkskohlenimporte im Jahr 2014 um 34 % gestiegen ist, ist der Marktanteil Indonesiens von 81 % im Jahr 2013 auf 75 % im Jahr 2014 gesunken. Indien hat seine Importe aus anderen Ländern erhöht, um verfehlte Produktionsziele des staatlichen Kohleförderers Coal India Ltd. auszugleichen.

Deutsche Steinkohlenimporte

Nach Erhebungen des Statistischen Bundesamtes laut Energiestatistikgesetz, die allerdings nicht alle Mengen erfassen, aber eine Aufteilung nach Herkunftsländern bieten, sind die deutschen Steinkohleneinfuhren im vergangenen Jahr um 3 % auf rund 46 Mio. t SKE angestiegen. Anteilsmäßig waren dabei Russland mit 27 %, die USA mit 19 % und die EU (hauptsächlich Polen) mit 13 % die wichtigsten Bezugsquellen. Bei den Kraftwerkskohlenimporten dominierte Russland mit 30 % vor Südafrika und den USA mit jeweils 16 % sowie vor Kolumbien mit 15 %. Ein knappes Drittel der deutschen Kokskohlenimporte stammte aus den USA, mehr als ein Fünftel kam jeweils aus Kanada und Australien. Etwas weniger als die Hälfte der deutschen Koksimporte wurde aus EU-Ländern geliefert, ein knappes Drittel aus Russland.

Preis- und Seefrachtratenentwicklung

Immenser Preisrückgang bei Kraftwerks- und Kokskohle

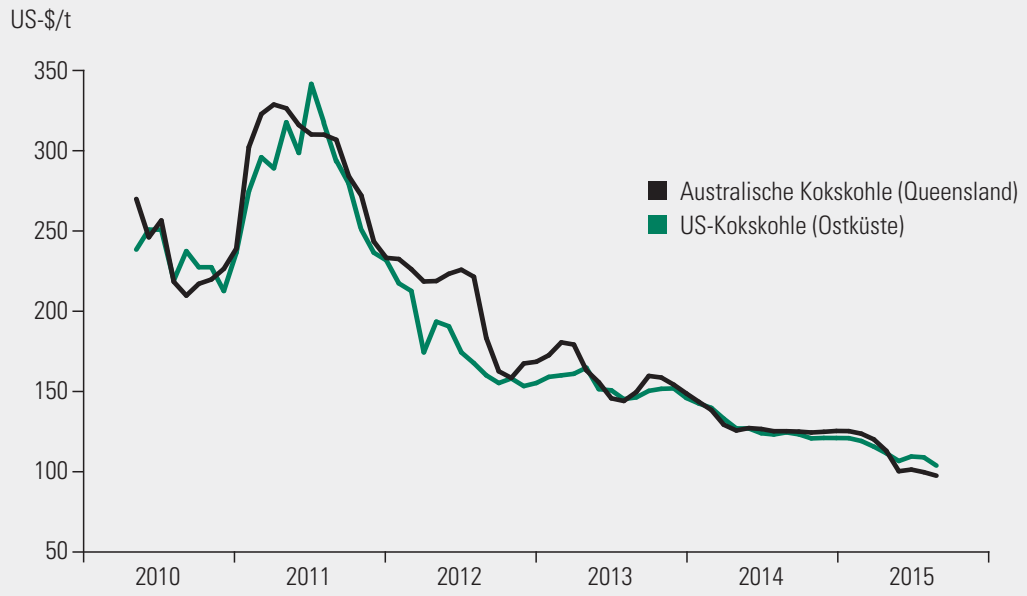
Nach kurzzeitigem Anstieg zum Jahreswechsel 2013/2014 haben die Spotpreise von Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen (cif ARA) in den darauf folgenden Monaten weiter nachgegeben. Ausgehend von 83 US-$/t cif ARA (71,28 €/t SKE) im Januar sanken die Preise bis auf 71 US-$/t cif ARA (67,13 €/t SKE) im Dezember 2014. Auch in diesem Jahr setzte sich der Preisrückgang fort. Zur Jahresmitte war das Preisniveau unter die Marke von 58 US-$/t cif ARA (60,07 €/t SKE) gerutscht. Dies war der niedrigste Monatsdurchschnitt seit Januar 2006. Der Preis für Kraftwerkskohle aus Nicht-EU-Ländern frei deutsche Grenze (sogenannter BAFA-Preis, ermittelt durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle) ist maßgeblich für die Berechnung der Subventionierung deutscher Steinkohle und lag für das vergangene Jahr bei 72,94 €/t SKE. Im Vergleich zu 2013 war dies ein Rückgang um knapp 8 %. Die letzten beiden sehr milden Winter brachten aus Anbietersicht keine Entspannung, die Anlandungslagerplätze in den Niederlanden – EMO in Rotterdam, OBA in Amsterdam und OVET in Vlissingen – verzeichneten Rekordbestände, die Spotnachfrage blieb ohne Impulse. Störungen auf der Angebotsseite fielen kaum ins Gewicht.

Auch bei der Kokskohle war der Preisverfall dramatisch – eine Folge der flauen weltweiten Stahlkonjunktur. Der Preis für australische hoch qualitative Premium-Kokskohle fiel im Mai 2015 mit 87,50 US-$/t ab Verladehafen in Queensland, Australien, auf das bislang niedrigste Niveau. Seit Januar 2014 ist der Kokskohlenpreis damit um 34 % zurückgegangen, gegenüber Januar 2013 um 46 % und im Vergleich zu 2012 gar um 61 %.

Halbierung der Capesize-Seefrachtraten

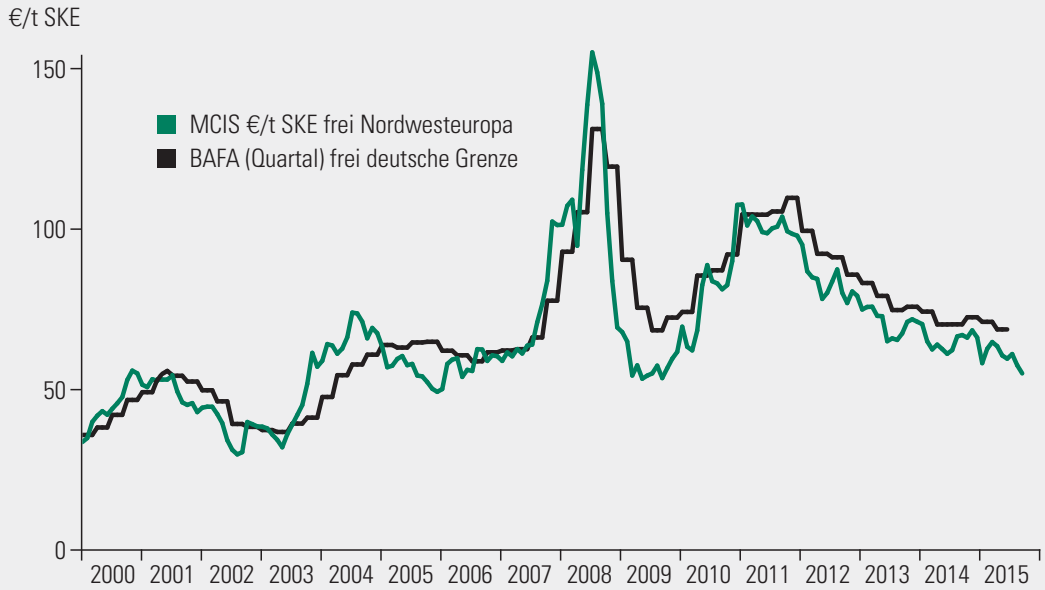
Der Transport von Schüttgütern wie Kohle wird in der Regel von Capesizern – Massengutfrachter über 120 000 dwt (dwt = dead weight tons) –, zum Teil aber auch von Panamax-Schiffen (60 000 bis 80 000 dwt) übernommen. Daneben dienen Capesizer auch dem Transport von Eisenerz, während Panamax-Frachter auch für den Getreidetransport geeignet sind und in seichteren Gewässern operieren können. Der Panamax-Markt profitiert somit im normalen Jahresverlauf von der weltweiten Getreideernte und während dieser Zeiten von einem entsprechend höheren Transportvolumen. Die See-

Preisentwicklungen: hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA



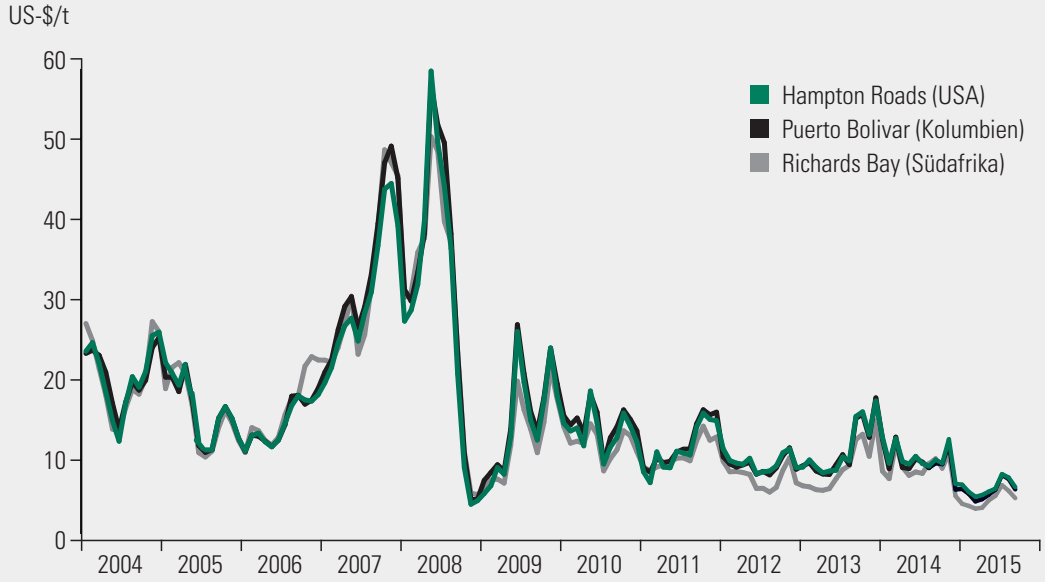
Datengrundlage: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 04/2010 bis 09/2015

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze



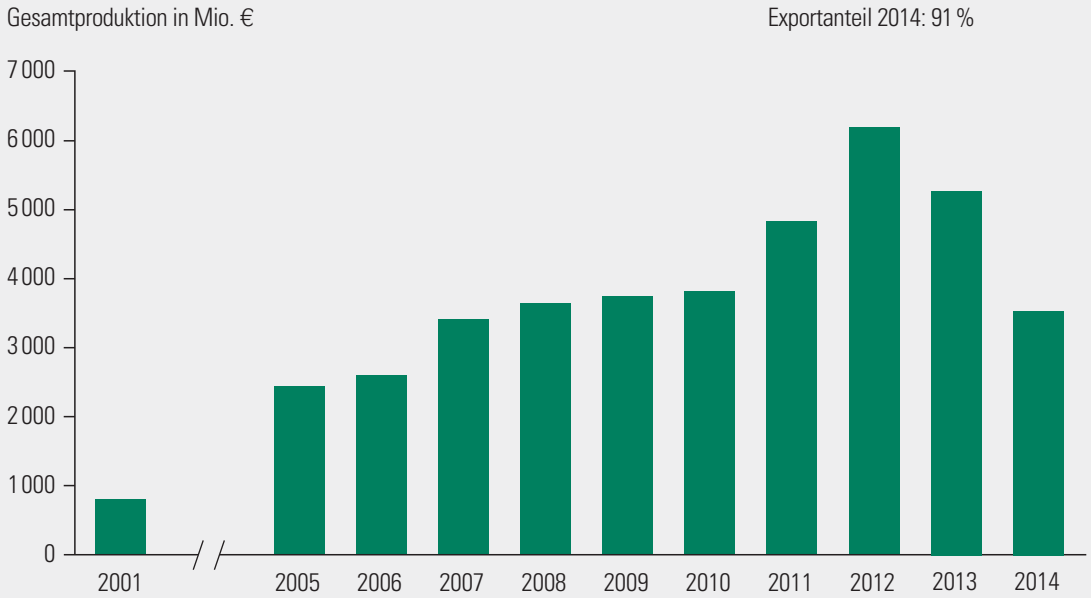
Datengrundlagen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 01/2000 bis 09/2015; BAFA, Drittlandskohlepreise nach Quartalen

Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa



Datengrundlage: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 01/2004 bis 09/2015

Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie



Quelle: VDMA, 2014; Wert 2014 geschätzt

frachtraten von Capesizern und Panamax-Frachtern hängen entsprechend stark von der jeweiligen internationalen Nachfrage nach den genannten Rohstoffen ab. Erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Frachtraten hat zudem die verfügbare Weltflotte von Frachtschiffen, die in den letzten Jahren stark vergrößert worden war und heute unter hohen Überkapazitäten leidet. Bei den Capesizern hat sich der Marktschwerpunkt in den vergangenen Jahren infolge höherer australischer und brasilianischer Erzlieferungen nach China immer mehr in den pazifischen Markt verschoben, so dass diese Region auch zunehmend preisbestimmend für den atlantischen Markt wird. Mit dem Ausbleiben erwarteter chinesischer Eisenerzimporte und auch infolge geringerer chinesischer Kohlennachfrage sind die Capesize-Seefrachtraten mit Zielhafen in Nordwesteuropa daher Ende 2014 und im Verlauf dieses Jahres stark zurückgegangen und haben sich im Juni 2015 gegenüber dem Niveau im November 2014 fast halbiert. Ein Teil des Rückgangs ist zudem auf die stark gesunkenen Treibstoffkosten infolge des Rohölpreisverfalls zurückzuführen.

Lage der deutschen Zulieferindustrie

Spiegelbildlich zur angespannten Lage der Rohstoffproduzenten weltweit – vor allem im Bereich fossiler Energierohstoffe – leidet die Zulieferindustrie auch in Deutschland mit. So wird nach den bislang vorliegenden Daten für die ersten neun Monate des vergangenen Jahres der Gesamtumsatz der deutschen Bergbaumaschinenindustrie im Jahr 2014 auf rund 3,5 Mrd. € geschätzt. Gegenüber dem Vorjahr wäre dies ein Rückgang um rund ein Drittel. Vom Gesamtumsatz entfallen 91 % (3,2 Mrd. €) auf die Exporte, die um 34 % nachgaben. Wie schon die Bergbauunternehmen waren auch die Zulieferer gezwungen, die Produktion zu kürzen und Personal freizusetzen. Die Hälfte der Mitgliedsunternehmen des Fachverbands Mining im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Frankfurt/Main, vermied – wohl auch aus Sorge vor zukünftigem Facharbeitermangel – umfangreichere Entlassungen und nutzte zunächst das Instrument der Kurzarbeit. Bis 2012 profitierte die Branche noch von der Rohstoff-Hausse in den Jahren 2009 und 2010 mit hohen Bestellungen im Bereich Ausrüstungsinvestitionen. Mit den abflachenden Nachfragezuwächsen, insbesondere in Schwellenländern wie zum Beispiel China, und dem zunehmenden Angebotsüberhang auf dem Steinkohlenweltmarkt gaben die Umsätze der deutschen Zulieferer deutlich nach – sie stürzten ausgehend vom Jahr 2012 bis 2014 um 43 % regelrecht ab.

Anhang

Ewald 1/2/7, Herten

Am 28. April 2000 wurde die Kohleförderung auf dem Bergwerk Ewald in Herten eingestellt. Heute gilt das ehemalige Bergwerksgelände unter dem Namen „Zukunftsstandort Ewald" als Beispiel für einen modernen und nachhaltigen Strukturwandel. Neben der Ansiedlung verschiedener Firmen und dem Wasserstoff-Kompetenzzentrum verbindet die Zeche Ewald auch Freizeit und Kultur. Sie ist außerdem Teil des Landschaftsparks Hoheward, dessen Kern die benachbarte größte Haldenlandschaft Europas ist.

Statistik

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien: Kohle	Mineral-öl	Erd-gas	Erneuerbare Energien: Wasser-kraft	Sonstige	Insgesamt
	Mio. t SKE						
1970	28	2 277	3 262	1 326	146	827	7 866
1980	247	2 724	4 320	1 853	206	1 066	10 416
1990	738	3 205	4 477	2 525	271	1 420	12 636
2000	955	3 123	5 005	3 091	329	1 534	14 037
2005	1031	4 191	5 488	3 522	379	1 960	16 571
2010	1028	4 968	5 882	3 918	422	1 986	18 204
2011	964	5 395	5 876	3 985	429	2 041	18 690
2012	918	5 547	5 997	4 067	452	2 125	19 106
2013[1]	945	5 640	6 178	4 231	484	2 219	19 697
2014[1]	974	5 691	6 227	4 286	496	2 285	19 959
2020[2]	1 208	6 022	6 416	4 550	561	2 661	21 418
2040[2]	1 730	6 361	6 808	6 318	765	4 177	26 159

[1] geschätzt [2] Prognose

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet; inkl. traditionelle Energien (Holz, Dung, Pech, Torf u. ä.)

Quellen: BP Statistical Review, 2015; WEC Deutschland, 2015
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2014

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh					
1970	2 075	80	1 625	–	1 175	4 955
1980	3 163	714	1 661	976	1 802	8 316
1990	4 286	1 989	1 216	1 632	2 212	11 335
2000	5 759	2 407	1 402	2 664	2 968	15 200
2005	7 040	2 640	1 240	3 750	3 550	18 220
2010	8 685	2 756	1 000	4 760	4 207	21 408
2011	9 139	2 584	1 062	4 847	4 481	22 113
2012	9 204	2 461	1 144	5 104	4 808	22 721
2013[1]	9 368	2 505	1 164	5 195	4 894	23 126
2014[1]	9 490	2 583	1 124	5 294	5 153	23 644
2020[2]	10 619	3 400	801	5 983	7 196	27 999
2040[2]	12 312	4 294	556	8 313	11 612	37 087

[1] geschätzt [2] Prognose

Quellen: BP Statistical Review, 2015; WEC Deutschland, 2015;
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2014

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basis-jahr)	2000	2005	2010	2012	2013	2014	Verände-rungsraten 2014 zu 2013	Verände-rungsraten 2014 zu 1990
	CO_2-Emissionen in Mio. t							in %	
Annex-I-Staaten[1]	14 988,8	14 432,0	14 900,2	14 170,5	13 816,2	13 808,5	13 561,3	-1,8	-9,5
EU-28	4 442,0	4 143,0	4 270,5	3 917,6	3 727,4	3 645,6	3 451,9	-5,3	-22,3
darunter EU-15[1]	*3 375,1*	*3 382,6*	*3 486,0*	*3 166,0*	*2 997,7*	*2 940,3*	*2 765,8*	*-5,9*	*-18,1*
darunter Deutschl.[1/2]	*1 042,1*	*891,5*	*861,7*	*829,4*	*821,7*	*841,4*	*794,2*	*-5,6*	*-23,8*
Australien[1]	276,1	346,6	380,4	399,4	397,8	389,8	380,9	-2,3	38,0
Kanada[1]	459,0	567,7	576,7	554,4	550,5	556,6	557,1	0,1	21,4
USA[1]	5 100,6	5 963,1	6 103,3	5 712,8	5 375,0	5 519,1	5 568,2	0,9	9,2
Russland[1]	2 505,4	1 477,0	1 531,7	1 602,4	1 656,8	1 624,4	1 599,7	-1,5	-36,1
Ukraine[1]	718,9	293,5	320,6	289,7	302,7	288,1	236,1	-18,0	-67,2
Japan[1]	1 141,1	1 251,5	1 282,1	1 191,1	1 275,6	1 264,0	1 224,6	-3,1	7,3
Korea	229,3	437,7	469,1	564,5	592,9	598,5	598,9	0,1	161,2
Indien	580,5	978,1	1 191,1	1 749,3	1 954,0	2 034,0	2 198,8	8,1	278,8
VR China	2 277,7	3 350,3	5 444,3	7 294,9	8 250,8	8 478,2	8 552,6	0,9	275,5
(Übriges) Asien	697,8	1 162,1	1 448,4	1 662,7	1 744,5	1 783,5	1 841,5	3,3	163,9
Naher Osten	549,9	899,7	1 165,9	1 521,7	1 647,1	1 672,5	1 741,1	4,1	216,6
Afrika	545,0	684,0	829,0	982,3	1 032,4	1 045,0	1 071,7	2,6	96,7
Brasilien	192,4	303,6	322,7	388,5	440,2	474,4	493,7	4,1	156,6
Mexiko	265,3	349,6	385,8	417,9	435,8	437,9	431,4	-1,5	62,6
Übr. Lateinamerika	384,9	512,4	577,1	681,5	707,3	730,8	730,6	0,0	89,7
Sonstige	1 408,2	1 515,4	1 727,5	1 920,1	1 945,4	1 926,7	1 958,4	1,6	39,1
Welt	21 774,1	24 235,3	28 026,2	30 850,8	32 036,2	32 469,1	32 637,2	0,5	49,9

[1] Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. u. a. http://unfcc.int)
[2] temperatur- und lagerbestandsbereinigt

Quelle: H.-J. Ziesing, "...CO_2-Emissionen...", in ET 9/2015

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas im Jahr 2014

Region	Kohle	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-28	20,8	1,2	1,8	23,8
Übriges Europa und Zentralasien[1]	140,2	31,0	67,0	238,2
Afrika	32,4	26,8	16,7	75,9
Naher Osten	1,1	169,1	94,5	264,7
Nordamerika[2]	156,2	48,5	14,4	219,1
Mittel- und Südamerika[3]	9,7	68,9	9,2	87,8
VR China	79,7	3,9	4,1	87,7
Indien	58,7	1,2	1,7	61,6
Indonesien	8,6	0,8	3,4	12,8
Ferner Osten	4,4	2,2	4,4	11,0
Australien[4]	50,0	0,8	4,4	55,2
Welt	561,8 49 %	354,4 31 %	221,6 19 %	1137,8 100 %

[1] übriges Europa und GUS
[2] einschließlich kanadische Ölsande [3] einschließlich Mexiko [4] einschließlich Neuseeland

Quelle: BP Statistical Review, 2015

Weltreserven und -förderung von Steinkohle im Jahr 2013

Region	Reserven	Förderung
	Mrd. t	
EU-28	19,229	0,114
Übriges Europa	0,940	0,004
GUS	130,362	0,478
Afrika	13,150	0,267
Naher Osten	1,203	0,002
Vereinigte Staaten	223,435	0,823
Kanada	4,346	0,060
Übriges Nordamerika[1]	1,343	0,016
Kolumbien	4,881	0,086
Übriges Mittel- und Südamerika	4,062	0,005
VR China	120,697	3,533
Indien	81,897	0,566
Indonesien	13,511	0,430
Mongolei	1,170	0,025
Australien	62,095	0,410
Übriges Zentralasien / Ozeanien	6,136	0,095
Welt	688,457	6,913

[1] Mexiko, Grönland

Quelle: DERA/BGR, 2014

Primärenergieverbrauch in der EU-27*

Jahr	Kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	Mio. t SKE					
2005	431	1 003	606	367	123	2 530
2010	402	814	631	342	261	2 450
2011	409	785	578	337	263	2 372
2012	420	752	561	329	285	2 347
2013[1]	412	860	563	284	275	2 395
2014[1]	386	847	498	283	289	2 303
2020[2]	356	681	576	319	376	2 308
2040[2]	187	480	656	296	559	2 178

* ab 2013 EU-28 [1] geschätzt [2] Prognose

Quellen: BP Statistical Review, 2015;
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2014

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-28* im Jahr 2014

Region	Förderung			Importe
	Stein-kohle	Braun-kohle	Ins-gesamt	Stein-kohle
	Mio. t SKE			
Polen	62	19	81	9
Großbritannien	10	0	10	35
Deutschland	7	53	60	46
Tschechien	7	11	18	2
Spanien	3	–	3	13
Bulgarien	0	10	10	1
Rumänien	1	7	8	1
Griechenland	–	15	15	–
Ungarn	–	3	3	1
Slowenien	–	1	1	0
Slowakei	–	1	1	3
Kroatien	–	–	–	1
Italien	–	–	–	17
Frankreich	–	–	–	12
Niederlande	–	–	–	11
Finnland	–	–	–	5
Dänemark	–	–	–	4
Belgien	–	–	–	4
Schweden	–	–	–	2
Portugal	–	–	–	4
Österreich	–	–	–	3
Irland	–	–	–	2
EU-28	90	120	210	176

* EU-Beitritt Kroatiens am 1.7.2013

Quelle: EUROCOAL 2015

Stromerzeugung in der EU-27*

Jahr	Kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh					
2005	990	160	660	930	440	3 180
2010	862	86	758	917	687	3 310
2011	884	74	696	907	696	3 257
2012	935	73	582	882	788	3 260
2013[1]	860	73	600	890	877	3 300
2020[2]	788	37	583	856	1 136	3 400
2040[2]	346	11	881	793	1 711	3 742

* ab 2013 EU-28 [1] geschätzt [2] Prognose

Quellen: EU-Kommission: Energy in Figures - Statistical Pocketbook, 2014; BP Statistical Review, 2015;
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2013, RWE AG 2015

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft, Bio-masse u. Sonstige[2]	Ins-gesamt
	Mio. t SKE							
1980	206,7	85,2	115,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	178,4	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,2	508,6
2000	187,6	69,0	52,9	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	176,3	61,7	54,4	110,9	60,7	3,3	29,4	496,7
2010	159,8	58,5	51,6	108,2	52,3	4,6	50,1	485,1
2011	154,4	58,5	53,4	99,3	40,2	6,0	52,2	464,0
2012	154,4	58,9	56,1	99,6	37,0	6,2	46,6	458,8
2013[1]	157,9	62,8	55,6	104,4	36,2	6,3	48,4	471,6
2014[1]	154,1	58,8	53,7	91,2	36,2	7,0	47,1	448,1

[1] vorläufig [2] inkl. Austauschsaldo Strom

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 8/2015

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Stein-kohle	Braun-kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wind-energie	Wasser-kraft, Bio-masse u. Sonstige	Ins-gesamt
	TWh							
1980	111,5	172,7	55,6	27,0	61,0	0,0	39,8	467,6
1990	140,8	170,9	152,5	10,8	35,9	0,1	38,9	549,9
2000	143,1	148,3	169,6	5,9	49,2	9,5	50,9	576,5
2005	134,1	154,1	163,0	12,0	72,7	27,2	59,5	622,6
2010	117,0	145,9	140,6	8,7	89,3	37,8	93,7	633,0
2011	112,4	150,1	108,0	7,2	86,1	48,9	100,4	613,1
2012	116,4	160,7	99,5	7,6	76,4	50,7	118,8	630,1
2013	127,3	160,9	97,3	7,2	67,5	51,7	126,8	638,7
2014[1]	118,4	155,7	97,1	6,1	59,8	57,3	130,9	625,3

[1] vorläufig

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Deutschland			EU-Länder		Dritt-länder	Gesamt-absatz
	Wärme-markt	Kraft-werke	Stahl-industrie	Stahl-industrie	Übrige		
	Mio. t SKE						
1960	61,3	22,1	31,3	27,0		5,3	147,0
1970	28,5	31,8	27,9	19,8	5,7	3,2	116,9
1980	9,4	34,1	24,9	13,0	4,8	2,1	88,3
1990	4,1	39,3	19,8	5,2	2,2	0,4	71,0
2000	0,7	27,6	10,0	0,0	0,3	0,0	38,6
2005	0,3	20,3	6,1	0,0	0,1	0,0	26,8
2010	0,3	10,6	3,7	0,0	0,2	0,0	14,8
2011	0,3	10,1	2,3	0,0	0,1	0,0	12,8
2012	0,3	9,9	1,1	0,0	0,1	0,0	11,4
2013	0,3	6,6	0,9	0,0	0,2	0,0	8,0
2014	0,3	6,8	0,5	0,0	0,1	0,0	7,7

Rationalisierung im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahr	Leistung unter Tage je Mann/Schicht	Förderung[1] je Abbau-betriebspunkt	Bergwerke[2]	Abbau-betriebspunkte
	kg v.F.[3]	t v.F.[3]	Anzahl	
1960	2 057	310	146	1 631
1970	3 755	868	69	476
1980	3 948	1 408	39	229
1990	5 008	1 803	27	147
2000	6 685	3 431	12	37
2005	6 735	3 888	9	24
2010	6 092	3 018	5	16
2011	6 623	3 156	5	14
2012	6 876	3 739	3[4]	11
2013	6 624	3 454	3	8
2014	7.491	3.886	3	8

[1] fördertäglich [2] Stand Jahresende ohne Kleinzechen [3] bis 1996 Saar in t = t
[4] Stand: 01.01.2013

Belegschaft[1] im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahres-ende	Arbeiter		Angestellte		Arbeiter und Angestellte	
	unter Tage	über Tage	unter Tage	über Tage	Ins-gesamt	darunter Auszubildende
	1 000					
1957	384,3	169,3	16,3	37,4	607,3	48,2
1960	297,0	140,2	16,8	36,2	490,2	22,7
1965	216,8	110,5	15,6	34,1	377,0	15,2
1970	138,3	75,6	13,0	25,8	252,7	11,5
1975	107,9	60,9	11,5	22,0	202,3	14,1
1980	99,7	55,8	10,6	20,7	186,8	16,4
1985	90,1	47,4	10,2	18,5	166,2	15,7
1990	69,6	35,9	8,9	15,9	130,3	8,3
1995	47,2	25,7	6,1	13,6	92,6	2,9
2000	25,6	18,2	3,8	10,5	58,1	2,3
2005	17,7	10,9	2,6	7,3	38,5	3,2
2010	10,7	6,7	1,5	5,3	24,2	1,1
2011	9,0	5,8	1,4	4,7	20,9	1,1
2012	7,1	5,1	1,3	4,1	17,6	1,0
2013	5,6	4,3	1,1	3,5	14,5	0,8
2014	4,4	3,7	0,9	3,1	12,1	0,7

[1] einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-büren	Ins-gesamt
	Mio. t v.F.				
1957	123,2	16,3	7,6	2,3	149,4
1960	115,5	16,2	8,2	2,4	142,3
1965	110,9	14,2	7,8	2,2	135,1
1970	91,1	10,5	6,9	2,8	111,3
1975	75,9	9,0	5,7	1,8	92,4
1980	69,2	10,1	5,1	2,2	86,6
1985	64,0	10,7	4,7	2,4	81,8
1990	54,6	9,7	3,4	2,1	69,8
1995	41,6	8,2	1,6	1,7	53,1
2000	25,9	5,7	–	1,7	33,3
2005	18,1	4,7	–	1,9	24,7
2010	9,6	1,3	–	2,0	12,9
2011	8,7	1,4	–	2,0	12,1
2012	8,4	0,4	–	2,0	10,8
2013	5,7	–	–	1,9	7,6
2014	5,7	–	–	1,9	7,6

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Kapitel 1

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 16
EU-rechtlich genehmigte Stilllegungsbeihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau 16
Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland 17
Geplanter „Energie-Plus-Standort“ Lohberg (ehemaliges Bergwerksgelände und Umfeld) 18
Besetzung der Mindestlohnkommission 23
Entwicklung der Unfallzahlen 24
Entwicklung des Gesamt-Sozialversicherungsbeitrags 25
Primärenergieverbrauch in Deutschland 2014 27
Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2014 28
Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland 29
Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarktes 2014 29
Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont 30
Das Energiekonzept der Bundesregierung: neue „Zielarchitektur“/Systematisierung des Zielsystems 30
Inländischer Gesamtverbrauch an Steinkohle bis 2050 gemäß Energiereferenzprognose von 2014 32

Kapitel 3

Anteil der einzelnen Energieträger am erneuerbaren Strom in NRW im Jahr 2014 46
Stromerzeugung aus Grubengas 47
Grubengas: Aufbereitung – Erzeugung – Versorgung 47
Rechtsfolgen der Einstufung von Stoffen in Deutschland 48

Kapitel 4

Welt-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 52
Welt-Nettostromerzeugung nach Energieträgern 52
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2014 58
Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern 59
Deutsche Steinkohlenimporte 2013/2014 inkl. Koks 60
Preisentwicklungen: hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA (Ostküste) 61
Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 62
Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa 62
Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie 63

Anhang

Statistik 66

Download dieser Grafiken unter **www.gvst.de**

Organisation

Vorstand

Vorsitzender (Präsident)

Bernd Tönjes, Herne,
Vorsitzender des Vorstands der RAG Aktiengesellschaft

Stellvertretende Vorsitzende

Dr. h. c. Wilhelm Beermann, Herne
(Ehrenpräsident)

Jürgen Eikhoff, Moers

Dr. Jürgen-Johann Rupp, Herne,
Mitglied des Vorstands der RAG Aktiengesellschaft

Mitglieder des Vorstands

Rainer Platzek, Rheinberg

Joachim Rumstadt, Essen,
Vorsitzender der Geschäftsführung der STEAG GmbH

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Herne,
Geschäftsführendes Vorstandsmitglied

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Geschäftsführung

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Herne,
Hauptgeschäftsführer

Michael Weberink, Herne

Geschäftsbereiche

Politik/Statistik/Vorstand/Kommunikation/GSA
Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Herne

Recht/Soziale Sicherung/Tarifwesen
Michael Weberink, Herne

Mitglieder

RAG Aktiengesellschaft, Herne

RAG Deutsche Steinkohle AG, Herne

RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH, Ibbenbüren

RAG Beteiligungs-GmbH, Herne

RAG Mining Solutions GmbH, Herne

RAG Montan Immobilien GmbH, Essen

RAG Verkauf GmbH, Herne

STEAG GmbH, Essen

Stand Oktober 2015

Impressum

Herausgegeben von der Geschäftsführung des Gesamtverbands Steinkohle e. V.
Shamrockring 1
44623 Herne

Tel.: +49 2323 154305
Fax: +49 2323 154262
E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

Redaktion
Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia
Bernd Bogalla
Jürgen Ilse
Helmut Klaue
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Jörg Ottersbach
Christiane Schulte-Holtey
Andreas-Peter Sitte
Michael Verschuur
Michael Weberink

Fotos
RAG AG
RAG Montan Immobilien GmbH
STEAG GmbH

Layout/Gestaltung
together concept Werbeagentur GmbH
Schinkelstraße 30/32
45138 Essen
www.together-concept.de

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2014

Bergwerke (Stand 01.01.2015)	**3**
Belegschaft[1] insgesamt	**12 104 Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	9 500 Mitarbeiter
- Saarrevier	311 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 293 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**7,6 Mio. t v. F.**[2]
	≙ 7,8 Mio. t SKE[3]
- Ruhrrevier	5,7 Mio. t v. F.
- Saarrevier	– Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	1,9 Mio. t v. F.
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 886 t v. F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	203 cm
Mittlere Streblänge	312 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 249 m
Größte Schachttiefe	1 545 m
Absatz insgesamt	**7,7 Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	6,8 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	0,5 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,4 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	2 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	4 %
- am Steinkohlenverbrauch	13 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	17 %

[1] Ende des Jahres; einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung.
[2] t v. F. = Tonne verwertbare Förderung (berücksichtigt werden Wasser und Aschegehalt).
[3] SKE = Steinkohleneinheit (1 kg SKE = 7 000 kcal bzw. 29 308 kJ).