Steinkohle 2017

Verantwortung für Generationen

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Titelbild:

Blick über die Ruhr auf das Fördergerüst des ehemaligen Bergwerks Heinrich, Schacht 3, in Essen.
Hier hebt die RAG bereits seit dem Jahr 1969 Grubenwasser.

Gesamtverband Steinkohle e.V.

Jahresbericht **2017**

Ein Wort zuvor

Gut zehn Jahre nach der kohlepolitischen Verständigung im Februar 2007 stehen wir nun unmittelbar vor dem Jahr, in dem die Steinkohlenförderung in Deutschland endgültig auslaufen wird. Eine bedeutende Ära der deutschen Industriegeschichte geht ihrem Ende entgegen, eine Ära, die nicht nur die Steinkohlenreviere geprägt hat, sondern auch wesentlich zur wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland beigetragen hat. Kohle und Stahl waren auch die ersten Fundamente im europäischen Einigungsprozess.

Die Beendigung der aktiven Förderung bedeutet jedoch nicht das Ende der Verantwortung des Steinkohlenbergbaus in den bisherigen Bergbauregionen. Dies bringt auch der Titel des diesjährigen Jahresberichts des Gesamtverbands zum Ausdruck: „Verantwortung für Generationen". Er zeigt auf, dass wir uns der langfristigen Verantwortung für die Bergbaufolgen bewusst sind und ihr auch gerecht werden.

Mit Blick auf das Jahr 2018 heißt dies, dass wir – wie in der Vergangenheit auch – verlässlich unsere Förderziele erreichen und die Lieferverpflichtungen bis zum Schluss erfüllen. Zugleich werden wir unser Versprechen einlösen, den Bergbau sozialverträglich zu beenden.

Gleichzeitig bereitet sich die RAG Aktiengesellschaft intensiv auf die Zeit nach dem aktiven Bergbau vor. Für die Stillsetzungsphase in den unmittelbaren Folgejahren und auch danach sind die notwendigen Prozesse und Strukturen des Unternehmens bereits beschrieben. Damit schaffen wir die Grundlagen, um alle Themen des Nachbergbaus erfolgreich zu bearbeiten. Dabei handelt es sich einerseits um die sogenannten Ewigkeitsaufgaben rund um die Grubenwasserhaltung, die Poldermaßnahmen und die Grundwassersanierung ehemaliger Kokereien. Andererseits um die endlichen Aufgaben wie die Entwicklung der Bergbauflächen und die Regulierung von Schäden, die durch den Bergbau entstanden sind. Bei all den Dingen, die wir tun, steht der Schutz von Mensch und Umwelt, ganz besonders der Trinkwasserschutz, im Mittelpunkt. Parallel treiben wir die nachhaltige Nachnutzung unserer ehemaligen Bergbauflächen voran, um so den Bergbauregionen neue Perspektiven für ihre Entwicklung zu ermöglichen. Stellvertretend für alle Aktivitäten möchte ich an dieser Stelle nur das interkommunale Projekt „Wandel als Chance" nennen, mit dem unter anderem 20 Bergbauflächen in Nordrhein-Westfalen revitalisiert werden sollen.

Das kommende Jahr wird ganz im Zeichen des Abschlusses einer mehr als 200-jährigen Industriegeschichte stehen. Gemeinsam haben die RAG-Stiftung, die RAG Aktiengesellschaft, die Evonik Industries AG und die IG BCE mit Blick darauf das Projekt „Glückauf Zukunft!" ins Leben gerufen. Zusammen mit zahlreichen Partnern des kulturellen und gesellschaftlichen Lebens, Kirchen, Vereinen und Verbänden sind viele Gelegenheiten geplant, in denen die Menschen in den Bergbaurevieren die Leistungen des Bergbaus würdigen können oder die Impulse für die Zukunft aufzeigen. Mit zahlreichen kleineren und größeren Einzelprojekten werden Signale für einen Aufbruch gegeben, um deutlich zu machen, dass das Erbe des Bergbaus auch Chancen für eine erfolgreiche Weiterentwicklung der Bergbauregionen bietet.

Essen, im November 2017

Bernd Tönjes
Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e.V.

Inhaltsverzeichnis

Ein Wort zuvor 5
Inhaltsverzeichnis 7
Editorial 9

Kapitel 1
Politik und Wirtschaft 14

Kohlepolitik 16
Regionalpolitik 19
Energie- und Klimapolitik 22
Volks- und energiewirtschaftliche Lage 28
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. und Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. 31
Nationaler Steinkohlenmarkt 33
Internationaler Steinkohlenmarkt 37

Kapitel 2
Recht und soziale Sicherung 42

Tarifabschluss 2017 44
Tarifregelung zu Deputaten 44
Alterssicherung und betriebliche Altersversorgung 44
Sozialwahl und soziale Selbstverwaltung 49
Arbeits-, Umwelt- und Gesundheitsschutz 53

Anhang

Statistik 60
Organisation 64
Impressum 65
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 66
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2016 67

Editorial

Im Jahr 2018 geht nach mehr als 200 Jahren der industrielle Steinkohlenbergbau in Deutschland zu Ende. Die RAG Aktiengesellschaft (RAG) sieht sich in der Pflicht, für das Erbe des Bergbaus nachhaltige Lösungen zu finden, die langfristig bestehen. Der Übergang in die reine Nachbergbauära erfolgt nicht bruchartig. Nach der Produktionsphase bis Ende 2018 mit verlässlicher Belieferung der Kunden erfolgt die Stillsetzungsphase in den Jahren 2019 bis 2021 mit den Stillsetzungsarbeiten auf den letzten Bergwerken und dem abschließenden sozialverträglichen Personalabbau. Ab 2022 trägt die RAG weiter die Verantwortung für den Nachbergbau.

Wie die RAG mit den Bergbaufolgen umgeht, hat sie in ihrer Nachhaltigkeitsstrategie festgelegt. Sie umfasst drei thematische Schwerpunkte: Nachbergbau, Mitarbeiter und Unternehmen sowie Kultur und Soziales. Nachbergbau fasst die Folgearbeiten des Bergbaus zusammen, also die Altlasten- und Ewigkeitsaufgaben. Zur Verantwortung für Mitarbeiter und Unternehmen gehört, weiterhin eine vorbildliche Sozialpartnerschaft zu leben und mit finanziellen Mitteln sorgsam umzugehen. Kultur und Soziales widmet sich unter anderem der Pflege der Bergbaukultur, die Regionen über Generationen hinweg prägte.

Der sorgsame Umgang mit den Bergbaufolgen ist ein Anspruch, der den Bergbau schon heute begleitet – sei es bei der Entwicklung ehemaliger Betriebsflächen, der verlässlichen Regulierung von Bergschäden oder der verantwortungsvollen Bearbeitung der Ewigkeitsaufgaben. Bei den Ewigkeitsaufgaben handelt es sich um Bergbaufolgen, die auf ewig Maßnahmen erfordern. Dazu zählen das Sammeln und Pumpen des Grubenwassers, das Reinigen und Überwachen des Grundwassers im Bereich einiger ehemaliger Kokereistandorte sowie Poldermaßnahmen über Tage in bergbaulichen Senkungsgebieten. Derzeit stellt die RAG die Grubenwasserhaltung für die Nachbergbauzeit auf.

Um überhaupt Steinkohle fördern zu können, mussten die Bergleute in der Vergangenheit immer das anfallende Grubenwasser heben, das ansonsten die Arbeit unter Tage unmöglich machen würde. Auch nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus im kommenden Jahr kümmert sich die RAG um das Grubenwasser. Für die Zeit nach dem aktiven Bergbau, in der untertägige Betriebsbereiche nicht mehr frei von Wasser gehalten werden müssen, entwickelte die RAG ein Konzept für die langfristige Bearbeitung dieser Aufgabe. Das oberste Gebot dabei ist der Trinkwasserschutz. Das Konzept ist darauf ausgerichtet, die Grubenwasserhaltung langfristig und effizient zu gestalten. Grubenwasser ist Wasser, das entlang von Gesteinsschichten und Klüften in den Boden sickert. Auf dem Weg in das sogenannte Grubengebäude löst es im Gestein Sedimente und Mineralien wie zum Beispiel Salze. Deshalb soll zum Schutz des Trinkwassers der Kontakt mit trinkwasserführenden Schichten vermieden werden. Für die langfristige Optimierung der Grubenwasserhaltung berücksichtigt die RAG die unterschiedlichen Gegebenheiten der einzelnen Bergbaugebiete Ruhrgebiet, Ibbenbüren und Saarland.

Das Grubenwasserkonzept für das Ruhrgebiet sieht langfristig eine Reduzierung der Wasserhaltungsstandorte, die Umrüstung auf Brunnenwasserhaltung und eine Anhebung des Pumpniveaus vor. Zahlreiche Flüsse und Bäche können so vom Grubenwasser entlastet werden. Von den derzeit noch 13 Wasserhaltungen in den Steinkohlenrevieren an der Ruhr sollen langfristig nur sechs die Grubenwasserhaltung übernehmen. Einige nicht für die langfristige Wasserhaltung benötigte Standorte werden als Sicherungsstandorte vorgehalten, an denen bei Bedarf Grubenwasser gehoben werden kann. Über 70 Mio. m^3 Grubenwasser leitet die RAG derzeit pro Jahr in Lippe, Emscher, Ruhr und Rhein. Mit den geplanten sechs Wasserhaltungen wird die Emscher komplett vom Grubenwasser befreit sein. Für die Lippe bedeutet das Konzept eine zusätzliche Entlastung auf 45 Flusskilometern. Um das Grubenwasser nur noch an wenigen zentralen Standorten zu heben, bedarf es eines Anstiegs des Grubenwassers, um untertägige Verbindungswege zu nutzen. Dazu muss im Ruhrgebiet die durchschnittliche Pumphöhe angehoben werden. Der wichtigste Aspekt dabei: Das Wasser steigt nur auf ein Niveau an, das mindestens 150 m unterhalb der für die Region wichtigen Trinkwasservorkommen der Haltener Sande liegt. Außerdem enthält das Grubenwasser zukünftig weniger Salze, da es einen wesentlich kürzeren Weg durch das Gestein zurücklegt. Eine möglichst geringe Pumphöhe verringert zudem den Energieverbrauch der Wasserhaltungen.

Die Wasserhaltung am Standort Ibbenbüren gliedert sich in zwei Bereiche. Im Ostfeld baut das Bergwerk noch bis Ende 2018 Anthrazitkohle ab und fördert das anfallende Grubenwasser über die Schächte von Oeynhausen. Nach

Beendigung des aktiven Bergbaus sieht das Grubenwasserkonzept der RAG vor, das Wasser vor Ort aus möglichst geringer Tiefe zu heben. Der Bergbau im Westfeld wurde bereits 1978 eingestellt. Die Geologie im Westfeld ermöglicht einen drucklosen Zufluss des Grubenwassers über den Dickenberger Stollen in die Ibbenbürener Aa, durch die das Wasser der Ems zufließt.

Das Grubenwasserkonzept an der Saar sieht einen Anstieg in zwei Phasen vor. In der Phase 1 soll der Grubenwasserspiegel in der Wasserprovinz Reden von derzeit –600 m bis auf –320 m ansteigen und einen Überlauf in die Wasserprovinz Duhamel ermöglichen. Nach dem Anstieg kann das Grubenwasser in Duhamel gehoben und von dort in die Saar eingeleitet werden. Auf diese Weise würden Bäche und Flüsse auf einer Länge von 70 km künftig frei von Grubenwasser sein. Für diese Phase läuft ein Genehmigungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung. In der Phase 2 ist geplant, das Grubenwasser weiter ansteigen und in Ensdorf drucklos in die Saar fließen zu lassen. Das gesamte Grubenwasser des Saarreviers würde dann – aus heutiger Sicht weit nach 2035 – in Ensdorf auf kürzestem Weg in die Saar geleitet und weitere 17 km Fließgewässer würden grubenwasserfrei sein. Alle Pumpen, die heute noch Energie in der Größenordnung von etwa 17 000 Haushalten verbrauchen, wären dann abgeschaltet. Für die Phase 2 ist noch kein Genehmigungsantrag gestellt.

Bei den Grubenwasserkonzepten gilt es, verschiedene Gegebenheiten im Blick zu behalten. Dazu gehört auch das Bewusstsein für den Einsatz sogenannter polychlorierter Biphenyle (PCB), die ab den 1960er Jahren zum Schutz der Bergleute in Hydraulikflüssigkeiten unter Tage behördlich vorgeschrieben waren. Aufgrund eines Grubenunglücks Mitte 1956 in Belgien wurden alle Bergbaubetriebe von den Bergbehörden angewiesen, auf schwer entflammbare Hydraulikflüssigkeiten und Öle umzustellen. Diese PCB-haltigen Flüssigkeiten kamen vor allem in Maschinen, Hydraulikanlagen, Transformatoren und Getrieben zum Einsatz. In der ersten Hälfte der 1980er Jahre zeigten neue Erkenntnisse erhebliche Gesundheits- und Umweltgefährdungen. Die PCB-haltigen Flüssigkeiten wurden daher gegen unbedenkliche ausgetauscht. Heute werden Hydraulikflüssigkeiten auf Wasserbasis eingesetzt.

Bei dem Einsatz in den 1970er und 1980er Jahren unter Tage kam es zu Flüssigkeitsverlusten durch Leckagen, Defekte oder maschinelles Abspritzen aus Sicherheitsgründen. Das Grubenwasser durchfließt seit Jahrzehnten auch Bereiche, in denen PCB eingesetzt wurde. Die RAG und auch die Aufsichtsbehörden lassen es regelmäßig durch unabhängige, akkreditierte Messinstitute untersuchen. In allen Flüssen, die Grubenwasser aufnehmen, wird die Umweltqualitätsnorm für Oberflächengewässer sicher eingehalten. Zudem belegt ein von der Landesregierung in Auftrag gegebenes Gutachten aus dem Frühjahr 2017, dass durch den geplanten Anstieg des Grubenwassers mehr Schwebstoffe unter Tage verbleiben, so dass dadurch der heute schon sehr geringe PCB-Austrag weiter reduziert wird. Bereits heute beträgt der PCB-Anteil der RAG an der gesamten PCB-Fracht beispielsweise in der Saar lediglich 1 % und im Rhein 0,2 %.

Neben den Ewigkeitsaufgaben kümmert sich die RAG auch um die sogenannten Altlasten-Aufgaben, die endlichen Folgen des Bergbaus. Dazu gehört beispielsweise der Altbergbau, den die Vorgängergesellschaften der RAG betrieben. Für die Folgen des Altbergbaus übernimmt die RAG in ihrem Zuständigkeitsbereich die Verantwortung. Bis zum 18. Jahrhundert gab es im Bergbau nur begrenzte technische Möglichkeiten zur Kohlenförderung. Die damals zur Verfügung stehenden Techniken ermöglichten es den Bergbaugesellschaften, nur Kohle aus Lagerstätten abzubauen, die nah an der Oberfläche lagen. Als Zugang zu diesen Lagerstätten existieren noch heute alte Tagesöffnungen, die die RAG lokalisiert, erkundet und bei Bedarf saniert und sichert. Rund 7 400 Tagesöffnungen fallen in den Zuständigkeitsbereich der RAG. Die tagesnahen Abbaubereiche können durch äußere Einflüsse wie Regen erodieren, so dass Tagesbrüche entstehen können. Solche Bereiche sucht die RAG aktiv im Rahmen eines zertifizierten Monitorings und sorgt, wenn erforderlich, für deren Sanierung nach hohen Sicherheitsstandards. Das Know-how der RAG im Umgang mit dem Altbergbau ist dabei weltweit einzigartig. Von dem Expertenwissen können auch andere Länder profitieren.

Auch Bergschäden aus dem heutigen Tiefenbergbau gehören zu den Altlasten. Rund 25 500 Bergschäden melden Bürger der RAG jedes Jahr, für den Großteil davon werden einvernehmliche Lösungen gefunden. Für strittige Fälle, etwa 120 pro Jahr, gibt es für die Eigentümer kostenlose Schlichtungsstellen. Weniger als 20 Fälle im Jahr landen vor Gericht. Für die Schadensmeldung bietet die RAG ein

Bergschadens-Service-Center mit kostenloser Hotline an. Bei einem Vor-Ort-Termin prüfen RAG-Mitarbeiter dann, ob die gemeldeten Schäden auf Bergbauaktivitäten zurückzuführen sind. Liegt ein Bergschaden vor, können Eigentümer zwischen finanzieller Entschädigung und Reparatur wählen. Nachhaltigkeit bei der Schadensregulierung umfasst für die RAG drei Komponenten: den fairen Umgang miteinander, ein transparentes Verfahren und vorausschauendes Handeln. Das stellen unter anderem ein standardisiertes Bearbeitungsverfahren, zertifiziert nach internationaler Norm DIN EN 9001, und Rücklagen sicher. Eine Umfrage zeigt, dass die Bergschadensabteilung einen guten Job macht: 74 % der befragten Immobilieneigentümer zeigten sich mit den Leistungen „sehr zufrieden" oder „zufrieden". Selbstverständlich werden die Schadensmeldungen auch über das Jahr 2018 hinaus gewissenhaft bearbeitet.

Die RAG verfügt mit einer Fläche von über 10 000 ha über ein umfangreiches Flächenportfolio in Nordrhein-Westfalen und im Saarland. Die nachhaltige Nutzung ehemaliger Bergwerksgelände bedeutet gestaltende Verantwortung für die nachfolgenden Generationen. Viele Flächen liegen an für die Regionen günstigen Standorten. In den vergangenen Jahren entwickelte die RAG mit ihrer Tochtergesellschaft RAG Montan Immobilien GmbH zahlreiche ehemalige Bergwerksareale zu attraktiven Standorten – für Gewerbe und Industrie, Technologieparks, Logistikzentren sowie für Wohn- und Grünanlagen. Mit RAG Montan Immobilien entstehen auf Halden und Freiflächen Wind- und Sonnenenergieanlagen, Letztere vor allem im sonnenintensiveren Saarland. Insgesamt schuf das Unternehmen mit seinen Aktivitäten auch die Grundlage für neue Arbeitsplätze. Im Durchschnitt der vergangenen 10 bis 15 Jahre revitalisierte der Bergbau rund 420 ha pro Jahr. Im interkommunalen Projekt „Wandel als Chance", das diesbezüglich im Februar 2014 aktiviert wurde, verpflichtete sich die RAG zusammen mit anderen Partnern der Bergbauflächenvereinbarung zur vorausschauenden Revitalisierung von insgesamt 20 ehemaligen Bergbauflächen in Nordrhein-Westfalen. Mit der Entwicklung zukunftsweisender Konzepte zur wirtschaftlichen und sozialen Erneuerung leistet die RAG einen großräumigen Beitrag zum Strukturwandel.

Welchen Beitrag eine aktive Quartiers- und Flächenentwicklung für ein gutes Zusammenleben von Menschen in einem Quartier leisten kann, ist die Fragestellung, die das Projekt „Glückauf Nachbarn – Modellquartier Integration" von Vivawest Wohnen und RAG Montan Immobilien bearbeitet. Auf Grundlage der Quartiere Duisburg-Vierlinden und Friedrich-Heinrich in Kamp-Lintfort mit dem Areal des ehemaligen Bergwerks West werden flexibel einsetzbare Lösungskonzepte entwickelt, die Modellcharakter für andere Quartiere in ganz Deutschland haben sollen. Im ersten Schritt haben sechs renommierte Experten aus unterschiedlichen Fachdisziplinen in einer Denkfabrik Thesen zur Förderung von Integration in der Nachbarschaft erarbeitet. In einer zweitägigen Live-Werkstatt erörterten die Experten, Planungsteams aus Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und Österreich, engagierte Bewohner beider Quartiere sowie Vertreter der Städte Duisburg und Kamp-Lintfort die Aspekte Wohnen, Bildung, Freizeit, Nahversorgung und lokale Ökonomie.

Die Themen des Nachbergbaus werden auch aus wissenschaftlicher Perspektive betrachtet. Das Forschungszentrum Nachbergbau der Technischen Hochschule Georg Agricola (THGA) forscht dazu und bildet junge Fachexperten für dieses vielfältige Aufgabenfeld aus. Die weltweit einzigartige Einrichtung wurde im Oktober 2015 eröffnet und beschäftigt sich mit den komplexen Herausforderungen von Bergwerksschließungen, Nachsorgemaßnahmen und Folgenutzungen. Schon 2013 wurde an der Hochschule der Masterstudiengang „Geoingenieurwesen und Nachbergbau" etabliert, für den die RAG-Stiftung eine Stiftungsprofessur fördert. Spitzenforschung im Bereich Nachbergbau ist auch weltweit gefragt: Immer mehr Länder interessieren sich für den nachhaltigen Umgang mit ehemaligen Lagerstätten, vom Braunkohlentagebau bis zur Gold- oder Urangewinnung. Bereits heute erstrecken sich die Forschungsaktivitäten der THGA von China bis Südamerika.

Mit 1 200 m Strecke, unterschiedlichen Gewinnungseinrichtungen, Streckenvortrieben und einem Schacht wird im Trainingsbergwerk Recklinghausen (TZB) die Untertagewelt wirklichkeitsnah dargestellt. Im TZB sind die wichtigsten Maschinen und Einrichtungen von der Vorleistung über die Gewinnung sowie den Transport bis hin zu Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen auf überschaubarem Raum konzentriert. Dabei bietet das TZB optimale Voraussetzungen auch für wissenschaftliche Forschung. Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt testete im TZB in Kooperation mit der RAG ein innovatives Schachtinspektionssystem mit Hightech-Modulen für den Altbergbau. Einen besonderen Reiz bietet das TZB auch für Besucher wie Schulklassen, Vereine und andere Interessengruppen. Unter sachkundiger Führung

können sie hier die Welt unter Tage entdecken. Das NRW-Wirtschaftsministerium, die Stadt Recklinghausen und die RAG setzten sich für den Erhalt des Trainingsbergwerks ein.

Auch wenn Ende 2018 die Steinkohlenförderung auf den letzten beiden Bergwerken eingestellt wird, wird die RAG weiter bestehen und nachhaltige Verantwortung für die Bergbaufolgen in den Bergbauregionen übernehmen. Sie lebt in der Nachbergbauära fort und ist weiter Ansprechpartner für Bürger, Kommunen und Politik in den Regionen. Hierfür hat die RAG Zeichen gesetzt. Im September 2016 wurde im Saarland die neue RAG-Repräsentanz in einer ehemaligen Maschinenhalle auf der Anlage Duhamel in Ensdorf eröffnet. Damit ist ein Ort der Kooperation und Kommunikation, der Begegnung und des Dialogs entstanden. Gleichzeitig wurde auch die Landmarke Saarpolygon, eine 30 m hohe Stahlskulptur, als neues, begehbares Wahrzeichen des Landes eingeweiht.

Im Ruhrgebiet feierten Bauherren, Planer und Handwerker nur ein halbes Jahr nach der Grundsteinlegung auf der Baustelle des neuen Verwaltungssitzes von RAG-Stiftung und RAG auf dem Kokerei-Areal Zollverein in Essen die Fertigstellung des Rohbaus. Der zweigeschossige Neubau neben der 2012 eröffneten Unternehmenszentrale der RAG Montan Immobilien orientiert sich an innovativen Nachhaltigkeitsstandards. Der Umzug der Verwaltung von Herne zum Welterbe Zollverein fand in der zweiten Jahreshälfte 2017 statt.

Damit wird die RAG von diesem Standort aus das letzte Teilstück des Weges als förderndes Unternehmen bestreiten. Bis zum Ende des Jahres 2018 gilt es, neben der Vorbereitung auf die Nachbergbauzeit die Förderung und den Absatz von Steinkohle verlässlich sicherzustellen. Damit bewegt sich die RAG immer noch, ebenso wie die auch darüber hinaus Steinkohlenkraftwerke betreibende STEAG GmbH, im schwierigen, von politischen Interessen und Vorgaben geprägten Marktumfeld der Rohstoffgewinnung und Energieerzeugung. Dieses hat zugleich starke regionale Auswirkungen.

Obwohl das Ruhrgebiet heute nicht mehr die klassische Industrieregion darstellt, als die es noch oft wahrgenommen wird, trägt es einen deutlichen Anteil daran, dass Nordrhein-Westfalen in Deutschland das Energieland Nr. 1 darstellt. Deshalb wirken sich hier die Folgen der gegenwärtigen Energie- und Klimapolitik, in Deutschland unter dem Schlagwort „Energiewende" zusammengefasst, besonders gravierend aus. Nicht nur das weiterhin an Rhein und Ruhr bedeutende produzierende Gewerbe leidet unter steigenden Strompreisen. Gleichzeitig steht die Wirtschaftlichkeit des Betriebes von konventionellen Kraftwerken in Frage oder muss sogar in mehr und mehr Fällen verneint werden. So war die STEAG gezwungen, im Frühjahr 2017 das Kraftwerk Voerde nach 47 Jahren stillzulegen. Obwohl dies sozialverträglich, also ohne betriebsbedingte Kündigungen erfolgen konnte, werden hier die konkreten Auswirkungen der Energiewende greifbar. Gleichzeitig ist festzustellen, dass die Versorgungssicherheit bundesweit mit Blick auf die verlässliche Lieferung von elektrischem Strom zunehmend auf wackligen Füßen steht. Die sogenannte Dunkelflaute ohne Wind und gleichzeitig ohne nutzbare Sonnenenergie Anfang des Jahres hat dies deutlich gezeigt.

Insofern ist es wünschenswert oder sogar erforderlich, dass die Maßnahmen der „Energiewende" nachjustiert werden. Der Fokus auf den Strommarkt muss erweitert werden. Für eine Energiewende ist eine reine Stromwende – so wie derzeit – insgesamt nicht Erfolg versprechend und kann in diesem Sektor negative Folgen mit sich bringen, ohne dass die gesteckten Ziele insgesamt erreicht werden. Innerhalb des Stromsektors sollte gleichzeitig die einseitige Betrachtung der Kohle – Stein- wie Braunkohle – aufgegeben werden. Denn es ist zu konstatieren: Zwar ist mittlerweile die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen insgesamt als Nr. 1 in Deutschland etabliert und Braun- wie Steinkohle reihen sich dahinter ein (gemeinsam indes immer noch gewichtiger als die Erneuerbaren). Gleichwohl hat dahinter das Erdgas – vor allem aufgrund gesetzgeberischer Maßgaben – an Bedeutung gewonnen. Dabei ist es fraglich, ob die Nutzung von Erdgas tatsächlich in einer Gesamtbilanz einschließlich Gewinnung, Transport und Einsatzspektrum günstiger ist, um die gesteckten Ziele zur Einsparung von Treibhausgasemissionen zu erreichen.

Die Herausforderungen bestehen hierbei auf verschiedenen Ebenen. Neben der nationalen Energiewende wirken international die Bestrebungen der EU und der Weltgemeinschaft, zuletzt manifestiert im Pariser Klimaabkommen, auf die Energiemärkte ein. Etwas anders stellt es sich vor allem in Teilen Asiens dar, wo trotz gleichzeitiger Bestrebungen zum Umwelt- und Klimaschutz eine vergleichsweise stabile Entwicklung für die Kohleverstromung festzustellen ist.

Im Unterschied zu einigen Ländern oder Regionen, in denen der Kohleabbau mit Blick auf den Schutz der Beschäftigten oder der Umwelt kritisch betrachtet werden kann, erfolgt in Deutschland die Förderung bis zum Ende unter größten Anstrengungen zum Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz. Diese Anstrengungen zeigen Erfolge, wie sich an der weiterhin positiven Entwicklung bei den Arbeitsunfällen exemplarisch ablesen lässt. Auch wenn im deutschen Steinkohlenbergbau bereits seit Jahren die Arbeitsunfallquote unter dem Durchschnitt der gewerblichen Wirtschaft insgesamt liegt, werden weiterhin erhebliche Anstrengungen unternommen, um dem formulierten ehrgeizigen Ziel „Null Unfälle" weiter näher zu kommen. Die preisgekrönte RAG-Arbeitsschutzkampagne „SICHERHEIT! Denk daran, bevor du loslegst" hat auch dazu beigetragen, dass die Unfallquote 2016 erneut gegenüber dem Vorjahr gesenkt werden konnte. Der transparente und verantwortliche Umgang mit Umweltfragen, die in der öffentlichen Debatte breiten Raum einnehmen, zeigt auf, dass der deutsche Steinkohlenbergbau auch hier Maßstäbe setzt. Entgegen der zum Teil durch einseitige und überzeichnete Darstellungen geprägten Wahrnehmung stellen sowohl die aktive Förderung als auch die jetzige und künftige Wasserhaltung keine Gefahr für das Trinkwasser dar. Es bleibt zu hoffen, dass die politische und öffentliche Diskussion besonders zu diesem Thema künftig weiter versachlicht wird.

Die Übernahme von Verantwortung zeigt sich auch auf sozialpolitischem Gebiet. Beschäftigte des deutschen Steinkohlenbergbaus engagieren sich weiterhin in der sozialen Selbstverwaltung. Der Gesetzgeber hat den Sozialpartnern in der Gestaltung und Verwaltung der sozialen Sicherungssysteme eine große Eigenverantwortung übertragen. Insbesondere in den bergbaunahen Sozialversicherungsträgern, der Deutschen Rentenversicherung Knappschaft-Bahn-See und der Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie, arbeiten sie mit, diese wichtigen Säulen der Gesellschaft sachgemäß mitzulenken. Damit tragen sie auch im Auslauf und darüber hinaus dazu bei, diesen Trägern der gesetzlichen Renten-, Kranken- und Pflegeversicherung sowie der Unfallversicherung auch nach dem aktiven Steinkohlenbergbau eine gute Perspektive zu eröffnen. So kann die weiterhin gute Versorgung der Versicherten sichergestellt werden. Gleichzeitig gilt es, ein wirtschaftlich darstellbares und angemessenes Beitragsniveau zu erreichen. Dieses Engagement hat auch mit Blick auf die Bergbauregionen wirtschaftliches Gewicht: Unmittelbar und mittelbar durch ihre Beteiligungsgesellschaften, insbesondere Krankenhäuser und wissenschaftliche Einrichtungen, sind die Sozialversicherungsträger bedeutsame Arbeitgeber in den Bergbauregionen. Somit bilden auch diese Ehrenämter einen Baustein des Engagements in und der Übernahme von Verantwortung für die Menschen in diesen Regionen aktuell und über die Steinkohlenförderung hinaus.

Kapitel 1
Politik und Wirtschaft

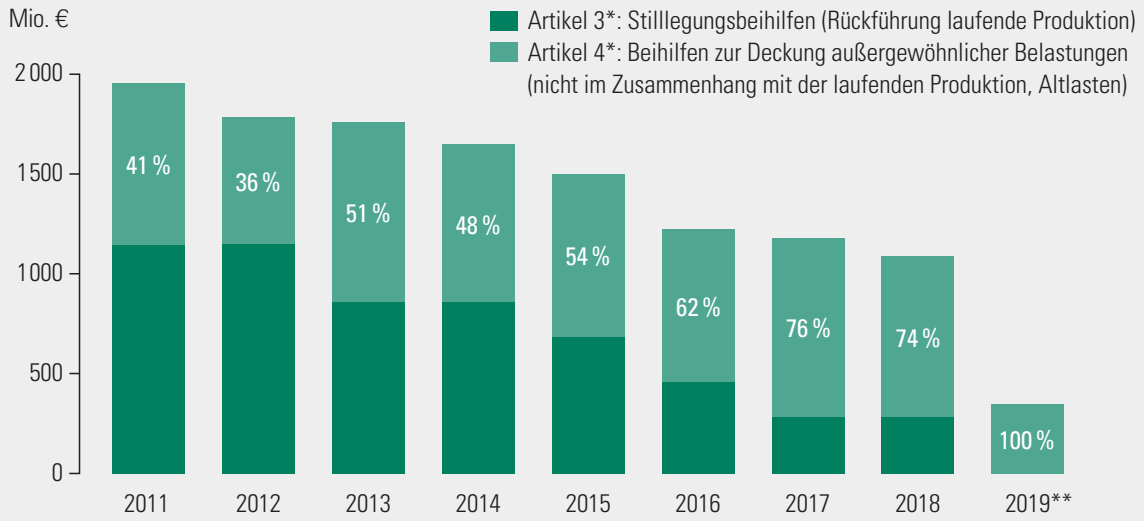
Bergwerk Prosper-Haniel, Bottrop

RAG
Deutsche Steinkohle
Bergwerk Prosper-Haniel
RAG
Deutsche Steinkohle
Bergwerk Prosper-Haniel

Kohlepolitik

Die Entwicklung des deutschen Steinkohlenbergbaus wird seit Jahrzehnten maßgeblich durch politische Entscheidungen und Vorgaben bestimmt. Vor allem aufgrund der hiesigen geologischen Abbaubedingungen und großen Teufen ist die heimische Steinkohle seit Langem nicht mehr wettbewerbsfähig gegenüber Importsteinkohle und anderen Energiequellen. Neben der sozial- und regionalpolitischen Abfederung der dadurch eingetretenen unvermeidlichen Anpassungsprozesse im Steinkohlenbergbau ging es in der Kohlepolitik lange Zeit auch darum, zur Sicherung der Energieversorgung einen Versorgungsbeitrag aus inländischer Produktion und damit zugleich die Option auf die Nutzung der heimischen Lagerstätten zu erhalten. Zugleich sollte der daraus hervorgegangenen hochentwickelten deutschen Bergbautechnologie eine eigene Referenzbasis bewahrt werden. Durch die kohlepolitischen Beschlüsse im Jahr 2007 erfolgte ein fundamentaler Kurswechsel, der seinen Ausdruck in der Rahmenvereinbarung „Sozialverträgliche Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung in Deutschland" und im Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018 (Steinkohlefinanzierungsgesetz) fand. Damit ist der sozialverträgliche Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus bis zum Ende des Jahres 2018 eingeleitet worden, der seither planmäßig umgesetzt wird. Durch den EU-Ratsbeschluss vom Dezember 2010 über „staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlebergwerke" und die im Juli 2011 vom Parlament verabschiedete Streichung der zunächst noch im Steinkohlefinanzierungsgesetz vorgesehenen „Revisionsklausel" ist der Auslauf definitiv und unumkehrbar geworden. Die Subventionen für die deutsche Steinkohle sinken daher kontinuierlich und werden nur noch im Rahmen eines EU-rechtlich genehmigten Stilllegungsplans bewilligt, der die Einstellung der Beihilfen für die laufende Produktion zum Ende des Jahres 2018 verlangt. Bis dahin mit immer stärkeren Anteilen und ab 2019 noch für eine begrenzte Zeit ausschließlich sind auch Beihilfen zur Deckung der Stilllegungsaufwendungen sowie zur Deckung der Altlasten des bereits stillgelegten Steinkohlenbergbaus zulässig, um eine geordnete Anpassung zu ermöglichen. Im Jahr 2017 macht dieser Teil der Beihilfen schon drei Viertel der Steinkohlesubventionen aus. Der größte Teil der Wegstrecke hin zum geordneten und sozialverträglichen Auslauf ist inzwischen planmäßig absolviert worden und gemäß den Vorgaben

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

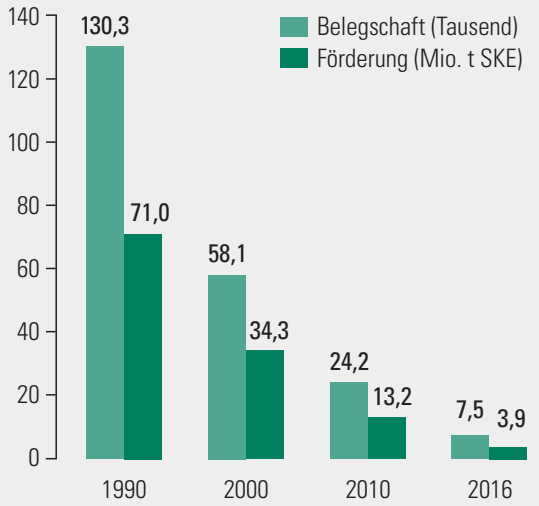
erfolgt. Im Jahr 2018 biegt der Steinkohlenbergbau in Deutschland dann sozusagen auf die Zielgerade seines Auslaufprozesses ein, bevor ab 2019 seine mehr als 200-jährige Industriegeschichte ganz beendet sein wird.

Die politische Flankierung des Ausstiegs aus der heimischen Steinkohle kann damit jedoch nicht beendet werden, zumindest nicht in regionaler Perspektive. Das zeigt sich zum Beispiel an der Mitte 2017 öffentlich geäußerten Aufforderung von unternehmer.nrw an die neue Landesregierung von Nordrhein-Westfalen: „Steinkohle-Ausstieg weiter begleiten. Im Jahr 2018 werden die beiden letzten Bergwerke schließen und damit wird der Steinkohlenbergbau in Nordrhein-Westfalen beendet. Für die Entwicklung unseres Landes zum Industriestandort war die heimische Steinkohle die unverzichtbare Grundlage. Einerseits gilt es, dieses Stück Industriekultur als Teil unserer Landesgeschichte zu bewahren. Andererseits brauchen die vom Ausstieg betroffenen Kommunen belastbare Perspektiven für die Bergbaufolgeaktivitäten. Des Weiteren fordern wir die Landesregierung auf, die Potenziale zur Nutzung von Grubengas, das heißt Erdgas aus Kohleflözen, zu erforschen und als Beitrag zum Energiemix zugänglich zu machen."

Aus der Perspektive des direkt betroffenen Unternehmens sind die Weichen in Richtung auf die eigentlichen Aufgaben des Nachbergbaus zu stellen. Seit der Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus unumkehrbar geworden ist, hat die ihn tragende RAG Aktiengesellschaft zusammen mit der Auslaufplanung ihre Strategie systematisch auf die Zeit danach, die Ära des Nachbergbaus, ausgerichtet. Eine wesentliche unternehmerische Aufgabe der RAG wird dann in der Erfüllung der sogenannten Ewigkeitsaufgaben bestehen – Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen und Grundwasserreinigung, allesamt wasserwirtschaftlich geprägt und aus Gründen der Daseinsvorsorge im Umweltschutz zwingend und ewig erforderlich –, die Nachbergbau-RAG wird somit zu einer „Ewigkeitsgesellschaft".

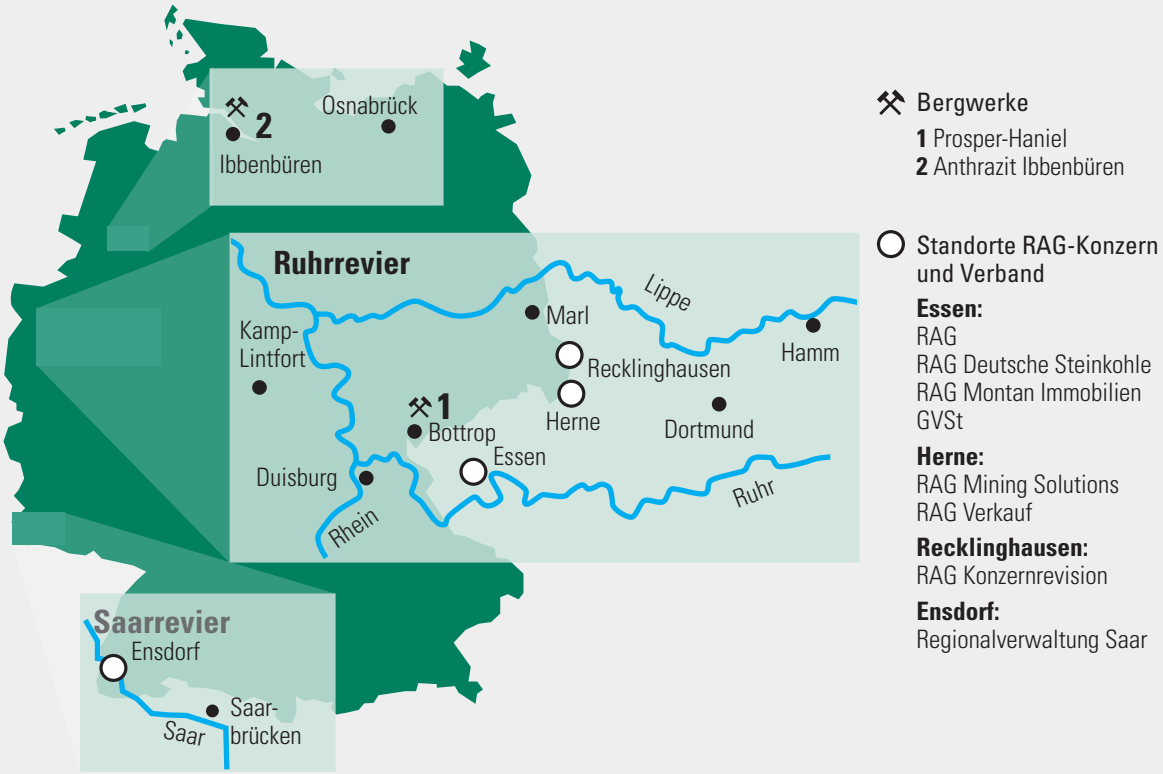
Während zur finanziellen Bewältigung der (zeitlich begrenzt) abzuwickelnden Altlasten noch staatliche Beihilfen gewährt werden, sollen die Ewigkeitslasten – nach heutiger Abschätzung geht es um eine Größenordnung von rund 220 Mio. € p.a. – subventionsfrei finanziert werden. Um die öffentliche Hand von diesen Aufgaben zu entlasten, ist im Jahr 2007 die RAG-Stiftung gegründet worden. Deren Vermögen ist aus der Beteiligung bzw. den Kapitalmarkterlösen des früheren „weißen Bereichs" des RAG-Konzerns, der heutigen Evonik Industries AG, gebildet worden. Dieses Vermögen soll durch Kapital- und Beteiligungserträge der damit ermöglichten Investments erhalten und gemehrt werden. Nur als Risikoabsicherung für den Fall, dass die RAG-Stiftung die Finanzierung der Ewigkeitsaufgaben aus unvorhersehbaren Gründen einmal nicht leisten kann, garantieren die Länder Nordrhein-Westfalen und Saarland gemäß dem Erblastenvertrag, die erforderlichen Mittel zur Verfügung zu stellen. Eine Rahmenvereinbarung sieht vor, dass der Bund sich mit einem Drittel beteiligt, falls die Länder in Anspruch genommen werden. Über die Finanzierung der Verpflichtungen aus den Ewigkeitsaufgaben hinaus fördert die RAG-Stiftung gemäß ihrer Satzung Bildung, Kultur und Wissenschaft in den Bergbauregionen in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland, soweit diese im Zusammenhang mit dem Bergbau stehen.

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Dennoch werden in der Subventionsdebatte in Deutschland bisweilen immer noch die Steinkohlesubventionen genannt, wenn Subventionen thematisiert und Einsparpotenziale bei Subventionen benannt werden. Zwar gehören die Steinkohlehilfen noch immer zu den größeren Einzelmaßnahmen in den betreffenden Etats, doch ihr Anteil am gesamten Subventionsvolumen in Deutschland liegt längst unter 1 %, wie die regelmäßigen Subventionsstudien des IfW Kiel zuletzt für 2015 ermittelt haben. Dabei sind die Subventionsäquivalente der EEG-Förderung für die Stromeinspeisung

Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland



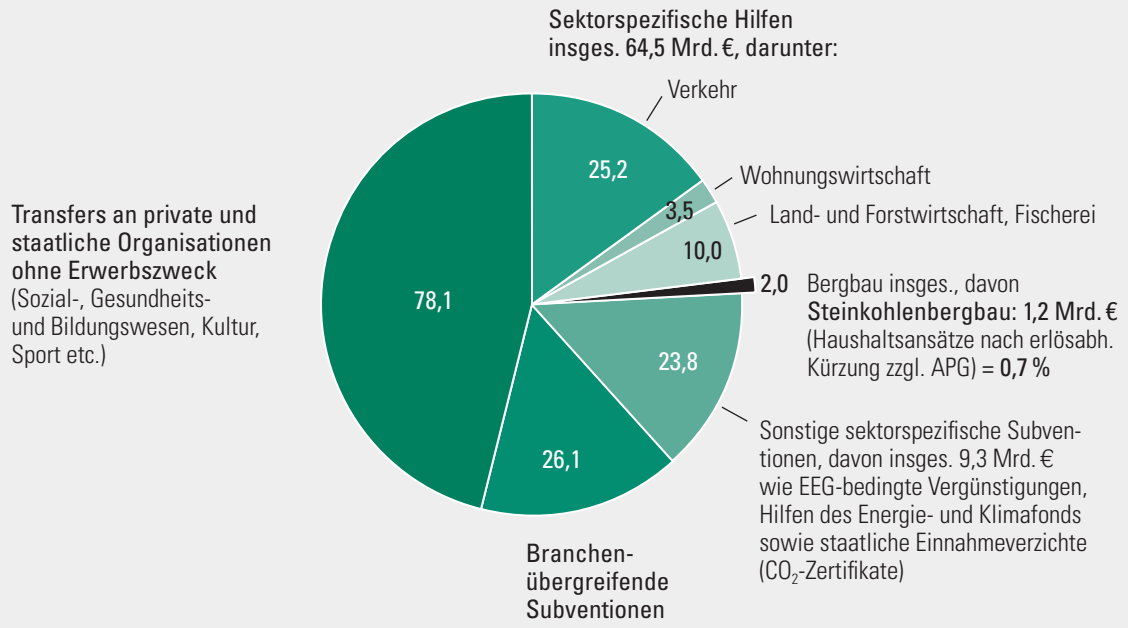
erneuerbarer Energien, die nicht über die öffentlichen Haushalte laufen und deshalb vom IfW nicht als Subventionen erfasst werden, nicht berücksichtigt – obgleich sie im jährlichen Volumen mittlerweile mehr als das Vierfache dessen ausmachen, was jemals maximal für die Steinkohlesubventionen aufgewandt wurde. Historisch betrachtet wurden über das EEG bereits von 2000 bis 2015 nahezu genauso viel Subventionen gezahlt wie für die Steinkohle seit 1960. Jedoch wurde allein mit dem Teil der Steinkohlesubventionen, der als Absatzhilfe für die Verstromung von heimischer Steinkohle eingesetzt wurde, ungefähr die vierfache Menge an Strom erzeugt. Entsprechend geringer war die Subvention pro erzeugter Kilowattstunde aus heimischer Steinkohle. Dies mag sich in Zukunft ändern, wenn sich die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien im Rahmen der neuen Ausschreibungssysteme und durch weiteren technischen Fortschritt deutlich verbessern sollte.

Zum Erbe des auslaufenden Steinkohlenbergbaus gehört in Bezug auf das Subventionsthema auch die Erkenntnis, dass die Subventionen für die heimische Steinkohle lange Zeit neben einem ehedem wichtigen Beitrag zur Sicherheit der nationalen Energieversorgung sowie sozial- und regionalpolitischen Funktionen auch bedeutsame wirtschaftliche Leistungen sichergestellt haben, deren Wegfall mit fiskalischen Folgekosten verbunden ist. Subventionsabbau bei einmal bestehenden Produktionskapazitäten führt nicht in gleichem Umfang zu „frischem Geld" und kurz- und mittelfristig nicht einmal zu einer Nettoersparnis, weil regelmäßig den verringerten Ausgaben für Subventionen in den öffentlichen Kassen dann Mindereinnahmen (bei Steuern und Sozialbeiträgen) und Mehrausgaben (für erhöhte Arbeitslosigkeit sowie andere soziale und regionale Ausgleichsmaßnahmen etwa bei der Ausbildung, Infrastruktur etc.) gegenüberstehen.

Subventionsvolumen in Deutschland 2015: Anteil Steinkohle < 1%

Subventionen insgesamt – Finanzhilfen und Steuer-/Abgabenerleichterungen (ohne EEG-relevante Kosten in Höhe von 21,8 Mrd. € lt. BDEW):

168,7 Mrd. €



Quelle: IfW, 11/2016

Regionalpolitik

Die kohlepolitischen Beschlüsse sind so gefasst worden, dass sie einen Auslauf im „Gleitflug" ermöglichen, das heißt, genügend Anpassungszeit verschaffen, um den Beschäftigungsabbau im Steinkohlenbergbau sozialverträglich zu gestalten, also betriebsbedingte Kündigungen zu vermeiden. Die vom Auslauf des Steinkohlenbergbaus betroffenen Kommunen, Regionen und Länder müssen sich gleichwohl regionalpolitisch auf den fortschreitenden Auslaufprozess und die Beendigung des Steinkohlenbergbaus als regionaler Wirtschafts- und Beschäftigungsfaktor einstellen, dies bislang weitgehend ohne Unterstützung des Bundes.

Dieser Prozess ist im Saarland am weitesten fortgeschritten, wo mit der vorzeitigen Stilllegung des Bergwerks Saar im Dezember 2012 die Förderung bereits vor fünf Jahren komplett beendet worden ist. Doch mit dem Steinkohlenbergbau verbundene Belange spielen in der saarländischen Landespolitik immer noch eine bedeutende Rolle, wie nachdrücklich die Koalitionsvereinbarung der neuen (bzw. erneut bestätigten schwarz-roten) Landesregierung vom Mai 2017 gezeigt hat. Darin widmen sich gleich mehrere Abschnitte bergbaubezogenen Themen. Hierzu zählen die Gestaltung des Nachbergbaus, die Folgenutzung von Bergbauflächen, die Konkretisierung von Bergschadensvermutungen, die Risikovorsorge und die Transparenz bei der Grubenwasserhaltung sowie die Industriekultur. Dass der Steinkohlenbergbau im Saarrevier nach rund 250-jähriger Geschichte bis heute dort tief verwurzelt ist, verdeutlicht auch der schon im Jahr 2011 gegründete Förderverein „BergbauErbeSaar", der sich als „Heimat für alle, die sich dem Bergbau mental, familiär, wirtschaftlich, politisch oder kulturell verbunden fühlen", versteht. Eines seiner zentralen Ziele hat er im Jahr 2016 mit der Fertigstellung des

„Saarpolygons“ auf der Bergehalde Duhamel in Ensdorf verwirklichen können. Mit der Errichtung dieser Landmarke als Identifikationspunkt sollen die technischen und sozialen Leistungen des Saarbergbaus und seiner Beschäftigten, die das Saarland im besonderen Maße geprägt haben, im kollektiven Bewusstsein gehalten werden. Das scheint gelungen, denn über das Saarpolygon wird weit über die Region hinaus berichtet. Es ist in diesem Jahr mit dem BDA-Preis 2017 für Architektur und Städtebau im Saarland ausgezeichnet worden.

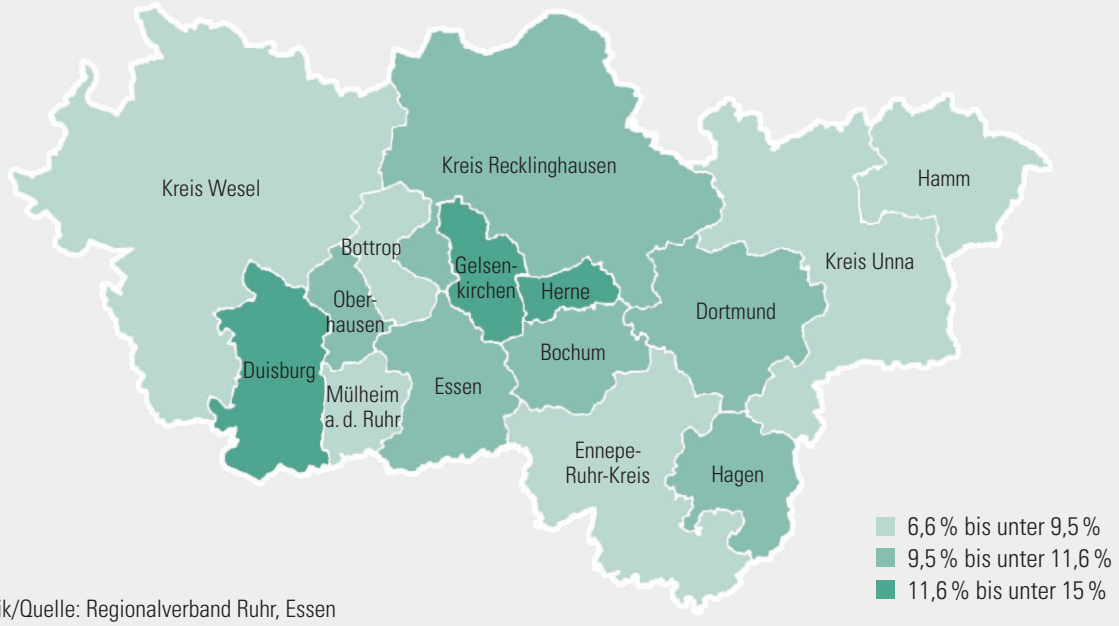
Gewissermaßen noch in der Vorbereitungsphase befindet sich die „Kohle-Konversion“ in der Region Ibbenbüren, wo die Förderung des Bergwerks Anthrazit Ibbenbüren Ende 2018 eingestellt wird. Die regionalen Planungen für die Nachbergbauzeit laufen intensiv und scheinen auf gutem Wege zu sein, doch wie gut die Stadt Ibbenbüren und das umgebende Tecklenburger Land das Ende seiner ebenfalls langen Bergbaugeschichte und den folgenden Strukturwandel verkraften werden, muss sich noch erweisen.

Anders und vielschichtiger ist die Situation im ungleich größeren Ruhrgebiet, wo sich der Rückzug der Steinkohle schon seit Jahrzehnten vollzieht und Ende 2018 mit der letzten Schicht auf Prosper-Haniel in Bottrop, dem letzten Bergwerk im Ruhrrevier, gewissermaßen der letzte Akt dieser Form des Strukturwandels abgeschlossen wird. Die Bergbaukommunen des Ruhrgebiets haben – zum Teil zusammen mit der Stadt Ibbenbüren – in Reaktion auf den Auslaufbeschluss schon 2008 das gemeinsame Projekt „Wandel als Chance“ initiiert. Es gibt aber nach wie vor auch erhebliche Herausforderungen. So zeigt die gründliche Erfassung der nach gegenwärtigem Planungsrecht verfügbaren Industrie- und Gewerbeflächen, dass diese drastisch knapper werden. Sehr bemerkenswert ist die Bilanz im Hinblick auf die „Grüne Infrastruktur Ruhr“. Ausgerechnet im einstigen „Kohlenpott“, dem größten urbanen Ballungsraum hierzulande, sind der Umwelt- und Klimaschutz sowie Projekte zur Steigerung der Energieeffizienz enorm vorangekommen. Davon zeugen beispielsweise der beinahe abgeschlossene Emscherumbau, der Ausbau der Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr oder der Radschnellweg Ruhr RS1, die Wahl Essens zur „Grünen Hauptstadt Europas 2017“ oder die vielen Vorhaben der „klimametropole RUHR 2022“ im Rahmen der Klimaexpo.NRW. An Letzteren beteiligt sich auch die RAG mit gleich acht Projekten – von der ökologischen Stadtentwicklung bis zum Energiepark. Diese sollen demonstrieren, wie auch nach dem Ende des Bergbaus dessen Ressourcen und Teile der bergbaulichen Infrastruktur wie Schächte, Halden und Flächen, verbunden mit speziellem Ingenieurs-Know-how aus jahrzehntelanger Bergbauerfahrung, für das neue Energiezeitalter genutzt werden können. Besonders exemplarisch dafür wird der vorgesehene neue Energiepark auf dem Areal des ehemaligen Bergwerks Lohberg in Dinslaken sein, auf dem durch Erschließung aller dort verfügbaren Potenziale an Regenerativen einschließlich der energetischen Verwertung von Grubengas gemeinsam mit dem benachbarten Bezirk Gartenstadt das größte zusammenhängende CO_2-neutrale Stadtquartier Deutschlands entstehen soll. Eine Erfolgsgeschichte eigener Art ist die Entwicklung des Welterbes Zollverein in Essen vom touristisch sehr begehrten Denkmal historischer Industriekultur zu einer Mischung aus Kultur- und Eventlocation, Naherholungsgebiet und Standort für Büro- und Gewerbeimmobilien vom Start-up bis zur Konzernzentrale sowie ab 2017 auch einer Hochschule (Fachbereich Gestaltung der Folkwang-Universität der Künste).

Schon jetzt eine Erfolgsgeschichte ist auch das im Jahr 2010 in der klassischen – und im Ruhrgebiet letzten – Bergbaustadt Bottrop vom Initiativkreis Ruhr gestartete Projekt InnovationCity Ruhr. Der Initiativkreis Ruhr ist ein Bündnis von inzwischen mehr als 70 Unternehmen und Institutionen aus Privatwirtschaft und Zivilgesellschaft mit mehr als 2,2 Mio. Beschäftigten. Er wurde 1989 gegründet, um dem Strukturwandel im Ruhrgebiet gemeinsame positive Impulse in den Bereichen Wirtschaft, Bildung und Kultur zu geben, und ist heute eines der stärksten regionalen Wirtschaftsbündnisse in Deutschland. Mit dem Projekt InnovationCity Ruhr sollten innovative Ideen und Lösungen entwickelt werden, wie den Herausforderungen des Struktur- und des Klimawandels im städtischen Raum erfolgreich begegnet und ein klimagerechter Stadtumbau unter Berücksichtigung des Industriestandorts in Gang gesetzt werden kann. Das Projekt ist gemeinsam von Akteuren der Stadt, der Politik, der Wissenschaft und der Wirtschaft (darunter RAG und STEAG) auf den Weg gebracht und in über 200 Einzelprojekte umgesetzt worden. Die Ergebnisse haben mittlerweile weit über die regionalen und auch nationalen Grenzen hinaus Beachtung gefunden. Denn in Bottrop ist tatsächlich eine Entwicklung eingeleitet worden – so belegen es bisher alle Zwischenbilanzen –, den kommunalen CO_2-Ausstoß bis 2020 ohne Einbußen an Wirtschaftskraft und Lebensqualität zu halbieren. Ein ganz spezifisches Erfolgsrezept ist dabei die energetische Gebäudesanierung. Die energetische Modernisierungsrate der bestehenden Wohngebäude in den Quartieren der InnovationCity Ruhr in

Nach wie vor überdurchschnittlich hohe Arbeitslosigkeit im Ruhrgebiet

Durchschnitt Metropole Ruhr: 10,1% (Stand: Juli 2017)



Grafik/Quelle: Regionalverband Ruhr, Essen

Bottrop lag bis 2016 bei über 3 % p. a., während sie bislang im Bundesdurchschnitt weniger als 1 % beträgt. Das Bundesumweltministerium hat 2 % als Zielvorgabe für die Energiewende im Gebäudesektor ausgegeben. Angesichts dieses enormen Erfolgs wird das InnovationCity-Konzept nun seit dem Jahr 2016 in 23 weiteren Stadtquartieren quer durch das Ruhrgebiet ausgerollt. Das Ruhrgebiet kann so insgesamt zu einer internationalen Modellregion für die klimagerechte Erneuerung bestehender Stadtquartiere werden. Damit ist ein interdisziplinär angelegtes Forschungsprojekt „Rahmenprogramm zur Umsetzung der Energiewende in den Kommunen des Ruhrgebiets" (kurz: „Energiewende Ruhr") verknüpft worden, das 2017 abgeschlossen wird und zeigt, wie die Themenkomplexe Klimaschutz, erneuerbare Energien, Energie- und Ressourceneffizienz, Mobilität und Verkehr, Stadtplanung sowie Bildung und Netzwerke nachhaltig auf kommunaler Ebene vorangetrieben werden können.

Das Ruhrgebiet braucht die tatkräftige regionalpolitische Unterstützung von Bund und Land. Die für das Jahr 2018 von der neuen nordrhein-westfälischen Landesregierung vorgesehene „Ruhrkonferenz" könnte diesbezüglich Signalcharakter haben.

Wichtig wird dabei sein, sich nicht an alten Klischees zu orientieren, sondern die Probleme und Chancen der Region realistisch einzuordnen. Eine Anfang 2017 veröffentlichte Analyse des Statistischen Landesamtes von Nordrhein-Westfalen (IT.NRW) zur Wirtschaft in Nordrhein-Westfalen im Regionalvergleich hat belegt, dass das Ruhrgebiet, die einstige industrielle Kernregion des Landes, längst keine typische Industrieregion mehr ist. Die Industrieanteile in der Region liegen relativ eng um den Durchschnitt von Nordrhein-Westfalen – und es gehört unter einer Reihe von ökonomischen Aspekten seit Längerem und immer noch zu den schwächeren Regionen im Land. Doch das Bild ist keineswegs einheitlich und sehr facettenreich. Beim Regionalvergleich der verfügbaren Einkommen etwa liegen Herne, Duisburg und Gelsenkirchen ganz am Ende, dagegen Mülheim/Ruhr oder der Ennepe-Ruhr-Kreis über dem NRW-Durchschnitt. Das Ruhrgebiet kann auch keineswegs als eine immer weiter „abgehängte" Region eingestuft werden, denn im Betrachtungszeitraum der Analyse von 2000 bis 2015 gab es einige sehr beachtliche Aufholprozesse gerade der vermeintlich schwachen Kommunen. Vergleicht man die Zuwachsraten bestimmter Indikatoren, sind Kommunen aus dem Ruhrgebiet Spitzenreiter im NRW-Vergleich, so bei

den Gründungsaktivitäten (Gelsenkirchen und Duisburg), der Arbeitsproduktivität (Herne) und der Erwerbsquote (Bottrop).

Nichtsdestoweniger ist das Ruhrgebiet nach wie vor noch von einer signifikant überdurchschnittlichen Arbeitslosigkeit geprägt, die im Jahr 2016 und auch Mitte 2017 immer noch zweistellig war. Im Durchschnitt lag die Arbeitslosenquote bei über 10 %, in einzelnen Städten auch bei bis zu 15 %. Diese sehr hohe Arbeitslosigkeit geht mit einem verfestigten Anteil Langzeitarbeitsloser und Hartz-IV-Bezieher einher, was gleichzeitig Stadtteile mit anhaltender Kinderarmut und Bildungsferne hervorgebracht hat. Die soziale Problematik verbindet sich dabei oft mit den besonderen Problemen der Integration von Zuwanderern. Als regionaltypische wirtschaftliche Probleme kommen Defizite in der Infrastruktur und der bereits angesprochene drohende Mangel an Gewerbeflächen hinzu. All das zusammen vergrößert und verschärft zugleich die Finanznot der Kommunen des Ruhrgebiets. Die Gesamtverschuldung des Ruhrgebiets lag Ende 2015 bei gut 25 Mrd. €, das sind 41 % der gesamten kommunalen Schuldenlast in Nordrhein-Westfalen bei einem Anteil von 29 % an der Bevölkerung. Dadurch verlangen die Kommunen hohe Gewerbesteuersätze und müssen kommunale Angebote reduzieren, was ihrer Attraktivität zusätzlich schadet. Eine Abwärtsspirale, die sich noch beschleunigen kann, wenn etwa das Zinsniveau einmal wieder steigen sollte oder sich die Konjunktur bundesweit verschlechtert.

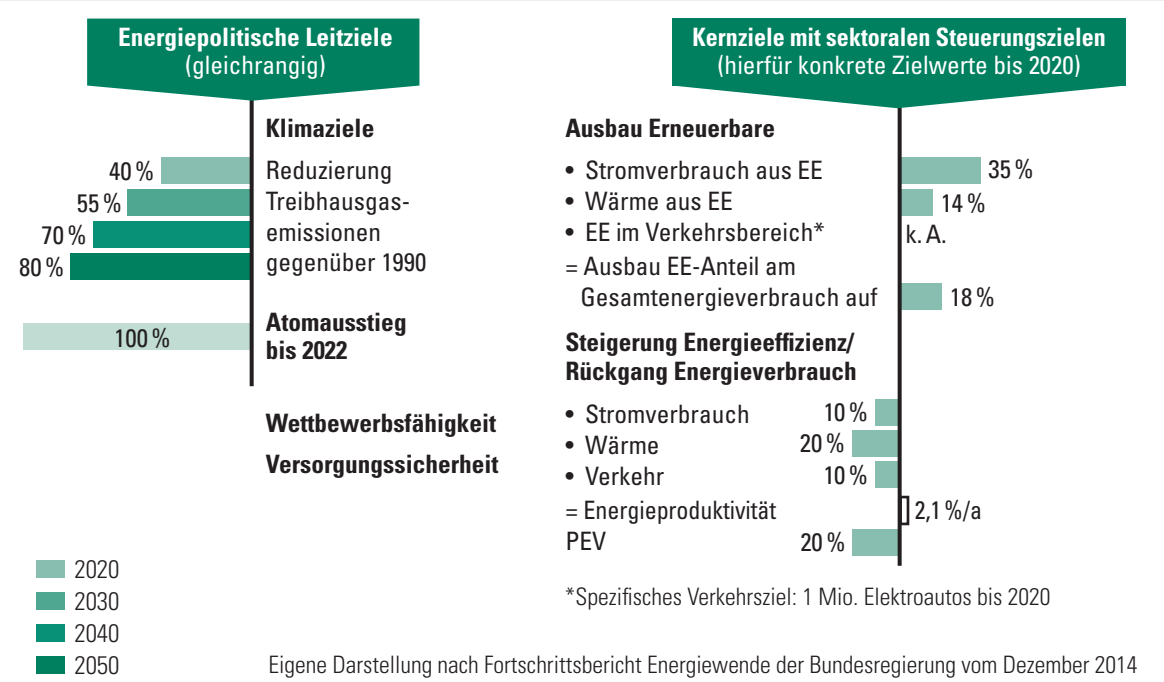
Der Initiativkreis Ruhr hat in der Neuauflage seines Positionspapiers „Starke Industrie braucht modernes Umfeld" vom Januar 2017 beschrieben, woran es der Wirtschaft in der Region am meisten mangelt: an Investitionen in moderne Mobilität und Datennetze, in eine international leistungsfähige Logistik und in attraktive Stadtviertel und Quartiere. All dies und insbesondere die Anforderungen an eine moderne Flächenpolitik werden näher ausgeführt. Es wird erläutert, wie der Wirtschaftsstandort Ruhrgebiet gestärkt und das Ruhrgebiet sogar Pilotregion für Gesamtdeutschland werden kann. Darüber hinaus setzt sich der Initiativkreis selbst sehr engagiert für die Förderung von Gründungsaktivitäten und jungen Talenten in der Region ein. Zugleich wird vom Initiativkreis Ruhr nachdrücklich darauf hingewiesen, dass sich die gesamtstaatlichen Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Entwicklung und Modernisierung des Ruhrgebiets in den letzten Jahren eher negativ entwickelt haben. Zum einen aufgrund der erheblich gestiegenen finanziellen Belastung der Kommunen durch vor allem bundesgesetzlich bedingte Sozialausgaben und zum andern auch durch die Energiewende. Diese hat das Ruhrgebiet als bisheriges Energiezentrum der Nation besonders stark getroffen. Für die konventionelle Energiewirtschaft wie für die stromintensiven Industriezweige – zu denen unter anderem die chemische Industrie und die Stahlindustrie, aber auch der Steinkohlenbergbau ebenso wie künftig der Nachbergbau gehören – bietet die Energiewende nicht nur Chancen. Sie hat auch Risiken, wenn sie nicht hinreichend ganzheitlich gedacht und konzipiert wird.

Energie- und Klimapolitik

Die Nutzung und – noch bis Ende 2018 – Gewinnung von Steinkohle in Deutschland wird ebenso wie die inzwischen entwickelten Kapazitäten für erneuerbare Energien durch die hierzulande maßgebliche Energie- und Klimapolitik bestimmt, die unter dem Schlagwort „Energiewende" zusammengefasst wird. Unverändert gelten dafür die Ziele des bereits im Jahr 2010 von der damaligen Bundesregierung aufgestellten Energiekonzepts, das 2011 nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima um den beschleunigten Atomausstieg modifiziert wurde. Diese sind von der ab 2013 folgenden Großen Koalition bestätigt worden und werden bisher von kaum einer politischen Kraft in Deutschland grundsätzlich in Frage gestellt. Diese Ziele sind langfristig bis 2050 (mit Zwischenzielen für jede Dekade bis dahin) angelegt und fokussieren sich auf eine drastische Reduktion der energiebedingten nationalen Treibhausgasemissionen (insbesondere CO_2), massive Einsparungen beim Energie- und Stromverbrauch sowie den schrittweisen Ausbau der erneuerbaren Energien zur tragenden Säule der Energieversorgung Deutschlands. Für die bislang in der Energieversorgung dominierenden fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle enthält das Energiekonzept keine Ziele, sondern nur noch eine negative Richtungsvorgabe – die „Dekarbonisierung".

Im letzten Fortschrittsbericht im Rahmen des offiziellen Monitoring-Prozesses zur Energiewende, der im Jahr 2014 vorgelegt worden ist, hat die Bundesregierung eine neue „Zielarchitektur" aufgestellt und das Zielsystem stärker systematisiert. Danach gehören das mit konkreten Vorgaben zur Emissionsreduktion verknüpfte Klimaziel, der Atomausstieg bis 2022, die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit zu den „Leitzielen" der deutschen

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



Eigene Darstellung nach Fortschrittsbericht Energiewende der Bundesregierung vom Dezember 2014

Energiepolitik. Der Ausbau der Erneuerbaren und die zur Energieeinsparung angestrebte Steigerung der Energieeffizienz werden mit ebenfalls zunächst bis 2020 konkretisierten Zielvorgaben als „sektorale Steuerungsziele" begriffen. Auffällig ist, dass es für die beiden zentralen Ziele Wettbewerbsfähigkeit und Sicherheit der Energieversorgung – zwei der drei Eckpunkte des klassischen energiepolitischen Zieldreiecks – keine quantifizierten und damit auch überprüfbaren Zielvorgaben gibt. Ein Umstand, den sowohl etliche Fachleute einschließlich der unabhängigen Expertenkommission im Monitoring-Prozess zur Energiewende als inzwischen auch der Bundesrechnungshof explizit kritisiert haben. Abzuwarten bleibt, ob die Bundesregierung in ihrem Regierungsprogramm nach der Bundestagswahl 2017 oder im nächsten Fortschrittsbericht, der turnusmäßig Ende 2017 erscheinen soll, dieser Kritik Rechnung trägt.

Festzustellen ist zunächst, dass die Energiewende in Deutschland bisher hauptsächlich eine Stromwende war – nur im Stromsektor ist es zu deutlichen, zieladäquaten Veränderungen gekommen. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist schneller vorangekommen als erwartet. Der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien steigerte sich von 16,5 % im Jahr 2010 auf 29,0 % in 2016. Die Ordnung des Strommarkts (Strommarktgesetz 2016 etc.) sowie das neue Fördersystem für Windkraft, Photovoltaik und Biomasse wie auch KWK (Ausschreibungsverfahren ab dem Jahr 2017) sind umfassend reformiert worden. Dagegen hat sich die Energiewende im Wärme- und Verkehrssektor – verantwortlich für mehr als zwei Drittel des Primärenergieverbrauchs (PEV) und geprägt vom Einsatz von Erdgas und Mineralölprodukten – bisher allenfalls ansatzweise entfaltet. Dies dürfte der Hauptgrund dafür sein, dass die Reduktion der nationalen CO_2-Emissionen insgesamt nicht auf dem Zielpfad liegt, in den Jahren 2015 und 2016 hier sogar leichte Anstiege auftraten und die Emissionszielvorgabe für 2020, trotz des von der Bundesregierung aufgelegten Aktionsprogramms Klimaschutz 2020, voraussichtlich verfehlt werden wird.

Anlass zur Sorge geben indessen auch sowohl die Entwicklung der Stromkosten als auch die der Stromversorgungs-

sicherheit. Das betrifft nicht allein den starken Anstieg der EEG-Umlage – im Jahr 2017 neuer Rekordwert mit 6,88 Ct/kWh – und das bis 2017 nach BMWi-Prognose auf circa 30 Mrd. € angewachsene EEG-Vergütungsvolumen mit einem Subventionsäquivalent von rund 25 Mrd. €. Dabei war 2012 eine Stabilisierung der EEG-Umlage auf dem damaligen Niveau (3,5 Ct/kWh) angekündigt worden. Die deutschen Strompreise werden insgesamt nach Berechnungen des BDEW inzwischen zu 55 % durch direkte staatliche Belastungen determiniert. Die EEG-Umlage ist nur eine davon, weitere Umlagen und Steuern kommen hinzu. Ein weiteres Viertel des Strompreises machen die staatlich regulierten Netzentgelte aus und rein marktbestimmt sind inzwischen weniger als 20 %. Dadurch sind in Deutschland in der Summe die sogenannten Letztverbraucher-Ausgaben für Elektrizität von 61 Mrd. € im Jahr 2010 auf inzwischen rund 70 Mrd. € angestiegen, was vor allem einkommensschwächere Haushalte zunehmend belastet. Nicht nur die Haushalts-, sondern auch die deutschen Industriestrompreise gehören mit zu den höchsten in Europa, obwohl gleichzeitig die Großhandelspreise für Strom geradezu verfallen sind und in der Folge zu einschneidenden strukturellen Verwerfungen bei den deutschen Energieversorgern geführt haben. Zwar sind große industrielle Stromverbraucher beim EEG durch die Besondere Ausgleichsregelung und andere spezielle Maßnahmen vor Verlusten ihrer Wettbewerbsfähigkeit geschützt, doch gilt dies immer nur im Rahmen von befristeten EU-Genehmigungen, was dementsprechend die Planungssicherheit begrenzt, und es impliziert wie in jedem Umlagesystem korrespondierende Mehrbelastungen für alle nicht privilegierten Verbraucher. Unter sozialen wie Standort-Aspekten erweisen sich die Strompreisfolgen der Energiewende bislang als bedenklich.

Bedenklich sind auch die Perspektiven der Stromversorgungssicherheit. Zwar hat es in Deutschland seit 2010 keine größeren Versorgungsausfälle gegeben. Doch haben kurzzeitige Netzschwankungen und die sogenannten Redispatch-Maßnahmen der Netzbetreiber erheblich zugenommen und die Bundesnetzagentur hat ihre regional orientierte Netzreserve für die kommenden Jahre deutlich ausgeweitet. Eine wirklich kritische Lage gab es im Januar 2017, als durch eine „Dunkelflaute" kaum Wind- und Solarstrom verfügbar und zudem ein Teil der noch vorhandenen Kernkraftkapazität vorübergehend im Stillstand war. Nur die verfügbaren Steinkohlen- und Braunkohlenkraftwerke sowie in geringem Maße auch Gaskraftwerke sorgten für sicheren Strom. Wenn die derzeit bekannten Zubau- und Abschaltplanungen im konventionellen Kraftwerkspark umgesetzt werden, würde eine vergleichbare Situation in wenigen Jahren weniger glimpflich verlaufen. Im April 2017 hat etwa die STEAG – wie schon im Vorjahr angekündigt – aus wirtschaftlichen Gründen in Voerde einen der größten Steinkohlenkraftwerksstandorte Deutschlands stilllegen müssen. Mehr als 2 200 MW Kapazität sind damit nach 47 Jahren verlässlicher Stromerzeugung aus Steinkohle vom Netz gegangen. Vor diesem Hintergrund hält zum Beispiel Prof. Erdmann, Energiewissenschaftler an der TU Berlin und Mitglied der Expertenkommission „Energie der Zukunft", die Lage der nationalen Stromversorgung für „vorerst noch unkritisch, falls kein weiterer Kohleaussteig implementiert wird". Er weist auch mahnend darauf hin, dass Deutschland sich künftig nicht zu sehr auf seine Nachbarn im EU-Strombinnenmarkt verlassen sollte. Denn die regionale Versorgungssituation vor allem in Deutschlands westlichen Nachbarländern (Frankreich, Beneluxstaaten, Österreich und Schweiz) sei schon jetzt „nicht mehr zufriedenstellend", weshalb diese nationale Kapazitätsmechanismen zur Vorbeugung gegen Stromversorgungsrisiken einführen. Die Bundesregierung müsse sich der drohenden möglichen Konsequenzen für die Versorgungssicherheit in Deutschland bald annehmen.

Dann werden sicher noch weitere Neujustierungen der Energiewende vorgenommen werden müssen. Bisher ist sie von Umständen begünstigt worden, die künftig wahrscheinlich immer weniger gelten. Die gestiegenen Kosten konnten breit und diffus auf die Stromverbraucher überwälzt werden. Demgegenüber gab es eine relativ große Zahl von „politisch relevanten" Begünstigten (Prof. Erdmann). Durch die EEG-bedingten Stromüberschüsse ergaben sich niedrige Preise im Großhandel und dadurch sowie durch die Sonderregelungen immer noch günstige Kosten für erhebliche Teile der Industrie. Infolgedessen gab es kaum Opposition, weder in der Politik noch in der Wirtschaft und Gesellschaft. Zudem kann Deutschland sich immer noch auf ein dank früherer „Sicherheitsphilosophie" sehr zuverlässiges Netz und einen gut gemischten Kraftwerkspark verlassen. Darüber hinaus waren die europäischen Nachbarländer Deutschlands bislang nolens volens bereit und in der Lage, mit ihren Netzen und zum Teil recht alten konventionellen Kraftwerken (Kernkraftwerke in Frankreich, Steinkohlenkraftwerke in Polen, Ölkraftwerke in Österreich etc.) auszuhelfen, wenn in Deutschland temporäre Knappheiten drohten oder – wenngleich mit stetig

Sektorale Treibhausgas-Reduktionsvorgaben gemäß Klimaschutzplan 2050

Handlungsfeld (Mio. t CO_2-Äquivalente)	Basis 1990	Stand 2014	Erreichte Minderungsrate 1990 - 2014	Stand 2016[2]	Ziel 2030 absolut	Ziel-Minderungsrate 1990 - 2030
Energiewirtschaft[1]	466	358	23 %	332	175 - 183	61 - 62 %
Gebäude	209	119	43 %	127[3]	70 - 72	66 - 67 %
Verkehr	163	160	2 %	166	95 - 98	40 - 42 %
Industrie	283	181	36 %	188	140 - 143	49 - 51 %
Landwirtschaft	88	72	18 %	67	58 - 61	31 - 34 %
Sonstige (insb. Müll)	39	12	69 %	11	5	87 %
Gesamt	**1 248**	**902**	**27 %**	**891**	**543 - 562**	**55 - 56 %**

[1] Einschließlich diffuser Emissionen aus Brennstoffen
[2] Vorläufig
[3] Wert Gebäudesektor aus 2015

Quelle: BMUB 2016; ergänzt um eigene Berechnungen zu 2016 auf Basis erster Schätzung UBA 2017

wachsender Abneigung – überschüssiger regenerativer Strom von dort aufgenommen werden musste.

Ohne Kursänderungen der deutschen Energiewende sind jedoch infolge des kontinuierlichen weiteren Ausbaus der Stromerzeugung aus den volatilen erneuerbaren Energien verstärkte Widerstände der Partnerländer sowie zunehmende Angebotsschwankungen, Marktverzerrungen und immer kostenträchtigere Maßnahmen zur Netzstabilisierung im Inland zu erwarten, wobei trag- und wettbewerbsfähige Speicherlösungen im großtechnischen Maßstab bisher nicht in Sicht sind. Mit der nahenden Abschaltung der letzten deutschen Kernkraftwerke in den Jahren 2021 und 2022 drohen angesichts dieser Gemengelage ernste Versorgungsrisiken, wenn dann nicht genug konventionelle Ausgleichs- und Reservekapazitäten – und das heißt aus heutiger Sicht vor allem Bestandskraftwerke auf Kohlebasis – vorgehalten werden. Zugleich drohen mit dem flächendeckenden Ausbau der Erneuerbaren und der dafür erforderlichen zusätzlichen Übertragungs- und Verteilernetze zunehmende Konflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz sowie Akzeptanzprobleme.

Die öffentliche Debatte über diese drängenden Herausforderungen der Stromversorgungssicherheit und des Umweltschutzes der nächsten Jahre ist schwach entwickelt, während es intensive Debatten über die längerfristigen Klimaschutzziele allgemein, aber besonders auch in der Energiewirtschaft gibt. Mit dem Nationalen Klimaschutzplan 2050, den die Bundesregierung Ende 2016 beschlossen hat, sind sogar erstmals CO_2-Reduktionsvorgaben für die einzelnen Sektoren der deutschen Volkswirtschaft bis 2030 festgelegt worden. Ein Teil dieser Sektoren ist bereits dem seit 12 Jahren bestehenden Europäischen CO_2-Emissionshandelssystem und dessen EU-weiten Kontingentierungen („Caps“) unterworfen. Es stellt sich überdies die Frage der Verhältnismäßigkeit solcher sektoraler CO_2-Regulierungsansätze im nationalen Rahmen gegenüber Deutschlands gesamtem Anteil an den globalen CO_2-Emissionen von lediglich gut 2 %.

Die sektoralen Emissionsvorgaben vertragen sich auch nicht mit der Kernaussage des Regierungsbeschlusses selbst, wonach der Nationale Klimaschutzplan 2050 „die Grundlinien für die Umsetzung der langfristig angelegten

Klimaschutzstrategie Deutschlands aufzeigen und damit eine notwendige Orientierung für alle Akteure bieten … (aber) nicht ein über Dekaden festgelegter Masterplan sein (soll)". Vielmehr wird die „Grundphilosophie des regelmäßigen Überprüfens, kontinuierlichen Lernens und stetigen Verbesserns" betont. Grundsätzlich soll ein „zentrales Augenmerk auf den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft und funktionierende Wertschöpfungsketten gelegt" werden, und die Klimaschutzziele sollen „gleichwertig mit den Zielen der ökonomischen und sozialen Entwicklung stehen". Deshalb enthält der Plan, so dessen Aussage bzw. Interpretationsanleitung, keine starren Vorgaben, er ist vielmehr durch „Technologieneutralität" und „Innovationsoffenheit" geprägt. Es sollen neue wirtschaftliche Chancen entwickelt und neue Technologien vorangebracht werden. Wegen der „weit reichenden Folgen dieser Sektorziele für unsere wirtschaftliche und soziale Entwicklung" sollen diese vor einer definitiven Festlegung noch einer „umfassenden Folgeabschätzung (impact assessment) unterzogen" und „mit den Sozialpartnern" diskutiert werden, um 2018 eine Anpassung zu ermöglichen. Verbindlichkeit und konkrete Umsetzungsmaßnahmen sind demnach noch offen, die Gesetzgebung obliegt ohnehin dem Bundestag.

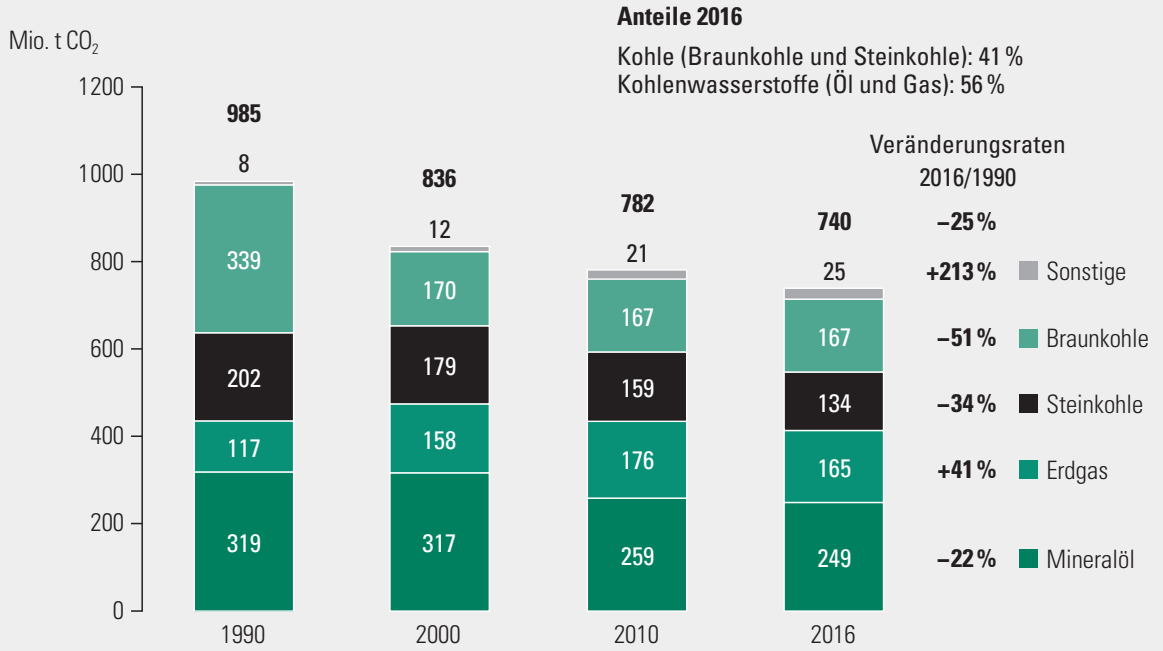
Im Zusammenhang mit den Maßnahmen zur Umsetzung der Sektorziele speziell für den Energiesektor soll eine neue Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung" eingesetzt werden, die Instrumente für die sozialverträgliche Bewältigung der „Transformation der betroffenen Branchen und Regionen" zu entwickeln hat. Diese Kommission wird zwar im Jahr 2017 schon vorbereitet, sie soll aber erst Anfang 2018 offiziell eingesetzt werden und „möglichst bis Ende 2018 Ergebnisse vorlegen".

Im Nationalen Klimaschutzplan 2050 heißt es zur Kohleverstromung lediglich, dass die Klimaschutzziele nur erreicht werden können, „wenn die Kohleverstromung schrittweise verringert wird". Dies gilt freilich auch für die Nutzung von Mineralöl und Erdgas. Ein festes Auslaufdatum dafür wird nicht genannt, doch ist klar, dass spätestens am langen Ende bis 2050, wenn die Energieversorgung „nahezu vollständig dekarbonisiert" und regenerativ sein soll, kaum noch Platz für fossile Energien einschließlich Kohlestrom mehr sein wird, jedenfalls nicht ohne CCS- bzw. CCU-Technologien. Nur als „Übergangstechnologie", so heißt es im Nationalen Klimaschutzplan, würden die „bestehenden modernsten Kohlekraftwerke" und CO_2-arme Erdgaskraftwerke noch „eine wichtige Funktion" einnehmen.

Mit Blick auf die kommenden Jahre müssen unterdessen aus der Praxis heraus zunächst ganz andere Prioritäten gesetzt werden, wenn die Energiewende nicht Schiffbruch erleiden soll. Dazu zählt vor allem die Synchronisation des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau und der Modernisierung der Netzinfrastruktur. Dies muss in Verbindung mit einer ordnungskonformen, fairen und den tatsächlichen großen regionalen Verbrauchsunterschieden angemessenen Gestaltung der Netzentgelte erfolgen. Ferner sind die technologieoffene Intensivierung des Wettbewerbs und die Erweiterung der Flexibilitätsoptionen im Strommarkt sowie die Erforschung und Entwicklung zukunftsgerechter neuer Energietechnologien, wie vor allem von massenfähigen Stromspeichern und „Power-to-X-Technologien", erforderlich. Erst wenn diese, heute noch nicht absehbaren Voraussetzungen im Bereich der Netze und Speicher geschaffen sind, kann energiepolitisch verantwortbar über Schritte zu einem Auslauf der konventionellen Kraftwerke einschließlich der Kohlekraftwerke gesprochen werden. Gleichzeitig müssen dann auch die Fragen realistischer Perspektiven für den Strukturwandel und eine nachhaltige Zukunftsentwicklung der betroffenen Branchen und Regionen beantwortet werden. Ebenso müssen künftige Spielräume für eine nicht energetische, das heißt stoffliche Nutzung von Kohle geklärt werden. Steinkohle wird seit je auch als Rohstoff für die Stahlherstellung und spezifische Industriebedarfe genutzt. Aus Kohle können verschiedene Ausgangsstoffe für die (petro-)chemische Industrie gewonnen werden, ebenso alternative Kraftstoffe wie Methanol oder nitratarme Düngervarianten für die Landwirtschaft. Die Perspektiven dieser stofflichen Nutzungen sind auszuloten.

Bis dahin müssen hinreichend viele Bestandskraftwerke auf Kohlebasis als „Back-up" für die regenerative Stromerzeugung fungieren können. Denn diese sind, wie im Juni 2017 eine vom grünen Thinktank „Agora Energiewende" veröffentlichte Studie über die heutige Flexibilität thermischer Kraftwerke erneut gezeigt hat, mit heutiger State-of-the-Art-Technik in einer Reihe von Kriterien den Gaskraftwerken in der Flexibilität überlegen. In Ländern und Regionen mit großem Kohleanteil ist die Kohle der bessere Partner der Erneuerbaren.

Entwicklung energiebedingter CO_2-Emissionen insgesamt und nach Energieträgern 1990 bis 2016

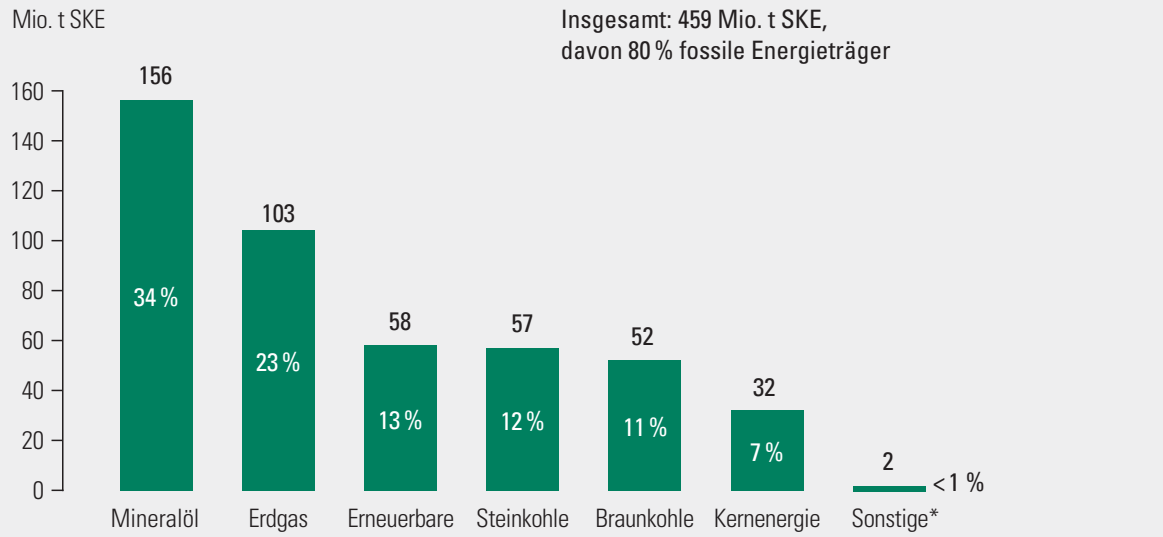


Quelle: BMWi 2017 (bis 2015); für 2016 eigene Hochrechnung gemäß PEV-Schätzung AGEB

Darüber hinaus wird die Energiewende erst wirklich eine solche, wenn sie auch im Wärme- und im Verkehrssektor greift. Die bisherige „Stromwende" kann über die sogenannte Sektorkopplung erheblich dazu beitragen, indem Elektrizität verstärkt zur Basis von Wärme- und Transportdienstleistungen wird. Doch müssen deren wirtschaftliche Potenziale realistisch betrachtet werden und Stromwandler dürfen nicht mit Stromspeichern gleichgesetzt werden. Wenn die Energiezukunft insgesamt immer mehr „elektrisch" werden soll, ist es zudem kontraproduktiv, ausgerechnet den Stromverbrauch weiter mit hohen Umlagen und Abgaben (einschließlich der EEG-Umlage) zu belegen. Stattdessen müsste die Abgabenbelastung beim Energieverbrauch im Wärme- und Verkehrsbereich verstärkt werden. Außerdem setzt dies noch mehr als heute schon fundamental voraus, dass Strom jederzeit sicher und preiswert zur Verfügung steht. Aus der energiepolitischen Erfahrung der heimischen Steinkohle lässt sich dazu die Erkenntnis beisteuern, dass dafür ein ausgewogen diversifizierter Mix verschiedener Energiequellen eine gute Grundlage liefert. Anbieter erneuerbarer Energien sollten jedenfalls ihre zugesagten Leistungen durch Versorgungsgarantien auf Basis anderer Optionen absichern müssen. Die Faktenlage der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland verdeutlicht darüber hinaus, dass die Ziele für die Emissionsreduktionen nur über alle fossilen Energieträger hinweg erreicht werden können. Selbst bei einer abrupten totalen Beendigung der inländischen Kohlenutzung ohne jeglichen Mehrverbrauch an Kohlenwasserstoffen – aus heutiger Sicht eine völlig abenteuerliche Annahme – würden lediglich 41 % der energiebedingten CO_2-Emissionen entfallen, aber nicht die 56 % von Öl und Gas. Gemäß Klimaschutzplan 2050 sollen aber mindestens 55 % Reduktion schon bis 2030 erreicht werden, bis 2050 dann sogar mindestens 85 % – ohne drastische Verringerung des Öl- und Gasverbrauchs ist das nicht möglich.

Schließlich hat die deutsche Energiewende auch ihre Einbettung in die EU und den europäischen Energiebinnenmarkt zu berücksichtigen, wozu das schon erwähnte Europäische Emissionshandelssystem gehört. Die EU-Kommission hat mit ihrem energiepolitischen Winterpaket von 2016 („Clean energy for all Europeans") eine EU-weite Debatte darüber angestoßen, wie eine Energiewende europäisch anzulegen

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016



Quelle: AGEB, 7/2017

* Insb. nicht biogener Abfall; inkl. negativer Stromaustauschsaldo (= Exportüberschuss) von umgerechnet rund 6 Mio. t SKE

ist, die zugleich die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit für die EU insgesamt bewahrt. Nationale Sonderwege passen dazu ebenso wenig wie die leider auch in Teilen der EU-Kommission verfolgten Vorstellungen von der Diskriminierung einzelner Technologien wie speziell der Kohle, die durch sachlich nicht begründbare Verschärfungen von Emissionsstandards aus dem Markt gedrängt und noch nicht einmal mehr als Reservekapazität zugelassen werden soll. Diese Debatte ist jedoch noch nicht beendet, zumal sie auf den Widerstand mehrerer „Kohleländer" in der EU trifft und im Konflikt zu ihrem Rechtsanspruch nach dem EU-Vertrag steht, wonach jeder Mitgliedstaat der EU explizit „das Recht (hat) … über die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen" (Art. 193 Abs. 2 Satz 3 AEUV).

Volks- und energiewirtschaftliche Lage

Die Gewinnung und Nutzung von Steinkohle in Deutschland ist wie alle Zweige der Wirtschaft eingebettet in die volkswirtschaftlichen Gesamtzusammenhänge. Konjunkturell hat sich die deutsche Volkswirtschaft in den letzten Jahren recht erfreulich entwickelt, im ersten Halbjahr 2017 wird sie sogar von einigen Experten in „Top-Form" gesehen („Die Welt" vom 29. Mai 2017). Das seit 2010 wieder kontinuierliche Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) hält an. 2016 lag die Wachstumsrate bei real 1,9 %, im Jahr 2017 wird mit einer ähnlichen Größenordnung gerechnet. Vor allem das Exportgeschäft läuft weiter ausgezeichnet, die Inflation ist nach wie recht gering, der Bund verzeichnet sogar Haushaltsüberschüsse und die Erwerbstätigkeit erreicht seit Jahren immer neue Rekordzahlen, wodurch die bundesweite Arbeitslosenquote 2016 mit 6,1 % auf den niedrigsten Stand seit der deutschen Einheit sank. Im Jahr 2017 könnte den Prognosen nach die Arbeitslosenquote sogar merklich unter die Marke von 6 % fallen.

Bei genauerer Betrachtung zeigen sich allerdings auch bedenkliche strukturelle Entwicklungen. So ist das Wirtschaftswachstum der letzten Jahre nicht zuletzt außergewöhnlich günstigen Umständen zu verdanken, die kaum dauerhaft sein dürften – absolute Niedrigstzinsen, weitgehend geringe Öl- und Rohstoffpreise sowie ein relativ schwacher Eurokurs. Dies in einem trotz mancherlei geopolitischer Risiken – „Identitätskrise" in der EU, autoritäre Entwicklung in der Türkei, Russland/Ukraine-Konflikt, Syrien-Krieg, internationaler Terrorismus etc. – sowie

gewachsener protektionistischer Tendenzen, namentlich durch die neue US-Präsidentschaft, weiterhin expansiven weltwirtschaftlichen Umfeld. Die EZB behält ihre sehr lockere Geldpolitik immer noch bei, auch aus den USA, aus China und nach langer Durststrecke sogar aus der EU kommen wieder Wachstumsimpulse.

Die offizielle bundesweite Arbeitslosenquote entsprach im Jahr 2016 immer noch einer Arbeitslosenzahl von insgesamt 2,7 Mio., davon knapp 2 Mio. in Westdeutschland – was Anfang der 1980er Jahre etwa noch als „Massenarbeitslosigkeit" galt. In jedem längerfristigen Vergleich der Zahlen sind die im Schnitt fast eine Million ebenfalls registrierten Arbeitslosen hinzuzurechnen, die sich entweder in Maßnahmen befinden, krank oder in fortgeschrittenem Alter sind und deshalb als „aktuell nicht vermittelbar" der „Unterbeschäftigung" zugerechnet werden. Von Vollbeschäftigung bleibt Deutschland tatsächlich noch entfernt.

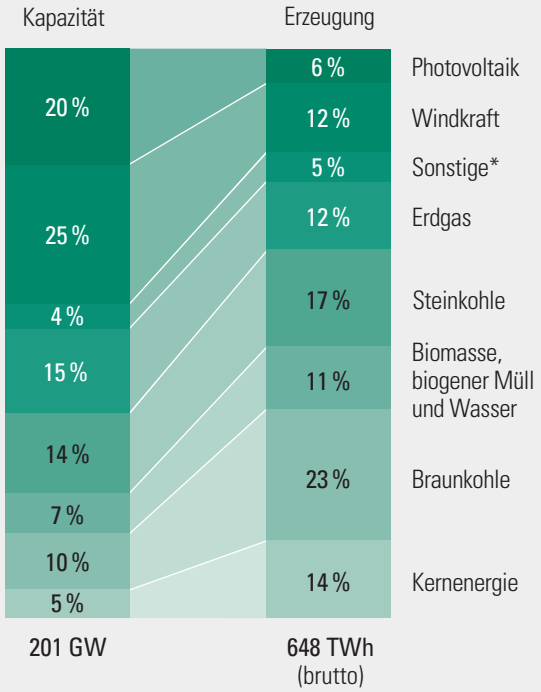
Die Rekordzahl an Erwerbstätigen kontrastiert auch mit dem tendenziell gestiegenen Anteil der Teilzeitarbeit sowie sogenannter atypischer Arbeitsverhältnisse. Letztere machten im Jahr 2016 fast 40 % aus. Das Arbeitsvolumen in Arbeitsstunden gerechnet ist infolgedessen bei weitem nicht so stark gestiegen wie die Zahl der Arbeitsplätze. Nicht nur die Arbeitslosenquote, sondern auch die durchschnittliche Arbeitszeit je Beschäftigen war dadurch 2016 – mit durchschnittlich 1363 Stunden pro Kopf und Jahr – so niedrig wie noch nie seit der deutschen Einheit. Das wiederum beantwortet zumindest einen Teil der Frage, warum die deutsche Wirtschaft eigentlich nicht noch viel stärker wächst, wenn sie doch immer mehr Arbeitskraft absorbiert. Oder anders formuliert: Warum entwickelt sich die Arbeitsproduktivität, das Verhältnis von Wirtschaftsleistung zu Arbeitseinsatz, die wichtigste Kenngröße für den allgemeinen wirtschaftlichen Wohlstand, in Deutschland eher verhalten?

Eine wesentliche Erklärung dafür liegt auf der Hand: Deutschlands beträchtliche Investitionsschwäche, denn Investitionen für Erweiterung, Ersatz oder auch Rationalisierung von Produktionskapazitäten sind der wichtigste Hebel für Produktivitätssteigerungen und Innovationen. Einer Vergleichsrechnung der EU-Kommission vom Mai 2017 zufolge liegt die Investitionsquote in Deutschland (Bruttoanlageinvestitionen in Prozent des BIP) auch 2017 mit 20,1 % noch unter dem Durchschnitt der schwächelnden Eurozone (20,4 %). Das ist keineswegs eine Momentaufnahme, denn auch in einem längerfristigen EU- und Eurozonen-Vergleich für den Zeitraum seit dem Jahr 2000, insbesondere seit 2005, lag Deutschland hier auf den hinteren Rängen. Der Anteil speziell der öffentlichen Investitionen am BIP liegt mit knapp 2,2 % seit 2005 um ein Drittel unter dem OECD-Durchschnitt von 3,3 %. Die öffentlichen Nettoinvestitionen (Bruttoinvestitionen minus Abschreibungen) haben sich sogar negativ entwickelt, was bedeutet, dass die öffentliche Infrastruktur in Deutschland seit Jahren auf Verschleiß gefahren wird und ein riesiger „Investitionsstau" entstanden ist.

Erst 2016 sind die Investitionen von Bund und Kommunen wieder stärker hochgefahren worden, teilweise getrieben durch die besonderen Herausforderungen der „Flüchtlingskrise", doch bei den Ländern war die Entwicklung erneut gegenläufig – weshalb unter anderem das Institut der deutschen Wirtschaft auch im Frühjahr 2017 im Saldo einen „Stillstand der (öffentlichen) Investitionen" konstatiert hat. Die Gründe für diese langjährige Investitionsschwäche sind zweifellos vielfältig und reichen von unzureichenden Rahmenbedingungen für private Investitionen bis hin zu viel zu geringen staatlichen Investitionen in Bildung, Wissenschaft, soziale Dienste und Infrastruktur. Eine vom BMWi zu dem Thema eingesetzte Expertenkommission hat vor diesem Hintergrund unter anderem eine staatliche Verpflichtung zu einem bestimmten (im Vergleich zu bisher höheren) und danach verstetigten Anteil öffentlicher Investitionen gefordert, der als „Regel" gleichrangig zur Schuldenbremse festgeschrieben werden sollte, um einen Niedergang der öffentlichen Daseinsvorsorge und Infrastruktur zu bremsen.

Nicht nur die EU-Kommission, der IWF oder die OECD, sondern auch etliche renommierte Ökonomen auf internationaler Ebene sehen in der Investitionsschwäche sowie der zuvor angesprochenen jahrelangen Lohnzurückhaltung in Deutschland die Hauptgründe für die anhaltend extrem hohen deutschen Exportüberschüsse. Das ist keine direkte Kritik an der Exportstärke der deutschen Volkswirtschaft, sondern vielmehr an ihrer relativen Importschwäche. Denn die deutschen Exportüberschüsse von fast 8 % des BIP stellen spiegelbildlich Importdefizite dar, das heißt, realwirtschaftlich betrachtet bleibt Deutschland unter seinen (Versorgungs-)Möglichkeiten und die übrige Welt kauft im Saldo permanent auf Pump in Deutschland ein. Das wird nicht nur vielfach als Verstoß gegen das im nationalen Stabilitäts-

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2016



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

Quellen: Fraunhofer ISE 5/2017; UBA 3/2017; BDEW 7/2017; eigene Berechnungen

gesetz festgelegte und international anerkannte Gebot des außenwirtschaftlichen Gleichgewichts kritisiert, sondern auch als Nichteinhaltung des Europäischen Stabilitätspakts mit seinem „Makroökonomischen Ungleichgewichtsverfahren", das Leistungsbilanzüberschüsse von mehr als 6 % des BIP als für die Stabilität des Euroraums bedrohlich und daher inakzeptabel einstuft – eine Grenze, die Deutschland seit Jahren überschreitet.

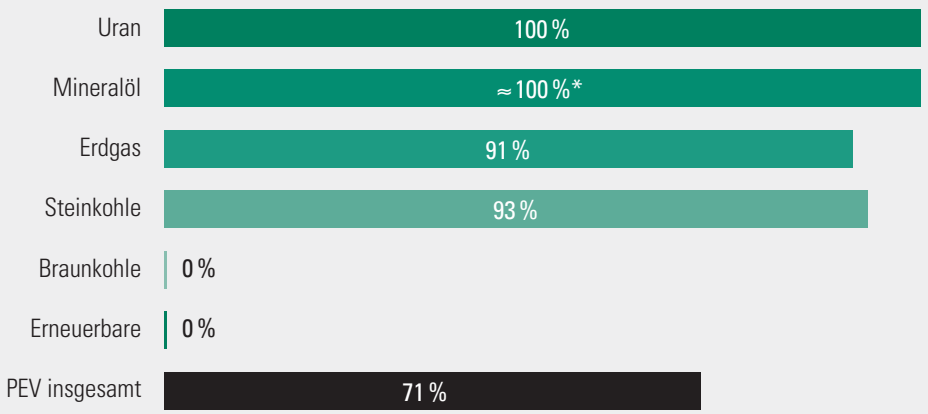
Anhaltende Exportüberschüsse gegenüber seinen europäischen Nachbar- und Partnerländern produziert Deutschland übrigens inzwischen nicht nur in seiner gesamtwirtschaftlichen Leistungsbilanz, sondern auch in Form von „negativen Austauschsalden" bei elektrischer Energie, das heißt durch Stromexportüberschüsse. Im Jahr 2016 erreichten diese mit 53,7 Mrd. kWh einen neuen Höchststand. Maßgeblich dafür sind die temporären inländischen Überschüsse an Strom aus erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende, die nicht als vertragliche Lieferungen von anderen EU-Ländern eingekauft, sondern von den Förderzentren etwa des Windstroms an der deutschen Nord- und Ostseeküste als Transitmengen und Ringflüsse in die Netze auch der Nachbarländer abgeleitet werden (müssen). Das führt zugleich zu Störungen in deren eigener Energieversorgung und unterstreicht umgekehrt die große Bedeutung des Energiebinnenmarktes für Deutschland.

Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland hat in Bezug auf den nationalen PEV 2016 erstmals auch dazu geführt, dass sie die Steinkohle vom dritten Rang im Energiemix verdrängt haben. Nach wie vor dominieren darin mit Abstand Mineralöl und Erdgas, nun folgen die Erneuerbaren in ihrer Summe vor der Steinkohle und der Braunkohle und allen übrigen Energieträgern.

In der deutschen Stromerzeugung haben die erneuerbaren Energien schon im Jahr 2014 den anteilsmäßig ersten Rang vor der Braunkohle erobert und seither diese führende Position ausgeweitet (2016 mit einem Erzeugungsanteil von 29 %). Damit hat sich allerdings auch die starke Diskrepanz zwischen den immer größeren regenerativen Kapazitäten und ihrem effektiven Versorgungsbeitrag ausgedehnt. Bei den konventionellen Kapazitäten, die für eine jederzeit sichere Stromversorgung weiter unverzichtbar sind, verläuft es genau andersherum. Die Steinkohle hält dennoch im Gesamtmix der Stromerzeugung weiter den dritten Rang vor der rückläufigen Kernkraft, dem seit 2016 durch die KWK-Novelle wieder verstärkten Beitrag von Erdgas und den sonstigen Stromerzeugungsquellen, wie unter anderem auch Grubengas. Rechnet man die Stromerzeugung aus Braunkohle und Steinkohle als Anteil der „Kohle" insgesamt, so wie der Strom aus Erneuerbaren auch ein Sammelbegriff ist für Windkraft (Onshore und Offshore), Photovoltaik, Biomasse und biogenen Abfällen, Wasserkraft und Geothermie, dann ist die Kohle mit einem Anteil von 40 % weiterhin als Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung anzusehen. Das gilt weiterhin in Deutschland wie auch weltweit.

Im Hinblick auf den weiteren Umbau des Stromerzeugungssystems und dessen Konsequenzen für die Stromversorgung wie auch für die Mantelwirtschaft des Stromsektors

Abhängigkeit Deutschlands von (Primär-)Energieimporten 2016



* Inländische Förderung rund 2 %, aber Nettoeinfuhr größer als Verbrauch

Quellen: AGEB, 7/2017; eigene Berechnungen

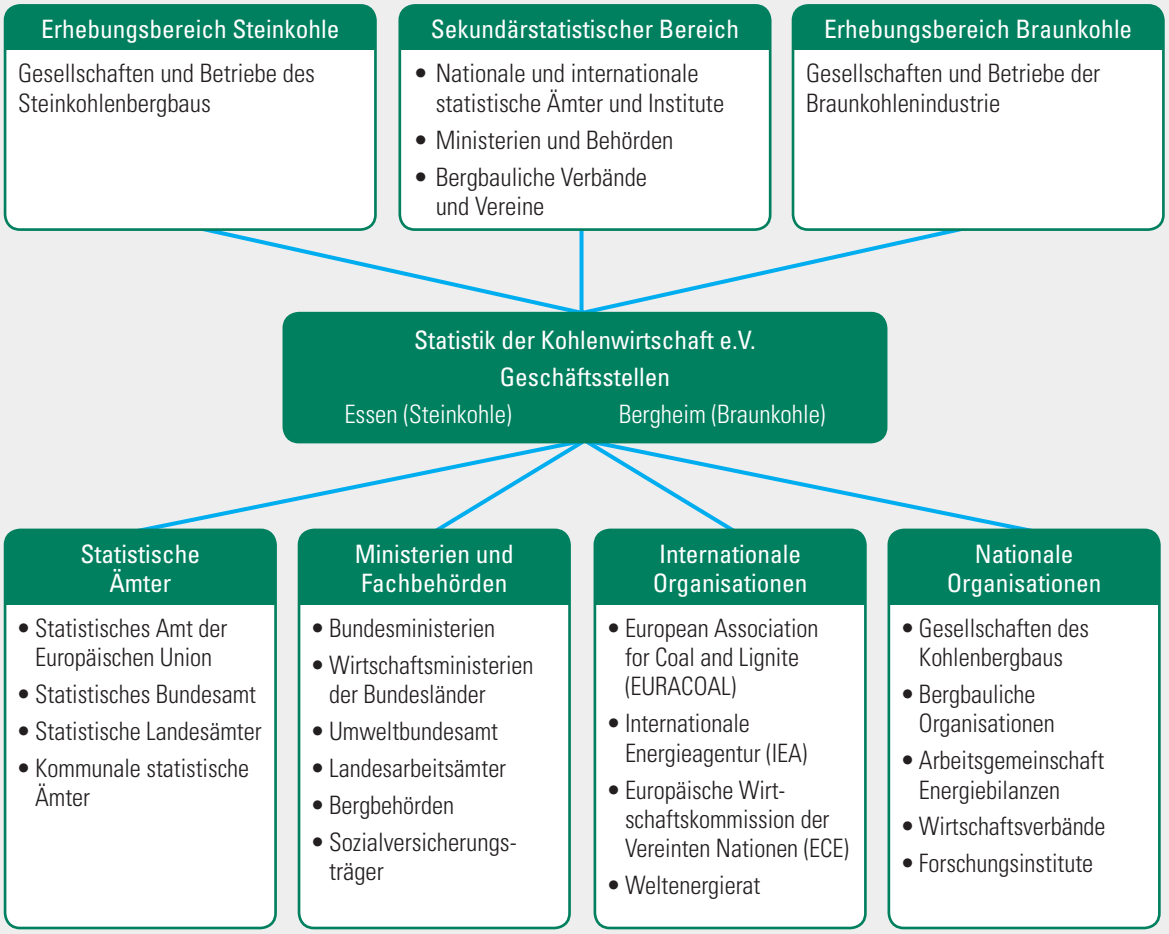
und die Beschäftigungslage in Deutschland müssen zudem die immensen regionalen Strukturunterschiede im Auge behalten werden. Die Steinkohlenkraftwerke sind vor allem in den traditionellen Steinkohlerevieren in Nordrhein-Westfalen und im Saarland konzentriert, des Weiteren aus Gründen des kostengünstigen Transports von Steinkohle in den Küstenregionen und an stark frequentierten Binnenschifffahrtsrouten. Die deutschen Braunkohlenkraftwerke liegen allesamt in oder direkt bei den Abbaugebieten im Rheinischen Revier sowie im Mitteldeutschen und im Lausitzer Revier. Die verbliebenen Kernkraftwerke stehen ausschließlich auf dem Gebiet der alten Bundesländer, hier regional verteilt auf Standorte in Norddeutschland und Süddeutschland. Bei den erneuerbaren Energien dominiert die Windkraftnutzung wegen der besseren natürlichen Bedingungen in den Küstenregionen Nord- und Nordostdeutschlands, die Wasserkraft dagegen eher in Süddeutschland. Die Solar- und Biomassestromkapazitäten sind weniger stark regional konzentriert, sie korrelieren dafür stärker mit verfügbaren Agrar- und Brachflächen. Dadurch wird sich ganz buchstäblich die „Energielandschaft" in Deutschland verändern, was auch regionalpolitischen Konfliktstoff birgt.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland konzentriert sich noch immer auf die Stromerzeugung, wo Öl- und Gasimporte kein großes Gewicht haben und zugleich mit dem Aufwuchs der „quasi heimischen" Erneuerbaren die heimische Steinkohle an Boden verloren hat und bald ganz ausläuft. Ferner sind tendenziell auch die heimische Braunkohle sowie die inländische Öl- und Gasgewinnung rückläufig. Daher hat sich bisher an der hohen Importabhängigkeit der nationalen Energieversorgung kaum etwas geändert. Im Jahr 2016 stieg die „Importquote" der Primärenergieversorgung im Gesamtdurchschnitt sogar wieder leicht an und erreichte 71 %. Das ist mehr als 2010 und kaum weniger als 2005. Eine vollständige Eigenversorgung leistet sich Deutschland nur bei den erneuerbaren Energien und der Braunkohle. Dagegen muss Uran für die Nutzung der Kernkraft bis 2022 vollständig importiert werden, Mineralöl fast vollständig, Erdgas und mittlerweile auch die Steinkohle zu über 90 % bzw. ab dem Jahr 2019 ebenfalls zu 100 %. Dabei stammen die Energieimporte größtenteils nicht aus anderen EU-Mitgliedstaaten, sondern aus dritten Ländern. Allein die Lieferungen aus Russland (Erdgas, Mineralöl, Steinkohle) decken weiterhin knapp ein Viertel der Energieversorgung Deutschlands.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. und Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Die vorgenannten energiewirtschaftlichen Zahlen beruhen überwiegend auf dem Zahlenwerk der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). Zu deren Mitgliedern gehört seit ihrer Gründung im Jahr 1971 auch der Gesamtverband

Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – Datenfluss



Quelle: RAG 2014; eigene Aktualisierung

Steinkohle e.V. (GVSt), damals noch Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus. Bis Ende 2018 wird er noch Vollmitglied der AGEB bleiben und wie bisher den Steinkohlenverbrauch in Deutschland ermitteln. In der AGEB arbeiten Verbände der Energiewirtschaft aus allen Bereichen mit mehreren wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten zusammen, um jährlich und in den ersten Vorausschätzungen sogar schon quartalsweise den Energieverbrauch in Deutschland zu erheben und darauf basierende Energiebilanzen zu erstellen. Das geschieht in enger fachlicher Kooperation mit dem BMWi, dem Statistischen Bundesamt und den statistischen Landesämtern sowie der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat). Dieses sachorientierte Zusammenwirken von Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung hat sich für die Erarbeitung und Fortentwicklung der Energiebilanzen und der Energiestatistik in Deutschland seit nunmehr über 40 Jahren bestens bewährt. Das gilt auch in Bezug auf die damit verbundene Sammlung, Analyse, Aufbereitung, Aggregation und auch fach- und zeitgerechte Publikation entsprechender Daten. Die Energiebilanz ist eine der bedeutendsten statistischen Informationsbasen für die Energiepolitik und das Monitoring der Energiewende. Sie liefert zugleich wichtige Informationen für die Energieaspekte

der Umwelt- und Klimapolitik sowie viele sektorale und gesamtwirtschaftliche Analysen.

Zentrale Basis für den fachlichen Beitrag des GVSt in der AGEB und für viele andere Verbandsaufgaben sowie vor allem für die direkten statistischen Auskunftspflichten und -leistungen des deutschen Steinkohlenbergbaus ist die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Diese wurde bereits 1954 gemeinsam vom deutschen Stein- und Braunkohlenbergbau im Rahmen einer Vereinbarung mit dem Bundeswirtschaftministerium, den Bergbehörden und dem Statistischen Bundesamt ins Leben gerufen und erfüllt seitdem eine quasi-öffentliche Funktion für die gesamte Kohlenstatistik in Deutschland (siehe Schaubild wie auch die Website www.kohlenstatistik.de). Der Verein wird heute organisatorisch gemeinsam vom GVSt und dem Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV) getragen, mit enger Anbindung und Unterstützung der Unternehmen der beiden Branchen des Kohlenbergbaus.

Der GVSt und der DEBRIV sind im Frühjahr 2017 umgezogen. Die Geschäftsstelle Herne der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., welche die Steinkohlenbergbauseite vertritt, hat gemeinsam mit dem GVSt den Sitz nach Essen ins Welterbe Zollverein verlagert. Die für den Braunkohlenbergbau zuständige Geschäftsstelle Köln befindet sich jetzt in Bergheim, weil der Standort des DEBRIV in Köln zum Teil nach Bergheim-Niederaußem verlegt worden ist.

Seit dem Jahr 2017 verfügt die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. als statistische Organisation auch über einen Gremien-Sitz mit Stimmberechtigung im Beirat des Statistischen Bundesamts, nachdem ihre langjährige Gastmitgliedschaft im Rahmen einer Statutenänderung in eine ordentliche Mitgliedschaft umgewandelt worden ist.

Da die Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. ihre Auskunftsverpflichtungen und sonstigen Aufgaben immer zuverlässig erfüllt hat, sah der Gesetzgeber auch keine Veranlassung, im Zuge der jüngsten, im März 2017 in Kraft getretenen Novelle des Energiestatistikgesetzes besondere rechtliche Regelungen für den Bereich des Kohlenbergbaus in Deutschland einzuführen. Die Gesetzesbegründung verweist vielmehr darauf, dass „der Bedarf an statistischem Zahlenmaterial über die inländische Gewinnung von Kohle und deren Verwendung weiterhin auf der Grundlage der Vereinbarung zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft, dem Statistischen Bundesamt und der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. aus dem Jahr 1954 in ausreichender Form gedeckt (wird)".

Klar ist allerdings, dass mit dem Auslauf der Steinkohlenförderung Ende 2018 auch die laufenden Statistiken des Steinkohlenbergbaus eingestellt werden, ebenso wie seine statistischen Berichtspflichten ihr Ende finden (nachlaufend im Jahr 2019). Die Steinkohleseite, sprich GVSt und RAG, kann dann zur „Kohlenstatistik" allenfalls noch historische Daten liefern und wird sich deswegen aus der tragenden Rolle innerhalb des Vereins weitgehend zurückziehen, wenngleich vorerst nicht aus der Mitgliedschaft. Demzufolge muss eine Neuaufstellung der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. ab 2020 erfolgen, wenn sie denn fortgeführt werden soll. Seit Längerem gibt es in den energie- und kohlenstatistischen Fachfragen naheliegenderweise eine enge Kooperation mit dem Verein der Kohlenimporteure e.V. (VDKi). Diese ist nunmehr in eine Mitgliedschaft des VDKi gemündet. Die deutsche Steinkohle ist willens und bestrebt, dafür Sorge zu tragen, dass ihr historisches Erbe auch im Hinblick auf die Belange der Statistik in zukunftsgerechter Weise bewahrt wird.

Nationaler Steinkohlenmarkt

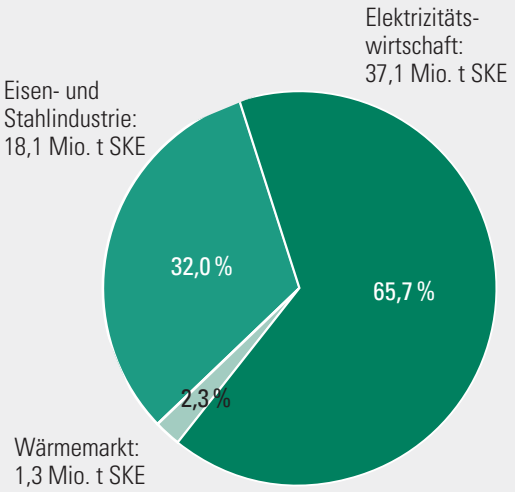
Der deutsche Steinkohlenmarkt bestimmt sich auf der Verwendungsseite durch den deutschen PEV auf Basis Steinkohle. Bereits seit 2013 war der PEV Steinkohle infolge struktureller und konjunktureller Einflussfaktoren sowie infolge der stetig optimierten Kraftwerkstechnik – mit entsprechend höheren Wirkungsgraden – kontinuierlich rückläufig. Diese Entwicklung dürfte sich auch in den nächsten Jahren fortsetzen. Nach Berechnungen der AGEB war der PEV Steinkohle im Jahr 2016 gegenüber dem Vorjahr erneut gesunken und verringerte sich dabei über alle Verbrauchssektoren (Kraftwerke, Stahlindustrie und Wärmemarkt) hinweg um gut 4 % auf 56,5 Mio. t SKE. Im mit Abstand bedeutendsten Marktsegment, der Kraftwirtschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung (Anteil am PEV Steinkohle: 66 %), machte sich dabei – wenn auch in begrenztem Ausmaß – der „Energiewende-Effekt" durch den Ausbau und die bevorzugte Einspeisung regenerativer Energien bemerkbar.

Das Jahr 2016 war jedoch ein sogenanntes schlechtes Windjahr. Die Einspeisung der Onshore-Windkraftanlagen, also der auf dem (Fest-)Land errichteten Windkonverter (Anteil

Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarkts 2016

Gesamtverbrauch Steinkohle:
56,5 Mio. t SKE

davon heimische Förderung:
3,9 Mio. t SKE (= 7 %)

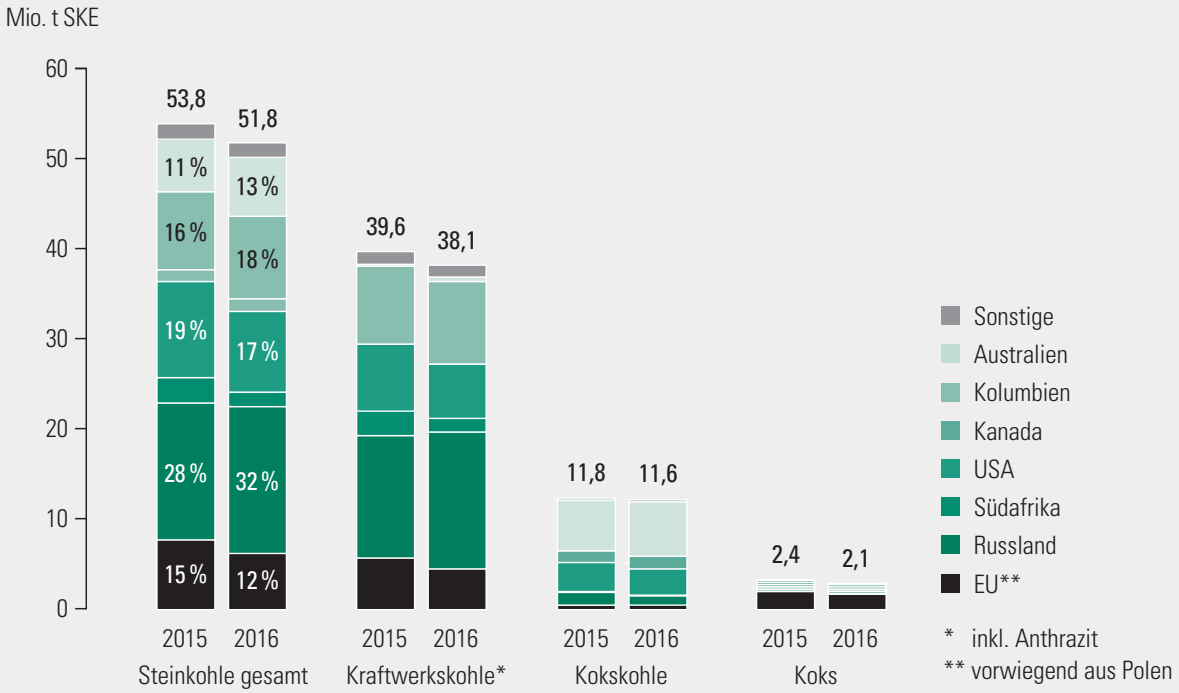


an der gesamten Stromerzeugung: 10 %), war infolgedessen um mehr als 8 % zurückgegangen. Andererseits lieferten aber die Offshore-Windkraftanlagen erstmals signifikante Beiträge. Am stärksten schlug jedoch die Verdrängungswirkung der höheren Erdgasverstromung zulasten von Steinkohle durch. Erdgas profitierte dabei insbesondere von der neuen Kraft-Wärme-Kopplungs-Verordnung (KWK-Novelle, seit Jahresbeginn 2016 in Kraft) sowie von insgesamt eher niedrigen Gaspreisen. Gegenüber dem Vorjahr ist die Erdgasverstromung so um fast ein Drittel gestiegen. In der Einsatzreihenfolge im deutschen Stromerzeugungsmix der allgemeinen Versorgung konnte die Steinkohle mit 112 TWh trotzdem – wie in den Jahren zuvor seit 2008 – den dritten Rang halten. Dafür und für Prozesse zur industriellen Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung – KWK) wurden insgesamt rund 37,1 Mio. t SKE Steinkohle eingesetzt, was gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 1,8 Mio. t SKE oder um 4,6 % bedeutete. Für das laufende Jahr zeichnet sich nach den vorliegenden Daten ein weiterer rückläufiger Steinkohleneinsatz in Kraftwerken ab. Im Rohstahlerzeugungsprozess sind grundsätzlich zwei Produktionsverfahren zu betrachten. Bei der (originären) Rohstahlerzeugung nach dem Oxygenverfahren findet Steinkohle in Form von Kokskohle oder Koks zur Erzeugung des Vorproduktes Roheisen direkt Verwendung. Hierauf entfallen rund zwei Drittel der deutschen Rohstahlerzeugung. Beim Elektrostahlverfahren wird hingegen auf Stahlschrott zurückgegriffen, so dass hierbei auf den direkten Einsatz von Steinkohle verzichtet werden kann. Für die Berechnung des PEV Steinkohle hat daher die Oxygenstahlerzeugung und damit die Roheisenerzeugung einen hohen Stellenwert. So waren im Jahr 2016 auf SKE-Basis umgerechnet 18,1 Mio. t SKE Steinkohle (Kokskohle und Koks) für die Erzeugung von knapp 27,3 Mio. t Roheisen eingesetzt worden. Im Vergleich zum Vorjahr war die Roheisenerzeugung um 2,1 % und der dafür erforderliche Steinkohleneinsatz um 3,2 % rückläufig. Die deutsche Rohstahlerzeugung insgesamt (inkl. Oxygen- und Elektrostahl) betrug 42,1 Mio. t und ging damit um 1,4 % zurück. Nach vorläufigen Schätzungen ist in diesem Jahr ein leichter Anstieg der Steinkohlenlieferungen an die deutsche Stahlindustrie wahrscheinlich.

Von KWK-Prozessen abgesehen, die in diesem Kontext der Kraftwirtschaft zugeordnet sind, fristet Steinkohle im eigentlichen Wärmemarkt ein Nischendasein und steht auch hier in direkter Konkurrenz zum Erdgas. Im hier betrachteten Wärmemarkt liegt der Schwerpunkt jedoch deutlich im gewerblichen Bereich. Dabei sind Gärtnereien, Gießereien und Zementhersteller die bedeutendsten Verbrauchergruppen. Hinzu kommt der Bedarf einiger Fernheizkraftwerke. Im Jahr 2016 lag der Verbrauch im Wärmemarkt bei 1,3 Mio. t SKE und bewegte sich damit um 7,1 % unter dem Vorjahresniveau. Auch im laufenden Jahr ist mit einem weiter deutlich schrumpfenden Wärmemarkt auf Basis von Steinkohle zu rechnen.

Von der Aufkommensseite her wird der deutsche PEV an Steinkohle durch heimische Steinkohle, Steinkohlenimporte und Lagerentnahmen gedeckt. Entsprechend den politischen Vorgaben und im Rahmen des Anpassungsprozesses im deutschen Steinkohlenbergbau sank die heimische Steinkohlenförderung im Jahr 2016 im Vergleich zum Vorjahr um rund zwei Fünftel auf nunmehr 3,9 Mio. t SKE. Der Rückgang geht nahezu allein auf die Schließung des Bergwerks Auguste Victoria zurück, welches zum 1. Januar 2016 planmäßig stillgelegt wurde. Von geringen subventionsfreien Exporten in benachbarte Wärmemärkte abgesehen (<0,1 Mio. t SKE), ging fast die gesamte Förderung der beiden verbliebenen Bergwerke Anthrazit Ibbenbüren und Prosper-Haniel in den

Deutsche Steinkohlenimporte 2015/2016 inkl. Koks

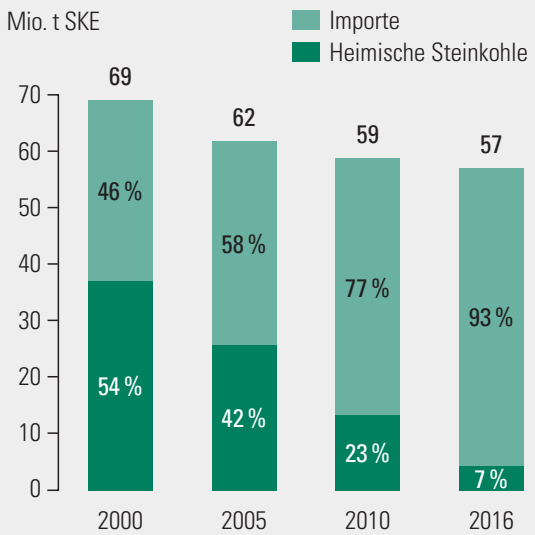


Quelle: Statistisches Bundesamt, Erhebungen nach Energiestatistikgesetz, 9/2017

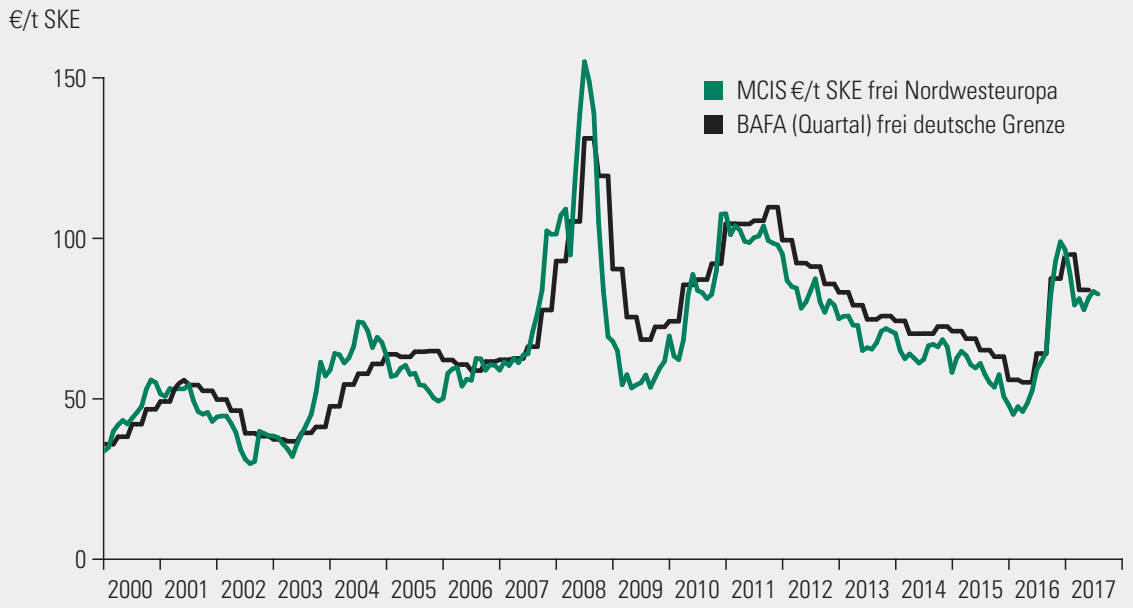
deutschen Markt. Der Beitrag der deutschen Steinkohle zur Deckung des deutschen PEV sank damit auf unter 1 %. Die beiden verbliebenen Bergwerke werden Ende 2018 endgültig stillgelegt.

Danach wird Deutschland zur Deckung seines Steinkohlenverbrauchs in Gänze auf Importe angewiesen sein. Schon zuvor ist der Anteil der Importe am Gesamtaufkommen von Steinkohle im Gegenzug zur rückläufigen deutschen Förderung im Laufe der Zeit kontinuierlich gewachsen. Für das vergangene Jahr ermittelte der VDKi deutsche Steinkohlenimporte (Kraftwerkskohlen, Kokskohlen, Koks und Briketts) in Höhe von 51,8 Mio. t SKE (rund 55 Mio. t). Im Vergleich zum Jahr 2015 war dies eine Verringerung um 3,7 %. Bei Kraftwerkskohle dominierten die Importe aus der Russischen Föderation mit einem Anteil von 40 %, gefolgt von Kolumbien und den USA. Zusammen lieferten diese Provenienzen mehr als vier Fünftel der deutschen Kraftwerkskohlenimporte. Dabei haben die Lieferungen gegenüber dem Vorjahr aus den USA um fast 18 % nachgege-

Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland



Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze



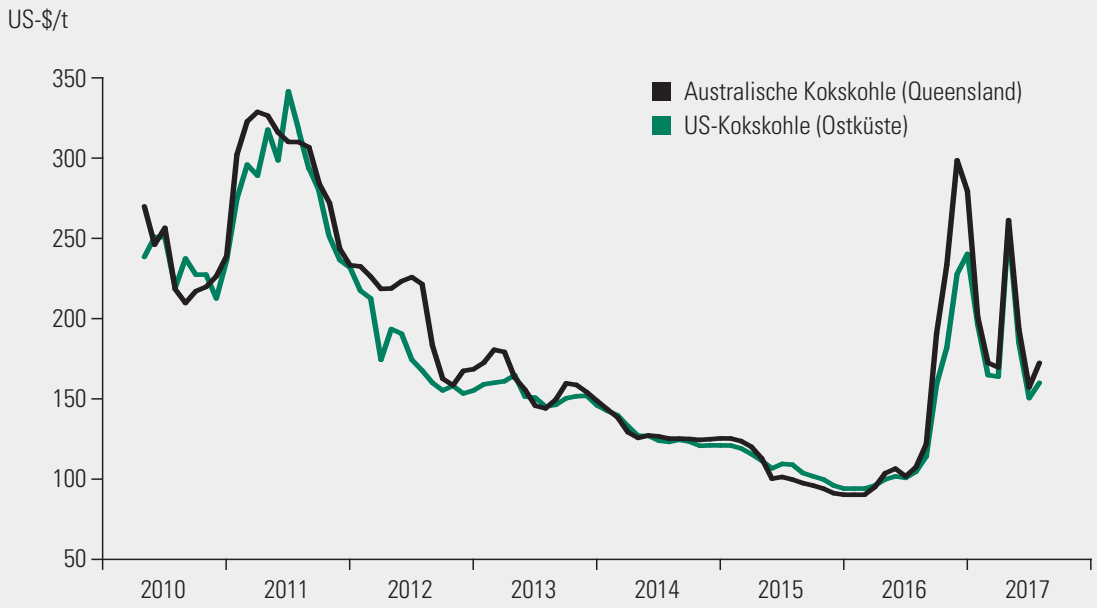
Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 1/2000 bis 8/2017; BAFA, Drittlandskohlepreise nach Quartalen

ben, während jene aus der Russischen Föderation um 11 % und aus Kolumbien um 8 % zulegen konnten. Spiegelbildlich zu den Konstellationen im Weltmarkt waren auch bei den deutschen Kokskohlenimporten die Exportländer Australien (mit 50 % Anteil), USA (23 %) und Kanada (12 %) die wichtigsten Handelspartner Deutschlands. Auch hier waren die Lieferungen aus den USA um mehr als 13 % rückläufig. Im Bereich der Steinkohlenkoksimporte behielten innereuropäische Lieferanten erneut, wie in den Jahren zuvor, bei weitem die Oberhand. Hierbei kamen rund 62 % der Importe aus Polen und 7 % aus der Tschechischen Republik. Während die Koksimporte aus Polen im Vergleich zum Vorjahr um fast ein Drittel zunahmen, verringerten sich die Kokseinfuhren aus der Tschechischen Republik um fast die Hälfte. Zusammenfassend über alle deutschen Steinkohlenimporte gerechnet, waren die Russische Föderation mit 32 %, Kolumbien mit 19 % und die USA mit 16 % die wichtigsten Lieferländer.

Die übrigen Beiträge zur Deckung des deutschen PEV an Steinkohle speisten sich durch Lagerentnahmen und Importe, die nicht einzelnen Lieferländern zugeordnet werden konnten und die zum Großteil als Einfuhren aus den Beneluxstaaten, die über keinerlei eigene Steinkohlenförderung verfügen, deklariert waren. Dort befinden sich die bedeutendsten Anlandehäfen für Kohlenimporte nach Westeuropa – die sogenannten ARA-Häfen: Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam.

Die Kraftwerkskohlenpreise frei nordwesteuropäische Häfen lagen im Jahr 2016 durchschnittlich bei rund 60 US-$/t (rund 64 €/t SKE). Zum Jahresende lagen die entsprechenden Wochennotierungen bei 92 US-$/t (102 €/t SKE). Bis Ende März fielen die nordwesteuropäischen Kraftwerkskohlenpreise bis knapp unter die Marke von 70 US-$/t (rund 76 €/t SKE) und stiegen bis Ende Juni wieder bis auf ein Niveau knapp unterhalb von 80 US-$/t (rund 84 €/t SKE) an. Der BAFA-Preis frei deutsche Grenze lag im Jahr 2016 bei 67,07 €/t SKE, im vierten Quartal 2016 bei 88,28 €/t SKE und im ersten Quartal 2017 bei 95,75 €/t SKE. Die dargestellte Entwicklung der Kraftwerkskohlenpreise war im Wesentlichen auf weltweite Produktionskürzungen zurückzuführen, insbesondere in China. Temporäre Preissteigerungseffekte resultierten

Preisentwicklungen: Hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA



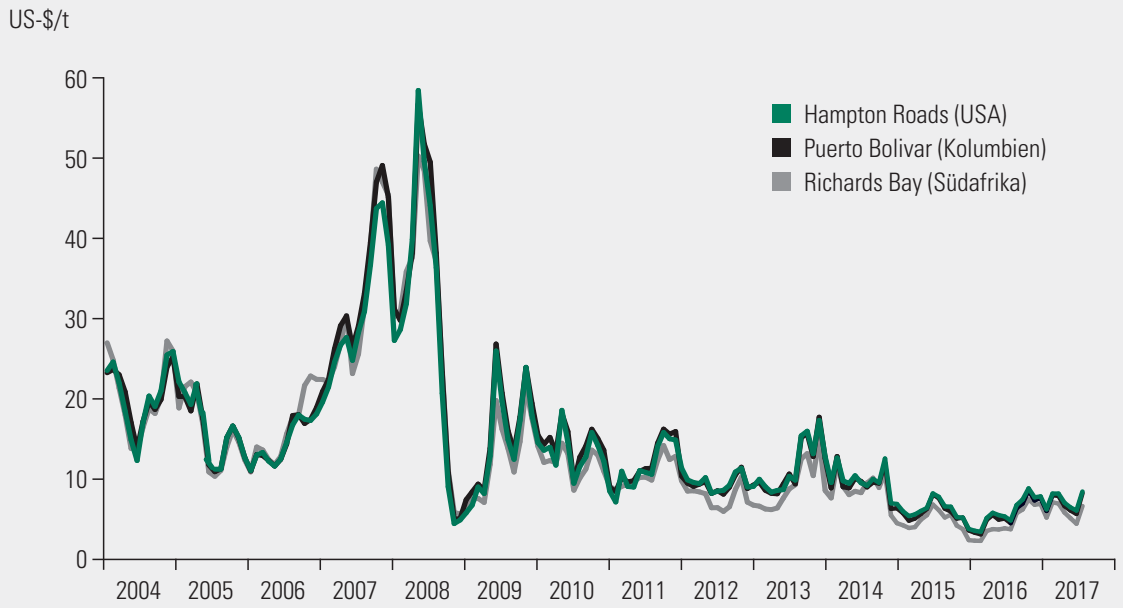
Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 4/2010 bis 9/2017

auch aus höheren Seetransportkosten, zum Teil ausgelöst durch zunächst steigende Ölpreise. Auch hier hat sich die Lage weitgehend normalisiert. Ähnliches lässt sich auch über die Kokskohlenpreisentwicklung sagen. Die Preise für australische Premium-Kokskohle ab Verladehafen stiegen im November 2016 auf 295 US-$/t an, gaben danach aber nachfragebedingt bis auf 160 US-$/t im März 2017 nach. Der Wirbelsturm Debbie, der große Schäden in der gesamten Kohlenlieferungskette im australischen Queensland nach sich zog, ließ Ende März bis weit in den April hinein die Preise wieder auf über 255 US-$/t ansteigen. Im Mai 2017 gingen die Preise dann wieder auf rund 185 US-$/t fob Australien zurück, nachdem der Großteil der Sturmschäden schneller als zunächst erwartet beseitigt worden war.

Internationaler Steinkohlenmarkt

Die internationale Kohlenindustrie durchlebt seit einigen Jahren aufgrund von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen schwere Zeiten. Sie sieht sich gerade in den Industrieländern von allen Seiten (Öffentlichkeit, Politik, Wettbewerber) in der Kritik. Negative Aspekte der Kohle, vor allem das CO_2-Problem, werden in der Diskussion hervorgehoben, positive Argumente hingegen immer mehr vernachlässigt. Es ist zwar eine klimapolitisch notwendige, aber auch eine wenig ausgewogen geführte Debatte, denn global stammen die meisten Treibhausgase von den Kohlenwasserstoffen Erdöl und Erdgas. Steinkohle ist der am reichlichsten vorhandene und verfügbare Energierohstoff. Sie gewährleistet Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit gerade in der Energieversorgung von Schwellen- und Entwicklungsländern. Die Verbrennung von Steinkohle setzt neben der enthaltenen Energie natürlich auch Emissionen frei und belastet die Umwelt. Dies ist unbestritten, wie es auch mehr oder weniger für die energetische Nutzung aller fossilen Energieträger gilt. Erdgas profitiert vom Image als umweltfreundlicher Energie, hierbei werden jedoch zum Beispiel die Emissionen der Lieferkette und die tatsächlichen Einsatzbedingungen vernachlässigt. Erdöl ist im Transportwesen bisher kaum adäquat substituierbar, da sich die Elektromobilität noch nicht durchgesetzt hat. Darauf wird politisch stark Rücksicht genommen, Restriktionen und Vorbehalte gegen die Erdölförderung und -nutzung bleiben begrenzt. Steinkohleproduzenten und Stromversorger sind sich der Umweltproblematik sehr wohl bewusst und versu-

Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa



Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 1/2004 bis 8/2017

chen, ihre Produkte sowie deren Gewinnung und Nutzung umweltverträglicher zu gestalten. Dazu erforschen und entwickeln sie Techniken und Methoden zur CO_2-Abscheidung, -Speicherung und/oder -Nutzung (Clean-Coal-Technik) sowie zur Verbesserung der Anlageneffizienz – Stichwort: HELE-Technik (HELE – High Efficiency Low Emissions). Zu beiden Ansätzen sind weltweit zahlreiche Projekte in der Planung bzw. bereits in der Umsetzung. Dies stößt aber zunehmend auf Hürden insbesondere bei der Finanzierung, nicht zuletzt infolge von weltweiten Dekarbonisierungsbestrebungen unter anderem auch bei Entwicklungsbanken (zum Beispiel der Weltbank). Regenerative Energieträger befinden sich hingegen weltweit im starken Kapazitätsausbau. Zunächst und auf absehbare Zeit bleiben konventionelle Energieträger jedoch für die Deckung des Welt-PEV notwendig. Sie sind insofern auf dem Weg in ein regeneratives Energiezeitalter als Partner- und Brückentechnologien zu verstehen. Dies geht auch aus aktuellen und hinlänglich be- und anerkannten Schätzungen, Prognosen, Projektionen und Szenarien der BP (BP Energy Outlook 2017 und BP Statistical Review of World Energy 2017), der Internationalen Energieagentur (IEA World Energy Outlook 2016) und des US-Energieministeriums (US-DOE-EIA, International Energy Outlook 2017) hervor. Im Medium-term Coal Market Report 2016 (ab 2017 in „IEA Coal Market Report" umbenannt) erwartet die Internationale Energieagentur (IEA, Paris) für die globale Kohlenachfrage während der nächsten fünf Jahre allerdings nur ein gedämpftes Wachstum.

Der internationale Steinkohlenmarkt ist gleichzeitig zunehmend erheblichen Veränderungen hinsichtlich der Produktions- und Handelsmengen, Handelsströme sowie Anbieter-, Verbraucher- und Kostenstrukturen ausgesetzt. Aus westlicher Sicht findet eine zunehmende Verschiebung der Marktschwerpunkte nach Osten, also Richtung Asien, statt. Das Pariser Klimaabkommen und internationale Dekarbonisierungskampagnen erschweren zudem weltweit die Akzeptanz, Finanzierung und Umsetzung von Kohleprojekten.

Der Shalegas-Boom und strenge Umweltauflagen noch aus Zeiten der Obama-Administration verschlechterten die Wettbewerbsfähigkeit der Kohlenförderung und -verstromung in den USA. Mehrere große US-Kohlenbergbaukonzerne (Peabody Energy, Patriot Coal, Walter Energy, Alpha

Natural Resources, Xinergy) gingen in die Insolvenz oder standen kurz davor und mussten sich in den vergangenen beiden Jahren unter Gläubigerschutz stellen lassen, wie es Chapter 11 im US-amerikanischen Insolvenzrecht vorsieht. Einige Unternehmen, beispielsweise der größte US-Kohleproduzent Peabody Energy, konnten sich jedoch zwischenzeitlich wieder von den Regularien des Chapter 11 befreien.

Auch in der EU ist die Richtung vorgegeben. Im Rahmen der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls von 2013 bis 2020 haben sich die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, die Emissionen der sieben wichtigsten Treibhausgase (CO_2, CH_4, N_2O, H-FKW, FKW, SF_6 und NF_3) um ein Fünftel zu verringern und den Ausbau regenerativer Energieträger voranzutreiben. Im Oktober 2014 haben die EU-Mitgliedstaaten eine entsprechende Anschlussregelung bis 2030 beschlossen. Das Pariser Klimaabkommen hat den Handlungsdruck noch verstärkt und schließlich zur „Clean Energy for Europe"-Strategie 2016 geführt. Zwar hat das Vereinigte Königreich seinen EU-Austritt erklärt, seine Bemühungen zum Ausstieg aus der Kohleverstromung laufen indes weiter, insbesondere durch Einflussnahme im britischen Emissionsrechtehandel und durch die Besteuerungsmaßnahme „Carbon Tax" im Stromsektor. Der britische Steinkohlenbergbau wurde bereits 2015 mit Schließung der letzten drei Bergwerke Hatfield, Thoresby und Knottingley beendet, abgesehen von zwei kleineren Förderstandorten in Wales, die Anthrazitkohle für den britischen und internationalen Wärmemarkt produzieren.

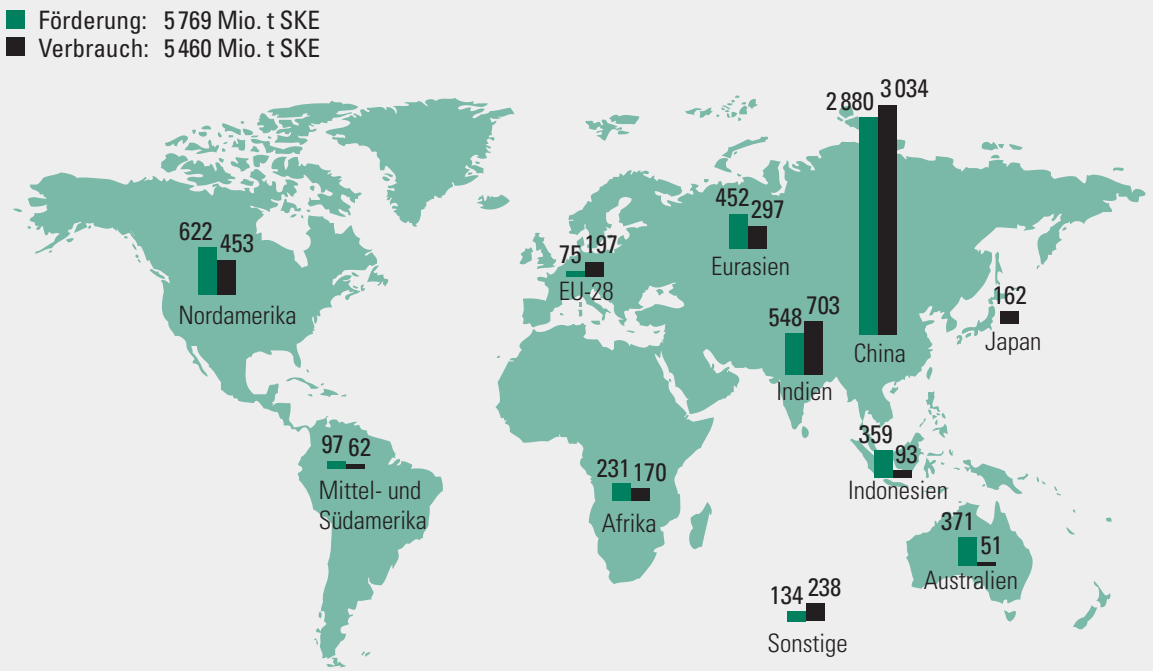
Unter den EU-Staaten verfolgt insbesondere Polen eine Energiepolitik, die dauerhaft auf den Erhalt der heimischen Braun- und Steinkohlenförderung setzt, um die rund 100 000 Arbeitsplätze zu sichern und um die heimische Energieversorgung krisensicher zu gewährleisten. Indes zwingen die relativ hohen Steinkohleförderkosten von durchschnittlich 100 US-$/t zu einem harten Umstrukturierungsprozess, der den weiterhin erforderlichen Personalabbau sozialverträglich über Auffanggesellschaften, Unternehmenszusammenlegungen, Rationalisierungs- und Effizienzverbesserungsmaßnahmen zu bewältigen sucht. Mit einer Kraftwerkskohlenförderung von 57 Mio. t und einer Kokskohlenförderung von 13 Mio. t blieb Polen im Jahr 2016 trotz eines Produktionsrückgangs gegenüber dem Vorjahr um rund 2 % das mit Abstand bedeutendste Steinkohlenförderland innerhalb der EU und befand sich unter den Top Ten der wichtigsten Steinkohleförderstaaten der Welt. Für die nächsten Jahre plant die polnische Regierung den Bau von fünf bis sechs neuen Kohlekraftwerken. Derzeit befinden sich zudem Steinkohlekraftwerkskapazitäten in Höhe von 4 000 MW im Bau.

Im Jahr 2016 war die europäische Steinkohlenförderung mit 87 Mio. t um rund 11 Mio. t (12 %) gegenüber dem Vorjahr rückläufig. Das mit Abstand bedeutendste Förderland blieb erneut Polen mit einem Anteil von 81 % (rund 70 Mio. t), dessen Förderung um knapp 2 Mio. t zurückging. Die britische Förderung halbierte sich auf rund 4 Mio. t, fast ebenso wie die spanische Produktion von 3 Mio. t auf weit unter 2 Mio. t.

In Asien hingegen stellen sich die Perspektiven der Steinkohle etwas anders dar. Obwohl China seine Kohlenförderung im vergangenen Jahr zum Abbau von Überkapazitäten um rund 250 Mio. t gedrosselt hat, plant die Nationale Entwicklungs- und Reformkommission Chinas (NDRC) bis zum Jahr 2020 einen Ausbau der jährlichen Produktionskapazitäten von Steinkohle um 0,4 Mrd. t auf 3,9 Mrd. t. Diese Planung steht allerdings innenpolitisch im Widerspruch zu den Prognosen der chinesischen Nationalen Energieagentur (NEA), die beim Umweltschutz höhere Prioritäten setzt und daher von einem sinkenden chinesischen Kohleverbrauch ausgeht. Die chinesische Zentralregierung will jedenfalls im Bereich der Kohlekraftwerke die Energieeffizienz verbessern, Emissionen durch Filtertechnik verringern, Standorte soweit möglich in ländliche Gebiete weg von den smoggeplagten Ballungsräumen verlagern und soziale Belange wieder stärker in den Vordergrund rücken. Im Bereich der Steinkohlenförderung betrafen die Schließungen im vergangenen Jahr so vor allem kleinere Abbaubetriebe mit geringerem Maschineneinsatz und schlechteren Arbeitsbedingungen.

Im Jahr 2016 stieg die indische Steinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % auf rund 639 Mio. t, während die Steinkohlenimporte insgesamt (Kraftwerks- und Kokskohle) im gleichen Zeitraum um 16 % auf 181 Mio. t sanken. Zwar verfolgt die indische Regierung ehrgeizige Produktionsziele im heimischen Steinkohlenbergbau, doch schon jetzt ist absehbar, dass Indien zumindest in den nächsten Jahren erheblich höhere Steinkohlenimporte als in den vergangenen Jahren benötigen wird. Denn trotz eines hohen Ausbaus regenerativer Energieträger und ambitionierter Klimaschutzziele wird Indien weiterhin auch auf Steinkohle insbesondere in der Verstromung

Weltsteinkohlenförderung und –verbrauch 2016



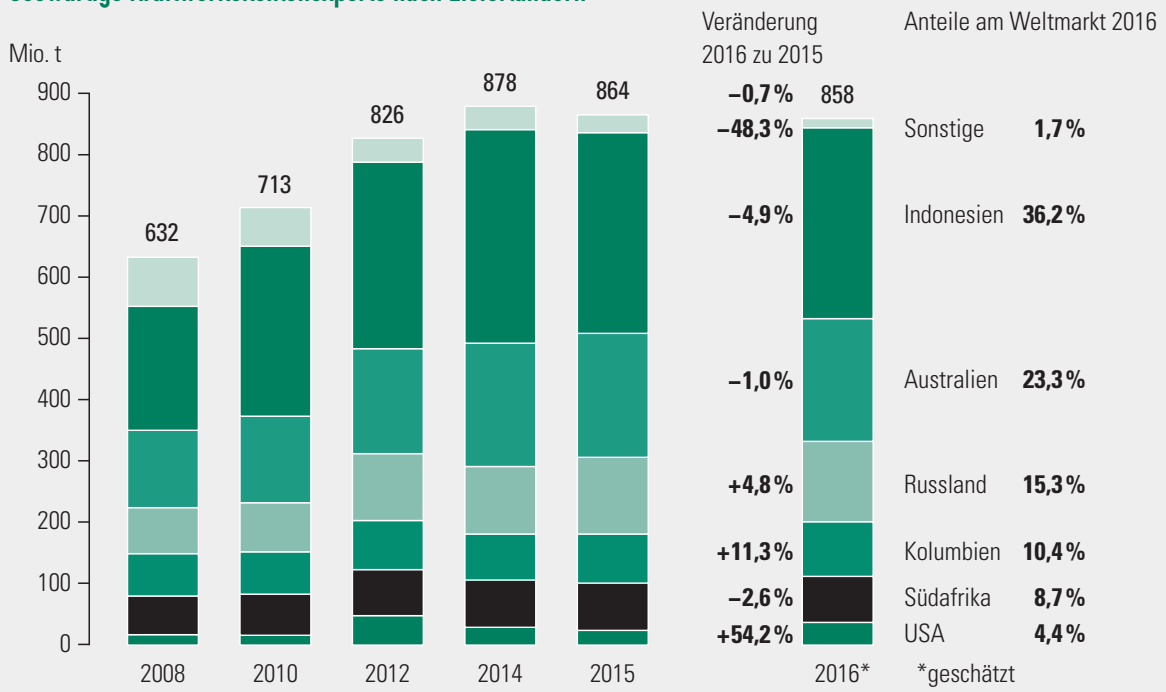
Quellen: VDKi; IEA; BP; DOE-EIA; WEC; spezifische Länderstatistiken

angewiesen sein. Dies geht aus aktuellen Daten des Indo-German Energy Forum und einem Entwurf des indischen National Electricity Plan der Central Electricity Authority hervor. Demnach verfügte Indien im vergangenen Jahr über Stromerzeugungskapazitäten auf Basis der Steinkohle in Höhe von 188 GW, was einem Anteil am Gesamtaufkommen (313 GW) von rund 60 % entsprach. Bis 2022 sollen die Steinkohlekraftwerkskapazitäten auf insgesamt 249 GW ausgebaut werden, aber danach bis zum Jahr 2027 nicht mehr erweitert werden. Daraus würde für Steinkohlekraftwerke ein Anteil an den Gesamtkapazitäten von 48 % im Jahr 2022 und 39 % in 2027 resultieren. Der absehbare immense Mehrbedarf zur Deckung des zukünftigen indischen Stromverbrauchs würde jedoch vor allem durch einen massiven Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten regenerativer Energieträger aufgefangen werden müssen. Diese würden sich im Betrachtungszeitraum (2016 bis 2027) um den Faktor 4,5 vervielfachen.

Weltweit wurden im Jahr 2016 rund 6,7 Mrd. t Steinkohle gefördert und damit rund 3,8 % weniger als im Vorjahr mit rund 7 Mrd. t. Über die Hälfte davon, rund 3,4 Mrd. t, entfiel auf das bedeutendste Produktionsland China, welches seine Förderung gegenüber dem Vorjahr um rund 5 % verringerte. Mit weitem Abstand folgt das zweitwichtigste Produktionsland, die USA, deren Förderung mit knapp 0,7 Mrd. t gegenüber dem Vorjahr um 18,1 % drastisch einbrach. Die indonesische Förderung von Steinkohle mit eher niedrigen Heizwerten war mit 0,4 Mrd. t moderat rückläufig, während Kanadas Förderung annähernd auf Vorjahresniveau blieb. Ihre Produktion steigern konnten hingegen Indien (auf 0,6 Mrd. t), Australien (0,4 Mrd. t), Russland (0,4 Mrd. t) und Kolumbien (0,1 Mrd. t).

Rund 16 % bzw. rund 1,1 Mrd. t der Weltsteinkohlenförderung des vergangenen Jahres gelangte in den Weltsteinkohlenseehandel. Diese Handelsvolumina lagen damit ganz knapp unter dem Niveau des Vorjahres. Davon waren 23 % Kokskohle und 77 % Kraftwerkskohle. Mit Anteilen von 35 % bzw. 28 % wurde der Seehandel wieder von Australien bzw. Indonesien dominiert. Australien überschritt mit seinen Exporten in Höhe von mehr als 390 Mio. t knapp das Vor-

Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern



Quellen: VDKi 2017; DOE-EIA 2017; McCloskey Coal Report; eigene Berechnungen

jahresniveau. Dabei hielten sich Kesselkohle und Kokskohle in etwa die Waage. Bei den Exporten Indonesiens handelt es sich nur um Kraftwerkskohle. Diese reduzierten sich um rund 17 Mio. t auf 310 Mio. t, jene der USA sanken um fast ein Fünftel auf rund 54 Mio. t. Auch die südafrikanischen Exporte gaben nach, um mehr als 2 % auf 75 Mio. t. Russische Exporte nahmen erneut zu, um 16 Mio. t auf über 150 Mio. t. Auch die kolumbianischen Exporte erhöhten sich, um rund 10 % auf 89 Mio. t.

Nach Projektionen des IEA Medium-term Coal Market Report 2016 wird die globale Kohlenförderung (inkl. Kraftwerks- und Kokskohle sowie Braunkohle) bis zum Ende des Prognosezeitraums (2014 bis 2021) um durchschnittlich 0,6 %/Jahr zunehmen. Auf dem Weg dorthin wird sie allerdings in diesem Jahr gegenüber dem Vorjahr zum dritten Mal zunächst leicht rückläufig sein, aber in den Folgejahren wieder zunehmen. Spiegelbildlich dazu verläuft auch die Entwicklung des internationalen Kraftwerkskohlenseehandels, der in diesem Jahr auf 756 Mio. t SKE veranschlagt wird. Dies würde im Vergleich zum Vorjahreswert einen leichten Rückgang um 1,4 % bedeuten. Zum Ende des Betrachtungszeitraums geht die IEA von einem Seehandelsvolumen an Kraftwerkskohle in Höhe von knapp 800 Mio. t SKE aus. Dies entspräche im gesamten Betrachtungszeitraum 2014 bis 2021 einem jährlichen durchschnittlichen Wachstum von 0,7 %. Dabei verliefen die Kraftwerkskohlenverbräuche der EU stark rückläufig (–6,6 %/Jahr). Die chinesischen Importe hingegen würden eher moderat um 2,6 %/Jahr fallen, während die Importe Japans relativ leicht um 0,8 %/Jahr sinken würden. Starke absolute und relative Zuwächse würde dagegen Indien zu verzeichnen haben (+2,4 %/Jahr).

Kapitel 2
Recht und soziale Sicherung

Punktgenaue Herrichtungsarbeiten
für die Bauhöhe 6-7a Osten,
Flöz 78: Montagearbeiten am Schild,
Bergwerk Anthrazit Ibbenbüren.

Tarifabschluss 2017

In der zweiten Verhandlungsrunde wurde am 15. März 2017 zwischen der IG BCE und dem GVSt ein Tarifabschluss für die Beschäftigten im deutschen Steinkohlenbergbau erzielt. Dieser mit einer Laufzeit von 24 Monaten bis zum 31. Dezember 2018 reichende Abschluss umfasst folgende Regelungen:

- Im Monat April 2017 wurde eine Einmalzahlung in Höhe von 600 € gewährt. Auszubildende erhielten eine Einmalzahlung in Höhe von 400 €.

- Die tariflichen Löhne und Gehälter wurden ab 1. Mai 2017 um 3,6 % erhöht. Die Ausbildungsvergütungen wurden um 25 €/Monat angehoben.

Die Tarifparteien haben zudem vereinbart, rechtzeitig in Gespräche über die Gestaltung eines neuen Tarifwerks einzutreten. Dieses soll den Rahmen für die Nachbergbau- und Ewigkeitsarbeiten bilden.

Tarifregelung zu Deputaten

Vor dem Hintergrund der vollständigen Stilllegung des deutschen Steinkohlenbergbaus und der daraus resultierenden Einstellung der Förderung deutscher Steinkohle zum 31. Dezember 2018 sahen die Tarifparteien die Notwendigkeit, eine Anschlussregelung für die Hausbrandregelungen zu finden.

Nach langer Vorbereitung hatten sich IG BCE und GVSt am 29. April 2015 auf eine Anschlussregelung für das Thema Hausbrand verständigt.

Diese Anschlussregelung sieht vor, dass der Bezug von Hausbrandkohlen bis zur Einstellung der Förderung im deutschen Steinkohlenbergbau zum 31. Dezember 2018 weiterhin möglich ist. Ab dem 1. Januar 2019 entfällt dieser Naturalbezug, da keine deutsche Steinkohle mehr gefördert und somit auch nicht mehr als Hausbrand abgegeben werden kann. Der Naturalbezug wird dann durch die Zahlung einer Energiebeihilfe ersetzt. Insgesamt werden rund 150 000 Anspruchsberechtigte von der Neuregelung erfasst.

Gleichzeitig hatten die Tarifparteien von der betriebsrentenrechtlichen Öffnungsklausel Gebrauch gemacht, über eine tarifvertragliche Regelung den leistungsverpflichteten Unternehmen die Möglichkeit einzuräumen, die Ansprüche auf Energiebeihilfe ehemaliger Beschäftigter bzw. ihrer Witwer und Witwen abzufinden.

Gegen diese neue Tarifregelung wurden einige Klagen vor verschiedenen Arbeitsgerichten erhoben, die sich entweder gegen die Umstellung der Gewährung von Hausbrandkohlen auf Energiebeihilfe ab dem 1. Januar 2019 oder gegen die Abfindung des Deputatanspruchs durch eine Einmalzahlung wenden.

In der ersten Instanz wurden bislang alle verhandelten Klagen als unbegründet abgewiesen. Eine erste Entscheidung des Landesarbeitsgerichtes (LAG) Hamm liegt zwischenzeitlich ebenfalls vor. Das LAG bestätigte die Entscheidung des Arbeitsgerichtes als im Ergebnis zutreffend. In der Urteilsbegründung führte der Senat unter anderem an, dass die Tarifparteien den grundgesetzlichen Schutz der in Art. 9 Abs. 3 GG garantierten Tarifautonomie beanspruchen können. Hierbei haben die Tarifparteien nach Auffassung des Senats auch die sich aus dem Rechtstaatsprinzip des Art. 20 Abs. 3 GG ergebenden Grundsätze des Vertrauensschutzes und der Verhältnismäßigkeit nicht verletzt. Die Tarifparteien waren nach der Rechtsauffassung des LAG insgesamt berechtigt, im Hinblick auf den Verlust der eigenen Kohlenbasis den Anspruch auf Hausbrandkohle durch Zahlung der Energiebeihilfe abzulösen und darüber hinaus die Abfindung der Energiebeihilfe durch eine Einmalzahlung zu ermöglichen.

Es ist davon auszugehen, dass die Rechtsstreitigkeiten fortgeführt und am Ende höchstrichterlich durch das Bundesarbeitsgericht in Erfurt geklärt werden müssen.

Die Tarifparteien des deutschen Steinkohlenbergbaus gehen weiterhin gemeinsam davon aus, dass die tarifvertragliche Regelung Bestand haben wird, da sie auf der Basis geltenden Rechts getroffen wurde und insgesamt eine ausgewogene Lösung für alle Betroffenen darstellt.

Alterssicherung und betriebliche Altersversorgung

Betriebsrentenstärkungsgesetz

Nach wie vor ist in Deutschland die gesetzliche Rentenversicherung das Alterssicherungssystem mit der größten Bedeutung. Sie ist aufgrund der demografischen Entwicklung bereits seit längerem Gegenstand der politischen Diskussion. Die Debatte über eine mögliche Absenkung des Rentenniveaus wird beispielsweise derzeit intensiv geführt. Das Sicherungsniveau vor Steuern, also die Relation zwischen der Höhe der Standardrente (45 Beitragsjahre auf Basis eines Durchschnittsverdienstes) und dem Entgelt eines Durchschnittsverdieners, beträgt laut Rentenversiche-

rungsbericht 2016 der Bundesregierung derzeit 48 %. Es sinkt laut dem Bericht bei derzeit geltendem Recht auf unter 44,5 % im Jahr 2030 (aktuelle Prognosen der Deutschen Rentenversicherung rechnen mit 44,8 % in 2030). Der derzeitige Beitragssatz von 18,7 % soll laut der Modellrechnung ab dem Jahr 2021 über 20,2 % in 2025 auf 21,8 % in 2030 steigen. Obwohl Sicherungsniveau und Beitragssatz unter Druck geraten, hat sich die Große Koalition zum Beispiel seinerzeit nicht dazu entschließen können, die sogenannte Mütterrente oder die „Rente mit 63" durch Steuern zu finanzieren. Stattdessen erfolgt auch hier die Finanzierung über die Beitragszahler. Stabilität in der Finanzierung gewährt im Wesentlichen die derzeit gute Beschäftigungslage, so dass die Deutsche Rentenversicherung derzeit damit rechnet, dass der mit dem RV-Nachhaltigkeitsgesetz in § 154 Abs. 3 SGB VI eingeführte Korridor (Beitragssatz höchstens 20 % in 2020 und 22 % in 2030 – Netto-Rentenniveau mindestens 46 % in 2020 und 43 % in 2030) eingehalten wird.

Um die Auswirkungen des sinkenden Rentenniveaus „abfedern" zu können, gerät die betriebliche Altersversorgung zunehmend in den Fokus der Politik. Grundsätzlich ist beim Verbreitungsgrad der betrieblichen Altersversorgung laut Alterssicherungsbericht der Bundesregierung vom November 2016 ein Anstieg von 48,7 % im Jahr 2001 auf 57,0 % in 2015 zu verzeichnen. Von 2001 bis 2015 stieg die Anzahl der Beschäftigten mit einer Anwartschaft auf betriebliche Altersversorgung von 13,6 Mio. jedoch nur auf 17,7 Mio. Beschäftigte – bei insgesamt 31,1 Mio. sozialversicherungspflichtig Beschäftigten im Jahr 2015.

Am 1. Juni 2017 hat der Deutsche Bundestag daher den Entwurf eines Gesetzes zur Stärkung der betrieblichen Altersversorgung und zur Änderung anderer Gesetze, das sogenannte Betriebsrentenstärkungsgesetz, verabschiedet. Das Gesetz tritt am 1. Januar 2018 in Kraft. Wesentliches Ziel dieses Gesetzes ist, die Betriebsrente in kleinen und mittleren Unternehmen weiter zu verbreiten. Laut Gesetzesbegründung verfügen beispielsweise in Betrieben mit weniger als 10 Beschäftigten lediglich 28 % der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter derzeit über eine Betriebsrentenanwartschaft. Auch die Entgelthöhe ist entscheidend. Knapp 47 % der Beschäftigten mit weniger als 1 500 € Erwerbseinkommen im Monat haben danach zudem weder eine Betriebs- noch eine Riester-Rente. Gleichfalls sieht die Bundesregierung auch in größeren Unternehmen und bei Beschäftigten mit Einkommen oberhalb der genannten Einkommensgrenze Potenzial für eine quantitative und qualitative Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung.

Das Betriebsrentenstärkungsgesetz sieht Neuregelungen im Arbeits- und Steuerrecht der betrieblichen Altersversorgung sowie im Versicherungsaufsichts- und Sozialrecht vor. Der Kern dieser Neuregelungen betrifft dabei die Möglichkeit für die Sozialpartner, auf tariflicher Grundlage reine Beitragszusagen einzuführen. Nichttarifgebundene Arbeitgeber und Arbeitnehmer können die Anwendung der einschlägigen betrieblichen Regelungen vereinbaren. Voraussetzung für die reine Beitragszusage ist, dass sich die Sozialpartner an der Durchführung und Steuerung dieser Betriebsrenten beteiligen (sogenanntes Sozialpartnermodell Betriebsrente). Eine solche Beteiligung kann im Rahmen gemeinsamer Einrichtungen nach dem Tarifvertragsgesetz erfolgen. Ausreichend ist auch, wenn die Sozialpartner die reine Beitragszusage über eine bestehende Einrichtung der betrieblichen Altersversorgung (zum Beispiel Pensionskassen, Pensionsfonds oder Direktversicherungen) vereinbaren. Die gewählte Versorgungseinrichtung hat anschließend dafür Sorge zu tragen, die ihr zur Verfügung gestellten Beiträge wertsteigernd am Kapitalmarkt anzulegen und durch eine idealerweise hohe Rendite die zukünftige Betriebsrente der Arbeitnehmer zu finanzieren. Mindest- bzw. Garantieleistungen der durchführenden Einrichtungen sind nicht mehr vorgesehen bzw. nach einer beschlossenen Regelung im Versicherungsaufsichtsgesetz sogar untersagt. Die durchführende Einrichtung muss sich zudem dazu verpflichten, eine lebenslange Zahlung vorzunehmen, wodurch Einmalzahlungen ausgeschlossen sind.

Insbesondere die Abhängigkeit dieses beschlossenen Betriebsrentenmodells von den Schwankungen des Kapitalmarkts wurde von Teilen der Opposition im Gesetzgebungsverfahren stark kritisiert. Denn bei der reinen Beitragszusage könnten die Arbeitnehmer nicht erkennen, wie hoch am Ende ihre jeweilige Betriebsrente ausfallen wird. Noch gravierender sei das Risiko, gegebenenfalls sogar weniger Betriebsrente zu erhalten als die Höhe der insgesamt eingezahlten Beiträge. Dagegen sehen die Koalitionsparteien ebenso wie die Sozialpartner eher die Vorteile, die die neue Form der betrieblichen Altersversorgung mit sich bringt. So sieht zum Beispiel die IG BCE in der jetzt umgesetzten Reform einen großen Schritt auf dem Weg zur Verbesserung des Rentenniveaus. Arbeitgeber und Gewerkschaften sind sich zudem darin einig, dass die Risiken einer zu niedrigen

Rendite aufgrund der Kapitalmarktschwankungen vor dem Hintergrund der Langfristigkeit der Anlagemöglichkeiten bei der betrieblichen Altersversorgung als eher gering einzuschätzen sind.

Wird der Weg der reinen Beitragszusage gewählt, so beschränkt sich die Zusage des Arbeitgebers auf die Zahlung der Beiträge. Anders als bei den bisherigen Zusageformen in der betrieblichen Altersversorgung, wie zum Beispiel der Leistungszusage, der beitragsorientierten Leistungszusage sowie der Beitragszusage mit Mindestleistung, welche allesamt selbstständig neben dem neuen Instrument der reinen Beitragszusage auch zukünftig bestehen bleiben, verpflichtet sich der Arbeitgeber nicht zur Zahlung von (Mindest-) Betriebsrenten. Insbesondere entfällt für den Arbeitgeber bei der reinen Beitragszusage die für die bestehenden Zusageformen bestehende subsidiäre Haftung. Er wird lediglich verpflichtet, die Finanzierungsbeiträge an die durchführende Einrichtung zu zahlen. Auch eine Insolvenzsicherung über den Pensions-Sicherungs-Verein findet nicht statt. Denn als ein Verbreitungshemmnis der betrieblichen Altersversorgung wurden die unter Umständen jahrzehntelang andauernden und nur schwer kalkulierbaren Verpflichtungen der Arbeitgeber ausgemacht, welche aus den bisher bestehenden Durchführungswegen resultieren. Als Gegenleistung für den Entfall der subsidiären Arbeitgeberhaftung sieht das Gesetz vor, dass im Tarifvertrag ein zusätzlicher Arbeitgeberbeitrag festgelegt werden soll. Dieser soll gegebenenfalls dazu genutzt werden können, die Betriebsrenten etwa dadurch zusätzlich abzusichern, dass die Versorgungseinrichtungen einen höheren Kapitaldeckungsgrad oder eine konservativere Kapitalanlage realisieren. Die Regelung eines zusätzlichen Arbeitgeberbeitrags ist jedoch bei einer rein arbeitgeberfinanzierten Zusage nicht zwingend. Soweit dieser nicht vereinbart werden sollte, hat dies keine Auswirkungen auf die Wirksamkeit des Tarifvertrages und keine Haftungsfolgen für die tarifschließenden Parteien.

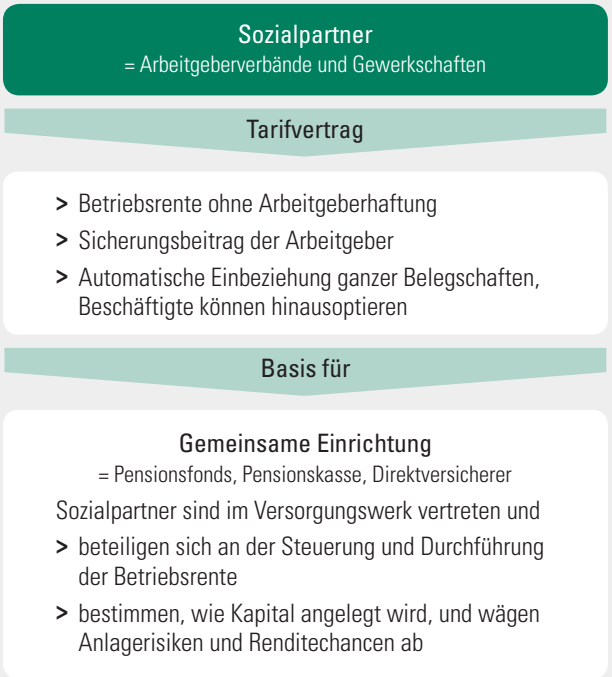
Auch für die Entgeltumwandlung sieht das Betriebsrentenstärkungsgesetz Änderungen vor. Wird die Entgeltumwandlung über einen Pensionsfonds, eine Pensionskasse oder eine Direktversicherung durchgeführt, so ist die generelle Verpflichtung vorgesehen, dass der Arbeitgeber 15 % des umgewandelten Entgelts zusätzlich als Arbeitgeberzuschuss an die jeweilige Einrichtung weiterleiten muss, soweit er durch die Entgeltumwandlung Sozialversicherungsbeiträge einspart. Diese tarifdispositive Regelung tritt zum 1. Januar 2019 zunächst mit Wirkung für ab diesem Zeitpunkt neu abgeschlossene Entgeltumwandlungsvereinbarungen in Kraft. Für zu diesem Zeitpunkt bereits bestehende Entgeltumwandlungsvereinbarungen wird der Arbeitgeberzuschuss nach einer Übergangsfrist von vier Jahren ab dem 1. Januar 2022 verpflichtend. Durch das Betriebsrentenstärkungsgesetz wird zudem klargestellt, dass der Arbeitgeber diesen Anspruch auch in der Form der reinen Beitragszusage durchführen darf. In diesem Fall ist die Verpflichtung zur Weitergabe ersparter Sozialversicherungsbeiträge aber bereits ab dem 1. Januar 2018 verpflichtend und nicht durch Tarifvertrag abänderbar. Völlig ausgenommen von der Verpflichtung zur Weiterleitung der ersparten Sozialversicherungsbeiträge sind letztlich die Fälle, in denen die Entgeltumwandlung im Rahmen von Direktzusagen und Unterstützungskassenzusagen erfolgt.

Ein weiterer Baustein des Betriebsrentenstärkungsgesetzes ist die den Tarifvertragsparteien eingeräumte Möglichkeit der rechtssicheren Einführung einer automatischen Entgeltumwandlung (Optionssystem – sogenanntes Opting-out). Dies gilt auch für bereits bestehende Arbeitsverhältnisse. Sofern der einschlägige Tarifvertrag dies zulässt, können Optionssysteme zudem auch durch Betriebs- oder Dienstvereinbarungen eingeführt werden. Die Politik hatte in der Diskussion um die Verbreitung der Betriebsrente als Alternative zur jetzt durchgeführten Reform sogar die Einführung eines verpflichtenden Optionssystems für alle Arbeitgeber und Arbeitnehmer diskutiert. Dieser Vorschlag wurde seitens der Arbeitgeber überwiegend abgelehnt, da bereits derzeit Tarifverträge eine automatische Entgeltumwandlung vorsehen können. Der jetzt gefundene Kompromiss hingegen schränkt nach Auffassung der Arbeitgeber die Gestaltungsfreiheit der Tarifvertragsparteien, unter anderem wegen der Festlegung von Mindestfristen sowie der Mindestanforderungen an Form und Inhalt, zu sehr ein.

Weiterer Bestandteil der Betriebsrentenreform sind unter anderem auch Änderungen im Steuerrecht. So wird der steuerfreie Höchstbetrag in der kapitalgedeckten betrieblichen Altersversorgung von 4 % auf 8 % der Beitragsbemessungsgrenze in der allgemeinen Rentenversicherung (West) angehoben. Im Gegenzug wird der zusätzliche Höchstbetrag von 1 800 € aufgehoben.

Das Betriebsrentenstärkungsgesetz betritt mit der Einführung der reinen Beitragszusage in der beschriebenen Form

Sozialpartnermodell Betriebsrente



Quelle: BMAS, 2017; Auszug aus Grafik „Die neue betriebliche Altersversorgung"

„Neuland" im Recht der betrieblichen Altersversorgung in Deutschland. Ob sich die daran geknüpfte Hoffnung auf eine stärkere Verbreitung der Betriebsrente – insbesondere in kleineren und mittleren Unternehmen – erfüllt, wird die Zukunft zeigen müssen. Schon im Gesetzgebungsverfahren zeichnete sich ab, dass die reine Beitragszusage einerseits als Chance gesehen wird, insbesondere diejenigen Arbeitgeber für die betriebliche Altersversorgung zu gewinnen, die ihr bislang mit Blick auf die langfristigen und teilweise schwer überschaubaren Haftungsrisiken ferngestanden haben. Andererseits wird insbesondere das Tarifvertragserfordernis kritisiert, welches eben diejenigen Branchen gegebenenfalls von der Nutzung dieser neuen Zusageform der betrieblichen Altersversorgung abschneidet, in welchen entsprechende Tarifverträge nicht vereinbart werden sollten.

In den Branchen, in denen bereits bewährte Systeme der betrieblichen Altersversorgung seit Jahrzehnten fest etabliert sind – so auch im Steinkohlenbergbau –, stellt das Sozialpartnermodell mit seiner reinen Beitragszusage, welche einerseits die Arbeitgeber vom subsidiären Haftungsrisiko befreien soll, andererseits aber auch keine Garantieleistungen für die Arbeitnehmer verspricht, gegebenenfalls eine zu prüfende Ergänzung der im Übrigen weiter bestehenden Zusagen dar. Der Anspruch der Tarifparteien wird hier jedenfalls sein, eine ausgewogene Lösung für die jeweiligen Interessen der Arbeitgeber und Arbeitnehmer auszuloten. Das Betriebsrentenstärkungsgesetz setzt in seiner Ausgestaltung auf diesen verantwortungsvollen Umgang mit der betrieblichen Altersversorgung, welcher von den Tarifparteien am besten gewährleistet werden könne.

Gesetzliche Rentenversicherung

Die Große Koalition hat zum Ende der Legislaturperiode noch drei Gesetzgebungsverfahren zur gesetzlichen Rente umgesetzt. Mit diesen Regelungen werden die Herausforderungen der Zukunft nicht angegangen, sondern teilweise

durch finanzielle Belastungen der Rentenversicherung eher verschärft. Zumindest wurde ein Einstieg versucht, den Übergang vom Arbeitsleben in den Ruhestand flexibler zu gestalten.

Mit dem Gesetz zur Flexibilisierung des Übergangs vom Erwerbsleben in den Ruhestand und zur Stärkung von Prävention und Rehabilitation im Erwerbsleben (Flexirentengesetz) hat die Bundesregierung nach dem RV-Leistungsverbesserungsgesetz vom 23. Juni 2014 eine weitere rentenpolitische Vereinbarung aus dem Koalitionsvertrag vom 16. Dezember 2013 umgesetzt. Ziel des Flexirentengesetzes ist es, aufgrund der demografischen Entwicklung und der steigenden Lebenserwartung flexibles Arbeiten bis zum Erreichen der Regelaltersgrenze bei besserer Gesundheit zu erleichtern und zu fördern sowie das Weiterarbeiten über die Regelaltersgrenze hinaus attraktiver zu machen. Kernstück des Flexirentengesetzes ist die Neugestaltung des Hinzuverdienstrechtes, das zum 1. Juli 2017 in Kraft getreten ist. Zudem werden mit dem Ziel, die Arbeitsfähigkeit der Beschäftigten zu erhalten und zu verbessern, die Präventions- und Rehabilitationsmaßnahmen der Rentenversicherungsträger gestärkt und ausgeweitet – diese gelten im Wesentlichen seit dem 1. Januar 2017.

Mit dem Flexirentengesetz wird die Systematik des Hinzuverdienstrechtes grundlegend geändert. Die bisherige monatliche Hinzuverdienstgrenze wird durch eine einheitliche Jahreshinzuverdienstgrenze ersetzt. Das heißt, statt der monatlichen Hinzuverdienstgrenze von 450 € für die vorgezogene Altersvollrente bzw. für die Rente wegen voller Erwerbsminderung gilt seit dem 1. Juli 2017 eine einheitliche Jahreshinzuverdienstgrenze von 6 300 €. Bei der Rente wegen teilweiser Erwerbsminderung und der Rente für Bergleute wird die kalenderjährliche Hinzuverdienstgrenze individuell errechnet. In welchen Monaten der Hinzuverdienst erzielt wurde, ist unerheblich. Der Betrag kann auch nur in einem Monat des Jahres anrechnungsfrei hinzuverdient werden. Wird die kalenderjährliche Hinzuverdienstgrenze überschritten, besteht Anspruch auf eine Teilrente.

Entgegen dem bisherigen Hinzuverdienstrecht erfolgt nun keine vom Gesetz vorgegebene Abstufung der Rente auf ein Drittel, die Hälfte oder zwei Drittel der Vollrente mehr. Stattdessen wird der die Hinzuverdienstgrenze überschreitende Betrag im Jahresdurchschnitt betrachtet und stufenlos angerechnet. Dies erfolgt in der Weise, dass stets ein Zwölftel des übersteigenden Betrages zu 40 % von der monatlichen Vollrente abgezogen wird. Rente und Hinzuverdienst sollen zusammen nicht das Einkommen vor dem Rentenbezug übersteigen. Daher gilt seit Juli 2017 eine (weitere) Höchstgrenze, der sogenannte Hinzuverdienstdeckel. Für die Berechnung desselben werden die Einkommensverhältnisse in den letzten 15 Kalenderjahren vor dem Eintritt der Erwerbsminderung bzw. vor Beginn der vorgezogenen Altersrente betrachtet. Das Kalenderjahr mit den höchsten Entgeltpunkten in den letzten 15 Kalenderjahren ist für die Berechnung des Hinzuverdienstdeckels ausschlaggebend. Übersteigen die verminderte monatliche Rente und ein Zwölftel des jährlichen Hinzuverdienstes zusammen den Hinzuverdienstdeckel, wird der überschreitende Betrag in vollem Umfang, das heißt zu 100 %, auf den noch verbliebenen Rentenbetrag angerechnet.

Die Hinzuverdienstgrenze bei Bezug der Knappschaftsausgleichsleistung wurde zum 1. Juli 2017 ebenfalls in eine kalenderjährliche Hinzuverdienstgrenze von 6 300 € geändert. Bei Überschreiten dieser Hinzuverdienstgrenze, aber auch bei erneuter Beschäftigung im knappschaftlichen Betrieb entfällt der Anspruch auf die Knappschaftsausgleichsleistung.

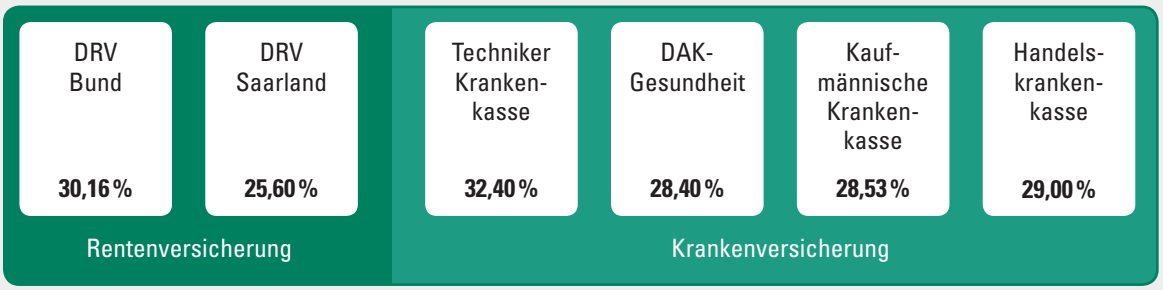
Die Sonderregelung, wonach Einkünfte aus einer ehrenamtlichen Tätigkeit (unter anderem Aufwandsentschädigung für Mitglieder der Selbstverwaltungsorgane, Versichertenälteste oder Vertrauenspersonen der Sozialversicherungsträger, soweit kein konkreter Verdienstausfall ersetzt wird) nicht als Hinzuverdienst gelten, wird bis zum 30. September 2020 verlängert. Die Verlängerung dieser Sonderregelung bis 2020 gilt für den Bezug von Anpassungsgeld und Hinzuverdienst entsprechend.

Die Regelungen des Flexirentengesetzes sind angesichts des demografischen Wandels zu begrüßen. Allerdings gehen die Maßnahmen nicht weit genug, um das Ziel, mehr Beschäftigte dazu zu bewegen, neben einer vorgezogenen Rente weiterzuarbeiten, zu erreichen. Dazu sollte auf Hinzuverdienstgrenzen ganz verzichtet, zumindest aber das Hinzuverdienstrecht weiter vereinfacht und arbeitsrechtliche Hemmnisse bei der erneuten Beschäftigung von ehemaligen Mitarbeitern gelockert werden. Die geplanten Maßnahmen dürften daher nur sehr begrenzte Wirkung auf die Beschäftigung Älterer haben.

Sozialwahl 31. Mai 2017

Wahlberechtigte bei Wahlen mit Wahlhandlung: 43,5 Mio.
Abgegebene Stimmen: 13,2 Mio.

Wahlbeteiligung



Neben dem Flexirentengesetz wurden im Jahr 2017 zwei weitere Gesetzesziele des Koalitionsvertrages zur Weiterentwicklung der gesetzlichen Rente realisiert: Am 1. Juni 2017 wurde mit dem Rentenüberleitungs-Abschlussgesetz die vollständige Angleichung der Renten in Ost- und Westdeutschland auf den Weg gebracht. Die Angleichung soll 2018 beginnen und in sieben Schritten vollzogen werden. Zum 1. Juli 2024 soll in Deutschland ein einheitlicher aktueller Rentenwert gelten. Laut der Gesetzesbegründung belaufen sich die Gesamtkosten der Angleichung bis 2024 auf bis zu 15,7 Mrd. €. Der größte Teil der Kosten wird von den Beitragszahlern finanziert werden. Die Mitfinanzierung durch Steuermittel beträgt durch zusätzliche Bundeszuschüsse im gleichen Zeitraum nur 2,4 Mrd. €.

Ferner wurden mit dem Gesetz zur Verbesserung der Leistungen bei Renten wegen verminderter Erwerbsfähigkeit (EM-Leistungsverbesserungsgesetz) weitere wesentliche Leistungsverbesserungen für diejenigen Beschäftigten auf den Weg gebracht, die aus gesundheitlichen Gründen nicht mehr oder nur eingeschränkt erwerbstätig sein können. Das Gesetz sieht vor, dass künftige Erwerbsminderungsrentner mittelfristig so gestellt werden, als hätten sie bis 65 Jahre (bislang 62 Jahre) gearbeitet. In Anbetracht, dass das durchschnittliche Erwerbsaustrittsalter aktuell bei unter 63 Jahren liegt, ist der Umfang der weiteren Ausweitung der Zurechnungszeiten um weitere drei Jahre zu groß. Beide Gesetze treten in ihren maßgeblichen Teilen zum 1. Januar 2018 in Kraft.

Sozialwahl und soziale Selbstverwaltung

Die Sozialwahl ist nach der Bundestagswahl und der Europawahl die drittgrößte Wahl in Deutschland. Erstmalig wurde die Sozialwahl 1953 durchgeführt, im Jahr 2017 fand die Sozialwahl zum 12. Mal statt. Anders als im Koalitionsvertrag vereinbart, wurde in der zu Ende gehenden Legislaturperiode keine Reform der Sozialwahl, insbesondere keine Einführung einer Online-Wahl, beschlossen.

Die Sozialwahl bezeichnet die Wahl in die Selbstverwaltungsorgane (Vertreterversammlung, Vorstand bzw. Verwaltungsrat) der gesetzlichen Sozialversicherungsträger. Vertreterversammlung und Verwaltungsrat sind die wichtigsten Gremien der sozialen Selbstverwaltung.

Die Sozialwahl findet alle sechs Jahre bei den Trägern der gesetzlichen Renten-, Kranken- und Unfallversicherung statt. Grundsätzlich sieht der Gesetzgeber eine Wahl mit Wahlhandlung (Urwahl) vor, bei der die Wahlberechtigten ihre Stimme abgeben können. Alternativ ist eine Wahl ohne Wahlhandlung möglich. Diese ist zulässig, wenn auf der beim Wahlausschuss einzureichenden Vorschlagsliste nur so viele Personen wie zu besetzende Mandate vorgeschlagen wurden.

Bei der Sozialwahl 2017 wurden am 31. Mai 2017 (erster Wahltermin) die Mitglieder und Stellvertreter für die Vertreterversammlungen bei der Deutschen Rentenversicherung Bund (DRV Bund) und der Deutschen Rentenversicherung

Saarland (DRV Saarland) sowie die Verwaltungsräte bei den Ersatzkassen Techniker Krankenkasse (TK), DAK-Gesundheit, Kaufmännische Krankenkasse (KKH) und Handelskrankenkasse (hkk) neu gewählt. Bei der BARMER erfolgte aufgrund der Fusion mit der Deutschen BKK zum 1. Januar 2017 die Wahl erst am 4. Oktober 2017 (zweiter Wahltermin). Bei allen anderen Sozialversicherungsträgern fanden Wahlen ohne Wahlhandlung statt.

Die Beteiligung an der Sozialwahl 2017 durch Urwahlen ist gegenüber der letzten Sozialwahl vor sechs Jahren leicht gestiegen. Insgesamt 43,5 Mio. Versicherte der vorgenannten Sozialversicherungsträger (Ausnahme BARMER) waren zur Wahl der Versichertenvertreter am ersten Wahltermin aufgerufen. Mehr als 13,2 Mio. Versicherte haben ihre Stimme abgegeben. Damit haben sich 30,45 % aller Wahlberechtigten an der Sozialwahl beteiligt. Das Gesamtergebnis der Sozialwahl 2017 wird erst im November 2017 feststehen, da die rund 7,4 Mio. Versicherten der BARMER erst am 4. Oktober 2017 ihren Verwaltungsrat gewählt haben.

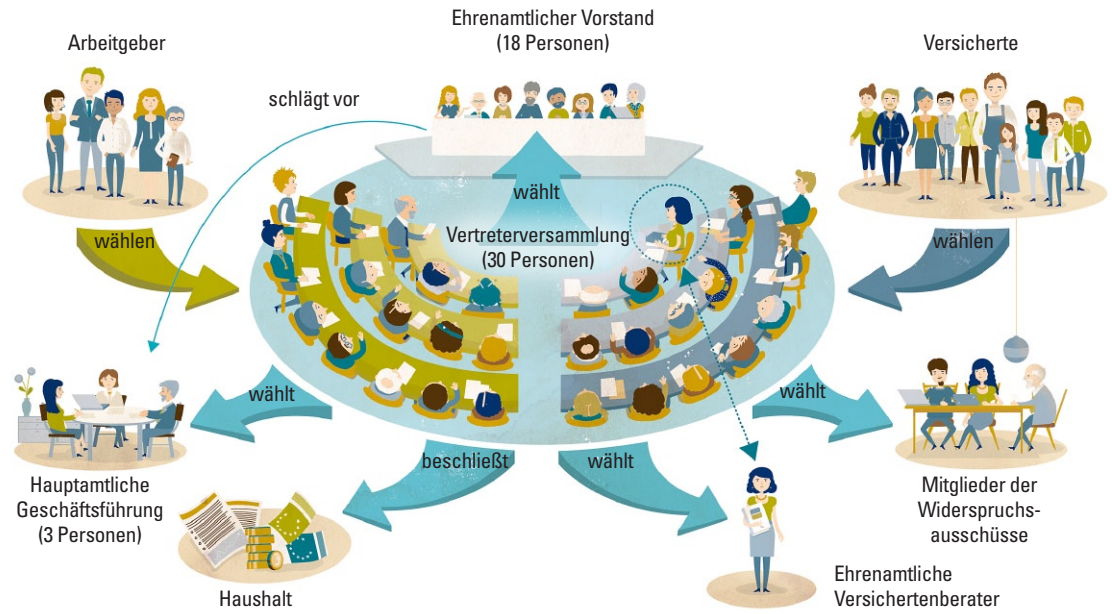
Bei den bergbaunahen Trägern DRV KBS sowie BG RCI wurden die Mitglieder und Stellvertreter der Vertreterversammlung sowohl auf Arbeitgeber- als auch auf Versichertenseite – wie in den Vorjahren – durch eine Wahl ohne Wahlhandlung in ihr Ehrenamt gewählt. In die Vertreterversammlung der DRV KBS wurden je 15 Arbeitgeber- und Versichertenvertreter, davon je 8 Vertreter des Bergbaus, und bei der BG RCI je 30 Arbeitgeber- und Versichertenvertreter, davon je 4 Vertreter des Bergbaus, gewählt. Die Mitglieder und Stellvertreter der Vertreterversammlung der DRV KBS traten ihr Ehrenamt am 21./22. September 2017 an. Die konstituierenden Sitzungen bei der BG RCI fanden am 24./25. Oktober 2017 statt. In den konstituierenden Sitzungen wählen die Vertreterversammlungen der Sozialversicherungsträger die Mitglieder des Vorstands und der Widerspruchsausschüsse. In den Vorstand der DRV KBS wurden 18 Mitglieder und in den Vorstand der BG RCI 40 Mitglieder gewählt. Die Mandate sind ebenfalls paritätisch besetzt, der Bergbau ist bei der DRV KBS mit je 5 Mitgliedern und bei der BG RCI mit je 3 Mitgliedern vertreten. In den konstituierenden Sitzungen wählte der Vorstand der DRV KBS unter anderem die Mitglieder der Regionalausschüsse, der Vorstand der BG RCI unter anderem die Mitglieder der Beiräte und der Rentenfestsetzungsausschüsse.

Die Arbeit der Selbstverwaltung ist bedeutend: In Deutschland legt der Gesetzgeber die wesentlichen Rahmenbedingungen für das Renten-, Kranken- und Unfallversicherungssystem fest. Gleichzeitig ist geregelt, dass die Sozialversicherungsträger in Deutschland eine dem Staat gegenüber eigenständige Verwaltung aufbauen und den vom Gesetzgeber vorgegebenen Rahmen ausfüllen. In der Vertreterversammlung bzw. dem Verwaltungsrat, dem sogenannten Parlament der Sozialversicherungsträger, entscheiden sowohl Versicherten- als auch Arbeitgebervertreter im Konsens über den Haushalt, die Organisation und das Personal. Sie entscheiden auch darüber, wie die Rehabilitationsleistungen gestaltet, deren Qualität gesichert oder die Reha-Kliniken ausgestattet werden. Die Selbstverwaltung setzt sich auch dafür ein, dass den Versicherten ein guter Service angeboten wird. Sie hat zum Beispiel die Renteninformation auf den Weg gebracht, die die Versicherten jedes Jahr über ihre Rentenansprüche informiert und auch den Firmenservice, ein Beratungsangebot insbesondere an kleine und mittlere Arbeitgeber, zum Beispiel zur Gesundheitsvorsorge ihrer Mitarbeiter. Die Selbstverwaltung setzt sich – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit – für die bestmögliche Versorgung der Versicherten ein, damit die Leistungen der Krankenkassen den medizinischen Fortschritt widerspiegeln. Sie entscheidet über Angebote von zusätzlichen Vorsorgeuntersuchungen oder Familienleistungen und die Festlegung der Höhe des Zusatzbeitrags der jeweiligen Krankenkasse. Der Vorstand entscheidet über den strategischen Kurs und bei den Krankenkassen (mit wenigen Ausnahmen) auch über Fusionen. Nach außen vertritt die Selbstverwaltung die Interessen der Versicherten der Renten-, Kranken- und Unfallversicherung gegenüber der Politik und der Öffentlichkeit. So wird die Selbstverwaltung im Vorfeld gesetzlicher Neuregelungen in die politischen Entscheidungsprozesse einbezogen und beeinflusst sie auch. Viele der zurzeit diskutierten Reformvorschläge, insbesondere im Recht der Kranken- und Rentenversicherung, sind von der Selbstverwaltung vorgeschlagen worden. Im Interesse der Beitragszahler und Rentnerinnen und Rentner hat die Selbstverwaltung dabei immer eine langfristige Perspektive im Auge.

Bundesweit engagieren sich mehrere tausend ehrenamtliche Selbstverwalter als Versichertenberaterinnen und -berater vor Ort oder in Widerspruchsausschüssen. Die meisten Mitglieder und Stellvertreter in der Vertreterversammlung und im Vorstand sind selbst gleichzeitig auch

Arbeit der Selbstverwaltung

Deutsche Rentenversicherung Knappschaft-Bahn-See



Grafik: wdv Gesellschaft für Medien & Kommunikation, Offenbach; 2017

als Versichertenberaterinnen und -berater vor Ort oder in Widerspruchsausschüssen tätig. Dadurch ist die Selbstverwaltung nah an den Unternehmen und Versicherten und kann deren Interessen gegenüber der Politik sicht- und hörbar machen.

Die Arbeit der Mitglieder der sozialen Selbstverwaltung aus dem Steinkohlenbergbau konzentriert sich im Wesentlichen auf die bergbaunahen Träger der Sozialversicherung bzw. die Träger, die in den aktuellen und ehemaligen Bergbauregionen tätig sind. Hier stellen sie sich derzeit den Herausforderungen, die sich allgemein aus der wirtschaftlichen und demografischen Entwicklung ergeben, ebenso wie den besonderen Aufgaben, die bei diesen Trägern aus der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus resultieren.

Die Deutsche Rentenversicherung Knappschaft-Bahn-See (KBS) bildet hierbei eine Besonderheit im System der Sozialversicherung. Als einziger Träger vereint die KBS sowohl die Renten- als auch die Kranken- und Pflegeversicherung in sich, im Verbund gekoppelt mit der Minijobzentrale und einem gut ausgebauten Netz für medizinische Leistungen.

Besondere Herausforderungen ergeben sich aus den rückläufigen Versichertenzahlen des Bergbaus für den Zweig der Kranken- und Pflegeversicherung der KBS, der KNAPPSCHAFT. Zwar ist die KNAPPSCHAFT mittlerweile zur Wahl für alle Versicherten geöffnet, gleichwohl ist der Versichertenbestand immer noch deutlich von den Beschäftigten bzw. Rentnern des Bergbaus geprägt. Daraus ergibt sich ein relativ hohes Durchschnittsalter, woraus auch eine höhere Morbidität resultiert. Diese im Schnitt höhere Krankheitsquote der Versicherten führt trotz der bestehenden Ausgleichsmechanismen innerhalb der gesetzlichen Krankenversicherung durch den morbiditätsorientierten Risikostrukturausgleich (RSA) zu höheren Kosten gegenüber vielen Wettbewerbern. Gleichzeitig ist zu konstatieren, dass nicht in dem Umfang

neue Versicherte gewonnen werden können, um die Zahl der Todesfälle aus dem vergleichsweise alten Versichertenkollektiv auszugleichen. Zeichnet man diese Entwicklung in die Zukunft fort, so würde sich die Wirtschaftlichkeit in einem Maße verschlechtern, dass der bereits aktuell mit 1,3 % überdurchschnittliche Zusatzbeitrag erhöht werden müsste. Mit den nach einer Erhöhung zu erwartenden Kündigungen von Mitgliedern würde das bestehende Problem hiermit nicht gelöst, sondern im Gegenteil weiter verschärft.

Deshalb hat die KNAPPSCHAFT in den letzten Jahren zunächst ein ehrgeiziges Programm aufgelegt, um unter Beibehaltung der gebotenen Versorgungsqualität die bestehenden Einsparpotenziale zu nutzen und die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Nunmehr wurde, und hier haben sich die Mitglieder der Selbstverwaltung ebenfalls sehr intensiv in den Prozess eingebracht, mit dem Projekt „Kurs Zukunft" der nächste Schritt begonnen, um die KNAPPSCHAFT zukunftsfest zu machen. In diesem Projekt werden neben organisatorischen Änderungen vor allem auch das Leistungsportfolio und der Markenauftritt den Stärken der KNAPPSCHAFT als versorgungsorientierte Krankenkasse mit einem ausgeprägten Netz der medizinischen Leistungserbringung angepasst. Dies ist mit der Hoffnung verbunden, die Attraktivität des Trägers für gesundheitsbewusste und versorgungsorientierte Versicherte erkennbar zu machen und so Versichertenzuwächse zu erzielen. Die KNAPPSCHAFT bietet hierfür mit dem besonderen Verbund gute Voraussetzungen, wenn die Maßnahmen zügig und entschlossen umgesetzt werden.

Auch die Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI), der Unfallversicherungsträger, der durch die Vereinigung von sechs Berufsgenossenschaften unter Beteiligung der Bergbau-Berufsgenossenschaft entstanden ist, sieht sich mit den Herausforderungen durch sinkende Beschäftigtenzahlen, maßgeblich auch durch den Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus, konfrontiert. Trotz der im Unfallversicherungsrecht vorgesehenen Entlastungsmechanismen bei Altlasten insbesondere durch Renten aus Berufskrankheiten ist festzustellen, dass die Unternehmen des Bergbaus weit überdurchschnittliche Beiträge zu leisten haben. Ein Vergleich mit anderen Branchen zeigt auf, dass die Unternehmen des Bergbaus bei gleicher Gefährdung – ein maßgebliches Kriterium zur Abstufung der Beitragshöhe – höhere Beiträge zu entrichten haben. Nachdem der Vereinigungsprozess, unter anderem mit dem erfolgreichen Zusammenführen der Präventionsbereiche der BG RCI, gut vorangekommen ist, gilt es nun, auch in dem wichtigen Feld der Beitragserhebung die Fusion zu vollenden. Aus Sicht des Bergbaus ist es unabdingbar, mit den für 2019 notwendigen Neuregelungen zur Beitragserhebung, insbesondere der Nachfolgeregelung für die noch bis Ende 2018 geltenden Gefahrtarife, eine gemeinsame Beitragserhebung zu etablieren.

Filmaufnahmen: Im Vorgriff auf die Förderpreisverleihung interviewte die BG RCI Bergleute vom Bergwerk Prosper-Haniel, Schacht 10.

Ausgezeichnet: In der Alten Oper in Frankfurt nahmen die Preisträger der RAG-Arbeitsschutzkampagne ihre Urkunde entgegen, darunter auch Peter Schrimpf (links), stellvertretender RAG-Vorstandsvorsitzender und Schirmherr der Kampagne.

Diese Regelungen werden als autonomes Satzungsrecht durch die Selbstverwaltung der BG RCI gesetzt. Die Mitglieder der Organe stehen vor der schwierigen Herausforderung, eine für alle Unternehmen der BG RCI akzeptable Lösung zu entwickeln. Damit wird deutlich, wie wichtig die Mitarbeit der Selbstverwaltung in den Organen der Träger für diese und die Mitgliedsunternehmen ist.

Arbeits-, Umwelt- und Gesundheitsschutz

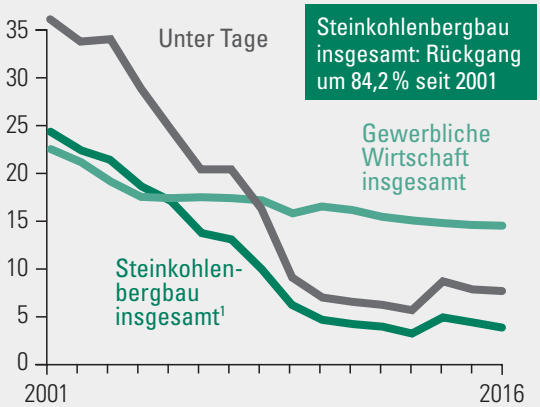
BG RCI zeichnet RAG-Kampagne mit dem „Arbeitsschutz-Oscar" aus

Durch den Auslaufprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus herrscht in der RAG eine hohe interne Fluktuation. Mitarbeiter von Bergwerken, die die Förderung einstellen, wechseln in andere RAG-Betriebe. Dies bringt neue, individuelle Herausforderungen im Arbeitsschutz mit sich. Die vielschichtige Kampagne „SICHERHEIT! Denk daran, bevor du loslegst" sensibilisiert die Beschäftigten für das Thema und verankert sicheres Arbeiten positiv im persönlichen Verhalten. Der Startschuss fiel im Jahr 2016 bei einer konzernweiten Veranstaltung mit dem Schwerpunkt Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz. Rund 500 Teilnehmer besuchten Podiumsdiskussionen, Fachbeiträge und einen Messeparcours, die dem neuen Kampagnenformat folgten. Wichtiges Element der Kampagne sind die „Vorsatz-Karten": Jeder Mitarbeiter wird aufgefordert, sich einen Sicherheitsaspekt vorzunehmen, in dem er besser werden will.

Die Unfallkennziffer ist seit dem Kampagnenstart von 4,41 im Jahr 2015 auf 3,84 Unfälle je 1 Mio. Arbeitsstunden in 2016 gesunken. Die Zahl der Verbandbucheintragungen ging zurück, die Anzahl eingereichter Vorsätze stieg bis Mitte November 2016 auf 1 991 Teilnahmen bei einer Gesamtbelegschaft von rund 7 500 Mitarbeitern.

Entwicklung der Unfallquoten

Unfälle
(Gesamtzahl je 1 Mio. Arbeitsstunden)



[1] unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quellen: DGUV; RAG

Panoramablick ins Trainingsbergwerk Recklinghausen

Dieser Erfolg wird auch von dritter Seite gewürdigt: Für die besten Ideen für eine sichere Arbeitswelt erhielten 21 Preisträger aus sieben Unternehmen im Mai 2017 von der Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI) den Förderpreis „Arbeit, Sicherheit, Gesundheit". Der „Arbeitsschutz-Oscar" ist der höchstdotierte Arbeitsschutzpreis in Deutschland. In der Kategorie Präventionskultur würdigte die BG RCI die RAG-Arbeitsschutzkampagne „SICHERHEIT! Denk daran, bevor du loslegst" als vielschichtiges Instrument, das Führung, Kommunikation und Schulung miteinander vernetzt.

Trainingsbergwerk Recklinghausen

Das RAG-Trainingsbergwerk auf dem Gelände des früheren Bergwerks Recklinghausen II in Recklinghausen-Süd soll auch nach dem Ende der Steinkohlenförderung erhalten werden. Darauf haben sich das NRW-Wirtschaftsministerium mit der Bezirksregierung in Arnsberg, die Stadt Recklinghausen und die RAG im Mai 2017 verständigt. Die Anlage vermittele ein faszinierend realistisches Bild von der Welt unter Tage, sagte der ehemalige Wirtschaftsminister Garrelt Duin. „Zudem können Bergbauzulieferer auch nach dem Ende der Steinkohlenförderung ihren weltweiten Kunden die Qualität der Maschinen demonstrieren."

Da die RAG nicht die Möglichkeiten hat, das Trainingsbergwerk nach Beendigung der Steinkohlenproduktion weiterzubetreiben, soll in Zusammenarbeit mit Land und Stadt versucht werden, die Anlage als Besucherbergwerk zu einem touristischen Anziehungspunkt zu entwickeln. Heute empfängt das Trainingsbergwerk rund 6 000 Besucher pro Jahr. Der Tourismus profitiert von günstigen Bedingungen: Anders als bei regulären Grubenfahrten sind die Altersbegrenzungen aufgehoben und der Explosionsschutz muss nicht beachtet werden.

Interesse am Erhalt haben auch die Bergbaumaschinenhersteller aus Nordrhein-Westfalen angemeldet – gemeinsam mit dem Netzwerk Bergbauwirtschaft der EnergieAgentur NRW. Sie hatten hier bereits in der Vergangenheit ihre Maschinen getestet. Und für Forschungsvorhaben bietet das Trainingsbergwerk gute Bedingungen: So entwickelte hier ein internationales Konsortium von acht europäischen Unternehmen unter der Federführung der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen ein Kollisionswarnsystem für den internationalen Bergbau. Auch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt testete in Kooperation mit der RAG im Trainingsbergwerk ein innovatives Schachtinspektionssystem mit Hightech-Modulen für den Altbergbau.

Ursprünglich entstand das „Grubengebäude" in der Abraumhalde des 1870 abgeteuften Schachtes „Clerget", im Volksmund auch „Klärchen" genannt. Die Anlage wurde erst später in „Recklinghausen II" umfirmiert und förderte von

1875 bis zur Stilllegung 1972 Steinkohle. Die in der Halde aufgefahrenen Strecken dienten im Zweiten Weltkrieg als Lazarett und Luftschutzbunker. 1975 wurden diese Schutzräume weiter aufgefahren, so dass ein Streckennetz von über 1200 m Länge entstand. Angelegt wurden drei unterschiedliche Gewinnungseinrichtungen (Strebe), drei Streckenvortriebe und ein 17 m tiefer Schacht. In dem so entstandenen „Bergwerk" finden in sicherer Umgebung und ohne Störung des Abbaubetriebes Aus- und Weiterbildungslehrgänge statt. Da alle technischen und geologischen Situationen simuliert werden können, kann sicherheitsrelevantes Verhalten unter Untertagebedingungen trainiert werden.

Im Trainingsbergwerk sind die wichtigsten Maschinen und Einrichtungen von der Vorleistung über die Gewinnung sowie den Transport bis hin zu Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen auf überschaubarem Raum konzentriert. Die RAG nutzt die Einrichtung insbesondere, um Fachkräfte unter realistischen Bedingungen zu schulen.

Umweltbericht Nordrhein-Westfalen 2016

Im Februar 2017 erschien der Umweltbericht Nordrhein-Westfalen 2016, herausgegeben vom Umweltministerium des Landes Nordrhein-Westfalen, in dem über den Umweltzustand, die Umweltqualität und vorhandene Umweltbelastungen berichtet wird.

Im Vorwort wies der damalige Umweltminister Johannes Remmel darauf hin, dass die Umweltzustandsberichterstattung auf der Basis aktuellen Datenmaterials und gründlicher Einzelanalysen erfolgte. In übergeordneten Schutzgütern wird das ökologische Szenario Nordrhein-Westfalens entfaltet, unter anderem für die Obergruppe Abfall, Boden, Wasser. Dargestellt werden der tägliche Flächen- und Wasserverbrauch, die Qualität des Grundwassers und der Fließgewässer sowie die erzeugte und entsorgte Abfallmenge. Zudem die erfassten Flächen mit Altlasten, aber irritierenderweise auch die Steinkohlenbergwerke, in denen Mitte der 1980er Jahre bis 2006 Abfälle nach unter Tage verbracht wurden. In keinem Bergwerk gelangten gefährliche Abfälle nach unter Tage.

Die Darstellung widerspricht dem vom Umwelt- und Wirtschaftsministerium in Auftrag gegebenen „Gutachten zur Prüfung möglicher Umweltauswirkungen des Einsatzes von Abfall- und Reststoffen zur Bruchhohlraumverfüllung in Steinkohlenbergwerken in Nordrhein-Westfalen", dessen erster Teil bereits im Internet veröffentlicht ist.

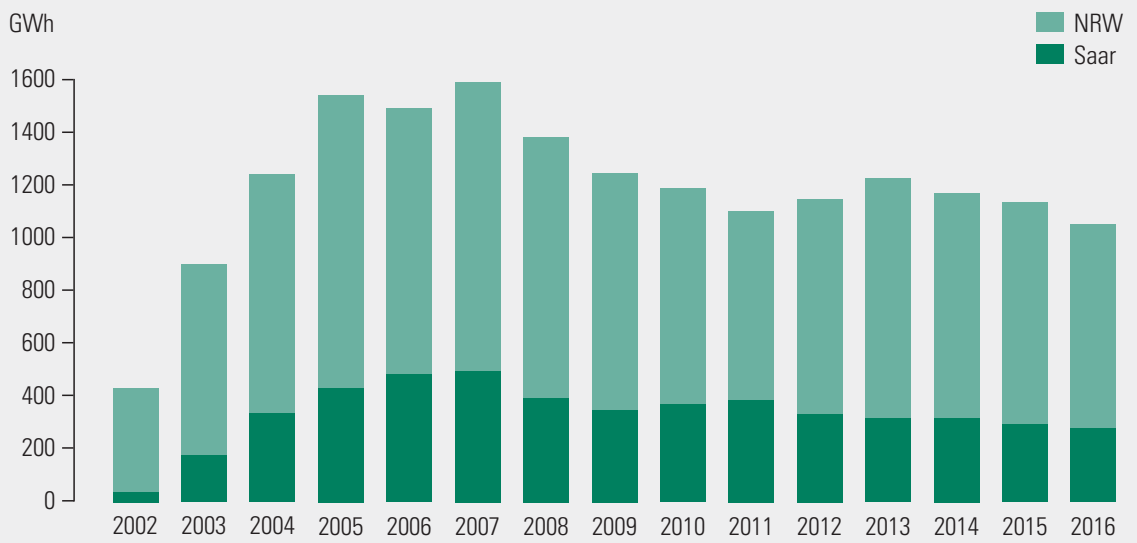
Die Ministerien haben dieses zweiteilige Gutachten Mitte 2015 in Auftrag gegeben, um zu prüfen, ob vom früheren Einsatz von Abfall- und Reststoffen zur Bruchhohlraumverfüllung (auch Bergversatz genannt) im Steinkohlenbergbau und von den dort früher eingesetzten PCB-haltigen Betriebsstoffen und entsprechenden Ersatzstoffen eine Gefahr für Mensch und Umwelt ausgeht. PCB-haltige Betriebsstoffe wurden in den 1960er bis 1980er Jahren auch in den Steinkohlenbergwerken Nordrhein-Westfalens eingesetzt. Da sie schwer entflammbar sind, waren sie brandschutzrechtlich sogar vorgeschrieben.

Anlass für die Beauftragung des Gutachtens waren unter anderem die ab Mitte 2013 geäußerten Befürchtungen eines Grundstückseigentümers in Bergkamen, dass im früheren Einsatz von Reststoffen unter Tage auf dem Bergwerk Haus Aden/Monopol die Ursache für festgestellte Schadstoffbelastungen auf seinem Grundstück liege. Der im April 2017 verabschiedete Teil 1 des Gutachtens befasst sich im Wesentlichen mit dem Bereich des Bergwerks Haus Aden/Monopol.

Die Gutachtenerarbeitung durch ein Konsortium wurde intensiv durch einen Arbeitskreis begleitet, in dem Vertreterinnen und Vertreter von Interessenvertretungen Bergbaubetroffener, Umwelt- und Wasserwirtschaftsverbänden, Kommunen, Behörden und der RAG mitgewirkt haben. Im bereits begonnenen Teil 2 des Gutachtens wird nun geprüft, inwieweit die Ergebnisse der für das Bergwerk Haus Aden/Monopol durchgeführten Risikoanalysen auf das Bergwerk Hugo/Consolidation und das Bergwerk Walsum übertragen werden können. Dort wurden ebenfalls Reststoffe zur Bruchhohlraumverfüllung eingesetzt. Zudem werden acht Bergwerke untersucht, in denen Reststoffe nach dem Prinzip der Immissionsneutralität eingesetzt wurden. Auch zu PCB erfolgen in Teil 2 weitere Recherchen und Probenahmen. Die Ergebnisse sollen Mitte 2018 vorliegen.

Teil 1 des Gutachtens bestätigt die Auffassung der RAG, dass von den gemäß dem Prinzip des vollständigen Einschlusses zur untertägigen Bruchhohlraumverfüllung verbrachten Reststoffen keine Gefahr für Mensch und Umwelt ausgeht. Die zu einer pastösen Masse gemischten Reststoffe sind zementartig ausgehärtet und auf viele Jahrhunderte gut verschlossen. Zu dem Ergebnis gelangte auch der damalige Sprecher des nordrhein-westfälischen Umweltministeriums Frank Seidlitz: „Von diesen Abfällen geht in den nächsten Jahrhunderten und nach menschlichem Ermessen keine Gefahr aus."

Stromerzeugung aus Grubengas



Des Weiteren kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass durch einen Anstieg des Grubenwassers die PCB-Belastung in Oberflächengewässer deutlich gesenkt werde. Denn PCB bindet sich im Wesentlichen an Partikel und mit dem Grubenwasserkonzept der RAG, das einen schrittweisen Grubenwasseranstieg bis zum Jahr 2035 vorsieht, verbleiben mehr Schwebstoffe unter Tage. Je weniger Partikel als Schwebstoffe im Grubenwasser nach über Tage gelangen, desto deutlicher wird der bereits heute minimale Eintrag von PCB in Flüsse oder Bäche noch einmal reduziert.

Grubengasverwertung

Im Jahr 2016 produzierten die in Nordrhein-Westfalen und im Saarland installierten Grubengasanlagen zusammen 1 050 GWh Strom und 414 GWh Wärme. Die Mengen sind ausreichend, um rund 220 000 Vier-Personen-Haushalte mit Strom und 70 000 Haushalte mit Wärme zu versorgen.

In den letzten Jahren nahmen die Grubengasmengen und auch die -qualitäten geringfügig ab, so dass der Unterdruck leicht erhöht werden musste. Dies führt jedoch zu höheren Produktionskosten. Der bestehende Anlagenpark zur Grubengaserfassung und -verwertung benötigt für einen wirtschaftlich geführten Betrieb auch heute noch die im Jahr 2000 eingeführte EEG-Vergütung. Die Vergütungsdauer beträgt nach dem EEG 20 Jahre. In Abhängigkeit von der jeweiligen Erstinbetriebnahme endet die EEG-Förderung für die Grubengasanlagen zwischen den Jahren 2021 und 2024.

Grubengas wird jedoch auch über den Zeitraum 2021/2024 hinaus aus stillgelegten Bergwerken freigesetzt werden. Etwa 95 % der während der Hauptinkohlung entstandenen Gasmengen ist im Verlauf der Jahrmillionen bereits in die Atmosphäre entwichen. Der verbleibende Restanteil ist entweder noch im unverritzten Gebirge vorhanden oder wird durch das Anschneiden der Lagerstätten während des Steinkohlenabbaus freigesetzt. Für das Ruhrrevier wird geschätzt, dass sich circa 100 Mrd. m^3 noch in den unmittelbar durch den Bergbau erschlossenen Lagerstättenteilen zwischen 600 m und 1 000 m Tiefe und meist oberhalb des derzeitigen Grubenwasserspiegels befinden.

Problematisch ist, dass die aktuellen EEG-Vergütungssätze zu niedrig sind für Investitionen in Neuanlagen > 1 MW_{el} für Grubengas. Sie berücksichtigen nicht das hohe Explorationsrisiko. Zur Vermeidung einer Verschlechterung der Klimaschutzbilanz – Erhöhung der Treibhausgasemissionen durch diffuse CH_4-Austritte – setzen sich die beiden Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Saarland für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb des bestehenden Anlagenparks nach dem Auslaufen der alten EEG-Förderung ein. Dies haben

Auszüge aus den Koalitionsverträgen zur Grubengasverwertung

> für das Saarland (2017 bis 2022) zwischen CDU und SPD

„Die energetische Grubengasverwertung im Saarland leistet schon seit vielen Jahren aktive Beiträge zum Klimaschutz und zur Energieeffizienz, aber auch zur Wertschöpfung und Beschäftigung in der Region. Wir werden deshalb auf Bundesebene mit Nachdruck darauf hinwirken, dass für bestehende Grubengasverwertungsanlagen durch zeitliche Anpassungen der EEG-Vergütungen eine wirtschaftlich tragfähige Weiterführung des Betriebes ermöglicht wird."

> für Nordrhein-Westfalen (2017 bis 2022) zwischen CDU und FDP

„Wir wollen auch in Zukunft die wirtschaftliche Verwertung von Grubengas ermöglichen."

beide Länder in ihren im Jahr 2017 vereinbarten Koalitionsverträgen festgeschrieben.

Es ist zu hoffen, dass diese Vorhaben tatsächlich umgesetzt werden, um auch künftig aktiven Klimaschutz zu betreiben und gleichzeitig eine sinnvolle Verwendung des Grubengases zu ermöglichen.

Landesplanung
Des Weiteren hat sich Nordrhein-Westfalen in seinem Koalitionsvertrag dafür ausgesprochen, dass der Landesentwicklungsplan zukünftig wieder ein Gleichgewicht zwischen sozialem Zusammenhalt, Ökonomie und Ökologie herstellt. Neue Wohngebiete und Wirtschaftsflächen sollen bedarfsgerecht ausgewiesen werden können. Geplant ist die Bereitstellung und Bevorratung von Flächen zur gewerblichen und industriellen Nutzung, zur Standortsicherung und Standortentwicklung. Hierfür soll gemeinsam mit den Standortkommunen das Flächenportfolio der RAG von fast 8 000 ha für eine wirtschaftliche, städtebauliche und Freiraum schützende Entwicklung nutzbar gemacht werden. Dabei wird der Ansiedlungsschutz von Bereichen für gewerbliche und industrielle Nutzung gestärkt.

Anhang

Bergwerk Anthrazit Ibbenbüren

Statistik

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Fossile Energien: Kohle	Fossile Energien: Mineralöl	Fossile Energien: Erdgas	Erneuerbare Energien[1]	Insgesamt
	Mio. t SKE					
1970	28	2 277	3 262	1 326	973	7 866
1980	247	2 724	4 320	1 853	1 272	10 416
1990	738	3 205	4 477	2 525	1 691	12 636
2000	955	3 123	5 005	3 091	1 863	14 037
2005	1 031	4 191	5 488	3 522	2 339	16 571
2010	1 028	4 968	5 882	3 918	2 408	18 204
2011	964	5 395	5 876	3 985	2 470	18 690
2012	918	5 547	5 997	4 067	2 577	19 106
2013	924	5 618	6 033	4 148	2 666	19 389
2014	947	5 614	6 100	4 137	2 770	19 568
2015[2]	958	5 433	6 228	4 224	3 130	19 978
2016[2]	973	5 357	6 338	4 301	3 527	20 497
2020[3]	1 138	5 586	6 398	4 492	3 230	20 844
2040[3]	1 689	5 920	6 828	6 168	4 943	25 548

[1] inkl. traditionelle, nicht kommerzielle Biomasse [2] geschätzt
[3] Prognose, nach IEA WEO 2016, Basisjahr 2014, New Policies Scenario

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet; inkl. traditionelle Energien

Quellen: BP Statistical Review, 2017; WEC Deutschland, 2017; IEA, WEO 2016; GVSt, eigene Berechnungen

Weltstromerzeugung*

Jahr	Kohle	Kern-energie	Mineralöl	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	9 612	2 478	1 044	5 079	5 105	23 318
2014	9 707	2 535	1 035	5 148	5 384	23 809
2015[1]	9 538	2 571	990	5 543	5 702	24 345
2016[1]	9 360	2 600	945	5 860	6 035	24 800
2020[2]	9 741	3 053	822	5 804	7 278	26 698
2040[2]	10 783	4 532	547	8 909	14 271	39 042

Rundungsdifferenzen möglich
*Bruttostromerzeugung
[1] geschätzt [2] Prognose, nach IEA WEO 2016, Basisjahr 2014, New Policies Scenario

Quellen: BP Statistical Review, 2017; WEC Deutschland, 2017

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basis-jahr)	2000	2005	2010	2014	2015	2016	Verände-rungsraten[3]: 2016 zu 2015	Verände-rungsraten[3]: 2016 zu 1990
	CO_2-Emissionen in Mio. t							in %	
Annex-I-Staaten[1]	15 131,6	14 544,4	15 048,6	14 275,2	13 736,4	13 563,1	13 469,1	-0,7	-11,0
EU-28	4 463,7	4 170,2	4 298,5	3 939,7	3 478,8	3 507,8	3 521,5	0,4	-21,1
darunter EU-15[1]	*3 403,3*	*3 410,4*	*3 508,8*	*3 181,2*	*2 788,9*	*2 810,1*	*2 812,5*	*0,1*	*-17,4*
darunter Deutschl.[1/2]	*1 052,2*	*899,3*	*865,9*	*832,4*	*794,8*	*792,1*	*803,1*	*1,4*	*-23,7*
Australien[1]	278,4	350,0	385,8	406,8	393,6	402,2	397,4	-1,2	42,7
Kanada[1]	463,5	570,0	573,6	553,7	572,7	568,1	564,5	-0,6	21,8
USA[1]	5 123,0	6 001,4	6 131,8	5 699,9	5 565,5	5 411,4	5 321,4	-1,7	3,9
Russland[1]	2 589,9	1 504,3	1 594,1	1 663,3	1 669,6	1 670,7	1 638,0	-2,0	-36,8
Ukraine[1]	706,2	279,5	313,5	293,5	256,2	223,1	242,0	8,5	-65,7
Japan[1]	1 157,2	1 275,8	1 307,7	1 215,0	1 266,6	1 225,2	1 207,3	-1,5	4,3
Korea	231,7	431,7	457,5	550,8	567,8	577,3	588,0	1,9	153,8
Indien	530,4	890,4	1 079,6	1 594,3	2 019,7	2 089,3	2 201,9	5,4	315,1
VR China	2 109,2	3 126,5	5 399,4	7 749,0	9 134,9	9 096,1	9 081,5	-0,2	330,6
(Übriges) Asien	679,0	1 127,9	1 401,7	1 612,6	1 787,3	1 859,3	1 959,7	5,4	188,6
Naher Osten	535,9	879,6	1 147,9	1 490,2	1 727,8	1 788,9	1 827,6	2,2	241,0
Afrika	529,0	658,1	856,9	995,8	1 105,3	1 109,9	1 125,9	1,4	112,8
Brasilien	184,3	292,3	310,5	370,5	476,0	470,6	440,2	-6,5	138,8
Mexiko	262,0	335,8	394,0	423,5	448,1	445,7	435,7	-2,2	66,3
Übr. Lateinamerika	369,0	488,3	544,7	651,8	697,9	708,6	709,4	0,1	92,2
Sonstige	1 417,6	1 528,4	1 745,4	1 933,1	1 983,6	2 048,6	2 086,1	1,8	47,2
Welt	21 630,0	23 910,2	27 942,6	31 143,5	33 151,4	33 202,8	33 348,1	0,4	54,2

[1] Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. u. a. http://unfcc.int)
[2] temperatur- und lagerbestandsbereinigt [3] gerundet auf eine Nachkommastelle

Quellen: H.-J. Ziesing, „ ... CO_2-Emissionen …“, in ET 9/2017; World Bank, 2017

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas im Jahr 2015

Region	Kohle	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-28	20,8	1,2	1,5	23,5
Übriges Europa und Zentralasien	136,1	31,2	65,7	233,0
Afrika	32,4	26,7	16,7	75,8
Naher Osten	1,1	167,5	94,8	263,4
Nordamerika[1]	156,2	49,7	15,2	221,1
Mittel- und Südamerika[2]	9,7	68,8	9,1	87,6
VR China	79,7	3,9	4,6	88,2
Indien	58,7	1,2	1,8	61,7
Indonesien	8,6	0,8	3,4	12,8
Ferner Osten	4,3	2,3	4,7	11,3
Australien[3]	50,0	0,8	4,1	54,9
Welt	557,6	354,1	221,6	1 133,3
Anteil	49 %	31 %	20 %	100 %

[1] einschließlich kanadische Ölsande [2] einschließlich Mexiko [3] einschließlich Neuseeland

Quelle: BP Statistical Review, 2016

Weltreserven und -förderung von Steinkohle im Jahr 2016

Region	Reserven	Förderung
	Mrd. t	
EU-28	21,813	0,087
Übriges Europa und Zentralasien[1]	131,470	0,527
Afrika	13,151	0,269
Naher Osten	1,203	0,002
Vereinigte Staaten	221,400	0,666
Kanada	4,346	0,060
Übriges Nordamerika	1,160	0,014
Kolumbien	4,881	0,091
Übriges Mittel- und Südamerika	4,062	0,022
VR China	230,004	3,360
Indien	89,782	0,639
Indonesien	17,326	0,419
Mongolei	1,170	0,027
Australien	68,310	0,433
Übriges Zentralasien / Ozeanien	6,136	0,114
Welt	816,214	6,730

[1] inkl. Türkei, Kasachstan, Russland, Ukraine, Usbekistan

Quellen: VDKi 2017; BP Statistical Review, 2017; BGR 2016; IEA 2017

Primärenergieverbrauch in der EU-28*

Jahr	Kohle	Mineralöl	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	409	734	553	327	299	2 322
2014	383	729	490	326	307	2 235
2015[1]	373	858	513	277	303	2 325
2016[1]	341	876	551	272	306	2 346
2020[2]	319	672	539	313	369	2 212
2040[2]	143	449	536	267	550	1 945

* ab 2013 EU-28

[1] geschätzt [2] Prognose, nach IEA WEO 2016, Basisjahr 2014, New Policies Scenario

Quelle: BP Statistical Review, 2017

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-28* im Jahr 2016

Region	Förderung			Importe
	Stein-kohle	Braun-kohle	Ins-gesamt	Stein-kohle[1]
	Mio. t SKE			
Polen	60	18	78	7
Vereinigtes Königreich	4	0	4	7
Deutschland	4	51	55	50
Tschechien	6	11	17	3
Spanien	1	–	1	13
Bulgarien	0	9	9	1
Rumänien	0	7	7	1
Griechenland	–	10	10	0
Ungarn	–	3	3	1
Slowenien	–	1	1	0
Slowakei	–	1	1	3
Kroatien	–	–	–	1
Italien	–	–	–	15
Frankreich	–	–	–	12
Niederlande	–	–	–	12
Finnland	–	–	–	3
Dänemark	–	–	–	2
Belgien	–	–	–	3
Schweden	–	–	–	3
Portugal	–	–	–	5
Österreich	–	–	–	3
Irland	–	–	–	2
EU-28	75	111	186	147

* ab 2013 EU-28 [1] ohne Steinkohlenkoks

Quelle: EURACOAL 2017

Stromerzeugung in der EU-28*

Jahr	Kohle[3]	Mineralöl	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	905	61	507	877	875	3 225
2014[1]	841	57	457	876	920	3 151
2015[1]	788	46	497	863	935	3 129
2016[1]	694	38	620	845	952	3 149
2020[2]	673	41	590	839	1 156	3 299
2040[2]	229	12	642	720	1 824	3 427

* ab 2013 EU-28

[1] geschätzt [2] Prognose, nach IEA WEO 2016, Basisjahr 2014, New Policies Scenario

[3] Steinkohle, Braunkohle, Kohleanteile im Rahmen Mischfeuerung

Quellen: IEA, WEO 2016; BP Statistical Review, 2017; Agora Energiewende, 2017; ENTSOE 2017

Nettostromerzeugung in der EU-28 nach Ländern und Energieträgern im Jahr 2016

Länder	Kern-energie	Stein-kohle[1]	Braun-kohle	Erd-gas[1]	Mineral-öl	Sonstige fossile Energien[2]	Wind-kraft	Photo-voltaik	Bio-masse	Wasser-kraft[3]	Sonstige Erneuer-bare	Sonstige[4]	Ins-gesamt	davon Fossile Energien	davon Erneuer-bare	davon Kern-energie
	TWh															
EU-28	796,4	352,7	276,2	611,6	32,9	30,6	298,3	99,6	116,5	343,2	49,8	65,1	3 072,9	1 304,0	907,4	796,4
Belgien	41,3	2,5	–	20,2	0,1	–	5,1	2,9	2,5	0,3	2,2	2,4	79,5	22,8	13,0	41,3
Bulgarien	14,9	0,4	16,1	2,1	–	–	1,4	1,4	0,3	3,9	0,0	0,5	41,0	18,6	7,0	14,9
Dänemark	–	8,1	–	2,2	0,1	–	12,8	0,7	3,0	0,0	2,0	0,0	28,9	10,4	18,5	–
Deutschland	80,0	100,5	138,4	91,1	4,3	3,1	78,2	34,9	40,7	20,9	6,6	10,9	609,6	337,4	181,3	80,0
Estland	–	–	–	–	–	9,0	0,6	0,0	0,7	0,0	0,1	0,0	10,4	9,0	1,4	–
Finnland	22,3	6,9	–	3,5	0,2	2,9	3,1	–	10,8	15,6	0,0	0,7	66,0	13,5	29,5	22,3
Frankreich	384,0	7,2	–	35,2	3,5	–	20,7	8,4	2,1	59,3	4,4	6,6	531,4	45,9	94,9	384,0
Griechenland	–	–	14,9	12,5	–	–	4,3	3,7	0,3	5,5	1,3	0,0	42,5	27,4	15,1	–
Irland	–	4,6	–	14,2	0,1	2,5	6,1	–	–	0,7	0,2	0,4	28,8	21,4	7,0	–
Italien	–	41,8	–	107,2	5,3	2,1	17,4	22,5	8,5	41,0	16,2	11,8	273,8	156,4	105,6	–
Kroatien	–	2,4	–	1,3	–	–	1,0	0,1	0,1	6,1	0,3	0,0	11,3	3,7	7,6	–
Lettland	–	–	–	2,2	–	0,6	0,1	–	0,4	2,5	0,4	0,2	6,4	2,8	3,4	–
Litauen	–	–	–	0,8	–	0,2	1,1	0,1	0,2	0,4	0,2	1,0	4,0	1,0	2,0	–
Luxemburg	–	–	–	0,3	–	–	0,1	0,1	–	0,1	0,0	1,5	2,1	0,3	0,3	–
Malta[5]	–	–	–	–	1,0	0,1	0,0	0,1	0,0	–	0,0	–	1,2	1,1	0,1	–
Niederlande	3,1	20,6	–	73,0	–	–	7,8	1,5	3,5	0,1	0,0	0,0	109,6	93,6	12,9	3,1
Österreich	–	2,0	–	8,4	1,0	2,7	5,2	–	–	35,5	3,0	13,0	70,8	14,1	43,7	–
Polen	–	71,7	46,5	6,3	1,7	0,5	12,2	0,1	6,3	2,1	0,9	5,8	154,1	126,7	21,6	–
Portugal	–	11,7	–	11,6	0,1	0,3	12,2	0,8	2,7	15,4	0,0	1,1	55,9	23,7	31,1	–
Rumänien	10,4	1,4	12,8	4,6	–	4,7	6,5	1,8	0,4	18,0	0,2	0,0	60,8	23,5	26,9	10,4
Schweden	60,5	0,3	–	1,3	0,3	1,3	15,4	–	9,0	61,2	1,3	0,9	151,5	3,2	86,9	60,5
Slowakei	13,8	0,9	1,5	1,5	0,3	0,4	–	0,5	1,1	4,6	0,6	0,2	25,4	4,6	6,8	13,8
Slowenien	5,4	–	4,4	0,0	–	–	–	0,2	0,1	4,4	0,2	0,5	15,2	4,4	4,9	5,4
Spanien	56,1	34,2	3,3	51,2	10,3	–	47,6	8,1	2,4	35,8	6,9	6,3	262,2	99,0	100,8	56,1
Tschechien	22,7	5,2	32,9	6,3	0,0	0,2	0,5	2,1	1,9	2,0	2,3	1,3	77,4	44,6	8,8	22,7
Ungarn	15,1	0,1	5,4	4,5	0,0	–	0,7	0,0	1,5	0,3	0,5	0,0	28,1	10,0	3,0	15,1
Ver. Königreich	66,8	30,2	–	150,1	0,1	–	38,0	9,6	18,0	7,5	0,0	0,0	320,3	180,4	73,1	66,8
Zypern	–	–	–	–	4,5	–	0,2	–	–	–	0,0	0,0	4,7	4,5	0,2	–
	Anteile in %															
EU-28	26	11	9	20	1	1	10	3	4	11	2	2	100	42	30	26
Belgien	52	3	–	25	0	–	6	4	3	0	3	4	100	28	16	52
Bulgarien	36	1	39	5	–	–	3	3	1	10	0	2	100	45	17	36
Dänemark	–	28	–	8	0	–	44	2	10	0	8	0	100	36	64	–
Deutschland	13	16	23	15	1	1	13	6	7	3	1	1	100	56	30	13
Estland	–	–	–	–	–	86	6	0	7	0	1	0	100	86	14	–
Finnland	34	10	–	5	0	4	5	–	16	24	0	2	100	19	45	34
Frankreich	72	1	–	7	1	–	4	2	0	11	1	1	100	9	18	72
Griechenland	–	–	35	29	–	–	10	9	1	13	3	0	100	64	36	–
Irland	–	16	–	49	0	9	21	–	–	2	1	2	100	74	24	–
Italien	–	15	–	39	2	1	6	8	3	15	6	5	100	57	38	–
Kroatien	–	21	–	12	–	–	9	1	1	54	2	0	100	33	67	–
Lettland	–	–	–	34	–	9	2	–	6	39	6	4	100	43	53	–
Litauen	–	–	–	20	–	5	28	3	5	10	5	24	100	25	51	–
Luxemburg	–	–	–	14	–	–	5	5	–	5	0	71	100	14	15	–
Malta[5]	–	–	–	–	83	8	0	8	0	–	0	–	100	91	1	–
Niederlande	3	19	–	67	–	–	7	1	3	0	0	0	100	86	11	3
Österreich	–	3	–	12	1	4	7	–	–	50	4	19	100	20	61	–
Polen	–	47	30	4	1	0	8	0	4	1	1	4	100	82	14	–
Portugal	–	21	–	21	0	1	22	1	5	28	0	1	100	43	56	–
Rumänien	17	2	21	8	–	7	11	3	1	30	0	0	100	38	45	17
Schweden	40	0	–	1	0	1	10	–	6	40	1	1	100	2	57	40
Slowakei	54	4	6	6	1	2	–	2	4	18	2	1	100	19	26	54
Slowenien	36	–	29	0	–	–	–	1	1	29	1	3	100	29	32	36
Spanien	21	13	1	20	4	–	18	3	1	14	3	2	100	38	39	21
Tschechien	29	7	43	8	0	0	1	3	2	3	3	1	100	58	12	29
Ungarn	54	0	19	16	0	–	2	0	5	1	3	0	100	35	11	54
Ver. Königreich	21	9	–	47	0	–	12	3	6	2	0	0	100	56	23	21
Zypern	–	–	–	–	96	–	4	–	–	–	0	0	100	96	4	–

[1] Mischfeuerung aus Steinkohle und Erdgas, siehe unter sonstige fossile Energien [2] inkl. Mischfeuerung [3] inkl. Laufwasser und natürliche Speicher, ohne Pumpspeicher
[4] nicht zuordenbare Erzeugung, statistische Differenzen [5] geschätzt, ohne Stromimporte aus Sizilien über den Interconnector
Quellen: ENTSOE 2017 sowie verschiedene Länder-Statistiken

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	157,9	62,8	55,6	104,4	36,2	6,3	48,4	471,6
2014[1]	153,3	60,0	53,7	90,8	36,2	7,0	48,7	449,7
2015[1]	153,3	59,0	53,4	94,5	34,2	9,7	48,4	452,5
2016[1]	155,8	56,5	51,8	103,2	31,5	9,5	50,7	459,0

[1] vorläufig [2] inkl. Austauschsaldo Strom und Rundungsdifferenzen
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet
Quelle: AGEB, 7/2017

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	93,1	632,4
2011	112,4	150,1	108,0	7,2	86,1	48,9	99,4	612,1
2012	116,4	160,7	99,5	7,6	76,4	50,7	117,3	628,6
2013	127,3	160,9	97,3	7,2	67,5	51,7	125,8	637,7
2014	118,6	155,8	97,1	5,7	61,1	57,4	131,0	626,7
2015	117,7	154,5	91,8	6,2	62,0	79,2	135,5	646,9
2016[1]	111,5	150,0	84,6	5,9	80,5	77,4	138,5	648,4

[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
2015	0,2	5,5	0,5	0,0	0,1	0,0	6,3
2016	0,2	3,7	0,5	0,0	0,1	0,0	4,5

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
2015	7 251	3 732	3	6
2016	6 645	3 510	2	4

[1] fördertäglich [2] Stand Jahresende ohne Kleinzechen [3] bis 1996 Saar in t=t
[4] Stand: 1. Januar 2013

Belegschaft* im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahres-ende	Revier				Ins-gesamt
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-büren	
	Personen				
1960	398 382	52 964	30 723	8 121	490 190
1970	201 808	26 883	18 837	5 214	252 742
1980	143 440	24 752	14 491	4 139	186 822
1990	98 675	19 609	8 138	3 833	130 255
2000	45 441	10 032	–	2 609	58 082
2005	29 377	6 556	–	2 595	38 528
2010	18 563	3 208	–	2 436	24 207
2011	16 073	2 427	–	2 425	20 925
2012	13 795	1 214	–	2 604	17 613
2013	11 448	668	–	2 433	14 549
2014	9 500	311	–	2 293	12 104
2015	7 546	192	–	1 902	9 640
2016	5 831	174	–	1 475	7 480

*einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				Ins-gesamt
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-büren	
	Mio. t v.F.				
1960	115,5	16,2	8,2	2,4	142,3
1970	91,1	10,5	6,9	2,8	111,3
1980	69,2	10,1	5,1	2,2	86,6
1990	54,6	9,7	3,4	2,1	69,8
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
2015	4,6	–	–	1,6	6,2
2016	2,5	–	–	1,3	3,8

Organisation

Vorstand

Vorsitzender (Präsident)

Bernd Tönjes, Essen,
Vorsitzender des Vorstands der RAG Aktiengesellschaft

Stellvertretende Vorsitzende

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

Jürgen Eikhoff, Moers

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

Mitglieder des Vorstands

Rainer Platzek, Rheinberg

Joachim Rumstadt, Essen,
Vorsitzender der Geschäftsführung der STEAG GmbH

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Geschäftsführung

Michael Weberink, Essen,
Hauptgeschäftsführer

Geschäftsbereiche

Politik/Statistik/Vorstand/Kommunikation

Recht/Soziale Sicherung/Tarifwesen/GSA

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 November 2017

Impressum

Herausgegeben von der Geschäftsführung des Gesamtverbands Steinkohle e.V.

Im Welterbe 8
45141 Essen

Tel.: +49 201 378-0
Fax: +49 201 378-4261
E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

Redaktion

Michael Weberink
Birgit Erlebach
Jürgen Ilse
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Christian Moser
Jörg Ottersbach
Christiane Schulte-Holtey
Michael Verschuur

Fotos

RAG AG
RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH
RAG Montan Immobilien GmbH
Ina Fassbender
Armin Plöger

Layout/Gestaltung

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

ISSN 0343-7981

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Kapitel 1
Politik und Wirtschaft

EU-rechtlich genehmigte Stilllegungsbeihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau 16
Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 17
Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland 18
Subventionsvolumen in Deutschland 2015: Anteil Steinkohle < 1 % 19
Nach wie vor überdurchschnittlich hohe Arbeitslosigkeit im Ruhrgebiet 21
Das Energiekonzept der Bundesregierung: Heutige „Zielarchitektur"/Systematisierung des Zielsystems 23
Sektorale Treibhausgas-Reduktionsvorgaben gemäß Klimaschutzplan 2050 25
Entwicklung energiebedingter CO_2-Emissionen insgesamt und nach Energieträgern 1990 bis 2016 27
Primärenergieverbrauch in Deutschland 2016 28
Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2016 30
Abhängigkeit Deutschlands von (Primär-)Energieimporten 2016 31
Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. – Datenfluss 32
Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarkts 2016 34
Deutsche Steinkohlenimporte 2015/2016 inkl. Koks 35
Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland 35
Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 36
Preisentwicklungen: Hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA 37
Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa 38
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2016 40
Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern 41

Kapitel 2
Recht und soziale Sicherung

Sozialpartnermodell Betriebsrente 47
Sozialwahl 31. Mai 2017 49
Arbeit der Selbstverwaltung 51
Entwicklung der Unfallquoten 53
Stromerzeugung aus Grubengas 56

Anhang

Statistik 60

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

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2016

Bergwerke	**2**
Belegschaft[1] insgesamt	**7480 Mitarbeiter**
Ruhrrevier	5 831 Mitarbeiter
Saarrevier	174 Mitarbeiter
Ibbenbüren	1 475 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**3,8 Mio. t v. F.**[2]
	≙ 3,9 Mio. t SKE[3]
Ruhrrevier	2,5 Mio. t v. F.
Ibbenbüren	1,3 Mio. t v. F.
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 510 t v. F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	226 cm
Mittlere Streblänge	297 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 261 m
Absatz insgesamt	**4,5 Mio. t SKE**
Elektrizitätswirtschaft	3,7 Mio. t SKE
Stahlindustrie	0,5 Mio. t SKE
Wärmemarkt	0,3 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
am Primärenergieverbrauch in Deutschland	1 %
an der Stromerzeugung in Deutschland	2 %
am Steinkohlenverbrauch	6 %
an der Stromerzeugung aus Steinkohle	12 %

[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)