

## The Coal Exit – a High-Risk Adventure for the Energy Sector and Regional Economy

The recommendations contained in the so called “Coal Commission” roadmap for phasing out coal-based electricity production will oblige the German energy industry and regional economies to embark on an adventure that is the result of climate-policy ambitions that no other sector has yet been asked to engage in. The Duden German language dictionary defines the word „adventure“ as an unusual and risky undertaking of uncertain outcome, an enterprise of an experimental nature that promises to deliver an exciting experience. And this author would argue that this exactly sums up the coal phase-out project. It is in fact

rather like the Brexit debate in the UK. While the political decision-makers have a clear picture of what they want to get away from, they only have somewhat idealistic and hazy ideas about what can take its place. Now that the decision has been taken it is time for them to examine, or at least to find out, what kind of practical economic and social impact their decision will cause, and what serious financial implications it will have for the state sector. What is more, the main consequences of the coal phase-out process for the energy sector and regional economies were entirely foreseeable from the outset (1).

## Der Kohleausstieg – ein energie- und regionalwirtschaftliches Abenteuer

Mit dem von der sogenannten Kohlekommission empfohlenen Ausstiegsfahrplan für die Kohleverstromung begibt sich das Industrieland Deutschland aus klimapolitischen Ambitionen, die so bislang für keinen anderen Sektor gewagt werden, auf einen energie- und regionalwirtschaftlich abenteuerlichen Weg. Das Wort Abenteuer bezeichnet laut Duden ein außergewöhnliches und riskantes Unternehmen mit offenem Ausgang oder jedenfalls experimentellem Charakter, das zugleich ein erregendes Erlebnis verspricht. Um solch ein Vorhaben handelt es sich beim Kohleausstieg, so die These des Autors. Zugleich mutet er ihm ein wenig

wie die Brexit-Debatte in Großbritannien an. Die politischen Entscheider haben zwar eine klare Vorstellung, wovon man sich verabschieden möchte, doch nur idealistische und eher schemenhafte Vorstellungen von dem, was an dessen Stelle treten kann. Dadurch müssen sie im Nachgang zu ihrer Entscheidung lernen oder zumindest erfahren, welche praktischen wirtschaftlichen und sozialen Schwierigkeiten sowie gravierenden finanziellen Folgen auch für die öffentliche Hand ihre Entscheidung herbeiführt. Dabei waren die wesentlichen energie- und regionalökonomischen Konsequenzen dieses Kohleausstiegs von vorneherein absehbar (1).

The Commission on Growth, Structural Change and Employment that was set up by the Federal Government in mid-2018 has rightly been labelled the “Coal Commission” in many quarters (and this is the term adopted here) because its central remit is to reduce and ultimately to phase out coal power in Germany. The Commission discussion and working process, and the findings contained in its final report (Figure 1), have shown that this policy presents certain implications and risks that cannot be ignored and therefore the sequence of events proposed for the phase-out must be tied to certain “if-then arrangements” if we are to avoid disastrous consequences. The Coal Commission has in fact done this. Nevertheless, if we are to look at things with a critical eye there are still some questions and doubts over whether the “ifs” have been given sufficient attention or can actually be applied.

Of course we are still awaiting the actual implementation of the Coal Commission’s recommendations on energy and structural policy. The German Government has calculated that over

Die von der Bundesregierung Mitte 2018 eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ist landläufig wegen der Fixierung auf das Ziel, die Kohleverstromung in Deutschland schrittweise zu reduzieren und schließlich zu beenden, mit Fug und Recht als „Kohlekommission“ bezeichnet worden (so auch hier im Weiteren). Der Diskussions- und Arbeitsprozess sowie die Resultate der Kohlekommission im Abschlussbericht (Bild 1) haben erwiesen, dass bestimmte Folgen und Risiken nicht ignoriert werden können und darum die Schrittfolge des Ausstiegs an „Wenn-Dann-Regelungen“ gebunden werden muss, wenn desaströse Auswirkungen ausgeschlossen werden sollen. Das hat die Kohlekommission getan. Gleichwohl bleiben bei kritischer Würdigung Fragen und Zweifel, ob die „Wenns“ hinreichend beachtet werden oder erfüllt werden können.

Abzuwarten bleibt selbstverständlich die konkrete Umsetzung der energie- und strukturpolitischen Empfehlungen der Kohlekommission. Die daraus in den kommenden 20 Jahren re-



Fig. 1. Final report submitted by the Coal Commission on 26th February 2019.  
Bild 1. Abschlussbericht der Kohlekommission vom 26. Februar 2019.

the next 20 years this will mean an additional burden of some 80 bn € on the national budget, or on average 4 bn €/a – while other estimates point to a figure of 100 bn € or more. While the Federal Government has signalled its approval in principle, it has also made it clear that these are still only recommendations. Some reservations have also been expressed in the Bundestag as to the amount of funds involved and how these have simply been “nodded through” in parliament. There is still some doubt as to whether all the recommendations will be implemented in full, especially as the measures in question are mainly to be financed by way of economies and reallocations in various budget departments (2).

First of all it should be noted that the phasing-out of coal-based electricity generation does not (yet) signify the complete cessation of coal utilisation in Germany. About 60% of all coal consumed goes to supply the power stations, while for lignite the figure is at least 90%. Then there are also specific industrial applications, especially for steel making (coking coal and coke) and metal refining, plus niche markets such as household heating fuels and supplies to district heating networks and small industrial and commercial consumers. These markets will not be directly affected by the end of coal-based power generation, though they will probably also come under increasing coal-policy restrictions at some point in the future. What is clear is that the phasing-out of coal power will also spell the end of lignite mining in Germany, this coming on the heels of the complete shutdown of Germany's deep coal mining industry at the end of 2018. The Coal Commission's phase-out plan therefore in effect paves the way for Germany to become an “industrialised country without coal”, as one of the weeklies put it, before going on to pose the question “Can it really work?” (3).

### The coal exit roadmap and the Coal Commission's recommendations

After eight months of consultations, which included an extended timeframe, the Coal Commission eventually produced their final report on 26th January 2019 (4). The document was 136 pages long and also included exactly 200 pages of detailed lists of projects for structural change in the coalfield regions, these having been drawn up by the respective Land governments. The final report

sultierenden Zusatzbelastungen für den Bundeshaushalt werden seitens der Bundesregierung auf insgesamt rd. 80 Mrd. € oder im Schnitt auf ca. 4 Mrd. €/a geschätzt – andere Schätzungen sprechen von 100 Mrd. € oder mehr. Zwar hat die Bundesregierung im Grundsatz schon ihre Zustimmung signalisiert, doch auch klargestellt, dass es sich eben nur um Empfehlungen handelt. Auch aus dem Bundestag sind Vorbehalte gegen die Höhe der Mittel und bloßes Abnicken im Parlament laut geworden. Ob alle empfohlenen Maßnahmen vollständig realisiert werden, ist insofern offen, zumal sie hauptsächlich durch Einsparungen und Umschichtungen in verschiedenen Ressortetats finanziert werden sollen (2).

Eingangs anzumerken ist außerdem, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung (noch) nicht den vollständigen Ausstieg aus der Kohlenutzung in Deutschland bedeutet. Bei der Steinkohle entfallen rd. 60%, bei der Braunkohle gut 90% des Verbrauchs auf den Einsatz in Kraftwerken. Daneben gibt es aber weiterhin spezifische industrielle Nutzungen insbesondere in der Stahlindustrie – Koks- und Koks – oder für Veredelungen, ferner noch Nischennutzungen im Wärmemarkt für den Hausbrand, Fernheizwerke oder kleingewerbliche Zwecke. Diese werden nicht direkt vom Ausstieg aus der Kohleverstromung berührt, unterliegen aber voraussichtlich künftig ebenfalls zunehmenden klimapolitischen Restriktionen. Klar ist allerdings, dass mit der Beendigung der Kohleverstromung auch die Braunkohlengewinnung in Deutschland ihr Ende findet, nachdem im Jahr 2018 bereits die deutsche Steinkohlenförderung komplett beendet worden ist. Somit stellt der Ausstiegsplan der Kohlekommission in der Tat die Weichen dafür, dass Deutschland zum „Industrieland ohne Kohle“ wird, wie ein Wochenmagazin titelte, verbunden mit der Frage „Kann das gut gehen?“ (3).

### Der Ausstiegsfahrplan – Empfehlungen der Kohlekommission

Die Kohlekommission hat am 26. Januar 2019 nach achtmonatigen, zwischenzeitlich verlängerten Beratungen ihren Abschlussbericht verabschiedet (4). Dieser umfasst 136 Seiten. Hinzu kommen noch genau 200 Seiten mit ergänzenden strukturpolitischen Projektlisten für die Kohlereviere, die von den jeweiligen Landesregierungen erstellt worden sind. Im Kern hat der Abschlussbericht einen Ausstiegsplan für die deutsche Kohleverstromung in drei Etappen entworfen (5).

Ausgehend von einer inländischen Kohlekraftwerkskapazität von noch insgesamt rd. 43 GW im Jahr 2017 (22,7 GW auf Steinkohlen- und 19,9 GW auf Braunkohlenbasis) sollen bereits im Zeitraum 2018 bis 2022 „Braunkohlkraftwerke und Steinkohlkraftwerke schrittweise in dem Umfang stillgelegt oder über das KWK-G (auf Gas) umgerüstet werden, dass die Leistung der Kraftwerke im Markt im Jahr 2022 auf rund 15 GW Braunkohle und rund 15 GW Steinkohle reduziert wird ... Darüber hinaus empfiehlt die Kommission die weitgehende Umstellung von Kohle auf Gas innerhalb der Netzreserve – derzeit 2,3 GW. Insgesamt kommt es damit zu einer Reduzierung um mindestens 12,5 GW. Mit diesen Maßnahmen wird im Energiesektor eine CO<sub>2</sub>-Minderung von mindestens 45% im Vergleich zu 1990 erreicht.“ Im Jahr 2018 bereits durchgeführte oder eingeleitete Stilllegungen oder Überführungen in die sogenannte Sicherheitsbereitschaft – dies gilt nur für die Braunkohle – werden dabei angerechnet. Netto

essentially presents a phase-out plan for German coal-fired power generation in three stages (5).

Starting from a homeland coal-fired generating capacity of some 43 GW in 2017 (22.7 GW coal based, 19.9 GW lignite) it is proposed that the period 2018 to 2022 will see "lignite-fired and coal-fired power stations gradually decommissioned or converted to gas-based cogeneration to the extent that the output from power plants in the market in 2022 will be cut to about 15 GW for lignite-fired installations and 15 GW for coal-fired installations ... In addition, the Commission recommends that Germany's grid reserve capacity, currently 2.3 GW, should broadly be switched from coal to gas. Overall this will result in a reduction in capacity of at least 12.5 GW. These measures will serve to cut CO<sub>2</sub> emissions in the energy sector by at least 45 % compared with 1990 levels." All this takes account of those closures that were implemented or initiated in 2018 as well as power stations that were put on "standby", which only applies to lignite-fired installations. In net terms this therefore requires an additional shutdown of about 7 GW of capacity, which – coincidentally – is exactly the ballpark figure that was agreed during the "Jamaica talks", which were held at the end of 2017 between the CDU/CSU and the Greens, as being a politically palatable first step in the coal exit process.

In order to implement these proposals the Coal Commission recommends that a mutual arrangement be established on a contractual basis with the plant operators setting out specific closure details. This should contain an agreement on the compensation payments to be made to the operators for the closure of power stations that are still in operation and those that are under construction and not yet in service – the so-called "Datteln IV clause". Bid submissions or provisions along the same lines as the "standby arrangement" could be used as instruments for determining the amount of compensation in each case. In addition, further provisions should be included, and subsequently set down in law (and by way of collective agreements), in order to ensure that staffing levels are adjusted in a socially-responsible way, i.e. no compulsory redundancies or unreasonable social or economic consequences for the employees affected.

For the first stage, and for the two successive stages, the Coal Commission is not recommending a politically predefined closure plan with fixed annual tranches and site-specific closure orders but rather is advocating general target quantities and target periods the details of which, i.e. when a certain power station is to be shut down, are to be negotiated between the Federal Government and the companies concerned on the basis of the aforementioned stipulations.

During the period 2023 to 2030 the capacity of coal-fired installations in the market (without reserves) is to be reduced to a total of 17 GW, comprising 9 GW from lignite plants and 8 GW from coal, with as continuous as possible a reduction in emissions – and a "substantial intermediate stage in the form of an innovation project" for lignite in 2025 (CCS/CCU which alone promises to deliver a 10 Mt reduction in CO<sub>2</sub>). These measures should ensure that the energy industry's sectoral target as laid down in the National Climate Action Plan 2050 is reached by 2030, i.e. CO<sub>2</sub> emissions generated up to then would in this way be reduced, in line with government policy, by 61 to 62 % compared with 1990 levels (only about 30 % had been achieved by 2017). This means that coal-

erfordert dies somit eine zusätzliche Stilllegung von rd. 7 GW, was – keineswegs zufällig – genau die Größenordnung darstellt, die schon Ende 2017 in den sogenannten Jamaika-Verhandlungen als politisch vermittelbarer erster Kohle-Auslaufschritt zwischen Union und Grünen vereinbart worden war.

Zur Umsetzung empfiehlt die Kohlekommission eine einvernehmliche Vereinbarung auf vertraglicher Grundlage mit den Betreibern im Hinblick auf die konkreten Stilllegungen. Diese soll eine Einigung über Entschädigungsleistungen an die Betreiber für die Stilllegungen von Kraftwerken, die noch im Betrieb oder im Bau und noch nicht im Betrieb sind – sogenannte Datteln IV-Klausel – enthalten. Instrumente zur Ermittlung der jeweiligen Entschädigungshöhe könnten Ausschreibungen oder Regelungen analog zur Sicherheitsbereitschaft sein. Ferner sollen Regelungen enthalten sein und später ebenfalls gesetzlich (und zudem auch tarifvertraglich) fixiert werden, welche die sozialverträgliche Personalanpassung sicherstellen, d.h. betriebsbedingte Kündigungen sowie unbillige soziale und wirtschaftliche Nachteile der betroffenen Beschäftigten ausschließen.

Für die erste wie auch für die nachfolgenden beiden Etappen empfiehlt die Kohlekommission keinen politisch vorzugebenden Abschaltplan mit festen Jahresscheiben und standortscharfen Stilllegungsverordnungen, sondern pauschale Frist- und Mengenziele, deren Details, d.h., wann wird welches Kraftwerk abgeschaltet, von der Bundesregierung mit den betreffenden Unternehmen nach den genannten Maßgaben ausgehandelt werden sollen.

Im Zeitraum 2023 bis 2030 soll sodann die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt (ohne Reserven) auf insgesamt 17 GW mit anteilig 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle unter möglichst stetiger Emissionsminderung – und einem „substanziellen Zwischenschritt durch ein Innovationsprojekt“ der Braunkohle im Jahr 2025 (CCS/CCU mit allein 10 Mio. t CO<sub>2</sub>-Reduktion) – verringert werden. Damit soll das Sektorziel des Nationalen Klimaschutzplans 2050 für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 erreicht werden können, d.h., hier würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis dato auf diese Weise – wie politisch gewünscht – um 61 bis 62 % gegenüber 1990 abgesenkt (bis 2017 waren erst rd. 30 % geschafft). Die Kohlekapazitäten vermindern sich dadurch gegenüber 2017 um zwei Drittel. Die Umsetzung soll bei der Braunkohle wiederum durch Verhandlungen erfolgen, die somit von vornherein den Gesamtzeitraum bis 2030 planen soll. Gibt es kein Einvernehmen mit der Bundesregierung bis Mitte 2020, empfiehlt die Kommission eine „ordnungsrechtliche Lösung“. Für die Steinkohle werden, wörtlich, „freiwillige Stilllegungsprämien“ im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens empfohlen, das sich an der Emissionseinsparung orientieren soll. Für schon angezeigte und allein „marktgetriebene“ Stilllegungen von Steinkohlenkraftwerken sowie solche in Verbindung mit der „Umstellung auf emissionsarme Brennstoffe“ im Rahmen der Förderung durch das KWKG-Gesetz – d.h. also im Wesentlichen auf Gas – soll es keine Prämien geben. Gibt es keine zielgerechte freiwillige Lösung, wird auch für die Steinkohle eine ordnungsrechtliche Lösung empfohlen. Vorgesehene Entschädigungen und Stilllegungsprämien müssten beihilferechtlich zulässig ausgestaltet werden.

Nach 2030 soll auf gleiche Weise das letzte Drittel der verbliebenen Kohlekraftwerkskapazitäten stillgelegt werden, wobei

fired capacity will be cut by two thirds compared with 2017 figures. In the case of lignite this process will again be implemented by negotiation, with the entire period to 2030 being mapped out from the start. If no common understanding has been reached with the Federal Government by the middle of 2020 the Commission recommends that a “regulatory solution” be found. For coal the recommendation is for “voluntary closure premiums” to apply as part of a bidding process that would be adapted to emission saving. No premiums are to be given for coal plant closures that have already been announced or are solely market driven, or those involving the “conversion to low-emission fuels” being promoted under the Cogeneration Act – i.e. essentially gas based. If no appropriate voluntary solution is found then a regulatory arrangement will also be recommended for coal. The designated compensation payments and closure premiums would have to comply with state aid regulations.

After 2030 the final third of the coal-fired capacity will also have to be decommissioned in the same way, with the Commission – after some hard-won internal struggles – now recommending “the end of 2038 as the final phase-out date”. This recommendation is explicitly mindful of the fact that the current plans for lignite mining extend up to the 2040s and the latest generation of coal-fired power stations only reach their statutory operating age of 40 years at the beginning of the 2050s. The final shutdown date can be brought forward to “2035 at the earliest” in consultation with the operators (the “opening clause”) “if the electricity market, labour market and economic situation allow”. This will be reviewed in 2032, when an assessment will also be made of “whether the assumptions applied to the end of coal-fired power generation are generally realistic”. This means that, if necessary, there should be the option of delaying the exit beyond 2038.

Before this date is reached, namely in the potentially critical years 2023, 2026 and 2029, the German Government will produce progress reports detailing the measures implemented to date and including impact assessments by an independent committee of experts. This evaluation should be quite specific about the impact of the said measures on “the achievement of climate targets, the development of electricity prices, security of supply, employment levels, structural policy objectives and realised structural actions, along with value creation” in the coalfield regions. If things were to take a turn for the worse the plan would have to be adapted and fine-tuned. It is therefore all the more important to have the option of a review because in other respects the Coal Commission’s capacity reduction plan is based on unaltered market and regulatory conditions for the coal-fired generating sector – quite a bold set of assumptions over plus or minus 20 years (Figure 2).

### Energy-policy flanking measures – energy-industry challenges

The Coal Commission has combined and conditioned the exit roadmap with a series of energy- and regional-policy flanking measures. From an energy-policy perspective it recommends “ensuring that renewable energies are developed to 65% by 2030 in a manner that is appropriate to and in line with the market”, whereby the coal mining regions and coal-fired generating sites should also be used for this expansion drive. It further advocates the modernisation and better use of the power supply grids by

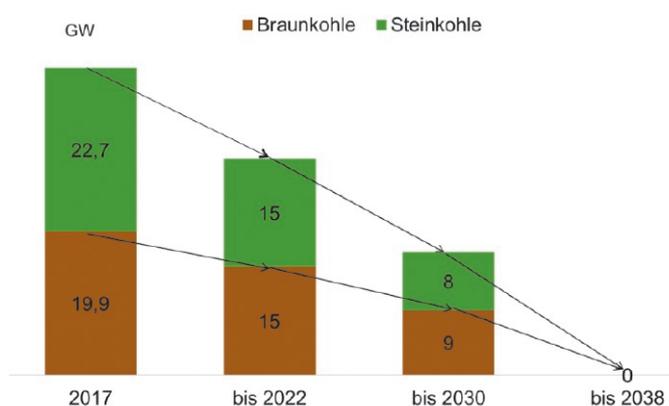


Fig. 2. Phase-out of coal-fired generating capacity in Germany by 2038.  
Bild 2. Abbau Kohlekraftwerkskapazitäten in Deutschland gemäß Kohlekommission bis 2038.

die Kommission – nach hartem internen Ringen – als „Abschlussdatum das Ende des Jahres 2038“ empfiehlt. Diese Empfehlung ergeht explizit eingedenk der Tatsache, dass die gegenwärtigen Revierpläne der Braunkohle in die 2040er Jahre reichen und die jüngste Generation der Steinkohlenkraftwerke erst Anfang der 2050er Jahre das Regelbetriebsalter von 40 Jahren erreicht. Das Abschlussdatum kann in Verhandlungen mit den Betreibern auf „frühestens 2035“ vorgezogen werden („Öffnungsklausel“), sofern die „energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen vorliegen.“ Dies soll 2032 überprüft werden, wobei die Überprüfung auch umfasst, „ob die Annahmen für die Beendigung der Kohleverstromung insgesamt realistisch sind“. Ggf. müsste sich der Ausstieg demnach über 2038 hinauszögern können.

Schon vorher, nämlich in den als voraussichtlich kritisch erachteten Jahren 2023, 2026 und 2029 soll es Fortschrittsberichte der Bundesregierung über die bis zum jeweiligen Jahr durchgeführten Maßnahmen und deren Bewertung durch ein unabhängiges Expertengremium geben. Die Bewertung soll explizit erfolgen hinsichtlich der Auswirkungen auf die „Erreichung der Klimaziele, die Entwicklung der Strompreise, die Versorgungssicherheit, die Beschäftigung, die strukturpolitischen Ziele und realisierten strukturpolitischen Maßnahmen sowie die Wertschöpfung“ in den Kohleregionen. Bei negativen Tendenzen müsse der Plan ggf. angepasst und nachgesteuert werden. Diese Möglichkeiten zur Revision sind auch deshalb so wichtig, weil der Kapazitätsabbauplan der Kohlekommission ansonsten von unveränderten marktlichen und regulatorischen Gegebenheiten für die Kohleverstromung ausgeht – über +/- 20 Jahre eine zumindest wagemutige Prämisse (Bild 2).

### Energiepolitische Begleitmaßnahmen – energiewirtschaftliche Herausforderungen

Die Kohlekommission verknüpft und konditioniert den Ausstiegspfad mit einer Reihe von energie- und regionalpolitischen Begleitmaßnahmen. Energiepolitisch empfiehlt sie die „Sicherstellung des systemdienlichen und marktconformen Ausbaus erneuerbarer Energien auf 65% in 2030“, wobei gerade die Kohleregionen und Kohlekraftwerksstandorte für diesen Ausbau mitgenutzt werden sollten, die Modernisierung und bessere

way of optimisation, upgrading and complementary market mechanisms, the “continued development and promotion of CHP technology”, particularly with regard to the hitherto coal-based parts of the heat supply sector, and the “discontinuation of carbon credits under the EU Emissions Trading Scheme”, which will be possible when the ETS is reformed after 2021.

The economic consequences of these actions, and especially the anticipated increases in electricity prices, are to be cushioned by prolonging and developing the existing ETS electricity price compensation arrangements (to 2030) and additionally by providing compensation from 2023 on for private and commercial electricity consumers by way of a government subsidy for the network charges that is to be anchored in the federal budget and protected under state aid rules, or some other equally effective measure, to the tune of “at least 2 bn € a year”. There will be no new price levies or taxes. Any damage to security of electricity supplies is to be countered by a whole raft of measures: closer monitoring of security of supply, use of existing reserve instruments to protect the electricity market and provision of adequate replacement for decommissioned coal-fired plants in the network reserve by accelerating the approval process for new gas-fired installations, and then from 2023 “testing of a systematic investment framework” for reserve power stations that would then inevitably involve gas-fired rather than coal-fired installations. In addition to this, and by way of laying down framework conditions for the exit process, the Coal Commission is proposing to create a financial hedge, which is to be as insolvency-proof as possible, for the restoration of opencast sites and their aftercare, the provision of structural support to the affected coalfields and their ongoing development as “future energy regions”, along with “socially acceptable arrangements” for staff reductions at the opencast mines and lignite- and coal-fired power stations (more of this later).

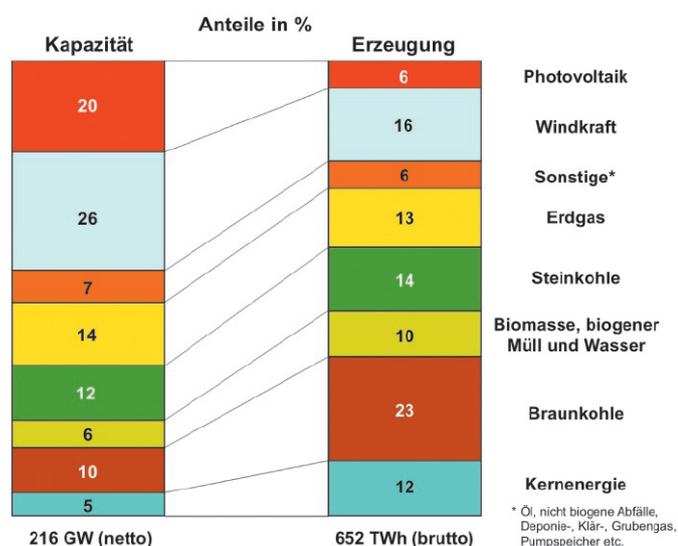
In spite of this fairly comprehensive consideration of the potential supply problems presented by the phasing out of coal-fired power generation there are still some major challenges lying ahead for the energy sector. It also has to be borne in mind that the first stage of the national coal exit strategy will be running in parallel with the final stage of the nationwide nuclear phase-out, as the last of the nuclear power stations are to be decommissioned in 2021/2022. This means that by the end of 2022, which is less than four years away, the German power generating sector will have lost nearly one quarter of its current conventionally-produced and highly assured production capacity. By 2038, which is in 20 years time, coal and lignite – for many years the mainstay of national electricity production – will have disappeared from the scene completely. From the current perspective it is not possible to predict whether sufficient progress can be made before that date to develop renewables and the supply grids that will be needed to serve them. In fact instead of a downturn in electricity demand some energy transition scenarios are actually anticipating a growth in this sector. After 2039 this demand will have to be met exclusively from renewable sources, flanked by gas-based electricity and/or – in a reversal of the present situation of power export surpluses – increasing imports of electricity from our European neighbours (such as French nuclear power or Polish coal power).

Nutzung der Stromnetze durch Optimierung, Ausbau und ergänzende marktliche Maßnahmen, die „Weiterentwicklung und Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung“, insbesondere mit Blick auf die bislang kohlebasierten Teile der Wärmeversorgung, und die „Stilllegung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im Rahmen des Europäischen Emissionshandels“, was mit der ETS-Reform ab 2021 ermöglicht wird.

Die wirtschaftlichen Folgen, insbesondere durch zu erwartende Anstiege der Strompreise, sollen durch eine Verstärkung und Fortentwicklung der bestehenden ETS-Strompreiskompensation (bis 2030) und ab 2023 einen Ausgleich für die privaten und gewerblichen Stromverbraucher durch eine staatliche, im Bundeshaushalt zu verankernde und beihilferechtlich abzuschichernde Bezuschussung der Netzentgelte oder eine wirkungsgleiche Maßnahme in Höhe von „mindestens 2 Mrd. € pro Jahr“ abgedeckt werden. Zusätzliche Strompreismulden soll es nicht geben. Beeinträchtigungen der Stromversorgungssicherheit soll durch ein ganzes Bündel von Maßnahmen entgegengewirkt werden: Weiterentwicklung des Versorgungssicherheitsmonitorings, Nutzung des bestehenden Reserveinstrumentariums zur Strommarktabsicherung und adäquater Ersatz für stillgelegte Kohlekraftwerke in der Netzreserve bei Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke, wiederum ab 2023 „Prüfung eines systematischen Investitionsrahmens“ für Reservekraftwerke, die dann notwendigerweise keinerlei Kohle-, sondern Gaskraftwerke sein würden. Daneben postuliert die Kohlekommission als Bedingungsrahmen des Ausstiegsprozesses die – möglichst insolvenzfeste – Absicherung der Finanzierung für die Wiedernutzbarmachung der Tagebaue und die Nachsorge, die strukturpolitische Begleitung der betroffenen Kohlereviere und deren Weiterentwicklung auch zu „zukunfts-fähigen Energieregionen“ sowie die „sozialverträgliche Ausgestaltung“ des Personalabbaus in den Tagebauen sowie Braun- und Steinkohlenkraftwerken (dazu später mehr).

Trotz dieser recht umfassenden Berücksichtigung der absehbaren energiepolitischen Probleme des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bleiben enorme energiewirtschaftliche Herausforderungen. Zu bedenken ist bereits in der ersten Etappe des nationalen Kohleausstiegs, dass sie zeitlich parallel zur letzten Etappe des nationalen Atomausstiegs verläuft, denn 2021/2022 gehen die letzten Kernkraftwerke vom Netz. Damit wird in der deutschen Stromerzeugung schon bis Ende 2022, also schon in knapp vier Jahren, fast ein Viertel der heutigen konventionellen Kapazitäten mit hohem Grad an gesicherter Leistung abgeschaltet. Bis 2038, also in den nächsten 20 Jahren, sollen Braun- und Steinkohle, bislang tragende Säulen der inländischen Stromerzeugung, ganz verschwinden. Aus gegenwärtiger Sicht lässt sich indes nicht sicher vorhersagen, dass bis dahin der Ausbau der Erneuerbaren zuzüglich desjenigen der dafür nötigen Netze hinreichend schnell vorankommt. Dabei wird nicht von einem Rückgang des Strombedarfs ausgegangen, manche Energiewendeszenarien sehen eher einen Zuwachs voraus. Dieser Bedarf muss dann ab 2039 ausschließlich aus erneuerbaren Energien flankiert durch Gasstrom und/oder – in Umkehrung der heutigen Verhältnisse mit Stromexportüberschüssen – verstärkte Stromimporte aus den europäischen Nachbarländern (etwa französischer Atomstrom oder polnischer Kohlestrom?) gedeckt werden.

These plans have not yet been agreed with the neighbouring states, neither has the Coal Commission considered to any real degree the reciprocal effect all this will have on the single European energy market. Germany is still well behind in its plans for expanding the national power grid in the run-up to 2030 and thereafter. While the pace of this work is now to be accelerated by statutory means, the programme is still nowhere near meeting the targets set down in the requirements plan (6). The plans for expanding the use of “green electricity”, which aim for a 65 % share of the market by 2030, can also be described as being more than ambitious. In 2018 renewables-based generation accounted for 35 % of the market, this input requiring around 25 bn € in “differential costs”, or to put it in economic terms “subsidies”. It is very difficult to predict just how expensive the renewables extension programme will be in future if it becomes necessary to step-up the pace of the expansion drive. What can be predicted, however, is that the broad-scale efforts to expand renewable energy usage will lead to growing conflicts with nature and landscape protection interests and greater opposition from local residents. New renewable-energy installation sites will therefore tend to become economically less favourable to operate (7). Even if the renewables’ expansion programme and the grid development plans were to run to schedule, in spite of the cost and the opposition to them, we will still be left with the massive problem of the weather-related volatility of wind power and photovoltaics. As an example of this, the VGB Study of Wind in Germany and Europe, which was presented in 2017/2018, still estimates the guaranteed output of Germany’s wind fleet to be no more than 1 % (8). The volatile nature of wind and solar power remains the reason why there is such a large discrepancy between their share of total capacity (at full load) and the amount of power they actually produce (which is much smaller). In fact even the production component, as an average amount, is misleading because it continuously fluctuates, is at times much reduced and is at a minimum when there is very little wind or solar power (the “dark doldrums”) (Figure 3).



Quellen: BDEW 2018; AGEB 2018; eigene Berechnungen

Fig. 3. German power station capacities and electricity production levels 2017. // Bild 3. Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2017.

Abgestimmt mit den europäischen Nachbarländern ist der Plan bisher nicht, auch auf die Wechselwirkungen mit dem EU-Energiebinnenmarkt wird von der Kohlekommission kaum eingegangen. Besonders groß ist in nationaler Hinsicht auf dem geplanten Weg bis 2030 und danach der Rückstand beim Netzausbau, der zwar nun erneut gesetzlich beschleunigt werden soll, aber bislang noch enorm weit von den Bedarfsplanzielen entfernt ist (6). Auch der angestrebte „Grünstrom“-Ausbau bis auf einen Anteil bis 2030 von 65 % ist mehr als ehrgeizig. Im Jahr 2018 lag der Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien bei 35 %, wofür rd. 25 Mrd. € EEG-„Differenzkosten“ anfielen, im ökonomischen Sinn Subventionen. Wie teuer der Ausbau erneuerbarer Energien künftig wird, wenn das Ausbautempo noch gesteigert werden muss, lässt sich zwar nur schwer prognostizieren. Absehbar ist jedoch, dass mit einem Ausbau erneuerbarer Energien auf breiter Front Konflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz sowie lokale Widerstände der Anwohner zunehmen und neue Anlagenstandorte ökonomisch tendenziell eher ungünstiger werden (7). Selbst wenn der Ausbau der Erneuerbaren und synchron dazu der Netze trotz der Widerstände und Kosten planmäßig gelänge, bleibt das große Problem der witterungsbedingten Volatilität von Windkraft und Fotovoltaik. So hat etwa die 2017/2018 vorgelegte VGB-Windstudie Deutschland und Europa die gesicherte Leistung des Windparks in Deutschland weiter bei maximal 1 % angesetzt (8). Das volatile Angebot von Wind- und Solarstrom ist schon heute die Ursache für die große Diskrepanz zwischen ihren Anteilen an den Kapazitäten (bei Vollauslastung) und an der tatsächlichen Erzeugung (deutlich kleiner), wobei auch der Erzeugungsanteil als Durchschnittswert täuscht, denn dieser schwankt ständig, ist zeitweise deutlich geringer und minimiert sich bei Dunkelflauten (Bild 3).

Da es großtechnische Stromspeicher, geschweige denn erprobte und wirtschaftlich tragfähige Speicherkonzepte bislang nicht gibt, müssen bis auf weiteres konventionelle Ausgleichs- und Reservekapazitäten als Brückentechnologie eingesetzt werden. Wegfallen sollen aber nun gerade die Bestandskraftwerke auf Kohlebasis, die bisher diese Rolle als back up sehr gut erfüllen. Also braucht es den Zubau insbesondere von Gaskapazitäten. Im Energy Only-Design des deutschen Strommarkts sollen an sich die Strompreise als Knappheitssignale diesbezüglich als wirtschaftlicher Anreiz fungieren. Das würde jedoch erheblich steigende Strompreise oder zumindest hinlängliche Preisspitzen am deutschen Strommarkt voraussetzen, der schon heute durch ein relativ hohes Preisniveau gekennzeichnet ist. Ob im Hinblick auf einen schrumpfenden Marktanteil – denn es soll vorrangig ja der Anteil erneuerbarer Energien immer weiter erhöht werden – der Anreiz für den Bau neuer Gasturbinen ausreicht, noch dazu für bloßen Teillastbetrieb, erscheint sehr fraglich. Nur bei Verknüpfung von GuD-Kraftwerken mit Potentialen zur Wärmeauskopplung sind eine hocheffiziente Nutzung und stabile Erträge zu erwarten. Die Kohlekommission schätzt das implizit offenbar ähnlich ein und empfiehlt deshalb den o.g. „Investitionsrahmen“, also staatliche Zuschüsse für neue Gaskraftwerke.

Was die Verfügbarkeit von Gas betrifft, setzt das in vollem Umfang den jederzeit ausreichenden Rückgriff auf Importerdgas voraus, sofern bis dahin (noch) kein wirtschaftlicher Durchbruch für künstliches Methan bzw. Power-to-Gas über die Wasserstoffschiene erfolgt ist (9). Abgesehen von einem Beitrag von Gruben-

As we still do not have industrial-scale storage facilities, let alone tried and tested, economically viable storage concepts, we are obliged for the time being to continue using conventional balancing and reserve capacity as a bridging technology. However, our current fleet of coal-fired plants, which have fulfilled this back-up role very well indeed, are soon to be scrapped. This means we need additional capacity, particularly of the gas-fired kind. In the “energy only” design of the German electricity market electricity prices are in principle supposed to act as shortage signals and in this sense provide an economic incentive. However, this would require considerably higher electricity prices, or at least sufficient price peaks, on the German power market and the latter is already characterised by relatively high price levels. It is indeed highly questionable as to whether, in view of the dwindling market share (for after all the renewables component is to be further increased as a matter of priority), there will be sufficient motivation to build new gas turbines, and this merely for partial-load operations. High-efficiency utilisation and steady revenues can only be expected by linking combined cycle power stations with the potential for heat extraction. The Coal Commission apparently takes a similar view and is therefore recommending the “investment framework” referred to above, in other words state subsidies for new gas-fired installations.

As far as gas availability is concerned, this is completely dependent on having sufficient recourse at all times to imports – unless we see a commercial breakthrough for synthetic methane gas or power-to-gas via the hydrogen route (9). Barring a certain quantity of home-produced mine gas, domestic reserves of natural gas will be largely depleted by 2020 as long as there is an ongoing national prohibition on the exploitation of unconventional deposits by fracking. Aside from the impact of such an operation on the carbon footprint – an allowance would have to be made for CO<sub>2</sub> and CH<sub>4</sub> emissions during the gas extraction and transport process – it would also mean increased price and supply risks compared with coal and lignite (10). Yet these issues were never examined by the Coal Commission. This certainly sets it apart from an earlier “Coal Commission” that from 1989 to 1991 worked on the development of a long-term concept for using German coal in the electricity production industry. This Commission basically recommended an energy policy that favoured a “diversification of energy sources, including domestically produced coal” (11). Nothing could better illustrate the paradigm shift that has taken place in our energy policy.

### **Accompanying structural measures**

To offset the negative regional impact of the coal exit the Coal Commission recommends a broad spectrum of structural measures in the form of a “comprehensive legislative package aimed at strengthening growth, employment and structural change in the lignite mining regions and at the affected coal-fired stations” (12). These recommendations are backed up by lists of projects for the coalfield areas (13). The structural changes that are required in the regions must be seen as a “challenge for the entire society” and the measures should accordingly be “financially supported by the Federal Government”. Discernible and demonstrably adequate progress in creating new added value and employment by way of new infrastructure and investment projects in the coal

gas werden die heimischen Erdgasreserven bis 2030 weitgehend erschöpft sein, falls die Erschließung von unkonventionellen heimischen Vorkommen durch Fracking weiter ausgeschlossen bleibt. Abgesehen von den sich daraus ergebenden Fragen für die Klimabilanz – so müssten CO<sub>2</sub>- und CH<sub>4</sub>-Emissionen bei Gasgewinnung und -transport berücksichtigt werden – bedeutet dies im Vergleich zu Braun- und Steinkohle erhöhte Preis- und Lieferrisiken (10). Diese Aspekte sind von der Kohlekommission allerdings überhaupt nicht untersucht worden. Das unterscheidet sie wesentlich von einer früheren „Kohle-Kommission“, die 1989 bis 1991 eine Zukunftskonzeption für die deutsche Steinkohle in der Stromerzeugung zu erörtern hatte und grundsätzlich eine Energiepolitik empfahl, die auf „Diversifizierung der Energieträger und -quellen unter Einschluss heimischer Kohle“ abstellte (11). Nichts dokumentiert die energiepolitische Zeitenwende deutlicher.

### **Begleitende Strukturmaßnahmen**

Um die negativen regionalwirtschaftlichen Folgen des Kohleausstiegs zu kompensieren, empfiehlt die Kohlekommission einen breit gefächerten Katalog an strukturpolitischen Begleitmaßnahmen durch ein „umfassendes Gesetzespaket zur Stärkung von Wachstum, Beschäftigung und Strukturwandel in Braunkohlerevieren und an betroffenen Steinkohlekraftwerksstandorten“ (12). Unterfüttert werden diese Empfehlungen mit den angehängten Projektlisten der Kohleländer (13). Der erforderliche regionale Strukturwandel müsse als „gesamtgemeinschaftliche Aufgabe“ angesehen und demgemäß Maßnahmen „finanziell vom Bund getragen“ werden. Ein erkennbarer und absehbar ausreichender Aufbau neuer Wertschöpfung und Beschäftigung durch neue Infrastruktur- und Investitionsprojekte in den Kohleregionen und an bisherigen Kraftwerksstandorten soll auch zu den Prüfkriterien der auf dem Ausstiegspfad empfohlenen Überprüfungszeitpunkte 2023, 2026 und 2029 gehören.

Um die erforderlichen Strukturhilfen rechtzeitig in Gang zu bringen, fordert die Kohlekommission, ein strukturpolitisches Sofortprogramm aufzulegen, das aus den im Bundeshaushalt bereits vorsorglich dafür bis 2021 eingestellten 1,5 Mrd. € gespeist wird. Zusätzlich sollte auch ein Sofortprogramm für unternehmerische Investitionen in den Kohleregionen gestartet werden. Spätestens ab 2023 wirksam werden soll ein umfassendes „Maßnahmengesetz“, flankiert durch einen Staatsvertrag zwischen Bund und betroffenen Kohleländern bzw. -kommunen, das spezifische regionale Maßnahmen des Bundes bzw. mit seiner Beteiligung vorsieht. Gegenstand müsse vor allem die Verbesserung der Infrastruktur einschließlich eines Sonderprogramms für Verkehrsinfrastrukturen sein, die Ansiedlung von Forschungseinrichtungen und Behörden (mit mindestens 5.000 Stellen) sowie die Verstärkung der Wirtschaftsförderung in den Kohleregionen. Eckpunkte dafür soll die Bundesregierung schon sehr bald, nämlich bis zum 30. April 2019 vorlegen. Darüber hinaus müssten Finanzierungsmöglichkeiten des Bundes zur kurz-, mittel- und langfristigen Absicherung der nötigen strukturpolitischen Maßnahmen eingerichtet und institutionell verankert werden, und zwar ohne Kofinanzierungspflicht der vom Strukturwandel betroffenen Länder und Kommunen. Diese Maßnahmen sollten ein Volumen von insgesamt rd. 2 Mrd. €/a über 20 Jahre aufweisen – kumuliert also rd. 40 Mrd. € – von denen 1,3 Mrd. €/a auf ein zusätzliches festes

mining regions and at the power-station sites should also be one of the test criteria for the review dates of 2023, 2026 and 2029 as recommended in the exit roadmap.

In order to activate the required structural aid as soon as possible the Coal Commission is calling for an immediate action programme that would be funded from the 1.5 bn € already earmarked for this purpose in the federal budget until 2021. A similar action programme should also be launched for entrepreneurial investments in the coalfield regions. A wide-ranging "Measures Act" – to be flanked by a state contract between the Federal Government and the affected coal regions and communities that provides for specific regional measures to be applied by or involving the Government – is to come into effect by 2023 at the latest. This Act is to be primarily aimed at infrastructure improvements, including a special programme for transport infrastructure, along with the establishment of research institutes and authorities (with at least 5,000 jobs) and the strengthening of business development in the coalfields. The Government is to present the cornerstones of this programme at a very early stage, and by 19th April at the latest. Moreover, the Government's financing options for the short-, medium- and long-term hedging of the required structural measures are to be put in place and institutionally anchored, and this without any co-financing requirements on the part of the regions and communities affected by structural change. These measures should report a total volume of some 2 bn €/a over 20 years – which cumulatively amounts to 40 bn. € – of which 1.3 bn €/a is to represent an additional fixed budget within the Federal Government budget and 0.7 bn €/a allocations to the regions concerned so that they can "respond flexibly to as yet unforeseeable demands on the structural funding".

As far as the formulation of the structural measures is concerned the Coal Commission's report is highly focused from the outset on themes such as structural development, the avoidance of structural interruptions, social cohesion and the securing of sustainable value and employment, along with the prospects for new business models and innovation in the coalfield communities. In this context it specifically refers to the German experience in managing structural change in the coal mining industry, whether in the lignite mining regions of east Germany after the reunification of the country or, more recently, in the west German coalfields (14). However, what the report lacks is a clear-cut review and assessment of the negative and positive findings.

Yet the Coal Commission does draw some indirect conclusions, for as well as engaging in a fairly detailed presentation and analysis of specific prospects for the coal mining areas it also lays down general principles for a structural change strategy that did not exist earlier – any more than systematic monitoring, review dates and revision options. On a target level the Coal Commission emphasises the constitutional mandate for equal living conditions throughout Germany. For the coal mining regions the vision therefore (also) has to be one of "livable and attractive areas with dynamic economies, high-value jobs and innovative energy that can offer the local population clear prospects for the future". This is a tall order, given the situation as it currently stands. As far as actual measures are concerned the report applies a number of criteria such as "additionality" (existing regional support measures are not adequate), "long-term perspectives" for the transforma-

Budget im Bundeshaushalt entfallen sollen und 0,7 Mrd. €/a auf Zuweisungen an die betroffenen Länder, damit diese flexibel auf „heute noch nicht absehbare Anforderungen an die Strukturförderung reagieren können“.

Was die inhaltliche Ausgestaltung der Strukturmaßnahmen betrifft, hat sich die Kohlekommission in ihrem Bericht von Anfang an recht intensiv mit Themen wie Strukturentwicklung, Vermeidung von Strukturbrüchen, sozialem Zusammenhalt, Sicherung von Wertschöpfung und Beschäftigung bzw. Perspektiven für neue Geschäftsmodelle und Innovationen in den Kohleregionen befasst. Sie verweist in Verbindung damit ausdrücklich auch auf die Erfahrungen, die in Deutschland mit der Bewältigung des Strukturwandels im Kohlebergbau bereits gemacht worden sind, ob in den ostdeutschen Braunkohlenrevieren nach der Wiedervereinigung oder in den westdeutschen Steinkohlenrevieren bis in die jüngste Zeit (14). An dieser Stelle fehlt jedoch eine ausdrückliche Bestandsaufnahme und Bewertung der daraus gewonnen negativen und positiven Befunde.

Indirekte Schlussfolgerungen zieht die Kohlekommission aber doch, denn sie hat neben einer recht ausführlichen Darstellung und Analyse spezifischer Revierperspektiven allgemeine Grundsätze für eine Strukturentwicklungsstrategie aufgestellt, die es so früher eben nicht gegeben hatte – genauso wenig wie ein systematisches Monitoring, Überprüfungszeitpunkte und Revisionsmöglichkeiten. Auf der Zielebene betont die Kohlekommission das Verfassungsgebot gleichwertiger Lebensverhältnisse in ganz Deutschland. Zielvorstellung (auch) für die Kohleregionen müssten daher „lebenswerte, attraktive Regionen mit hoher wirtschaftlicher Dynamik, hochwertigen Arbeitsplätzen und Innovationskraft, die den Menschen vor Ort klare Zukunftsperspektiven bieten“, sein. Eine hohe Messlatte, betrachtet man die aktuelle Situation. Für die Maßnahmenebene werden Kriterien formuliert wie „Zusätzlichkeit“ (schon bestehende regionalpolitische Fördermaßnahmen reichen nicht), „langfristige zeitliche Perspektive“ für den Transformationsprozess (Gewährleistung einer dauerhaft verlässlichen Strukturförderung), „wirksame Steuerungs- und Koordinierungsmechanismen und deren Institutionalisierung“ (für eine sachgemäße und klare Verantwortlichkeitsteilung mit Einbindung aller relevanten Akteure), „private und kommunale Investitionen als Schlüssel“ (keine Zentralplanung, sondern dezentral wirksame, technologieoffene Anreize und wachstumsfreundliches Umfeld für industrielle Ankerinvestitionen), „sichere Rahmenbedingungen und regulatorische Erfordernisse“ (rechtliche Absicherung über mehrere Legislaturperioden möglichst mit Staatsvertrag, zudem Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen), „Finanzierung“ (hierfür Etablierung neuer spezifischer Instrumente, insbesondere ein langfristiges Strukturentwicklungsbudget, dies im Einklang mit den internationalen „sustainable development goals“), „Passgenauigkeit und Revierbezug“ (zur Sicherung der Strukturwirksamkeit etc.), „Monitoring und Evaluierung“ (zur regelmäßigen Erfolgskontrolle).

Des Weiteren beleuchtet die Kohlekommission in ihrem Bericht besonders geeignete Maßnahmen für die Industrie wie für den Mittelstand, Fragen von Raumentwicklung, Infrastrukturausbau und -beschleunigung (Versorgungsinfrastruktur, digitale Infrastruktur, Verkehrsinfrastruktur), die Bedeutung von Forschungseinrichtungen und Konzepten für sogenannte Inno-

tion process (ensuring that solid structural support is provided on a sustained basis), “effective control and coordination mechanisms and their integration into an institutional framework” (for a proper and clear division of responsibilities involving all the relevant stakeholders), “private and local-authority investment as a key factor” (no central planning but rather a decentralised incentives system that is open to all technologies and a favourable growth environment for industrial anchor investments), “secure conditions and regulatory requirements” (legal protection over several legislative terms, possibly based on a state contract, along with an acceleration of the planning and approval processes), “financing” (establishment of specific new instruments, in particular a long-term structural development budget that would be consistent with the international community’s Sustainable Development Goals), “exactitude and relevance to the coalfields” (to ensure structural effectiveness etc.) and “monitoring and evaluation” (for regular performance checking).

In its report the Coal Commission also examines measures that would be specifically appropriate for industry and for the mid-sized sector, along with issues such as land development, infrastructure expansion and acceleration (supply infrastructure, digital infrastructure and transport infrastructure), the importance of research establishments and concepts for transfer activities in “innovation regions”, key technologies and new business models (including scientific support for structural change), the contribution that can be made by relocating government agencies and public bodies, the opportunities presented by experimentation clauses and field labs (for example for power-to-gas technology) and regulatory requirements (protection under European law, less red tape), the role of existing funding programmes (where necessary realignment with different priorities and reduction of local contributions) and opportunities for EU support (the existing horizontal structural funds and the current Commission initiative “Coal regions in transition” with some 4.8 bn € being proposed by the EP from 2021 to ensure an equitable energy transition), and the regional anchoring and involvement of civil society (stakeholder networking, interlinking activities and building stronger identities). Of course it will be left up to the regions and communities concerned to decide on the details.

### **Underexposed coalfield communities and regional risk factors**

In taking all this in, however, it has to be borne in mind that when the Coal Commission speaks about coal mining regions it generally means the lignite mining areas. As far as coal is concerned it only refers in its observations and recommendations to (power) production sites and not to regions, even though it is not always consistent in this regard. In this it refers to the demarcation lines used in a relevant RWI study that it itself commissioned. However this particular study defines its terms according to the remit given, because the coal industry – unlike the lignite sector – has already ceased production (at the end of 2018), there is no close relationship between the production side and the power generating side and coal-sector jobs are therefore now to be found “exclusively at power stations”. The study also gives a figure of 1.9 bn € for the direct and indirect value-added factor nationwide generated by the 5,700 workers at the 81 coal-fired power sta-

vationsregionen für Transferaktivitäten, Schlüsseltechnologien und neue Geschäftsmodelle einschließlich wissenschaftlicher Begleitung des Strukturwandels, den Beitrag einer Ansiedlung von Behörden und öffentlichen Einrichtungen, die Chancen von Experimentierklauseln und Reallaboren (etwa für Power-to-Gas) sowie regulatorische Anforderungen (europarechtliche Absicherung, Bürokratieminimierung), die Rolle vorhandener Förderprogramme (ggf. Neuausrichtung mit anderer Priorisierung sowie Absenkung lokaler Eigenanteile) und Unterstützungsmöglichkeiten der EU (bisherige horizontale Strukturfonds, aktuelle Kommissionsinitiative „Coal Regions in Transition“, vom EP ab 2021 geplanter 4,8 Mrd. €-Fonds für eine faire Energiewende), ferner die regionale Verankerung und Beteiligung der Zivilgesellschaft (zur Akteursvernetzung, Verzahnung aller Aktivitäten und Identitätsstärkung). Über die Details sollen allerdings die betroffenen Länder und Kommunen selbst entscheiden.

### **Unterbelichtete Steinkohlenregionen und regionalwirtschaftliche Risiken**

Besonders beachtet werden muss bei all dem indessen, dass die Kohlekommission, wenn sie von Kohleregionen spricht, in der Regel nur die Braunkohlenregionen meint. Bezüglich der Steinkohle spricht sie in ihren Betrachtungen und Empfehlungen lediglich von (Kraftwerks-)Standorten und nicht von Regionen, wenngleich sie dabei nicht ganz konsequent ist. Hierzu verweist sie auf Abgrenzungen einer von ihr selbst beauftragten einschlägigen RWI-Studie. Diese hat solche Abgrenzungen aber gemäß der Auftragsstellung durchgeführt, weil der Steinkohlenbergbau anders als der Braunkohlenbergbau ja bereits stillgelegt ist (seit Ende 2018), hier kein enger Abbau-/Kraftwerksverbund besteht und die Beschäftigung der Steinkohle daher heute „ausschließlich in Kraftwerken“ stattfindet. Dazu zählt die Studie die rd. 5.700 Beschäftigten für die im Jahr 2017 betriebenen 81 Kraftwerksblöcke auf Steinkohlenbasis mit einer direkten und indirekten Wertschöpfung von bundesweit rd. 1,9 Mrd. € (15). Mit dieser Abgrenzung werden aber nicht nur alle bis Ende 2018 noch aktiven Kapazitäten und Beschäftigten des Steinkohlenbergbaus einschließlich dessen Zulieferindustrie ausgeblendet, sondern auch diejenigen, die 2019 und darüber hinaus in der Stillsetzung der Steinkohlenbergwerke und seinem Nachbergbau tätig sind, außerdem diejenigen Betriebe und Beschäftigten, die im Handel und der Logistik für die Steinkohlenkraftwerke arbeiten. Zwar sieht die Kommission den durch den politisch bedingten Ausstieg aus der Kohleverstromung beschleunigten Strukturwandel in den Revieren generell als „eine besondere Herausforderung“ an, dies gelte aber nur „gegebenenfalls im Bereich der Steinkohleverstromung“ (16). Denn wie aus der Untersuchung der strukturpolitischen Ausgangslage an den Steinkohlenkraftwerksstandorten hervorgeht, verteilen sich diese Standorte über das gesamte Bundesgebiet, wenngleich mit einer stärkeren Konzentration in den „ehemaligen Bergbaurevieren an Ruhr und Saar“ (Ibbenbüren wird nicht erwähnt), an Industriestandorten in Baden-Württemberg und entlang den Binnenwasserstraßen sowie in den Küstenregionen wegen der günstigeren Transportmöglichkeiten für Importkohle. Die lokale Bedeutung für Wertschöpfung und Beschäftigung sei dabei aber „nicht so hoch wie die für die Braunkohle in ihren Revieren“ (eben weil ja keine – weggefallene – Gewinnung mehr

tion units operating in 2017 (15). However this distinction conceals not only all the active capacity and employees of the coal mining industry (and the supplier companies) still in service to the end of 2018 but also those who will be occupied through 2019 and beyond with decommissioning collieries and various post-mining operations, along with all those businesses and their employees engaged in commercial and logistics services for coal-fired power stations. Certainly the Commission sees the process of structural change in the coalfields, which is being accelerated by the Government's determination to phase-out solid fuel-fired electricity production, as a "particular challenge", but considers that this may only apply under certain conditions to coal-fired power generation (16). This is because according to the analysis of the existing structural situation at those locations where a coal-fired plant is operating the sites in question are spread throughout all of Germany, though they do tend to be concentrated in the "former mining regions of the Ruhr and Saar" (Ibbenbüren is not mentioned), in the industrial areas of Baden-Württemberg and along the inland waterways and coastal regions where there are better transport options for imported coal. However the report maintains that the local significance for both value creation and employment is "not as great as it is in the case of the lignite mining areas" (precisely because coal mining has ceased and is no longer factored into the equation). So, ironically, as far as the Coal Commission is concerned there simply are no coal mining regions any more, only "some areas in which the coal-based economy is of significant importance for the local economic structure."

To further justify why there is no regional allocation as in the case of the lignite the report explains that the reduction in coal-fired power generation will "not necessarily result in the closure of production sites". It claims that existing coal-fired installations could be transferred into a power reserve, though according to its own recommendations there should only be very limited scope for this in specific cases, and similar arrangements would also apply on a temporary basis for lignite-fuelled plants. Moreover, certain installations could be preserved by fuel-switching to gas, e.g., as supplier systems for district heating networks, although this would entail job losses. In addition, coal-fired power stations could provide other options for follow-up utilisation because the infrastructure make-up of these sites, along with their geographical position and licensing conditions, would usually be favourable in this context. Some of these projects could be energy related (facilities for energy storage and ancillary services) and some may involve waste disposal and treatment or recycling logistics for other source streams. Whatever the case, even at these coal-burning installations the "process of adaptation will be a difficult one". This is why the Commission is recommending that structural aid should also be provided for those sites where the coal industry's contribution to the value added process, either at regional or local level, is of considerable relevance. However, it does not say exactly where this should apply. Moreover, the structural aid for coal-fired power station sites should come from "a separate budget" and not from the funds provided for the lignite regions (17)!

This is both incomprehensible and disappointing from the perspective of the traditional coal mining regions. In the light of this it is therefore hardly surprising that the Coal Commission's final report, while taking stock of the problems facing the

berücksichtigt wird). Somit gibt es ausgerechnet für die Kohlekommission definitorisch keine Steinkohlenregionen, nur „einige Regionen, in denen die Steinkohlenwirtschaft eine signifikante Bedeutung für die Wirtschaftsstruktur vor Ort hat.“

Zur weiteren Begründung, warum keine regionale Zuordnung erfolgt wie bei der Braunkohle, erläutert der Abschlussbericht, dass die Rückführung der Steinkohlenverstromung ja auch „nicht unbedingt zur Stilllegung von Standorten“ führe. So sei es möglich, bestehende Steinkohlenkraftwerke in eine Reserve zu überführen, wofür es aber nach ihren eigenen Empfehlungen nur eng begrenzte Spielräume in Einzelfällen geben soll und Ähnliches temporär auch für Braunkohlenkraftwerke gilt. Ferner könnten Standorte durch Brennstoffwechsel zum Gas erhalten werden, etwa bei Versorgung von Wärmenetzen, wenngleich auch dann mit Arbeitsplatzverlusten. Außerdem gebe es gerade für Steinkohlenkraftwerke verschiedene Optionen für Nachfolgenutzungen, weil an diesen Standorten die infrastrukturelle Ausstattung, die geografische Lage und auch die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen meist günstig dafür sind. Teils sind das energiewirtschaftliche Optionen (Speicher, Anlagen für Systemdienstleistungen), teils solche für die Abfallbeseitigung und -verwertung oder für die Recyclinglogistik von anderen Stoffströmen. Gleichwohl werde es auch an Steinkohlenstandorten „zu schwierigen Anpassungsprozessen kommen“. Deswegen empfiehlt die Kommission für Standorte, wo der Anteil der Steinkohlenwirtschaft an der Wertschöpfung regional oder lokal von erheblicher Relevanz ist, ebenfalls Strukturhilfen zur Verfügung zu stellen. Wo das genau der Fall ist, sagt sie aber nicht. Zudem sollen die Strukturhilfen für die Steinkohlenkraftwerksstandorte „aus gesonderten Mitteln“ erfolgen, nicht aus der Finanzierung für die Braunkohlenregionen (17)!

Aus der Perspektive der klassischen Steinkohlenregionen ist das unverständlich und enttäuschend. Vor diesem Hintergrund überrascht es dann aber nicht, dass ausgerechnet die Strukturproblematik des Ruhrgebiets – und ebenso wenig des Ibbenbürener Reviers und des Saarreviers – anders als die sämtlicher Braunkohlenregionen im Abschlussbericht der Kohlekommission nicht thematisiert wird und sich auch im Anhang keine Projektlisten für Strukturmaßnahmen im Ruhrgebiet und in Ibbenbüren finden. Dies dürfte auch damit zu erklären sein, dass die Landesregierung Nordrhein-Westfalens den von ihr anlässlich der Beendigung des Steinkohlenbergbaus 2018 gestarteten Prozess der „Ruhrkonferenz“ noch nicht abgeschlossen hat und sie die Kohlekommission nicht mit diesem schon parallel laufenden, aber noch keineswegs ausgereiften Prozess überfrachten wollte. Erste Ergebnisse der Ruhrkonferenz sollen Mitte 2019 vorliegen. Mehrere der 20 eingerichteten Themenforen der Ruhrkonferenz berühren aber zumindest ähnliche Themenfelder, wie sie auch in den von der Kohlekommission aufgelisteten Zukunftsprojekten der Braunkohlenregionen behandelt werden, beispielsweise „grüne Metropole“, „Innovationsnetzwerke“, „urbane Energielösungen“ (18).

Der Strukturwandel im Ruhrgebiet, der aus dem Rückzug des gerade erst vollständig beendeten Steinkohlenbergbaus resultiert, ist überdies noch keineswegs abgeschlossen und bewältigt. Die regionalen Strukturprobleme des Ruhrgebiets, wie die seit Jahrzehnten überdurchschnittlich hohe Arbeitslosigkeit, sind kei-

lignite mining areas, does not in fact address the structural issues affecting the Ruhr basin – or those of the Ibbenbüren and Saar coal-fields – and that even in the annex there are no project lists relating to structural measures in the Ruhr and Ibbenbüren areas. This may be explained by the fact that the Land government of North Rhine-Westphalia had not yet concluded the “Ruhr Conference” process that it started when hard-coal mining came to an end in 2018 and did not want to overload the Coal Commission with this parallel but by no means fully developed process. The initial results from the Ruhr Conference are expected in mid-2019. Several of the Conference’s 20-plus themed workshops do however touch on topics that are at least similar in content to the themes that are listed by the Coal Commission as future projects for the lignite mining regions, including “green metropolis”, “innovation networks” and “urban energy solutions” (18).

What is more, the process of structural change in the Ruhr, which has resulted from the cessation of coal mining and the recently concluded withdrawal programme, is nowhere near being completed or resolved. The structural problems affecting the Ruhr region, such as an unemployment rate that has been above average for a number of decades, have still to be tackled and will be further exacerbated not only by the recent loss of a number of local coal-fired installations but also by the power-plant closures that are set to take place in the years to come. Mining follow-up projects, such as the revitalisation of former mining sites, the InnovationCity Ruhr programme and the social and education schemes launched by the “Glückauf Zukunft!” initiative are unlikely to flourish without real structural support, while there is no funding whatsoever in place for the underground pumped-storage power plant project. There continues to be a strong case, therefore, for including the Ruhr region in the structural funding being provided for the phasing-out of solid fuel-fired power generation and possibly also linking this up in some way with the initiatives and measures that will emanate from the Ruhr Conference.

The phasing-out of lignite and coal power will bring more than just a few worrying changes when it comes to the Ruhr’s energy supply position, yet astonishingly this fact is being given very little public attention. While admittedly the Ruhr ceased being the industrial heartland of the nation quite a few years ago, nevertheless it remains Germany’s most vibrant energy centre. Because of the large number of coal-fired power stations that were established in connection with the mining industry the Ruhr is not only self-sufficient in electricity but has actually become an energy exporter. However, the region is now set to become reliant on renewables and other energy imports, along with imported gas. Even the electricity generated from the next door mined Rhineland lignite deposits will no longer be available. An assessment of the power-station landscape of the Ruhr shows just how much of an impact all this will have, not just for individual locations but for the region as a whole (Figure 4).



Fig. 4. Ruhr power-stations and the nearby Rhineland area.  
Bild 4. Kraftwerkstandort Ruhrgebiet und rheinische Nachbarschaft.

neswegs gelöst und werden durch die teils erst in jüngerer Zeit, teils in den nächsten Jahren anstehenden Stilllegungen der etlichen Steinkohlenkraftwerke in der Region noch verschärft. Bergbaufolgeprojekte wie die Revitalisierung ehemaliger Bergbauflächen, die InnovationCity Ruhr oder die von der Initiative „Glückauf Zukunft!“ in der Region angestoßenen Sozial- und Bildungsvorhaben können ohne strukturpolitische Flankierung kaum gedeihen, für das Projekt Untertage-Pumpspeicherkraftwerk fehlt komplett eine Finanzierung. Es sprach und spricht deshalb Einiges dafür, auch das Ruhrgebiet in die für den Ausstieg aus der Kohleverstromung vorgesehene Strukturförderung einzubeziehen und dies möglicherweise noch mit den Initiativen und Maßnahmen, die von der Ruhrkonferenz ausgehen werden, zu verknüpfen.

Auch mit Blick auf die versorgungspolitische Position des Ruhrgebiets schafft der Ausstieg aus der Kohleverstromung mehr als bedenkliche Veränderungen, die erstaunlicherweise bisher öffentlich wenig beachtet worden sind. Zwar ist das Ruhrgebiet schon lange nicht mehr das industrielle Herz der Nation, aber bisher immer noch sein kraftvollstes Energiezentrum. Durch die im Verbund mit dem Steinkohlenbergbau entstandene große Zahl von Steinkohlenkraftwerken ist das Ruhrgebiet bis heute nicht nur Selbstversorger beim Strom, sondern Stromexporteur. Zukünftig wird es dagegen, regional betrachtet, abhängig sein von erneuerbare Energien- und anderen Stromimporten und dem Import von Gas. Nicht einmal der Braunkohlenstrom aus dem nahen Rheinischen Revier steht dann noch zur Verfügung. Ein Blick auf die Kraftwerkslandschaft des Ruhrgebiets zeigt, wie sehr es davon getroffen wird und dass es nicht nur um einzelne Standorte geht, sondern um eine ganze Region (Bild 4).

Nordrhein-Westfalens Ministerpräsident Laschet hat im Nachgang zur Kohlekommission herausgestellt, dass die energie- und regionalwirtschaftlichen Konsequenzen ihrer Empfehlungen allein für Nordrhein-Westfalen „mit nichts vergleichbar (sein), was wir in den vergangenen 70 Jahren wirtschaftsgeschichtlich erlebt haben“ (19). Das gilt für das Ruhrgebiet kaum weniger, auch wenn der Strukturwandel weg von der Kohle hier schon

In response to the Coal Commission's findings North Rhine-Westphalia Minister President Armin Laschet has openly stated that the effect the Commission's recommendations will have on the energy sector and regional economy of North Rhine-Westphalia alone "will be unparalleled with anything that we have lived through in our economic history over the last 70 years" (19). And the fact that the region has been in a process of structural change for many years because of the decline of the coal industry will do little to lessen the overall impact. The experiences of the Ruhr also underline the fact that the loss of such an important industrial centre, which the coal cluster has long represented, will be hugely detrimental (despite the major efforts being made to transform the regional economy), will be very difficult to offset and will require real persistence and perseverance. In spite of coal subsidies and structural conditions that, in some cases, are more favourable than in certain lignite mining regions the Ruhr has not really come close to overcoming this loss in 20 years. What is more, structural change is not determinable either in scope or in time, especially since its course is never one-dimensional and as years pass it is often affected and superimposed by other factors (20). At the same time new private investment and even innovations cannot really be state regulated and can only provide limited structural stimulation, let alone shape local events. Moreover, these initiatives depend on many other factors, especially in a complex globalised business environment.

Even with massive structural-policy support there will be no "thriving landscapes" conjured up out of the blue in the coal mining regions, either in the east or west of Germany, and certainly not in parallel with the coal phase-out programme. Nevertheless, with the publication of these broad-based deliberations and recommendations the Coal Commission has at last got round to addressing the long-standing economic problems and deficiencies of Germany's coal mining regions. It is really not possible to say whether the proposed measures are being properly applied and suitably formulated, and whether they are able to compensate (or even overcompensate) any time soon for the value-added chains and jobs that are being lost by the closure of the coal industry, particularly as this represents completely new territory as far as regional policy is concerned. The Ruhr example shows that for many of the measures now being proposed by the Coal Commission for successful structural change in the coal mining regions, such as targeted investment in science and education, 20 years have not been nearly enough to deliver success. While the background parameters will differ from case to case, nevertheless the general economic risks remain unchanged. This applies above all to those affected areas within the hard coal regions that – to put it bluntly from their viewpoint – continue to be ignored by the Coal Commission and have been badly neglected in the recommendations. This has already provoked accusations of unequal treatment and inconsistency (21).

### **Social sustainability as an aspiration, but a minimal climate contribution**

While it does not quite manage to set any benchmarks, nevertheless the Coal Commission has tried very hard – both at a regional level and from a social perspective – to deliver the "just transition" that has repeatedly been called for during the transforma-

seit Jahrzehnten läuft. Die Erfahrungen des Ruhrgebiets belegen zugleich, dass der Verlust eines so bedeutsamen industriellen Kerns, wie er für Kohleregionen das gesamte Kohle-Cluster darstellt, auch bei großen regionalwirtschaftlichen Anstrengungen und Veränderungen belastend wirkt, nur schwer auszugleichen ist und das eines sehr langen Atems bedarf. Das Ruhrgebiet hat diesen Verlust trotz Kohlehilfen und teilweise günstigerer struktureller Voraussetzungen als einige der Braunkohlenregionen keineswegs in 20 Jahren bewältigt. Auch ist Strukturwandel weder sachlich noch zeitlich determinierbar, zumal er niemals ein-dimensional verläuft und im Zeitablauf oft von anderweitigen Tendenzen beeinflusst und überlagert wird (20). Zugleich lassen sich neue private Investitionen oder gar Innovationen nicht staatlich verordnen und auch strukturpolitisch nur bedingt anregen, geschweige denn standortscharf gestalten. Dazu hängen sie von zu vielen anderen Faktoren ab, zumal in einer komplexen globalisierten Wirtschaftswelt.

„Blühende Landschaften“ werden sich daher in den Kohleregionen, ob in Ost oder West, auch mit großen strukturpolitischen Bemühungen nicht herbeizaubern lassen, schon gar nicht ganz synchron zum Kohleausstieg. Immerhin werden mit den nunmehr vorliegenden umfangreichen Erwägungen und Empfehlungen der Kohlekommission die längst bestehenden regionalwirtschaftlichen Probleme und Schwächen der deutschen Kohleregionen endlich einmal thematisiert und adressiert. Ob die von ihr vorgeschlagenen Maßnahmen aber richtig angesetzt und angemessen dosiert sind und ob sie die mit dem Kohleausstieg wegfallenden regionalen Wertschöpfungsketten und Arbeitsplätze zeitgerecht kompensieren oder sogar überkompensieren, ist ungewiss, zumal hier regionalpolitisches Neuland betreten wird. Das Beispiel des Ruhrgebiets zeigt, dass für viele der Maßnahmen, die jetzt von der Kohlekommission für einen erfolgreichen Strukturwandel in Kohleregionen vorgeschlagen werden, wie gezielte Investitionen in Bildung und Wissenschaft, zwei Jahrzehnte bei weitem nicht ausgereicht haben. Zwar sind die jeweiligen Voraussetzungen sehr unterschiedlich, doch regionalwirtschaftliche Risiken bleiben bestehen. Das gilt erst recht für die betroffenen Standorte in den Steinkohlenregionen, die bei der Kohlekommission – so hart muss man es aus deren Sicht sagen – unterbelichtet geblieben sind und in den Empfehlungen sehr vernachlässigt werden. Das hat dort bereits den Vorwurf der Ungleichbehandlung und Widerspruch ausgelöst (21).

### **Sozialverträglichkeit der Transformation als Anspruch, effektiver Klimabeitrag gering**

Nicht nur in regionaler, sondern auch in sozialer Hinsicht hat sich die Kohlekommission sehr bemüht, wenn nicht sogar echte Maßstäbe gesetzt, den im Zuge der Transformationsdebatten immer wieder geforderten, auch von der Umweltbewegung vertretenen und international als Leitlinie anerkannten Anspruch einer „just transition“ zu erfüllen (22). Unstrittig ist, dass jeder strukturelle Wandel Opfer verlangt, ein politisch verordneter Wandel sie sogar erzwingt, ob dies gerecht erscheint oder nicht. Daraus ist der Schluss gezogen worden, dass beim Kohleausstieg eine sozial gerechte oder zumindest akzeptable Lastenverteilung sichergestellt werden muss. Für die an der Kohlekommission beteiligten Vertreter der Gewerkschaften war die „sozialverträgliche Ausgestaltung“

tion debate and, moreover, is supported by the environmental movement and recognised internationally as a guiding principle (22). What is beyond dispute is that every structural change will claim its share of victims and that a politically prescribed transformation will even impose this, whether this appears just or not. The conclusion drawn from this is that a socially equitable or at least acceptable system of burden-sharing must be safeguarded as part of the coal exit process. The union representatives on the Coal Commission, for their part, insisted on “socially acceptable arrangements” for the downsizing process and for any adjustments made to the terms of employment and made this a prerequisite for their consent. The Coal Commission has therefore recommended a “job security assurance for workers and apprentices” (23).

This assurance will stipulate that there will be no compulsory redundancies either in the lignite mining industry or at the coal-fired power stations as a result of the phasing-out of solid fuel-fired power generation. All employees affected by the unavoidable closures are to be found qualified work elsewhere, with or without compensation for loss of earnings, or are to undergo further training and personal development to this effect. Older staff members are to be eligible for early retirement, whether with or without compensation for pension reductions, and the provision for transition payments that previously only applied to coal-industry workers is henceforth to be extended accordingly. This will require adequate legislative measures along with binding contractual regulations between the two sides of industry. This will be flanked by the preemptive use of the available labour market policy instruments. Experience from the coal industry, which apparently has been considered as a model in this case, has shown however that all this will demand real endeavour by the contracting partners and will require a significant individual effort on the part of the companies involved, their business environment and the workforce. The outcome is certainly no foregone conclusion.

Whether the recommended security assurance is economically viable will ultimately depend on wider economic developments and on the employment situation in general, and more specifically on the success of the coal exit process in energy and regional policy terms. How far this can be safeguarded politically also remains to be seen, particularly as social protection and social justice are not always interpreted or financed in the same way in the political arena. What is more, this still does not answer the question of whether the said “transformation” can really live up to its climate-policy rationale and whether its energy-policy priorities are altogether necessary or at the very least practical. In any case the Coal Commission – in which the coal industry itself is not directly represented – has not been asking itself these questions. Instead it has continued to maintain that the phasing-out of coal and lignite-based power generation is “necessary for a successful climate protection policy” and that on this basis its task is “to establish a broad consensus on shaping structural change in Germany from an energy and climate perspective”, at least as far as this relates to the coal exit process (24).

As far as “energy and climate related structural change” is concerned the Coal Commission has not examined any sectors other than power generation and so does not make any specific recommendations for these, apart from the fairly general proposal

vor allem des Abbaus bzw. der Anpassung der Beschäftigungsverhältnisse von größter Bedeutung und Voraussetzung für ihre Zustimmung. Die Kohlekommission empfiehlt darum eine „Sicherheitszusage an die Beschäftigten und Auszubildenden“ (23).

Diese soll beinhalten, dass es keine betriebsbedingten Kündigungen im Braunkohlenbergbau und in den Kohlekraftwerken durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung gibt. Alle von den unvermeidlichen Stilllegungen betroffenen Beschäftigten sollen in eine qualifizierte neue Arbeit ohne bzw. unter Ausgleich von Lohneinbußen vermittelt werden, ggf. mittels Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen. Für ältere Beschäftigte soll ein früherer Eintritt in den Ruhestand ohne bzw. unter Ausgleich von Rentenabschlägen möglich werden, wozu die bislang nur im Steinkohlenbergbau etablierte Anpassungsgeldregelung entsprechend zu erweitern ist. Das setzt adäquate gesetzgeberische Maßnahmen sowie verbindliche tarifliche Regelungen zwischen den Sozialpartnern voraus. Flankiert werden soll das durch präventiven Einsatz der verfügbaren arbeitsmarktpolitischen Instrumente. Aus den Erfahrungen im Steinkohlenbergbau, die hier anscheinend als Modell angesehen worden sind, weiß man aber auch, dass dafür außergewöhnliche Bemühungen der Tarifpartner in Verbindung mit großen Eigenanstrengungen der betreffenden Unternehmen, ihres wirtschaftlichen Umfelds und auch der Mitarbeiter nötig sind. Ein Selbstläufer ist das nicht.

Ob die empfohlene Sicherheitszusage ökonomisch tragfähig ist, wird nicht zuletzt von der weiteren gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und der Arbeitsmarktsituation im Allgemeinen sowie dem energie- und regionalwirtschaftlichen Erfolg des Kohleausstiegs im Besonderen abhängen. Inwieweit das politisch abgesichert wird, bleibt ebenfalls noch abzuwarten, zumal soziale Sicherheit und soziale Gerechtigkeit im politischen Raum nicht immer in gleicher Weise interpretiert und finanziert werden. Darüber hinaus ist so noch nicht die Frage beantwortet, ob die zu vollziehende „Transformation“ auch ihrer klimapolitischen Begründung wirklich gerecht wird und eine insgesamt notwendige oder zumindest sinnvolle energiepolitische Prioritätensetzung darstellt. Die Kohlekommission – in der die Kohleindustrie selbst nicht direkt vertreten war – hat diese Frage jedenfalls nicht mehr gestellt. Sie ist vielmehr davon ausgegangen, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung „für einen erfolgreichen Klimaschutz notwendig“ ist und ihr Auftrag auf dieser Basis darin besteht, „einen breiten Konsens über die Gestaltung des energie- und klimapolitischen Strukturwandels in Deutschland herzustellen“, jedenfalls soweit dies den Kohleausstieg betrifft (24).

Andere Sektoren als die Stromerzeugung hat die Kohlekommission in Bezug auf den „energie- und klimapolitischen Strukturwandel“ nicht untersucht und für diese auch keine konkreten Empfehlungen gegeben bis auf den sehr allgemein gehaltenen Vorschlag, „das System der Steuern und Abgaben, Entgelte und Umlagen im Energiebereich umfassend zu überarbeiten“. Damit soll in erster Linie die „überproportionale Belastung von Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern“ verringert werden, um stärkere Anreize für eine strombasierte „Sektorkopplung“ und „Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Gas, Wasserstoff und Speicher“ zu geben. Außerdem empfiehlt die Kommission explizit eine „Prüfung der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit Lenkungswirkung in den Sektoren außerhalb des (EU-)Emissionshandels“, somit

“to undertake a comprehensive review of the system of taxes and duties, charges and cost allocations in the energy sector”. This was aimed primarily at reducing the “disproportionate burden on electricity compared to other energy sources” in order to provide stronger incentives for power-based “sector coupling” and “flexibility options such as power-to-gas, hydrogen and energy storage”. The Commission also specifically recommends “examining the introduction of a CO<sub>2</sub> pricing system with a steering effect on sectors lying outside the (EU) emissions trading scheme”, which would also mean outside the electricity sector, though without making this a lever for the coal exit (25). Its recommendations are therefore geared towards ensuring that by reducing solid fuel-fired power generation the energy supply sector is able to meet its national climate targets for 2030, while it remains to be seen whether all the other sectors (building, industry, transport, agriculture etc.) that together account for nearly two thirds of total environmental emissions are able to achieve their emission reduction targets. In any case no similar programmes have yet been set up for these sectors.

Neither the Federal Government (in its contract award process) nor the Coal Commission (in its implementation of projects) have taken into consideration, nor have they even acknowledged, that it is solid fuel, rather than the other energy sources, that has made the biggest contribution towards reducing CO<sub>2</sub> emissions. This applies both to lignite (in absolute and relative terms measured against 1990 figures) and to coal (in absolute and relative terms against 2010 levels) – so for solid fuel it applies on both counts. Today (as at 2018) lignite and coal together account for about 39 % of national CO<sub>2</sub> emissions (Figure 5) and their energy usage factor is just under 33 %, while emissions from the hydrocarbon fuels oil and gas amount to around 58 %. Coal’s quota is therefore the lowest by some way while lignite’s input is now on a par with gas and much lower than oil. Moreover, oil now contributes more to CO<sub>2</sub> output than the entire solid fuel-based generation sector. In spite of this, in recent years it has almost always been solid fuel that has been at the centre of the climate debate and the focus of climate policy actions, as with the coal exit, whereas this has not been the case for oil or gas, even though there are certain aspects surrounding these two fuels that are more than worrying in energy policy terms – such as the massive reliance on imports combined with the geopolitical risks associated with the sources of supply and transport routes, the much higher fuel prices and price fluctuations and the significantly lower availability of indigenous and worldwide reserves and resources when compared with solid fuel. However, these factors no longer play any role in the Coal Commission’s deliberations.

In contrast to the way coal and lignite have been treated there seems as yet to be no likelihood of an exit from oil being placed on the political agenda or being made the focal point for a reduction in consumption, while gas usage is even to be expanded. This raises politico-economic questions of a quite different kind. With the exit from coal now a done deal the climate debate

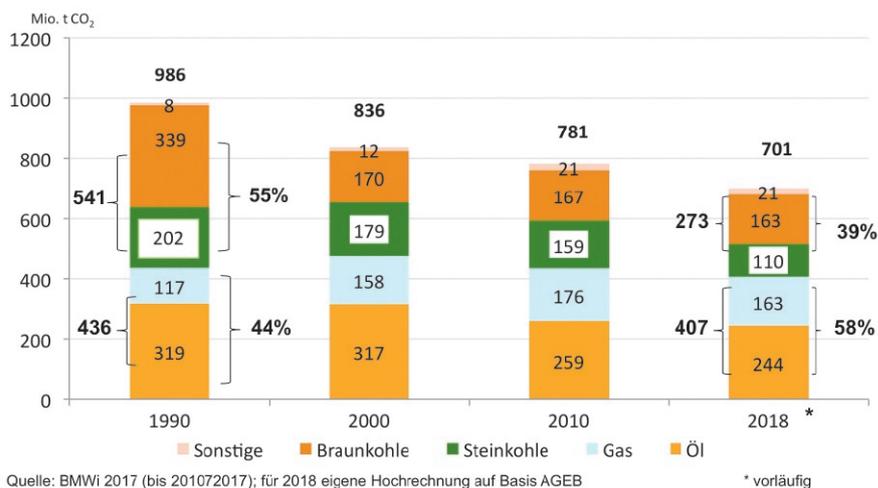


Fig. 5. CO<sub>2</sub> emissions by fuel source. // Bild 5. CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Energieträgern.

auch außerhalb des Stromsektors, ohne das jedoch zum Junktim für den Kohleausstieg zu machen (25). Ihre Empfehlungen laufen somit darauf hinaus, dass im Sektor Energiewirtschaft durch die Rückführung der Kohleverstromung das nationale Klimaziel 2030 eingehalten wird, während offen bleibt, ob auch alle anderen Sektoren – Gebäude, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft usw. – auf die zusammen fast zwei Drittel der Klimagasemissionen entfallen, ihre jeweiligen Zielvorgaben zur Emissionsminderung einhalten werden. Vergleichbare Programme für diese Sektoren gibt es jedenfalls bisher nicht.

Nicht berücksichtigt und noch nicht einmal gewürdigt worden ist weder von der Bundesregierung (bei der Auftragsvergabe) noch von der Kohlekommission (bei der Auftragsumsetzung), dass gerade die Kohle im Vergleich der Energieträger die größten CO<sub>2</sub>-Reduktionsbeiträge erbracht hat. Das gilt gegenüber 1990 absolut und relativ für die Braunkohle, gegenüber 2010 absolut und relativ für die Steinkohle, und für die Kohle insgesamt sowie so. Heute (Stand 2018) liegt der Anteil von Braun- und Steinkohle zusammen an den nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei rd. 39 % (Bild 5), die rein energetische Nutzung bei knapp 33 %, derjenige der Kohlenwasserstoffe Öl und Gas bei rd. 58 %. Der Anteil der Steinkohle ist dabei der mit Abstand geringste, der der Braunkohle inzwischen nicht mehr größer als der von Gas und erheblich kleiner als der von Öl. Zudem ist der Ölanteil am CO<sub>2</sub>-Austoß größer als der des gesamten Kohlestroms. Dennoch stand in den letzten Jahren fast immer nur die Kohle im Fadenkreuz der Klimadebatten und, siehe Kohleausstieg, der praktizierten Klimapolitik, nicht aber Öl und Gas, obgleich bei diesen Energieträgern weitere energiepolitisch mehr als bedenkliche Aspekte zu beachten wären wie die großen Importabhängigkeiten zusammen mit den geopolitischen Risiken der Lieferquellen und Transportwege, die deutlich höheren Brennstoffpreise und Preisschwankungen sowie die gerade im Vergleich zur Kohle viel geringeren heimischen und weltweiten Reserven und Ressourcen. All das hat jedoch bei den Erwägungen der Kohlekommission keine Rolle mehr gespielt.

Anders als in Bezug auf die Kohle steht ein Ausstieg aus dem Öl bisher keineswegs auf der politischen Agenda oder im Zentrum von Reduktionsforderungen, der Gaseinsatz soll sogar ausgeweitet werden. Das wirft politökonomische Fragen eigener Art

must inevitably turn increasingly to oil and gas, unless of course the national climate targets are scaled back. Energy and climate policy-makers are still waiting for a while before starting to chip away at this more monumental task. Apart from this the question still remains whether Germany's decision to phase-out coal and lignite power will in itself contribute in any significant way to global climate protection. Germany's total CO<sub>2</sub> emissions account for around 2% of world output. Without solid fuel-fired power stations the combined figure would be around 1.5%. Global CO<sub>2</sub> emissions, which on average have been rising by 1.7% a year since 1990, increased by 2.7% in 2018 alone – this mainly being due to higher oil and gas consumption worldwide and to increased coal utilisation in China and Southeast Asia (26). Is the great adventure that is the national coal exit really worth this?

auf. Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kohle wird sich die Klimadebatte jedoch unweigerlich schärfer auch Öl und Gas zuwenden müssen, es sei denn, die nationalen Klimaziele werden zurückgeschraubt. So wird das energie- und klimapolitisch viel „dickere Brett“ erst später gebohrt. Fraglich bleibt außerdem, ob der deutsche Ausstieg aus der Kohleverstromung für sich einen wesentlichen Beitrag zur globalen Herausforderung Klimaschutz bringt. Der Anteil aller CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands am weltweiten CO<sub>2</sub>-Ausstoß liegt bei gut 2%. Ohne die Kohlekraftwerke wäre er c. p. bei 1,5%. Die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen, die seit 1990 im Schnitt um 1,7%/a gestiegen waren, nahmen allein im Jahr 2018 insbesondere durch höheren Öl- und Gasverbrauch sowie Anstieg der Kohlenutzung in China und Südostasien um 2,7% zu (26). Lohnt dies das ganze Abenteuer nationaler Kohleausstieg?

### Footnotes

- (1) van de Loo, K.: Energy and regional-economic impact of the “Coal Commission”. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, issue 10 (2018) vol. 68, pp. 10–13.
- (2) SPIEGEL 02.02.2019: “Scholz skimps on coal” and FAZ 14.02.2019 “Coalition anger at Coal Commission findings”.
- (3) Lead story in Frankfurter Allgemeine Woche of 01.02.2019: “Can it really work? An industrialised country without coal”.
- (4) The Final Report can be downloaded from the website of the Commission for Growth, Structural Change and Employment: <https://www.kommission-wsb.de/WSB/Navigation/DE/Home/home.html>  
The report also contains a wide range of “structural development proposals”, including: from North Rhine-Westphalia for the Rhineland lignite mining areas, from Lower Saxony for the Helmstedt lignite area, from Brandenburg and Saxony for joint projects associated with the Lausitz lignite deposits, from Brandenburg for separate projects for the Lausitz deposits, from Saxony for separate projects for the central German lignite mining area, from Saxony-Anhalt also for the central German mining area and from Saarland “as a former coalfield area” for its coal-fired power installations.
- (5) Final Report of the Coal Commission, p. 73 ff.
- (6) According to figures from the Federal Network Agency (see <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>) only 600 km (about 10%) of the additionally required 5,900 km of transmission lines proposed for 2030 had in fact been approved by 2018 (the 8th year of the energy transition) and of this only 150 km (less than 3%) had been constructed.
- (7) Even if the learning-curve effect and technological progress result in an improvement in the efficiency of renewable-energy installations, the economic law of decreasing marginal return will still apply to the advantages presented by renewable-energy sites (such as wind potential and average sunshine duration). As the saying goes, the “low hanging fruit” (or the most favourable sites) always gets picked first, and this has certainly been the case here.
- (8) See [https://www.vgb.org/studie\\_windenergie\\_deutschland\\_europa\\_teil2.html?dfid=93715](https://www.vgb.org/studie_windenergie_deutschland_europa_teil2.html?dfid=93715), p. 71ff.
- (9) This is not considered in the current scenario framework 2030 for grid operators as approved by the Federal Network Agency, see [https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030\\_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html](https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html). This estimates 1 to 3 GW at most for 2030 power-to-gas capacities, along with other “flexibility options” such as large battery storage systems with an output of around 2 GW, PV battery storage units of up to 10 GW and contributions from demand-side management, such as interruptible loads (2 to 6 GW).
- (10) GVSt Annual Report “Coal 2016 – delivering reliability in changing times”, p. 35 f. and BGR Energy Study 2017 (downloadable

### Fußnoten

- (1) van de Loo, K.: Energie- und regionalökonomische Konsequenzen der „Kohlekommission“. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 10 (2018) 68. Jg., S. 10'13.
- (2) SPIEGEL vom 02.02.2019: „Scholz knausert bei der Kohle“ sowie FAZ vom 14.02.2019 „In der Koalition Ärger über Ergebnisse der Kohlekommission“.
- (3) Titelgeschichte der Frankfurter Allgemeine Woche vom 01.02.2019: „Kann das gutgehen? Industrieland ohne Kohle“.
- (4) Der Abschlussbericht ist auf der Website der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung zum Download eingestellt: <https://www.kommission-wsb.de/WSB/Navigation/DE/Home/home.html>  
Enthalten sind darin auch vielfältige „Projektvorschläge Strukturentwicklung“ aus Nordrhein-Westfalen für das Rheinische Braunkohlenrevier, aus Niedersachsen für das Helmstedter Braunkohlenrevier, aus Brandenburg und Sachsen für gemeinsame Projekte im Lausitzer Braunkohlenrevier, aus Brandenburg für zusätzliche eigene Projekte für das Lausitzer Revier, aus Sachsen für eigene Projekte für das Mitteldeutsche Braunkohlenrevier, aus Sachsen-Anhalt ebenfalls für das Mitteldeutsche Revier und aus dem Saarland „als ehemaliges (Steinkohle-) Revierland“ für seine Steinkohlenkraftwerksstandorte.
- (5) Abschlussbericht Kohlekommission, S. 73 ff.
- (6) Nach Angaben der Bundesnetzagentur, siehe <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>, waren 2018 – dem 8. Jahr der Energiewende – allein von dem bis 2030 geplanten Bedarf an zusätzlichen Übertragungsleitungen von 5.900 km erst 600 km, gut 10%, genehmigt und ganze 150 km, weniger als 3%, realisiert.
- (7) Auch wenn die Leistungsfähigkeit der regenerativen Anlagen durch Lernkurveneffekte und den technischen Fortschritt zunimmt, gilt für die EE-relevanten Standortvorteile (wie Windhöufigkeit oder durchschnittliche Sonnenscheindauer) das ökonomische Gesetz vom abnehmenden Grenzertrag. Wie der Volksmund sagt, die „tief hängenden Früchte“ (sprich die günstigsten Standorte) werden stets zuerst geerntet (hier belegt).
- (8) Siehe [https://www.vgb.org/studie\\_windenergie\\_deutschland\\_europa\\_teil2.html?dfid=93715](https://www.vgb.org/studie_windenergie_deutschland_europa_teil2.html?dfid=93715), hier S. 71ff.
- (9) Im aktuellen von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen 2030 der Netzbetreiber wird nicht davon ausgegangen, siehe [https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030\\_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html](https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html). Darin werden für 2030 Power-to-Gas-Kapazitäten von allenfalls 1 bis 3 GW erwartet, daneben als weitere „Flexibilitätsoptionen“ Großbatteriespeicher mit einer Leistung von rd. 2 GW, PV-Batteriespeicher mit bis zu 10 GW und Beiträge durch Demand Side Management wie etwa abschaltbare Lasten (2 bis 6 GW).

- at: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie\\_node.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html), which concludes as far as international gas supplies are concerned (p. 95) that “geopolitical risks remain a key factor for gas supply”. According to BGR figures conventional deposits of indigenous gas will last to about 2025, after which gas supplies will be totally dependent on imports, as is currently the case with coal. Germany already imports 93 % of its gas needs and is now the world’s largest importer of this fuel.
- (11) This was the “Mikat Commission”. For more details refer to this body’s comprehensive interim report of 12.03.1990, especially p. 158 ff., along with its final statement of 12.03.1991, clause 5, and the paper by P. Mikat: “A plan for German coal”. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* issue 9 (1990) vol. 40, pp. 615–618.
- (12) Cf. Final Report of the Coal Commission, loc. cit., especially p. 81ff.
- (13) Ibid. p. 137ff.
- (14) Ibid. p. 84.
- (15) Ibid. p. 66, 94.
- (16) Ibid. p. 96.
- (17) Ibid. p. 98.
- (18) Ruhr Conference website <https://www.land.nrw.de/ruhr-konferenz>
- (19) Die Welt 05.02.2019: “Laschet’s unparalleled challenge”.
- (20) Cf. van de Loo, loc. cit., p. 12f.
- (21) SPD representatives from the Ruhr accused NRW Minister President Laschet of having deliberately removed the theme of structural aid for the coalfield from the forthcoming decisions of the Coal Commission and moved it into the ongoing work of the Commission under “equal living conditions”, which however does not address coal-related concerns, see WAZ of 14.02.2019: “SPD: coalfield loses out on coal aid”. There were even similar protests from communities in Saarland, see Saarbrücker Zeitung 08.02.2019: “Mining communities want dough from the Government”.
- (22) See for example the ILO’s 2015 guidelines “for a just transition towards environmentally sustainable economies and societies for all”, various papers on this topic as drafted by the international research and dialogue centre “Coal Transitions” (see their website <https://coaltransitions.org/>) and the latest World Bank report of November 2018 examining closure management in the global coal mining sector in terms of a “just transition” (downloadable at: <http://documents.worldbank.org/curated/en/484541544643269894/Managing-Coal-Mine-Closure-Achieving-a-Just-Transition-for-All>).
- (23) Final Report of the Coal Commission, loc. cit., p. 113ff.
- (24) Ibid. p. 4.
- (25) Ibid. p. 71.
- (26) See <https://www.scinexx.de/news/geowissen/co2-ausstoss-steigt-ungebremst/>; by way of comparison: global CO<sub>2</sub> emissions increased by about 73 % between 1990 and 2018, Germany produced 27 % less electricity from coal and lignite while output from its coal-fired power stations decreased by more than 40 %.
- (10) GVSt-Jahresbericht Steinkohle 2016 „Zuverlässig im Wandel“, S. 35 f. sowie BGR Energiestudie 2017 (Abrufbar unter: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie\\_node.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html)), in der in Bezug auf das internationale Erdgasangebot das Fazit gezogen wird (S. 95) „Geopolitische Risiken bleiben ein Schlüsselfaktor bei der Erdgasversorgung“. Gemäß den BGR-Zahlen reichen die konventionellen inländischen Erdgasreserven bis etwa 2025, danach tritt auch beim Erdgas eine totale Importabhängigkeit ein wie jetzt bei der Steinkohle. Schon heute ist Deutschland bei einer Importquote von rd. 93 % der größte Erdgasimporteur der Welt.
- (11) Dies war die sogenannte Mikat-Kommission. Siehe deren ausführlichen Zwischenbericht vom 12.03.1990, insb. S. 158 ff., deren Abschlusserklärung vom 12.03.1991 Ziffer 5 sowie den Beitrag P. Mikat: „Ein Konzept für die deutsche Steinkohle“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Heft 9 (1990) 40. Jg., S. 615–618.
- (12) Vgl. Abschlussbericht Kohlekommission, a.a.O., insb. S. 81ff.
- (13) Ebenda S. 137ff.
- (14) Ebenda S. 84.
- (15) Ebenda S. 66, 94.
- (16) Ebenda S. 96.
- (17) Ebenda S. 98.
- (18) Website zur Ruhrkonferenz <https://www.land.nrw.de/ruhr-konferenz>
- (19) Die Welt vom 05.02.2019: „Laschets unvergleichliche Herausforderung“.
- (20) Vgl. van de Loo, a.a.O., S. 12f.
- (21) So kritisieren SPD-Abgeordnete aus dem Ruhrgebiet, NRW-Ministerpräsident Laschet habe das Thema Strukturhilfen für das Revier absichtsvoll komplett aus den anstehenden Beschlüssen zur Kohlekommission herausgenommen und in die noch laufende Arbeit der Kommission „Gleichwertige Lebensverhältnisse“ verschoben, die allerdings nicht auf kohlebezogene Belange abstellt, siehe WAZ vom 14.02.2019: „SPD: Revier geht leer aus bei der Kohlehilfe“. Ähnlicher Protest kommt sogar von Kommunen aus dem Saarland, siehe Saarbrücker Zeitung vom 08.02.2019: „Bergbau-Gemeinden wollen Kohle vom Bund“.
- (22) Siehe etwa die ILO-Guidelines von 2015 „for a just transition towards environmentally sustainable economies and societies for all“, das internationale Forschungs- und Dialogzentrum Coal Transitions mit diversen Beiträgen zu diesem Anspruch (siehe dessen Website <https://coaltransitions.org/>) oder den neuesten Weltbank-Bericht zum Stilllegungsmanagement im globalen Kohlenbergbau im Sinne der „just transition“ vom November 2018 (abrufbar unter: <http://documents.worldbank.org/curated/en/484541544643269894/Managing-Coal-Mine-Closure-Achieving-a-Just-Transition-for-All>).
- (23) Abschlussbericht Kohlekommission a.a.O., S. 113ff.
- (24) Ebenda S. 4.
- (25) Ebenda S. 71.
- (26) Siehe <https://www.scinexx.de/news/geowissen/co2-ausstoss-steigt-ungebremst/>; z. Vgl.: Im Zeitraum 1990 bis 2018 nahmen die weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 73 % zu, die deutsche Kohlestromerzeugung nahm um 27 % ab, die Stromerzeugung aus Steinkohle ging in Deutschland sogar um über 40 % zurück.

#### Author / Autor

Dipl.-Ökonom Dr. Kai van de Loo, Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt), Essen, und Lehrbeauftragter Technische Hochschule Georg Agricola (THGA), Bochum