

Szenarien des Kohleausstiegs in den Regionen der Welt

Dr.-Ing. Frank Leschhorn, München*

Der stark subventionierte deutsche Steinkohlenbergbau wurde in 2018 als erster Schritt einer deutschen Energiewende in Würde beendet. Die von Deutschland in 2015 beim Pariser Klimagipfel der UN (Conference of parties - COP21) versprochenen Ziele zur Begrenzung der Erderwärmung auf zwei Grad sehen erhebliche Reduzierungen der CO₂ Emissionen vor. Die EU hatte sich verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu senken. Dabei soll der Anteil der regenerativen Energien am Endenergieverbrauch auf 32 % gesteigert werden. Das deutsche Umweltbundesamt hatte dieses Ziel schon für 2020 gefordert, das von Klimaaktivisten, wie „Fridays for Future“ und den noch Radikaleren von „Extinction Rebellion“ massiv eingefordert wird. Dieses Ziel scheint nunmehr nach dem Ergebnis von 2019 in erreichbare Nähe zu kommen. Der deutlich gestiegene europäische Preis für Kohlendioxid-Zertifikate auf etwa 25 €/t CO₂ hat die Stromerzeugung in deutschen Kohlekraftwerken unwirtschaftlich gemacht, aber auch dazu geführt, dass die schon weltweit höchsten Strompreise noch weiter gestiegen sind. Der inzwischen beschlossene „Deutsche Klimaschutzplan sieht weitere Reduzierungen der Emissionen vor, um das Land in 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu machen. Deutschland hat den Ausstieg aus der Kohleverstromung in 2038 beschlossen. Wie das Ziel in anderen Sektoren, außer der Stromwirtschaft erreicht werden kann, ist im Detail kaum präzisiert. Unter der Maxime, den Wirtschaftsstandort nicht zu gefährden, wird das noch zu erheblichem politischen Streit führen. Andere Länder, wie auch einige EU-Staaten, haben die Vorgaben der Klimakonferenzen zwar abgenickt, werden aber ihre Ziele nach den eigenen Gegebenheiten interpretieren. So haben sich die USA aus dem Pariser Abkommen gänzlich verabschiedet, während Brasilien, China und Russland offiziell weiter dazu stehen, aber praktisch kaum einen mittelfristigen Beitrag leisten werden. In der asiatischen Welt rangieren egoistische wirtschaftliche Gesichtspunkte in der Energiewirtschaft und Aspekte einer sicheren Versorgung weiter vor Umweltfragen und radikalen Veränderungen.

Weltweit wurden in 2018 rund 26.600 TWh Strom produziert, von denen 10.000 TWh in Kohlekraftwerken generiert wurden. Zwar werden in vielen Ländern zunehmend regenerative Energien zur Stromerzeugung genutzt, so auch in China und Indien, jedoch auch in Verbindung mit neuen Kohle- und Kernkraftwerken. Die Energienachfrage in den Schwellenländern ist so hoch, dass dort in Zukunft alle verfügbaren Energieträger eingesetzt werden. Sieht man von Westeuropa und Nordamerika ab, dann wird weltweit in den meisten Regionen weiter auf Kohlestrom gesetzt. Als Ersatz veralteter Kraftwerke werden neue HELE (high efficiency - low emission) Anlagen mit niedrigerem spezifischen Kohleverbrauch gebaut. Diese Kraftwerke erfordern auch hochwertige Kohlen (genannt „clean coal“), die den Verbrauch minderwertiger Kohlen mit hohem Asche-, Schwefel- und Wassergehalt reduzieren.

Klimapolitische Entwicklungen und die Bedeutung der Klimakonferenzen

Die neue EU-Kommissionspräsidentin *Ursula von der Leyen* hat mit Übernahme der EU-Kommissionspräsidentschaft einen „grünen Deal“ angekündigt, mit dem Europa bis 2050 zum „ersten klimaneutralen Kontinent“ werden soll. Dazu müssen in der nächsten Dekade mehr als 1.500 Mrd. € ausgegeben werden, die durch Umschichtungen im EU-Haushalt aufgebracht werden sollen und durch Gelder aus den Mitgliedsstaaten und dem Privatsektor ergänzt werden. Eine wichtige Rolle bei diesen Plänen spielt die Europäische Investitionsbank (EIB), die bisher insbesondere weltweit Rohstoffprojekte finanzierte. Nun soll die Bank vorwiegend dem Erreichen der Klimaziele dienen. So hat der Präsident der EIB, der Deutsche *Werner Hoyer*, bereits im Sommer 2019 angekündigt, das Institut zu einer „Klimaschutzbank“ zu machen, um die EU beim Erreichen ihrer Ziele im „Klima- und Umweltschutz“ zu unterstützen. Gleichzeitig hat die EIB gegen den Widerstand von Polen und Ungarn den Beschluss gefasst, ab 2021 keine Darlehen mehr für fossile Energieprojekte zu vergeben. Bereits seit 2013 hat die EU-Bank aufgegeben, Projekte zur Kohleverstromung zu finanzieren, wie es

auch viele Banken, Versicherungen und Fonds in der westlichen Welt tun. Auch hat ein Bündnis von fast 60 Organisationen in einem offenen Brief an die neue EZB-Präsidentin *Christine Lagarde* vorgeschlagen, dass die Europäische Zentralbank nur noch „grüne“ Anleihen kaufen solle. *Lagarde* selbst hatte noch vor ihrem Amtsantritt im September bei einer Anhörung im Europaparlament erklärt, dass Klimarisiken ins Zentrum der Finanzstabilität rücken sollen. In diese Investitionslücke stoßen nun asiatische Banken wie „China Energy Investment Corporation“, die gerade ein modernes Kraftwerk in Indonesien mit 1,54 Mrd. Euro finanziert. Auch stehen große Banken im Vereinigten Königreich, wie Barclay, HSBC und andere, weiter zu fossiler Stromerzeugung und finanzierten von 2016 bis 2019 solche Projekte mit einem Volumen von 32,3 Mrd. US\$.

Die dringenden Aufrufe zur Bekämpfung des Klimawandels werden in Osteuropa und insbesondere in der asiatischen Welt nicht so geteilt. Es scheint, als gäbe es eine Korrelation zwischen den autokratischen Ländern und der Ablehnung klimabewusster Politik. Auf der nach Kattowitz (COP24) folgenden Klimakonferenz in Madrid (COP25), wo eigentlich die auf der vorherigen Klimakonferenz in Paris vorgezeichneten Regeln für die internationale Zusammenarbeit, insbesondere der Han-

*Dr.-Ing. Frank Leschhorn
PO Box 95, New Farm
Brisbane QLD 4005, Australia
Wörthstr. 37
81667 München, Germany
Tel. (AUS): +61 (0)418/411569
Tel. (GER): +61 (0)0152/04222673 (only when in Ger)
Internet: www.mmi-munich-mining.com

del mit Klimaschutz-Gutschriften, beschlossen werden sollte, ist durch den Widerstand dieser Länder Ernüchterung eingetreten. Die Verhandlungen scheiterten und sollen nun beim nächsten Klimagipfel 2020 in Glasgow (COP26) fortgesetzt werden. Da aber China offenbar selbst einen Emissionshandel etabliert, könnte in Zusammenarbeit mit der EU ein Nukleus für eine internationale Zusammenarbeit beim Klimaschutz entstehen.

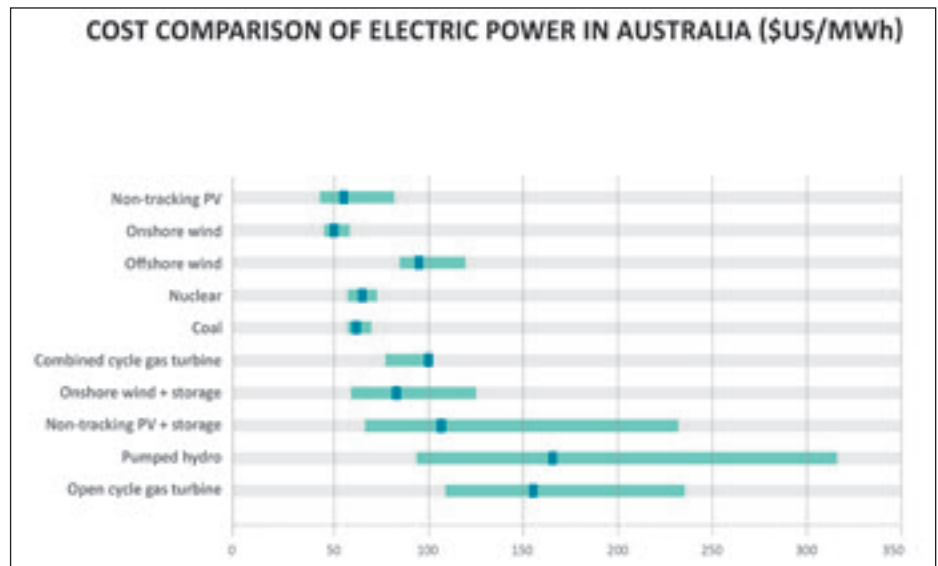
Die Kohleaustiegsproblematik

Obwohl es als wissenschaftlich gesichert angesehen wird, dass der Kohlendioxidgehalt der Atmosphäre neben Methan, anderen Kohlenwasserstoffen und Stickoxiden sowie dem natürlichen Treibhausgas Wasserdampf für die Erderwärmung mitverantwortlich ist, werden weltweit unterschiedliche Konsequenzen gezogen. Ein wesentlicher Grund dafür ist der unterschiedliche Reifegrad der Industrialisierung in den einzelnen Volkswirtschaften und deren Bereitschaft zur Modernisierung bzw. zu strukturellen Änderungen. Die Betreiber energieintensiver Industrien stehen vor der Frage, mit neuen Techniken den Energieverbrauch zu senken oder Betriebe stillzulegen. Stromerzeugung aus Kohle war für Jahrzehnte und ist unter Marktbedingungen, insbesondere in den kohleproduzierenden Ländern auch noch heute, die technisch einfachste, sicherste und kostengünstigste Methode. Große energieverbrauchende Industriestandorte mit hohem Beschäftigungsgrad sind oft in Verbindung mit Kohlekraftwerken aufgebaut worden. Zahlreiche solcher Komplexe existieren in der Stahlproduktion sowie in der chemischen- und metallverarbeitenden Industrie. Kohlenutzung steht dort in Konkurrenz zu Standorten mit auf Gas- oder Kernenergie basierender Stromversorgung.

Diese standortbedingten Faktoren beeinflussen die Geschwindigkeit eines geplanten Kohleaustiegs, werden aber von vielen Politikern missachtet und von Klimaaktivisten ignoriert. Da werden unreflektiert Länder wie Norwegen, mit hohem Wasserkraftpotential, oder Frankreich, mit hohem Kernenergieanteil, mit Deutschland verglichen, das weltweit, unter großen Risiken für die Volkswirtschaft ein einmaliges gleichzeitiges Ausstiegsprogramm aus Kernkraft und Kohle in Gang gesetzt hat.

Das Problem der Speicherung von elektrischer Energie

Eine gesicherte und kostengünstige Stromversorgung ist essentielle Grundlage für eine funktionierende moderne Volkswirtschaft. Der Endenergieträger „Strom“ zeigt



Kostenvergleich von Stromerzeugungsalternativen

praktisch überall in der Welt Steigerungsraten, die über dem Wachstum des Primärenergieverbrauchs und dem Wirtschaftswachstum liegen. Mit dem Ausstieg aus der Stromerzeugung durch fossile Energieträger, die bisher (neben der Kernenergie) die Grundversorgung gestellt haben, und dem zunehmenden Einsatz regenerativer Energieträger, wird Energiespeicherung ein Schlüsselement. Sie muss parallel zum Wachstum der neuen Energien aufgebaut werden, da die Bereitstellung von Wind- und Solarenergie stark fluktuierend ist. Da Stromimporte aus ebenfalls regenerativer Energieerzeugung langfristig nicht garantiert werden können und eigene Pumpspeicherwerke begrenzt sind, kann Stromspeicherung klimaneutral direkt nur über leistungsfähige Batterien (die es in der Größenordnung noch nicht gibt) oder indirekt über Wasserstoff (mit hohen Energieverlusten) geschehen. Es wird darauf hinauslaufen, dass Gaskraftwerke und moderne Kohlekraftwerke zur Absicherung des Verbundnetzes notwendig sein werden. Amerikanische und andere Stellen halten zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzes einen maximalen Anteil der regenerativen Energien von 30 bis 40 % für vertretbar.

Kosten der Stromerzeugung nach Technologien

Beim Vergleich der Kosten von alternativen Stromerzeugungstechnologien ist der jeweilige Standort von großer Bedeutung. So kann ein Kohlekraftwerk neben einem hochproduktiven Kohlenbergwerk wesentlich günstiger Strom produzieren als eine Windkraftanlage. Für jeden einzelnen Fall sind die gesamten Kosten über die Lebensdauer der Anlage zu betrachten. Diese „Levelized Cost“ beinhalten die Investiti-

onskosten (einschl. der Verzinsung des Kapitals) und die in den einzelnen Ländern abweichenden Betriebskosten. Schwierig wird der Vergleich, wenn mehr oder weniger verborgene Subventionen enthalten sind. Auch sind die Rückbau- und Entsorgungskosten nach der Stilllegung bei den Vergleichen in der Regel nicht enthalten. Bei den nicht zur Grundlaststromerzeugung geeigneten regenerativen Energien müssen für einen sauberen Vergleich der Backup-Aufwand bzw. die Kosten der Energiespeicherung einbezogen werden, was ebenfalls schwer zu kalkulieren ist. Bei allen Stromerzeugungsalternativen sind die Kosten der Umweltbelastung betriebswirtschaftlich nicht erfasst.

Ein Vergleich der Stromerzeugungskosten verschiedener Technologien von „Bloomberg New Energy Finance“ zeigt, dass nicht-subventionierter Kohlestrom am billigsten ist, wenn für die regenerativen Energien Fotovoltaik (ohne Ausrichtung) und Windenergie die unausweichlichen Speicherkosten berücksichtigt werden.

Die International Energy Agency (IEA) hat kürzlich gemeldet, dass es ohne CCS (carbon capture & sequestration) praktisch unmöglich sein wird, die Pariser Klimaziele zu erreichen. Nach dem GCCSI (Global CCS Institute) gibt es weltweit bereits 51 solcher Anlagen, in denen bisher nur rund 260 Mio. t CO₂ gespeichert wurden. Das Institut „Climate Central“ ermittelte, dass die weltweit betriebenen Kohlekraftwerke während ihrer Lebensdauer weitere 300 Mrd. t CO₂ emittieren werden. Die bestehenden CCS Anlagen mit einer Jahreskapazität von 2,4 Mio. t CO₂/a sind angesichts der jährlichen Emissionen von fast 70 Mrd. t und einem für 2050 erwarteten Wert von über 43 Mrd. t nur ein Tropfen auf dem heißen Stein. Auch wenn sich bei dieser Technologie starke Kostendegressio-

nen abzeichnen, wird es wohl nur bei ein paar weiteren neuen Projekten in Indien, China, Australien und Japan bleiben.

Entwicklung der globalen Kohlennachfrage und -produktion

Der globale Kohleverbrauch (alle Kohlenarten) betrug 2019 etwa 8 Mrd. t, von denen rund 1 Mrd. t auf Kokscohlen und 800 Mio. t auf Braunkohlen entfielen. In dem Jahr zeichnete sich jedoch eine Wende mit einem deutlichen Rückgang ab, nachdem insbesondere Europa und die USA den Kohlestromanteil zugunsten von regenerativen Energien bzw. billigem Gas erheblich zurückfahren. Kohle bleibt aber dennoch der bedeutendste Primärenergieträger zur Stromerzeugung, der etwa zur Hälfte in China produziert wird und dort auch verstromt wird.

Steinkohle: Die Steinkohlenproduktion in der Welt (Kraftwerks- und Kokscohlen) betrug nach Abzug der Braunkohlen und Lignite von der Weltproduktion etwa 7,2 Mrd. t. Die wesentlichen Produktionsländer waren in 2019 China (3.720 Mio. t), Indien (700 Mio. t), USA (650 Mio. t), Indonesien (520 Mio. t), Australien (430 Mio. t), Russland (430 Mio. t), Südafrika (260 Mio. t), Kolumbien (80 Mio. t) und Polen (60 Mio. t). Neue Produktionskapazitäten entstehen in der Mongolei (30 Mio. t/a) und in Mosambik (20 Mio. t/a). Braunkohle: Zur Steinkohle kommt noch signifikante Braunkohlenproduktion in der Größenordnung von 800 Mio. t/a hinzu, die mit sinkender Tendenz dem örtlichen Bedarf in vielen Ländern, insbesondere in Deutschland, Russland, Türkei und Australien sowie in Griechenland, Polen, Slowenien, Tschechien, USA und einigen Ländern in Südosteuropa dient. Der größte Anteil dient der Stromerzeugung, wobei die niedrigen Produktionskosten aus Tagebauen, aber auch in Untertagegruben bestimmend sind. Dieser billige Grundlaststrom war traditionell Basis für nahegelegene energieintensive Industrien wie Metallschmelzen und Chemiewerke. Inzwischen wird die Braunkohleverstromung wegen des im Vergleich zu Steinkohle geringeren Heizwertes und den dadurch spezifisch höheren Kohlendioxidemissionen in den entwickelten Ländern zurückgefahren. Während Deutschland den Ausstieg aus der Produktion bis 2038 beschlossen hat, wird Australien einen Umstieg seiner Braunkohlennutzung zur Erzeugung von Wasserstoff vornehmen. Kohlevergasung und -verflüssigung sind noch weit verbreitet, ebenso die Herstellung von Ammoniak zur Düngemittelproduktion auf Braunkohlenbasis. Mit dem Ausstieg aus der Stromerzeugung ist in den hochentwickelten Industrieländern, falls sie nicht über schon bestehende Kern-

oder Wasserkraftwerke verfügen, das Ende von energieintensiven Industrien eingeleitet.

Zukünftige elektrische Energieversorgungssysteme in klimabewussten Staaten

Die globale Stromerzeugung in 2018 wurde zu 38 % von Kohlekraftwerken erbracht. Gas erreichte einen Anteil von 23 %, Wasserkraft 16 % und Kernenergie 10 %. Von den „neuen“ regenerativen Energien erreichten Wind 5 % und die Solar- und Bioenergien jeweils 2 %. Das ist noch ein sehr geringer Beitrag, aber sie zeigten ein besonderes Wachstum von 14 %, was wesentlich durch die Zuwachsrate von 45 % in China bestimmt war. Eine sichere klimaneutrale Grundlaststromversorgung kann nur über Kernenergie und Wasserkraft (falls verfügbar) oder regenerative Energien erfolgen, wenn für letztere geeignete Speicheranlagen im großtechnischen Maßstab zur Verfügung stehen.

Weltweit gesehen, sind diese komplizierten vernetzten Energiesysteme nur in hochentwickelten Volkswirtschaften möglich und scheiden als Lösung für die unzähligen Entwicklungsländer in Afrika, Asien und Südamerika aus. Diese bevölkerungsreichen Länder brauchen robuste und einfache Energieversorgungsstrukturen. So bleibt Asien der globale Motor der Kohleverstromung, die von 20 % Anteil in 1990 auf fast 80 % Anteil in 2019 gewachsen ist. Mit zunehmender Modernisierung dieser Volkswirtschaften wird auch die Energiewirtschaft folgen, aber das wird Zeit brauchen. So erwartet die IEA dort nur noch marginale Zuwachsraten (< 1 %) des Kohleverbrauchs. Trotz der Inbetriebnahme neuer Kohlekraftwerke mit höherem Wirkungsgrad wird insgesamt in Asien der Kohleanteil an der Stromerzeugung von 38 % in 2018 auf 35 % in 2024 fallen.

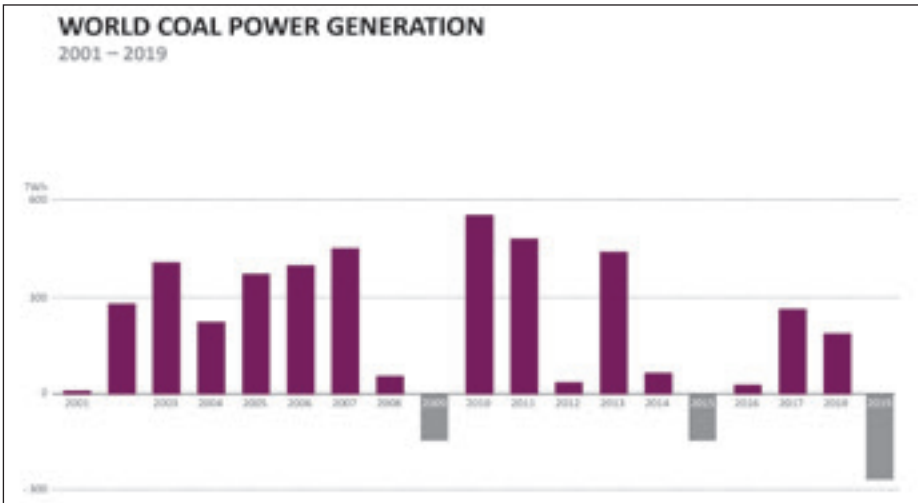
Auch wenn die Endlagerung ausgebrannter Kernbrennstoffe noch lange auf sich warten lässt, setzen (außer Deutschland) die meisten Länder mit bisheriger Atomstromnutzung und neu hinzukommende Staaten auf die Nutzung der Kernenergie. Weltweit sind 56 Kernkraftwerke im Bau. Sie befinden sich in Finnland, Frankreich, Großbritannien, Vereinigte Arabische Emirate, Korea, Russland, Türkei, Bangladesch, USA und China. Ob danach weitere neue klassische Kernkraftwerke gebaut werden, ist wegen des immensen Kapitalbedarfs und des schlechten Stigmas fraglich. Eine Renaissance nuklearer Stromerzeugung wird in der Nutzung kleinerer SMR (small modular reactors) gesehen, wobei aber auch dafür das Problem der Endlagerung von Kernabfällen gelöst werden muss.

„Klimaneutral“ ist das Schlagwort für die neue Energiewirtschaft in Deutschland, die in 2023 ohne Kernenergie und in 2039 ohne Kohlekraftwerke auskommen will. Andere Länder gestalten den Übergang harmonischer und abwartend. Sie schielen auf das Ergebnis der Entwicklung in Deutschland, wo einzig Gasturbinen als fossile Energieerzeuger mit Backup-Aufgaben zugelassen sein werden. Zur Abfederung der berühmten Dunkelflauten wird es auch keine zusätzlichen Wasserkraftanlagen geben, die auch aus ökologischen Gründen abgelehnt werden. Auch sollen Stromimporte aus dem EU-Ausland zur Absicherung dienen, ohne dass dieses theoretische Potential genauer analysiert wurde. Ein tragfähiges Gesamtkonzept, das auch die zukünftigen Strompreise beinhaltet, ist bisher nicht vorgestellt worden. Der globale Anstieg der Erdgasnutzung in fast allen energetischen Sektoren wird auch Auswirkungen auf den langfristigen Erdgaspreis haben. Auch scheint hier der früher vorgehobene Aspekt der Versorgungssicherheit von Primärenergie seinen Stellenwert verloren zu haben.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Kohlenutzung zur Stromerzeugung in der fortgeschrittenen Welt mit der Stilllegung alterer Anlagen verschwinden wird, während sie in den asiatischen Schwellenländern, insbesondere in Indien, in modernen Anlagen weiterhin wachsen wird. Das gilt auch für die Entwicklungsländer in Afrika und Südamerika. Der Schlüssel zur zukünftigen Entwicklung liegt jedoch in China.

Entwicklung der weltweiten Steinkohlennachfrage

Die globale Steinkohlennachfrage steigt weiter in Asien, wofür insbesondere Indien neben China und Südostasien verantwortlich ist. Durch den Bau moderner Kraftwerke entsteht auch ein Trend zu Kohlen mit höherer Qualität, was auch auf die Kokscohlen zutrifft, da auch die Stahlindustrie höhere Umweltschutzanforderungen erfüllen muss. Durch die globalen Bemühungen beim Kohleausstieg könnte der Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch von heute 28 % auf 22 % in 2030 zurückgehen. Bei der Stromerzeugung dürfte sich der Kohleanteil von 38 % auf 16 % verringern. Im gleichen Zeitraum wird der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung von 7 % auf 18 % ansteigen. Die anhaltend günstigen Weltmarktpreise bescheren den Produzenten auf den Exportmärkten gute Gewinne. Bei steigender Nachfrage bis 2018 waren nur begrenzt neue Kapazitäten in Betrieb gegangen. Diese Situation dürfte vor allem für die australischen Firmen mit ihren guten Qualitäten und der Nähe zu den



Entwicklung der globalen Kohlestromerzeugung

asiatischen Märkten auch weiter so bleiben. Der Preis für hochwertige Koks Kohle lag Anfang 2019 bei komfortablen 200 US\$/t, reduzierte sich aber zum Jahresende auf weiterhin gute US\$ 150/t. Bei den Kraftwerkskohlen zeichnet sich nach Morgan Stanley jedoch ein Rückgang des Marktpreises in der asiatischen Region von rund US\$ 100/t auf unter \$ 70/t in 2020 ab.

Der Markt für Kraftwerkskohlen

Kraftwerkskohlen oder Kesselkohlen dienen der Stromerzeugung und dem industriellen Wärmebedarf. Dieser Markt wandelt sich mit dem internationalen Klimabewusstsein stark. Nachdem die auf Kohle basierende weltweite Stromerzeugung in den vergangenen 18 Jahren generell gestiegen ist, scheint im vergangenen Jahr 2019 eine Wende eingetreten zu sein.

Die Welt verbraucht zurzeit etwa 7 Mrd. t Kraftwerkskohlen, so dass auch nach einer Reduzierung um 23 % bis 2030 noch

mehr als 5 Mrd. t Kohle in Kraftwerken verfeuert werden. Das Weltangebot an Kraftwerkskohlen könnte sich auch deshalb verringern, da Indonesien zunehmende Mengen für den eigenen Bedarf benötigt und das Exportpotential von Kolumbien und Südafrika nicht nachhaltig ist. Allenfalls Australien könnte zusätzliche Mengen bereitstellen. Auf der Bedarfsseite stehen Reduzierungen in Europa und den USA (insbesondere bedingt durch das riesige Angebot an kostengünstigem Erdgas) deutlichen Steigerungen in Asien, vor allem in Indien gegenüber. In 2018 haben China, Indien und Südostasien 50 GW an neuen Kohlekraftwerken in Betrieb genommen.

Der Markt für Koks kohlen

Der weltweite Bedarf an Koks kohlen entwickelt sich entsprechend der Rohstahlerzeugung. Andere Verbraucher sind die Metallhütten und Gießereien. Auch bei diesen Kohlen ist ein Trend zu hochwertigen Qualitäten erkennbar, um Emissionen

zu reduzieren. Zu den Koks kohlen gehören die klassischen Koks kohlen unterschiedlicher Qualität sowie die PCI (pressurized coal injection)-Kohlen. Auch diese Kohlen sind inzwischen in den Fokus der Klimadiskussion gekommen, da beim Hochofenprozess bekanntlich auch Kohlenstoffoxide entstehen. Auch wenn der Einsatz hochwertiger Koks kohlen die Emissionen deutlich verringert, fordert die Umweltbewegung inzwischen CO₂-freie Stahlerzeugung, wobei Wasserstoff zur Reduktion des Eisenerzes genutzt werden soll.

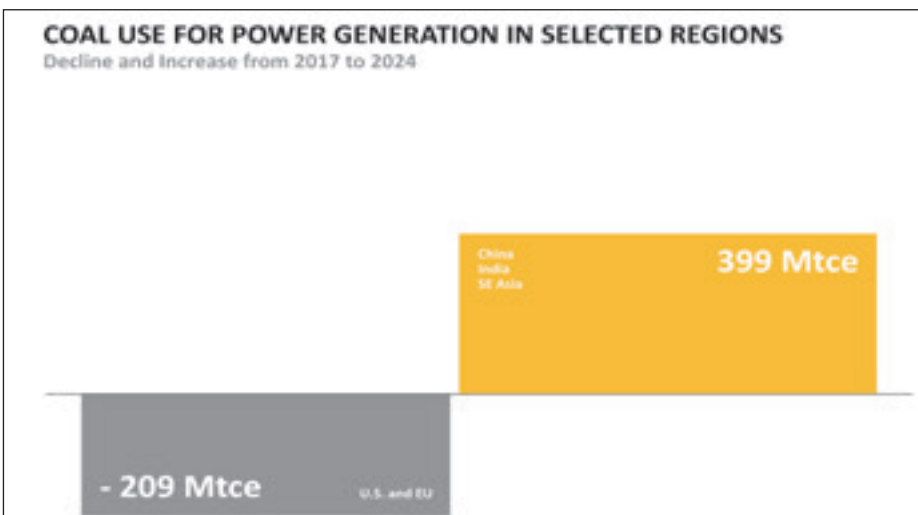
Die World Steel Association vermeldete eine Reduktion der globalen Rohstahlproduktion in 2019, aber China, welches etwa die Hälfte der globalen Nachfrage sättigt, hat in 2019 kräftig auf 996,3 Mio. t zugelegt und damit fast die 1 Mrd. t Marke erreicht. Auch Indien, das inzwischen Japan als zweitgrößter Produzent abgelöst hat, konnte die Stahlproduktion erhöhen, gefolgt von Japan und den USA, während Deutschland und Brasilien weiter an Anteil verlieren.

Der Weltmarkt für Koks kohlen, der etwa 14 % des globalen Kohlebedarfs ausmacht, wird im Zeitraum von 2015 bis 2021 einige Verschiebungen erleben. Der zurzeit größte Importeur China (53 Mio. t/a) wird dann von Indien mit 73 Mill t/a abgelöst werden, wobei Japan seine zweite Position mit 51 Mio. t/a vor Europa (48 Mio. t/a) und China (42 Mio. t) halten dürfte. Australien wird bei kontinuierlich steigenden Mengen auf 200 Mio. t/a in 2021 weiterhin der mit Abstand größte Exporteur bleiben. Während die USA und Kanada Exportvolumen verlieren, verbuchen Russland und insbesondere die Mongolei hohe Zuwächse. Australien leidet seit 2019 immer wieder unter den chinesischen Importrestriktionen und der Hinwendung zu Importen aus Russland und der Mongolei. Die Importe aus Russland stiegen Ende 2019 um 81 % und aus der Mongolei um 14 %.

Der Welthandel (auch über Landwege) soll sich nach australischen Berechnungen von 325 Mio. t/a in 2018 auf 345 Mio. t in 2024 vergrößern.

Der Markt für Anthrazitkohlen

Der Bedarf an hochwertigem Anthrazit, in einem speziellen Markt hat in den letzten Jahren insbesondere in der Stahlindustrie massiv zugenommen. Die Handelsumsätze könnten von heute etwa 58 Mrd. US\$ auf fast 70 Mrd. US\$ in 2027 steigern. Anthrazit hat einen ähnlichen Kohlenstoffgehalt wie Koks bei vergleichsweise geringeren Kosten und findet Abnehmer vor allem in China, Vietnam und Südkorea. In vielen Ländern Asiens, Osteuropas und



Kohleeinsatz zur Stromerzeugung in ausgewählten Regionen

WORLD COKING COAL MARKET
Trade in million tonnes

Importing Countries	2015		2021	
	Imports	Rank	Imports	Rank
India	47	3	73	1
Japan	49	2	51	2
Europe	43	4	48	3
China	53	1	42	4
South Korea	32	5	40	5
Exporting Countries	Exports	Rank	Exports	Rank
Australia	186	1	200	1
USA	55	2	39	2
Mongolia	15	5	30	3
Russia	22	4	26	4
Canada	29	3	25	5

Weltmarkt für Kokssteinkohlen

des Nahen Ostens wird Anthrazit neben der Verstromung auch für den Hausbrand genutzt. Außerdem wird Anthrazit zur Produktion von Urea in der Düngemittelindustrie genutzt.

Der seegebundene Markt für Exportkohlen

Nach VdKi ist das Volumen des weltweiten seegebundenen Handels mit Steinkohlen in 2019 leicht auf 1,22 Mrd. t gestiegen, von denen 930 Millt auf Kraftwerkskohlen und 290 Mio. t auf Kokssteinkohlen entfielen. Die wesentlichen Importe fanden ihren Weg in den asiatischen Wirtschaftsraum nach Indien (235 Mio. t), Japan (190 Mio. t), China (193 Mio. t) und Südkorea (150 Mio. t). In die EU wurden mit weiter abnehmender Tendenz nur noch knapp 170 Mio. t importiert, davon etwa 110 Mio. t Kesselkohlen. Die weltweit wichtigsten Exportländer waren Australien (390 Mio. t), Indonesien (370 Mio. t), Russland (170 Mio. t), USA (90 Mio. t), Südafrika (80 Mio. t), Kolumbien (70 Mio. t) und Kanada (30 Mio. t). Der globale Importmarkt für Kraftwerkskohlen ist in Einzelmärkte bzw. Seerouten unterteilt, die sich in Handelsvolumen und Marktpreisen unterschiedlich entwickeln.

Nach IHS Markit sind dabei folgende wesentlichen Entwicklungen für den Fünfjahreszeitraum von 2018 bis 2023 zu verfolgen. Der größte Einzelmarkt ist die ostasiatische Region, wo das Volumen von 514 leicht auf 510 Mio. t sinken wird. Zu diesem Handelsraum gehören China (+ 4 Mio. t), Japan (+ 2 Mill t) und Südkorea (- 5 Mio. t). Der zweitwichtigste Markt betrifft den Indischen Ozean, mit den wesentlichen Konsumenten Indien (+ 36 Mio. t) und Pakistan (+ 5 Mio. t). In diesen Ländern ist neben ei-

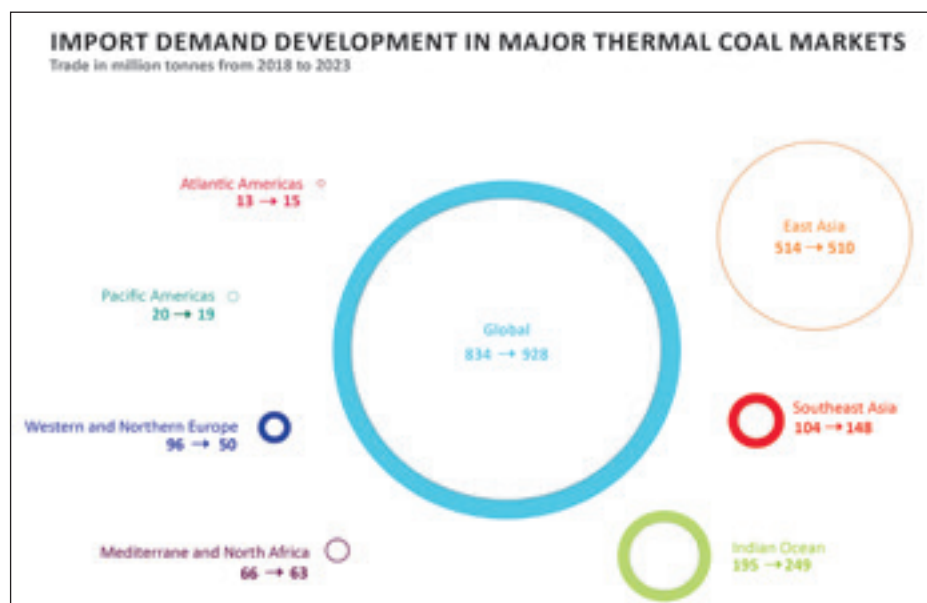
nigen ostafrikanischen Staaten der höchste Anstieg des Kohleverbrauchs zur Stromerzeugung von 195 auf 249 Mio. t konzentriert. Es folgt Südostasien mit einem Anstieg von 104 auf 148 Mio. t, wo im Wesentlichen Vietnam (+ 22 Mio. t), Malaysia (+ 7 Mio. t), Philippinen (+11 Mio. t) und Thailand (+ 10 Mio. t) beteiligt sind. Das Volumen im mediterranen Markt, einschl. Nordafrika wird von 66 auf 63 Mio. t leicht sinken. Hier dominiert die Türkei (+ 2 Mio. t) vor Marokko (+ 2 Mill t). Der amerikanische Pazifikmarkt bleibt relativ konstant um 20 Mio. t/a, mit Chile (+ 1 Mio. t) und Mexiko (- 1 Mio. t) als wesentliche Konsumenten. Der amerikanische Atlantikmarkt steigt leicht um 2 Mio. t/a, zudem Brasilien mit 5 Mio. t, die USA mit 4 Mio. t und die Dominikanische Republik mit 3 Mio. t gehören.

Die großen Produzenten von Kohle und ihre Entwicklung

Die Liste der größten Kohleproduzenten wird von chinesischen, indischen und indonesischen Produzenten angeführt, die ihre jeweiligen nationalen Märkte vorwiegend mit Kraftwerkskohlen versorgen. Auf den Exportmärkten dominieren neben indonesischen Produzenten international tätige Firmen mit Produktionen in Australien, Südafrika, Kolumbien und den USA. Dazu kommen russische Produzenten mit stark zunehmenden Exporten über sibirische Exporthäfen. Bei den Exporten von **Kraftwerkskohlen** bestimmen indonesische, australische, kolumbianische und südafrikanische Produzenten das Geschehen, wobei Glencore mit etwa 130 Mio. t/a als Marktführer gilt. Den Kokssteinkohlenmarkt kontrollieren BHP (Marktführer), Anglo-American, Mitsubishi, Peabody und Glencore mit ihren australischen Produktionen sowie Arch Coal und Consol in den USA, Teck Resources in Kanada, Vale in Mozambique und die australische Firma Aspire Mining in der Mongolei.

Nachhaltige internationale Kohleproduktion – Scope 3-Emissionen

Der Geltungsbereich (Scope) für klimaschädliche Emissionen in der Lieferkette von Kohle, von der bergbaulichen Gewinnung bis zum Endverbraucher in der Strom-, Wärme-, Eisen- Stahl-, Metall- und Zementherstellung, wird von der Industrie inzwischen ernstgenommen. Mit seiner „Scope 3“-Initiative in 2019 hat *Andrew Mackenzie*, der damalige CEO von BHP, dem weltgrößten Bergbauunternehmen, eine neue Entwicklung im Hinblick auf



Handel mit Kraftwerkskohlen in wichtigen Märkten 2018-2023

„Responsible Mining“ eingeleitet. Verantwortlicher Bergbau und nachhaltige Rohstoffgewinnung sollen im Rahmen der Lieferketten für den Steinkohlenbergbau neben den eigenen Emissionen in der Produktion (Scope 1) und dem ökologischen Fußabdruck der Zulieferer (Scope 2) auch die Umweltbelastungen durch den Kunden (Scope 3) einbeziehen. BHP und andere Bergbauunternehmen gehen inzwischen so weit, die Geschäftsbeziehungen zu Kunden, deren Haltung zu Klimazielen nicht angemessen ist, in Frage zu stellen. Außerdem wird BHP der World Coal Association neben anderen lobbyierenden Gruppen in der Kohleindustrie die weitere Mitgliedschaft aufkündigen. Ein echtes „Scope 3“-Thema betraf im Januar 2020 auch Siemens mit den Lieferungen von Bahn-Elektronik für den neuen indischen Kohleproduzenten Adani in Australien.

Die bedeutenden Kohleexportländer und ihre Energiewirtschaft

Bisher haben die großen Kohleexportländer mit ihren riesigen Lagerstättenvorräten auch die eigene Energiewirtschaft mit Kohle versorgt. Nach der inzwischen weltweit umgreifenden Erkenntnis, dass die Emissionen aus fossiler Energienutzung für die lokale Luftverschmutzung verantwortlich sind und dem globalen Klima schaden, sind auch in einigen von Kohleexporten profitierenden Ländern, Maßnahmen zur Reduzierung des Kohleverbrauchs von der Politik vorgegeben worden. Die installierte Leistung eines Kohlekraftwerkes von einem Gigawatt verbraucht im typischen Lastbereich pro Jahr etwa 3,5 Mio. t Steinkohle.

Australien: Der Primärenergieverbrauch Australiens basiert zu 40 % auf Kohle, 34 % auf Öl und 22 % auf Erdgas. In 2018 lag der Anteil der Stromversorgung aus Kohlekraftwerken bei rund 60 % und aus Gaskraftwerken sowie erneuerbaren Energien bei jeweils 19 %. Die Kapazität der Kohlekraftwerke betrug in 2018 etwa 25 GW und soll bis 2030 auf 18 GW reduziert werden. In 2019 wurden 135 Mio. t Steinkohle verstromt. Wenn bis 2030 etwa 47 % der veralteten thermischen Kraftwerke stillgelegt worden sind, soll ein Mix aus auf Gas basierender und regenerativer Stromerzeugung die Hauptlast übernehmen. Seit 2019 ist Australien mit 77 Mio. t der weltgrößte Produzent und Exporteur von LNG, knapp vor Katar und weit vor den USA. Während sich die australischen Strompreise im Zehnjahreszeitraum bis 2018 real um 35 % erhöht haben, haben sich die Gaspreise im Lande (die stark von den internationalen LNG Preisen abhängig sind) zwischen 2013 und 2018 verdoppelt.

Australien hat das offizielle Ziel eines 23,5 %-Anteils an regenerativen Energien in 2020, was einer regenerativen Stromerzeugung von 33 GWh entspricht. Bis 2030 könnte aber auch ohne staatliche Vorgaben ein Anteil der „Erneuerbaren“ von 50 % erreicht werden, da insbesondere die kostengünstige Solarenergie immer beliebter wird. In Australien besteht seit 20 Jahren ein Moratorium gegen nukleare Energie. Inzwischen gibt es aber zunehmende Diskussionen über die Einführung kleiner modularer Reaktoren. Das Land will so auch sein riesiges Potential an Uranerzlagerstätten nutzen. Australien exportiert etwa 120 Mio. t/a Kraftwerkskohlen aus New South Wales und Queensland und könnte diese Menge nach Bedarf weiter ausbauen. Nach IEA werden sich die australischen Kohleexporte in den nächsten 5 Jahren mit dem in Asien weiterhin wachsenden Bedarf für Kraftwerkskohlen erhöhen. Da die in Indonesien geförderte Kohle zunehmend dem Eigenbedarf dienen soll, könnte Australien durch eine Steigerung der Kraftwerkskohlenproduktion von rund 260 Mio. t in 2018 ein neues Hoch von 280 Mio. t in 2024 erreichen. Die für Australien wichtigen Kohleexporte hatten im letzten Finanzjahr einen Wert von rund 47 Mrd. US\$ und haben damit den Exporterlös von Eisenerz überholt. Auch wegen der Qualität der Kohlen dürfte sich der Anteil Australiens am seegebundenen Welthandel in Zukunft erhöhen. Dazu werden auch die Kraftwerkskohlen des neuen Carmichael Tagebaus von Adani in Queensland gehören, der ab 2021 in Produktion gehen wird und in der ersten Stufe 10 Mio. t/a nach Indien exportieren wird. Inwieweit diese Grube auf bis zu 60 Mio. t/a erweitert wird und ob weitere Gruben in diesem neuen Abbaugelände des „Galilee Basin“ noch in den Markt kommen, wird von der langfristigen Nachfrage nach Kraftwerkskohlen abhängen. Die Exporte nach China sind für Australien extrem wichtig. Deshalb treffen die chinesischen Maßnahmen zur Protektion des eigenen Bergbaus durch politisch angewiesene Importrestriktionen und vorgeschobener Qualitätskontrollen in den Importhäfen, z.B. als Reaktion auf die Ablehnung der Huawei-Technik, den Nerv Australiens. Daneben ist Australien der weltgrößte Exporteur von Koks kohlen. Die Exporte könnten von derzeit 180 Mio. t/a auf 200 Mio. t in 2024 ansteigen.

Indonesien: Mit einer Bevölkerung von 250 Mill. Einwohnern, stellt sich das Land als asiatisches „Energy Powerhouse“ vor. Die gesamte Kohleproduktion (praktisch ausschließlich Kraftwerkskohlen) betrug in 2019 etwa 600 Mio. t (+ 40 Mio. t). Mit steigendem Eigenverbrauch von 135 Mio. t (+20 Mio. t) bleiben für den Export rund 465 Mio. t, die aber auch Lignit und ande-

re „Low-rank“-Kohlen enthalten. Dieses Volumen könnte wegen des eigenen auf Kohle basierenden Energieprogramms in Zukunft sinken. Der erste Block eines neuen überkritischen Kohlekraftwerks mit zwei 1.050 MW-Blöcken ist auf Java im Dezember 2019 in Betrieb genommen worden. In 2018 wurden über 80 Mio. t in den Kohlekraftwerken des Landes und zur Deckung des Wärmeenergiebedarfs eingesetzt. Indonesien besitzt auch andere mineralische Rohstoffe und ist der weltgrößte Produzent für Nickel. Das Land will aber nicht nur primärer Rohstoffproduzent bleiben, sondern auch die weiteren Verarbeitungsstufen in der Lieferkette übernehmen. Damit wird eine energieintensive Metallindustrie entstehen, die mit Strom versorgt werden muss. Indonesien will dazu die Wasserkraftreserven mit einem Potential von 33 GW ausbauen und in Borneo zunächst 11 GW an Kapazität errichten. Das Land besitzt außerdem ein Potential von 29 GW bei geothermischer Energie mit erwarteten Stromkosten von 2-4 cUS/KWh. Diese grünen Energien könnten den Verbrauch und Anteil fossiler Energieträger senken.

Kanada: Der „Canada Energy Regulator“ (CER) veröffentlichte im Dezember 2019 eine Energieprognose für das Land bis 2040, der eine Senkung des spezifischen Energieverbrauchs pro Kopf um 15 % bis 2040 zugrunde liegt. Während der Verbrauch von Kohle (- 75 %) deutlich sinken soll, wird die Förderung von Rohöl (+ 55 %) und Erdgas (+ 18 %) steigen, die beide auch für den Export zur Verfügung stehen werden. Erdgas und regenerative Energien sollen bis 2030 die Kohlekraftwerke obsolet machen, wobei die Solar- und Windkapazitäten sich verdoppeln sollen, um dann 10 % des Strombedarfs zu decken. Hydroenergie, die in 2018 zu rund 60 % zur Stromerzeugung, vor Kernenergie mit 15 %, beitrug, wird die dominante regenerative Energie bleiben. Der Kraftwerkskohlenbedarf an der Ostküste wird zusätzlich mit Importkohlen aus Kolumbien versorgt. Eigenförderung findet auch im Westen des Landes statt, von wo aus auch die Exporte der Kohle aus dem neuen Vista Tagebau mit zunächst 10 Mio. t/a erfolgen. Kanada ist ein bedeutender Exporteur von Koks kohlen mit 30 Mio. t in 2019 und soll 34 Mill. t in 2024 exportieren.

Kolumbien: Kolumbien fördert hochwertige Kraftwerkskohlen und auch eine geringe Menge an Koks kohlen. Die Exporte an Kraftwerkskohlen betragen noch in 2018 fast 80 Mio. t, aber die Marktaussichten des über den atlantischen Markt exportierenden Landes haben sich durch die sinkende Nachfrage in den USA und Europa verschlechtert. Eine Hinwendung in den asiatischen Markt wird Exportverluste

nicht kompensieren können. So mussten die beiden großen Kohleproduzenten Drummond Coal (USA) und Glencore (Schweiz) in 2019 ihre Exporte auf 30 bzw. 25 Mio. t reduzieren. Dazu kommen noch Kohlelieferungen des amerikanischen Unternehmens Murray Energy in Höhe von knapp 3 Mio. t. Insgesamt wird Kolumbien in 2019 nur noch um 70 Mio. t exportieren, eine Größenordnung, die mittelfristig gehalten werden könnte.

Südafrika: In kaum einem anderen Land der Welt liegt der Anteil der Kohle im Strommix so hoch wie in Südafrika. Die staatliche Eskom, ein Monopolist, aber einst ein afrikanisches Vorzeigunternehmen, hat diesen Ruf inzwischen verloren. Konstante Misswirtschaft hat dazu geführt, dass immer weniger Strom produziert wird, so dass es im bedeutendsten Industrieland Afrikas häufig zu Stromabschaltungen kommt, obwohl im Norden zwei neue Kohlekraftwerke ans Netz gegangen sind. Mit Hilfe des neuen „Integrated Resource Plan“ soll die momentane Abhängigkeit der Stromversorgung von Kohle (70 %) durch Nutzung von Erdgas und regenerativen Energien in 2030 auf 60 % reduziert werden. Ob der beim Paris-Gipfel vorgestellte Plan, in 2050 einen Anteil der Wind- und Solarenergie von 71 % zu erreichen, verwirklicht wird, ist auch angesichts der Korruption in Südafrika mehr als fraglich. Inzwischen sind 6.000 MW der hoffnungslos veralteten Kohlekraftwerke stillgelegt worden, während zwei neue 4.800 MW-Anlagen, die jeweils 15 Mio. t Kohle verbrauchen würden, nun viel zu spät im Bau sind. Die südafrikanische Kohleproduktionskapazität beträgt etwa 260 Mio. t, von denen 70 bis 75 % für die eigene Stromerzeugung und Kohleverflüssigung (SASOL) verbraucht werden. Die Kohleexporte (ausschließlich Kraftwerkskohlen) lagen in 2019 bei etwa 77 Mio. t. Da Indien, in das etwa die Hälfte der Mengen geht, wichtigster Kunde ist, bergen die dortigen Bestrebungen zur Reduzierung der Importe und die heftige Konkurrenz aus Indonesien, Australien und nun auch aus Kolumbien ein wirtschaftliches Risiko.

USA: Nachdem die Kohlestromkapazität der USA in 2011 mit nahezu 318 GW den höchsten Wert erreicht hatte, sind nach massiven Stilllegungen in den letzten drei Jahren in 2020 nur knapp 230 GW installierter Leistung übriggeblieben. Weitere 60 GW sollen nach Aussage der U.S. Energy Information Administration (EIA) bis 2030 aufgegeben werden. Der Grund sind die niedrigen Gaspreise des Landes und der schnelle Übergang zu Solar- und Windenergie. Der Anteil von Gas an der Stromerzeugung in 2019 lag bei 37 %, der von Kohle bei 24 % und der von erneuerbaren Energien bei 17 %. Das Massachusetts In-

stitute of Technology (MIT) sieht Wind- und Solarenergie auf 40 % der Stromerzeugung zugehen, was nach amerikanischer Ansicht der wirtschaftlich maximale Anteil sein dürfte. Die Auslastung der Kohlekraftwerke fiel von 75 % in 2008 auf 54 % (bei den teuren Produzenten auf 47 %) in 2017. Die 100 amerikanischen Kernkraftwerke erzeugen etwa 20 % des Stromes. Die US-Kohleproduktion, mit einem Spitzenwert von 1,08 Mrd. t in 2008, reduzierte sich in 2019 auf nur noch etwa 650 Mio. t Kohle und wird in diesem Jahr wohl auf unter 540 Mio. t fallen. Es sind bereits sechs amerikanische Kohleproduzenten in den Bankrott gegangen. Die Exporte von Kraftwerkskohlen, in 2019 noch rund 35 Mio. t, werden in den Folgejahren bis 2023 die Marke von 30 Mio. t kaum noch überschreiten und verlorene Nachfrage aus Indien und Südkorea kann durch neue Lieferverträge mit Ägypten, Japan und Chile nicht ausgeglichen werden. Die USA exportierten in 2018 auch 56 Mio. t Koks-kohle, und versuchen nun, verringerte Nachfrage in Europa mit Lieferungen in asiatische Märkte zu kompensieren.

Russland: Russland produzierte in 2019 rund 430 Mio. t Kohle und will die Förderkapazität bis 2030 auf 590 Mio. t ausbauen. Die russischen Kohlenexporte lagen in 2019 weiter bei etwa 190 Mio. t, von denen 160 Mio. t Kraftwerkskohlen waren. Das Land richtet die Exportaktivitäten stark nach Osten aus, wo neue Transportinfrastrukturen mit über 80 Mio. t Jahreskapazität errichtet werden. So werden für 2023 Kraftwerkskohlenexporte in Höhe von 175 Mio. t erwartet. Der führende Produzent ist die „Siberian Coal Energy Company“ (SUEK). Die Exporte von Koks-kohlen könnten von 28 Mio. t in 2019 auf 34 Mio. t in 2024 steigen.

Die Energiewirtschaft in den wichtigen Kohleimportländern

China: Nach 38 GW in 2016 und 35 GW in 2017 nahm China seit Beginn des Jahres 2018 rund 43 GW an neuen Kohlekraftwerken in Betrieb. Satellitenaufnahmen vom September 2018 haben gezeigt, dass etwa 260 GW an weiteren Kohlekraftwerkskapazitäten im Bau sind. Sie sollen jedoch auch veraltete Anlagen ersetzen. China verzeichnet mehr Emissionen als Europa und die USA zusammen. Offizielle Stellen ließen verlauten, dass zur Stabilisierung des Netzes mit der starken Einbeziehung regenerativer Energien große neue Kohlestromkapazitäten benötigt werden. Die aktuell installierte Leistung der Kohlekraftwerke liegt bei rund 1.000 GW. Ob die Klimabeschlüsse der EU in China ähnliche Strategien auslösen können, ist mehr als

fraglich, da sich die Wirtschaftslage durch den von den USA initiierten Handelskrieg erheblich verschlechtert hat. Aus diesem Grund haben auch die Investitionen in regenerative Energien zuletzt um fast 40 % abgenommen. China müsste die Einführung regenerativer Energien massiv steigern, um die Paris-Vorgaben zu erfüllen. In harten Daten wären das jährliche Installationen von 58 GW an solaren- und 53 GW an Windkapazitäten im Zeitraum von 2020 bis 2025, was die bisherigen Planungen von 44 bzw. 21 GW weit übersteigt. So sind bis Oktober 2019 nur 17,5 GW an neuer Solarkapazität ans Netz gegangen, obwohl der Plan für 2019 bei 40 GW lag. In 2020 sollen 40 GW an neuer Solarkapazität errichtet werden. Es ist noch unklar, welches Ziel für regenerative Energien und Kohlendioxidreduzierung im nächsten Fünfjahresplan (2021-2025) vorgesehen ist. Einige Analysten glauben, dass diese Fragen offenbleiben könnten, aber das „China National Renewable Energy Centre“ veröffentlichte in seinem China Renewable Energy Outlook (CREO) ein Veränderungsszenario für Primärenergie, in dem sich die Kohlenutzung bis 2035 um 62 % und bis 2050 um 82 % verringern soll. Damit würde der Kohleanteil nach 61 % in 2018 in 2050 nur noch 11 % betragen. Dieses Zentrum und andere chinesische Forschungsinstitute arbeiten zusammen mit der deutschen Energieagentur (DENA) und der Deutschen Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ) an einem Fahrplan zur Erreichung der Pariser Klimaziele. Dennoch hat China bei den Verhandlungen in Madrid die harten Beschlussvorlagen abgelehnt. Die regenerativen Energien werden auch nicht mehr subventioniert. Nach den Prognosen der IEA wird China den Kohleinsatz zur Stromerzeugung von 1,6 Mrd. t SKE in 2018 auf 1,7 Mrd. t SKE in 2024 weiter steigern. Auch der Koks-kohlenverbrauch in der Stahlindustrie wird von 536 Mio. t SKE im gleichen Zeitraum auf 544 Mio. t SKE ansteigen. Der Kesselkohleneinsatz außerhalb der Stromerzeugung wird dagegen von fast 700 Mio. t auf 550 Mio. t sinken, da inzwischen die Heizungen der Wohnungen weitläufig auf Gas umgestellt werden. Ungeachtet der internationalen Bemühungen zur Reduzierung der durch Kohle bedingten Emissionen und da China wenig internationalen Druck verspürt, hat das Land entgegen früherer Planungen die Kohleproduktion in 2018 um 194 Mio. t erhöht. So sind in den ersten drei Quartalen 2019, insbesondere im Nordwesten des Landes, 40 neue Kohlebergwerke mit nahezu 200 Mio. t/a Kapazität in Betrieb genommen worden. China hat in 2018 über See- und Landwege rund 281 Mio. t Kohle importiert, die zu 45 % aus Indonesien, 29 % aus Australien, 13 %

aus der Mongolei und 10 % aus Russland stammten. Während es in 2019 schon mehr als 300 Mio. t Kohle waren, sollen die Importe aber ab 2020 wieder reduziert werden, da genügend Eigenproduktion vorhanden sein soll. Diesen Umstand werden Indonesien und Australien zu spüren bekommen. China lässt bei seiner Importstrategie auch die politischen Muskeln spielen und bestraft im pazifischen Machtspiel das amerika-hörige Australien mit Unsicherheit erzeugenden Importrestriktionen. Die chinesischen Kraftwerkskohlenimporte erreichten in 2019 mit einem Zuwachs von 40 Mio. t einen neuen Höchstwert von 230 Mio. t. Es wird aber erwartet, dass diese Importe bis 2023 auf etwa 200 Mio. t zurückgehen. Zusätzlich importiert Hong Kong jährlich rund 10 Mio. t, womit die Hälfte des Stroms produziert wird. Es sollen jedoch 5 Kohlekraftwerke stillgelegt werden und gleichzeitig 2 Gasturbinen in 2023/24 ans Netz gehen, so dass dann nur noch 8 Mio. t importiert werden. Die chinesischen Koks kohlenimporte dürften in 2019 zunehmend etwa 80 Mio. t erreicht haben.

Indien: Die indische Regierung forciert auch den Ausbau regenerativer Stromerzeugung, die bereits einen Anteil von 23 % erreicht hat. Indien hat nach IEA in den Jahren 2000 bis 2018 rund 700 Millionen Menschen den Zugang zu Elektrizität verschafft. Obwohl sich die zukünftige Leistung der Solarstromerzeugung statt der zunächst geplanten 100 Gigawatt (ohne konkreten Zeitplan) auf nun 450 Gigawatt erhöht hat, sind auch Kohlekraftwerke weiterhin im Bau. So soll die Kohlestromerzeugung von 1.200 TWh in 2018 auf 1.400 TWh in 2023 ausgeweitet werden. Die Entwicklung der Energiewirtschaft bleibt jedoch undurchsichtig. Es wird gemeldet, dass die Stromerzeugung aus Kohle wegen Infrastrukturproblemen fällt und sich der Bau neuer Kohlekraftwerke verzögert. Einige Kohleanlagen sind offenbar am falschen Standort gebaut worden und stehen nun still. Demgegenüber steigt die Stromerzeugung aus regenerativen Energien, insbesondere auch wegen des geringeren Kapitalbedarfs für die Investitionen. In der Energiewirtschaft des Landes steigert sich aber auch die Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und Wasserkraft. Indien hat eine bedeutende eigene Kohlenförderung von fast 700 Mio. t/a, sie soll schon seit Jahren auf 800 Mio. t und mehr erhöht werden. Gerade ist vom Umweltministerium eine Erhöhung der Kohleförderung um 160 Mio. t genehmigt worden. Misswirtschaft beim staatlichen Unternehmen „Coal India“ und Korruption haben dazu geführt, dass die jährlichen Vorgaben nie erfüllt wurden. Nun will der Staat ausländische Investoren begeistern, die sich aber

sehr zurückhalten. Da die eigene Produktion nicht reicht, wurden in 2019 rund 180 Mio. t Kraftwerkskohlen importiert, ein Anstieg von fast 20 Mio. t. Bis 2023 ist eine weitere Erhöhung auf über 200 Mio. t zu erwarten. Die meisten Kohlen stammen aus Indonesien, weitere Lieferungen kommen aus Russland und Australien. Der Verbrauch hochschwefelhaltiger Kohlen aus den USA und Kohlen mit geringem Heizwert aus Südafrika wurde stark zurückgefahren. Mit der stark wachsenden Stahlproduktion werden die Koks kohlenimporte von etwa 60 Mio. t in 2019 auf über 70 Mio. t in 2021 ansteigen, so dass Indien dann der weltgrößte Importeur wird.

Japan: Das Land setzt zunehmend auf regenerative Energien. Wind und Solarenergie fordern den weiteren Ausbau der Kohlekraftwerkskapazität heraus und könnten bis 2025 etwa 71 Mrd. US\$ an Kohlekraftwerksinvestitionen mit 11 GW Kapazität obsolet machen. Noch steht Japan im Vergleich zu anderen hochentwickelten Ländern bei den Erneuerbaren zurück, da die japanische Sicherheitsphilosophie Energieträger bevorzugt, die langfristig billig und sicher verfügbar sind. Dazu werden die neuen Kohlekraftwerke (5 GW bis 2021) mit modernster HELE-Technik ausgerüstet, die zur Minimierung der Emissionen zusätzlich mit hochwertigen Importkohlen gespeist werden. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) und Ultra-supercritical (USC)-Technologie sind in japanischen Kohlekraftwerken Standard.

Kohlestrom macht zurzeit etwa ein Drittel der Versorgung aus und soll bis 2030 noch 26 % betragen. Der weitere Ausbau der Kohleverstromung ist aber auch deshalb nicht sicher, da fast alle nach dem Fukushima-Ereignis stillgelegten Kernkraftwerke nach umfangreicher Modernisierung wieder ans Netz genommen werden. Japan importierte in 2018 insgesamt rund 190 Mio. t Kohle, von denen 61 % aus Australien, 15 % aus Indonesien, 10 % aus Russland und der Rest aus den USA und Kanada stammten. Die Kraftwerkskohlenimporte betragen rund 130 Mio. t und werden bis 2023 weiter in dieser Größenordnung bleiben. Die japanischen Koks kohlenimporte liegen bei rund 60 Mio. t.

Südkorea hat in 2018 etwa 115 Mio. t Kraftwerkskohlen importiert und plante diese Menge mit den im Bau befindlichen Kraftwerken bis 2022 weiter zu erhöhen. Durch den Kollaps der LNG Spot-Preise und der stärkeren Nutzung von Gas sowie erhöhter Stromerzeugung in Kernkraftwerken gingen aber die Kraftwerkskohlenimporte mit einer um 10 % niedrigeren Kohlestromproduktion in 2019 um mehr als 5 Mio. t zurück. Südkorea besitzt 60 Kohlenkraftwerke, die 40 % der Stromversorgung des Landes erstellen. 30 % des

Stroms wird von 13 Kernreaktoren bereitgestellt, zu denen weitere 5 im Bau befindliche Einheiten kommen werden. Im stark umweltbelasteten Land müssen die Kohlekraftwerke in den kritischen Wintermonaten zurückgefahren werden. So sieht der Plan der Regierung nun vor, 14 alte Anlagen mit einem Alter von mehr als 30 Jahren aus dem Betrieb zu nehmen und die anderen mit 80 % Kapazität weiter laufen zu lassen. Erst in 2017 wurden drei neue Kohlekraftwerke mit 5.300 MW in Betrieb genommen. Der Energieplan des Landes sieht vor, bis 2030 die Stromversorgung zu 20 % auf Erneuerbare umzustellen. Sollten dann die LNG-Preise nicht übermäßig steigen, wird das zusätzlich auf Kosten des Kohleinsatzes gehen. Der Bedarf an Kraftwerkskohlen dürfte somit mittelfristig auf maximal 110 Mio. t zurückgehen. Die bedeutende Stahlindustrie des Landes importiert rund 40 Mill/a Koks kohlen.

Taiwan: Der Anteil der Stromerzeugung auf Kohlebasis liegt bei etwa 50 %. Um die Umwelt zu schützen hat die staatseigene Taipower in 2019 fünf Kohleblöcke mit zusammen 2,7 GW stillgelegt, die 14 % der taiwanesischen Stromerzeugung ausmachen. Dabei wurden auch drei 550 MW-Blöcke des weltgrößten Kraftwerkskomplex Taichung (vorher mit 5,5 GW installierter Leistung) geschlossen. Die übrigen Blöcke sollen modernisiert werden. Gleichzeitig will Taiwan die Nutzung der nuklearen Energie beenden und bis 2025 sämtliche Kernkraftwerke schließen, während die Kapazität der erneuerbaren Energien von heute 4 GW auf 15 GW bis 2028 vervierfacht werden soll. Mit höherer Auslastung der bestehenden Anlagen wird der Kraftwerkskohlenbedarf von rund 60 Mio. t/a Importkohle mittelfristig bleiben. Bis 2030 soll sich aber der Anteil des Kohlestroms von 50 auf 30 % reduzieren. Indonesien und Australien sind die wesentlichen Lieferanten, die in 2019 Exporte aus Russland, Südafrika, USA und Kanada verdrängen konnten. Taiwans Stahlwerke mit einer Produktion von über 20 Mio. t/a erfordern Koks kohlenimporte um die 10 Mio. t/a.

EU, weiteres Europa und Mittelmeerland: Nach dem Beschluss von Madrid will die EU bis 2050 klimaneutral werden, mit der Ausnahme von Polen, dessen Energiewirtschaft heute noch zu rund 80 % auf Kohle basiert. Neben Deutschland, das bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen will, haben auch noch Tschechien, Griechenland und Bulgarien einen hohen Kohleanteil. Auch in Tschechien wird die Hälfte des Stroms aus Kohle produziert. Das Thema Kohle soll im Sommer 2020 erneut zur Diskussion kommen. Der EU-Gipfel hat den Mitgliedsstaaten das Recht eingeräumt, über ihren Energiemix selbst zu entscheiden. Dazu gehört

auch die Nutzung der Kernenergie, die Frankreich, Tschechien und Ungarn als „grün“ einstufen. Derzeit produziert die Hälfte der EU-Staaten Atomstrom, wobei Frankreich (71 %), Slowakei (55 %), Ungarn (51 %) und Tschechien (34 %) die höchsten Anteile haben. Ein neues Kernkraftwerk wird zurzeit in Finnland gebaut. Großbritannien, das bald nicht mehr der EU angehören wird, setzt ebenfalls auf Kernenergie. Die EU hatte in 2018 noch eine Kohleförderung von 76 Mio. t, die zu 83 % aus Polen stammte. Sie importierte im gleichen Jahr 150 Mio. t Kohle, von denen 113 Mio. t Kraftwerkskohlen waren.

Deutschland: Zu Beginn 2019 wurde Europa durch eine Flut kostengünstigen LNGs überflutet, so dass die Gaskraftwerke besonders stark in Zeiten schwacher regenerativer Versorgung eingesetzt wurden. Die CO₂-Preise haben sich seit 2017 verfünffacht und lagen Anfang 2019 bei 25 und Ende des Jahres bei 30 €/CO₂. Damit fielen die deutschen Braunkohlenkraftwerke aus der für sie typischen und optimalen Grundlaststromerzeugung. Nun wollen die Stromkonzerne einige Kohlekraftwerke wegen Unwirtschaftlichkeit vorzeitig vom Netz nehmen, was wiederum von staatlicher Seite noch solange verhindert wird, bis es einen technisch und wirtschaftlich belastbaren Stilllegungsplan unter Berücksichtigung der notwendigen Reservehaltung gibt. Im Moment sind etwa 2,7 GW Erzeugungskapazität auf Braunkohlebasis in Sicherheitsbereitschaft. Wie der Kapazitätsverlust durch den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 in Zeiten nicht verfügbarer regenerativer Stromerzeugung aufgefangen werden kann, ist noch nicht schlüssig vorgelegt worden. Der Bedarf an Importkohle für die deutschen Kohlekraftwerke wird zunächst von 30 Mio. t in 2018 auf etwa 23 Mio. t in 2023 fallen. Die Länder in **Skandinavien** haben sehr unterschiedliche Stromerzeugungsstrukturen. **Norwegen** und **Schweden** verbrauchen jeweils jährlich nur rund 400.000 t Kraftwerkskohlen, da beide Länder über große Wasserkraftreserven und Schweden zusätzlich über Kernkraftwerke verfügen. Letztere sollen nach jüngstem Regierungsbeschluss auch länger als geplant laufen. Bis 2040 will Schweden voll auf Ökostrom umstellen. **Finnland** wird den Importkohlebedarf von rund 2,5 Mio. t zunächst um 20 % senken und bis 2029 gänzlich aus der Kohleverstromung aussteigen. Zurzeit ist ein 1.600 MW Kernkraftwerk im Bau, das in 2020 ans Netz gehen soll. **Dänemark** will seine klimaschädlichen Emissionen bis 2030 um 70 % reduzieren und dann zu 55 % regenerative Energien nutzen. Die Kohlekraftwerke, die in 2018 noch 2,4 Mio. t Importkohle verstromten, werden dann stillgelegt sein. Eine Maßnahme ist der 40

Mrd. € teure riesige 10 GW Offshore-Windpark mit angeschlossener „Power-to-X-Anlage“ auf einer künstlichen Insel, wo aus der Windenergie der Energieträger Wasserstoff erzeugt werden soll. In 2018 deckte Dänemark 41 % seines Strombedarfs über Windenergie, so viel wie kein anderes europäisches Land. Das Land will in 2025 klimaneutral sein. In **Irland** wird das einzige Kohlekraftwerk in 2025 den Betrieb beenden. Es hatte jährlich 1,7 Mio. t Importkohle verbraucht. Mit der Stilllegung einer 650 MW-Anlage im Dezember 2019, sind in den **Niederlanden** noch vier Kohlekraftwerke in Betrieb, von denen drei nach 2015 ans Netz gegangen waren. Der Kohleverbrauch betrug in 2018 über 10 Mio. t, fiel dann wegen einer sich verdoppelnden Stromproduktion aus Gaskraftwerken in 2019 stark auf 8 Mio. t zurück. In den Niederlanden werden etwa 25 % des Kohlebedarfs der Kraftwerke durch Zugabe von Biomasse ersetzt. Bis 2023 wird noch mit Kohleimporten von rund 7 Mio. t/a gerechnet. Die Stromerzeugung in **Frankreich** verbrauchte in 2018 noch über 5 Mio. t Importkohle. Insgesamt trugen zur Stromerzeugung Kernenergie (71 %), regenerative Energien (20 %), vor allem Wasserkraft, und 8,5 % fossile Energieträger bei. Seit 2019 wird Kohlestromerzeugung massiv heruntergefahren und soll bis 2022 gänzlich entfallen. In 2030 könnten 40 % der Stromerzeugung aus regenerativen Energien erfolgen. Bis 2035 soll der Kernenergieanteil auf 50 % gesenkt werden, wobei in 2020 die ersten beiden Kernkraftwerke stillgelegt werden sollen. Dann soll auch über die Zukunft der Kernenergie entschieden werden, obwohl es einen Regierungsplan für 6 neue Reaktoren geben soll. Wie auch in Deutschland sind massive Anpassungen im Stromverbundnetz notwendig. **Spanien** will bis 2030 die Kernenergie- und Kohlestromerzeugung beenden. Mit den hohen CO₂-Abgaben und eines zusätzlichen „grünen Cents“ auf Kohlestrom ist die Kohlestromerzeugung gegenüber der Kombination von Gas und regenerativen Energien unwirtschaftlich. Deshalb will Endesa sämtliche Kohlekraftwerke auf der iberischen Halbinsel mit 7,5 GW Leistung in Spanien und Portugal in 2020, also schon vor dem offiziellen Ausstieg in 2030, schließen. Dazu gehören auch zwei große 1,4 und 1,1 GW-Anlagen, die gerade erst für 400 Mill € an neue Umweltstandards angepasst wurden. In 2019 wurden nur noch 10 Mio. t Kohle importiert, sie werden in 2023 bei weniger als 4 Mio. t liegen. **Italien** importierte für seine Kohlekraftwerke in 2018 aus Indonesien, Kolumbien und den USA noch fast 12 Mio. t. In 2019 waren es nur noch 8 Mio. t, da Gas und regenerative Energien weiter ausgebaut werden. Es ist noch nicht sicher, ob auch Itali-

en bis 2025 aus der Kohleverstromung aussteigen wird. Der Weg geht in Richtung Strom aus Gas, weswegen auch das 600 MW-Kraftwerk von Enel in La Spezia bis 2021 von Kohle auf Gas umgestellt wird. Die Stromerzeugung auf der Basis von Kohle in **Portugal** fiel in 2019 um etwa 40 % auf 4 Mio. t und wurde durch regenerative Energieerzeugung und LNG-Verstromung ersetzt. Nachdem im August 2019 der Versuch einer kohlefreien Stromerzeugung erfolgreich war, will die Regierung nun den Ausstieg aus der Kohle schon bis 2025 vornehmen, obwohl dieses Ziel ursprünglich erst für 2050 terminiert wurde. Der Energieversorger EDP ließ aber verlauten, dass die Kohlekraftwerke so lange weiterbetrieben werden wie sie noch rentabel sind. Das Unternehmen besitzt drei Kohlekraftwerke in Portugal und zwei in Spanien. Portugal will auch die Stromübertragungskapazitäten zu Marokko und Spanien ausbauen. Wegen des milden Winters importierte **Polen** in 2019 rund 25 % weniger Kraftwerkskohle. Ausschlaggebend dafür waren auch die um über 20 % höheren Stromimporte aus Deutschland und Schweden, deren Preise 28 bzw. 24 % unter den Kosten der eigenen Stromerzeugung lagen. Polen, das in 2018 noch fast 16 Mio. t Kraftwerkskohle importierte will politisch bedingt an der Kohleverstromung festhalten und auch in 2023 etwa 10 Mio. t Importkohlen einsetzen. In 2040 soll etwa 15 % des Stroms aus regenerativen Energien kommen, der Kohleanteil soll dann von heute 80 % auf etwa 50 % sinken, was innerhalb der EU weiter ein besonderer Einzelfall wäre. Streitpunkt ist zurzeit der Bau des neuen 1 GW „Ostroleka“ Kohlekraftwerks, der gerichtlich noch anhängig ist. Der Stromerzeugungsmix in 2018 setzte sich aus 56 % Wasserkraft, 28 % Thermische Kraftwerke und 16 % Wind- und Solarenergie zusammen. Kohle hat keine Bedeutung. Die neue Regierung, mit den Grünen als Koalitionspartner, hat gerade ein ambitioniertes Energieprogramm verkündet, womit das Land bis 2040 klimaneutral werden soll. Etwa ein Drittel des Stroms wird in **Slowenien** jeweils aus Wasserkraft, Kohleverstromung und dem einzigen Kernkraftwerk erzeugt, das in 1983 in Betrieb ging. Der Rest stammt aus gasbefeuerten Anlagen und wachsender regenerativer Stromerzeugung (2 %). In **Ungarn** basiert die Stromversorgung zu 49 % auf Kernenergie, gefolgt von Gas (24 %) und Kohle (15 %). Zusätzlicher Strom wird aus der Slowakei und Österreich importiert. In **Tschechien** ist der Kohleanteil an der Stromerzeugung mit 41 % sehr hoch, wie auch die 30 % aus Kernenergie, deren Anteil mit der Inbetriebnahme eines weiteren Kernkraftwerkes in 2040 weiter auf 40 % steigen soll. **Auch die Slo-**

wakei baut weiter auf Kernenergie, die 54 % zur Stromerzeugung beiträgt. Zwei weitere nukleare Anlagen sind zurzeit im Bau. 10 % des Stroms kommt aus Kohlekraftwerken. Diese drei Visegrad-Länder, ähnlich den weiter östlich gelegenen **Balkanländern**, stehen noch in den Anfängen der Nutzung regenerativer Energien, wenn sie nicht umfangreiche Ressourcen zur Nutzung von Wasserkraft haben, wie **Albanien**, das darauf zu 100 % setzen kann. **Großbritannien** hat im Sommer 2019 praktisch alle Kohlekraftwerke vom Netz genommen und 4 GW endgültig stillgelegt. Umfangreiche Vorräte an Kohle auf den Kraftwerksstandorten (etwa 6 Mill t) werden dafür sorgen, dass bei Bedarf weiter Kohlestrom erzeugt werden kann. In 2019 wurden gerade noch 4 Mio. t Kraftwerkskohlen importiert. Der komplette Kohleausstieg ist für 2025 geplant, könnte aber vorher erfolgen. Gas trägt zu etwa 40 % und Windenergie zu 20 % bei. In 2030 soll ein Drittel des Stroms von Offshore-Windparks übertragen werden. Kernenergie, mit einem Anteil von 25 % wird insbesondere mit dem neuen 3.200 MW-Kraftwerk „Hinkley Point C“, das 2025 ans Netz gehen soll, weiter ausgebaut. In der **Schweiz** wurde der Strom in 2018 zu 36 % auf Kernenergiebasis und zu über 61 % regenerativ erzeugt. 30 % stammte aus Speicherkraftwerken, 25 % aus Laufwasserkraftwerken und 2 % aus Solaranlagen. Auch thermische Kraftwerke haben mit weniger als 3 % Anteil eine untergeordnete Bedeutung. In der **Ukraine** fällt die eigene Kohleproduktion kontinuierlich. Sie betrug in 2019 noch rund 30 Mio. t, da die Bergwerke wegen fehlender Investitionen und Mangel an Belegschaft, insbesondere in dem von Separatisten besetzten Osten, in katastrophalem Zustand sind. Erdgas und regenerative Energien müssen die Versorgungslücke schließen. Kohleimporte in Höhe von 2 Mio. t/a kommen aus Kolumbien, von wo sie oft auch über ARA-Häfen angeliefert werden. Das zum Mittelmeermarkt gehörige **Marokko** erhält seine seit 2019 rasant auf 10 Mio. t/a gestiegenen Kohleimporte aus Russland und Südafrika. Gerade wurde ein neues 1,4 GW-Kohlekraftwerk Safi in Betrieb genommen wurde. Dennoch hat sich das Land das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix in 2020 auf 42 % und in 2030 auf 52 % zu steigern, wobei insbesondere Solarenergie genutzt werden soll. Die **Türkei** setzt bei der Stromerzeugung auf Kohle und musste bei einer eigenen Kohleproduktion von etwa 85 Mio. t in 2018 zusätzlich mehr als 30 Mio. t Kohle importieren, die vorwiegend aus Kolumbien und Russland stammte. Der mittelfristige Importkohlebedarf wird bei etwa 34 Mio. t liegen. Wasserkraft und Kohle tragen

jeweils zu einem Drittel und Gas (vorwiegend aus dem Iran) etwa 17 % zur Stromerzeugung bei. Die Pläne für neue Kohlekraftwerke in der Größenordnung von 2,7 GW ruhen zurzeit, da die wirtschaftliche Lage und fehlende Finanzierungsmöglichkeiten den Bau unmöglich machen. Das im Bau befindliche 1,3 GW-„Hunutlu“-Projekt an der Küste könnte jedoch in 2022 ans Netz gehen. Die Stromversorgung in **Israel** basierte in 2018 zu 68 % auf Gas, zu 28 % auf Kohle und zu 4 % auf regenerativen Energien (davon 95 % solar), wobei die Erneuerbaren in 2020 insgesamt auf 10 % Anteil kommen sollen. Die Kraftwerkskohlenimporte betragen in 2019 rund 8 Mio. t, werden sich aber bis 2023 halbieren. Da sich einer der größten Stromverbraucher in **Ägypten**, die Zementindustrie mit nur 40 % Auslastung seit einiger Zeit in der Krise befindet, sinkt der Kohlebedarf des Landes, der bei etwa 6,5 Mio. t/a Importkohlen lag. Zur Deckung zukünftigem Bedarfs wird am Roten Meer das 6 GW „El Hamrawein“-Kraftwerk gebaut, dessen erster 1 GW-Block ab 2022 in Betrieb gehen soll. Neben der Grundlaststromerzeugung unterstützt die Regierung auch regenerative Stromerzeugung.

Entwicklungen bei der Stromerzeugung und Kohlenachfrage in anderen Regionen

Seit Beginn des Jahrzehnts ist die Kohlenachfrage in den Schwellenländern um 54 % gestiegen. Obwohl inzwischen auch dort erkannt wurde, dass der Energiemix geändert werden muss, sind die Investitionen in „saubere Energien“ in 2018 weltweit um 21 % auf 133 Mrd. US\$ gefallen, wobei solche Reduzierungen insbesondere in China, Indien und Brasilien sichtbar wurden. Diese Länder haben das Dilemma, kostengünstigen Strom in die ländlichen Bereiche zu bringen. Die weiter anhaltende oder sogar steigende Nutzung von Kohle

in den Entwicklungsländern zeigt, dass die regenerativen Energien (außer Wasserkraft) dort meist nicht wirtschaftlich sind. So sieht BloombergNEF, dass die CO₂-Emissionen der dortigen Kohlekraftwerke mindesten bis 2030 weiter steigen werden. Von 2014 bis 2018 hatten China 207,5 GW und Indien 59,2 GW an weiterer Kohlekraftwerkskapazität neu installiert, die sicher noch bis zum Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer weiterbetrieben werden. Nach BNEF trug Kohle in 2018 etwa 47 % zur Stromerzeugung in den sich entwickelnden Nationen bei, die den Großteil Süd- und Zentralamerikas, Afrikas und Asiens ausmachen. Auch Teile Osteuropas werden zu den „Emerging Markets“ gerechnet.

Mittel- und Südamerika

Die Kraftwerkskohleimporte aus den USA nach **Mexiko** betragen in 2019 etwa 9 Mio. t. Im September 2019 hat das Land angekündigt, neue Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 1.720 MW zu bauen. Weitere Planungen in der Größenordnung von 30 GW bestehen für die nächsten 15 Jahre. Neue Kohlekraftwerke sind nicht geplant, eher werden regenerative Energien eingesetzt. Der längerfristige Importkohlebedarf wird bei 5 Mio. t/a liegen. **Guatemala** importierte in 2019 etwa 3 Mio. t Kraftwerkskohle, wobei sich der Verbrauch mittelfristig auf 2,4 Mio. t/a einspielen wird. Auch die **Dominikanische Republik** setzt, typisch für Entwicklungsländer, auf eine sichere Stromversorgung basierend auf Kohle. So ist in 2019 ein neuer 375 MW Block in Betrieb gegangen, dem ein zweiter Block in diesem Jahr folgen soll. Die Kohleversorgung von 2 Mio. t/a erfolgt durch Lieferungen aus den USA, die mittelfristig auf über 3 Mio. t ansteigen dürften. **Brasilien** hingegen kann auf seine Wasserkraft setzen, deren Anteil an der Stromerzeugung bei über 65 % liegt. Die



Bild 6: Handel mit Kraftwerkskohlen in wichtigen Märkten 2018-2023

Regenerativen Wind- und Solarenergie sowie Biomasse werden auf etwa 30 % ausgebaut. Kernenergie trägt zu weniger als 3 % bei. Etwa 5 Mio. t Kohleimporte versorgen die Kohlekraftwerke, für die es zurzeit keine Ausstiegsplanung gibt. In **Argentinien** ist Kohle kein Thema. Seit Jahren basiert die Stromerzeugung auf Gas und inzwischen auch auf den Alternativen Wind- und Solarenergie. Es gibt noch eine geringe Kohleverstromung, die aber nicht weiter ausgebaut wird. **Chile** produzierte in 2019 etwa 13 % weniger Kohlestrom als im Vorjahr, verdrängt durch gestiegene Stromerzeugung aus Gas und regenerativen Energien. Als Ergebnis fielen die Kohleimporte in 2019 um 1 Mio. t auf 10 Mio. t, die in dieser Größenordnung mittelfristig jedoch bleiben werden. Das Land verfolgt das Ziel, bis 2050 nur noch regenerativen Energien zu nutzen. Dazu werden in den nächsten fünf Jahren 8 der 28 bestehenden Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 5,1 GW vom Netz genommen. Auch wird noch in diesem Jahr die einzige bedeutende eigene Kohlegrube stillgelegt, so dass nur noch Importkohlen von Indonesien, Kolumbien oder Australien im Wettbewerb zur Verfügung stehen.

Afrikanische Entwicklungsländer

Diese Länder besitzen teilweise große Öl- und Gasressourcen, die aber nicht der eigenen Energieversorgung zur Verfügung stehen. Etwa 620 Millionen Afrikaner können keine Elektrizität nutzen und müssen Petroleum für das Kochen, Heizen und die Beleuchtung, neben Holz und Dung, nutzen. Als die „Afrikanische Entwicklungsbank“ in Nigeria, Kenia und Senegal den Bau von Kohlekraftwerken finanzieren wollte, wurde das vom „Internationalen Währungsfonds“ aus Umweltgründen abgelehnt. Anders in **Tansania**, wo auf einer 137 Mio. t Kohleressource ein 300 MW-Kraftwerk gebaut wird. Das Kohleland **Simbabwe** nutzt Kohle zur Stromerzeugung und produziert auf einer 25 Mrd. t-Lagerstätte jährlich etwa 2 Mio. t. **Sambia** besitzt ein 300 MW-Kraftwerk, das in 2018 etwa 1 Mio. t Kohle verbrauchte. Botswana besitzt riesige Kohlevorräte in der Größenordnung von 200 Mrd. t. Es betreibt neben einer Reihe kleinerer Gruben auch einen Tagebau mit 3,5 Mio. t/a Kapazität und beliefert Kraftwerke und Zementwerke auch in Namibia. Auch **Mosambik** besitzt große Kohlevorräte mit Exportinfrastruktur. Neben Kokskohlen exportierte das Land in 2019 rund 5 Mio. t Kraftwerkskohlen mit bedeutendem Potential zu Steigerungen. Große Kohlevorräte liegen auch in **Nigeria**, die nach Plänen des Bergbauministers für die Versorgung von 1 GW

Stromerzeugungskapazität genutzt werden sollten.

Asiatische Entwicklungsländer

In **Pakistan** baut die „Shanghai Electric Group Company“ für 1,7 Mrd. Euro das superkritische Braunkohlenkraftwerk „Thar“, dessen erster Block eine Leistung von 1.320 MW haben wird. Trotz steigender Eigenförderung ist das energiehungrige Land auch ein nicht unbedeutender Importeur von Kraftwerkskohlen. Anders als in Indien dominieren Importe aus Südafrika, während Lieferungen aus Indonesien, Russland und den USA zurückgingen. Ein neues 1,3 GW ging in 2019 in Betrieb und erhöhte die Gesamtkapazität der von Importkohlen abhängigen Kraftwerke auf 4,1 GW Leistung. Diese Kraftwerke benötigen jährliche Kohleimporte von zurzeit etwa 15 Mio. t. Weitere Kohlekraftwerke mit 300 MW und 2 x 660 MW könnten bis 2023 ans Netz gehen und damit die Importe auf 20 Mio. t/a erhöhen. **Bangladesch**, mit prognostizierten 184 Millionen Einwohnern in 2030, braucht dringend den Aufbau einer stabilen Energieversorgung. Es importierte in 2019 etwa 4,5 Mio. t Kraftwerkskohlen, von denen 90 % aus Indonesien und der Rest aus Südafrika stammten. Da die Versorgung mit Gas schwierig ist, bleibt bei der Grundlaststromerzeugung die Hinwendung zu Kohle, aber auch zu Kernenergie. Bangladesch besitzt umfangreiche Ressourcen an hochwertiger Kohle, kann sie aber technisch und finanziell nicht entwickeln. Die naheliegende und kostengünstigste Alternative ist Importkohle, für die in 2019 ein neues Kohlekraftwerk mit zwei 660 MW Blöcken bereitsteht, dessen erster Block gerade in Betrieb ging. Diese Anlagen, einschließlich der Hafeninfrastuktur werden von China im Rahmen der Seidenstraßeninitiative gebaut, das auch die 4 Mio. t/a über 4 Jahre umfassenden Kohlelieferverträge mit indonesischen Produzenten abschloss. Ein Kohlekraftwerk mit 1,2 GW ist im Bau, während ein weiteres mit 1,3 GW Leistung nach internationalen Protesten noch in Frage steht, da es an einem ökologisch kritischen Standort gebaut würde. Im Rahmen des „Energieversorgungsplans 2020-2039“ von **Sri Lanka** sind einige neue Kohlekraftwerke geplant. Zu dem bestehenden Importkohlenkraftwerk „Lakvijaya“ mit 3 x 300 MW Leistung ist ein weiterer 300 MW-Block für die Inbetriebnahme in 2023/24 vorgesehen. Weitere 3 x 300 MW-Blöcke könnten von 2025 bis 2028 dazukommen. Diese sind notwendig, um die Grundlastproduktion von 16,9 TWh in 2019 auf 22,5 TWh in 2025 zu steigern. Der Kohleverbrauch in **Vietnam** stieg in den 5 Jahren bis 2017 rasant um 75 % und

wird auch bis 2030 weiter steigen. Auch wenn regenerative Energien (insbesondere Wasserkraft) und eigenes Erdgas zunehmend eingesetzt werden, soll Kohle der Kern der Stromversorgung bleiben. Zu den bestehenden 15 GW an Kohlekraftwerken sollen bis 2020 weitere 2,7 GW kommen. Die Kohlenachfrage in 2017 betrug 63 Mio. t, die auch mit 11 Mio. t Importen gedeckt wurde. Die Kohleimporte werden von 36 Mio. t in 2019 auf über 44 Mio. t in 2023 steigen. In 2019 stammten sie vorwiegend aus Indonesien (49 %), Australien (30 %) und Russland (17 %), mit kleineren Mengen aus Südafrika. **Myanmar** besitzt einen unbedeutenden Kohlekraftwerkspark für Importkohlen. Das im chinesischen Einflussbereich befindliche Land hat jedoch 8 GW Kapazität auf Kohlebasis in den Planungsschubladen. **Kambodscha** besitzt ein 150 MW-Kraftwerk für Importkohlen und plant eine 700 MW-Anlage für die Inbetriebnahme in 2023, da die bisherige Erzeugungsbasis auf Wasserkraft nicht ausgeweitet werden kann. Die maximale Kohleimportmenge könnte 4 Mio. t/a in 2024 erreichen. Der Inselstaat **Philippinen** importierte in 2019 rund 28 Mio. t Kohle aus Indonesien (26 Mill t) und jeweils 1 Mio. t aus Australien und Russland. Es sind weitere Kraftwerke im Bau, die ab 2020 weitere 3-4 Mio. t/a an Kohleimporte erforderlich machen. **Thailand** importierte in 2018 etwa 25 Mio. t Kraftwerkskohlen. Es wurden indonesische, russische, US-amerikanische und australische Kohlen eingesetzt. Die Kohlestromerzeugung soll jedoch nicht weiter ausgeweitet werden, um vermehrt Gas neben Öl und Wasserkraft zur Stromerzeugung einzusetzen. Es sind inzwischen 460 MW an Windkraftanlagen installiert, aber die Regierung will weitere Anlagen nur genehmigen, wenn diese den Strom zu einem festgelegten Höchstpreis liefern können. **Malaysia** importiert für die Stromversorgung etwa 34-35 Mio. t/a, will aber in Zukunft auf Gas (LNG) und Solarenergie setzen. In den nächsten 5 Jahren soll das Angebot von Windkraft um 60 % und von Solarenergie um 12 % steigen. Davon sind bereits 438 MW installiert. Die regenerativen Energien sollen rund 10.000 dezentrale Netze versorgen, die zusammen bis 2024 mehr als 6 GW Gesamtleistung erreichen sollen.

Zusammenfassung und Ausblick

Es scheint, dass das Zeitalter der Kohlenutzung mit einem aktuellen jährlichen Verbrauch von rund 8 Mrd. t den Zenit erreicht hat und sich global nun reduziert. Die Nachfrage nach Kohle wird aber nicht einfach von heute auf morgen verschwinden, wie das aus Klimaschutzgründen

wünschenswert wäre. Während der Ausstieg in Europa und Nordamerika aus unterschiedlichen Gründen schon sehr schnell erfolgt, wird er insbesondere in Asien, aber auch in anderen Regionen der Welt langsamer verlaufen. In Westeuropa erfolgt der Ausstieg staatlich verordnet über Verbote und wirtschaftspolitische Maßnahmen zur Verteuerung des Kohlestroms. In Nordamerika wird die Nutzung von Kraftwerkskohle durch billiges Erdgas verdrängt. Die regenerativen Alternativen Wind- und Solarenergie werden große Anteile am Energiemix der globalen Stromerzeugung gewinnen, können aber wegen der schwankenden Verfügbarkeit die maximale Durchdringung in den Industrieländern nur in Verbindung mit großtechnischen Speichertechnologien erreichen. Im ländlichen Bereich von Entwicklungsländern sind dagegen dezentrale kleinere Netze möglich. Solange auf die Netzgröße abgestimmte Stromspeichersysteme nicht verfügbar sind, kann eine sichere Versorgung mit regenerativem Strom in einem geschlossenen Verbundnetz nur mit etwa

30-40 % Anteil an der Stromversorgung sinnvoll eingesetzt werden. Der neue Konkurrent der Kohle in der Elektrizitätswirtschaft ist Erdgas, importiert über Pipeline oder als LNG auf dem Seeweg aus den Produktionsländern. Länder, in denen Kernenergie bereits als zuverlässige Erzeugung von Grundlaststrom bewährt ist, werden die solange nutzen, bis regenerative Alternativen in einem stabilen und kostengünstigen Gesamtsystem zur Verfügung stehen. Die Betrachtung der Energiewirtschaften in den einzelnen Regionen hat gezeigt, dass praktisch alle Länder ohne ausreichende Wasserkraftreserven den Übergang zu Wind- und Sonnenenergie wollen und auch schon eingeleitet haben. Da, wo eine für das jeweilige Land wichtige Kohleproduktion bzw. -nutzung besteht, wird der Wechsel zumindest solange dauern, bis die wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen erreicht ist. Die vom Kraftwerkskohlemarkt unabhängige Nutzung von Kokskohlen folgt anderen Gesetzen und wird bei weiterhin wachsendem Stahlverbrauch auch weiter bleiben, bis im

größtechnischen Umfang die Reduktion des Eisenerzes in der Roheisenerzeugung möglicherweise von Koks auf Wasserstoff umgestellt werden kann. Es ist völlig sinnlos, diese notwendigerweise harmonischen Entwicklungen durch Proteste von Unwissenden zu forcieren. Damit würden energieintensive Industrien in den demokratischen Ländern verschwinden und sich vermehrt auf autokratische Länder verlagern, was eigentlich nicht gewollt sein kann.

References/Literaturverzeichnis:

- [1] IEA – Coal 2019, Analysis and Forecasts to 2024
- [2] BP Statistical Review of World Energy 2019
- [3] Vereinigung der Kohlenimporteure (VDKI). Jahresbericht 2019 und Presse Handout Januar 2020
- [4] Reserve Bank of Australia (RBA). Bulletin - September 2019, The Changing Global Market for Australian Coal
- [5] IHS Markit. Steam Coal Forecaster, Issue 96, Volume 3, 2019
- [6] Diverse Informationen aus der Fachliteratur sowie von Argus, Bittner MiningConsult, CRU Group, Mining Intelligence, Mining.com, u.a.

Buchbesprechung



Kohlenwasserstoffe im Münsterland

Ein Autorenteam aus Mitarbeitern der Westfälischen Wilhelms-Universität, Münster, der Technischen Hochschule Georg Agricola, Bochum und des Geologischen Dienstes NRW, Krefeld, hat unter der Leitung von Prof. Coldewey auf Basis einer umfassenden Recherche alle bekannten Kohlenwasserstoff-Vorkommen von Erdgas über Erdöl bis zum Asphalt im Münsterland dokumentiert. Dieser Band knüpft an die von Wegner im Jahr 1924 publizierte Veröffentlichung „Das Auftreten von Kohlenwasserstoffen im Bereiche des westfälischen Karbons“ an. Die dem Band beigefügte Hauptkarte visualisiert und verortet die Kohlenwasserstoffvorkommen im Münsterland, strukturiert nach Typ und Stratigraphie.

Das Buch startet mit einer Darstellung des Verleihungsrissees aus dem Jahr 1815 des in Buldern im zentralen Münsterland gelegenen Asphalt-Bergwerks „Rudolph der Erste“.

An die geologische Einführung zum Münsterländer Kreidebecken, dem größten Sedimentationsbecken in Deutschland, schließen sich Ausführungen zur Kohlenwasserstoffgeologie und -genese an. Hierbei werden auch auf die geologischen Besonderheiten der Kohlenwasserstoffvorkommen im Münsterland und die stratigraphische Herkunft, insbesondere bei den Erdgasen, hingewiesen. Eingegangen wird auch auf die Detektion von Kohlenwasserstoffen im Gelände.

Besonders hervorzuheben ist das Kapitel über die Erdgas-Vorkommen und die (hydro-)geologischen Ursachen ihrer Entstehung. So wird das Auftreten von Gas aus den Schichten

der Oberkreide durch ausperlende Gasblasen in einem Wasserglas dokumentiert („Gas aus dem Wasserhahn“). Es schließt sich das Kapitel zur aktuellen Nutzung an, dass durch historische Fotos und einen Zeitungsausschnitt illustriert wird.

Auf der Basis des Literaturverzeichnisses lässt sich das Thema umfangreich vertiefen. Der Band schließt mit einer tabellarischen Zusammenstellung und geologisch-stratigraphischen Beschreibung der Vorkommen und umfasst auch eine Ergiebigkeitseinschätzung.

Vor dem Hintergrund der Diskussion über die Förderung und Nutzung von Kohlenwasserstoffen in jüngerer Zeit thematisiert dieses Buch die Bedeutung der Kohlenwasserstoff-Vorkommen im Münsterland. Es trägt damit zur Verbesserung des Verständnisses der regional-geologischen Besonderheiten bei und bildet somit eine wichtige Grundlage zur Beurteilung von Monitoringdaten zu unterschiedlichsten Sachverhalten. Erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang die Prognosen zu den Auswirkungen eines großräumigen Grubenwasseranstiegs im Ruhrrevier.

Der gut lesbare und anschaulich bilderte Band schafft Transparenz und liefert Fakten. Er wird daher allen an der Thematik interessierten Fachleuten und Studierenden aber auch anderen Personen zur Lektüre empfohlen, die ihr Wissen um die Besonderheiten des Münsterlandes erweitern wollen.

Prof. Dr.-Ing. Peter Goerke-Mallet – Forschungszentrum Nachbergbau, Technische Hochschule Georg Agricola, Bochum

Coldewey, W.G., Dölling, M., Hollenbeck, I., Melchers, C. & Wesche, D. (2019): Kohlenwasserstoffe im Münsterland – Atlas von Westfalen 6. – 1 Auflage, V + 34 Seiten, 16 Abb. 3 Anh., 1 Karte; Landschaftsverband Westfalen-Lippe – Geographische Kommission für Westfalen (Aschendorff Verlag). Gedrucktes Buch (Hardcover): 9,95 € Erhältlich beim Aschendorff Verlag (Mail: buchverlag@aschendorff.de).