
JAHRESBERICHT
2013

Fakten und Trends 2012/2013

**K**EREIN DER
KOHLNIMPORTEURE

Importkohlemarkt auf einen Blick

		2010	2011	2012 ¹⁾
Welt				
Steinkohleförderung	Mio. t	6.720	6.960	7.170
Steinkohlewelthandel	Mio. t	1.053	1.042	1.164
davon Steinkohle-Seeverkehr	Mio. t	963	978	1.082
Steinkohle-Binnenhandel	Mio. t	90	64	82
Steinkohlekoksproduktion	Mio. t	593	638	654
Steinkohlekoks-Welthandel	Mio. t	21	21	22
Europäische Union (27)				
Steinkohleförderung	Mio. t	133	130	128
Steinkohleimporte/Binnenhandel	Mio. t	182	198	212
Steinkohlekoksimporte	Mio. t	8	8	6
Deutschland				
Steinkohleverbrauch	Mio. t	66,0	63,1	61,3
Steinkohleförderung	Mio. t v. F.	12,9	12,1	11,0
Importe insgesamt	Mio. t	45,2	48,4	47,9
davon Steinkohleimporte	Mio. t	41,1	44,2	44,9
davon Kraftwerke	Mio. t	31,9	34,2	35,3
Eisen- und Stahlindustrie	Mio. t	9,2	10,0	9,6
Steinkohlekoksimporte	Mio. t	4,1	4,2	3,0
Importkohleeinsatz ²⁾	Mio. t	50,4	49,5	49,2
Preise				
Steam Coal Marker Price CIF NWE	US\$/t SKE	107	143	108
Grenzübergangspreis Kraftwerkskohle	EUR/t SKE	85	107	93
CO ₂ -Zertifikatspreis (Mittelwert)	EUR/t CO ₂	14	14	8
Wechselkurs	EUR/US\$	0,75	0,72	0,78
¹⁾ teils vorläufige Zahlen ²⁾ Gesamtimport einschließlich Bestandsveränderungen				

Ein Wort zuvor – Steinkohlekraftwerke heute und morgen: Garant für Versorgungssicherheit und Stütze der Energiewende

Im Jahr 2 der Energiewende stellen wir fest:

- Der Netzausbau hält nicht Schritt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, was zu ernsthaften Netzstörungen führen kann.
- Die Kosten zur Subventionierung erneuerbarer Energien steigen rasant. Allein die EEG Umlage steigt um fast 50% auf 5,277 Cent/Kwh. In 2012 wurden etwa 20 Mrd. € für Ökostrom ausgegeben, der auf Industrie, Gewerbe und Haushalte umgelegt wurde.
- Der Einspeisevorrang führt zu nicht marktkonformen, sinkenden Stromgroßhandelspreisen, von denen vor allem Industrie, Gewerbe und Handel im benachbarten Ausland rund um Deutschland profitieren, da sie den billigen Strom importieren ohne die hohe EEG Umlage zahlen zu müssen.
- Trotz erhöhter Beschäftigung der Steinkohlekraftwerke aufgrund günstiger Kohle- und CO₂-Kosten sinken die Deckungsbeiträge thermischer Kraftwerke immer weiter und gefährden deren Weiterbetrieb.

Wenn aufgrund der schlechten Marktsituation Kohlekraftwerkskapazitäten vorzeitig vom Netz genommen werden, stellt dies für alle eine enorme Herausforderung dar: Jederzeit verfügbare Kohlekraftwerke sind entscheidend für die Sicherung der Energieversorgung, wenn die Sonne nicht scheint oder der Wind nicht weht oder nicht dort erzeugt wird, wo er gebraucht wird.

Der VDKi fordert daher ein neues Strommarktdesign, das es bestehenden wie neuen Kohlekraftwerken ermöglicht, die nötigen Finanzierungschancen zu haben, solange sie zur Absicherung der erneuerbaren Stromerzeugung den zentralen Beitrag leisten. Dass dies noch lange anhalten wird, hat Prognos im Auftrag des VDKi ermittelt: Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind unter Berücksichtigung der erneuerbaren Energien, dem weiteren Netzausbau und anderen Maßnahmen thermische Kraftwerke auch noch 2050 in einer Größenordnung von 46.000 MW unverzichtbar.

Hamburg, im Juli 2013



Dr. Wolfgang Cieslik
- Vorsitzender -



Dr. Erich Schmitz
- Geschäftsführer -

Inhalt

Perspektiven für den Weltkohlemarkt

Welthandel	6
Kesselkohlemarkt	8
Kokskohlemarkt	12

Weltwirtschaftlicher Rahmen

Weltproduktion und Welthandel	14
Weltenergieverbrauch	14
World Energy Outlook 2012-2035	15
Steinkohleförderung	18
Kohlereserven	19
Steinkohleweltmarkt	20
Kesselkohlemarkt	22
Kraftwerkskohlepreise	24
Kokskohlemarkt	25
Stahl- und Eisenproduktion	26
Koksweltmarkt	27
Frachtraten	28

Europäische Union

Wirtschaftswachstum	29
Energieverbrauch	30
Steinkohlemarkt	31
Energiepolitik	34
EU-Emissionshandel	34
CCS-Technologie	35
Kapazitätsmärkte	35
Bewertung des EEG	35

Bundesrepublik Deutschland

Wirtschaftswachstum	36
Primärenergieverbrauch	37
Stromerzeugung	39
Steinkohlemarkt	40

Energiepreisentwicklung	42
Stahlproduktion	44
CO ₂ -Preise und CO ₂ -Emissionshandel	45
Klimagipfel in Doha	46
Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“	47
Stellungnahme zum Monitoring-Bericht	48
Kritik an der Umsetzung der Energiewende	49
Steinkohle für die Energiewende unverzichtbar – Neues Strommarktdesign überfällig	51
Bedeutung thermischer Kraftwerke für die Energieversorgung von Morgen	52
Kosten erneuerbarer Energien	56
Kritik an/und Reform des EEG	57
Energiewende-Stimmung	59

Länderberichte

Australien	60
Indonesien	65
Russland / Ukraine / Kasachstan	69
USA	71
Kolumbien	75
Südafrikanische Republik / Mosambik	78
Kanada	85
Vietnam	87
Volksrepublik China	88
Mongolei	93
Polen	94
Tschechische Republik	96
Venezuela	96
Übersicht über Tabellen	98
Glossar	127
Institutionen/Links	131
Mitglieder VDKi	132
Vorstand VDKi	135
Haftungsausschluss	135

PERSPEKTIVEN FÜR DEN WELTKOEHLEMARKT

Aussichten für den Kohlewelthandel – Tiefpunkt der Preise (wohl) durchschritten?

Die **Prognosen der Weltwirtschaft** zeigen für 2013 kein klares Bild. Laut dem Jahresgutachten 2012/2013 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung hat die Weltwirtschaft 2012 an Schwung verloren. Der Grund wird im Wesentlichen darin gesehen, dass die Staatsschulden-, die Banken- und die makroökonomische Krise im Euro-Raum weiter eskalierten und für ein hohes Maß an Unsicherheit in der Weltwirtschaft sorgten.

Die Weltbank hat ihre Prognose für das globale Wirtschaftswachstum gesenkt. Sie geht nun davon aus (Stand Juni 2013), dass die Weltwirtschaft nur noch um 2,2 % wächst. Im Januar hatte sie noch 2,4 % vorausgesagt. Im vergangenen Jahr betrug das Plus 2,3 %. Grund für das langsamere Wachstum sind zum einen die schwerer als erwartet ausgefallene Rezession in Europa, und zum anderen werden die großen Schwellenländer wie China, Brasilien, Indien und Russland nicht mehr so stark wachsen wie vor der Finanzkrise.

Nach der OECD stieg das BIP im 1. Quartal 2013 in der OECD um 0,4 %, wobei innerhalb der OECD-Länder die Wachstumsraten zwischen - 0,5 % für Italien und + 0,9 % für Japan schwanken. Für das ganze Jahr wird aber mit einer leichten Rezession gerechnet.

Ob die Dynamik des Wachstums erneut vom pazifischen Raum ausgeht, bleibt abzuwarten, nachdem China sein Wachstum stärker steuern und auf 7,5 % begrenzen will.

Bruttonozialprodukt ^{*)}			
Steinkohle	2011	2012 ¹⁾	2013 ²⁾
	%	%	%
Welt	3,9	2,9	2,4
USA	1,8	2,2	1,7
Japan	-0,8	1,9	1,0
Euroland	1,4	-0,5	-0,3
Asien (ohne Japan)	7,4	6,6	7,1
China	9,2	7,8	8,0
OECD	1,9	-0,1	-0,1

*) Veränderungen gegenüber Vorjahr ¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose

HT-P1 Quelle: verschiedene Auswertungen; DB Research v. 01.03.2013; OECD; Clarkson Research Services April 2013

Nach DB Research vom 01. März 2013 spricht vieles dafür, dass die deutsche Wirtschaft im 1. Quartal 2013 wieder auf einem - wenn auch nur flachen - Wachstumspfad eingeschwenkt sei und sich zudem die Stimmung der Unternehmen schon seit vier Monaten aufgehellt habe (Einkaufsmanagerindex, ifo-Geschäftsklimaindex). Die Risiken werden vor allem im außenwirtschaftlichen Umfeld gesehen (Krise der amerikanischen Staatsfinanzen, Rezession in einigen europäischen Staaten, vor allem in den südlichen Peripherie-Ländern der Eurozone). Für das Gesamtjahr 2013 erwartet DB Research für Deutschland ein mageres Wachstum von 0,3 %.

Der Welthandel mit den wichtigsten Trockenmassengütern außer Kohle und Getreide mit einem Wachstum von nur 62 Mio. t in 2012 zeigt, dass die Weltwirtschaft auch in Asien an Schwung verloren hat. Im Wesentlichen kamen die Steigerungen durch die unvermindert steigenden Kohle- und Eisenerzimporte von China und Indien zustande.

Wichtigste Massengüter in Mio. t

Rohstoffe				Differenz 2011/2012
	2011	2012 ¹⁾	2013 ²⁾	
Stahlindustrie				
• Eisenerz	1.052	1.109	1.176	5,4
• Koks kohle	223	235	246	5,4
• Schrott	114	107	110	-6,1
• Koks	13	12	16	-7,7
• Roheisen	13	12	13	-7,7
• Stahlprodukte	279	281	290	0,1
Gesamt	1.694	1.756	1.851	3,7
Kraftwerkskohle	721	823	864	14,1
Getreide	343	370	374	7,9
Gesamt	2.758	2.949	3.089	6,9

¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose, eigene Berechnungen

HT-P2 Quelle: Clarkson Research Services 04/2013

Die Erhöhung des Welthandels hängt darüber hinaus vor allem von der Nachfragesstabilität im asiatischen Raum insgesamt ab. Die chinesische Wirtschaft wuchs um 7,7 % im 1. Quartal 2013 gegenüber 7,9 % im 4. Quartal 2012. Die Weltbank schätzt das Wachstum Chinas für 2013 auf 8,3 %. Für 2013 wird in der Tendenz das Wachstum gegenüber 2012 eher schrumpfend vorausgesagt.

Kapazitäten der Bulk-Carrier-Flotte Prognose auf Basis Bestellvorlage und Auslieferungsterminen

	Geplante Zubauten			
	2010 m Dwt	2011 m Dwt	2012 m Dwt	2013 m Dwt
Capesize	210	249	279	23
Panamax	136	155	176	27
Handymax	109	127	139	13
Handysize	82	84	85	6
Gesamt	537	615	679	69

HT-P3 Quelle: Clarkson Research Studies 05/2013

Die **Kapazität der Massengüterfrachter** stieg in 2012 um rund 64 m Dwt oder 10,3 %, während der

Trockenmassengütermarkt nur um 7 % wuchs. Für 2013 wird mit einer ähnlich hohen Zuwachsrate von ca. 10 % ohne Verschrottungen gerechnet. Insofern wäre bei einem prognostizierten stärkeren Wachstum des Massengüterverkehrs in 2013 von rund 5 % die Überkapazität der Massengüterfrachter immer noch vorhanden. In den ersten 4 Monaten 2013 betrug der Zuwachs aber nur 2,6 %, was auf Stornierungen oder Verschiebung der Ablieferung hindeutet. Demzufolge sollten nach diesen Fundamentaldaten die Frachtraten weiterhin erheblich unter Druck stehen. Je nach Verschrotungsgrad wird frühestens 2014/2015 mit einem deutlichen Anziehen der Frachtraten gerechnet.

Kohleweltmarkt quo vadis?

Die Zahlen des Weltkohlehandels in 2012 könnten eine gute Ausgangsbasis für weiteres Wachstum in 2013 sein. Jedoch befindet sich die Stahlindustrie wegen gedämpfter Bautätigkeit in China zur Verhinderung einer Immobilienblase als auch in Europa wegen rückläufiger Pkw-Zulassungen in einer leicht schrumpfenden Phase. Hinsichtlich der Nachfrage nach Kraftwerkskohle im pazifischen Raum ist die Einschätzung tendenziell optimistisch. Es wird zwar nicht mehr mit den Steigerungsraten der vergangenen Jahre gerechnet, wohl aber mit einem Plus von 4 % - 5 %. Auch sind die prognostizierten Wachstumsraten sowohl für China, Indien als auch für das Nicht-OECD Asien (Indonesien, Malaysia, Philippinen, Thailand und Vietnam) recht hoch. Für die letzte Gruppe wird eine leichte Erholung gegenüber 2012 vorausgesagt mit Wachstumsraten von um die 7 %. Andererseits konkurriert aber in diesen Ländern wie auch in China die Kohle in der Stromerzeugung zunehmend mit regenerativen Energien.

Kesselkohlemarkt in 2013 mit stabiler Wachstumsperspektive?

Alle mit der Kohlewirtschaft vertrauten Wirtschaftsinstitute, Analysten und Energieorganisationen sind sich in der Einschätzung einig, dass die langfristigen Entwicklungen in Asien den Kohlemarkt bestimmen. Dabei kommt China für den globalen Kohlemarkt die entscheidende Rolle zu. China ist der mit Abstand größte Förderer und Verbraucher von Steinkohle:

- über 50 % des weltweiten Kohleverbrauchs 2012 entfällt auf China;
- über 50 % der weltweiten Kohleförderung entfällt auf China;
- der chinesische Kohleverbrauch in 2012 war mehr als dreimal so groß wie der gesamte seewärtige Kohlehandel im gleichen Jahr;
- China ist seit 2011 größter Kohleimporteur weltweit. Erst mit Abstand folgen in Bezug auf Kohleverbrauch die Länder USA, Indien sowie Russland und Deutschland (inklusive Braunkohle). Der Weltmarkt schaut daher gebannt auf die weitere Entwicklung in Asien, weil der nachfrageseitig große Einfluss für den Kohlepreis entscheidend sein kann. Aber auch kohlepolitische Entscheidungen oder extreme Wettersituationen können sich erheblich auf Mengen und Preis auswirken.

IEA Mittelfrist-Marktbericht für Kohle bis 2017 vorgelegt

Da Kohle hauptsächlich für die Stromerzeugung verwendet wird und diese wiederum eng mit dem Wirtschaftswachstum verbunden ist, geht die IEA davon aus, dass jegliche Veränderung im Wirtschaftswachstum sich unmittelbar auf den Kohleverbrauch auswirkt.

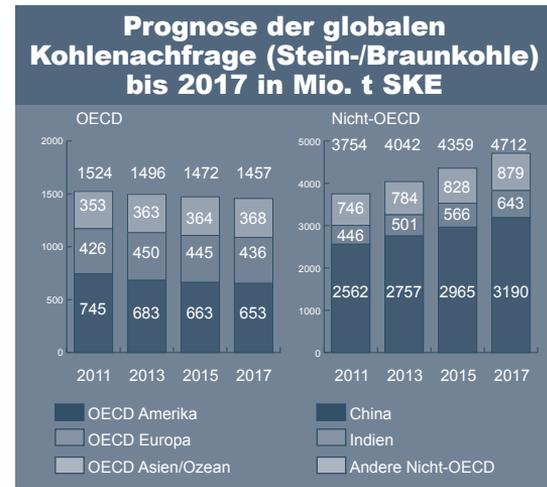


Bild 1 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2012, BCS

Der **weltweite Bedarf an Kohle** wird nach Auffassung der IEA im Basis-Szenario kontinuierlich wachsen und in 2017 6.169 Mio. t SKE erreichen. Dies entspricht gegenüber dem Verbrauch von 2011 mit 5.279 Mio. t SKE einer Steigerung von 17 %. Die Geschwindigkeit des Wachstums wird aber abnehmen: Von einem jährlichen Wachstum von 5,3 % zwischen 2005 und 2010 im Vergleich zu 2,6 % p. a. in der Zeit von 2010 bis 2017. Der Löwenanteil des Wachstums findet dabei in den Non-OECD-Staaten mit jährlichen Wachstumsraten von 3,9 % statt, wobei China - in absoluten Zahlen - allein bereits für einen Zusatzbedarf von 628 Mio. t SKE steht. In relativen Zahlen kommt der größte Zuwachs von Indien mit einer jährlichen Wachstumsrate von 6,3 %. In der OECD wird der Kohleverbrauch um 0,8 % p. a. schrumpfen. In den USA wird der Kohleverbrauch mit - 2,5 % p. a. noch stärker zurückgehen, und dieser Rückgang kann auch nicht mehr von den Wachstumsraten Europas (+ 0,4 % p. a.) und OECD Asia Pacific (+ 0,7 % p. a.) kompensiert werden.

Kohlebedarf 2010-2017						
Kohlebedarf gesamt	2010	2011*	2013	2015	2017	Wachstumsrate pro Jahr
	Mio. t SKE	%				
OECD	1.545	1.525	1.496	1.473	1.457	- 0,8
USA	718	697	636	612	600	- 2,5
Europa	423	426	450	445	436	0,4
Pazifik	354	353	363	364	368	0,7
Non-OECD	3.507	3.754	4.042	4.359	4.712	3,9
China	2.387	2.562	2.757	2.965	3.190	3,7
Indien	410	446	501	566	643	6,3
Afrika + Mittlerer Osten	157	152	158	166	176	2,5
Osteuropa/Eurasien	312	336	336	336	337	0,1
Sonstige / Asien	212	225	252	284	320	6,1
Lateinamerika	29	34	37	42	46	5,1
Gesamt	5.053	5.279	5.538	5.832	6.169	2,6

HT-P4 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2012 *Schätzung

Entsprechend der Entwicklung des Kohleverbrauchs wird auch die Entwicklung des seewärtigen Kohlehandels von der IEA eingeschätzt:

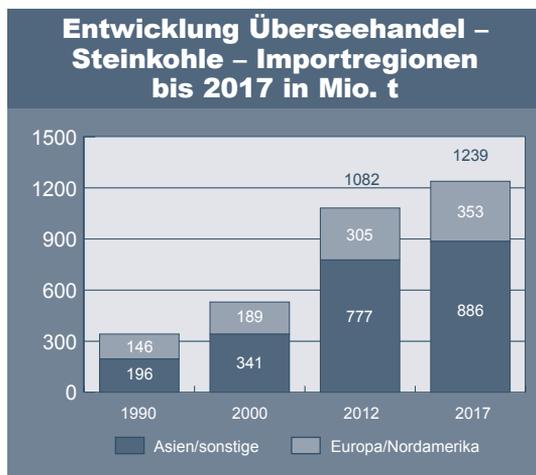


Bild 2 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2012, - BCS, eigene Auswertung

- Der gesamte Welthandel wächst durchschnittlich um 3,2 % im Basis-Szenario, und zwar von 888 Mio. t SKE in 2011 auf 1.107 Mio. t SKE in 2017. China wird weiterhin eine dominante Rolle im Weltkohlehandel spielen und in 2017 etwa einen Anteil von 16 % am Welthandel (Import) haben.
- Indien wird die größte Kesselkohleimportnation am Ende des Prognosezeitraums werden. Indiens Kohleimporte werden nach Einschätzung der IEA um 14,7 % jedes Jahr bis 2017 wachsen und dann 157 Mio. t SKE erreicht haben und damit 10 Mio. t SKE mehr als China mit 147 Mio. t SKE.
- Die großen Exportnationen wie Australien, Indonesien und Kolumbien haben den größten Anteil an den wachsenden Handelsvolumina.

Nach der IEA wird sich bis 2017 der Überseehandel von Kessel- und Kokssteinkohle im Basis-Szenario positiv entwickeln. 2012 wurden von den größten Importationen insgesamt knapp 1.100 Mio. t importiert, davon Asien/Sonstige 777 Mio. t sowie Europa und USA zusammen 305 Mio. t.

Die Importe Asiens und sonstiger Staaten sollen sich der IEA zufolge bis 2017 um 14 % auf 886 Mio. t steigern und die von Europa und Nordamerika um 16 % auf 353 Mio. t, insgesamt der Überseehandel auf 1.239 Mio. t.

Ein deutlich düsteres Bild zeichnet der Report der Deutschen Bank Market Research vom 09.05.2013. Danach sieht sich mittel- bis langfristig der Kesselkohlemarkt einem doppelten Risiko ausgesetzt: Zum einen einer ständigen Ausweitung des Angebotes in den größten Förderregionen und eine Stagnation oder sogar einem Rückgang in der Nachfrage der kohleverbrauchenden Nationen. Dies könnte - rational gedacht - zur Folge haben, dass größere Erweiterungsprojekte verzögert werden, da die vorhandene Kapazität ausreicht, um den Bedarf zu befriedigen. Aus diesem Grunde prognostiziert DB Research Kohlepreise in ihrem Base-Case-Szenario bis 2020 in der Weise, dass die Grenzkosten die beste Preisorientierung bieten. Dies führt zu nominalen Preisen von 95 US\$/t in 2015 und 101 US\$/t in 2020 auf einer FOB Newcastle Basis. In den drei wichtigsten Nachfragenationen - Europa, USA und China - könnte sich die Importkohlenachfrage abschwächen, während die USA die Exportkapazitäten erhöhen könnte.

In Europa wird einerseits eine wachsende Stromerzeugung aus regenerativen Energien die Vollastbenutzungsstunden der Kohlekraftwerke weiter reduzieren und andererseits bereits beschlossene Umweltschutzgesetze zu Kohlekraftwerksstilllegungen führen. In den USA wächst der Druck von der Umweltschutzgesetzgebung besonders im Jahre 2016 in Richtung massenhafter Stilllegungen von Kohlekraftwerken, was zu einer geringeren Nachfrage nach Kohle im Stromerzeugungsmarkt führen wird, wenn auch andererseits steigende Gaspreise etwas diesen Druck mildern könnten. DB Research schätzt, dass 2020 der Kohlebedarf unterhalb der Mengen des

Jahres 2010 liegen wird und dies bei gleichzeitiger Ausweitung der Förderung aus dem Powder-River-Basin zu einem Überangebot führt.

China hat einerseits ein geringeres Wirtschaftswachstumsziel gesetzt und will gleichzeitig die Energieintensität vom BIP-Wachstum entkoppeln. Dies könnte die Nachfrage abschwächen. Andererseits hat in 8 von 11 Jahren zwischen 2001 und 2011 der Stromzuwachs das BIP-Wachstum immer übertroffen. Nur in 2012 ist der Strombedarf um 4,2 %, das BIP aber um 7,8 % gewachsen.

Für 2013 ist am Ende des 1. Quartals folgendes festzustellen:

Nachfrage

Die Nachfrage nach elektrischer Energie stagniert derzeit im asiatischen Markt. Die weitere Urbanisierung und Industrialisierung werden aber die chinesische und indische Kohlenachfrage weiter stützen. Nach Einschätzung des VDKI ist der seewärtige Handel im 1. Quartal 2013 gegenüber dem Vergleichszeitraum des Vorjahres um 47 Mio. t gewachsen. Dies würde auf das Jahr hochgerechnet eine Steigerung von 188 Mio. t oder rund 17 % ergeben.

Europa ist derzeit reichlich übertversorgt. Andererseits müssen rückläufige Inlandsproduktionen in Deutschland, Spanien und Polen ersetzt werden. Insofern kann evtl. das Niveau von 2012 gehalten werden. Der lange Winter und der für die Kohleverstromung derzeit günstige clean dark spread gegenüber dem clean spark spread stützen die Kohleimporte nach Europa. Demgegenüber könnte sich die weiter wachsende Einspeisung von regenerativem Strom, insbesondere aus Photovoltaik-Anlagen, dämpfend auf die Kohlenachfrage auswirken. Vieles hängt zunehmend vom Wetter ab, und für dieses gibt es keine verlässlichen Prognosen über einen Zeitraum von 3 Tagen und mehr.



Bild 3 Quelle: McCloskey, Deutsche Bank

Angebot

Die pazifischen Anbieter - allen voran Indonesien - weiten ihr Angebot weiterhin weiter aus. Die indonesische Regierung hat ein Kohleförderziel von 391 Mio. t für 2013 ausgegeben. Dies wäre aber nur 1 % mehr als 2012. Der indonesische Export vor allem niederkalorischer Steinkohle und Braunkohle könnte aber unter der Ankündigung von Chinas Nationaler Energiebehörde (NEA) leiden, den Import von Steinkohle sowohl unterhalb eines Heizwertes von 4.500 kcal/kg, aber auch den Import von Kohle mit einem Aschegehalt von über 25 % und einem Schwefelgehalt von über 1 % zu verbieten. Dies würde einerseits die Förderung und Preise für chinesische Kohle stützen, zugleich aber auch die indonesische Braunkohle, die aschereiche australische Kohle und die schwefelhaltige US-Kohle aus China verbannen. China importierte laut Argus vom 16.05.2013 in 2012 rund 54 Mio. t Braunkohle überwiegend aus Indonesien. 2012 wurden rund 200 Mio. t dieser nicht spezifikationsgerechten Kohle (off-spec-coal) gehandelt. Der Anteil nichtspezifikationsgerechter Kohle des indonesischen Kohleexports ist von 1 % in 2000 auf 54 %

Ende 2012 gestiegen. Aber auch andere Staaten intervenieren in den freien Handel mit Kohle: Indonesien selbst will den Export von Rohstoffen ab 2014 in der Weise verhindern, als dass der Export des Rohmaterials verboten werden soll und nur weiterverarbeitende Produkte exportiert werden dürfen. Ob dies auch für die Kohle gilt, bleibt abzuwarten.

In der Ukraine werden einer Nachricht von Argus zufolge möglicherweise die Kohleimporte 2013 um 30 % fallen, nachdem die Regierung angekündigt hat, Koks- und Kesselkohleimporte auf 10,2 Mio. t zu begrenzen. Diese Einschränkungen sollen vom 01. Juni 2013 an gültig sein. Die Ukraine importierte 2012 14,8 Mio. t Steinkohle.

Australien und Kolumbien haben die Ausweitung von Kesselkohleexporten angekündigt und in entsprechende Infrastruktur investiert. Jedoch könnte das niedrige Weltmarktpreisniveau Minenbetreiber dazu veranlassen, Erweiterungsprojekte aufzuschieben oder aufzugeben und im Übrigen Produktionskosten zu senken bzw. Fördermengen zu kürzen, um auf ein Preisniveau oberhalb der Grenzkosten zu kommen. Für einige polnische Minen könnte die Kombination von schwacher heimischer Nachfrage und Preisdruck dazu führen, dass einige Gruben schließen müssen. Gleiches wird auch indonesischen Minen nachgesagt, die vor allem die heizwertarme Kohle fördern, gleichzeitig aber relativ hohe Betriebskosten ausweisen.

Der seewärtige Exportbeitrag Polens wird bei den derzeitigen Preisen weiter auf sehr niedrigem Niveau verharren. Kolumbien und die USA könnten ihre Exporte nach Europa erhöhen. Insbesondere in den USA herrscht wegen der oben beschriebenen Effekte eine Überproduktion an Kohle, die den Exportdruck weiter aufrecht erhalten dürfte. Kolumbien ist von den Förderkosten her am ehesten in der Lage, den atlanti-

schen Markt bei dem derzeitigen Preisniveau oberhalb der Förderkosten zu versorgen.

Die niedrigen Weltmarktpreise verbessern derzeit die Wettbewerbsposition der USA als „swing supplier“ nicht. Hochschwefelhaltige Kohle kann nur mit deutlichen Abschlägen auf den cif-ARA-Preis abgesetzt werden. Die USA bleiben daher ein potenzieller Exporteur vor allem für Deutschland und werden in 2013 die Exportmengen voraussichtlich noch erhöhen. So wuchs der Export der USA nach Deutschland im 1. Quartal 2013 um 0,7 Mio. t, der von Russland um 1,3 Mio. t. Der Export von Kolumbien ging um 0,8 Mio. t zurück. Im ersten Quartal 2013 haben sich demzufolge und infolge von Streiks und anderen Versorgungsstörungen in Kolumbien die Bezugsquellenverhältnisse verändert: Von Russland wurden 31 % aller Steinkohle bezogen, gefolgt von den USA mit 23 %. Kolumbien, 2012 noch zweitwichtigster Kohlelieferant für Deutschland, fiel mit nur 14 % auf den dritten Platz zurück.

Kokskohlemarkt – sind Mengen und Preise „bearish“?

Nachfrage

Die Nachfrage nach Rohstahl steigt nach dem kurzzeitigen Ausblick der World Steel Association von April 2013 weltweit um 2,9 % in 2013 auf insgesamt 1.454 Mio. t gegenüber 2012. Die Rohstahlproduktion ist in den ersten vier Monaten des Jahres 2013 in 63 Staaten laut World Steel um 10,5 Mio. t auf rund 521 Mio. t oder 1,9 % gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr gestiegen. Während von Januar bis April 2013 in der EU-27 die Rohstahlproduktion um 5,7 % oder 3,3 Mio. t

auf 55,3 Mio. t geschrumpft ist, ist sie im gleichen Zeitraum in China um rund 20 Mio. t auf 258 Mio. t gestiegen.

BREE, Resources and Energy Quarterly, March 2013, schätzt, dass bis 2018 der Welthandel mit metallurgischer Kohle um durchschnittlich 5 % von 283 Mio. t/a auf 357 Mio. t/a in 2018 steigt. China und Indien werden hochgerechnet die größten Anteile am Importwachstum bis 2018 haben, während die Steigerung des Exports vornehmlich durch Australien erbracht wird.

Die Weltroheisenproduktion von Januar bis April 2013 wäre auf das Jahr hochgerechnet 5,2 % höher, in den USA dagegen 0,1 % niedriger und in Asien insgesamt 7 % höher als 2012. In der Tendenz deutet dies auf eine Stabilisierung und Konsolidierung auf dem Niveau des Vorjahres hin. In Deutschland ist in den ersten vier Monaten 2013 14,4 Mio. t Rohstahl produziert worden. Dies entspräche hochgerechnet einer Jahresproduktion von rund 43 Mio. t, was fast der Produktion von 2012 entspräche. Auch die Roheisenproduktion liegt mit 6,8 Mio. t von Januar bis April 2013 auf Vorjahresniveau. Die Preise für Kokskohle sind aufgrund eines Überangebotes fast durchweg gefallen. Im April 2013 lagen die Spotpreise für HCC FOB Queensland zwischen 150-160 US\$/t gegenüber 220-230 US\$/t im Vergleichsmonat 2012. Für Mai 2013 werden Abschlüsse zwischen 145-150 US\$ pro Tonne (FOB) erwartet, da vom Stahlmarkt keine Impulse ausgehen. Sollte die Konjunktur in China und Indien, insbesondere die Stahlproduktion für den Bausektor, wieder anziehen und dies einhergehen mit einer wirtschaftlichen Erholung der Eurozone, könnten die Preise im 3. und 4. Quartal 2013 wieder anziehen.

Angebot

Neben den traditionellen Lieferquellen könnten in 2013 auch erste Lieferungen aus den neuen Projekten

in Mosambik, Indonesien, der Mongolei und aus Russland erfolgen und die Palette erweitern. Das niedrige Preisniveau dürfte aber den Ausbau der Kokskohlegruben weltweit derzeit nicht befähigen. So werden eher Kokskohleprojekte in Australien, Indonesien und in Kolumbien, aber auch den USA verzögert, aufgegeben, verschoben und sogar in bestehenden Gruben die Produktion gekürzt und Personal abgebaut. Nach Jahren eines „bullishen“ Ausblicks scheint nun wieder unternehmerische Vernunft und Vorsorge in die Bergbauunternehmen zurückzukehren.

Aber auch bei der Kokskohle ist eine zunehmende Abschottung festzustellen. Neben Exportsteuern (Indonesien, China, Vietnam) werden zum Teil auch noch Exportlizenzen vergeben (China).

Australien, USA und Kanada bleiben die wesentlichen Lieferanten des globalen Marktes. Nach BREE werden bis auf die USA diese Länder auch in 2013 und den Folgejahren ihre Produktion und Exporte weiter steigern.

WELTWIRTSCHAFT- LICHER RAHMEN

Für die Energie- und Kohlewirtschaft der Welt standen in 2012 vor allem die wirtschaftliche Entwicklung Asiens, Europas und der USA sowie die weitere Lösung der Banken- und Verschuldungskrise vor allem südeuropäischer Euro-Staaten im Fokus des Interesses.

Weltproduktion und Welthandel tendenziell rückläufig

Insbesondere die Länder des OECD-Raumes stagnierten nach Schätzungen der OECD in Bezug auf das Wirtschaftswachstum oder verzeichneten sogar eine Rezession in einzelnen Ländern. Der Anstieg des Bruttosozialprodukts wird gegenüber 2011 auf 1,4 % geschätzt. Für asiatische Staaten wurde dagegen ein rückläufiges Bruttosozialprodukt auf hohem Niveau festgestellt: Chinas BIP fiel von 9,8 % auf 7,5 %, das von Indien von 7,8 % auf 4,5 % und das von Indonesien von 6,5 % auf 6,2 %, dagegen war in Australien und Südamerika eine steigende Wirtschaftskraft zu verzeichnen. Aber auch die Eurozone fiel von 1,5 % auf – 0,4 %

Zuwachsraten in % der Weltwirtschaft

	2010	2011	2012	01/ 2013 ¹⁾
Industrieproduktion				
OECD	8,0	2,4	-0,1	-1,6
Europa	7,0	3,1	-2,7	-2,9
USA	5,3	4,1	3,5	2,1
China	15,7	13,7	10,0	7,3
Japan	16,6	-3,5	0,0	-5,8
Indien	10,0	3,9	1,5	2,4
BIP (Welt)	5,1	3,8	3,3	3,5

¹⁾ Schätzung BIP für Gesamtjahr

HT-WI Quelle: Clarkson Research Service 15.03. und 12.04.2013

Die Schwellen- und Entwicklungsländer haben auch einen enormen Nachholbedarf im Energieverbrauch, um ihren Lebensstandard dem Niveau der Industrieländer überhaupt nur anzunähern. Die IEA schätzt in ihrem WEO 2012, dass trotz der im vergangenen Jahr erzielten Fortschritte fast 1,3 Milliarden Menschen nach wie vor keinen Zugang zu Elektrizität, und 2,6 Milliarden keinen Zugang zu saubereren Kochgelegenheiten haben. Drei Viertel der Menschen ohne Zugang zu Elektrizität verteilen sich auf nur zehn Länder – vier Entwicklungsländer in Asien und sechs in Subsahara-Afrika -, und über die Hälfte der Menschen ohne Zugang zu saubereren Kochgelegenheiten lebt in nur drei Ländern: Indien, China und Bangladesch. Der Weltgipfel Rio+20 mündete zwar nicht in einer verbindlichen Zusage zur Verwirklichung des Zugangs zu modernen Energiedienstleistungen für alle bis 2030, das „Jahr der Nachhaltigen Energie für Alle“ der Vereinten Nationen brachte jedoch begrüßenswerte neue Zusagen im Hinblick auf dieses Ziel.

Diese Zahlen verdeutlichen, warum sich Schwellen- und Entwicklungsländer bei Energieeinsparungen und der Verminderung der Treibhausgasemissionen den Vorstellungen der europäischen Industrieländer nicht anschließen wollen, wie die Kyoto-Nachfolgekonzferenz in Doha erneut gezeigt hat. Priorität hat für sie zunächst die Deckung der Grundbedürfnisse ihrer Bevölkerung mit Nahrungsmitteln, Wasser, Mobilität und Zugang zu Strom, um den Lebensstandard auf ein bescheidenes Niveau zu verbessern.

Energieverbrauch leicht – Kohleverbrauch stark gestiegen

Nach ersten Berechnungen stieg der Weltenergieverbrauch 2011 (aktuellere Daten sind nicht verfügbar) um 382 Mio. t SKE auf 17,3 Mrd. t SKE oder 2,3 % gegenüber 2010. Hintergrund für dieses verhaltene

Wachstum ist die globale Stagnation der Weltwirtschaft, die vor allem den OECD-Raum betraf.

Der asiatisch-pazifische Raum blieb mit einer Steigerung von 5,4 % weiterhin eine Primärenergiewachstumsregion. Fast gleich geblieben ist mit 4.059,1 Mio. t ROE der weltweite Ölverbrauch. Die EU-27-Staaten wie auch die USA verringerten ihren Primärenergieverbrauch um 5 % bzw. um 8 % deutlich. Dagegen stieg der Energieverbrauch Russlands um 2,5 % an.

Der Steinkohleverbrauch wuchs global um fast 5 % in 2011. Den größten Zuwachs haben die regenerativen Energien mit rund 18 % oder gut 42 Mio. t SKE zu verzeichnen.

Primärenergieverbrauch Mrd. t SKE – wichtigste Energieträger –

	2000	2009	2010	2011	2010/2011 Veränderung in %
Kohle	3,120	4,900	5,080	5,320	4,7
Erdgas	3,180	3,700	4,083	4,150	1,6
Mineralöl	5,110	5,400	5,754	5,799	0,8
Kernenergie	0,840	0,900	0,900	0,900	0,0
Wasserkraft	0,882	1,000	1,100	1,130	2,7
Gesamt	13,132	15,900	16,917	17,299	2,3

HT-W2 Quelle: BP, Statistical Review 2012

Die Kohle (Steinkohle und Braunkohle) erreichte in 2011 einen Weltmarktanteil (ohne EE) von knapp 31 % und ist seit vielen Jahren die am schnellsten wachsende Primärenergie.

World Energy Outlook 2012 – Prognose der weltweiten Entwicklung bis 2035

Die Ausgabe 2012 des World Energy Outlook (WEO) der Internationalen Energieagentur fasst die neuesten Daten und politischen Entwicklungen des letzten Jahres zusammen, um daraus belastbare Analysen und

Erkenntnisse über die globalen Energiemärkte heute und als Projektion bis ins Jahr 2035 abzuleiten. Der WEO führt die im letzten Jahr eingeführten Szenarien für die neuesten Projektionen für Energienachfrage und -versorgung von 2010 bis 2035 fort.

Zur Grundlage wird dabei das Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen (New Policies Scenario-NPS) gemacht. Besonderes Augenmerk widmet die IEA dabei aktuellen energiewirtschaftlichen Entwicklungen und Politikmaßnahmen.

Die IEA kommt zu dem ernüchternden Ergebnis, dass selbst **„bei Berücksichtigung aller neuen Entwicklungen und Politikmaßnahmen es noch immer nicht so aussieht, als gelänge es, das globale Energiesystem auf einen nachhaltigeren Pfad zu lenken.“** Im NPS-Szenario steigt der globale Energieverbrauch im Zeitraum bis 2035 um mehr als ein Drittel, wobei 60 % der Zunahme auf China, Indien und den Nahen Osten entfallen. In den OECD-Ländern nimmt der Energieverbrauch kaum zu, allerdings ist dort ein deutlicher Trend weg von Erdöl und Kohle (sowie in einigen Ländern von der Kernenergie) hin zu Erdgas und erneuerbaren Energien zu beobachten. Trotz der Expansion CO₂-armer Energiequellen bleiben nach Ansicht der IEA fossile Brennstoffe im weltweiten Energiemix vorherrschend.

Nachfrage nach fossilen Brennstoffen steigt weiter

Fast die Hälfte des Anstiegs der weltweiten Energienachfrage wurde in den letzten zehn Jahren durch Kohle gedeckt, womit bei Kohle sogar ein stärkeres Wachstum verzeichnet wurde als bei erneuerbaren Energieträgern insgesamt. Ob sich dieses kräftige Wachstum fortsetzt oder ob es zu einem Richtungswechsel kommt, hängt nach

Auffassung der IEA von der Durchschlagskraft der politischen Maßnahmen zu Gunsten emissionsärmerer Energiequellen und der Einführung von effizienteren Kohleverbrennungstechniken sowie – was längerfristig besonders wichtig sein wird – von CCS-Technologien ab. Die Politikentscheidungen, die in der globalen Kohlebilanz am stärksten ins Gewicht fallen, werden in Peking und Neu-Delhi getroffen, da auf China und Indien fast drei Viertel des außerhalb des OECD-Raums zu erwartenden Wachstums des Kohleverbrauchs entfallen. Chinas Kohleverbrauch erreicht laut IEA um das Jahr 2020 seinen Höchststand und verharrt dann bis 2035 auf diesem Niveau; in Indien setzt sich der Anstieg des Kohleverbrauchs fort, sodass Indien die Vereinigten Staaten 2025 als zweitgrößten Kohleverbraucher der Welt ablöst. Der Kohlehandel expandiert weiter bis 2020, d. h. bis etwa zu dem Zeitpunkt, ab dem Indien zum größten Nettoimporteur von Kohle wird, stabilisiert sich dann aber unter dem Einfluss sinkender Einfuhren in China. Die IEA räumt aber ein, dass diese Entwicklungspfade von Politikänderungen, von der Erschließung alternativer Brennstoffe (z. B. von unkonventionellem Gas in China) sowie von der rechtzeitigen Bereitstellung der erforderlichen Infrastrukturen abhängen und insoweit mit erheblichen Unsicherheiten für die internationalen Kraftwerkskohlemärkte und -preise versehen sind.

Chancen zur Verwirklichung des 2°C-Ziels werden geringer

In mehreren aufeinanderfolgenden Ausgaben des WEO hat die IEA darauf hingewiesen, dass die Verwirklichung des Klimaschutzziels einer Begrenzung der Erwärmung auf 2°C mit jedem weiteren verstreichenden Jahr schwieriger und kostspieliger wird. Das 450ppm-Szenario der IEA untersucht die erforderlichen Maßnahmen zur Verwirklichung

dieses Ziels und zeigt, dass fast vier Fünftel der bis 2035 insgesamt erlaubten energiebedingten CO₂-Emissionen durch existierende Kraftwerke, Gebäude, Fabriken usw. bereits festgeschrieben sind. Wenn bis 2017 keine Maßnahmen zur Senkung der CO₂-Emissionen getroffen werden, würde der gesamte Umfang der erlaubten CO₂-Emissionen durch die bis dahin geschaffene Energie-Infrastruktur verursacht werden. Durch eine rasche Einführung energieeffizienter Technologien – wie sie im sog. Energieeffizienzscenario der IEA unterstellt wird – könnte sich der Zeitpunkt, bis dies geschehen ist, auf 2022 verschieben. Damit bliebe mehr Zeit, um nach Meinung der IEA eine dringend notwendige weltweite Vereinbarung zur Senkung der Treibhausgasemissionen zu erzielen. In diesem sogenannten „Efficient World Scenario“ wird untersucht, welche Wirkung die konsequente Nutzung aller bisher bekannten Maßnahmen und Instrumente zur Steigerung der Energieeffizienz auf die Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs und damit auf die CO₂-Emissionen hätte.

Die IEA weist ferner darauf hin, dass **sofern Technologien für die CO₂-Abtrennung und -Speicherung (CCS) nicht in großem Maßstab eingeführt werden, bis 2050 nicht mehr als ein Drittel der nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe verbraucht werden darf, um das 2°C-Ziel zu erreichen.** Dies ergäben IEA-Schätzungen der weltweiten „Kohlenstoffreserven“, welche die möglichen CO₂-Emissionen aus nachgewiesenen Vorkommen fossiler Brennstoffe darstellen. Fast zwei Drittel dieser Kohlenstoffreserven stammen von Kohle, 22 % von Öl und 15 % von Gas. Geografisch gesehen entfallen insgesamt zwei Drittel auf Nordamerika, den Nahen Osten, China und Russland. Diese Ergebnisse unterstreichen die Bedeutung von CCS als eine Schlüsseltechnologie für die Senkung der CO₂-Emissionen, jedoch ist es nach wie vor höchst

unklar, wie rasch diese Technologien eingeführt werden können, da derzeit nur eine Handvoll Projektanlagen in kommerziellem Maßstab in Betrieb sind.

Verändern unkonventionelles Gas und Öl die Energielandschaft?

Die IEA stellt in ihrem WEO 2012 fest, dass die Weltkarte der Energiewirtschaft sich verändert, was möglicherweise weitreichende Konsequenzen für Energiemärkte und Energiehandel haben könnte.

Sie verändert sich infolge der wiedererstarkten Öl- und Gasförderung in den Vereinigten Staaten, und sie könnte sich unter dem Einfluss des Rückzugs einer Reihe von Ländern aus der Kernenergie, des weiterhin raschen Wachstums der Nutzung von Wind- und Solartechnologien sowie der weltweiten Expansion der unkonventionellen Gasförderung weiter verändern.

In den Vereinigten Staaten vollziehen sich in der Energiewirtschaft tiefgreifende Entwicklungen, deren Effekt weit über Nordamerika – und den Energiesektor – hinaus zu spüren sein wird. Der jüngste Aufschwung der US-amerikanischen Öl- und Gasförderung, der durch Upstream-Technologien begünstigt wird, durch die Light-Tight-Oil- und Schiefergas-Vorkommen erschlossen werden können, gibt für Konjunktur Auftrieb. Niedrigere Öl- und Gaspreise verschaffen der Wirtschaft einen Wettbewerbsvorteil und verändern nach und nach die Rolle Nordamerikas im weltweiten Energiehandel. Ab ungefähr 2020 werden die Vereinigten Staaten laut IEA voraussichtlich zum weltweit größten Ölproduzenten (und überholen damit Saudi-Arabien bis Mitte der 2020er Jahre), während zugleich neue Maßnahmen zur Senkung des Kraftstoffverbrauchs pro Fahrzeug im Verkehrssektor Wirkung zu zeigen beginnen. Dies hat zur Folge, dass die US-amerikanischen Ölimporte drastisch sinken,

wodurch Nordamerika nach Angaben der IEA um das Jahr 2030 zu einem Nettoölexporteur wird. Dadurch beschleunigt sich der Prozess der Umorientierung des internationalen Ölhandels in Richtung Asien, sodass die Frage der Sicherheit der strategischen Handelswege vom Nahen Osten nach Asien in den Vordergrund rückt. Die Vereinigten Staaten, die derzeit rund 20 % ihres gesamten Energiebedarfs durch Importe decken, werden netto fast zum Selbstversorger – ein umgekehrter Trend im Vergleich zur Entwicklung in den meisten anderen energieimportierenden Ländern. Aber bereits heute verdrängt das preiswerte shale-Gas die Kohle zur Stromerzeugung, was die US-Kohlewirtschaft zu Rekordexporten vor allem nach Europa zwang.

Das preiswerte Shale-Gas hat aber auch Wechselwirkung zur Kohle

Die Verringerung des Kohleverbrauchs in den Vereinigten Staaten ist auf das Angebot an billigem Erdgas zurückzuführen und ermöglicht, dass mehr Kohle nach Europa exportiert werden kann (wo diese Kohle wiederum teureres Erdgas verdrängt). Während der Tiefpreisphase im Jahr 2012 wurde Erdgas in den Vereinigten Staaten zu etwa einem Fünftel des Niveaus der Einfuhrpreise in Europa und einem Achtel des Niveaus in Japan gehandelt. In der kommenden Zeit dürften sich die Preisbeziehungen zwischen den regionalen Gasmärkten verstärken, da der Handel mit Flüssigerdgas (LNG) flexibler und liquider wird, was bedeutet, dass Veränderungen in einem Teil der Welt rascher als in anderen Teilen der Welt zu spüren sein werden. So kann die shale-Gas-Produktion rasch an sich verändernde Marktbedingungen angepasst werden: Durch Reduzierung neuer Bohrungen zu Zeiten niedriger Preise und der Ausweitung von Bohrungen bei hohen Preisen. Innerhalb einzelner Länder und

Regionen lassen wettbewerbsoffene Strommärkte stärkere Verknüpfungen zwischen den Kohle- und Gasmärkten entstehen, während sich diese Märkte zugleich an die wachsende Bedeutung der erneuerbaren Energien sowie speziell in Deutschland an die verringerte Nutzung der Kernenergie anpassen müssen. Politiker, die gleichzeitig Fortschritte bei der Verbesserung der Energieversorgungssicherheit und bei wirtschaftlichen sowie ökologischen Zielen erreichen wollen, stehen vor zunehmend komplexen – und sich teilweise widersprechenden – Entscheidungen.

Kohle auf dem Weg zum wichtigsten Energieträger

Der weltweit stetig wachsende Bedarf an elektrischer Energie lässt die Nachfrage nach Kohle schneller steigen als die nach Öl. Die IEA schätzt daher, dass Kohle in fünf Jahren Öl als wichtigstem globalen Energieträger die Position als Nr. 1 streitig machen könnte – und dies obwohl die Nachfragesteigerung auf dem Weltkohlemarkt derzeit etwas langsamer ausfällt.

Der Nachfragezuwachs bei der Kohle wird laut dem jüngsten mittelfristigen Energieausblick 2012-2017 der IEA in den nächsten Jahren auf 2,6 % pro Jahr zurückgehen, nachdem er von 2000 bis 2010 jährlich 4,3 % betragen hatte. Dabei wird nicht mehr China, sondern Indien das Land sein, das seinen Kohleverbrauch weltweit am meisten steigert und sich zu einem namhaften Steinkohleimporteur entwickelt. Nach Schätzungen der IEA wird Indien zum größten Kohleimporteur werden und China von diesem Platz verdrängen.

In den OECD-Staaten prognostiziert die IEA dagegen einen Rückgang des Kohleverbrauchs um 0,7 % pro Jahr im Mittelfristzeitraum 2012-2017.

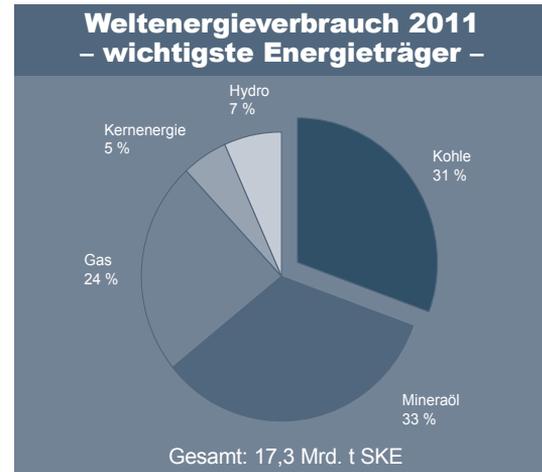


Bild 4 Quellen: Zahlen v. BP Statistical Review 2012

Steinkohleförderung steigt auf über 7 Mrd. t (6 Mrd. t SKE)

In 2012 stieg die Weltsteinkohleförderung weiter an und wuchs um rund 206 Mio. t auf rund 7,2 Mrd. t. Die Gesamtförderung gliedert sich auf in ca. 6,260 Mrd. t Kraftwerkskohle und ca. 940 Mio. t Kokskohle.

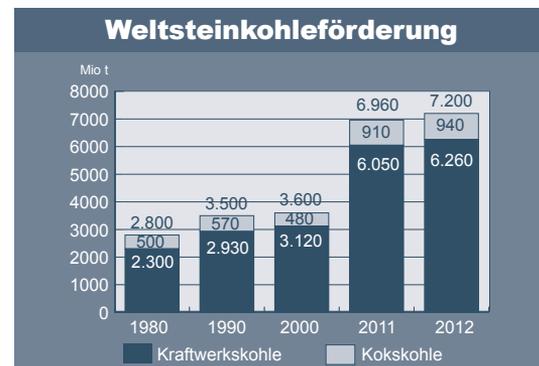


Bild 5 Quelle: IEA, 2012 vorläufig, eigene Schätzung

Seit 1990 bzw. in den letzten 22 Jahren hat sich die Weltsteinkohleproduktion von 3,5 Mrd. t auf über 7 Mrd. t mehr als verdoppelt. Maßgeblich für diese Entwicklung ist vor allem China, das allein in 2012 seine Förderung um ca. 200 Mio. t erhöhte.

Aber auch andere Länder steigerten ihre Produktion erheblich. Der Schwerpunkt des weltweiten Produktionswachstums liegt eindeutig in Asien, wie auch die Entwicklung der letzten Jahre zeigt:

Steinkohleförderung wichtiger Länder im pazifischen Raum in Mio. t			
Förderländer	2010	2011	2012
China ²⁾	3.410	3.460	3.660
Indien ¹⁾	537	554	580
Australien	355	346	366
Indonesien	295	318	386
Vietnam	50	49	45
Summe	4.647	4.727	5.037

¹⁾ z. T. eigene Schätzungen; Berichtsjahre in Indien nicht gleich Kalenderjahre
²⁾ inkl. Braunkohle

HT-W3 Quelle: IEA, 2012 vorläufig

Die zehn größten Kohleproduzenten der Welt			
Firma	2010	2011	2012 *
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Coal India	431	436	554
Peabody ¹⁾	246	268	249
Shenhua	225	282	304
Arch ¹⁾	163	157	141
China Coal	123	160	176
BHPB	103	104	105
Anglo	107	103	84
SUEK	90	92	98
Xstrata	80	85	90
Rio Tinto	91	29	32
Summe	1659	1716	1833

¹⁾ Eigenproduktion und Zukäufe * eigene Hochrechnung

HT-W4 Quelle: The McCloskey Group 2012, Geschäftsberichte

Die 10 größten Kohleproduzenten fördern über 25 % des Weltkohlebedarfs und einen noch größeren Anteil am seewärtigen Weltsteinkohlehandel.

Reserven und Förderung von Steinkohle nach Regionen				
Region	Reserven Stand Ende 2011		Förderung 2011	
	Mrd. t	%	Mio. t	%
Europa	20	3	135	2
GUS	121	16	443	7
Afrika	36	5	259	4
Nordamerika	231	30	996	15
Südamerika	9	1	90	1,5
VR China	181	24	3.384	51
Indien	77	10	540	8
Indonesien / Vietnam	17	2	371	5,5
Australien / Neuseeland	58	8	350	5
Sonstige	4	1	72	1
Insgesamt	754	100	6.640	100

HT-W5 Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen“

Die Kohlereserven haben derzeit eine statistische Reichweite von rund 107 Jahren bei einer Förderung von rund 7 Mrd. t (Basis 2012). Von den gesamten Reserven von rund 1.346 Mrd. t SKE an fossilen Energieträgern und Kembrennstoffen hat die Steinkohle einen Anteil von rund 47 %, bei den Ressourcen fossiler Energieträger mit 17.747 Mrd. t SKE sogar einen Anteil von 81 % oder 14.486 Mrd. t SKE. Das Verhältnis der Kohlereserven zur Produktion fiel in den vergangenen Jahren aufgrund des starken Wachstums der Produktion und nicht wegen sinkender Reserven.

Steinkohleweltmarkt steigt, seewärtiger Handel wächst

Der Steinkohleweltmarkt wuchs in 2012 um insgesamt 122 Mio. t oder rund 12 %. Der Kohlewelthandel entwickelte sich wie folgt:

	Kohlewelthandel				
	2010	2011	2012	Veränderung	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Seewärtiger Handel	963	978	1.082	104	11
Binnenhandel	90	64	82	18	28
Gesamt	1.053	1.042	1.164	122	12

HT-W6

Der Steinkohleweltmarkt war in 2012 erneut eine wirtschaftlich stabile Säule. Beim seewärtigen Handel war wegen der normalen Wetterverhältnisse trotz des stagnierenden bis rückläufigen Stahlmarktes eine Steigerung der Kokskehlexporte um fast 17 Mio. t zu verzeichnen. Der Kraftwerkskohlemarkt dagegen wuchs stärker weiter, der Binnenhandel erhöhte sich um rund 18 Mio. t auf 82 Mio. t. Ausschlaggebend hierfür sind insbesondere die Erhöhung der Exporte von der Mongolei nach China, von Russland nach China auf dem Landweg und von Kasachstan nach Russland.

Beim seewärtigen Handel war in den Segmenten Kraftwerkskohle und Kokskehle folgende Entwicklung zu beobachten:

	Seewärtiger Kohlewelthandel				
	2010	2011	2012	Veränderung	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Kraftwerkskohle	713	739	826	87	12
Kokskehle	250	239	256	17	7
Gesamt	963	978	1.082	104	11

HT-W7

Der Anteil des Welthandels an der Produktion erhöht sich seit 2000 kontinuierlich. Der größte Teil der Kohleproduktion wird jedoch in aller Regel im Förderland verbraucht.

	Weltförderung/ seewärtiger Welthandel			
	Steinkohle	2011	2012	Zuwachs
		Mio. t	Mio. t	Mio. t
Weltförderung		6.958	7.166	208
Welthandel		978	1.082	104
Anteil Welthandel an Produktion		14,1%	15,1%	

HT-W8

Das seewärtige Handelsvolumen gliedert sich in einen Kokskehlemarkt und einen Kraftwerkskohlemarkt. Der Kraftwerkskohlemarkt wiederum besteht aus den pazifischen und atlantischen Teilmärkten, die von unterschiedlichen Anbieterstrukturen geprägt sind. Der Mengenaustausch zwischen den Teilmärkten betrug in 2012 rund 10 % bzw. rund 85 Mio. t des Kesselkohlemarktes. Von der weltweiten Kraftwerkskohleproduktion gingen rund 13 % über den seewärtigen Handel an die Verbraucher. Der Kokskehlemarkt hingegen ist aufgrund der geringen Zahl der Anbieterländer einerseits und der weltweit verteilten

Nachfrager andererseits ein einheitlicher Weltmarkt. Von der weltweiten Produktion gingen in 2012 mit 27 % ein wesentlich höherer Anteil als bei der Kraftwerkskohle in den Überseehandel.

Auf den Teilmärkten des Kohlewelthandels waren unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich nur auf den seewärtigen Steinkohlehandel.

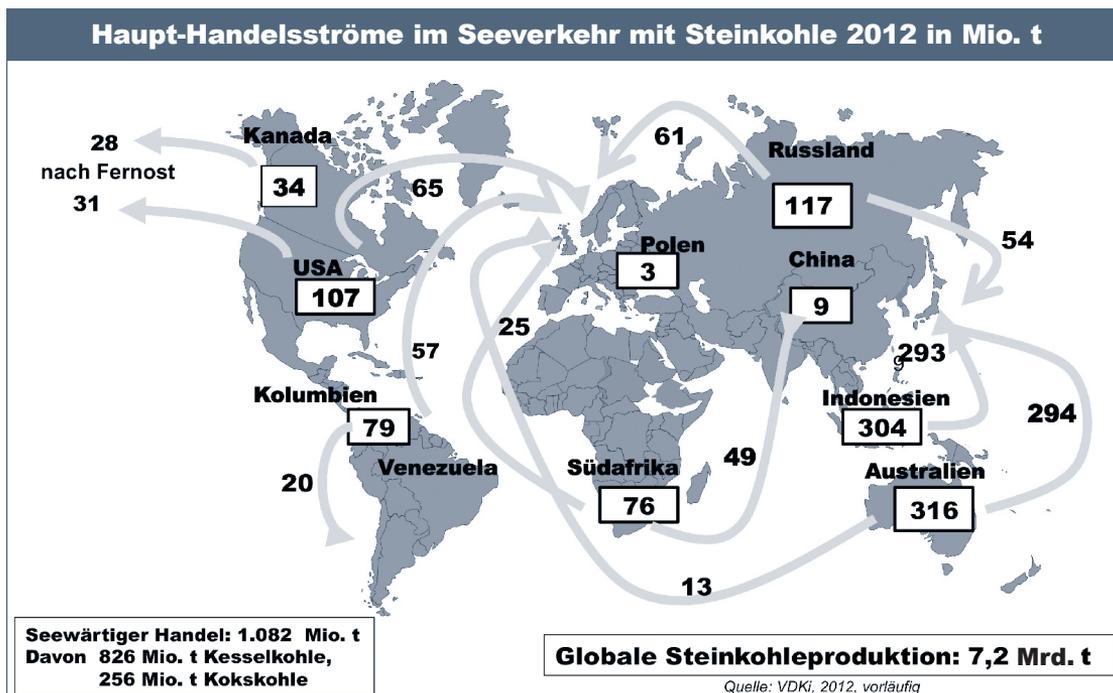


Bild 6

Die größten Importnationen sind alle im südostasiatischen Raum zu finden. China ist 2012 mit 235 Mio. t zum größten Importeur aufgestiegen und hat Japan mit 185 Mio. t als bisher größten Importeur abgelöst. Danach folgen Südkorea und Indien. In Europa führten Deutschland, Großbritannien und Italien am meisten Kohle ein.

Die 10 größten Steinkohleimportländer ¹⁾

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 Mio. t
China	166	183	235
Japan	184	175	185
Indien	86	114	129
Südkorea	111	129	126
Taiwan	64	67	66
Deutschland	40	44	45
Großbritannien	26	32	45
Italien	22	24	29
Spanien	13	16	21
USA	15	11	7
Gesamt	727	795	888
Anteil am Welthandel	75 %	81 %	82 %
EU-27	176	155	212
Anteil am Welthandel	19 %	15 %	20 %

¹⁾ teils vorläufig, seewärtige Mengen

HT-W9

Kesselkohlemarkt wächst weiter

Atlantischer Raum

Der atlantische Raum umfasst die Ostküsten von Nord-, Mittel- und Südamerika, Europa inklusive Mittelmeerranrainer sowie die afrikanische Nord- und Westküste.

Im atlantischen Raum war die Nachfrage verhalten, wuchs aber insgesamt. Die Nachfrage erhöhte sich in 2012 um 10 Mio. t bzw. 4,6 % auf 226 Mio. t. Demgegenüber wuchs die Nachfrage im pazifischen Markt um 79 Mio. t bzw. um 15 %. Die Haupttreiber einer gesteigerten Nachfrage waren China und Indien. Kolumbien konnte kaum Mengen nach China exportieren. Der Marktanteil des atlantischen Marktes am Gesamtmarkt beträgt knapp 27 %.

Überseehandel Kesselkohle 2012 Versorgungsstruktur in Mio. t

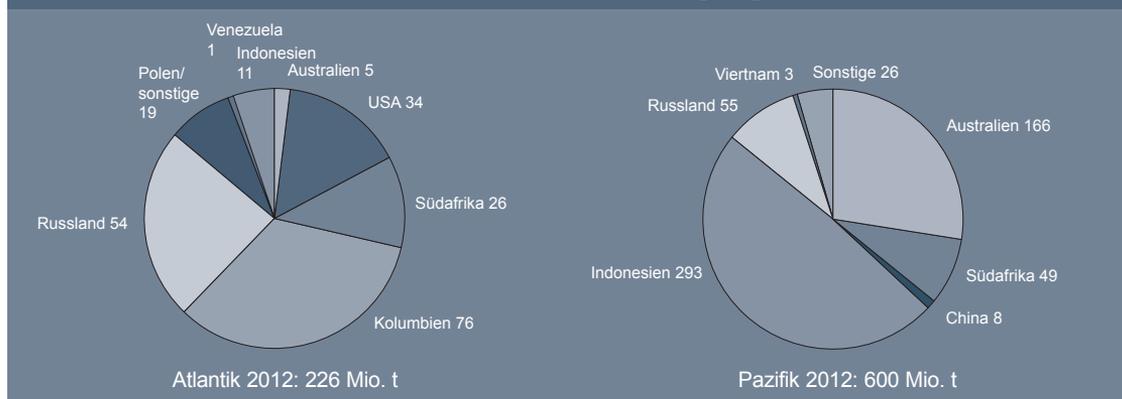


Bild 7 Quellen: Verschiedene Auswertungen, eigene Berechnungen

Pazifischer Raum

Der pazifische Raum wuchs erneut weiter, wodurch die Kohlenachfrage vom Weltmarkt für die Stromerzeugung um 79 Mio. t auf 600 Mio. t zunahm. Fast alle asiatischen Volkswirtschaften erhöhten ihre Bezüge. Ob dies so bleibt, hängt ganz von dem Bedarf Chinas und Indiens ab und in welchem Maße die heimische Produktion diesen Bedarf decken kann und kein Preisgefälle mehr besteht zwischen heimischer und importierter Kohle. Das Jahr 2012 war im pazifischen Raum insbesondere durch den weiter angestiegenen Kraftwerkskohleimport Chinas und Indiens gekennzeichnet. So konnte Australien (+ 29 Mio. t) seine Exporte nach China erheblich steigern. Indonesien konnte seine Ausfuhren nach China auch leicht erhöhen. Auch Russland konnte über seine Fernost-Häfen den Zusatzbedarf Chinas decken. Auch Japan steigerte seine Importe, um die

fehlende Stromerzeugung aus Kernkraftwerken durch Steinkohlekraftwerke auszugleichen. Insgesamt aber schwächte sich die chinesische Konjunktur etwas ab und löste damit auf dem Kraftwerkskohlemarkt einen enormen Druck auf Mengen und Preise aus. Der Marktanteil des pazifischen Marktes beträgt 73 %.

Mengentausch zwischen pazifischem und atlantischem Markt

In 2012 lieferten vor allem Indonesien und Australien rund 16 Mio. t in den atlantischen Markt und trugen mit etwa 7 % zur Versorgung dieses Raumes bei. Von den atlantischen Anbietern lieferten Südafrika, Kolumbien und die USA mit insgesamt 69 Mio. t und damit 15 Mio. t mehr als 2011 in den pazifischen Markt, entsprechend 11,5 % der Nachfrage. Insgesamt betrug das Austauschvolumen 85 Mio. t (Vorjahr 73 Mio. t).

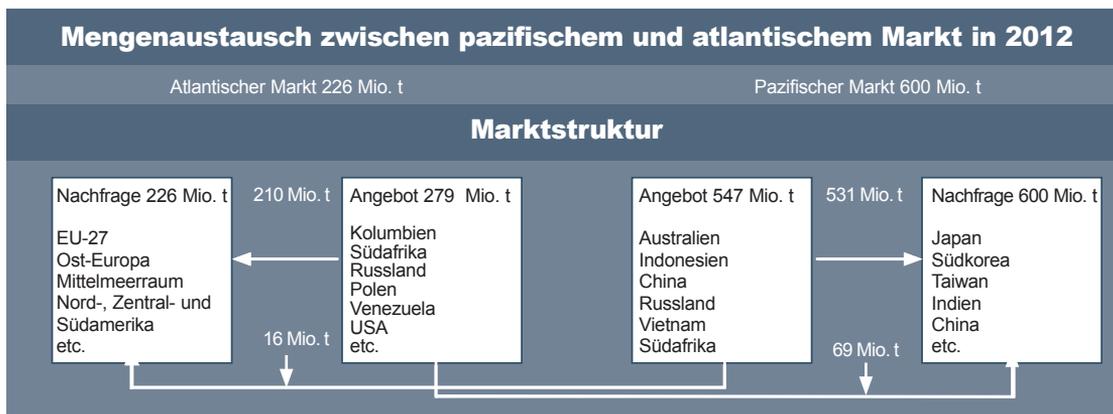


Bild 8

Insbesondere Südafrika setzte Mengen vor allem nach Indien, aber auch in anderen Ländern, ab. Die indonesischen Exporte in den atlantischen Raum gingen hingegen weiter zurück.

Kraftwerkskohlepreise auf breiter Front gefallen – Pazifischer Markt bestimmt den Preis

Preise

In 2012 traf ein Überangebot vor allem US-amerikanischer Kohle aber auch indonesischer Kohle auf eine verhaltene Nachfrage, die nur von einzelnen Ländern wegen Arbitrage-Möglichkeiten erhöht wurde. Dies löste einen großen Preisdruck aus. Vor allem in Amerika, wo derzeit die Kohle durch das preiswertere Schiefergas für die Stromerzeugung verdrängt wird, führte dies zu hohen Lagerbeständen und einem erhöhten Exportdruck. Der pazifische Kraftwerkskohlemarkt wuchs zwar, konnte aber das Preisniveau wegen des reichlichen Angebotes nicht halten. Diese Entwicklung bewirkte, dass die Preise bis Mitte des Jahres 2012 kontinuierlich bis auf 84 US\$/t fielen. In der zweiten Jahreshälfte stabilisierte sich in Asien, insbesondere in China, wieder die Wirtschaft, wodurch sich der Kohlepreis in einer Range von 85 US\$/t bis 90 US\$/t befand.

Es zeigten sich aber auch erhebliche Unterschiede in den fob-Preisen der atlantischen und der pazifischen Anbieter:

Entwicklung der fob-Preise in US\$/t wichtiger Anbieterländer

	01.04.12	31.12.12	01.04.13
Atlantische Anbieter:			
Richards Bay	104	90	81
Bolivar	90	82	72
Polen	82	81	77
Russland (Baltic)	90	87	75
Pazifische Anbieter:			
Newcastle	106	91	87
Quinhuangdao	143	115	114
Kalimantan	96	73	73
Russland (Fareast)	103	87	89

HT-W10 Quelle: eigene Auswertung, Basis 6.000 kcal/kg

Die Bandbreite reichte Anfang April 2013 von 72 US\$/t bis 114 US\$/t.

Während die atlantischen Anbieter Kolumbien, USA, Russland (Baltic) und Polen niedrigere Preise anbieten mussten, um Tonnagen zu platzieren, konnten die fernöstlichen Anbieter, vor allem Australien und Russland (Pazifik), erheblich höhere Preise – vor dem Hintergrund der stabil starken Nachfrage von China und Indien – verlangen.

Da Südafrika für einen großen Teil seiner Produktion Abnehmer in Indien und Fernost fand, konnten die Preise auch hier höher gehalten werden, als die Preise der auf den atlantischen Markt angewiesenen Konkurrenten.

Im Verlauf des Jahres 2012 sanken die cif-ARA-Preise (Spot) bis auf rund 84 US\$/t. Diese Entwicklung setzte sich bislang in 2013 fort. Im April 2013 stand der Preis bei durchschnittlich 80 US\$/t. Der etwas stärkere US-Dollar dämpfte dabei den Preisverfall für die Euroländer.

Die Nachfrage nach Kraftwerkskohle im atlantischen Raum blieb bisher in 2013 verhalten. So wird die weitere Preisentwicklung für Kraftwerkskohle im Wesentlichen von der Entwicklung des pazifischen Raumes abhängen und hier wiederum vom Bedarf Chinas und Indiens. Vor allem China als „swing“ Nachfrager, hat großen Einfluss.

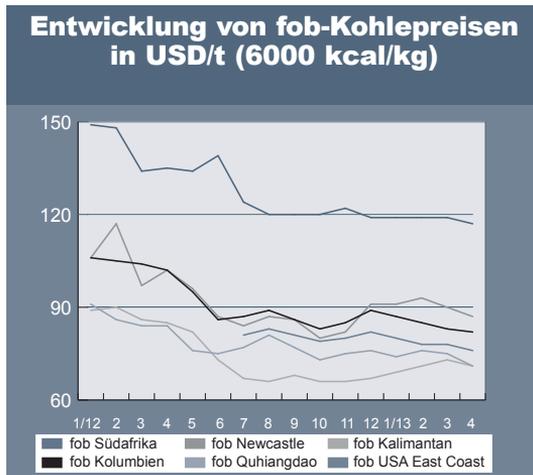


Bild 9 Quelle: Auswertung verschiedener Daten

Kesselkohlenotierungen

Die Preisbildung für Kraftwerkskohle findet seit einigen Jahren an Kohlebörsen vor allem in Europa statt. Die Teilnehmerzahlen an den Börsen steigen. Die aktuell ausgewiesenen „Börsenwerte“ werden dann als Benchmark für Abschlüsse genutzt.

Irritierend ist aber, dass in letzter Zeit der Index API#4 häufiger und über einen längeren Zeitraum über dem API#2 liegt. Damit verliert der API#4 für den atlantischen Markt seine Funktion als geeigneter Index für Kohleabschlüsse, da dieser maßgeblich von der asiatischen Nachfrage bestimmt wird.

Das Volumen des Papierhandels ist gegenüber 2011 um 18 % gestiegen und betrug in 2012 etwa das 2,2-fache des physischen Kraftwerkskohlenhandels insgesamt. In 2012 verzeichneten sowohl der API#2 als auch der API#4 ein verstärktes Handelsvolumen. Aber auch die neuen finanziellen Indices für niederkalorische („off-spec“)-Kohle haben in 2012 erfolgreich reüssiert.

Insgesamt wird das Handelsvolumen dieser subbituminösen Kohle auf über 200 Mio. t. geschätzt.

Neben den Kesselkohlenotierungen haben sich auch Börsen für den Handel mit Emissionszertifikaten im europäischen Raum etabliert.

Kokskohlenachfrage stagniert

Die weltweite Rohstahlproduktion erreichte in 2012 mit 1.548 Mio. t einen neuen Rekord; gegenüber 2011 erhöhte sich die Produktion um rund 1,2 % oder 21 Mio. t. Die Erhöhung fand hauptsächlich in China (+ 3,1 %) und in Nordamerika (+ 2,5 %) statt. In Europa (EU-27) und in Südamerika verringerte sich dagegen die Rohstahlproduktion um 4,7 % auf 169,4 Mio. t bzw. um 3 % auf 46,9 Mio. t.



Bild 10 Quelle: World Steel Association

Die für den Kokskohle-, PCI-Kohle- und Koksverbrauch maßgebliche Roheisenproduktion fiel von 1.083 Mio. t in 2011 um 23 Mio. t auf 1.060 Mio. t in 2012.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in der Welt

	2010		Veränderung	
	Mio. t	Mio. t	2012	2011/2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Rohstahl	1.429	1.527	1.548	+ 21
Roheisen	1.035	1.083	1.060	-23
Anteil Roheisen an Rohstahl	72,4%	70,9%	68,5%	

HT-W11

China konnte in 2012 seinen Weltmarktanteil in der Stahlproduktion von 46 % in 2012 gegenüber 2011 nicht steigern. Folglich fiel auch der Anteil der Welt-Roheisenproduktion an der Gesamtstahlerstellung.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in China

	2010		Veränderung	
	Mio. t	Mio. t	2012	2011/2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Rohstahl	627	697	716	+ 19
Roheisen	590	683	606	- 77
Anteil Roheisen an Rohstahl	94%	98%	84,6%	

HT-W12

Die größten Stahlproduzenten der Welt entwickelten sich in 2012 wie folgt:

Die 10 größten Stahlproduzenten der Welt

Land	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
China	627,0	697,0	716,5
Japan	109,6	107,6	107,2
USA	80,5	86,2	88,6
Russland	68,3	72,2	70,6
Indien	66,9	68,7	67,7
Südkorea	58,9	68,5	69,3
Deutschland	43,8	44,3	42,7
Türkei	33,4	35,3	35,9
Brasilien	32,9	35,2	34,7
Ukraine	29,1	34,1	32,9
Gesamt Welt	1.150,4	1.249,1	1.266,1

HT-W13 Quelle: World Steel Association

Nur China, die USA und Südkorea konnten in der Stahlproduktion in 2012 noch zulegen, alle anderen Länder verringerten ihre Produktion.

Das eher durchwachsene, weltweit aber gestiegene Wachstum der Rohstahlproduktion absorbierte entsprechend große Kokskohlemengen vom Weltmarkt. Wetterbedingte Einschränkungen gab es nicht, sodass vor allem Australien wieder die Produktion voll ausfahren konnte.

Marktanteil Kokskohleweltmarkt

	2010		2011		2012	
	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil
Australien	159	64	133	53	144	53
USA	48	19	63	25	63	23
Kanada	27	11	28	11	30	11
Russland	7	3	14	5	17	6
Sonstige	7	3	15	6	18	7
Gesamt	248	100	253	100	272	100

HT-W14 Quelle: BREE, Resources and Energy Quarterly, März 2013

Die Anbieterstruktur hat sich nicht wesentlich geändert, der Marktanteil Australiens ist wieder leicht um 1 % auf 53 % gestiegen. Dagegen mussten die USA Marktanteile wieder an Australien abgeben, haben aber immer noch einen Anteil von 23 %.

Koksweltmarkt

Die Koksproduktion stieg weltweit um 2,5 % von 638 Mio. t auf 654 Mio. t. China, mit Abstand der größte Koksproduzent, reduzierte seinen Export erneut auf nur noch 1 Mio. t. China produzierte mit 443 Mio. t 66 % der Weltproduktion und steigerte den Koksstoß um 15 Mio. t in 2012. In Europa wurde mit 42 Mio. t weniger Koks produziert als 2011 (- 2,7 %). Dies ist die niedrigste Rate seit 2009. Im Vergleich zur Produktion ist der Welthandelsmarkt für Koks relativ klein. Nur ca. 3-4 % der Gesamtproduktion werden normalerweise maritim und über die grüne Grenze gehandelt.

Koksweltmarkt			
	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Gesamtweltmarkt	21	21	22
% von Weltkokszeugung	3%	3%	3,4%

¹⁾ vorläufig

HT-W15 Quelle: eigene Berechnungen

Preise in 2012 stark gefallen

Nach dem starken Anstieg der Kokspreise in den Boomjahren 2007/2008 sanken die Benchmarkpreise von 300 US\$/t fob für „hard-coking coal“ auf 125-130 US\$/t fob in 2010. Infolge der Überflutung Queensland und des dadurch bedingten Minderangebotes schossen die Preise von 225 US\$ auf 330 US\$ im 2. und 3. Quartal 2011 und fielen wegen nachlassender Nachfrage im 4.

Quartal 2011 auf 225 US\$ zurück. In 2012 fielen sie weiter wegen nachlassender Stahlkonjunktur bei gleichzeitig guter weltweiter Koksleherversorgung.

In den ersten zwei Quartalen 2012 setzte sich vor dem Hintergrund der weltweit nachlassenden Nachfrage die preisdämpfende Wirkung fort. Die Quartalsvertragsabschlüsse fielen auf 235 US\$/t im 1. Quartal und auf 206-210 US\$/t im 2. Quartal 2012 zurück. Die Spotpreise lagen meistens noch 10-20 US\$/t unter den vierteljährlichen Vertragspreisen. Im zweiten Halbjahr verstärkte sich dieser Trend noch deutlicher. Im 3. Quartal 2012 fielen die Preise für die HCC-Qualität weiter auf 160-180 US\$/t und im 4. Quartal auf 170-175 US\$/t.

Anfang 2013 setzte zunächst eine leichte Erholung für HCC auf 175-185 US\$/t ein, der Preis fiel dann im März aber wieder auf 165 US\$/t. BREE prognostiziert eine leichte Erholung der Vertragspreise im Laufe des Jahres 2013 und schätzt einen Durchschnittspreis von 172 US\$/t für das gesamte Jahr 2013.

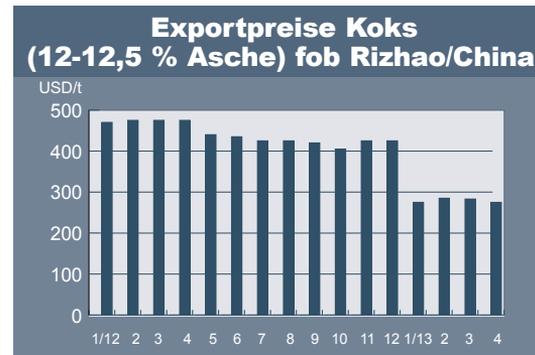


Bild 11 Quelle: verschiedene

Die Kokspreise ex China waren mit 480-495 US\$/t (inkl. 40 % Exportsteuer) in 2012 sehr hoch. Nur im Oktober durchbrach der Preis mit 395 US\$/t die magische

400 US\$/t-Marke. Die ARA-Preise lagen erheblich tiefer und fielen von Jahresbeginn mit 335 US\$/t auf 270 US\$/t zum Jahreswechsel 2012/2013. Für die chinesischen Kokspreise beginnt ab 2013 eine neue Zeitrechnung. China erfüllte seine Zusagen gegenüber der WTO, Handelshemmnisse beim Koks abzubauen und hat die 40 %-ige Koksexportsteuer zum 01.01.2013 abgeschafft. So fiel denn auch der Kokspreis fob China im Januar 2013 auf 300-310 US\$/t. Der Spotpreis auf dem Weltmarkt betrug im Januar 2013 aber nur 270 US\$/t. Es bleibt abzuwarten, ob sich durch die Abschaffung der Koksexportsteuer ein verstärkter Koksexport aus China einstellen wird.

Frachtraten – weiterhin auf sehr niedrigem Niveau

Der Baltic Dry Exchange Index ist im letzten Jahr nach einer kurzen Erholung im Herbst zum Ende des Jahres erneut dramatisch gefallen und hat Anfang Februar 2012 mit 647 Punkten seinen niedrigsten Stand seit 1986 erreicht, nachdem er im Mai 2010 noch über 3.800 Punkte notierte. Mit einem Durchschnitt von 917 Punkten in 2012 ist dieses Jahr weit unter den Werten des Jahres 2011 mit durchschnittlich 1.549 Punkten und damit wohl das schlechteste Jahr für die Massengutschifffahrt.

Die Gründe liegen vor allem in einer Flut an Neubauten, die das Überangebot an Schiffsraum in erschreckendem Maße wachsen lässt. Bei Capesize-Schiffen ist der Einbruch besonders groß. Und die Flotte der Großschiffe wächst stetig. Von Januar bis August 2012 ist der Tonnage-Zuwachs um 20 % gestiegen, während nur 13 % verschrottet wurden. Auch die Panamax-Ablieferungen haben zugelegt und liegen mit 21,5 Mio. t 51 % über dem Vorjahr. Dem stehen Verschrottungen von 5,4 Mio. t gegenüber.



Bild 12 Quelle: Frachtcontor Junge

Der Flotten- bzw. Kapazitätenzubau aller Bulk-Carrier stieg bis Ende 2012 um rund 64 Mio. t oder 10 % auf 679 Mio. t. Mit 30 Mio. t Kapazität sind knapp die Hälfte der neu abgelieferten Schiffe Capesize-Schiffe. Im letzten Quartal 2012 verlangsamte sich der Neuzugang deutlich. Insgesamt wird damit gerechnet, dass in 2012 etwa 6 % weniger Schiffsraum ausgeliefert wurden als in 2011. Laut Clarkson Research addierte sich der Nettozuwachs (Neuzugänge abzüglich Verschrottungen) bis Oktober 2012 um 128 Capesize-Schiffe mit 28 Mio. t und 198 Panamax-Schiffe mit 15 Mio. Tonnen Schiffsraum. Für 2013 ist nach Clarkson Research mit erstmals rückläufigen Ablieferungen zu rechnen. 165 Capesize-Schiffe sollen „nur“ noch gebaut werden, aber immer noch 443 Panamax-Schiffe. Stornierungen, zeitliche Verschiebungen oder vermehrte Verschrottungen sind hierin jedoch nicht eingerechnet. Letzteres hängt vom Schrottpreis einerseits wie auch von der erwarteten Entwicklung der Frachtraten andererseits ab. Die hohen Bunkerpreise, die mit den steigenden Rohölpreisen einhergingen, brachten auch in 2012 viele

Reeder in Bedrängnis. Dennoch dürften die Frachtraten aufgrund des Überangebotes von Frachtraum weiterhin äußerst niedrig bleiben.

US-Dollar-Kurs

Der US-Dollar-Kurs als wesentlicher Bestandteil des internationalen Energie- und Rohstoffgeschäfts nahm einen volatilen Verlauf.

Bis Frühjahr des Jahres 2012 war der US-Dollar schwach, wurde dann aber im Verlauf des Jahres stärker. Zum Jahresende 2012 und in den ersten Monaten 2013 zog der Euro wieder leicht an.

EUROPÄISCHE UNION

Keine Erholung der Wirtschaft in Sicht

Die konjunkturelle Situation in Europa bleibt angespannt. Der gesamtwirtschaftliche Schrumpfungsprozess in den Krisenstaaten setzte sich auch im vierten Quartal 2012 ungebremst fort. Die Krisenstaaten rutschten damit noch tiefer in die Rezession. So nahm das Wachstum des BIP in der EU 27 insgesamt ab. Die Geschwindigkeit in den einzelnen EU-Ländern war aber insgesamt sehr unterschiedlich, und das Wachstum einzelner EU-Länder war niedriger als im Vorjahr.

Wirtschaftswachstum EU-27 in Prozent

Mitgliedsländer	2010	2011	2012	2013(P)
Länder Euro-Raum (EU-17)	2,0	1,4	-0,6	-0,4
EU-27	2,1	1,6	-0,3	-0,1

HT-EU1 Quelle: Eurostat (P= Prognose)

Die Wachstumsrate des BIP in der relativen prozentualen Veränderung zu 2011 wird angeführt von Lettland mit 5,6

%, Litauen mit 3,7 %, Estland mit 3,2 %, Norwegen mit 3,2 % und Deutschland mit 0,7 %. Demgegenüber fiel das Wachstum in Griechenland mit - 6,4 %, Zypern mit - 2,4 % und Portugal mit - 3,2 % deutlich negativ aus. Laut der neuesten Schätzung der EU-Kommission wird das BIP der EU in 2013 nicht um 0,1 % steigen, sondern um 0,2 % zurückgehen. Damit befindet sich die EU in einer Rezession – von einzelnen Mitgliedstaaten einmal abgesehen. Die Krise in der Euro-Zone greift nach Meinung des Internationalen Währungsfonds (IWF) zunehmend von den Rändern auf die Kernländer des Währungsgebiets über. Bei der Wachstumsprognose ist der IWF entsprechend pessimistisch eingestellt, geht aber nur von einer Schrumpfung der Wirtschaft im Euro-Raum von 0,3 % und nicht von 0,4 % aus.

Die Negativspirale zwischen dem Bankensektor und dem Markt für Staatsanleihen war der wichtigste Stressverstärker in der Krise. Sie hatte die Zweifel der Anleger an der Fähigkeit der Staaten und der Banken zur Bedienung ihrer Schulden verstärkt. Gegen Ende 2012 glaubte man, den schwierigsten Teil der Strecke hinter sich gelassen zu haben. Aber dann kam Zypern, und die große Verunsicherung der Finanzmärkte zeigte sich erneut.

Die **Inflation in der EU** hat sich nach Angaben von Eurostat 2012 im Rahmen von durchschnittlich 2,6 % bewegt. Im Januar 2013 fiel sie auf 2 %. Dabei sind die Verhältnisse in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich: Ungarn hat mit 5,4 % die höchste Inflationsrate, Schweden und Griechenland mit jeweils 0,9 % die niedrigste. In Deutschland betrug die Inflationsrate im Jahresdurchschnitt 2,1 %. Für 2013 wird im Euroraum mit einer geringeren Inflation als 2012 gerechnet.

Sämtliche Prognosen sind aber mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Hierzu zählen unvermindert die Unruhen in Syrien sowie der andauernde Konflikt mit dem Iran über angeblich waffenfähiges Plutonium aus den

dortigen Kernkraftwerken, aber auch die Spannungen zwischen Nord- und Südkorea sowie die Probleme auf den Märkten für Staatsanleihen in Verbindung mit der extremen Verschuldung vieler südeuropäischer Länder, zu denen nunmehr auch Zypern zählt.

Erste Zeichen einer Erholung in 2013 könnte aber die Entwicklung der Industrieproduktion anzeigen. Nach Eurostat stieg die Industrieproduktion sowohl im Euro-Raum als auch in der EU-27 um 0,4 % im 1. Quartal 2013 an, nachdem sie noch im Januar 2013 um 0,6 % bzw. 0,5 % abgenommen hatte.

Energieverbrauch insgesamt rückläufig – Kohleverbrauch gestiegen

Mit der wirtschaftlichen Stagnation im Laufe des Jahres 2011 fiel der Primärenergieverbrauch in vielen EU-Ländern – insgesamt von 2,5 Mrd. t SKE in 2010 auf 2,42 Mrd. t SKE in 2011. Aufgrund der Eurokrise und des verlangsamten Wachstums der Weltwirtschaft mus-

ste für 2012 mit einem weiteren Rückgang gerechnet werden, da es eine Relation von Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch in der Wirtschaft gibt. Die Struktur der Stromerzeugung hat sich weiter zu Lasten der fossilen Energieträger geändert. Der Anteil der regenerativen Energien (ohne Wasserkraft) stieg von 9 % in 2011 auf 10 % in 2012. Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien dominieren die konventionellen Energien einschließlich Kernenergie weiterhin mit einem Anteil von rund 88 % die Energieversorgung der EU-27. Kohle, Gas und Öl tragen hierzu mit einem Anteil von 75 % bei.

Der Anteil der Kohle erhöhte sich von 16 % auf etwa 19 % zu Lasten des Gases. Hintergrund für diese Entwicklung sind einerseits gefallene Kohle- und CO₂-Preise, andererseits hohe Gaspreise. Dieses Aufeinandertreffen macht die Stromerzeugung aus Kohle wirtschaftlicher als aus Gas, was sich besonders in Deutschland, Spanien und Großbritannien bemerkbar machte.

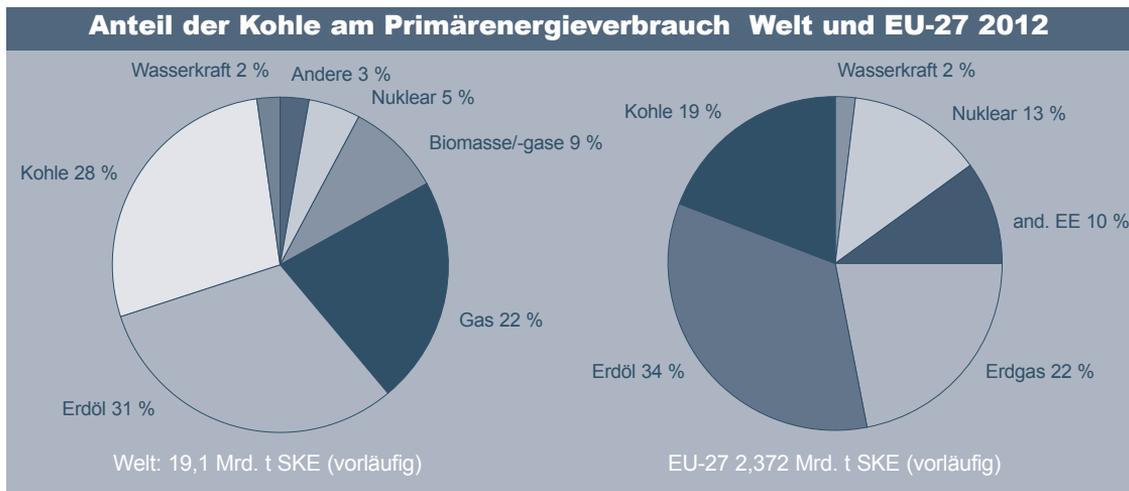


Bild 13 Quelle: Weltenergieatlas – Deutschland, Energie für Deutschland 2013, Berlin 2013

Steinkohlemarkt (EU-27) stagniert

In 2012 waren sowohl Förderrückgänge als auch Steigerungen der Förderung bei der europäischen Steinkohleproduktion zu verzeichnen:

Bulgarien	– 0,1 Mio. t auf insgesamt 2,3 Mio. t,
Deutschland	– 1,4 Mio. t auf insgesamt 11,6 Mio. t,
Großbritannien	– 1,5 Mio. t auf insgesamt 16,8 Mio. t,
Polen	+ 2,4 Mio. t auf insgesamt 78,1 Mio. t,
Spanien	– 0,5 Mio. t auf insgesamt 6,1 Mio. t,
Tschechien	+ 0,1 Mio. t auf insgesamt 11,4 Mio. t,
Rumänien	– 0,3 Mio. t auf insgesamt 1,9 Mio. t.

Insgesamt verringerte sich die Förderung um 1 Mio. t auf 128 Mio. t

Steinkohleförderung der EU			
	2010	2011	2012
	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)
Deutschland	14	13	12
Spanien	9	7	6
Großbritannien	18	18	17
Polen	77	76	78
Tschechien	12	11	11
Rumänien	2	2	2
Bulgarien	2	2	2
Gesamt	134	129	128

HT-EU2

Von den Steinkohle produzierenden Ländern hält Polen weiterhin die Spitzenstellung mit 78 Mio. t.

Weitere Fördersenkungen sind in Deutschland, Polen und Spanien nach dem Beschluss der EU-Kommission vom 13.12.2010 in den nächsten Jahren zu erwarten. Aber auch in Großbritannien könnte aufgrund des gesunkenen Weltmarktpreisniveaus die Förderung zurückgehen.

Steinkohle- und Braunkohleaufkommen der EU

	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)
EU-27-Steinkohleförderung	134	129	128
EU-27-Kohle-Importe/ Binnenhandel	181	198	212
EU-27-Koks-Importe/ Binnenhandel	8	8	6
Steinkohleaufkommen	323	335	346
EU-27-Braunkohle	397	426	433
Gesamt – Kohleaufkommen	720	761	779

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-EU3

Die abgeschwächte Stahlkonjunktur und die damit einhergehende Reduzierung der Roheisen- und Rohstahlerzeugung der Hütten verringerten den Koks- und Kohleabsatz um 8 Mio. t. Der Einsatz von Kesselkohle zur Stromerzeugung überkompensierte dies. Die Braunkohleproduktion und -verbrauch erhöhten sich ebenfalls stärker. Die Produktion stieg um 8,2 Mio. t und der Verbrauch um 6,1 Mio. t.

Der Steinkohleverbrauch von 338 Mio. t in der EU teilt sich in folgende Sektoren auf:

Aufteilung des Steinkohleverbrauchs der EU					
	2010	2011	2012 ¹⁾		
	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t %
Kraftwerke	230	71	210	67	240 71
Hütten/Kokereien	60	18	70	22	54 16
Wärmemarkt	36	11	35	11	44 13
Gesamt	326	100	315	100	338 100

¹⁾ Schätzung

HT-EU4

Die Struktur der Steinkohleimporte veränderte sich 2012 nicht wesentlich. Rückläufige Exporte in die EU aus Polen und Russland wurden durch höhere Lieferungen aus Kolumbien und USA ausgeglichen. Insgesamt wurden im vergangenen Jahr 212 Mio. t Steinkohle importiert. Dies entspricht einer Steigerung von knapp 14 Mio. t oder 6 % gegenüber dem Vorjahr.



Bild 14

Der Primärenergieträgermix in der Stromerzeugung hat sich weiter leicht zu den regenerativen Energien verschoben. Wind und Photovoltaik konnten ihren Anteil um 3 %-Punkte erhöhen, während Kernenergie wegen der Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland abnahm. Neue Windkraftwerke wurden in 2012 nach Angaben der EWEA (The European Wind Energy Association) wie folgt errichtet:

- 11.895 MW Windkraftkapazitäten wurden neu installiert (2011: 9.616 MW);
- Windkraftanlagen (WKA) machten insgesamt 26,5 % aller in 2012 neu installierter Stromkapazitäten aus;
- Stromkapazitäten aus erneuerbaren Energien (EE) stiegen 2012 um 29,2 GW auf insgesamt 931,9 GW, davon WKA in Höhe von 11,9 GW. Damit hat die Windkraft einen Anteil von 11,4 % an den gesamten installierten Stromerzeugungskapazitäten.

Der Anteil der EU-Länder an der neu installierten Windkraftkapazität ist sehr unterschiedlich:

In Europa bestimmten in 2012 Kernkraft (26 %) zusammen mit Kohle (25 %), Gas (23 %), Öl (2,0 %) sowie überwiegend große Wasserkraft (rund 11 %) fast 90 % der Stromerzeugung und stehen für 87 % der Kraftwerkskapazitäten.

EU-Energiepolitik

EU-Kommission zweifelt an Erneuerbaren-Ziel

Die Diskussion über neue Energie- und Klimaziele der Europäischen Union nimmt Fahrt auf. Das Parlament stimmte im März 2013 für eine Treibhausgasreduktion bis zum Jahr 2050 von 80 % bis 95 % im Vergleich zu 1990, wie sie die EU-Kommission in ihrem Energiefahrplan für 2050 (Energy Road Map 2050) avisiert.

Die EU-Kommission forderte zudem aber auch „klare Ziele“ für Erneuerbare, Energieeffizienz und eine Reduktion der Treibhausgase bis zum Jahr 2030. Demgegenüber begrüßte der CDU-Europaabgeordnete Herbert Reul nach der Abstimmung im Parlament, dass sich die Abgeordneten nicht auf konkrete Ziele festlegen wollten.

Allerdings scheint die EU-Kommission selbst daran zu zweifeln, das Dreierpack an Zielen – für erneuerbare Energien, Treibhausgasemissionen und Energieeffizienz – wie es für das Jahr 2020 besteht, fortzuführen.

In sieben Jahren will die EU einen Anteil Erneuerbarer von 20 Prozent am Energieverbrauch erreicht haben, 20 Prozent weniger Treibhausgase als 1990 emittieren und 20 Prozent weniger Energie als 2005 verbrauchen. Sollten für 2030 wieder drei Ziele festgelegt werden, so müssten ihre „Wechselwirkungen“ untereinander sowie mit dem EU-Emissionshandelssystem „eindeutig“ berücksichtigt werden, heißt es in einem Entwurf für ein Diskussionspapier (Grünbuch).

Ein Grünbuch ist in der Regel die erste Stufe im EU-Gesetzgebungsvorhaben. Ziel ist es, bis Ende 2013 Klarheit über die neue Energie- und Klimapolitik der EU bis 2030 zu schaffen, um der Branche Investitionssicherheit zu bieten.

Regenerative Energien stecken nicht mehr in den Kinderschuhen

Nach der EU-Kommission muss ein neues Ziel für erneuerbare Energien „vorsichtig betrachtet“ werden, da die regenerativen Quellen nach 2020 nicht mehr in den Kinderschuhen stecken und mit „anderen CO₂-armen Energietechnologien“ immer stärker in Wettbewerb stünden. Im Jahr 2010 betrug der Anteil erneuerbarer Energien in der EU 12,7 %. Außerdem heißt es in dem Grünbuch-Entwurf, es müsse analysiert werden, ob lediglich ein Reduktionsziel zum Treibhausgasausstoß für 2030 „angebracht“ sei, den die EU-Kommission bis dahin um 40 % reduzieren will.

Klimawandel im Parlament

Das EU-Parlament hat nach einem Bericht der Börsenzeitung vom 17.04.2013 „nicht nur eine folgenreiche, sondern auch bemerkenswerte Entscheidung getroffen“: Folgenreich, weil Korrekturen am Emissionshandelssystem für die energieintensive Industrie viel teurer hätten werden können. Bemerkenswert, weil damit gerade die europäischste aller EU-Institutionen überraschenderweise eine Renationalisierung der Klimaschutzpolitik in Kauf nähme. Mit der Ablehnung der Vorschläge habe das EU-Parlament aber gleich ganz darauf verzichtet, überhaupt zu versuchen, den EU-Emissionshandel wieder zu einem funktionstüchtigen Lenkungssystem zu machen. Jetzt käme es mehr denn je auf die Ernsthaftigkeit der nationalen Anstrengungen an.

EU kritisiert deutsche Energiepolitik

Die EU-Kommission zeigt sich zunehmend verärgert über den deutschen Alleingang in der Energiepolitik. Klimaschutz und Energieeffizienz ließen sich in größeren Markträumen besser verwirklichen als im nationalen Maßstab, sagte der für Energie zuständige Kommissar Günther Oettinger auf einer Tagung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln (EWI). Oettinger warf die Frage auf, ob der Vorrang der Einspeisung von Ökostrom mit europäischem Binnenmarktrecht vereinbar sei. Deutscher Strom nehme seinen Weg über Polen und Tschechien, deren Netze nun überschüssigen Windstrom von der Nordseeküste verkraften müssten.

EU-Kommission will CO₂-Abscheidung voranbringen

Obwohl die unterirdische Speicherung von CO₂ in Deutschland oder in anderen europäischen Staaten wenn nicht gleich verboten, so doch mit fast unüberwindlichen Hürden beschränkt ist, soll sie nach dem Willen der EU-Kommission weiterhin entwickelt und angewendet werden. Zur Begründung teilte die Kommission mit, dass angesichts des steigenden Energiebedarfs, der voraussichtlich zu einem großen Teil durch fossile Brennstoffe gedeckt werden muss, auch eine breit angelegte Einführung von CCS erforderlich sein werde, um den CO₂-Ausstoß einzudämmen.

Die Kommission schlägt verschiedene Optionen vor, wie das erreicht werden soll und eröffnete hierüber im März 2013 eine Öffentlichkeitsbeteiligung.

Die CCS-Technologie kommt derzeit aus Kostengründen nicht zur Anwendung. Ein Kraftwerk mit CCS ist laut Kommission derzeit 60 bis 100 Prozent teurer als ähnliche konventionelle Anlagen ohne CCS. Die Speicherung von 1 Tonne CO₂ im Erdboden koste zurzeit zwischen

30 und 100 Euro. CCS muss aber nach Auffassung der Kommission jetzt erprobt und ab 2020 eingesetzt werden. Ohne diese Technik werde die EU ihr Ziel nicht erreichen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 Prozent zu reduzieren. Die Kommission erwägt nun einen Handel mit CCS-Zertifikaten oder eine gesetzliche Begrenzung des zulässigen CO₂-Ausstoßes für neue Stromproduktions- und Industrieanlagen, um der Technologie „auf die Sprünge“ zu helfen. Auch die gegen Ende 2012 gestoppte Förderung soll wieder aufgenommen und die Fördermittel in einer zweiten Ausschreibung nach Möglichkeit doch noch für die CCS-Technologie ausgegeben werden. 275 Millionen Euro stehen dafür im Jahr 2013 bereit.

EU plant Hürden für Kapazitätsmärkte

Die EU-Länder werden für national geplante Kapazitätsmärkte den Kraftwerksbau nicht staatlich fördern können. Sie sollen als öffentliche Daseinsvorsorge eingestuft werden und damit dem EU-Beihilferecht unterliegen. Damit könnten hohe Hürden beispielsweise für die Förderung von Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke aufgebaut werden. Der VDKi hatte sich schon immer gegen Investitionszuschüsse ausgesprochen. Nur wenn der Markt Preissignale aussendet, kann sich eine Investition lohnen. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen würden aber nicht einmal Investitionszuschüsse ausreichen, um eine Wirtschaftlichkeit der Anlagen darstellen zu können.

EU kündigt Kurswechsel in der Bewertung des EEG an

Wenn die deutsche Politik es nicht richtet, kommt die dringend überfällige Korrektur des EEG vielleicht nun aus Brüssel.

Aus Sicht von EU-Wettbewerbskommissar Joaquin Almunia ist das EEG europarechtlich in doppelter Hinsicht angreifbar: Zum einen die Befreiung stromintensiver Industrien und zum anderen das EEG insgesamt, dass Brüssel nunmehr als staatliche Beihilfe deklarieren will.

Die Neubewertung begründet die EU-Kommission mit der jüngsten Rechtsprechung des EUGH. Gegenüber dem Rechtszustand, der noch 2001 zu der Entscheidung geführt habe, dass das EEG nicht als staatliche Beihilfe zu bewerten sei, habe sich das Gesetz mittlerweile stark gewandelt. Spätestens seit 2010 gehe das EEG weit über eine Preisfestsetzungsregelung zugunsten erneuerbarer Energien hinaus. Dies könnte bedeuten, dass zukünftig das EEG insgesamt einem sog. Beihilfenotifizierungsverfahren unterworfen wird.

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Deutschland und die Euro-Krise – Wachstumsprognose für 2013 gesenkt

Auch Deutschland erlebte das schlimmste Jahr seit 2008. In den letzten drei Monaten des Jahres 2012 war die Wirtschaftsleistung in der Euro-Zone um 0,6 % gegenüber dem Vorquartal gesunken. Damit schrumpfte das BIP das dritte Mal in Folge.

Die Zahlen verdeutlichen, wie schwierig die Lage im Euro-Raum nach wie vor ist und dass die Schuldenkrise keinesfalls überwunden ist. Dennoch deuteten gegen Ende des vergangenen Jahres und Anfang dieses Jahres einige Indikatoren darauf hin, dass sich die Euro-Krise einem Ende nähern könnte. Aber selbst die größte Volkswirtschaft der Euro-Zone ist anfällig. Deutschland

erlebte das schlechteste Schlussquartal seit 2008. Die Wirtschaftsleistung sank um 0,6 % – stärker als von Analysten erwartet.

Unter dem Titel „Wettbewerbsfähigkeit – Schlüssel für Wachstum und Beschäftigung in Deutschland“ hat die Bundesregierung Anfang 2013 ihren neuen Jahreswirtschaftsbericht vorgelegt und damit einerseits ihre gesamtwirtschaftliche Jahresprojektion 2013 vorgestellt und andererseits Stellung zum Jahresgutachten 2012/2013 des Sachverständigenrates Wirtschaft bezogen.

Ausgewählte Eckwerte der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland¹⁾

	2011	2012	2013 Vorschau
Veränderungen gegenüber dem Vorjahr in %			
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt)	3,0	0,7	0,4
Erwerbstätige (im Inland)	1,4	1,0	0,0
Arbeitslosenquote in % ²⁾	7,1	6,8	7,0
Verwendung des BIP preisbereinigt			
Private Haushalte u. private Organisationen o. E.	1,7	0,8	0,6
Ausrüstungen	7,0	-4,4	-1,3
Bauten	5,8	-1,1	1,3
Inlandsnachfrage	2,6	-0,3	0,6
Exporte	7,8	4,1	2,8
Importe	7,4	2,3	3,5
Außenbeitrag (BIP-Wachstumsbeitrag) ³⁾	0,6	1,1	-0,1

¹⁾2011 Ergebnisse aktualisiert, 2012 vorläufige Ergebnisse

²⁾Bezogen auf alle Erwerbspersonen

³⁾Beitrag zur Zuwachsrate des BIP

HT-D1 Quelle: Prognose Jahresgutachten 2012/13 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Lage, BT-Drs. 17/4401

Die Bundesregierung erwartet im Jahresverlauf 2013 eine deutliche Erholung der deutschen Wirtschaft nach

einer konjunkturellen Schwächephase im Winterhalbjahr 2012. Diese wird im Jahreswirtschaftsbericht vor allem auf die abgeschwächte weltwirtschaftliche Entwicklung sowie die „Vertrauenskrise“ im Euro-Raum zurückgeführt. Die Beschäftigungslage und die Verbraucherpreise würden in Deutschland insgesamt stabil bleiben. Ab 2014 sei wieder mit einer Wachstumsrate deutlich oberhalb von einem Prozent zu rechnen (1,6 %).

Ein nachträglicher Vergleich mit der im Vorjahr aufgestellten Jahresprojektion 2012 mit der tatsächlichen Entwicklung zeigt, dass die Bundesregierung vor einem Jahr mit ihren Voraussagen zum BIP-Wachstum und zur Arbeitslosigkeit sehr treffsicher war, überschätzte aber die binnenwirtschaftlichen Komponenten und unterschätzte den Außenbeitrag, der für die deutsche Wirtschaft 2012 durch weitere Exportzusätze erneut die wichtigste Wachstumstütze war. Breiten Raum nimmt im Jahreswirtschaftsbericht die Energiepolitik bzw. die Energiewende ein. Aufgeführt werden die Ziele der Energiewende und die bisherigen Maßnahmen zu ihrer Umsetzung. Weiterhin wird angekündigt, dass die Kosten auf ein vertretbares Maß reduziert werden, damit die Energiewende auch in den kommenden Jahren gelingt. Hierfür sei eine „grundlegende Reform“ des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erforderlich. Diese Reform soll auch eine Überprüfung der Ausnahmetatbestände bei der EEG-Umlage beinhalten. Für eine zuverlässige Energieversorgung brauche Deutschland darüber hinaus „auch in Zukunft hochmoderne und flexible fossile Kraftwerke“. Die Suche nach Lösungen für ein zukunftsfähiges Marktdesign für den Kraftwerkssektor sei indessen noch nicht abgeschlossen.

Energieverbrauch wächst stärker als die Wirtschaft

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2012 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeits-

gemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) um 0,9 % gestiegen. Dies entspricht einer Erhöhung von 4,9 Mio. t SKE auf 466 Mio. t SKE. Damit liegt der Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012 über dem Niveau von 2011. Entscheidenden Einfluss auf die Erhöhung hatte vor allem die im Vorjahresvergleich deutlich kühlere Witterung, die den Wärmebedarf nach oben gedrückt hat. Von der nachlassenden Konjunktur gingen dagegen kaum Effekte aus.

Die Produktionsindizes im produzierenden Gewerbe veränderten sich im Jahr 2012 überwiegend negativ, in weniger energieintensiven Branchen stiegen sie zum Teil aber an:

- Metallerzeugnisse – 3,7 %,
- Maschinenbau + 1,0 %,
- Grundstoffchemie – 3,6 %,
- Fahrzeugbau 0,0 %,
- verarbeitendes Gewerbe gesamt – 1,3 %.

Berücksichtigt man den Einfluss der niedrigen Temperaturen auf die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs und unterstellt dabei Temperaturen wie im langjährigen Mittel, wäre nach Angaben der AGEB der Primärenergieverbrauch unter sonst unveränderten Bedingungen nicht um 0,9 % gestiegen, sondern um 0,8 % gesunken. Dabei wirkte sich der Temperatureffekt bei den einzelnen Energieträgern unterschiedlich aus. Er beeinflusst vor allem den Verbrauch von Erdgas und Mineralöl, die einen hohen Anteil am (von den Außentemperaturen abhängigen) Wärmemarkt haben.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2012 das Mineralöl mit einem Anteil von 33,1 %. Es folgt das Erdgas, dessen Anteil um 1,4 % auf 21,6 % in 2012 zunahm. Stein- und Braunkohle erhöhten ihren Beitrag zum Energiemix

auf 12,2 % bzw. auf 12,1 %. Am deutlichsten sind die Änderungen bei der Kernenergie, deren Verbrauchsanteil von fast 9 % im Jahr 2011 auf 8 % im Jahr 2012 fällt, sowie bei den erneuerbaren Energien, die ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch von 10,8 % (2011) auf 11,6 % (2012) steigerten. Die sonstigen Energieträger trugen (einschließlich des Stromaustauschsaldos) mit weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei. Dagegen fiel der rein statistische Effekt, der sich 2011 mit dem kräftigen Rückgang der Kernenergie auf der einen Seite sowie der deutlich gestiegenen Nutzung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien andererseits noch besonders stark auswirkte, in 2012 vor allem wegen des starken Anstieges der Stromexportüberschüsse kaum ins Gewicht. Gemessen an den Ursprungswerten hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft nach dem sprunghaften Anstieg um gut 8 % im Vorjahr in 2012 mit einem Minus von 0,2 % deutlich verschlechtert. Bereinigt um den Temperatureinfluss war die Energieproduktivität aber um 1,5 % höher als im Vorjahr. Von der Konjunktur gingen dagegen verbrauchsdämpfende Effekte aus. Zwar stieg die gesamte wirtschaftliche Leistung, jedoch verringerte sich im produzierenden Gewerbe – insbesondere in den energieintensiven Industrien – die Produktion um insgesamt 1,2 %.

Energieproduktivität			
	2011	2012	Differenz
			%
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro)	2.452	2.468	0,7
Primärenergieverbrauch in Petajoule (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	13.825	13.720	- 0,7
Energieproduktivität (in €/GJ)	177	180	1,4

HT-D2 Quelle: AGEBA, vorläufige Angaben

Anders als der Primärenergieverbrauch ist der Bruttostromverbrauch erneut gesunken; mit einem Minus von 1,3 % fiel der Rückgang fast so hoch aus wie im Vorjahr. Mit 595 Mrd. kWh wurde so wenig Strom brutto verbraucht wie seit 2003 nicht mehr. Dagegen ist die Bruttostromerzeugung um 1,4 % gestiegen. Dabei verlor die Kernenergie weiter an Gewicht. Ihr Anteil ging von 17,7 % auf 16,1 % zurück.

Anteil der Steinkohle am PEV um 3,1 % gestiegen – drittgrößter Versorgungsbeitrag im Energiemix

Der Steinkohleverbrauch erhöhte sich nach den vorläufigen Berechnungen 2012 um 3,1 % auf 57,0 Mio. t SKE (entsprechend 1.671 PJ). Dies bedeutet eine Steigerung von 1,7 Mio. t SKE. Damit leistete die Steinkohle mit einem Anteil von 12,2 % am Primärenergieverbrauch 2012 den drittgrößten Versorgungsbeitrag im Energiemix, wie bisher hinter Mineralöl und Erdgas, aber vor den Beiträgen der Braunkohle und der erneuerbaren Energien.

Während der **Kokskohle- und Koksverbrauch** der Stahlindustrie in Deutschland 2012 konjunkturbedingt um 10 % auf 15,4 Mio. t SKE zurückging, erhöhte sich der Einsatz von Kraftwerkskohle, auf den mehr als zwei Drittel des Gesamtverbrauchs an Steinkohle in Deutschland entfallen, um 6,1 % auf 40,1 Mio. t SKE. Im Wärmemarkt wurde ein leichter Anstieg von 1,4 auf 1,5 Mio. t SKE verzeichnet.

Die **Braunkohle** stieg ebenfalls kräftig um 5,3 % auf 56,1 Mio. t SKE. Damit deckte sie gut 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die **Erneuerbaren Energien** trugen mit 54 Mio. t SKE zur Energiebilanz bei. Dies ist eine Steigerung um gut 8 %. Bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gab es sehr starke Steigerungen gegenüber 2011 bei der Photovoltaik (+ 44 %) und bei der Wasserkraft (+ 18,8 %).

Aber auch die Biomasse (+ 8,8 %) legte reichlich zu. Dagegen wurde weniger Strom aus Windkraft erzeugt (- 5,7 %). Nach wie vor dominiert die Biomasse bei der Stromerzeugung mit einem Anteil von fast 57 % im Jahr 2012. An zweiter Stelle rangiert die Windenergie mit einem Anteil von 18,2 % bei der Stromerzeugung sowie 10,5 % zum gesamten inländischen Energiebedarf. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat inzwischen die Größenordnung des Beitrags der Wasserkraft überschritten. Sie steigerte ihren Beitrag im letzten Jahr um 44,3 % und hält nun einen Anteil an der Stromerzeugung aus regenerativen Energien von 11,1 %.

Von den rund 1.583 PJ oder 54 Mio. t SKE aus erneuerbaren Energien gingen:

- rund 914 PJ (58 %) oder 31,2 Mio. t SKE in die Stromerzeugung,
- rund 549 PJ (35 %) oder 18,7 Mio. t SKE in den Wärmemarkt,
- rund 120 PJ (7 %) oder 4,1 Mio. t SKE in die Kraftstoffherzeugung.

Stromerzeugung steigt um 1,4 %

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm in 2012 von rund 609 TWh in 2011 um 1,4 % oder rund 9 TWh auf rund 618 TWh zu. Dagegen sank der deutsche Bruttostromverbrauch um rund 8 TWh.

Energiemix der Bruttostromerzeugung				
Energieträger	2010	2011	2012	Differenz
	TWh	TWh	TWh	2011/2012 %
Braunkohle	145,9	150,1	159,0	5,9
Kernenergie	140,6	108,0	99,5	- 7,9
Steinkohle	117,4	112,4	118,0	5,0
Erdgas	86,8	82,5	70,0	- 15,2
Mineralöl	8,4	6,8	9,0	32,1
Erneuerbare Energien	102,8	123,5	136,2	10,2
Sonstige	26,7	25,6	25,9	1,7
Gesamt	628,6	608,9	617,6	1,4

HT-D4 Quelle: AGE B

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2011 und 2012¹⁾

Energieträger	2011		2012		Veränderungen			Anteile in %	
	Petajoule (PJ)	Mio. t SKE	PJ	Mio. t	2012 gegenüber 2011	%	2011	2012	
Mineralöl	4.537	4.513	154,8	154,0	-23	-0,8	-0,5	33,6	33,1
Erdgas	2.911	2.953	99,3	100,8	42	1,5	1,4	21,5	21,6
Steinkohle	1.621	1.671	55,3	57,0	50	1,7	3,1	12,0	12,2
Braunkohle	1.562	1.645	53,3	56,1	83	2,8	5,3	11,6	12,1
Kernenergie	1.178	1.085	40,2	37,0	-93	-3,2	-7,9	8,7	8,0
Erneuerbare Energien	1.465	1.583	50,0	54,0	118	4,0	8,1	10,8	11,6
Stromaustauschsaldo	-23	-83	-0,8	-2,8	-6,1	-2,1	---	-0,2	-0,6
Sonstige	267	278	9,1	9,5	11	0,4	4,1	2,0	2,0
Insgesamt	13.518	13.645	461,2	465,6	127	4,4	0,9	100,0	100,0

¹⁾ Alle Angaben sind vorläufig

HT-D3 Quelle: AGE B

Das **grenzüberschreitende Stromhandelsvolumen** (Summe Importe und Exporte) erreichte in 2012 rund 112 TWh bzw. 18 % der Bruttostromerzeugung. Während der Stromimport um fast 6 TWh zurückging, erhöhte sich der Export um über 11 TWh. Fast alle Energieträger, bis auf Kernenergie und Erdgas, hatten einen Zuwachs zu verzeichnen.

Die installierte Leistung der Windenergie stieg im Jahr 2012 um 2.248 MW auf 31.308 MW, davon 626 MW neu aufgebaute Anlagen und 432 MW Repowering. Insgesamt waren 23.030 Windenergieanlagen in Betrieb. Die Produktion ging jedoch von 48,9 TWh auf 46,0 TWh (- 9,4 %) zurück. Die Windkraftanlagen lieferten mit 1.470 h Vollaststunden weniger als im Jahr zuvor und damit nur noch 16,8 % ihrer Jahreskapazität.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien			
Energiequelle	2010	2011	2012*
	TWh	TWh	TWh
Wasserkraft	21	17,7	21,2
Windkraft	37,8	48,9	46
Biomasse	28,1	32,8	36
Müll**	4,6	4,8	4,9
Photovoltaik	11,7	19,3	28
Geothermie	0,1	---	0,1
Gesamt	103,3	123,5	136,2

* vorläufige Zahlen, z. T. geschätzt
 ** erneuerbarer Anteil, einschl. Biogas

HT-D5 Quelle: AGEb, BDEW, BWE

Die je kWh am höchsten subventionierte **Photovoltaik** legte prozentual (+ 44 %) am meisten zu. Die hohen Milliardenbeträge, die für die Einspeisung dieses Stroms vergütet werden, führten bisher zu einem **Anteil an der Bruttostromerzeugung von nur 4,7 %**.

Steinkohlemarkt in 2012 auf Vorjahresniveau – Steinkohleimporte insgesamt nur leicht gefallen

Der Steinkohleverbrauch insgesamt konnte seine Position gut behaupten. Der Primärenergieverbrauch an Steinkohle erhöhte sich nach korrigierten Zahlen von 2011 stark von 55,3 Mio. t SKE in 2011 um 1,7 Mio. t SKE auf 57,0 Mio. t SKE in 2012. Die Importkohle bewährte sich erneut als flexibler „swing-supplier“.

Der Steinkohleverbrauch in Mio. t SKE wurde wie folgt gedeckt:

Deckung des Steinkohle- verbrauchs in Deutschland				
	2010	2011	2012²⁾	2011/2012
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Veränderung Mio. t SKE
Importkohle	46,4	44,3	45,9	1,6
Inlandsproduktion ¹⁾	13,2	12,3	11,1	- 1,2
Gesamt	59,6	56,6	57,0	0,4

¹⁾ inkl. Bestandsabbau ²⁾ vorläufig

HT-D6

Die inländische Produktion passte ihre Förderung weiter an und reduzierte erneut ihre Produktion von 12,3 Mio. t SKE in 2011 um 1,2 Mio. t SKE auf 11,1 Mio. t SKE in 2012. Der Steinkohlenabsatz in t=t entwickelte sich folgendermaßen:

Steinkohleabsatz insgesamt in Deutschland			
Verwendung	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	45,8	44,5	43,3
Stahlindustrie	18,4	16,8	15,8
Wärmemarkt	1,8	1,9	2,2
Gesamt	66	63,2	61,3

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-D7

Der Mengenunterschied zwischen der „t-SKE“-Darstellung und der „t=t“-Darstellung liegt im Wesentlichen im Bereich der Kraftwerkskohle, da dort auch überwiegend Kohle mit Heizwerten unter 7.000 kcal/kg eingesetzt werden. Insofern liegen die t=t-Zahlen höher.

Die Importmengen trugen in 2012 mit 80 % zur qualitativ hochwertigen Versorgung des deutschen Marktes bei. Auch wurde in Deutschland mit 8,1 Mio. t fast so viel Koks erzeugt als ein Jahr zuvor mit 8,0 Mio. t. Die Versorgung der einzelnen Verbrauchergruppen teilen sich Importkohle und Inlandskohle 2012 wie folgt:

Verbrauchergruppen Importkohle und Inlandskohle in 2012			
	Importkohle	Inlandskohle	Gesamt¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	32,7	10,6	43,3
Hütten	14,7	1,1	15,8
Wärmemarkt	1,8	0,4	2,2
Gesamt	49,2	12,1	61,3

¹⁾ vorläufig

HT-D8

Damit deckte die Importkohle den

- Kraftwerksbedarf zu 76 %
- Hüttenbedarf zu 93 %
- Wärmemarktbedarf zu 82 %.

Die Einfuhren nach Qualitäten teilen sich wie folgt auf:

Einfuhren nach Qualitäten in Mio t (t=t)			
Produkte	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerkskohle	31,3	33,6	35,3 ¹⁾
Anthrazit	0,5	0,5	---
Kokskohle	9,2	10,0	9,6
Koks	4,1	4,2	3,0
Gesamt	45,1	48,3	47,9

¹⁾ einschließlich Anthrazit

HT-D9 Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Importzahlen in 2012 sich von den Verbrauchszahlen wegen Bestandsbewegungen unterscheiden. Dies gilt auch für die Vorjahre.

Bei der Kraftwerkskohle dominierten:

- Russland mit 10,5 Mio. t oder rund 30 %
- Kolumbien mit 9,0 Mio. t oder rund 25 %
- USA mit 7,1 Mio. t oder rund 20 %
- Polen mit 2,4 Mio. t oder rund 7 %
- Südafrika mit 2,0 Mio. t oder rund 6 %.

Russland avancierte zum größten Versorger für Kraftwerkskohle, gefolgt von Kolumbien und den USA. Südafrika und Polen lieferten erneut weniger Tonnagen. Im Trend verringert sich vor allem die Bedeutung Südafrikas für den deutschen Markt zunehmend. Bei Kokskohle waren die wichtigsten Lieferanten:

- Australien mit 4,1 Mio. t oder rund 43 %
- USA mit 2,7 Mio. t oder rund 28 %
- Kanada mit 1,5 Mio. t oder rund 16 %
- Russland mit 0,8 Mio. t oder rund 8 %.

Insgesamt ist die Versorgungsstruktur für alle Qualitäten breit diversifiziert und die Importe kommen überwiegend aus politisch stabilen Ländern. Es gab keine logistischen Probleme in 2012.

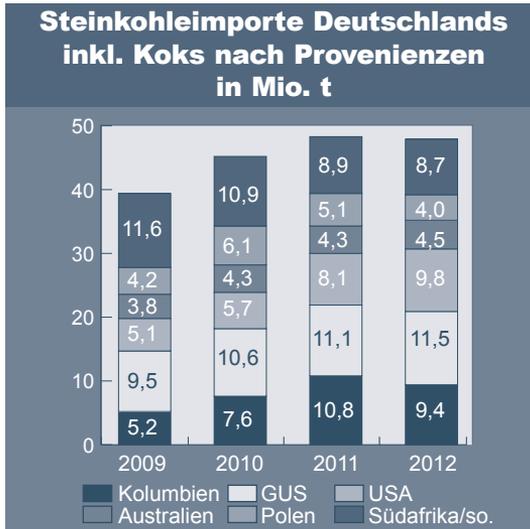


Bild 16 Quellen: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Die knapp 48 Mio. t Importkohle kamen über folgende Transportwege in die Bundesrepublik Deutschland:

Transportwege der Importkohle in Deutschland

Transportweg	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 ¹⁾ Mio. t
Deutsche Seehäfen	14,0	9,7	13,8
Eisenbahn	16,0	15,0	9,7
Binnenschiffe aus ARA-Häfen	15,0	23,7	24,4
Gesamt	45,0	48,4	47,9

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-D10

Energiepreise: Kraftwerkskohle verdrängt Gas bei der Stromerzeugung

Die maßgeblichen Wettbewerbspreise zur Kraftwerkskohle fielen zwar in 2012, aber auch die Kohlepreise fielen über das Jahr 2012 erheblich. Die Preisentwicklungen bei HS und Gas nahmen dabei differenzierte Verläufe. Während des Jahres ergab sich folgendes Bild:

Energiepreisentwicklung 2012

	01.01.12 €/t SKE	01.07.12 €/t SKE	31.12.12 €/t SKE
Schweres Heizöl (HS)	400	386	345
Erdgas an Kraftwerke	270	262	262
Importkohlepreis cif ARA (Spotmarkt)	99	85	75

HT-D11

HS folgte dem Trend des Rohölpreises mit einem deutlichen Preisverfall im Laufe des Jahres 2012. Der Gaspreis folgte dem Ölpreis nicht in diesem Maße und verharrte in der zweiten Jahreshälfte auf hohem Niveau. In allen Marktsituationen besaß die Importkohle in 2012 einen großen Wettbewerbsvorteil, der sich gegenüber Gas in 2012 wegen stärker gefallener Kohlepreise noch erhöhte.

Energiepreisentwicklung im Jahresdurchschnitt

	2010 €/t SKE	2011 €/t SKE	2012 €/t SKE	Veränderung 2011/2012 %
Schweres Heizöl (HS)	270	355	394	11,0
Erdgas / Kraftwerke ¹⁾	222	256	260	1,6
Grenzübergangspreis/ Importkohle	90	112	98	- 12,5

¹⁾ Jahresmittelwerte BAFA-Preis

HT-D12

Die Preisvorteile von Importkohle zu HS und Gas verstärkten sich auf Basis obiger Werte gegenüber den Vorjahren:

Preisvorteile der Importkohle			
	2010	2011	2012
	€/t SKE	€/t SKE	€/t SKE
Importkohle/HS	180	243	296
Importkohle/Gas	132	144	162

HT-D13

Der deutsche Grenzübergangspreis („BAFA“-Preis) folgt der Spotmarktentwicklung (API#2) mit einer Zeitverzögerung von ca. 3 Monaten.

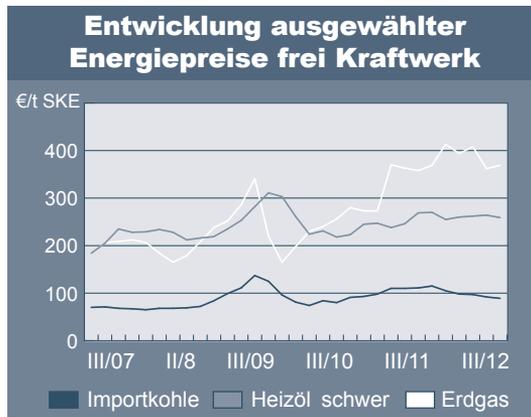


Bild 17

Für die Darstellung der Kokskohlepreise haben die sog. Vertragsbenchmarkpreise für „hard-coking-coal“ heute nicht mehr die Bedeutung wie früher. Daher werden hier nur noch die Grenzübergangspreise für alle Arten von Kokskohle aus Drittländern dargestellt.

Drittländer Grenzübergangspreis Kokskohle in €/t¹⁾

2008	133,00
2009	174,00
2010	175,00
2011	185,00
2012	188,00

¹⁾ Durchschnittswerte über alle metallurgischen Kohlen

HT-D14

In den deutschen Grenzübergangspreis fließen nicht nur der „hard-coking-coal“-Preis, sondern auch der für „semi-soft-coking-coal“ und der für PCI-Qualitäten mit ein. Wie bei der Kraftwerkskohle spielt auch das Verhältnis Euro zu US-Dollar eine bedeutsame Rolle.

In 2012 wurde mit 188 Euro/t im Durchschnitt zwar ein leicht höherer Preis für Kokskohle als in 2011 erreicht. Bedingt durch eine schwache Stahlkonjunktur weltweit brachen die Preise aber im 4. Quartal 2012 nochmals ein.

Die Kokspreise entwickelten sich wie folgt:

Kokspreisentwicklung (Grenzübergangspreise)	
	Drittlands- Importe
	€/t
2010	260,00
2011	320,00
2012	259,00
Veränderung 2011/2012	- 61,00

HT-D15

Die Kokspreise fielen stark wegen der zurückgegangenen weltweiten Stahlkonjunktur. Für 2013 ist weiterhin mit eher rückläufigen Mengen und Preisen zu rechnen.

Tendenzen der Kohlepreisentwicklung in 2013: Druck auf Mengen und Preise scheint anzuhalten

Die Preise für Kohle CIF-ARA befinden sich seit dem Jahresanfang 2012 mehr oder weniger auf Talfahrt und bewegten sich in einer Spanne von 86-106 US\$/t und damit unter dem jeweiligen Preis des Vorjahres. Der Markt ist überversorgt, nachfragestimulierende Impulse fehlen weltweit. Diese Tendenz hielt auch in den ersten Monaten des Jahres 2013 an.

Andererseits ist der US-Dollar gegenüber dem Euro mal stärker, mal schwächer, was sich mal als preisdämpfend mal als preistreibend für die Euro-Zone auswirkt.

Auf Basis der Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle im 1. Quartal 2013 dürfte der BAFA-Preis im Laufe des Jahres ein Preisniveau von schätzungsweise 80 bis 85 Euro/t SKE erreichen.

Die Kokskohlepreise dürften wegen fehlender Impulse auf dem Stahlmarkt auch in 2013 unter Druck bleiben. Spotpreise für „hard-coking-coal“ lagen im März 2013 bei rund 165 US\$/t fob. Sie könnten aber noch weiter fallen, sollte die Stahlkonjunktur vor allem in Asien nicht anziehen. Für das 2. Quartal 2013 wurden bereits Spotpreise von unter 160 US\$/t fob Australien genannt.

Stahlproduktion in 2012 leicht gefallen

Die Stahlindustrie verzeichnete in 2012 eine Schrumpfung. So ging die Rohstahlproduktion von 44,3 Mio. t in 2011 um 3,7 % auf 42,7 Mio. t zurück und blieb damit auch noch unter dem Jahr 2010. Die Roheisenproduktion sank entsprechend weiter von 27,9 Mio. t in 2011 auf 27,0 Mio. t. Die Stahlerzeugung dürfte wegen der schwierigen weltweiten Konjunktur auch in 2013 in der Tendenz eher sinken, wenn auch der Rückgang kleiner ausfallen dürfte. Eine Wiederbelebung der Stahlnachfrage im

Laufe des Jahres 2013 wäre Ausdruck eines Anziehens der Konjunktur in Deutschland bzw. in der Welt.

Roheisenproduktion				
	2010	2011	2012	Differenz 2011/2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Rohstahl	43,8	44,3	42,7	-3,7
Roheisen	28,5	27,9	27	-3,2

HT-D16 Quelle: Stahl-online

Der durchschnittliche spezifische Verbrauch an Energieträgern betrug in der deutschen Stahlindustrie:

Verbrauch der Stahlindustrie				
Energieträger	2010	2011	2012	
Koks (trocken kg je t / Roheisen)	365	346	337,5	
Einblaskohle (kg je t / Roheisen)	138	133	146,5	
Sinterbrennstoffe (kg je t / Roheisen)	48	50	48,6	
Öl (kg je t / Roheisen)	11	14	8,8	

HT-D17

Durch die schlechtere Auslastung der Hochöfen sank der spezifische Verbrauch des Koks, aber der Verbrauch von Einblaskohle stieg.

Preise für EU-Emissionsrechte bleiben unter Druck

2012 war das letzte Jahr der 2. Periode des CO₂-Handels, die von 2008 bis einschließlich 2012 reicht. Der unaufhaltsame Preisverfall der CO₂-Zertifikate wird aber sehr unterschiedlich gesehen.



Bild 18 Quelle: Reuters

Es waren vor allem die politischen Diskussionen um die nachträgliche Veränderung der zu versteigern den Emissionsrechte, die zu einem entsprechenden Preisverfall für CO₂-Zertifikate führte. Ein Mehrverbrauch der fossil gefeuerten Kraftwerke in 2012 brachte keinerlei Kompensation.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Preiserwartung per 04/2013 für die Jahre 2013 bis 2016:

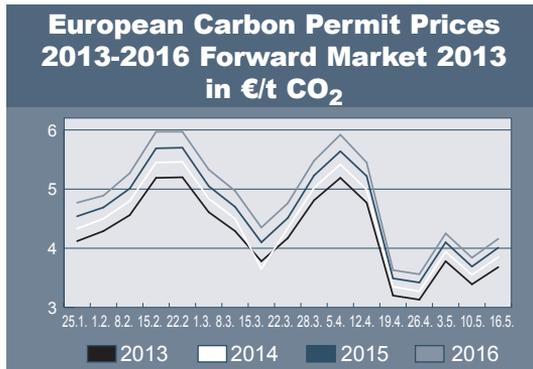


Bild 19 Quelle: Mc Closkey, Spectron based

EU-Parlament: Keine Korrekturen beim Emissionshandel

Das EU-Parlament hat einen Vorstoß der EU-Kommission verhindert, der zum Ziel hatte, dass die stark gesunkenen Preise für CO₂-Zertifikate wieder anziehen. Die Europaabgeordneten lehnten mit einer knappen Mehrheit den Vorschlag der EU-Kommission ab, von den demnächst anstehenden Versteigerungen insgesamt 900 Millionen „Verschmutzungsrechte“ um fünf bis sechs Jahre zu verschieben. Begründet wurde der Vorschlag des sog. Backloadings von der für Klima zuständigen Kommissarin Hedegaard damit, dass Angebot für CO₂-Zertifikate entgegen der Richtlinie neu auszutarieren, um den anhaltenden Preisverfall zu bremsen. Unmittelbar nach dem Votum stürzten die Preise für CO₂-Rechte um etwa 45 % auf 2,63 Euro je Tonne/CO₂ in den Keller, um sich anschließend bei rund 3 Euro/t CO₂ zu stabilisieren. Angesichts des Überangebotes an Zertifikaten rechnen die Experten des Carbon Solution Teams von UniCredit mit einem möglichen weiteren Preisverfall in den nächsten Monaten auf 1-2 Euro/t CO₂. Nach dem Parlamentsvotum wird der Vorschlag erst einmal in den Ausschuss zurückverwiesen – viele sehen aber nur wenige Chancen, dass dieser Vorschlag umgesetzt wird. Wenn es ein marktgetriebenes Modell bleiben soll, verbieten sich jegliche interventionistische Schritte seitens der EU-Kommission auf Basis der bisherigen Rechtslage.

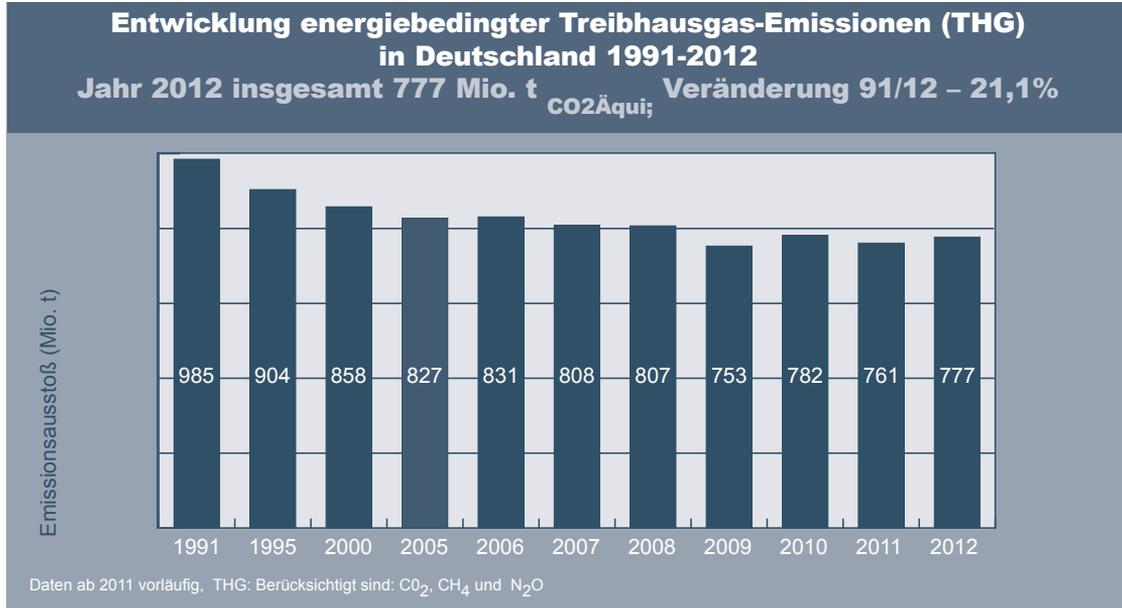


Bild 20 Quelle: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWi-Energiedaten, Tab. 10, 6/2012, UBA 2/2013

CO₂-Emissionen in Deutschland 2012 knapp über dem Niveau von 2011

Laut Presseinformation des Umweltbundesamtes liegen die CO₂-Emissionen der 1.627 emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland im Jahr 2012 knapp über dem Niveau des Vorjahres. Sie belaufen sich auf 452,4 Mio. t CO₂. 2011 betrug der Ausstoß 450,3 Mio. t CO₂. Sie liegen aber insgesamt auf der Höhe der jährlichen Emissionsobergrenze (cap) der zweiten Handelsperiode mit 451,8 Mio. t CO₂.

Erheblich beigetragen zu dieser Entwicklung hat im Vergleich zu 2011 der Rückgang der Emissionen bei den energieintensiven Anlagen um 3 %. Andererseits war der verstärkte Einsatz von Braun- und Steinkohlekraftwerken für eine Steigerung von jeweils 4 % verantwortlich.

Gipfel in Doha endet mit Minimalergebnis Stärkere Anstrengungen im Klimaschutz sind zunächst vertagt. Herbe Kritik von Wirtschaft und Umweltschützern.

Das Resultat von Doha ist nach Ansicht von Umweltschützern und Wirtschaftsvertretern gleichermaßen als äußerst dürftig zu bewerten. Die Staatengemeinschaft beschloss nach langen Verhandlungen, das Ende 2012 ausgelaufene Kyoto-Protokoll bis 2020 zu verlängern. Jedoch rettete sie damit nur das Instrumentarium. Vorgaben zur Reduktion von Treibhausgasemissionen sind damit nicht verbunden. Zudem wurden sehr vage Finanzausgaben für vom Klimawandel betroffene Staaten beschlossen, ebenso ein Arbeitsplan für den ab 2020 geplanten Weltklimavertrag. Die Industrieländer wurden verpflichtet, bis 2014 höhere Klimaschutzziele einzureichen.

Neben den 27 EU-Staaten verpflichtet sich bei Kyoto II zehn weitere Länder, die aber zusammengenommen nur für 15 Prozent der globalen Emissionen stehen. Große Emittenten wie Russland, Kanada und Japan haben bereits entschieden, keine bindenden Verpflichtungen im Kyoto-Rahmen ab 2013 übernehmen zu wollen. Dennoch gilt eine Verlängerung des Kyoto-Protokolls als kleine Hoffnung, damit andere Staaten sich später möglicherweise doch noch in einen Weltklimavertrag mit verbindlichen Reduktionszielen einbinden lassen.

Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Zentrale Ergebnisse des Berichts aus Sicht der Bundesregierung (Auszug) sind: Energieverbrauch und Energieeffizienz

- Der Energieverbrauch sei im Jahr 2011 trotz deutlich steigender wirtschaftlicher Tätigkeit kräftig zurückgegangen (- 4,9 Prozent). Der Bruttostromverbrauch läge 2011 um 1,5 Prozent unter dem Wert des Vorjahres und um 2,1 Prozent unter dem Verbrauch von 2008.
- Beide Entwicklungen würden allerdings durch vergleichsweise milde Temperaturen begünstigt.
- Im Zeitraum 2008 bis 2011 habe sich die Energieeffizienz verbessert (Erhöhung der Endenergieproduktivität um durchschnittlich 2 Prozent pro Jahr). Um das Ziel der Bundesregierung zu erreichen (+ 2,1 Prozent pro Jahr bis 2020), sei eine Verstärkung des laufenden Trends erforderlich.

Erneuerbare Energien

- Beim Ausbau der erneuerbaren Energien läge Deutschland insgesamt auf Zielkurs. Der Anteil

erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch sei 2011 auf über 12 Prozent gestiegen.

- Im Strombereich läge der Ausbau der erneuerbaren Energien über dem Mindestzielkurs. Die erneuerbaren Energien hätten 2011 erstmals die Marke von 20 Prozent am Bruttostromverbrauch überschritten, im ersten Halbjahr 2012 läge der Anteil bei etwa einem Viertel.
- Durch die Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG entstünden Kosten, die auf die Stromverbraucher umgelegt würden. 2011 habe die EEG-Stromeinspeisemenge rund 91,2 TWh betragen, die Differenzkosten lägen bei 12,1 Mrd. Euro (2010: 9,4 Mrd. Euro).
- Kosteneffizienz sowie Markt- und Systemintegration seien wesentliche Herausforderungen, die durch Anpassungen des EEG teilweise bereits angegangen wurden. Für die Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien sei darüber hinaus eine grundlegende Reform des EEG erforderlich.

Versorgungssicherheit

- Die Versorgung Deutschlands mit energetischen Rohstoffen sei im Jahr 2011 wie in den Vorjahren nicht gefährdet gewesen.
- Der Stromsektor befände sich aufgrund der Abschaltung von Kernkraftwerken mit einer Kapazität von 8,4 GW und wegen des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien in einer Umbruchphase.
- Die Versorgungssicherheit in Deutschland sei 2011 weiterhin hoch gewesen, die Netzsituation in Süddeutschland sei jedoch angespannt. Deswegen würden mit der aktuellen EnWG-Novelle neue gesetzliche Bestimmungen für die Sicherung von Kraftwerksreservekapazitäten getroffen. Darüber hinaus wollten Bundesregierung und Länder einen abge-

stimmten Vorschlag für einen ordnungspolitischen Rahmen erarbeiten, der eine marktwirtschaftliche Lösung für die mittel- und langfristig ausreichende Sicherstellung von Reservekapazitäten gewährleisten würde.

- Um den Umstieg auf die erneuerbaren Energien zu ermöglichen und um gleichzeitig die hohe Versorgungssicherheit garantieren zu können, sei ein Ausbau der Höchstspannungsnetze dringend geboten.
- Insgesamt sei die deutsche Stromversorgung eine der sichersten in Europa.
- Deutschland habe beim Stromhandel in den letzten Jahren mengenmäßig einen Exportüberschuss erzielt.

Treibhausgase

- Bis zum Jahr 2011 sei bereits eine Gesamtreduktion der Treibhausgasemissionen von 26,4 Prozent gegenüber 1990 erreicht worden.
- Mit über 80 Prozent seien die energiebedingten Treibhausgasemissionen die bei weitem bedeutendste Quelle. Andere Quellen seien Industrieprozesse, die Landwirtschaft und die Abfallwirtschaft.

Energiepreis und -kosten

- Im Jahr 2011 seien – wie bereits in den Vorjahren – die Verbraucherpreise für Energie und damit die Energiekosten für Haushalte und Unternehmen zum Teil erheblich angestiegen. Auch der Anteil der Energiekosten an der gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung sei gestiegen. Wenn auch in Einzelfällen die Belastungsfähigkeit bestimmter Verbrauchergruppen mit Energiekosten an Grenzen stoße, sei insgesamt die Wettbewerbsfähigkeit beziehungsweise die Bezahlbarkeit der Energieversorgung gewährleistet gewesen.

- Die Bundesregierung behalte die Entwicklung der Energiepreise im Blick und werde weiterhin darauf achten, dass sie auch in Zukunft für Verbraucher ebenso wie für Unternehmen bezahlbar blieben.
- 2011 habe die EEG-Umlage zu Preiserhöhungen bei den Endverbrauchern beigetragen. Allerdings seien durch die hohe Stromproduktion bei den erneuerbaren Energien auch die Großhandelspreise an der Strombörse teilweise gesunken. Um die Auswirkungen des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den Strompreis zu begrenzen, arbeite die Bundesregierung gemeinsam mit den Ländern an einer grundlegenden Reform des EEG.
- Eine umfassende Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiewende sei aufgrund der kurzen Umsetzungsperiode noch nicht möglich.

Stellungnahme der Experten-Kommission zum ersten Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“

Der Monitoring-Prozess der Bundesregierung sieht vor, dass eine unabhängige Expertenkommission bestehend aus vier Energiewissenschaftlern die zuständigen Regierungsstellen bei der Erarbeitung des Monitoring-Berichts unterstützt. Darüber hinaus soll die Expertenkommission den Monitoring-Bericht begutachten und in einer eigenen Stellungnahme kommentieren. Dies hat die Kommission parallel zum Monitoring-Bericht gemacht und eine Reihe grundlegender Kritikpunkte aufgeführt:

- Die Experten-Kommission vermisst bei der Energiewende die **Koordination der deutschen mit der europäischen Energie- und Klimapolitik**, obwohl diese in den europäischen Energierechtsrahmen eingebettet ist und die energie-wirtschaftlichen Interdependenzen groß sind.

- Inkonsistenzen und Konflikte bei den einzelnen Zielen innerhalb des komplexen Zielbündels der Energiewende sind nach Ansicht der Kommission zu vermeiden. Sie schlägt daher eine „**Zielhierarchisierung**“ vor. Konkret soll sich die deutsche Energiepolitik der kommenden Jahre auf zwei „Oberziele“ mit klarem Zeithorizont beschränken und die anderen Ziele als „Unterziele“ oder maßnahmenbezogene Umsetzungsziele behandeln, die flexibel anzupassen sind, wenn sie sich nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohen ökonomischen, sozialen oder ökologischen Belastungen realisieren lassen.

Als Oberziele schlägt die Experten-Kommission

1. die Senkung der Treibhausgasemissionen in Deutschland um 40 % bis 2020 und
2. den beschlossenen planmäßigen Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 vor.

Welcher Energiemix sich mit welchem Anteil erneuerbarer Energien auf diesem Weg einstellt, wäre demgemäß nachrangig zu behandeln, unterschiedliche Zielerreichungspfade müssten möglich bleiben.

Mit dieser Kritik widerspricht die Experten-Kommission der praktizierten politischen Fixierung auf kurz- und mittelfristige quantitative Ausbauziele für den regenerativen Strom. Andererseits fordert die Expertenkommission aber auch, schon jetzt die Konsequenzen möglicher Zielverfehlungen in Betracht zu ziehen und Kompensationspotenziale zu prüfen. Als zentrale Schlussfolgerung dieser Analyse ergibt sich nach der Expertenkommission, dass für den Erfolg der Energiewende „die Senkung des Energiebedarfs im Wärmesektor eine besonders kritische Rolle“ spielt.

- Hinsichtlich der politischen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien bewertet die Kommission das Globalziel eines Anteils der erneuerbaren Energien (EE) von 18 % am Bruttoendenergieverbrauch in 2020 als erreichbar – wenn auch anspruchsvoll. Während in der Stromerzeugung der Ausbau der EE zwar schneller vorangehe als geplant, sieht die Experten-Kommission besonders im Wärme- und im Verkehrsbereich das Erreichen der Zielsetzungen bis 2020 als schwierig an.
- Weiterhin zeigt sich die Experten-Kommission verwundert darüber, dass der Monitoring-Bericht sich an mehreren Stellen **Fragen der Versorgungssicherheit zuwendet, aber die Position der Bundesregierung intransparent bleibt und Indikatoren fehlen.** Die Kommission schlägt daher vor, für die Stromversorgungssicherheit den „Umfang der gesicherten Leistung im Verhältnis zur Jahreshöchstlast als Indikator“ zu verwenden. Danach zeige sich, dass „die aktuell geplanten Kapazitäten deutlich nicht ausreichen“, weswegen nicht zuletzt auch aufgrund zögerlichen Netzausbaus „die Versorgungssicherheit im Bereich der Elektrizitätswirtschaft kritisch“ gesehen wird.
- Das im ersten Monitoring-Bericht aufgestellte Indikatorensystem hält die Experten-Kommission für verbesserungsbedürftig. Hier empfiehlt sie eine Konzentration auf eine kompaktere Liste von „Leitindikatoren“, die zudem leicht nachvollziehbar sein sollten.

Kritik an der Umsetzung der Energiewende hält an

Neben der Experten-Kommission üben auch weitere führende Wirtschaftsexperten namhafter Organisationen, Institutionen und Verbände Kritik an der Umsetzung der Energiewende.

- Der Vorsitzende des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung wirft der Bundesregierung Versäumnisse vor.
- Der Präsident des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI) in Essen sieht ein eklatantes Missverhältnis zwischen dem stark vorausschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien und dem kaum vorankommenden Ausbau der Infrastruktur, allen voran der Stromnetze im Inland. Er mahnte an, das Ausbautempo bei den Erneuerbaren zu verlangsamen und an das Tempo des Infrastrukturausbaues anzupassen. Außerdem warnt er vor negativen Folgen für deutsche Unternehmen wegen hoher Energiepreise.
- Der Direktor des Hamburgischen Weltwirtschaftsinstituts (HWWI) vermisst ein Konzept, um steigende Kosten zu verhindern, insbesondere ein kosteneffizientes Fördersystem bei den erneuerbaren Energien.
- Für den Präsidenten des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) ergeben sich für die kommenden Jahre drei Großbaustellen: Netzausbau und -umbau, Zubau von Kraftwerkskapazitäten und Minimierung der Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien. Diese Aufgaben müssten zu einem Gesamtkonzept verzahnt werden, bei dem die Abfolge der Reformschritte und Fördermaßnahmen aufeinander abgestimmt sind. Ein solches Konzept sei aber bisher nicht zu erkennen.
- Auch der BDI geht auf Konfrontationskurs in Sachen Energiewende. Auf dem Energiewende-Kongress sagte der Ende des Jahres ausgeschiedene Präsident, es sei nicht allein die Rede davon, dass Unternehmen ins Ausland verlagert und damit Arbeitsplätze in Deutschland abgebaut werden könnten. Es drohe auch der Zusammenbruch der international einzigartigen Wertschöpfungsketten in Deutschland, wenn es der Politik nicht gelinge, die explodierenden Kosten des Umbaus in den Griff zu bekommen. Die Wirtschaftlichkeit der Energiewende sei bereits jetzt akut gefährdet. Teuer, riskant und nicht durchdacht – so stellt sich das Projekt aus Sicht des BDI dar.
- Erstmals in der Geschichte des Initiativkreises Ruhr, in dem die ca. 70 größten Unternehmen des Ruhrgebietes zusammengeschlossen sind (u. a. E.ON, RWE, ThyssenKrupp, Evonik, Hochtief, Imperial Logistics International und RAG), verabschiedete dieser im Frühjahr 2013 ein Positionspapier Energiewende, das sich kritisch mit der Energiepolitik auseinandersetzt (<http://www.i-r.de/wp-content/uploads/EnergiepolitischesPapier.pdf>). Nicht weil die Unternehmen des Initiativkreises die Energiewende pauschal ablehnen, sondern weil sie über die Art und Weise beunruhigt sind, wie sie umgesetzt wird. Es wird gefordert, dass die Rahmenbedingungen der Energiewende plan- und beherrschbar sein müssten und die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie und Energiewirtschaft nicht verschlechtern dürften. International wettbewerbsfähige Energiepreise und Versorgungssicherheit blieben die wichtigsten Faktoren für die Stellung Nordrhein-Westfalens im Standortwettbewerb der energieintensiven Industrien. Dringend fordern die Unternehmen die Politik auf, sowohl die Steuerungselemente als auch den Netzausbau mit der Europäischen Union abzustimmen. Regionale Alleingänge würden dem Gelingen der Energiewende schaden. Die Energiepolitik müsse im europäischen Kontext verstanden und gestaltet werden.

Steinkohle für die Energiewende unverzichtbar – neues Strommarktdesign aber dringend überfällig

Die Prognos AG hat 2012 im Auftrag des Vereins der Kohleimporteure e.V. eine Untersuchung zur Bedeutung thermischer Kraftwerke für die Energieversorgung durchgeführt. Die Studienergebnisse zeigen, auch in der Zeit der Energiewende bleiben diese unverzichtbarer Bestandteil der Stromversorgung Deutschlands. Wenn auch zunehmend Strommengen in Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (hauptsächlich Wind und Photovoltaik) hergestellt werden, bleiben die jederzeit verfügbaren thermischen Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe auch im Jahr **2050 weiterhin das Fundament der Stromversorgungssicherheit. Die thermischen Kraftwerke brauchen allerdings ein neues Strommarktdesign, da das bestehende Marktdesign mit Subventionierungen der EE über das EEG und Vorranginspeisung ohne Rücksicht auf einen entsprechenden Bedarf eine ungleiche Konkurrenzsituation** zu den thermischen Kraftwerken erzeugt, die deren marktgetriebene Weiterentwicklung behindert.

Die zentralen Ergebnisse der Studie sind:

- Thermische Kraftwerke werden in Deutschland auch langfristig für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit unverzichtbar sein.
- Zur Leistungsabsicherung sind unter Berücksichtigung der erneuerbaren Energie, dem Lastmanagement, dem internationalen Netzausbau sowie dem Ausbau von inländischen Speichern mindestens 59 GW (2020), 52 GW (2030) bzw. 46 GW (2050) an regelbarer gesicherter Kraftwerksleistung nötig. Diese wird auch langfristig im Wesentlichen durch konventionelle thermische Kraftwerke gewährleistet werden müssen.
- Die Bereitstellung der Kraftwerksleistung kann über den Neubau von Kapazitäten oder durch das Retrofit – die Modernisierung – von Altanlagen erfolgen. Im Vergleich der untersuchten Szenarien führt ein Strommarktdesign, welches lebensdauerverlängernde Maßnahmen bei Bestandskraftwerken wirtschaftlich ermöglicht, zu volkswirtschaftlichen Vorteilen gegenüber einem Stromversorgungssystem, das stärker auf den Neubau von thermischen Kraftwerken ausgerichtet ist. Die Vollkosten des konventionellen Stromerzeugungssystems liegen bei der Nutzung von Bestandskraftwerken im Zeitraum bis zum Jahr 2020 insgesamt um über 4 Milliarden Euro, bis 2030 um etwa 11 Milliarden Euro und bis 2050 insgesamt sogar um etwa 24 Milliarden Euro niedriger als in einem Szenario, welches auf Neubau, vor allem von Gasturbinen, setzt. Die Auswirkungen auf die mittel- bis langfristigen Klimaschutzanstrengungen sind dabei vergleichsweise gering. Auch mit einem System, das auf Retrofit von Bestandsanlagen setzt, lassen sich langfristig die Klimaziele erreichen.
- Die Finanzierung von Retrofit kann durch das Zulassen von Preisspitzen erfolgen, oder alternativ durch einen für Altanlagen offenen und diskriminierungsfreien Kapazitätsmechanismus. Die Möglichkeit einer Finanzierung über Preisspitzen setzt jedoch eine Finanzierung über Preisspitzen setzt jedoch voraus, dass eine signifikante Nachfrageflexibilität im Markt zur Verfügung steht. Ist dies nicht in ausreichendem Maße gegeben, müssen Mechanismen gefunden werden, die Grenzkraftwerken die Finanzierung ihrer Fixkosten ermöglichen.
- Die Einführung einer strategischen Reserve, möglichst mit marktbasieren Mechanismen, kann als kurzfristige Lösung eine Art Versicherung gegenüber Stromausfällen darstellen, so lange Unsicherheiten

über die Aktivierung der Nachfrageflexibilität bestehen. Eine dauerhafte nachhaltige Lösung des Problems ist dies aber nicht.

- Kurz- und mittelfristig drohen aber aufgrund der jetzigen Strommarktpreise Stilllegungen von Bestandskraftwerken, die langfristig voraussichtlich noch benötigt werden und dadurch die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland erheblich gefährdet werden könnte.

Bedeutung thermischer Kraftwerke für die Energieversorgung von morgen

Die installierte Leistung thermischer Kraftwerke ist zu rund 90 % verfügbar. Aufgrund des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien nimmt aber der Anteil des produzierten Stroms aus thermischen Anlagen vor dem Hintergrund des Wachstums erneuerbarer Energien kontinuierlich ab, da sie nur den verbleibenden Strombedarf decken. So hat sich der Anteil der Quellen, aus denen der Strom im Netz stammt, in den letzten Jahren deutlich verändert. Der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung ist seit 2000 von gut 29 % auf 16 % im Jahr 2012 gesunken, hier ist zudem der beschlossene vorzeitige Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 zu beachten. Die Erzeugung der Braunkohlekraftwerke war in diesem Zeitraum nahezu konstant bis leicht steigend, die Erzeugung aus Steinkohle ging um etwa 17 % zurück. Die Erzeugung der erneuerbaren Energien stieg hingegen im selben Zeitraum um 350 % und hält nun einen Anteil von 22 %.

Versorgungssicherheit können derzeit nur die thermischen Kraftwerke gewährleisten.

Zu den energiepolitischen Zielen „Erhaltung der Versorgungssicherheit“ und „Bezahlbarkeit der Energieversorgung“ gibt es keine quantifizierten Festlegungen

der Bundesregierung. Hierfür wird betriebsbereite Kraftwerkskapazität benötigt, die zu jedem Zeitpunkt den bestehenden Strombedarf produzieren kann und ein Systembetrieb, der den jederzeit notwendigen Ausgleich zwischen Stromeinspeisung und -entnahme gewährleisten kann.

Damit der Systembetrieb, der neben dem Gleichgewicht im Stromnetz in Bezug auf Ein- und Ausspeisung auch die damit verbundenen Frequenz- und Spannungsschwankungen auf einem qualitativ akzeptablen Niveau halten kann, dauerhaft funktioniert, besteht ein Leistungsbedarf von 15 bis 20 GW an konventioneller Leistung. Bei der angestrebten Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien, muss daher zukünftig sichergestellt werden, dass alle Systemdienstleistungen, wenn sie nicht durch erneuerbare Technologien erbracht werden, durch konventionelle Kraftwerke erbracht werden müssen. Eine der großen Herausforderungen ist daher, den Markt für Systemdienstleistungen auf die neuen Gegebenheiten anzupassen.

Strommarktentwicklung

Die zuvor beschriebenen Herausforderungen an das Stromsystem werden je nach Szenario des weiteren Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende früher oder später gelöst werden müssen – aus der heutigen technischen Sicht eine prinzipiell lösbare Aufgabe, die allerdings Änderungen im Zuschnitt des Strommarktes und Preisanreize zum Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke erforderlich machen. Die Vielzahl an Herausforderungen und deren Wechselwirkungen bergen bei allen Anstrengungen auch noch ein erhebliches Umsetzungsrisiko (insbesondere der Netzausbau und die Errichtung von Offshore-Anlagen), das vielfach zu wenig beachtet wird.

Zukünftig werden noch größere Teile des Strommarktes externen Eingriffen unterliegen. Daher müssen erhebliche Anstrengungen unternommen werden, um weiterhin ausreichend Wettbewerbselemente in der Stromversorgung zu erhalten, die eine Ausdifferenzierung der Strukturen und der Akteure erlauben. Hierbei steht insbesondere die erneuerbare Stromerzeugung im Vordergrund, die vollständig in den Markt zu integrieren ist, d.h. nur wenn am Markt Strom benötigt wird, erhalten die EE eine Vergütung, die sich zudem an den Marktverhältnissen zu orientieren haben und keinesfalls mehr eine feste Vergütung über Jahrzehnte beinhalten darf. Die Herausforderung wird darin bestehen, einen Markt zu entwickeln, in dem Erzeugungstechniken jedweder Art in einen gleichberechtigten, nicht diskriminierenden Wettbewerb treten können, um langfristig die effizienteste und effektivste Stromversorgung sicherzustellen.

Der bisher bestehende Strommarkt umfasst zwei Segmente, den Energy-Only-Markt und den Markt für Regelleistung. Die Erträge der Kraftwerksbetreiber werden traditionell zu über 90 % auf dem Energy-Only-Markt erzielt. Der Strom wird nach Erfüllungsfristen an Börsen und in bilateralen Geschäften mit Bezug zu Börsenpreisen gehandelt. Kraftwerksbetreiber und Nachfrager geben jeweils anonyme Gebote ab, die Börse bringt dann Nachfrage und Angebote übereinander und stellt den Markträumungspreis (Gleichgewichtspreis) fest, es bildet sich die so genannte Merit-Order der Stromerzeugung heraus. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk im Markt setzt mit seinen kurzfristigen Grenzkosten den Preis. Alle zuvor eingesetzten Kraftwerke erzielen Deckungsbeiträge.

Durch die Vermarktung der EE-Erzeugung, die Grenzkosten von Null aufweist und separat über das EEG vergütet wird, verschiebt sich mit zunehmenden

der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien die Angebotskurve im Energy-Only-Markt (Merit-Order-Effekt) und die Strompreise sinken. Damit sinken auch die Deckungsbeiträge thermischer Kraftwerke, und das gefährdet deren Refinanzierung.

Die Unternehmensberatung A.T. Kearney sieht daher auch die Energiewirtschaft in den nächsten 5 Jahren an einem Scheideweg. In einer Studie haben die Berater rund 50 Energieunternehmen aus Europa untersucht. Entscheidende Performance-Indikatoren haben sich laut dieser Studie deutlich verschlechtert. Das Gesamtergebnis der Industrie der europäischen Energieversorgungsunternehmen sei zwischen 2007 und 2011 um gut 30% gesunken. Der entsprechende Aktienindex EuroStoxx Utilities brach laut dem Beratungsunternehmen im gleichen Zeitraum um 60% ein. Gleichzeitig sei auch der Anreiz für Investitionen in die Energieerzeugung und die Netz-Infrastruktur gesunken. Die Ursachen sieht das Beratungsunternehmen hierfür oftmals in den Verlusten in der Erzeugung. Hier sanken die Gewinne laut A.T. Kearney um bis zu 80 %.

Eine mögliche Lösung dieses Problems könnte eine flexible Stromnachfrage, die preissetzend ist und damit höhere Strompreise ermöglicht, sein. Ob ein solches System die Sicherheit der Stromversorgung gewährleisten kann, ist aus heutiger Sicht noch nicht zu beantworten.

Alternativen dazu wären Mechanismen, die die Investition in bestehende und neue Erzeugungskapazitäten sowie die Nachfrageflexibilität anreizen. Hierzu eignen sich Instrumente wie Kapazitätsmechanismen und -märkte.

Zukünftige Rahmenbedingungen – Ausbau der erneuerbaren Energien und Bedarf an thermischen Kraftwerken

Vor diesem Hintergrund untersucht die Studie von Prognos den langfristigen Bedarf an thermischen

Kraftwerken. Hierzu wurde eine Leistungsbilanz für Strom aufgestellt, Annahmen zur Entwicklung erneuerbarer Energien, der Stromnachfrage bzw. der Jahreshöchstlast aufgestellt sowie Potentiale für Speicherkapazität, Lastmanagement und Interkonnektoren unterstellt.

Die Annahmen zu der Entwicklung erneuerbarer Energien basieren dabei auf dem aktuellen Leitszenario des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR). Danach wächst der Anteil der Erneuerbaren Energien bis 2050 wie im Folgenden dargestellt.

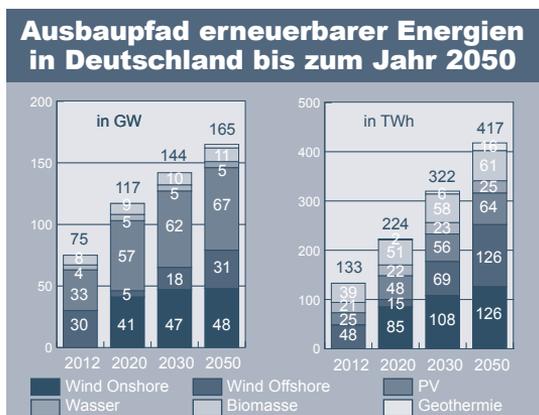


Bild 21 Quelle: DLR 2001, Szenario A

Aufgrund der größtenteils fluktuierenden Einspeisung dieser Energieträger, insbesondere Wind und Photovoltaik, ist die gesicherte Einspeisung von Strom deutlich geringer einzuschätzen als bei thermischen Kraftwerken; für die Leistungsbilanz wurde – entlang der Einschätzung der dena (Deutsche Energieagentur) folgende gesicherte Leistung als Anteil an der installierten Leistung angenommen:

Wasserkraft 40 %; Wind (On- und Offshore) 5 %; Photovoltaik (nur durch zukünftige Nutzung von Batteriespeichern) gerade mal 1 %; Biomasse 88 %; Geothermie 90 %.

Mit diesen Annahmen ergibt sich die Entwicklung der gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien bis 2050 wie in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt:

Entwicklung der gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien				
	2012	2020	2030	2050
Gesicherte Leistung / GW	11	13	16	20

HT-D18:Quelle Prognos AG 2012

Bei den Annahmen zur Entwicklung des Strombedarfs setzt das Referenzszenario der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 die Eckwerte. Danach sinkt der Strombedarf bis 2020 gegenüber dem heutigen Niveau um rund 10 %, um dann bis 2050 ungefähr konstant zu bleiben.

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland					
	2008	2020	2030	2040	2050
Strombedarf in TWh	614	569	556	562	555

HT-D19 Quelle Prognos / EWI / GWS / 2010; Referenzszenario

Die Jahreshöchstlast im Höchstspannungsnetz betrug 2010 in Deutschland 79.884 MW (ENTSO-E). Der tatsächliche Spitzenbedarf liegt wegen der Stromflüsse in den darunterliegenden Netzebenen und anderen Gründen bei rund 83.000 MW. Unter weiterer Berücksichtigung des Stromexportsaldos entwickelt sich laut Prognos-Studie der Bruttostromverbrauch in den nächsten Jahren wie folgt:

Bruttostromverbrauch und Jahreshöchstlast des Stromverbrauchs in Deutschland

	2012	2020	2030	2050
Bruttostromverbrauch [TWh]	600	569	556	555
Jahreshöchstlast [GW]	83	79	77	77
Jahreshöchstlast + 10%	91	87	85	85
Sicherheitsreserve [GW]				

HT-D20 Quelle: ENTSO-E, Prognos AG 2012

Speicher, Lastmanagement und Interkonnektoren haben ebenfalls Einfluss auf die Last im Stromnetz. Alle zukünftigen Potentiale zusammengenommen könnten einen Beitrag zur Lastdeckung von etwa 10-15 GW bis 2050 leisten. Damit bleibt ein enormer Bedarf an thermischen Kraftwerken auch im Jahr 2050 bestehen, da die Lücke zwischen gesicherter Stromversorgung und Strombedarf ohne diese Anlagen sehr groß ist. Die Tabelle HT-D21 zeigt den auf hohem Niveau sinkenden Bedarf an Leistung aus thermischen Kraftwerken von 2010 bis 2050 von 72 auf rund 50 GW.

Bedarf und Bereitstellung der gesicherten Erzeugungsleistung bis 2050

[GW]	2010	2020	2030	2050
Jahreshöchstlast	83	79	77	77
Jahreshöchstlast + 10 % Sicherheitsreserve	91	87	85	85
Gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien	11	13	16	20
Gesicherte Leistung aus Interkonnektoren im Ausland	2	3	4	5
Gesicherte Leistung aus Speichern in Deutschland	4	5	5	6
Lastmanagement	2	3-7	3-8	3-8
Notwendige gesicherte Leistung aus therm. K'werken	72	59-63	52-57	46-51

HT-D21 Quelle: ENTSO-E, Prognos AG 2012

Bei einer statischen Betrachtung des heutigen Kraftwerksparkes, bei der feste Kraftwerkslebensdauern (40 bis 45 Jahre), sowie der Ausstiegsbeschluss unterstellt werden, ergibt sich ab dem Jahr 2020 in Deutschland eine Knappheit an Erzeugungskapazität, die aufgrund einer fehlenden Wirtschaftlichkeit und damit noch früherer Ausserbetriebnahme einzelner Kraftwerke auch bereits früher auftreten könnte.

Dem könnte durch Erhalt von Bestandskraftwerken oder Neubau von Kraftwerken entgegengewirkt werden. Da der Neubau von Kraftwerken unter den aktuellen Marktbedingungen in den meisten Fällen aber nicht wirtschaftlich darstellbar ist und die Leistung aus Neubaukraftwerken aufgrund langer Vorlaufzeiten erst nach Jahren verfügbar wird, werden Bestandskraftwerke bzw. Maßnahmen zur Verlängerung der Lebensdauer dieser Kraftwerke für die Versorgungssicherheit immer wichtiger.

Bei dieser statischen Betrachtung ergibt sich selbst in 2050 immer noch ein Bedarf an gesicherter Leistung von mindestens 46 GW, der durch neue Kraftwerke, modernisierte Bestandanlagen, Interkonnektoren oder Lastmanagement gedeckt werden muss. Bereits bis zum Jahr 2020 fehlen 8 GW, bis zum Jahr 2030 wächst die Kapazitätslücke auf 27 GW. Werden Kraftwerke vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer frühzeitig abgeschaltet, liegen diese Werte noch höher.

Neubau oder Retrofit ?

Im Ergebnis der Studie führen die Wege zum Kraftwerkspark 2050 über unterschiedliche Marktanteile der verschiedenen thermischen Kraftwerkstypen in den Jahren dahin, wobei im Zieljahr die Abweichungen nur noch gering sind, wie im folgenden Bild zu sehen:

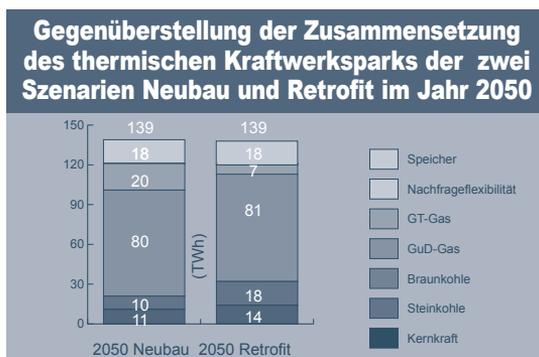


Bild 22 Quelle: Prognos AG 2012

Die Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung und der Leistungssicherung enthalten in der Studie die Kapitalkosten für die Kraftwerke, die Brennstoffkosten, die variablen und fixen Betriebskosten sowie die Kosten, die für den Kauf von CO₂-Zertifikaten anfallen. Im Retrofitszenario liegen diese ermittelten Kosten im Zeitraum 2012 bis 2050 unter den Vollkosten im Szenario Neubau, im Mittel um etwa 600 Millionen Euro pro Jahr. Über den gesamten Zeitraum bis zum Jahr 2050 liegen die Vollkosten im Retrofitszenario um etwa 24 Milliarden Euro unter den Kosten im Neubauszzenario. Bis zum Jahr 2020 sind es bereits rund 4 Milliarden Euro und bis zum Jahr 2030 rund 11 Milliarden Euro.

Der größte Unterschied zwischen den Kosten der beiden Szenarien entsteht durch die gegenüber dem Bau von neuen Anlagen geringeren Kapitalkosten der ertüchtigten Bestandsanlagen. Durch die höheren CO₂-Emissionen der Bestandskraftwerke müssen im Szenario Retrofit mehr CO₂-Zertifikate als im Szenario Neubau gekauft werden. Im Zeitraum 2012 bis 2050 liegen die CO₂-Emissionen im Retrofitszenario jährlich im Mittel um 6,5 Millionen Tonnen über denen im Neubauszzenario. In Summe liegen die Emissionen bis 2050 um etwa 250 Millionen Tonnen über den Emissionen im Szenario Neubau.

Die Kosten erneuerbarer Energien steigen und steigen und steigen

EEG Umlage 2013 steigt um fast 50% auf 5,277 Cent pro kWh

Nach Angaben der Netzbetreiber müssen sich die Stromverbraucher auf weitere Strompreiserhöhungen einstellen und bekommen die Kosten der Energiewende noch deutlicher zu spüren. Für 2012 hatte die EEG-Umlage bei 3,592 Cent gelegen.

Die absoluten Förderbeiträge verdeutlichen das ganze Ausmaß dieses defizitären „Geschäftsmodells“: Die Gesamtvergütung nach EEG im Jahre 2011 betrug 16,76 Mrd. €. Unter Berücksichtigung von vermiedenen Kosten und insbesondere auch der Vermarktungserlöse über die EEX ergaben sich EEG-Umlagen von 13,4 Mrd. €. Im Jahr 2012 mussten die Netzbetreiber (ÜNB) für den EEG-Strom 20 Mrd. € an den regenerativen Anlagenbetreiber vergüten. Das entspricht etwa 250 € je Einwohner und Jahr in Deutschland. Erhalten haben die ÜNB beim Verkauf an der Börse hierfür aber nur 2 Mrd. €. Aus der Vermarktung des Ökostroms wurde somit ein Defizit von etwa 18 Mrd. € generiert, das wiederum auf die Stromkunden inklusive Industrie, Handel und Handwerk umgelegt wird. Die Vermarktung über die EEX führt wiederum zu sinkenden Stromgroßhandelspreisen, von denen vor allem die im benachbarten Ausland sich befindende Industrie und der Handel profitieren, da sie den billigen Strom importieren. Die wettbewerbsverzerrende Wirkung und volkswirtschaftliche Fehlsteuerung sind offenkundig. Wesentliche Ursache für den Anstieg ist die steigende Differenz der prognostizierten Werte für 2013 aus den von den Netzbetreibern zu leistenden EEG-Vergütungszahlungen, insbesondere den nach wie vor extrem hohen Vergütungen für Photovoltaik und den Einnahmen aus der börslichen Vermarktung.

Bemerkenswert ist auch laut einer Veröffentlichung des BMU „Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung“ (https://secure.bmu.de/file-admin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf), dass die Durchschnittsvergütung für EE-Strom ausgehend von 8,5 ct/kWh im ersten EEG-Jahr 2000 (nach vorangegangenen 9 Jahren Stromeinspeisegesetz) auf 17,94 ct/kWh im Jahr 2011 und damit um über 100% angestiegen ist. Dass es hier Lern-, Innovations- und Größeneffekte gegeben hat, ist nicht erkennbar.

Die EEG Umlage könnte nach einer Berechnung der vier deutschen Stromnetzbetreiber im Jahr 2014 weiter auf 5,74 Cent pro kWh steigen.

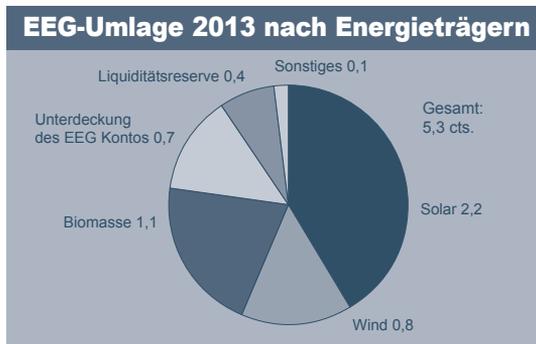


Bild 23 Quelle: Deutsche Übertragungsnetzbetreiber

Kritik an explodierenden Kosten der Energiewende und EEG-Reformbedarf unübersehbar

Der Mittelstand der Chemieindustrie sieht in der finanziellen Belastung durch die Energiewende zunehmend eine Gefahr für die kleinen und mittleren Unternehmen. Nach Angaben des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW) würde ein Anstieg des Strompreises um 2 Ct/kWh

für das Verarbeitende Gewerbe zu Mehrausgaben von rd. 3,9 Mrd. € im Jahr führen. Davon wäre die chemische Industrie mit rd. 740 Mio. € am stärksten betroffen.

Laut BDEW kommen weitere Belastungen auf die Bürger über höhere Netzgebühren zu. Allein für den Ausbau des Verteilnetzes müssten bis zu 27 Milliarden € bis zum Jahr 2020 investiert werden.

Laut dena-Verteilnetzstudie müssen in das Stromverteilstrom bis 2030 rund 27,5 bis 42,4 Milliarden € investiert werden.

Das Energiewirtschaftliche Institut (EWI) an der Kölner Universität rechnet nach Angaben des Handelsblatts für die Jahre 2013 bis 2022 mit Gesamtkosten für die Stromversorgung von 556 Milliarden Euro. Davon seien allein 102 Milliarden € auf die bis 2012 gebauten Ökostrom-Anlagen zurückzuführen.

Der Verband der Chemischen Industrie (VCI), die Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) und der Bundesarbeitgeberverband Chemie (BAVC) haben in einem Schreiben an Bundeskanzlerin Merkel appelliert, die Energiewende kosteneffizient und sozial gerecht zu gestalten. In einer gemeinsamen Erklärung betonen die Chemie Organisationen den hohen Stellenwert von Energie für die deutsche Wirtschaft und besonders für die chemische Industrie: Auf dem Weg zu einer stärkeren Versorgung mit erneuerbaren Energien dürften Privatverbraucher und Industrie nicht überlastet werden.

Auch die Verbraucherzentrale, der Mieterbund und der Handwerkstag in Nordrhein-Westfalen melden sich inzwischen zu Wort und befürchten eine Preisexplosion beim Strom durch die Energiewende. In einem offenen Brief warnten sie davor, das Land steuere bis 2020 „womöglich auf einen Haushaltsstrompreis von 40 Cent je kWh“ zu. Die Förderung der EE ist zwischenzeitlich auch zum Streitpunkt zwischen den Bundesländern im Zusammenhang mit der Klage Bayerns gegen den Länderfinanzausgleich geworden. Über die Förderung

der erneuerbaren Energien werden mittlerweile größere Zahlungsströme zwischen den Bundesländern abgewickelt als über den Länderfinanzausgleich. Die Haushalte z.B. Nordrhein – Westfalens bezahlen über die EEG-Umlage für die Masse von Solaranlagen auf den bayerischen Dächern. Im Länderfinanzausgleich ist Bayern größter Einzahler, NRW dagegen Nehmerland. Nach Angaben des BDEW haben die Stromverbraucher in NRW in 2012 2,25 Milliarden Euro „draufgezahlt“. Gegenüber 2010 hat sich der Wert verdoppelt. Die bayerischen Verbraucher dagegen haben 1,1 Milliarden Euro mehr an EEG-Vergütung erhalten, als ins EEG-System eingezahlt.

Kostet Energiewende womöglich eine Billion Euro?

Bundesumweltminister Peter Altmaier hat in einem Gespräch mit der FAZ Anfang 2013 auf die ungebremsten Ausgaben für Ökostrom verwiesen. Das alles könnte nach seiner Ansicht dazu führen, dass sich die Kosten der Energiewende und des Umbaus der Energieversorgung bis Ende der 30-er Jahre dieses Jahrhunderts auf rund 1 Billionen € summieren. Ohne Kürzungen würden bis 2022 die Einspeisevergütungen und Zahlungsverprechen in der unvorstellbaren Höhe von 680 Milliarden € auflaufen. Davon seien bereits mehr als 300 Mrd. € ausgezahlt oder den Investoren für die Stromeinspeisung aus EE zugesichert. Weitere Kosten von geschätzten 300 Milliarden € kämen für Netzausbau, Sicherstellung der Reservekapazitäten, für Forschung und Entwicklung der Elektromobilität und energetischen Gebäudesanierung hinzu.

An Reformvorschlägen mangelt es nicht, nur am Mut, sie umzusetzen

Politik uneins über EEG-Reform

Während das „Ob“ einer Reform des Strommarktdesigns und insbesondere des EEG in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft unbestritten ist, wird das „Wie“ und „Wann“ im Wahljahr 2013 innerhalb der Koalition, aber auch zwischen allen Parteien in Bund und Ländern sowie in der Wissenschaft kontrovers diskutiert.

Die aktuellen vier Reformvorschläge zum EEG sind:

1. Strompreisbremse von Bundesumweltminister Altmaier (CDU):

- Die Höhe der EEG-Umlage zur Förderung der erneuerbaren Energien soll erstmals gesetzlich festgeschrieben werden.
- In den Jahren 2013 und 2014 wird sie auf dem aktuellen Stand von 5,28 Cent/kWh eingefroren, in den Folgejahren soll sie um maximal 2,5 Prozent jährlich steigen.
- Investoren müssen damit rechnen, dass die Zahlung der Einspeisevergütung ab Inbetriebnahme ihrer Anlage für eine bestimmte Zahl von Monaten ausgesetzt wird.

2. Vorschlag von Bundeswirtschaftsminister Rösler (FDP):

- Ökostrom wird nicht mehr vergütet, wenn er wegen Netzüberlastung nicht zum Kunden transportiert werden kann (bislang gab es 95 Prozent der Vergütung als Entschädigung).
- Alle EEG-Neuanlagen – ausgenommen Kleinanlagen – müssen ihre gesamte Erzeugung direkt

vermarkten. Das mussten bisher nur Biogasanlagen über 750 kWh.

- Zusätzlich sollen Neuanlagen einen Anteil von mindestens 20 Prozent ungefördert vermarkten.
- Die Anfangsvergütung für Windkraftanlagen an Land von knapp neun Cent pro Kilowattstunde stellt laut Rösler eine „zunehmend gravierende Überförderung dar“. Für die Senkung der Vergütung müssten mindestens die durch gesunkene Anlagenpreise geschaffenen Spielräume genutzt werden.

3. Vorschlag der Grünen:

- Die besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Branchen soll wieder ab 10 statt bisher ab 1 Gigawattstunde gelten und nur für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen.
- Erhöhung des Mindestbeitrags der Industrie zum EEG als Ausgleich für Preissenkungen beim Börsenstrom.
- Auch für Eigenstromverbrauch muss künftig eine EEG-Umlage gezahlt werden.
- Senkung der Vergütung für Windanlagen an Land, die an windreichen Standorten stehen.
- Abschaffung der Marktprämie für Direktvermarktung und Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs, also der teilweisen oder vollständigen Befreiung der Energieversorger von der Zahlung der EEG-Umlage.
- Liquiditätsreserve als Puffer für das EEG-Konto weniger stark als geplant erhöhen.

4. Der von Sachsen in den Bundesrat eingebrachte Vorschlag:

- Ab 2014 soll das Fördersystem für erneuerbare Energien auf ein Quotenmodell umgestellt werden.
- Energieversorger, stromintensive Unternehmen und Endverbraucher sollen verpflichtet werden, einen jährlich steigenden Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu beziehen.

- Der Bezug des Ökostroms soll über Grünstromzertifikate nachgewiesen werden.
- Grünstromzertifikate können dann börslich oder außerbörslich gehandelt werden.

Den meisten Vorschlägen ist gemeinsam, dass sie versuchen, das System der EEG-Förderung mit fixen Vergütungen über einen langen Zeitraum zu retten und nur zu sanieren. Nur das Quotenmodell ist eine grundlegende begrüßenswerte Alternative zu einem Einspeisetarif. Wenn dieses Modell technologieoffen, d.h. unter Einschluss von Steinkohlekraftwerken ausgestaltet wird, hat es den Vorteil, dass grundsätzlich nur die kostengünstigsten Technologien gefördert werden. Wie das Handelsblatt berichtet, soll Kosteneffizienz nach Auffassung des Hamburger Arrhenius-Instituts für Energie- und Klimapolitik eine größere Rolle spielen. Nach dem Leiter des Forschungsinstituts, Sven Bode, ebenso wie nach Felix Matthes, dem Leiter des Ökoinstituts, sei eine radikale Kehrtwende nötig: Risiken müssten neu verteilt, Kosten reduziert werden. Das System der festen Einspeisevergütungen sei nicht mehr zukunftsfähig so das Handelsblatt.

Energiewende-Stimmung fällt auf neuen Tiefstand

Der Deutsche Energiewende-Index ist auf dem tiefsten Stand seit Beginn der Erhebung angekommen. Im ersten Quartal 2013 sei der von der Unternehmensberatung Ernst & Young und der Deutschen Energieagentur (dena) ermittelte Index um gut sieben Punkte auf einen negativen Wert von 95,8 Punkten gesunken. Der Index wird seit dem zweiten Quartal 2012 erhoben und reicht auf einer Skala von 0 (sehr negativ) bis zu 200 (sehr positiv). Besonders die regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zur Umsetzung der Energiewende sind laut dena eine Schwachstelle. Auch beim Erreichen von zentralen Zielen der Energiewende herrscht nach Umfrageergebnissen Skepsis.

LÄNDERBERICHTE

AUSTRALIEN

Produktion

Seit vielen Jahren liegt der Anteil Australiens am kaufkraftbereinigten globalen BIP über 1 % und ist ein wichtiger Indikator für die Wirtschaftskraft eines Landes. Für 2012 wird dieser Anteil am globalen BIP auf 1,16 % geschätzt und für 2013 ein Wirtschaftswachstum Australiens von 3 % (2011: 3,1 %) angenommen. Diese positive wirtschaftliche Entwicklung liegt vor allem in der Nachfrage nach Rohstoffen, allen voran Kohle, Eisenerz und Industriemetalle. Jedoch scheint der Boom vorbei zu sein, und weitere politische Entscheidungen haben den Kohlebergbau in 2012 erheblich getroffen.

Mit seinen Energierohstoffen ist Australien der neuntgrößte Rohstoffproduzent und verantwortlich für 2,4 % der Weltenergieproduktion und 6 % der Weltsteinkohleförderung. Nach einem Bericht des Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) besitzt Australien 34 % der weltweiten Uranressourcen, 14 % der Weltsteinkohle und 2 % des Welterdgases.

Die Steinkohle kommt zu 97 % aus New South Wales (NSW) und Queensland (QLD). Die Kokssteinkohle kommt überwiegend aus QLD, während die Kesselkohle vorwiegend aus NSW stammt. Die Produktion wird ganz überwiegend in Tagebauen gewonnen. BREE schätzt für 2013 eine Steigerung der Kohleproduktion auf 408 Mio. t (+ 42 Mio. t).

Die Produktion in den Exportprovinzen Australiens konnte wegen Ausbleibens außergewöhnlicher witterungsbedingter Ausfälle in 2012 wieder gesteigert werden. Die Förderung von 336 Mio. t stieg dort um 22 Mio. t auf 358 Mio. t.

Neben Queensland und New South Wales wurden in 2012 kleinere Mengen an Steinkohle in Westaustralien (4 Mio. t), in Südaustralien (4 Mio. t) und in Tasmanien (0,6 Mio. t) gefördert, die ausschließlich in den heimischen Markt fließen. Insgesamt wurden somit rund 366 Mio. t Steinkohle gefördert, davon 219 Mio. t Kesselkohle und 147 Mio. t Kokssteinkohle.

Neben der Steinkohle wird in Victoria noch zwischen 60 und 70 Mio. t Braunkohle gefördert.

Verwertbare Produktion der Hauptförder-Bundesstaaten Australiens

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 Mio. t
New South Wales (NSW)	149	157	176
Queensland (QL)	195	179	182
Gesamt NSW/QL	344	336	358
Westaustralien/Tasmanien	11	10	8
Gesamt	355	346	366

LB-TI

Chinesische und indische Gesellschaften bewerben sich um Beteiligungen oder Übernahmen an australischen Gruben und Projekten bzw. Bergbaugesellschaften oder beabsichtigen, durch Langfristverträge ihren Bedarf an Kohle abzusichern.

Australien unternimmt große Anstrengungen, die gesamte Kohleprozesskette, insbesondere bei der Gewinnung, bei der Verbrennung und bei der optimierten Nutzung der Lagerstättenpotenziale zu verbessern. Die Wettbewerbsfähigkeit wurde in 2012 durch eine Reihe von Ereignissen aber erheblich geschwächt. Wie weit sich dies dauerhaft in Zukunft auswirken wird, bleibt abzuwarten. Eine Reihe kleiner Unternehmen mussten bereits aufgeben oder sind von größeren Unternehmen übernommen worden, wie z.B. Riversdale, Centennial, Felix oder Macarther Coal. Zu nennen sind in Bezug auf

Kostenbelastungen zunächst der gegenüber dem amerikanischen Dollar deutlich gestärkte australische Dollar. Aber auch die Investitionskosten sind deutlich nach oben gegangen, sodass manche Ausbaupläne und Projekte aufgeschoben, gestreckt oder sogar ganz aufgehoben wurden. Belastet werden die Bergbauunternehmen von der zum 01.07.2012 eingeführten Steuer auf Gewinne von hochprofitablen Kohle- und Eisenerzunternehmen – die sog. Minerals Resource Rent Tax (MRRT). Diese Bergbausteuern gehört zu den am stärksten umstrittenen politischen Maßnahmen der regierenden Laborpartei. Gewinne von Bergbauunternehmen, die Kohle und Eisenerz fördern, die über der Grenze von 75 Mio. australischen Dollar liegen, werden mit einer Steuer von 22,5 % belastet (30 % abzüglich 7,5 % Nachlass als Anerkennung für den Einsatz von Spezialisten für den Kohle- und Erzabbau). Neue Investitionen können aber sofort in voller Höhe anstatt einer ratiellen Abschreibung steuermindernd geltend gemacht werden.

Von erheblicher Bedeutung ist auch die zum 01.07.2012 eingeführte CO₂-Steuer in Höhe von 23 A\$ (ca. 17 €) pro Tonne CO₂. Ab Mitte 2015 soll diese Steuer dann durch ein Emissionshandelssystem mit festen Emissionsobergrenzen und vom Markt bestimmten Preisen ersetzt werden. Zwischen 2012 und 2020 sollen hieraus Einnahmen des Staates von 20 Mrd. A\$ erwachsen, von denen laut Australischer Kohlevereinigung 18 Mrd. A\$ von der australischen Kohleindustrie kommen sollen. Dies könnte bis zu 4.000 Arbeitsplätze in den nächsten drei Jahren kosten und 18 Minen zum Schließen zwingen. Speziell in Queensland kommt noch eine weitere Kostenbelastung für die Bergbauunternehmen hinzu. Die Regierung von Queensland hat die Bergbauabgabe (Royalties) um 25 % für Kohle mit einem Verkaufserlös von über 100 A\$/t und 50 % für Kohle mit einem Verkaufserlös über 150 A\$/t erhöht. Dies bedeutet nach Ansicht der großen

Bergbauunternehmen weiteren Arbeitsplatzabbau, Reduzierung von Investitionsausgaben und Kürzung von Erkundungsbohrungen.

Die Abgabe ist beträchtlich und beträgt für Verkäufe oder Verbräuche nach dem 01.10.2012 bei einem Kohlepreis

- bis 100 A\$/t = 7 %,
- über 100-150 A\$/t = für die ersten 100 A\$/t 7 %, die weiteren 50 A\$/t = 12,5 % und
- über 150 A\$/t = für die ersten 100 A\$/t 7 %, für weitere 50 A\$/t 12,5 % und den Rest mit 15 %.

Goldmann Sachs schätzt, dass dies die Förderkosten im Durchschnitt um 2US\$/t erhöht. Der australische Bergbau fördert zu etwa einem Viertel im Tiefbau und zu drei Viertel im Tagebau. Die Projektliste sowohl für Kraftwerkskohle als auch Kokssteinkohle ist zwar im internationalen Vergleich noch lang. Jedoch haben die kostenbelastenden politischen Entscheidungen sowie erhöhte Investitionskosten und der Umstand, dass die Zeit höchster Marktpreise zunächst vorbei scheint, zur Überprüfung, wenn nicht Aufgabe einiger Projekte geführt. So wird von einer Studie berichtet, dass 2007 die durchschnittlichen Herstellungskosten für eine neue Förderkapazität von 1 Tonne Steinkohle in Australien etwa denen der übrigen Kohleförderstaaten in der Welt entsprachen. Diese Kosten sind in 2011/2012 aber auf 176 US\$/t in Australien im Vergleich zu 106 US\$/t für die restliche Welt angestiegen.

BREE hat in einer Veröffentlichung über „Resources and Energy Major Projects“ von Oktober 2012 im Bereich Kohle folgende Projekte identifiziert:

- 14 Projekte im Stadium nach der Erkundung oder bei denen die Machbarkeitsstudie noch nicht beendet ist mit einer indikativen Kostenbandbreite von 12,2 bis 15,9 Mrd. A\$;

- 63 Projekte im Stadium nach der Machbarkeitsstudie, bei denen die Weiterentwicklung öffentlich bekannt gemacht wurde und deren maximale Investitionskosten 75,5 Mrd. A\$ betragen;
- 17 Projekte mit einem Investitionsvolumen von 14,4 Mrd. A\$, die sich im Stadium des Baues oder der Vorbereitungen des Baues befinden.

Von der letzten Gruppe der Projekte befinden sich 7 in New South Wales und 10 in Queensland. Fertiggestellt wurden im Berichtszeitraum nachfolgende Projekte in NSW und QLD mit einer Erhöhung der Förderkapazitäten um 20 Mio. t/a und Kosten von insgesamt fast 1,7 Mrd. A\$.

Projekt	Unternehmen	Kapazität pro Jahr in Mio. t	Kosten in Mio. A\$ ¹⁾
(Steinkohle = SK, Koks-kohle = KK)			
Bengalla-Erweiterung (Phase 1)	Wesfarmers/Rio Tinto	1,5 (SK)	141
Burton	Peabody Energy	2,5 (KK)	300
Curragh Mine	Wesfarmers	1,5 (KK)	286
Hunter Valley	Rio Tinto/Mitsubishi	6,0 (SK + KK)	255
Mount Arther (Rx1)	BHP Billiton	4,0 (SK)	388
Narrabi Coal Project (Phase 2)	Whithaven	4,5 (SK)	300

¹⁾ Kosten teilweise geschätzt

LB-T2 Quelle: BREE, Resources and Energy Major Projects, Okt. 2012

Folgende Projekte, die im Bau sind oder sich kurz vor Baubeginn befinden, sind besonders erwähnenswert: Rio Tinto-Mitsui's Kestrel und BMA's Caval Ridge Projekt sind die Projekte mit den höchsten Investitionsvolumina in Höhe von jeweils rund 1,9 Mrd. A\$. Caval Ridge sollte ursprünglich mit der Erhöhung der Förderkapazität der Peak-Down-Mine in QLD kombiniert werden. BMA hat letzteres Projekt mit Blick auf die fallenden Weltmarktpreise gestrichen. BHP Billiton hat seine Investitionsentscheidung

für das Appin Avea 9 Kohleminenprojekt mit einem Volumen von 840 Mio. A\$ bekannt gegeben.

In einem frühen Stadium befinden sich noch die Projekte von Idemitsu Australia Resource für die Erweiterung der Boggabri Kohlemine, für die die Regierung eine Genehmigung mit Auflagen erteilt hat. Ferner erwähnenswert sind die Projekte von AMCI und Bandanna im Galilee Becken, für die derzeit die Umweltverträglichkeitsprüfung stattfindet, mit einer Förderkapazität an Kesselkohle von 17 Mio. t/a.

Infrastruktur

Das Ausmaß und Tempo der Entwicklung neuer Kohleprojekte hängt aber auch von der Entwicklung der Infrastruktur ab.

Als Beispiel hierfür kann Fortescue Metals Group (FMG) dienen. Diese wollen zwar einerseits die Einführung der CO₂-Steuer gerichtlich überprüfen lassen, andererseits investiert FMG unvermindert weiter in neue Förderkapazitäten und Infrastruktur. So wurde im FMG's Port Hedland Terminal ein dritter Anleger errichtet. Trotz niedriger Eisenerzpreise wurde vom Eigentümer Andrew Forrest der Bau eines vierten Anlegers als weiterer Teil einer enormen Erweiterung der Westaustralischen Mine angekündigt. So sollen Bahn- und Hafenverbindungen von derzeit 55 Mio. t/a bis Mitte 2013 auf eine Kapazität von 155 Mio. t/a ausgebaut werden. Die Investition beinhaltet auch die Produktionsaufnahme von zwei weiteren Minen verbunden mit einem Zugentladensystem und zwei Kohleabsetzern. Würde dieses Projekt wie vorgesehen realisiert, wäre es wohl ein neuer Meilenstein bezüglich der Geschwindigkeit der Errichtung von neuen Kapazitäten und Infrastruktur.

Die Infrastruktur erweist sich dennoch häufig als Achillesferse. Andererseits sind einige Projekte in 2012 fertiggestellt worden, mit denen diese Engpässe beho-

ben werden sollen. Mit der Erweiterung der Bahnstrecke von Goonyella nach Abbot Point und einem finanziellen Aufwand von 1,1 Mrd. A\$ wurde die Transportkapazität um 50.000 t/a erheblich erweitert. Der Kooragang Island Coal Terminal in Newcastle wurde mit einem Investitionsvolumen von 670 Mio. A\$ fertiggestellt. Mit dieser Maßnahme wurde die bestehende Kapazität um 20 Mio. t/a auf jetzt 133 Mio. t/a erhöht. Eine zusätzliche Erweiterung um weitere 12 Mio. t/a ist derzeit im Bau. Rio Tinto hat seine Kapazität im Dampier Hafen um 5 Mio. t/a erhöht, sodass die Gesamtkapazität jetzt bei 150 Mio. t/a liegt.

Eine weitere wichtige Hürde hat auch das Wiggins Island Rail Project (WIRP), welches die Kohlefelder Queenslands mit dem Wiggins Island Coal Export Terminal (WICET) verbinden soll, genommen. Die australische Wettbewerbsbehörde genehmigte das Projekt, an dem ein Konsortium aus Bergbauunternehmen, darunter Xstrata Coal, Aquila Resources, Bandanna Energy, Caledon Resources, Northern Energy Corporation, Youcoal Australia, Wesfarmers Curragh und Cockatoo Coal beteiligt ist. Dieses Konsortium hat mit dem australischen Bahnbetreiber QR National in 2011 einen Vertrag zum Bau der Bahnstrecke geschlossen. Mitte 2014 soll eine Teilstrecke fertig sein. Die Transportkapazität soll 27 Mio. t/a betragen.

Der Hafen von Abbot Point hätte einer der weltweit größten Kohlehäfen werden können. Hier gab es Pläne der North Queensland Bulk Ports Corporation (NQBP) für sechs neue Kohleterminals (T4-T9) 25 km nördlich von Bowen in Queensland mit jeweils 30 Mio. t Jahreskapazität. Rio Tinto zog aber wegen der unsicheren globalen Wirtschaftssituation sein Angebot zurück. Mitte des Jahres 2012 wurde das Projekt von Seiten der Regierung sogar ganz zurückgestellt.

Aber auch die Bergbauunternehmen investieren in die Infrastruktur: BHP Billiton erweitert den Hay Point Terminal in QLD um 11 Mio. t/a auf dann 55 Mio. t/a. Im Hafen von Gladstone in New South Wales ist der Wiggins Coal Terminal im Bau, womit die Kapazität des Hafens um 27 Mio. t/a erhöht wird. Zwei Erweiterungsprojekte finden ferner statt am Terminal der Newcastle Coal Infrastructure Group (NCIG), mit denen für 900 Mio. A\$ die Kapazität in zwei Schritten von 30 Mio. t/a auf 53 Mio. t/a und dann für weitere 1 Mrd. A\$ um weitere 13 Mio. t/a auf dann 66 Mio. t/a Exportkapazität erhöht wird. In 2012 konnten bereits 20 Mio. t exportiert werden.

Exporte der größten Kohleverladehäfen			
Kohle- verladehäfen	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 Mio. t
Abbot Point	17,4	13,7	14,2
Dalrymple Bay	62,7	49,3	56,2
Hay Point	36,4	30,8	31,2
Gladstone	61,7	52,6	57,7
Brisbane	7,6	6,8	8,9
Gesamt Queensland	185,8	153,2	168,2
Newcastle	95,1	98,1	106,5
Port Kembla	13,3	14,0	14,7
NCIG	–	–	20,0
Gesamt New South Wales	108,4	112,1	141,2
Gesamt	294,2	265,3	309,4

LB-T3¹⁾ vorläufig

Die Umschlagszahlen der Kohleverladehäfen stimmen nicht mit den Exportzahlen genau überein. Das kann zolltechnische Gründe haben.

Fast alle australischen Häfen wurden in den letzten Jahren ausgebaut und haben nachstehende Kapazitäten sowie in 2011 und 2012 folgende Kohlemengen umgeschlagen:

Kohle-Umschlagskapazitäten australischer Häfen		
Häfen	Umschlag in 2011 Mio. t	Umschlag in 2012 Mio. t
Newcastle	98	106
Port Kembla	14	15
NCIG	---	26
Dalrymple Bay	49	56
Hay Point	31	31
Gladstone	53	58
Abbot Point	14	14
Brisbane	7	9
Gesamt	266	315

LB-T4

Export

Insgesamt konnte Australien seine Exporte in 2012 nicht zuletzt wegen der Inbetriebnahme der 3 Terminals Port Waratah Coal Services (PWCS), Newcastle Coal Infrastructure Group (NCIG) und Dalrymple Bay Coal Terminal (DBCT) mit monatlichen Rekordumschlagszahlen enorm erhöhen. Trotz fallender Kohlepreise stiegen die Exportvolumina um 44 Mio. t auf 310 Mio. t. Die Exporte von NSW stiegen um rund 29 Mio. t auf 141 Mio. t, die Exporte von QLD um rund 15 Mio. t auf 168 Mio. t. Die Entwicklung der „hard-coking-coal“-Exporte in ausgewählte Regionen sieht wie folgt aus:

Exportentwicklung in ausgewählte Regionen „Hard-coking-coal“			
	2011	Abweichung	2011/12
	Mio. t	2012 Mio. t	Mio. t
China	13,7	14,3	0,6
Europa	15,4	15,9	0,5
Indien	24,0	30,0	6,0
Japan	22,0	38,4	16,4
Korea	8,1	7,4	-0,7
Gesamt	83,2	106,0	22,8

LB-T5 Quelle: BREE, Resource and Energy Quarterly, March 2013, S. 163

Insgesamt wurde mit 145 Mio. t 9 % mehr Koks-kohle (einschließlich „semi-soft-coking-coal“ und PCI-Kohle) exportiert als im Jahr 2011. Die größten Importeure australischer Koks-kohle sind Japan, Indien, die EU, China und Korea. Nach Japan gingen fast 75 % und nach Indien 25 % mehr Koks-kohle als in 2011. Demgegenüber gingen nach Korea 9 % weniger Koks-kohle als im Vorjahr.

Nach McCloskey stellen sich im Einzelnen Australiens Exporte nach China in 2012 gegenüber 2011 etwas anders dar:

Australiens Exportentwicklung nach China		
	2011	2012
	Mio. t	Mio. t
Hard-coking-coal	7,1	14,3
Semi-soft-coking-coal/PCI	6,6	13,8
Kraftwerkskohle	20,3	34,8
Gesamt	34,0	62,9

LB-T6 Quelle: McCloskey

Steinkohleexporte nach Qualitäten		
Kohlequalität	2011	2012
	Mio. t	Mio. t
Koks-kohle (HCC)	88	91
Semi-soft Koks-kohle	45	54
Kesselkohle	148	171
Gesamt	281	316

LB-T7 Quelle: McCloskey

Bei Kraftwerkskohle konnte Australien seine Exporte um 15,5 % oder rund 23 Mio. t steigern. Japan erhöhte seine Kraftwerkskohleimporte aus Australien um 10,5 Mio. t auf 75,0 Mio. t. Der Absatz nach Korea insgesamt nahm um 0,5 Mio. t auf 30 Mio. t zu.

Die Kennzahlen Australiens lauten:

Kennzahlen Australien			
	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	355	346	366
Steinkohleexporte	300	281	316
• Kesselkohle	141	148	171
• Koks kohle	159	133	145
Einfuhren Deutschland	4,3	4,3	4,5
• Kesselkohle	0,3	0,2	0,3
• Koks kohle	4,0	4,1	4,2
Exportquote in %	85	81	86

1) vorläufig

LB-T8

Australien hält rund 29 % Weltmarktanteil am Steinkohlehandel, davon 145 Mio. t Weltmarktanteil an der Koks kohle und 171 Mio. t an der Kesselkohle. Australien bietet langfristig das größte nachhaltige Ausbaupotenzial an Kraftwerks- und Koks kohle. Langfristig, d. h. bis 2030, ist ein Ausbau der Exporte auf 400-500 Mio. t denkbar. Die Kesselkohleexporte sollen nach Angaben des Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) der australischen Regierung um durchschnittlich 11 % p. a. auf 304 Mio. t/a in 2017-2018 steigen.

INDONESIEN

2012 war für die indonesischen Bergbauunternehmen durchwachsen. Es gab viele Spekulationen, Gerüchte und Regierungsankündigungen, die zu einer erheblichen Verunsicherung beigetragen haben und ausländische Investoren nicht gerade zu Investitionen einluden. Hierzu gehört die GR24-Gesetzgebung, die von jedem Kohlebergbauunternehmen in ausländischer Hand verlangt,

dass es Anteile an dem Unternehmen bis zum Erreichen einer Minderheitenposition von 49 % veräußert. Diese Zwangsveräußerung von Gesellschaftsanteilen beginnt mit einer 20 %-igen Anteilsabgabe im sechsten Jahr der Produktion. Die Minderheitenposition muss im zehnten Jahr nach Produktionsaufnahme erreicht sein.

Viele Gerüchte gab und gibt es über die Einführung einer Exportsteuer, die im ersten Jahr 20 % und ab dem zweiten Jahr 50 % betragen soll. Dies erinnerte an das Jahr 2005, in dem eine 5 %-ige Exportsteuer eingeführt, aber nur ein Jahr später vom Obersten Gericht Indonesiens wieder kassiert wurde. Die Steuer wurde bislang nicht eingeführt, die regierungsamtlichen Verlautbarungen hierzu sind aber widersprüchlich. Dafür wird an einer weiteren Einnahmequelle aus dem Verkauf von Kohle gearbeitet – der Mehrwertsteuer. Diese könnte ihren Grund aber darin haben, dass zunehmend Kohle mit geringem Heizwert und hohen Ascheanteilen veräußert wird, die aber zur Stromerzeugung in indonesischen Kraftwerken benötigt wird.

Mit jährlichen Wirtschaftswachstumsraten von ca. 6 % und enormen Zuwächsen bei der Stromnachfrage wird geschätzt, dass die heimische Nachfrage nach Kohle zur Stromerzeugung von heute 68 Mio. t/a auf 125 Mio. t/a in 2022 steigen könnte.

Probleme bereiten den indonesischen Kohleproduzenten aber besonders die rasant anwachsenden Kosten der Kohleförderung, die den einstigen Vorteil der weltgrößten Kesselkohleexportnation dahinschmelzen lässt und bereits zu ersten Produktionseinschränkungen und noch größerer Investitionszurückhaltung führte. Die zurückgehenden Weltmarktpreise und eine gedämpftere Nachfrage zum Ende des Jahres 2012 haben diese Entwicklung noch beschleunigt. So wird berichtet, dass die ausgabenwirksamen Kosten (cashcosts) der Kohleförderung von 26 US\$/t in 2006 auf 53 US\$/t in 2012 angestiegen seien.

Auch das Thema Konzessionen bereitet einigen Unternehmen eventuell noch Ärger. Die indonesische Regierung hatte sich ein sehr ambitioniertes Ziel gesetzt, bis Ende vergangenen Jahres den Status aller Bergbaukonzessionen (IUP) zu überprüfen. Zur Schaffung von Rechtssicherheit ist dieser sog. „Clean and Clear Status“ jeder Konzession zwar zu begrüßen. Jedoch sind Probleme bereits vorgezeichnet, wenn die Konzessionsgebiete von verschiedenen Unternehmen sich überschneiden und es ggf. zu jahrelangen Gerichtsprozessen kommt. Es wird geschätzt, dass in Indonesien über 10.000 Konzessionen erteilt wurden, von denen aber erst 6.000 den Status „Clean and Clear“ haben.

Produktion

Unterschiedliche Produktionszahlen sind in Indonesien nichts Außergewöhnliches und ständiger Stoff für Diskussionen. So hat beispielsweise der indonesische Kohleverband „Indonesian Coal Mining Association“ (ICMA) die Produktion in 2011 mit 379 Mio. t angegeben, während das Energieministerium von 326 Mio. t berichtet hat.

Für 2012 hat die ICMA Anfang des Jahres in einer Vorschau eine Fördermenge von 390 Mio. t/a geschätzt, diese Zahl dann aber Mitte 2012 auf 360 Mio. t nach unten korrigiert. Das Ministerium geht dagegen von einer Menge zwischen 335 Mio. t/a und 350 Mio. t/a aus, und das Parlament hat als Zielvorgabe für die Royalties 332 Mio. t/a angesetzt. Die Regierung wiederum nennt einmal 306 Mio. t/a und ein anderes Mal 386 Mio. t/a. Die Unterschiede können auch darin liegen, dass in der Zahl der Kohleproduktion mal ca. 20-30 Mio. t/a Braunkohle, die auf Sumatra gewonnen wird, enthalten sind und mal nicht.

Der indonesische Kohlebergbau expandierte in 2012 trotz der Irritationen kräftig weiter. Die Förderung stieg nach

vorläufigen Schätzungen des indonesischen Energieministeriums um 9 % von 353 Mio. t auf 386 Mio. t – nach Angaben der indonesischen Kohlebergbauvereinigung auf 340-350 Mio. t. Die Förderung teilt sich grob auf in 1/3 hochwertige Steinkohle und 2/3 niederkalorische Steinkohle (subbituminös).

Die größten Steinkohleproduzenten Indonesiens				
Unternehmen	Förderung 2011	Förderung 2012	Exporte 2011	Exporte 2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Bumi	66,0	74,0	53,0	68,5
Adaro	47,9	47,2	36,4	37,9
Kideco	31,6	33,7	27,8	24,7
Banpu	25,0	28,2	25,6	25,7
Berau	19,8	21,0	17,7	16,9
Bayan	15,6	16,3	—	4,0
Bukit Asam	13,5	14,0	4,7	7,0
Indo Tambangraya (ITMG)	—	27,5	—	—
Gesamt¹⁾	219,4	261,9	165,2	184,7
Indonesien gesamt	318	386	270	304

LB-T9 ¹⁾ ohne Zukäufe, vorläufig ²⁾ z. T. eigene Schätzungen

Von der Fördermenge gingen in 2012 304 Mio. t in den Export, 82 Mio. t wurden im Inland verbraucht. Die Bestandssituation in Indonesien ist unbekannt. Für 2013 wird von der indonesischen Bergbauindustrie mit einer weiteren Erhöhung der Förderung auf bis zu 400 Mio. t/a gerechnet, wovon 320 Mio. t/a in den Export gehen und 80 Mio. t/a allein zur Deckung des heimischen Bedarfs notwendig sein sollen. Letztere Zahl ist durch ein Gesetz für 2013 auf 20,3 % der Produktion in Indonesien festgeschrieben, wobei die Regierung von einer Produktion von 366 Mio. t/a ausgeht und sich hieraus ein Bedarf von 74 Mio. t/a für den heimischen Markt ergibt. Tendenziell werden sich die indonesische Förderung und damit auch der Export weiter zu niedrigeren Heizwerten hinbewegen.

Indonesiens größter Kohleproduzent, Bumi Resources, plant, seine Produktion in verschiedenen Minen von heute ca. 74 Mio. t/a auf 77 Mio. t/a in 2013 und auf bis zu 114 Mio t/a in 2014 zu steigern. Insbesondere soll die Förderung der Tochtergesellschaften KPC und Arutmin in 2013 erweitert werden. Adaro, Indonesiens zweitgrößter Förderer, und Bukit Asam wollen die Produktion jeweils um 5 Mio. t auf 50-53 Mio. t/a bzw. 19 Mio. t/a steigern. Banpu will ebenfalls die Produktion steigern. Banpu plant, die Förderung in 2013 auf insgesamt 29 Mio. t/a zu steigern. Berau will 2013 insgesamt 23 Mio. t und mittelfristig bis zu 30 Mio. t/a vor allem sub-bituminöser Kohle fördern. Obwohl fast alle großen indonesischen Erzeuger ihre Produktion steigern wollen, haben sie auch Kostensenkungs- und Produktivitätssteigerungsmaßnahmen beschlossen. Dies ist Ausdruck deutlich verminderter Margen aufgrund gesunkener Weltmarktpreise aber auch einer zurückhaltenderen Nachfrage aus China und Indien, die neben Australien jetzt auch kolumbianische und US-amerikanische Kohle zu Wettbewerbspreisen angeboten bekommen.

In Indonesien sind Banpu zufolge die durchschnittlichen Benchmarkpreise in 2012 um über 20 % gesunken. Dieser sog. International Coal Price Reference (ICPR) für Kesselkohle oder auch HBA-Index genannt, wird vom Energieministerium monatlich festgesetzt und dient der Berechnung der Royalties. Er setzt sich zusammen aus einem Korb von Indizes: 25 % Platts Kalimantan 1 Einschätzung (5.900 kcal), 25 % Argus Indonesia Coal Index 1 (6.500 kcal), 25 % Newcastle Export Index (ehemals Barlow-Jonker Index 6.322 kcal) von Energy Publishing und 25 % von Global Coal Newcastle Index (6.000 kcal). Der ICPR betrug Anfang 2012 ca. 111 US\$/t, fiel dann Mitte des Jahres auf fast 84 US\$/t und erhöhte sich zum Ende des Jahres wieder auf 87 bis 88 US\$/t.

Vor allem die Produktion in Sumatra, die nur 7 % der gesamten indonesischen Produktion ausmacht, wird für den Inlandsverbrauch benötigt, da die Lagerstätten nahe dem Stromverbrauchszentrum im bevölkerungsreichen Java liegen. Aufgrund der guten wirtschaftlichen Entwicklung Indonesiens wächst auch der Strombedarf, aber nicht so schnell wie ursprünglich geplant. Der staatliche Stromerzeuger PLN ist mit dem Neubau von Kraftwerken in Verzug. Für 2013 wird daher mit einem geringeren Bedarf an Kohle für den staatlichen Stromerzeuger gerechnet, weshalb die Verpflichtung der Bergbauunternehmen, einen bestimmten Prozentsatz für die Heimatmarkt zur Verfügung zu stellen (DMO= Domestic Market Obligation), von 24,74 % auf 20,3 % gesenkt wurde.

Neben der Steinkohleproduktion besteht auf Sumatra noch eine Braunkohleförderung von ca. 20-30 Mio. t/a.

Infrastruktur

Indonesien verfügt derzeit auf Kalimantan über sechs größere Tiefwasserhäfen mit einer Umschlagskapazität von 268 Mio. t/a, welche die Beladung von 60.000 – 180.000 DWT-Frachtern zulassen. Dazu kommen landesweit zehn weitere Kohleterminals (u. a. Samarinda und Palikpapan) mit einer Kapazität von insgesamt 80-100 Mio. t/a und einem Tiefgang, der in der Regel für Panamax-Größen geeignet ist. Auch auf Sumatra sind Umschlagskapazitäten vorhanden. Für kleinere Schiffe gibt es darüber hinaus weitere zahlreiche „Offshore“-Verlademöglichkeiten.

Bislang begünstigte die Vielzahl der Verlademöglichkeiten die starke Exportentwicklung. Ein weiteres Wachstum ist langfristig aber von einer Verbesserung der küstenfernen Infrastruktur (Bau von Eisenbahnlinien) abhängig, da bisher nur die Kohlereserven in Angriff genommen wurden, die entweder küstennah liegen oder über eine gute

Flussanbindung zum Weitertransport an die Küste verfügen.

Die staatseigene Bahn PT Kereta Api Indonesia will mit einem Aufwand von 350 Mio. US\$ die Transportkapazität von 13,2 Mio. t auf 50 Mio. t in 2018 mit einem Bündel von Maßnahmen, u. a. Instandhaltungsprogrammen, neuen Loks und Umschlagsanlagen, vor allem auf Sumatra erhöhen. Zurückgestellt hat dagegen Berau eine Überlandbandanlage und ein Kraftwerksprojekt. Festhalten will dagegen PT Bukit Asam, seinen Kohleterminal mit einem Dock und Schiffsbelader zu erweitern. Auch wird in Schlepper und Schubschiffen investiert, um die gestiegenen Transportbedarfe auf den Flüssen bedienen zu können.

Die Verschiffung erfolgte überwiegend über folgende Häfen: Adang Bay, Banjarmasin, Samarind, Pulau Laut, Tanjung Bara und Kotabaru mit monatlichen Exporten von 1 Mio. t bis über 6 Mio. t.

Export

Die derzeit veröffentlichte Exportziffer für 2012 beträgt rund 304 Mio. t und ist um 34 Mio. t gegenüber 2011 gestiegen.

Indonesien hat damit seine führende Weltmarktstellung als Kraftwerkskohlenexporteur Nr. 1 in 2012 weiter ausgebaut. Den Rückgang der chinesischen Exporte nutzte Indonesien seinerseits gut zu Ausfuhren nach China, die in 2012 laut McCloskey mit rund 133 Mio. t (inkl. Braunkohle) doppelt so viel indonesische Kohle importierten als 2011. Schwerpunkt des indonesischen Exports ist der pazifische Markt. Die Mengen in die europäischen und amerikanischen Länder sind in 2012 fast unverändert gering geblieben.

In der Zukunft dürften Indonesiens Kohleexporte aber auch weiter wachsen, soweit das Weltmarktpreisniveau einerseits und die Produktionskosten andererseits dies

erlauben. Indonesiens geographische Lage nahe den größten Verbrauchszentren China, Japan, Südkorea und Indien begünstigt den Export durch geringere Frachtkosten und kürzere Reisezeiten zu diesen Ländern.

Kohleexporte nach Märkten			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Pazifik	226	259	292,9
Europa	13	10	11,0
USA	1	1	0,1
Gesamt	240	270	304,0

LB-T10¹⁾ geschätzt

Die größten Einzelabnehmer sind in Asien vertreten. Es sind neben China vor allem Indien, Taiwan, Südkorea und Japan.

Die größten Abnehmer indonesischer Kohle			
	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Taiwan	21,8	19,1	28,6
Japan	26,1	25,0	35,0
Südkorea	34,7	36,7	37,8
Indien	36,5	52,8	94,6
China	68,1	78,0	81,4

LB-T11¹⁾ vorläufig, teilweise geschätzt

Der Export in den asiatischen Markt wird weiter zunehmen. Schwerpunkt für die Exporte wird Kalimantan bleiben.

Kennzahlen Indonesien			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	295	318	386
Kesselkohleexporte	240	270	304
Einfuhren Deutschland	0,1	0,1	0
Exportquote in %	81	85	79

LB-T12¹⁾ vorläufig

RUSSLAND/UKRAINE/ KASACHSTAN

Die Staaten der ehemaligen Sowjetunion mit wesentlicher Kohleproduktion sind:

- Russland,
- Ukraine,
- Kasachstan.

In allen Staaten konnte die Kohle vor dem Hintergrund noch bestehender, hoher Ölpreisgebundener Gaspreise ihre Rolle stärken.

Für den Weltmarkt hat nur Russland wesentliche Bedeutung. Dennoch hier die wesentlichen Daten zur Ukraine und zu Kasachstan.

Die Ukraine erhöhte insgesamt die Produktion um 4,3 % auf 85 Mio. t/a. Die Kraftwerkskohle stieg dabei stark um 10 % auf 61 Mio. t/a, während die Produktion von Koks-kohle um 0,4 % auf 24 Mio. t/a abnahm. Für 2013 wird mit einem vergleichbaren Niveau der Koks-kohleförderung gerechnet.

Kasachstan entwickelt sich zunehmend zum Kohleexporteur. Kasachstan verfügt nicht nur über große Kohlevorkommen, sondern auch über andere Rohstoffe. In 2012 wurden rund 121 Mio. t Steinkohle gefördert, davon rund 30 Mio. t exportiert.

Im Nachfolgenden wird nur noch auf Russland eingegangen.

Russland gehört zu den führenden kohleproduzierenden und -exportierenden Ländern. Schätzungsweise 1/3 der weltweiten Kohleressourcen und 1/5 der untersuchten Reserven – insgesamt fast 200 Mrd. Tonnen – befinden sich in Russland. Darin enthalten sind gut 100 Mrd. t Braunkohle, 85 Mrd. t Steinkohle (inklusive Koks-kohle)

und 7 Mrd. t Anthrazit. Die Reserven im Eigentum von russischen Unternehmen betragen fast 19 Mrd. t, davon 4 Mrd. t Koks-kohle. Mit etwas mehr als 350 Mio. t/a Fördermenge ist Russland der fünfgrößte Kohleproduzent weltweit.

In Russland betreiben 228 Unternehmen Kohleabbau in 91 Untertageminen und 137 Tagebauen. Kohle wird in 25 verschiedenen Regionen Russlands in 16 Kohlebecken gewonnen. Kohle wird in Russland zur Stromerzeugung verwendet. Rund 25 % der Stromerzeugungskapazitäten sind Kohlekraftwerke.

Der Kohlebergbau kann auf eine Unterstützung seitens der Regierung bauen. Die Kohleförderung ist laut Präsident Wladimir Putin von strategischer Bedeutung für die russische Wirtschaft. Im russischen Bergbau sind ca. 200.000 Menschen beschäftigt. Daher werden auch die Ausbaupläne der Kohleindustrie von Seiten der russischen Regierung unterstützt.

Die russische Wirtschaft hat im vergangenen Jahr mit 3,6 % eine geringere Wachstumsrate als im Jahr zuvor (4,3 %) erzielt. Damit hat sich der weltgrößte Energieexporteur von Kohle, Öl und Gas dennoch wirtschaftlich stabilisiert.

Kohleproduktion Russland			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Koks-kohle ²⁾	67	65	74
Kesselkohle	254	271	279
Gesamt	321	336	353

LB-T13 Quelle: McCloskey, ¹⁾ vorläufig, ²⁾ einschl. Anthrazit

Produktion

In Russland stieg die Produktion von Kohle um 17 Mio. t auf rund 353 Mio. t, davon 72 Mio. t Koks-kohle und 2 Mio. t Anthrazit. Die Nachfrage nach Kesselkohle stieg aufgrund erhöhter Nachfrage im Inland leicht auf 279 Mio. t. Nach

ersten Schätzungen belief sich die Tagebauförderung auf rund 255 Mio. t, die Tiefbauproduktion auf 98 Mio. t. Der Schwerpunkt der russischen Steinkohleförderung liegt im Kemerovo-Gebiet. Fast alle Bergbauunternehmen haben ihre Produktion gesteigert. Das größte Unternehmen in Russland, die Siberian Coal Energy Co. (SUEK), hat mit einer Förderung von 98 Mio. t einen Marktanteil von 27 % in Russland. OAO Kuzbassrazrezugol hat erneut wegen verstärktem Oberbodenabbau, der 2013 zu einem erhöhten Kohleabbau führen soll, die Produktion von Kohle um 3,3 % auf 45 Mio. t verringert. Die wichtigsten russischen Produzenten entwickelten sich wie folgt:

Kohleproduzenten Russland		
Produzenten	2011	2012*
	Mio. t	Mio. t
SUEK	92,2	98,0
Kuzbassrazrezugol	47,0	45,0
Siberian Business Union (SDS)	22,4	25,0
Yuzhkuzbassugol	9,2	11,0
Vostsibugol	15,8	17,0
Raspadskaya	6,3	7,0
Yuzhny Kuzbass	14,0	14,0
Yakutugol	7,8	10,0
Gesamt	214,7	227,0

LB-T14 * z. Teil Schätzungen

Kohle-Export-Häfen Russland			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Ostseehäfen und Nordrussland			
Murmansk	9,6	10,8	11,7
Vysotsk	2,3	3,2	3,3
Riga	11,5	13,5	14,9
Ventspils	3,6	6,8	7,0
Tallin (Muga)	1,2	0,3	0,0
St. Petersburg	2,2	0,3	0,0
Ust-Luga	7,6	12,3	15,3
Sonstige	1,7	0,8	1,7
Gesamt	39,7	48,0	53,9
Südrussland und Ukraine			
Mariupol (Ukraine)	1,7	1,7	1,3
Tuapse (Russland)	3,5	2,9	2,8
Yuzhny (Ukraine)	2,4	1,0	0,3
Sonstige	7,6	7,5	7,9
Gesamt	15,2	13,1	12,3
Russland und Fernost			
Vostochny	14,5	16,2	21,3
Vanino	1,3	1,5	1,1
Muchka	5,0	10,0	12,1
Sonstige	11,9	12,3	16,2
Gesamt	32,7	40,0	50,7
Gesamt	87,6	101,1	116,9

LB-T15 ¹⁾ z. Teil Schätzungen

Über größere logistische Probleme wurde trotz massiver Kapazitäts- und Qualitätsprobleme der russischen Staatsbahn nichts berichtet. Dies liegt vermutlich daran, dass die Bergbauunternehmen zunehmend die Logistik selbst in die Hand nehmen.

Die Russen versuchen zudem, wegen hoher Transitgebühren in den baltischen Staaten vor allem eigene Häfen im baltischen Raum zu beschäftigen. Vostochny im Pazifik mit 21,3 Mio. t und Ust-Luga mit 15,3 Mio. t sind die Nr. 1 und 2 unter den russischen Exportkohlehäfen. Insgesamt steigerte sich der

Export über die baltischen Häfen um fast 6 Mio. t. Der Umschlag der Schwarzmeerbahnhäfen war leicht rückläufig. Einen großen Zuwachs erreichten erneut die Fernosthäfen mit 16 %.

Insgesamt ist eine sehr dynamische Entwicklung der Exportkapazitäten in den russischen Fernost-Häfen zu beobachten. Einer weiteren Steigerung der Exporte in den pazifischen Markt sind in den nächsten Jahren vorerst keine Grenzen durch fehlende Hafenskapazitäten gesetzt. Dennoch werden neue Projekte in Angriff genommen, wie z. B. ein Kohle-Exportterminal im Hafen von Vanino. Hier soll zukünftig Koks kohle aus Elgestan in Sibirien über eine noch zu bauende, 402 km lange Eisenbahnlinie Kyzyl – Kuragiono transportiert werden, die Elgestan mit dem nationalen Schienennetz verbindet.

Export

Aufgrund der gestiegenen Nachfrage im Ausland exportierte Russland im seewärtigen Handel mit 117 Mio. t rund 16 Mio. t mehr als im Vorjahr. Hinzukommen noch ca. 10 Mio. t, die im Inlandsverkehr mit früheren CIS-Staaten gehandelt werden. Insgesamt wurden somit knapp 127 Mio. t exportiert.

Russland plant, langfristig deutlich mehr Kohle in den asiatischen Markt zu exportieren. Bis 2030 will die Regierung die Kohleförderung auf 430 Mio. t/a erhöhen und die Exporte in die asiatisch-pazifischen Märkte von derzeit 32 Mio. t/a auf 85 Mio. t in drei Zeitabschnitten (2011-2015, 2016-2020 und 2021-2030) erhöhen. Die Planungen umfassen die Erweiterung der Transportinfrastruktur, der Verladebahnhöfe und Häfen im russischen Fernost. Insgesamt sollen hierfür über 17 Jahre 123 Mrd. US\$ investiert werden, wovon der Staat 9 % bereit stellt.

Kennzahlen Russland

	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kohleförderung	321	336	353
Steinkohleexporte ²⁾	87	101	117
• Kesselkohle	80	93	109
• Koks kohle	7	8	8
Einfuhren Deutschland	10,5	11,2	11,6
• Kesselkohle	9,3	9,6	10,5
• Koks kohle	1,0	1,2	0,8
• Koks	0,2	0,4	0,3
Exportquote in %)	27	30	33

1) vorläufig 2) nur seewärtig

LB-T16

Im nordwesteuropäischen Raum stiegen die Importe aus Russland vor allem wegen des niedrigen Schwefelgehalts und hohen Heizwertes der Kohle an, während in der EU-27 die Importe um 2,7 Mio. t zurückgingen. UK nahm mit knapp 14,6 Mio. t 26 % mehr Kraftwerkskohle ab als in 2011. In Deutschland stiegen die gesamten Importe aus Russland um 0,4 Mio. t auf 11,6 Mio. t. Damit ist Russland Deutschlands wichtigster Kohlelieferant.

USA

Produktion

2012 war für die amerikanische Kohleindustrie ein schwieriges Jahr. Die Kohleindustrie sah sich einem weiteren Rückgang der Gaspreise für Schiefer-Gas und einem dadurch ausgelösten Wechsel von Kohle zu Gas in der Stromerzeugung ausgesetzt. Hinzu kamen fallende Weltmarktpreise, was auf die Margen der

Produzenten drückte. Schließungen ganzer Kohleminen, Kostensenkungsprogramme und Arbeitsplatzabbau waren die Folge. Die Produktion der USA ging 2012 daher trotz enormer Steigerung der Exporte um insgesamt 72 Mio. t auf 922 Mio. t zurück. Dies beruht auf Gründen, die bereits 2011 an dieser Stelle aufgeführt wurden, sich aber zum Teil noch verschärft haben:

Der Wettbewerb von Schiefer-Gas, regenerativen Energien und Kohle in der Stromerzeugung geht derzeit zu Lasten der Kohle.

Zwar wird die US-Stromerzeugung immer zu einem großen Teil auf Kohle basieren – laut Annual Energy Outlook 2013 der U.S. Energy Information Administration (EIA) basierte in 2011 die Stromerzeugung zu 42 % auf Kohle, soll aber bis 2040 auf 35 % fallen. Die in 2012 weiter gefallenen Gaspreise haben aber bereits einen Brennstoffwechsel bewirkt, dessen langfristige Auswirkungen auf die amerikanische Produktion wie auch auf den Weltkohlehandel sich bereits andeuten. Denn 91 % des amerikanischen Kohleverbrauchs (2011 noch 93 %) gehen in die Stromerzeugung. Das Gas hat zwischenzeitlich einen Anteil an der Stromgewinnung von ca. 26 %, regenerative Energien einen Anteil von 14 %. Mit dem immer stärker auf den Markt drängenden Schiefer-Gas zu Preisen sogar unter 2 US\$/mm BTU im April 2012 oder umgerechnet rund 56 US\$/t SKE (1mm BTU entspricht 27,777 t SKE), ist vor allem die Kohle aus dem Appalachen-Gebiet, aber auch aus dem Illinois-Becken kaum wettbewerbsfähig. Inklusive Transportkosten ist Kohle fast doppelt so teuer wie Schiefer-Gas. Daher fand und findet der Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung von Kohle zu Gas vor allem in der Osthälfte Nordamerikas statt. Kohle aus dem Powder River Basin lässt sich dagegen zu deutlich geringeren Kosten fördern und dürfte mit dem Schiefer-Gas, vor allem, nachdem die Preise wieder über 3 US\$/mm BTU liegen, (noch) wettbewerbsfähig sein.

Dennoch wird für 2013 mit einem weiteren Rückgang der Förderung auf deutlich unter 1 Mrd. st/a gerechnet.

Der Brennstoffwechsel findet überwiegend auch ohne Neubau von Kraftwerken statt. Über die Hälfte der amerikanischen Gaskraftwerke sind Gas- und Dampfkraftwerke, die nur der Stromerzeugung dienen, deren Jahresausnutzung jetzt zwar gestiegen ist, aber immer noch nur 50 % beträgt. Hier sind also noch Potenziale vorhanden. Ganz nebenbei hat dieser Brennstoffwechsel dazu geführt, dass der Ausstoß von CO₂ derzeit so niedrig ausfällt wie seit 20 Jahren nicht mehr. In seinem jüngsten Outlook 2013 schätzt die EIA, dass 2035 die CO₂-Emissionen von Kohle um weitere 48 Millionen Tonnen niedriger sein werden als noch letztes Jahr vorhergesagt, dafür aber die gasbezogenen CO₂-Emissionen insgesamt um 67 Millionen Tonnen höher sind. Die projizierten CO₂-Steigerungsraten sinken seit 2005 kontinuierlich. Der Anteil der Kohle an den gesamten energiebezogenen CO₂-Emissionen von 8.114 Mio. t betrug im Jahr 2005 rund 40 % oder 3.226 Mio. t. Dieser Anteil sank in der Projektion 2010 auf 37 % und im aktuellen Outlook 2013 der EIA auf 34 % oder 1.874 Mio. t. Der tatsächliche Rückgang der CO₂-Emissionen in 2012 betrug, bezogen auf 2007, dem Jahr mit dem höchsten CO₂-Ausstoß in den USA, 8 %.

Die neue Umweltschutzgesetzgebung der Umweltschutzbehörde, EPA (Environmental Protection Agency), verpflichtet die Kraftwerksbetreiber in Hinblick auf Emissionen von Staub, SO₂, NO_x und Quecksilber, ihre Anlagen mit entsprechenden Reinigungsanlagen bis 2015 nachzurüsten. Diese Verpflichtungen ergeben sich zum einen aus der in 2011 erlassenen „Cross State Air Pollution Rule“ (CSAPR) und den Ende 2011 erlassenen „Mercury and Air Toxics Standards“ (MATS) der EPA. Erste Kraftwerksschließungen wurden bereits angekündigt. Es gibt Schätzungen, wonach etwa

50 GW Kohlekraftwerkskapazitäten bis 2017 und insgesamt 192 Kraftwerke bis 2026 stillgelegt werden könnten. 50GW entspräche 1/6 der gesamten Stromerzeugungskapazitäten der USA. Dies dürfte die Kohleproduktion in Zukunft erheblich belasten. EPA hat jüngst auch angekündigt, CO₂-Emissionsgrenzen für neue Kohlekraftwerke einzuführen, sodass zukünftig ohne CCS kein Kohlekraftwerk mehr gebaut werden könnte. Aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten gegenüber einer GuD-Anlage dürfte dann faktisch kein neues Kohlekraftwerk mehr gebaut werden. So will beispielsweise Georgia Power 15 Kohle- und Ölkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 2.061 MW in 2015 und 2016 schließen. In Pennsylvania sollen 12 alte Kohlekraftwerke von insgesamt 4.000 MW stillgelegt und dafür 9 gasbefeuerte Kraftwerke mit fast 8.000 MW Leistung errichtet werden.

Die Wirtschaft der USA hat sich auch nicht so gut erholt wie erhofft, und der Stromverbrauch der Amerikaner entwickelte sich entsprechend verhaltener. Hinzu kam ein milder Winter. Laut Energy Information Agency (EIA) wurden 2012 fast 12 % oder rund 108 Mio. t Kohle weniger zur Stromerzeugung eingesetzt als im Jahr zuvor.

Förderverteilung USA			
	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Appalachian ¹⁾	313	312	286
Interior	135	142	145
Western	536	540	491
Gesamt	984	994	922
East of Mississippi	409	414	390
West of Mississippi	575	580	532
Gesamt	984	994	922

¹⁾ einschl. Kohle aus Haldenaufbereitung, inkl. Braunkohle
Angaben in metrischen Tonnen

LB-T17 Quelle: EIA und eigene Berechnungen

Zwei Minen in Wyoming im Powder River Basin haben 20 % der amerikanischen Kohle in 2012 gefördert. Es sind die North Antelope Rochelle Mine mit einer Förderung von 108 Mio. st und die Black Thunder Mine mit einer Produktion von 93 Mio. st.

Infrastruktur

Die Infrastruktur bei Eisenbahn und Häfen war wegen der gesteigerten Exporte sehr gut ausgelastet. Allein über den Terminal Hampton Roads wurden in den ersten 11 Monaten von 2012 über 44 Mio. t Kohle exportiert, was einer Steigerung von fast 6 Mio. t gegenüber der Periode in 2011 entspricht. Entscheidend für eine weitere Exportsteigerung ist aber vor allem eine verbesserte Eisenbahninfrastruktur, vor allem ins Powder River Basin sowie eine entsprechende Hafeninfrastruktur an der Westküste, um die mit der indonesischen Kohle vom Heizwert her vergleichbaren Kohle aus dem Powder River Basin in den asiatischen Markt exportieren zu können. Canadian Pacific hat aber davon Abstand genommen, eine 416 km lange Bahnstrecke zu bauen, die mehrere Minen im Powder River Basin erschließen sollte. Ausschlaggebend waren wohl rückläufige Kohleverbräuche in den USA. BNSF Railway, die bereits heute alle größeren Häfen an der Westküste mit eigenem Schienennetz bedient, will aber weitere Exportterminals entwickeln.

Kinder Morgan hat angekündigt, 200 Mio. US\$ in den Umbau des Werfthafens in Charleston zu einem Exportterminal mit einer Kapazität von 10 Mio. t/a zu investieren.

Die erst 2011 von den privaten Eisenbahnen erhöhten Frachtraten mussten zum Teil wegen der verringerten Lieferungen und der fallenden Marktpreise zurückgenommen werden. Einen Engpass für weitere Exporte könnten auch die Binnenschiffskapazitäten und Umschlagskapazitäten sein. Niedrigwasserstände im Mississippi waren in 2012 ebenfalls ein Engpass für Kohleexporte über die Golfregion.

Während bisher vorwiegend an der Ostküste in neue Hafenskapazitäten investiert wurde, werden jetzt Projekte an der Westküste für zukünftige Exporte nach Asien untersucht. Allerdings stoßen diese Projekte auf heftigen Widerstand und Proteste in der Bevölkerung.

Export / Import

Die USA sind in ihren Exporten bisher stark auf Europa ausgerichtet und konnten ihre Exporte bei Koks- und Kraftwerkskohle erneut um 0,3 Mio. t und bei Kraftwerkskohle um fast 17 Mio. t steigern. Insbesondere die schwefelreiche Kohle aus dem Illinois Becken wurde in großen Mengen mit entsprechenden Preisabschlägen gegenüber der API#2 Standardqualitätskohle gehandelt. Der seewärtige Export erhöhte sich 2012 um rund 16 Mio. t auf insgesamt 107 Mio. t. Hinzu kommt der landseitige Export nach Kanada in Höhe von über 6 Mio. t.

Export USA 2012			
	Koks- kohle	Kraftwerks- kohle	Gesamt
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Seewärtig	59,0	48,1	107,1
Landseitig (Kanada)	4,4	2,0	6,4
Gesamt	63,4	50,1	113,5

LB-T18 Quelle: McCloskey, EIA

Die Exportschwerpunkte der seewärtigen Ausfuhren von rund 107 Mio. t waren Europa mit rund 50 Mio. t und Brasilien mit 7 Mio. t. Größter Abnehmer in Europa

war wiederum Deutschland mit 9,8 Mio. t Koks- und Kraftwerkskohle. Die Importe, vor allem von kolumbianischer Kohle, waren dagegen stark rückläufig. Die USA blieben Nettoexporteur. Wegen des scharfen Wettbewerbs zwischen Schiefer-Gas und Kesselkohle einerseits und einer verhaltenen Nachfrage in Europa andererseits zeichnet sich eine Entwicklung ab, wonach der Export zukünftig neben dem atlantischen Markt auch den pazifischen Markt im Auge hat. In 2012 wurden erhebliche Mengen Kohle – nach Japan 5 Mio. t, nach Südkorea 8,3 Mio. t und auch nach Indien und China – exportiert. Inwieweit die amerikanische Kohle in Asien wettbewerbsfähig ist, hängt von vielen Faktoren ab. Ein gewichtiger Grund sind die Transportkosten. Das derzeitige Seefrachtrateniveau ist niedrig. Wenn es gelingt, zukünftig große Mengen Kohle zu Wettbewerbspreisen aus dem Powder River Basin von der Westküste aus nach Asien zu verschiffen, dürfte die amerikanische Kohle nachhaltig ihren Weg nach China und Indien finden.

Import-Export Saldo USA (seewärtig)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Export (seewärtig)	37	53	44	64	91	107
Import (seewärtig)	31	31	19	16	11	7
Saldo	6	22	25	48	80	100

LB-T19

Die Importe aus Kolumbien gingen um weitere 2,3 Mio. t auf 6,3 Mio. t zurück. Venezuela exportierte 0,3 Mio. t in die USA.

Für 2013 erwartet die EIA einen leichten seewärtigen Exportzuwachs sowohl von Kessel- als auch von Koks- und Kraftwerkskohle auf insgesamt 124 Mio. t (= 111 Mio. t). Bei festeren Weltmarktpreisen und geringen Frachtraten

dürfte die Kesselkohle für den atlantischen Markt aber auch für den asiatischen Markt interessant bleiben.

Kennzahlen USA			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	984	994	922
Steinkohleexporte	74	97	114
• Kesselkohle	23	34	50
• Koks kohle	51	63	64
Steinkohleimporte	18	12	8
Einführen Deutschland	5,7	8,1	9,8
• Kesselkohle	2,7	5,1	7,1
• Koks kohle	3	3	2,7
Exportquote in %	8	10	12
<i>¹⁾ vorläufig</i>			

LB-T20

Die Importe aus Kolumbien gingen um weitere 2,3 Mio. t auf 6,3 Mio. t zurück. Venezuela exportierte 0,3 Mio. t in die USA.

Für 2013 erwartet die EIA einen leichten seewärtigen Exportzuwachs sowohl von Kessel- als auch von Koks kohle auf insgesamt 124 Mio. st (= 111 Mio. t). Bei festeren Weltmarktpreisen und geringen Frachtraten dürfte die Kesselkohle für den atlantischen Markt aber auch für den asiatischen Markt interessant bleiben.

KOLUMBIEN

Produktion

Die Steinkohleförderung Kolumbiens ist trotz mancher Imponderabilien in 2012 erneut gewachsen und hat ein neues Allzeithoch erreicht. Insgesamt wuchs die Produktion um rund 3,4 Mio. t oder 4 % auf 89,2 Mio. t. Damit wurde das Produktionsziel von 97 Mio. t/a zwar verfehlt, die Erreichung dieses Produktionsergebnisses

von 89 Mio. t ist dennoch beachtlich. Denn die Produktion wurde durch eine Reihe von Umständen mit unterschiedlicher Intensität und Dauer gestört: Während in 2012 das Wetter nicht für größere Störungen verantwortlich war, waren es vor allem Streiks, behördliche Anordnungen und terroristische Anschläge.

In Prodeco's La Jagua-Mine wurde für eine 7 %-ige Lohnerhöhung und eine 7,15 % Erhöhung der Arbeitnehmerbeteiligung gestreikt. Fünf Wochen haben die Arbeiter der Fenoco-Bahn gestreikt und damit die gesamte Produktion des Cesar-Beckens in Mitleidenschaft gezogen, und damit die Produzenten Drummond, Prodeco und Goldman Sachs getroffen, was zu einem Exportrückgang von 2-3 Mio. t geführt hat. Der Cerrejón Tagebau war davon nicht betroffen. Dafür war die Bahnstrecke von Cerrejón nach Puerto Bolivar sowie Transporteinrichtungen nach einigen Jahren relativer Ruhe insgesamt sechsmal Objekt terroristischer Angriffe der ca. 9.000 Mitglieder starken FARC-Organisation (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia). Dennoch konnte Cerrejón seine Produktion gegenüber 2011 um 2,3 Mio. t auf 34,3 Mio. t erhöhen. Empfindlich beeinträchtigt hat die behördliche Anordnung eines Nachtfahrverbotes auf der Fenoco-Bahnstrecke zwischen 22:30 Uhr und 04:30 Uhr. Nach Zeitungsberichten beinhaltet dieses aus Lärmschutzgründen angeordnete Fahrverbot einen täglichen Transportausfall von 80.000 t. Über die Fenoco-Linie werden ca. 53 % aller Kohleexporte Kolumbiens befördert.

Streiks und Tarifauseinandersetzungen haben auch die Produktion von Columbian National Resources, einer 100 %-igen Tochter von Goldman Sachs, in der La Francia-Mine, beeinträchtigt. Für einige Lieferungen wurde von dem betroffenen Produzenten „Force Majeure“ erklärt.

Die Produktion in den inländischen Departments Boyacá, Cundinamarca und Norte de Santander erreichte mit 6,9 Mio. t 15 % oder rund 1,2 Mio. t weniger als 2011. In diesen Minen wird überwiegend Koks-kohle untertage abgebaut. Aufgrund der weltweit gefallenen Preise dürfte dies ein Hauptgrund für den Rückgang sein, da die Produktionskosten dort sehr hoch sind.

Für 2013 wird von der kolumbianischen Bergbaubehörde eine Produktion von insgesamt 98 Mio. t und ein Preis von 75 US\$/t FOB erwartet, was einer Mengensteigerung gegenüber den Ist-Zahlen von 2012 von rund 9 Mio. t oder 9 % entspräche. Allein der größte Produzent Cerrejón förderte mit 34 Mio. t (Vorjahr 32 Mio. t) nicht nur einen Jahresrekord, sondern zugleich auch rund 38 % der gesamten kolumbianischen Förderung. Sollten die berichteten Erweiterungspläne der Produzenten alle eintreten, würden Kolumbiens Kohleproduktion von derzeit rund 80 Mio. t/a um bis zu 55 Mio. t/a auf ca. 145 Mio. t/a in 2020 erhöht werden können. Cerrejón plant, die Förderung von 32 Mio. t/a auf 40 Mio. t/a bis Ende 2015 zu steigern, Drummond in einem Joint-Venture mit Itochu von 26 Mio. t/a in 2012 auf 32 Mio. t/a in 2013. In Vale's El Hatillo Mine sollte die Förderung von derzeit 3-4 Mio. t/a auf 9,5 Mio. t/a in 2014 gesteigert werden. Ob es hierzu kommt, bleibt abzuwarten, nachdem Anfang 2013 Vale die Mine an CPC, einer Tochter von CNR, die wiederum eine Tochter von Goldman Sachs ist, verkauft hat. Hinzu kommt die noch nicht entwickelte Cerrolargo Sur Lagerstätte in der Region Cesar mit geschätzten Reserven von 500 Mio. t. Die metallurgische Kohleförderung ist deutlich unter dem Vorjahresniveau geblieben. Die Koks-kohleindustrie vor allem in Zentralkolumbien hat ein Kostenproblem. Es wird berichtet, dass unter 200 US\$/t die Koks-kohleminen in Kolumbien nicht profitabel seien und daher derzeit ihre Produktion gedrosselt hätten oder auf Halbe pro-

duzierten. Sollte das Preisniveau anhalten, ist fraglich, ob die Förderung von Koks-kohle bis 2015 auf 8 Mio. t/a bis 10 Mio. t/a ausgeweitet werden kann. Insbesondere asiatische Unternehmen bemühen sich, Koks-kohleförderkonzessionen in Kolumbien zu erhalten oder in die Infrastruktur zu investieren.

Kesselkohle-Exporte nach Gesellschaften			
Exporteur	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Cerrejón	31,5	32,0	32,8
Drummond	21,7	21,8	25,6
Glencore	12,1	14,8	14,3
Goldman Sachs	2,1	4,8	5,2
Übrige (inkl. Zentralkolumbien)	1,8	3,2	1,9
Gesamt	69,2	76,6	79,8

LB-T21

Export

Kolumbien konnte seine Exporte inklusive Koks-kohle auf 81 Mio. t steigern. Damit konnte Kolumbien seinen Status als viertgrößte seewärtige Kohleexportnation halten.

Die kolumbianische Kesselkohle geht überwiegend in den atlantischen Markt. Vom Gesamtexport von Kraftwerkskohle (79,8 Mio. t) gingen 73 % in europäische Länder inklusive der Türkei, 22 % nach Nord- und Südamerika und nur 5 % nach Asien. Der Export nach Europa wuchs um 2,6 Mio. t. Die Exporte nach Deutschland verringerten sich leicht auf rund 9,4 Mio. t. Der nordamerikanische Markt erfuhr mit über 27 % den größten Rückgang an Exporten. Allein in die USA wurden 1,9 Mio. t Steinkohle weniger in 2012 ausgeführt. Die Ausfuhren nach Asien erhöhten sich dagegen um fast 120 % auf 4,2 Mio. t.

Der Löwenanteil der Exporte kommt mit fast 33 Mio. t aus der Provinz von La Guajira aus dem Cerrejón

Tagebau, gefolgt von Drummond mit ca. 26 Mio. t, dessen Tagebaue im benachbarten Bezirk Cesar liegen.

Kraftwerkskohleexport¹⁾ – Struktur Kolumbiens			
	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Amerika	22,3	18,3	17,0
Nordamerika (USA + Kanada)	13,1	8,4	6,2
Süd- und Mittelamerika	9,2	9,9	10,8
Asien	8,8	1,9	4,2
Europa	38,1	55,9	58,6
Mittelmeerraum	11,3	21,0	24,8
Nordwest-Europa	26,8	34,9	33,8
Gesamt	69,2	76,1	79,8

LB-T22 ¹⁾Kokskohle und Koks (2,9 Mio. t) sind nicht in den Exportzahlen enthalten.

Infrastruktur

Die bestehende Infrastruktur für Transport und Exporthäfen ist hoch ausgelastet. Der größte Teil der Kohle wird mit Zügen zu den Kohleterminals transportiert.

Wenn der Plan, die Kohleförderung bis 2020 auf 145 Mio. t/a zu verdoppeln, Realität werden soll, bedarf es eines ambitionierten Ausbaus der gesamten Kohleinfrastruktur zu den Exporthäfen. Cerrejón investiert 1,3 Mrd. US\$ zur Erweiterung der Kapazität auf 40 Mio. t/a. Das Geld fließt u. a. in eine technische Verbesserung der Bahngleise und in den Hafen Puerto Bolivar. Dort werden ein zweiter Anlegerplatz und ein weiterer Schiffsbelader errichtet. Das spanische Unternehmen Ferrovial wurde mit dem Bau beauftragt. Drummond und Glencore (Prodeco) bauen derzeit zwei neue Direktbeladungsanlagen nahe Ciénaga, um die erhöhten Mengen exportieren zu können, aber auch aus Umweltschutzgründen, da in Kolumbien bis 2014

alle Verschiffungen über Direktbeladungseinrichtungen erfolgen müssen. Prodeco's Hafen „Puerte Nuevo“ soll Mitte des Jahres 2013 in Betrieb gehen und eine Verladekapazität von 22 Mio. t/a haben.

Kolumbiens Hafen von Buenaventura am Pazifik soll kurzfristig eine Vertiefung bis zu 30 Meter erhalten, sodass zukünftig auch Panamax dort laden können. Buenaventura ist ein für den Kokskohleexport wichtiger Hafen. 75 % aller Kokskohleexporte werden über diesen Hafen abgewickelt. Die Kokskohle wird dorthin mit Lkw von Boyaca und Santander gefahren.

Kokskohleexporteure werden bald aber auch eine Alternative haben: Der Hafen von Cartagena ist ausgerüstet worden, um Panamax-Schiffe zu beladen. Wenn auch die Schiffskapazitäten auf dem Magdalena-Fluss, der bei Cartagena in den Ozean mündet, verbessert werden, könnte dieser Hafen bedeutend werden für den Export von Kohle aus Zentralkolumbien.

Hinsichtlich der Finanzierung der Projekte zeichnet sich zunehmend ein chinesisches Interesse ab, da die Chinesen an einem Zugang zur kolumbianischen Kokskohle interessiert sind. In China wurden mehrere Kooperationsverträge auf Regierungsebene unterzeichnet, unter anderem zur Vertiefung und Verbreiterung des Magdalena-Flusses und für eine 791 km lange Bahnstrecke von Zentralkolumbien nach Buenaventura. Die Trafigura-Tochter Impala will 27 Mio. US\$ in eine Flotte von Schubschiffen investieren, die für den Einsatz auf dem Magdalena-Fluss vorgesehen sind. Damit sollen die Transportkosten signifikant gesenkt werden können.

Ein weiteres Großprojekt ist der geplante Tiefwasser-Flusshafen nahe Barranquilla mit einer Anfangskapazität von 5 Mio. t/a für Kessel- und Kokskohle und einem Tiefgang, der die Beladung von Capesize-Schiffen ermöglicht.

Eine Achillesferse stellt aber vor allem das Transportsystem, insbesondere der Schienenverkehr, dar. Der ursprüngliche Plan Kolumbiens für den Bau und Betrieb einer neuen 3 Mrd. US\$ teuren 1.000 Meilen langen Bahnstrecke, die die Kohleminen nahe Bogota mit den neuen Verladehäfen an der karibischen Küste verbindet, wurde nicht weiter verfolgt.

Der Carbosan Hafen von Santa Marta hat eine Konzession zum Bau einer 17 km langen Verbindung von der Fenoco-Eisenbahnstrecke zum Terminal beantragt, um auch über diesen Hafen Kohle per Bahn anliefern zu können. Bisher erfolgt dies über Lkw-Transporte, die deutlich teurer sind als die per Bahn.

Langfristig von größerer Bedeutung für kolumbianische Exporte ist die im Bau befindliche Erweiterung des Panama-Kanals, dessen Fertigstellung für 2014 vorgesehen ist. Die Erweiterung wird als Schlüssel zu einer Steigerung der Exporte in den pazifischen Raum gesehen, da diese dann kleineren Capesize-Schiffen die Durchfahrt ermöglicht, die bisher um das Kap der Guten Hoffnung fahren mussten.

Kennzahlen Kolumbien			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	74,4	85,8	89,2
Steinkohleexporte	72,2	81,2	81,0
• Kraftwerkskohle	69,2	78,2	79,8
• Koks-kohle	3,0	3,0	1,2
Einfuhren Deutschland	7,9	10,8	9,4
Exportquote in %	98	94	91

¹⁾ vorläufig

LB-T23

SÜDAFRIKANISCHE REPUBLIK

Kohle ist wieder das schwarze Gold von Südafrika. Kohle war 2012 das wertvollste Mineral, dessen Ressourcen in Südafrika auf rund 750 Mrd. US\$ geschätzt werden. Nur die Platinvorkommen sind mit geschätzten 1,5 Billionen US\$ wertvoller. Hinter Kohle folgen Palladium, Gold und Titan als wertvolle Mineralien. Der Gesamtwert aller Kohleexporte für 2012 wird von dem Department of Mineral Resources South Africa mit rund 47 Mrd. Rand angegeben (1 Euro ca. 12 Rand).

Kohle deckt fast 72 % des südafrikanischen Primärenergiebedarfs und trägt zu rund 30 % zur Deckung des Benzinbedarfs in Südafrika bei. Strom wird zu 93 % aus Kohle erzeugt. Die Kohleexporte machen rund 26 % der Kohleförderung aus. Über 70.000 Menschen sind im Kohlebergbau beschäftigt. Die 2010 ins Leben gerufene „South African Coal Roadmap“, die sich mit der derzeitigen Struktur der Kohleindustrie und den zukünftigen Entwicklungen bis 2030 auseinandersetzt, wurde fortgeschrieben und ein integrierter Ressourcenplan bis 2030 verabschiedet. Insbesondere galt es dabei die Primärenergieträger für die neu zu bauenden Kraftwerke mit entsprechenden Ausbauplänen für bestehende Minen oder die Entwicklung neuer Minen einerseits und die Anforderung an eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes andererseits in Einklang zu bringen.

Der Einsatz von Kohle im Stromerzeugungsmix ist stark von den CO₂-Reduktionszielen abhängig. 10 GW neue Kohlekraftwerke zu der vorhandenen Kapazität von 35 GW sind bereits im Bau. In 2030 soll der Anteil von Kohle an der Stromerzeugung auf 65 % fallen. Auch wird an der Einführung einer CO₂-Steuer auf die fossilen Primärenergieträger politisch festgehalten.

Produktion

Nach vielen Jahren der Stagnation kann Südafrika wieder auf eine beachtliche Steigerung der Produktion zurückblicken. In 2012 stieg die südafrikanische Produktion mit voraussichtlich 260 Mio. t um 3 %, davon 256 Mio. t Kesselkohle, 3 Mio. t Anthrazit und ca. 1 Mio. t Kokskohle. Dennoch gibt es Fragen, wie langfristig der Bedarf des staatlichen Stromversorgungsunternehmens Eskom mit preiswerter Kohle von minderer Qualität gesichert werden kann. Eskom befürchtet, nach 2018 nicht genug Kohle beziehen zu können. Bis 2040 wird der Bedarf an Kohle auf 4 Mrd. t geschätzt, von denen erst knapp die Hälfte von bestehenden Kohleminen vertraglich gesichert ist. 8 Minen liefern 61 % von Eskoms Bedarf. Daher werden Überlegungen laut, den zukünftigen Bedarf aus neuen Minen, die aus der Black-Empowerment-Economy hervorgegangen sind, zu decken. Dies würde zwar diese sog. Junior-coal-mining-Unternehmen stärken, jedoch dürften die Preise unter den Weltmarktpreisen bzw. den Exportpreisen südafrikanischer Kohle liegen.

Die Kosten der Kohleförderung sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Nach einem Platts Report vom 05.11.2012 kostet nach Schätzungen die Produktion von 1 Tonne Kohle für Junior-mining-Betriebe in der Mpumalanga Provinz etwa 490 Rand/t (oder etwa 56,50 US\$/t); für gewaschene Exportkohle sind 350 Rand/t anzusetzen, für die Förderung 100 Rand/t und 40 Rand/t für Handlings- und Transportkosten zur Ladestation. Hinzu kommt die Bahnfracht mit 200 Rand/t, sodass die Kosten der Kohle bis zum Hafen Richards Bay insgesamt bis zu 690 Rand/t (oder knapp 80 US\$/t) kosten könnten. Insgesamt wird eine Kostenspanne von 73-80 US\$/t FOB Richards Bay angegeben, sodass bei einem Exportpreis FOB Richards Bay von 77 US\$/t und einem Devisenkurs von 1 US\$ = 8,5 Rand einige

Junior-mining-Unternehmen bereits Verluste schreiben könnten. Andere schätzen die durchschnittlichen Förderkosten auf 73 US\$/t.

Zusätzlich könnten die Produktionskosten zukünftig belastet werden durch eine 68 %-ige Erhöhung der Massengutfrachtkosten durch das staatliche Transport- und Logistikunternehmen Transnet, eine für die nächsten 5 Jahre vorgesehene Erhöhung der Strompreise um je 8 %, die CO₂-Steuer sowie Pläne für Exportzölle auf Kohle, womit verhindert werden soll, dass Kohle von schlechterer Qualität, die für ESKOM normalerweise verkauft wird, in den asiatischen Markt geht.

Der Ausbau der bestehenden Bahn- und Hafeninfrastruktur ist der Schlüssel, um weitere Potenziale in Produktionen und Export freizumachen. Hinzu kommt, dass die sogenannten Junior-Bergbauunternehmen oft keinen Zugang zur vorhandenen Infrastruktur haben und sie dadurch in ihren Möglichkeiten begrenzt sind, Fremdmittel für die Entwicklung neuer Kohleminen am Markt zu beschaffen.

Das Schreckgespenst von der Verstaatlichung des Bergbausektors in Südafrika scheint zwar vom Tisch zu sein. Dafür denkt die regierende ANC-Partei nunmehr an eine Art Förderzins von 50 % auf Gewinne, die oberhalb von 15 % der normalen Gewinne liegen.

Die Inlandsmärkte in Südafrika verbrauchten in 2012 folgende Mengen:

Verbrauch der Inlandsmärkte			
	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Stromerzeugung	121	132	132
Synthetische Treibstoffe (Sasol)	45	45	45
Industrie/Metallurgische Industrie	15	7	20
Hausbrand	3	3	3
Gesamt	184	187	200

¹⁾ vorläufig

LB-T24

Exxaro Resources will in der Waterberg-Region mehrere Projekte zur Kohleförderung, insbesondere zur Koks- und Kohleförderung entwickeln. Damit soll die Abhängigkeit zu Eskom (3/4 der Produktion oder etwa 42 Mio. t geht an Eskom) reduziert werden. Ein Joint-Venture aus Sasol und Exxaro erwartet eine Fördergenehmigung für eine neue Mine im Waterberg-Gebiet in der Limpopo-Provinz. Die Kohle könnte für Eskom und den Export verwendet werden. Die ursprüngliche Absicht, die Kohle für eine neue Kohleverflüssigungsanlage in Mafutha zu verwenden, wurde zunächst nicht weiterverfolgt.

ContiCoal will mit einem strategischen Partner die Mine De Wittekrans mit einer geplanten Fördermenge von 2,4 Mio. t pro Jahr in der Mpumalanga-Provinz entwickeln. Die hohen Weltmarktpreise für Anthrazit haben in der Kwa-Zulu-Natal-Provinz neue Projekte initiiert. Coal of Africa will die Förderung von Koks- und Kohle aus der Vele-Mine in der Limpopo-Provinz mit einer Kapazität von 2,5 Mio. t/Jahr semi-soft-Koks- und Kohle in 2013 beginnen. Eine erste Lieferung wurde bereits zu dem Matola-Terminal in Mosambik verschifft.

Die Versorgung der südafrikanischen Industrie mit Strom ist unverändert kritisch. Das staatliche Unternehmen Eskom ist für 96 % der Stromversorgung in Südafrika verantwortlich. Die Strompreise werden durch den nationalen Regulator festgelegt und sollen in den nächsten 5 Jahren um jeweils 8 % steigen. Eskoms installierte Kapazität beträgt 44.084 MW, davon 37.715 MW Kohlekraftwerke. Eskom verstromt 120 bis 130 Mio. t Kohle pro Jahr, was etwa 50-60 % des Gesamtverbrauchs in Südafrika entspricht. Das staatliche Energieversorgungsunternehmen Eskom hat wiederholt darauf hingewiesen, dass Südafrikas langfristige Kohleversorgung für die Kohlekraftwerke gefährdet ist, wenn die Kohleförderpolitik nicht über-

dacht wird. Insbesondere geht es um die Balance zwischen Kohleexport und Deckung des inländischen Energiebedarfs. Eskom sieht vor allem darin ein Problem, dass nunmehr auch Kohlequalitäten mit höherem Aschegehalt nach Asien exportiert werden, die früher nur von Eskom bezogen wurden.

Der Neubau von Kohlekraftwerken durch Eskom dürfte ab 2013 den Inlandsverbrauch weiter erhöhen. Zurzeit sind im Bau das Kraftwerk Medupi mit 6 x 794 MW im Bau (Fertigstellung Block 1 in 2012 und Inbetriebnahme aller Blöcke bis 2018) sowie das Kraftwerk Kusile mit 6 x 800 MW Blöcken (Inbetriebnahme 2016-2018).

Infrastruktur Südafrika

Die Entwicklung der Infrastruktur hält nicht Schritt mit der Entwicklung neuer Kohleminen, der Erweiterung der Hafenkapazität oder der Erweiterung bestehender Gruben. Dies ist insbesondere ein Hindernis in der Entwicklung des Waterberg-Kohlefeldes in der unterentwickelten Limpopo-Provinz. Der Ausbau des Bahnstreckennetzes ist dringend erforderlich. Derzeit werden rund 30 Mio. t Kohle per Lkw zu den Eskom-Kraftwerken transportiert – 2008 waren es noch 0 Tonnen. Aber auch fehlendes Prozess- und Kühlwasser für die Kohleindustrie im Waterberg-Gebiet ist ein Thema. Es wird insoweit ein infrastrukturelles Gesamtkonzept gefordert.

Auch der Eisenbahntransport ist trotz erheblicher Anstrengungen und positiven Entwicklungen bei der Transnet, dem staatlichen Transport- und Logistikunternehmen Südafrikas, noch unbefriedigend. Weiter zurückgegangen ist die Zahl der Zugentgleisungen und die Produktivität macht Fortschritte. Hierzu gehören neben der organisatorischen Zusammenfassung aller Kohleaktivitäten in eine Coal-Business-Unit schnellere Umschlagszeiten und verkürzte Strecken-

instandhaltungszeiten. Nach eigenen Angaben hat Transnet im Geschäftsjahr 2011/2012 so viel Kohle, Eisenerz und allgemeine Fracht transportiert wie noch nie. Die 200 Mio. t Grenze pro Jahr wurde durchbrochen. Was die Lieferungen von Kohle zum Richards Bay Coal Terminal (RBCT) angeht, hatte sich Transnet zum Ziel gesetzt, in 2012 rund 77 Mio. t zu transportieren, war aber bis Mitte 2012 bereits so weit in Rückstand geraten, dass in der zweiten Jahreshälfte rund 1,65 Mio. t pro Woche nach RBCT hätten transportiert werden müssen. Im Geschäftsjahr 2011/2012 der Transnet wurden nur 68,6 Mio. t transportiert. Ende 2012 hat Transnet seine Vorschau auf die maximale mögliche Transportmenge auf 73 Mio. t reduziert. Andere gehen wiederum von einem Transportvolumen von nur 68 Mio. t aus. Hierfür könnten aber zukünftig auch verringerte Lieferungen wegen sinkender Preise der Grund sein. Dessen ungeachtet setzt sich Transnet für die Zukunft noch ambitioniertere Ziele. Die Kapazität auf der Kohlelinie von der Mpumalanga-Provinz nach Richards Bay wurde auf 78 Mio. t/Jahr erhöht. Bis 2019 sollen jährlich bis zu 98 Mio. t transportiert werden können, was die derzeit in RBCT installierte Kapazität von 91 Mio. t/Jahr übertreffen würde. Hierfür sollen 4,2 Mrd. US\$ investiert werden. Insbesondere soll die Effizienz der Lokomotiven von derzeit 24,4 Tonnen pro Kilometer auf 27,2 Tonnen pro Kilometer gesteigert werden. Die Umlaufzeiten der Waggons sollen von derzeit 62 Stunden auf 56 Stunden reduziert werden. Dies soll unter anderem durch eine neu zu bauende Eisenbahnlinie von der Mpumalanga-Provinz durch Swasiland in die südafrikanische Kwa-Zulu-Natal-Provinz nach RBCT erfolgen. Diese Strecke könnte aber auch dazu genutzt werden, Kohle zum Matola-Kohleterminal nahe dem Hafen von Maputo in Südmosambik zu transportieren. Die Umschlagskapazität wurde gerade auf 6 Mio. t/a

erhöht und soll weiter auf 20 Mio. t/a gesteigert werden. Ferner will Transnet vom Waterberg-Becken eine neue Bahnstrecke zum RBCT bauen, da erwartet wird, dass in den nächsten Jahren verstärkt dort Gruben erschlossen werden, die zum Teil auch die fallenden Fördermengen aus der Mpumalanga-Provinz kompensieren. Insgesamt will Transnet in den nächsten Jahren rund 26 Mrd. US\$ in das Schienennetz investieren.

Im Gegenzug will Transnet aber langfristige Lieferverträge abschließen. Die Bergbauunternehmen und RBCT halten sich hier wohl noch zurück. Finanziert werden soll die Investition vor allem durch einen Verzicht auf Dividende durch den Anteilseigner, den Staat Südafrika und durch Kredite. Es gibt aber auch Forderungen im Parlament, die Tarife für Kohletransporte um Zweidrittel zu erhöhen, was die Wettbewerbsfähigkeit südafrikanischer Kohle für den Export beeinträchtigen dürfte.

Exporte über südafrikanische Häfen			
	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
RBCT	63,4	65,5	68,3
Durban	0,9	0,7	2,4
Maputo/Mosambik	1,3	1,1	4,0
Total	65,6	67,3	74,7

LB-T25

Über den RBCT wurden in 2012 68,3 Mio. t Kohle exportiert, was einer Steigerung von 4,3 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Damit wurde die Höchstmarke von 2007 mit 66,1 Mio. t um 3,5 % übertroffen.

Exportrechte am Richards Bay Coal Terminal nach Ausbau

Richards Bay Coal Terminal (RBCT)	Mio. t/a 91,00	% 100
BHP Billiton Energy Coal SA	18,0	19,73
Anglo Coal	19,8	21,75
Xstrata	15,1	16,54
Optimum Coal Terminal	6,5	7,14
Total Coal	4,1	4,49
Sasol Mining	3,6	3,96
Kangra Coal	1,7	1,82
Koornfontein Mines	1,5	1,65
Exxaro Coal	1,0	1,10
Exxaro Coal Mpumalanga	0,9	0,95
South Dunes Coal Terminal	6,0	6,59
Sonst. Exporteure (inkl. BEE)	9,0	9,89
Kleinere Junior-Bergbauunternehmen	4,0	4,39

LB-T26

Nach Erweiterung der Kapazität stehen 28,86 Mio. t der Exportrechte BEE-Unternehmen zu. Dies entspricht einem Anteil am RBCT von 32 %.

Export

Der Export erreichte in 2012 mit 76 Mio. t ein Sechsjahres-Hoch und steigerte sich damit um 9 Mio. t. Südafrika konnte seine fob-Preise durch Nachfrage aus Indien und Asien relativ höher halten als die atlantischen Konkurrenten (Kolumbien, USA, Russland).

Struktur der Übersee-Exporte 2012

	Gesamt Europa ¹⁾		Asien	Sonstige
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerkskohle	75,4	23,4	47,2	4,8
Anthrazit	0,8	0,4	—	0,4
Gesamt	76,2	23,8	47,2	5,2

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

LB-T27

Die Struktur der Exporte hat sich insgesamt stark nach Asien verlagert. Die preisbedingt geringere Nachfrage von Europa wurde durch stärkeren Bedarf vor allem von Indien und China kompensiert, die in 2012 mit 36 Mio. t/a 8 Mio. t oder 29 % mehr als 2011 von Südafrika kauften. Taiwan bezog 4,5 Mio. t/a, Südkorea 1,5 Mio. t/a. Bei dem hohen zukünftigen Bedarf Indiens an Kraftwerkskohle könnte der Export in dieses Land weiter steigen und die Rolle Europas weiter abnehmen. Europa einschließlich des Mittelmeerraumes (Türkei, Israel und VAE) blieb ein wichtiger Markt, aber nur mit 32 % der Ausfuhren. Dies sind nur wenig mehr als 2011. Die größten europäischen Verbraucher waren Italien, Spanien, Deutschland, Türkei sowie Israel.

Kennzahlen Südafrikanische Republik

	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	254,0	252,0	260,0
Steinkohleexporte ¹⁾	65,6	67,3	76,2
• Kesselkohle	65,0	66,5	75,4
• Koks-kohle	0,6	0,8	0,8
Einfuhren Deutschland	3,3	2,6	2,0
• Kesselkohle	3,2	2,6	2,0
• Koks-kohle	0,1	0	0
Exportquote in %	27,0	26,7	28,2

¹⁾ nur seewärtig

LB-T28

MOSAMBIK

Steckbrief Mosambik:

Ländername: Republik Mosambik, República de Moçambique
Klima: subtropisch bis tropisch
Lage: Südostafrika
Größe: 799.380 qkm
Hauptstadt: Maputo, rund 1,6 Millionen Einwohner (2010; Quelle: Weltbank)
Bevölkerung: rund 24 Millionen Einwohner
Wachstumsrate etwa 2,3 Prozent p.a. (2011; Quelle: Weltbank)
Landessprachen: Portugiesisch als Amts- und Verkehrssprache, daneben rund 40 afrikanische Sprachen (unter anderem Makua, Changana, Sena, Chilomwe, Kisuaheli)
Religionen, Kirchen: rund 45 Prozent Naturreligionen, 37 Prozent Christen, 18 Prozent Muslime
Nationaltag: 25. Juni (Tag der Unabhängigkeit)
Unabhängigkeit: 25. Juni 1975
Staats- und Regierungsform: Republik, Präsidialdemokratie
Parlament: Assembleia da República, Einkammerparlament mit 250 Abgeordneten, erstmals im Oktober 1994 und erneut im Dezember 1999, 2004 und 2009 in allgemeiner, gleicher und geheimer Wahl gewählt.
Regierungspartei: FRELIMO, Frente da Libertação de Moçambique (Mosambikanische Befreiungsfront), Regierungspartei seit der Unabhängigkeit des Landes, 191 Sitze.
Opposition: RENAMO (Resistência Nacional de Moçambique, Nationaler Widerstand Mosambiks): 51 Sitze, MDM (Movimento Democrático de Moçambique, Demokratische Bewegung Mosambiks): 8 Sitze
Gewerkschaften: Die ehemalige Einheitsgewerkschaft OTM-CS (Organização dos Trabalhadores Moçambicanos – Central Sindical, Organisation der Arbeiter Mosambiks) vereinigt 17 Einzelgewerkschaften. Darüber hinaus existieren ca. fünf weitere, nicht im OTM organisierte Gewerkschaften, u. a. der Lehrer und Journalisten.
Verwaltungsstruktur: 10 Provinzen + Stadt Maputo mit Provinzstatus, zentralistischer Verwaltungsaufbau.
Bruttoinlandsprodukt (BIP): rund 12,8 Milliarden US-Dollar (2011; Quelle: Weltbank)
Pro-Kopf-BIP/Jahr: rund 1002 US-Dollar (2012; Quelle: World Economic Outlook)
Währung: (Neuer) Metical / Metical (novo), Plural: Meticais. 1 MZN = 100 Centavos. 1 Euro = rund 37 Meticais

HINWEIS:
 Dieser Text stellt eine Basisinformation dar. Er wird regelmäßig aktualisiert. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben kann nicht übernommen werden.

Quelle: Auswärtiges Amt (<http://www.auswaertiges-amt.de>)

In den Nachbarstaaten Südafrikas ist ein wahrer Boom an Kohleprojekten ausgebrochen. In Botswana, Mosambik und Simbabwe sind viele neue Projekte angestoßen worden. Mosambik ist auf einem guten Weg, ein respektabler Kohlexporteur in den nächsten Jahren zu werden. Aber Anspruch und Wirklichkeit sind mitunter weit voneinander entfernt. Derzeit besitzen 4 Unternehmen Bergbaukonzessionen, von denen Rio Tinto, Vale und Beacon Hills bereits Kohle fördern und exportieren. Anglo American hat eine Mehrheitsbeteiligung von 59,4 % an der Minas de Revuboe erworben, die restlichen Anteile liegen bei Nippon Steel und Posco.

Kohle wurde in Mosambik schon zur Kolonialzeit im Moatize-Kohlebecken entdeckt. Die kleinen Untergrundminen wurden nach einem Grubenunglück 1979 verstaatlicht und das staatliche Unternehmen Corbomoc mit der Aufgabe betraut, die Bergwerke zu betreiben. Die Sena-Bahnlinie von Moatize zum Hafen von Beira wurde 1983 von Aufständischen fast vollständig zerstört, sodass ein Export von Kohle unmöglich wurde. Nur kleinere Mengen wurden mit Lkw's nach Malawi oder Simbabwe exportiert.

Erst mit der ersten Fördergenehmigung an Vale im Jahre 2004 begann die Kohleindustrie wiederzuentstehen. Mit dem Wiederaufbau der Sena-Linie wurden größere Kohleexporte über den Hafen von Beira wieder möglich.

Vale und Rio Tinto haben sich entschieden, die Kohle, die nahe der Oberfläche gelegen ist, nicht unter Tage abzubauen, sondern im offenen Tagebau. Die Kohleindustrie dürfte zukünftig einen bedeutenden Beitrag zum Bruttoinlandsprodukt leisten. Dieses wuchs bereits 2012 um 7,5 %. Fünf Mrd. US\$ wurden in den letzten fünf Jahren investiert und die Kohlereserven werden auf 20 Mrd. Tonnen geschätzt. Die größten Reserven liegen in der Tete-Provinz im

Moatize-Becken. Aber auch in Mamica und Niassa gibt es Kohle.

Das größte Problem ist die fehlende Infrastruktur, insbesondere auf dem Transportsektor. Wie sensibel dieses Problem ist, zeigte sich, als Anfang dieses Jahres heftige Regenfälle Teile der Sena-Bahnlinie unterspülten und Exporte wegen fehlender Alternativen unmöglich machten.

Produktion

Die Produktion erreichte mit 4,9 Mio. t zwar ein Allzeithoch für Mosambik. Doch die eigenen Zielvorgaben der Regierung waren viel ehrgeiziger: Für 2016 wird mit einer Produktion von 11 Mio. t/a gerechnet, die bis 2020 auf 50 Mio. t/a und 2022 auf 100 Mio. t/a Koks- und Kesselkohle anwachsen soll. Aufgrund der teilweise durch Hochwasser zerstörten Sena-Bahnlinie wird man realistischer Weise diese Ziele nach unten anpassen müssen.

Das Bergbauunternehmen Beacon Hill startete Mitte 2012 mit der Förderung von Kohle in der Minas Moatize Coal Mine. Die Produktion soll auf 4 Mio. t/a anwachsen, davon 2,2 Mio. t/a für den Export.

Auch das mosambikische Unternehmen Neondezi Coal wird die Aufnahme der Produktion von Koks- und Kesselkohle mit geringerem Investitionsaufwand für den heimischen Markt fördern. Für 2013 wird geschätzt, dass im Moatize-Revier 6 Mio. t Koks- und 1,5 Mio. t Kesselkohle gefördert werden können.

Export

Es kann davon ausgegangen werden, dass die geförderten 4,9 Mio. t Kohle – überwiegend Koks- und Kesselkohle – nahezu vollständig in den Export gegangen sind. Offizielle Zahlen gibt es aber nicht.

Die Überflutung der Sena-Bahnlinie hat zu „Force Majeur-Erklärungen“ von Vale, Rio Tinto und Coal of Africa geführt.

Aus dem Revuboe-Projekt könnten Koks- und Kesselkohle im Umfang von 6 bis 9 Mio. t/a potenziell exportiert werden. Die Regierung hat aber noch keine Lizenz erteilt und das Projekt verzögert sich bis voraussichtlich 2015.

Infrastruktur

Derzeit sind eine Reihe von Infrastrukturmaßnahmen, insbesondere Bahnprojekte, in Mosambik initiiert worden, die den Export von Kohle nachhaltig verbessern sollen:

Die Regierung von Mosambik hat – vielleicht etwas vollmundig – angekündigt, mit 5 neuen Bahnstrecken von insgesamt über 5.000 km Länge die Kohlefelder mit dem bestehenden Hafen von Beira (Sena-Linie) einerseits und dem geplanten Tiefseehafen von Nacala andererseits zu verbinden. Letzteres Projekt hat die größten Realisierungschancen in nächster Zeit, da Vale ein Joint-Venture mit dem staatlichen Bahnunternehmen Caminhos de Ferro de Mocimboa do Vale (CFM) eingegangen ist und dadurch die Finanzierung gesichert erscheint. Das gesamte Projekt besteht aus der neuen Bahnlinie von Tete nach Nacala, wobei 200 km durch Malawi führen und die eine Kapazität von 30 Mio. t/a haben soll. Ferner gehört zu diesem Projekt ein Kohleterminal mit einer Kapazität von 18 Mio. t/a und der Tiefseehafen Nacala, der Capesize-Schiffe aufnehmen können soll. Eine weitere Bahnstrecke soll die Nhamayabue-Region in der Tete-Provinz mit Mutuale in Nampula verbinden. Aber vieles ist mit Unsicherheiten behaftet, insbesondere die Frage nach diskriminierungsfreiem Zugang zu den Bahnstrecken für alle Minenbetreiber und der Finanzierung. Die Regierung

präferiert hier zwar ein Public-Privat-Partnership, jedoch müssen sich hierfür auch Investoren finden.

Die südafrikanische Transnet hat mitgeteilt, die letzten 98 von 200 Bahnwaggons an Rio Tinto geliefert zu haben. Diese sollen die Koks-kohle von der Mine bei Moatize zum Werk nach Uitenhage liefern.

Das staatliche Transportunternehmen CFM hat mitgeteilt, die ersten 100 km der Sena-Bahnlinie nach der Überflutung zu ertüchtigen und insgesamt für eine Kapazität von 6,5 Mio. t/a auszubauen. Dieses Projekt hat aber bereits einen Verzug von 18 Monaten.

Da es derzeit nur eine halbwegs funktionierende Bahnstrecke nach Beira gibt, ist der Kampf um Transportrechte auf dieser Strecke groß. Daher haben Unternehmen nach Alternativen gesucht. Rio Tinto wollte die Kohle über den Zambezi-Fluss transportieren, erhielt hierfür aber keine Genehmigung. Dies führte neben geringeren als erwarteten Kohlevorkommen im Benga- und Zambezi-Projekt zu Sonderabschreibungen von 3 Mrd. US\$. Wegen der teilweise durch Hochwasser zerstörten Sena-Bahnlinie soll das von Rio Tinto mit dem Abbau in der Benga-Mine beauftragte Unternehmen zeitweilig die Arbeiten unterbrochen haben.

Schwer nachzuvollziehen ist die Ankündigung der Staatsbahn CFM, eine weitere 525 km lange Bahnstrecke von Moatize nach Macuze, einem zukünftigen Hafen nördlich von Quelimane gelegen, zu bauen. Diese soll eine Kapazität von 20 Mio. t/a haben und inklusive Hafen 12 Mrd. US\$ kosten.

BOTSWANA

Neben Südafrika und Mosambik verfügt auch Botswana über Kohlevorkommen. Im Osten Botswana wird der-

zeit von African Energy Resources nach zweijährigen Erkundungsbohrungen das Kohlefeld Sese mit geschätzten 2,5 Mrd. t Kohle erschlossen, davon ein großer Teil hoch asche- und schwefelhaltig. Die Kohle soll einem noch zu bauenden Kohlekraftwerk von 300 MW dienen, zum anderen soll die heizwertereiche Kohle in regionale Märkte und nach Asien exportiert werden.

Die allerersten 15.000 t der Sese-Kohle wurden in einer Probefahrt in 34 Waggons nach Osten zum Hafen nach Maputo gefahren. Längerfristig sollen aus der Sese-Mine 5 Mio. t/a gefördert werden. Die einzige bereits längere Zeit betriebene Marupule-Kohlegrube des Joint-Ventures von De Beers und der Regierung von Botswana exportiert die Kohle 1.300 km über Zimbabwe nach Maputo. Mit einem Memorandum of Understanding zwischen Botswana und Mozambik erhält Botswana Zugang zu den Exporthäfen Beira und Maputo.

KANADA

Produktion

In 2012 wurden in Kanada in 24 Minen 67 Mio. t Steinkohle (= 85 %) und Braunkohle (= 15 %) gefördert. Die Förderprovinzen sind in Britisch-Kolumbien, Alberta und Saskatchewan. Von der Förderung sind etwa 38 Mio. t Kraftwerkskohle inkl. 10 Mio. t Braunkohle aus Alberta und Saskatchewan größtenteils in örtlichen Kraftwerken verbraucht worden. Die Steinkohleproduktion – meist aus Britisch-Kolumbien und Western Alberta – geht fast vollständig (29 Mio. t) in den Export als Koks-kohle, als PCI-Kohle sowie kleinere Mengen als Kraftwerkskohle. Das hohe Preisniveau in 2011 hat den weiteren langfristigen Ausbau des kanadischen Bergbaus beflügelt. Im Peace River Coal Distrikt werden mehrere Projekte ent-

wickelt: Das Carbon Creek Koks-kohle-Projekt soll 2016 mit der Produktion von erwarteten 4,1 Mio. t/a beginnen. Xstrata entwickelt 2 Koks-kohleprojekte im gleichen Gebiet. Das sog. Susha-Projekt, bei dem erst die Umweltauswirkungen untersucht wurden, soll zukünftig eine Kapazität von ca. 4,5 Mio. t/a Koks-kohle haben. Das zweite Projekt befindet sich noch in der Erkundung und soll eine Kapazität von 5 Mio. t/a Koks-kohle haben. Coalspur entwickelt in der Alberta-Provinz eine Mine, aus der 3,8 Mio. t/a Kesselkohle gefördert werden sollen. Anglo American will die Kapazität der Koks-kohlemine Trend von 1 auf 4 Mio. t/a erweitern. In der Tumber Ridge-Region im Nordosten Britisch-Kolumbiens will HD-Mining eine Untertage-Koks-kohlemine mit einer Jahreskapazität von 6 Mio. t/a entwickeln.

Die vermehrten Exporte von amerikanischer Kohle nach Asien haben Kanadas führende Umschlagsanlagen, die Westshore Terminals und Ridley Terminal, gut ausgelastet. Der 32 km von Vancouver und unmittelbar hinter der Grenze zu den USA gelegene Exportkohleterminal Westshore verzeichnete hohe Volumina an verschiffter Koks-kohle nach Asien, aber auch an exportierter Kesselkohle. Letztere kommt vor allem von amerikanischen Minen aus dem Powder River Basin in Montana und Wyoming sowie von einigen Minen in Utah. Insgesamt wurden 2012 von Westshore über 26 Mio. t/a umgeschlagen. Die Kapazität wurde in 2012 auf 29 Mio. t/a erweitert und soll auf 33 Mio. t/a bis Ende 2013 ausgebaut werden. Ridley Terminals waren mit verschifften 11,5 Mio. t in 2012 nahe der Kapazitätsgrenze. Für 200 Mio. US\$ soll die Kapazität bis 2014 auf 24 Mio. t/a erweitert werden.

Infrastruktur

Die Exportkohle wird von Canadian Pacific-Rail (CP) an das bei Vancouver gelegene Westshore Terminal geliefert, Canadian National (CN) hingegen transportiert die Kohle zum Neptune Bulk Terminal.

Die Umschlagskapazitäten und Mengen in allen Häfen werden in den nächsten Jahren weiter ausgebaut werden bzw. stellen sich wie folgt dar, wobei die Umschlagszahlen aus zolltechnischen Gründen nicht mit den Exportzahlen übereinstimmen:

Umschlagskapazitäten 2012			
Terminal	Kapazitäten 2012	Exporte 2012 ¹⁾	Kapazitäten 2015
	Mio. t/a	Mio. t/a	Mio. t/a
Neptune Bulk Terminal	9,0	5,2	18,0
Westshore Terminal	29,0	26,0	33,0
Ridley Terminal	12,0	11,5	25,0
Gesamt	50,0	42,7	76,0

¹⁾ vorläufige Zahlen

LB-T29

Die Hafenskapazitäten sind dann für einen weiteren Export bei steigender Nachfrage und Produktion gerüstet. Für den Binnenversand kanadischer Kohle in die USA über die Großen Seen dient das Thunder Bay Terminal, dessen Kapazität 11-12 Mio. t/a beträgt.

Exporte

Die seewärtigen Exporte von 34,6 Mio. t gliedern sich auf in rund 3,6 Mio. t Kraftwerkskohle und 31 Mio. t Koks-kohle. Fast 0,9 Mio. t gingen über den Landweg in die USA, in erster Linie Koks-kohle.

Für 2013 bestehen Chancen, dass sich die Exportsituation über Kanadas Häfen noch weiter verbessert, sollte Kohle aus dem Powder River Basin verstärkt nach Asien verschifft werden.

Kennzahlen Kanada

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 ²⁾ Mio. t
Steinkohleförderung ¹⁾	68	67	67
Steinkohleexporte	33	33	35
• Kesselkohle	6	6	4
• Koks kohle	27	27	31
Einfuhren Deutschland	1,2	1,7	1,5
• Koks kohle	1,2	1,7	1,5
Exportquote in %	50	49	52

¹⁾ inkl. Hartbraunkohle
²⁾ vorläufig, zum Teil geschätzt

LB-T30

VIETNAM

Produktion

Vietnams Wirtschaftswachstum reduzierte sich in 2012 von 5,9 % auf 5 %, was aber im Vergleich zu vielen anderen Staaten in der Welt eher Ausdruck eines nachhaltigen Wachstums ist. Die Exporte stiegen immer noch um 18,3 %, wobei der Rückgang auf geringere Nachfrage an Textilien und Schuhen in der EU, die in Vietnam produziert werden, zurückzuführen ist. Dies wird auch für 2013 für Vietnam prognostiziert. Damit einher geht ein immer größerer Strombedarf. Kohle wird dabei führend für die Stromerzeugung eingesetzt werden und die Wasserkraft in den nächsten fünf Jahren ablösen. Nach Angaben der Vietnam Electricity (EVN) sollen bis 2020 über 20 neue Kohlekraftwerke gebaut werden. Die Stromerzeugung der neuen Kraftwerke soll 2020 156 TWh betragen und hierfür rund 67 Mio. t/a Kohle eingesetzt werden. Diese Entwicklung wird enorme Auswirkungen auf die Kohleproduktion und die Strompreise haben. Vinacom beantragte Mitte 2012

eine Erhöhung der staatlich regulierten Kohlepreise für die Stromwirtschaft, da sie die Kohle zu einem Preis von 29 US\$/t und einem Heizwert von 5.200 kcal verkaufen musste.

44,5 Mio. t Kohle wurden in 2012 gefördert, was einem Rückgang von 4,5 Mio. t entspricht. Der Inlandsverbrauch lag bei rund 30 Mio. t. Bei der Förderung handelt es sich überwiegend um Anthrazit; daneben werden geringe Mengen an Braun- bzw. subbituminöser Kohle gefördert. Diese dienen ausschließlich dem heimischen Verbrauch, während die Anthrazitförderung überwiegend in den Export gelangt.

Der sich abzeichnende wachsende Strombedarf erfordert auch eine erhöhte Kohleproduktion. Angestrebt wird eine Erhöhung der Produktionskapazität bis 2015 auf 55-58 Mio. t/a und bis 2020 auf 60-65 Mio. t/a.

Vietnams dynamisch wachsende Volkswirtschaft wird aber auch einen ansteigenden Importbedarf an Kraftwerkskohle auslösen. Vietnams staatlicher Stromerzeuger EVN baut einen Kohleterminal in der südlichen Provinz Tra Vinh, über den zukünftig bis zu 12 Mio. t/a Steinkohle importiert werden soll. Die Importe könnten aufgrund des Kraftwerkeausbauprogramms Vietnam zu einem bedeutenden Importeur von Kraftwerkskohle werden lassen und den Export wegen erhöhtem Eigenbedarf einschränken. Vinacom schätzt, dass die Exporte in 2013 auf 8 Mio. t und auf 4-5 Mio. t ab 2015 zurückgehen werden. Vietnam würde damit ab 2015 zum Nettokohleimporteur werden. Vinacom schätzt eine Steigerung der Importe von 5 Mio. t/a in 2015 und auf 25 Mio. t/a in 2020. Auch wurde ein Vertrag eines vietnamesischen Kohleimporteurs zum Erwerb eines Anteils von 70 % an einer indonesischen Mine in West Sulawesi geschlossen, mit dem Ziel, zukünftig 3 Mio. t/a nach Vietnam zu exportieren. Der Export wird dadurch weiter zurückgefahren, in dem die Exportsteuer

von 15 % in 2012 auf 20 % erhöht wurde. Wegen Absatzschwierigkeiten im Inland wurde diese dann vorübergehend auf 10 % gesenkt, um das auf 9 Mio. t angewachsene Kohlelager exportieren zu können.

Infrastruktur

Die Küsten an der Ostseite Vietnams sind weitgehend flach und haben bisher nur den Zugang von Schiffen unter 10.000 DWT erlaubt. Für die erwarteten Mengen an Importen ist die Infrastruktur aber bisher nicht ausgerichtet. Das Industrie- und Handelsministerium wurde daher von der Regierung aufgefordert, über einen endgültigen Standort für den Kohleterminal zu entscheiden, nachdem Vinacom entsprechende Pläne unterbreitet hatte. Der Kohleterminal sollte nach Vorgaben der Regierung eine Kapazität von bis zu 1,6 Mio. t/a in 2015, 9,7 Mio. t/a in 2020, 15,6 Mio. t/a in 2025 und 37,8 Mio. t/a in 2030 haben.

Export

In 2012 ging der seewärtige Export abermals um 2 Mio. t auf 15,2 Mio. t zurück.

Neben China nehmen Japan und Südkorea nur kleinere Mengen ab. Die vietnamesische Anthrazitkohle wird teilweise auch als PCI-Kohle eingesetzt.

Der vietnamesische Export von Anthrazit-Kraftwerkskohle ist teilweise niederkalorig und rechnet sich nur über die kurzen Seewege nach China. Im normalen internationalen Kraftwerkskohlemarkt hätte diese Kohle keine wirtschaftliche Chance. Gleichwohl deckt sie einen Bedarf ab, der sonst vermutlich vom Weltmarkt zu befriedigen wäre, und entlastet diesen damit. Ein geringer Teil der Exporte geht auch über den Landweg nach China.

Kennzahlen Vietnam

	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Förderung	43,0	44,0	49,0 ¹⁾
Export	25,1	19,2	17,2
davon China	24,1	18,0	14,0
Exportquote in %	58	42	35

¹⁾vorläufig

LB-T31

VOLKSREPUBLIK CHINA

Nach dem schwächsten Jahr seit 1999 hat das Wirtschaftswachstum in China im vierten Quartal 2012 mit 7,9 % wieder an Schwung gewonnen. Damit wird China zum Hoffnungsträger der schwächelnden Weltwirtschaft. Europas Schuldenkrise, die schwache US-Konjunktur, aber auch die Kontrolle des überhitzten Immobilienmarktes in China, hatten das Wachstum im dritten Quartal 2012 auf 7,4 % gedrückt, den niedrigsten Stand seit dreieinhalb Jahren.

Im Dezember 2012 legte die Industrieproduktion im Vergleich zum Vorjahresmonat um 10,3 % zu, der Einkaufsmanagerindex (PMI) für die chinesische Industrie kletterte um 1,0 auf 50,5 Punkte, ein Wert, ab dem Wachstum signalisiert wird. Insgesamt ist in China im vergangenen Jahr die Wirtschaftsleistung um 7,8 % gestiegen – 2011 hatte es noch ein Plus von 9,2 % gegeben. Dieses Wachstum ist mehr als die Vorgabe der Regierung von 7,5 % und erscheint im Vergleich zum minimalen Wachstum in Europa und den USA keineswegs schlecht. Für ein Schwellenland wie China, mit seinem großen Nachholbedarf, ist es aber nicht sonderlich hoch. Nach einer Prognose des IMF wird China in 2013 wieder um 8,2 % wachsen. Das Land kann sich

– wie andere Entwicklungsländer auch – der konjunkturellen Talfahrt der etablierten Wirtschaftsmächte USA, EU und Japan nicht entziehen. Allerdings verkündete der neue Präsident der zweitgrößten Volkswirtschaft, Xi Jinping, Anfang 2013 auf einer Asienkonferenz, dass die Tage des rasanten Wirtschaftswachstums Chinas gezählt seien. Wichtiger sei es, die wirtschaftliche Expansion auszubalancieren und nachhaltig zu machen. Die Inflationsrate fiel 2012 signifikant von 5,42 % in 2011 auf 3,01 % in 2012 (vorläufig). Für 2013 wird ein Inflationsziel von 3 % angestrebt. Auch machte sich das verlangsamte Wirtschaftswachstum im Stahl-, Zement- und Stromverbrauch bemerkbar. China produzierte 2012 rund 75 % (3.750 TWh) seines Stroms aus Kohle.

Strom-/Rohstahl-/ Roheisenproduktion

		2010	2011	2012
Stromerzeugung	TWh	4.207	4.690	4.960
Rohstahlproduktion	Mio. t	627	694,8	716,5
Roheisenproduktion	Mio. t	590	683,3	654,3

LB-T32

China will 2013 mehr in Umweltschutz investieren, nachdem im Januar 2013 die Luftverschmutzung in der Hauptstadt Peking ihren Höchststand erreicht hat und der Protest in der Bevölkerung größer wurde.

Ende 2012 betrug die installierte Stromleistung von China 1.140 GW, ein Zuwachs von 84 GW (+ 7 %). Die installierte Kohlekraftwerksleistung betrug in 2012 rund 796 GW und erhöhte sich um rund 6,8 % oder 51 GW gegenüber 2011. Die Kapazitäten der chinesischen Stromerzeugung wachsen weiter: Das China Electricity Council (CEC) schätzt, dass die Stromerzeugungskapazität bis Ende 2013 um 87 GW oder 7,5 % wachsen wird.

Die Stromerzeugung und der Verbrauch wuchsen erneut, aber nur noch um 5,5 % (Vorjahr: 12 %) auf 4.960 TWh. Die Stromerzeugung aus Kohle war nahezu gleichbleibend, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass in 2012 ein großes Wasserangebot vorhanden war und aus Wasser 25 % mehr Strom (762 TWh) erzeugt wurden als 2011.

China überholt die USA erneut als größten Energieverbraucher

China hat die Vereinigten Staaten zum zweiten Mal in Folge als den weltweit größten Energieverbraucher abgelöst. Nach dem Statistischen Jahrbuch von BP entfiel 2011 über 21 % des globalen Energieverbrauchs auf Chinas Wirtschaft, die USA kamen auf einen Anteil von 18,5 %.

Produktion

Die Kohleförderung wurde weiter ausgebaut und konnte in 2012 um 4 % auf 3.660 Mio. t gesteigert werden.

2012 ist in ganz China die Konsolidierung der heimischen Kohleindustrie weiter fortgeschritten. Die Gründe sind vor allem, die Umwelt- und Arbeitssicherheitsstandards in den kleineren Gruben durch Zusammenschlüsse zu verbessern. Chinas Bergbaugesellschaften haben zwar mit Investitionen in die Arbeitssicherheit, Geräte, Ausrüstung und Schulung große Fortschritte in der Reduzierung von tödlichen Unfällen in den Gruben gemacht, jedoch ist diese Zahl im Vergleich zu westlichen Kohlebergwerken immer noch zu hoch. Die jüngsten bekannten Unfälle im Januar 2013 mit 12 Toten und 26 Verletzten in Folge einer Kohlenmonoxid-Vergiftung in der Provinz Heilongjiang und 10 Toten und 28 Verletzten ebenfalls aufgrund einer Kohlenmonoxid-Vergiftung in der Provinz Jilin, haben dies erneut verdeutlicht.

Nach einer Veröffentlichung der staatlichen Arbeitssicherheitsverwaltung soll die Unfallrate mit tödlichem Ausgang in 2012 um ein Drittel auf 0,374 Tote per

geförderter Millionen Tonne Kohle (DPMT) gefallen sein, womit zum ersten Mal die Rate von 0,5 DPMT unterschritten worden sei. Diese Rate ist aber immer noch mehr als 10mal höher als die durchschnittliche Rate für Industrieländer mit rund 0,02 DPMT. Hochgerechnet auf die Kohleförderung von 2012 bedeutet dies, dass in 2012 etwa 1.300 Menschen im chinesischen Kohlebergbau gestorben sind, was zugleich die niedrigste Zahl seit der Aufschreibung von vor 60 Jahren wäre. In 2011 wurde als offizielle Zahl noch 1.973 und für 2012 insgesamt 1.384 tödliche Unfälle angegeben.

In der Inneren Mongolei wurden 800 Kohleminen geschlossen und die Anzahl an Kohleminen auf 500 von einst 1.300 Minen reduziert. Alle Kleinbetriebe mit einer Jahresproduktion von weniger als 300.000 t wurden geschlossen.

China plant für 2013, bis zu 5.000 weitere kleinere Minen zu schließen. In 2012 wurden in China insgesamt 628 mittelgroße Gruben geschlossen, in 622 Gruben die Abbautechnik verbessert und 388 Minen auf andere Minen verschmolzen.

Insgesamt waren durch die Zusammenschlüsse und Stilllegungen von Kleinstbergwerken zwar fast 100 Mio. t/a Förderung betroffen. Jedoch hat dies nicht zu einem Rückgang der Förderung geführt. Vielmehr verspricht sich die Zentralregierung von dieser Maßnahme Effizienzgewinne und eine insgesamt stärkere Ausrichtung auf wettbewerbliche Strukturen, die den Fortfall von Kapazitäten in den Kleinstminen kompensiert. Bislang wurden so 5 gigantische staatliche Kohleförderer entwickelt, von denen jeder eine Förderkapazität von über 100 Mio. t/a hat. Hierzu gehören China Shenhua Group, China National Coal Group, Datong Coal Group, Shanxi Coking Coal Group and Chemical Industry Group. Das weltgrößte Kokskohle-Förderunternehmen Shenhua Group hat allein in 2012

insgesamt 304 Mio. t Kohle gefördert und 464 Mio. t abgesetzt. China National Coal Group hat in den ersten 11 Monaten des Jahres 2012 160 Mio. t gefördert.

Kohleproduktion in China			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Staatsgruben	1.694	1.774	2.099
Provinzgruben	516	545	498
Kleinbetriebe	1.200	1.140	1.063
Gesamt	3.410	3.459	3.660

1) vorläufig Quelle: China Coal Report

LB-T33

Ende 2012 befanden sich rund 85 Mio. t Kohle bei den Produzenten auf Lager. Die Entwicklung der Steinkohleförderung soll weiterhin staatlich gesteuert werden. Nach dem neuesten 5-Jahresplan soll die Kohleproduktion auf 4,1 Mrd. t/a oder 65 % des gesamten Primärenergieverbrauchs Chinas begrenzt werden. Insofern werden die Steigerungsraten zukünftig verhaltener ausfallen. Für 2015 wird mit einer Produktion von 3,9 Mrd. t/a gerechnet.

Es werden auch neue Projekte verfolgt. Die staatliche Kommission für Entwicklung und Reform hat die Entwicklung eines 122 Mio. t/a Kohleprojekts genehmigt. Das Projekt in der Stadt Hami im Nordwesten Chinas in der autonomen Region Xinjiang Uyghur soll aus 19 Minen bestehen. Das Kohlefeld hat nachweisbare Reserven von 55 Mrd. t Kohle. Diese befindet sich aber etwa 1.000 Meter unter der Erde. Bereits Mitte 2013 sollen die vorbereitenden Arbeiten abgeschlossen sein. Die Region Xinjiang beabsichtigte, 140 Mio. t Kohle in 2012 zu fördern und will die Förderung bis auf 400 Mio. t/a in 2015 steigern.

Nach Angaben der IEA wird im Zeitraum 2013 bis 2017 die mengenmäßige Steigerung der Kohleproduktion vor allem in China stattfinden und hierdurch maßgeblich der

weltweite Kohlehandel beeinflusst werden. Wie stark, hängt letztlich aber davon ab, wie groß oder wie verhalten die Produktion in den nächsten Jahren erweitert werden kann oder darf. Für 2013 wird eine Steigerung von 2,4 % erwartet. Der Plan, aus Umweltschutzgründen Kraftwerke mit einer Leistung unter 100 MW – zusammen etwa 20.000 MW und einem Jahresbedarf an Kohle von 60 Mio. t – stillzulegen, könnte sich geringfügig auf die Produktion auswirken.

Infrastruktur

Die Infrastruktur Chinas wird stetig weiter ausgebaut. China soll 2015 über Transportkapazitäten per Bahn von 3 Mrd. t/a verfügen, von über 2 Mrd. t/a in 2010 kommend. Der Ausbau der Eisenbahn stellt China vor eine große Herausforderung, da immer mehr Kohle aus dem Norden und dem Westen zu den Verbrauchszentren im Süden und Osten transportiert werden muss.

Die China Shenhua Group will über 1,5 Mrd. US\$ investieren, um 6 Bahnstrecken bis Ende 2015 in die Innere Mongolei zu bauen. 2 Linien sollen den westlichen Teil der Inneren Mongolei erschließen, davon eine Linie die Verbindung zur vorhandenen Bahnlinie Datong-Zhunge herstellen und die andere die Stadt Galutu und das neue Kohlefeld Shanghaimiao. Die anderen 4 Bahnstrecken sollen den östlichen Teil der Inneren Mongolei erschließen. Shenhua hat in der Inneren Mongolei eine Förderkapazität von 200 Mio. t/a und besitzt bereits 5 Bahnstrecken quer durch China von 1.600 km Länge, die auf über 3.000 km Länge bis Ende 2015 ausgebaut werden sollen. Auch hat Shenhua von der Zentralregierung die Zustimmung erhalten, den Hafen Huanghua in Chinas nördlicher Provinz Hebei, auf eine zusätzliche Kapazität von 13 Mio. t/a zu erweitern. Chinas größter Kohlehafen, Qinhuangdao, erreichte einen Kohleumschlag von 253 Mio. t in 2011,

womit seine Kapazität zu mehr als 100 % ausgelastet war. Auch für den Hafen Tianjin existieren Planungen zur Kapazitätserweiterung.

Import/Export

Die Import-/Exportentwicklung Chinas hat in 2012 den Steinkohleweltmarkt in Menge und Preis dramatisch beeinflusst. Die in 2009 erstmals zu beobachtende Änderung Chinas vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle setzt sich mit großen Schritten weiter fort. China steigerte seine Einfuhren von Steinkohle gegenüber 2011 um 26 %.

Import-/Exportentwicklung			
	2011	Abweichungen	
	Mio. t	2012 ¹⁾	2011/12
		Mio. t	Mio. t
Importe Kraftwerkskohle	138*	181*	+ 43
Importe Koks-kohle	45	54	+ 9
Importe insgesamt	183	235	+ 52
Exporte Kraftwerkskohle	11*	8*	- 3
Exporte Koks-kohle/Koks	7	2	- 5
Exporte insgesamt	18	10	- 8

*1) vorläufig * inkl. Anthrazit*

LB-T34

43 Mio. t zusätzliche Importe und 3 Mio. t geringere Exporte von Kraftwerkskohle haben den Weltmarkt in der Summe mit 46 Mio. t beeinflusst. Dadurch konnte die Nachfrageschwäche im atlantischen Markt nach Kraftwerkskohle für die Kohleexportländer teilweise ausgeglichen werden. Australien war der Nutznießer dieser gesteigerten Einfuhren und stieg mit 39 Mio. t (Vorjahr: 33 Mio. t) zum größten Kohlehandelspartner Chinas für Kraftwerkskohle auf, gefolgt von Indonesien mit 33 Mio. t (Vorjahr: 65 Mio. t). Vietnam lieferte 17 Mio. t Anthrazit vor allem nach Südwestchina. Aber auch aus dem atlantischen Bereich wurde Kohle importiert. Mit fast 5 Mio. t Kraftwerkskohle konnten die USA ihre Exporte nach

China erheblich steigern, Südafrika exportierte mit 14,3 Mio. t 24 % mehr Kesselkohle nach China. Kolumbien und Kanada konnten ebenfalls ihre Exporte gegenüber 2011 nach China steigern.

Der chinesische Gesamtexport sank um 8 Mio. t auf rund 10 Mio. t in 2012. Der Export von Kraftwerkskohle ermäßigte sich weiter um rund 3 Mio. t auf 8 Mio. t (inkl. Anthrazit), die Ausfuhr von Kokskohle verringerte sich deutlich auf nur noch 1,5 Mio. t.

Der Koksexport verringerte sich auf nur noch 1,0 Mio. t gegenüber 2011. Bei stark reduziertem Export waren Japan (4,0 Mio. t), Südkorea (3,7 Mio. t) und Taiwan (1,3 Mio. t) die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle und Kokskohle.

Kohleexporte nach Qualitäten			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio.t	Mio.t	Mio. t
Kraftwerkskohle	13,6	6,8	4,9
Kokskohle	1,1	3,6	1,5
Anthrazit	4,2	4,2	3,2
Gesamt	18,9	14,6	9,6
Koks	3,3	3,3	1,0

¹⁾ vorläufig

LB-T35

Der Saldo aus Export und Import (ohne Koks) entwickelte sich wie folgt:

Saldo Export/Import			
	2010	2011	2012¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Exporte	19	15	10
Importe*	166	183	235
Saldo	- 147	- 168	- 225

* einschl. Braunkohle ¹⁾ vorläufig

LB-T36

Damit wurde China 2012 erneut Nettoimporteur. Zugleich hat China zum zweiten Mal Japan als weltgrößten Importeur von Kohle überholt. Die Einfuhren Japans erhöhten sich zwar auf 185 Mio. t, blieben aber um 50 Mio. t hinter China.

Die Gründe für die zunehmenden Importe sind vielschichtig. Bei der Kesselkohle ist der Hauptgrund markt- bzw. preisgetrieben. Hauptimporteure waren daher auch die an der Ostküste gelegenen Stromerzeugungsunternehmen, die bislang faktisch den heimischen Kohlebergbau subventionierten, ohne dies an den Stromkunden weiterreichen zu können. Eine Preisreform soll dies aber ändern. Es bleibt insoweit abzuwarten, welche Auswirkungen dies auf die Importe 2013 haben wird.

Ein weiterer Grund ist die Lage einiger Stahlunternehmen an der Küste nahe den Kohleterminals, was sie in die Lage versetzt, Kokskohle aus dem australischen Bereich zu importieren, während die neuen, in den westlichen Provinzen Chinas gebauten Hütten zunehmend von Kokskohleimporten aus der Mongolei abhängig sind. Für Kraftwerke in Südchina ist wiederum Indonesien der geographisch begünstigte Exporteur, vor allem für niederkalorische (Braun-) Kohle.

Für 2013 werden aufgrund der niedrigen Weltmarktpreise zunächst weiterhin hohe Importe für das erste Halbjahr vorhergesagt. In welchem Maße China importiert, hängt aber auch von der wirtschaftlichen Entwicklung Chinas und dem neuen Preissystem für den heimischen Kohlemarkt ab. Es gibt auch Stimmen, die eine Verringerung der Importe um fast 50 % wegen gesunkener Kosten für die chinesische Kohle abschätzen. Ist aber das chinesische Inlandspreisniveau doch höher als das Weltmarktpreisniveau, ist das weiterhin der Hauptgrund für Kraftwerke und Hütten, sich vom Weltmarkt zu bedienen.

Kennzahlen Volksrepublik China

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 ¹⁾ Mio. t
Steinkohleförderung	3.410	3.459	3660
Steinkohleexporte	18,9	14,6	9,6
• Kesselkohle	17,8	11,0	8,1
• davon Anthrazit	4,2	4,2	3,2
• Kokskohle	1,1	3,6	1,5
Koksexporte	3,3	3,3	1,0
Steinkohleimporte	166,2	183,1	235,1
• Kesselkohle	92,5	102,3	147,0
• Kokskohle	47,2	44,7	53,6
• Anthrazit	26,5	36,1	34,5
Einfuhren Deutschland	0,2	0,2	0,01
• Kesselkohle	-	-	0,009
• Koks	0,2	0,2	0,002
Exportquote in %	0,6	0,4	0,3

¹⁾ vorläufig

LB-T37

MONGOLEI

Das Land mit seinen vielen, noch nicht geförderten Rohstoffen, könnte Hauptnutznießer des Rohstoffbooms der vergangenen Jahre sein. Ein Ressourcennationalismus und fallende Weltmarktpreise könnten aber wieder große Unsicherheiten über die bergbauliche Zukunft dieses Landes auslösen. Auch könnte die Bedeutung der Mongolei in rohstoffpolitischer und -strategischer Hinsicht für die Zukunft insgesamt neu bewertet werden.

Produktion

Wegen der Lage der Mongolei – Russland und China sind die einzigen Nachbarstaaten – waren vor allem chinesische Firmen darauf bedacht, zu entwickelnde

Kokskohlevorkommen für sich zu sichern. Heute streiten die Chinesen vor Gericht.

Zu erwähnen sind hier die Auseinandersetzungen des chinesischen Unternehmens Chalco mit dem mongolischen Staatsunternehmen Erdenes-Tavan-Tolgoi (EET) über die Gewährung eines Darlehens von 350 Mio. US\$ gegen Lieferung von Kokskohle. Die Lieferung wurde aber durch EET eingestellt, mit dem Ziel, deutlich höhere Preise pro Tonne gelieferter Kokskohle durchzusetzen. Nunmehr klagt Chalco auf Vertragserfüllung. South Gobi Resources kündigte ebenfalls Produktionskürzungen wegen nicht auskömmlicher Preise an. Der Versuch, South Gobi Resources von dem kanadischen Mehrheitseigentümer Turquoise Hill durch Chalco zu erwerben, wurde ebenfalls durch den Staat verboten. Die Privatisierung von EET wurde auch gestoppt, und der Präsident der Mongolei kündigte eine Reihe von Gesetzen und Gesetzesänderungen betreffend den Bergbau und die Förderung von Kohle durch ausländische Unternehmen an, die allesamt auf einen stärkeren Staatseinfluss bis hin zu der Mehrheit an den Lagerstätten sowie der Regulierung hinauslaufen. Die Auswirkungen auf die erst 2011 von der mongolischen Regierung unterzeichneten Vereinbarung mit 3 großen Unternehmen bezüglich eines 50 %-igen Zugriffs auf einen Teil des Tavan-Tolgoi-Kohlevorkommens, bleiben abzuwarten. Es ist aber kaum vorstellbar, dass unter diesen Rahmenbedingungen das Projekt weiterentwickelt wird, weil es sich als wirtschaftlich nicht mehr attraktiv erweisen könnte. Zukünftig dürften ausländische Investoren nicht mehr ermutigt sein, unter den gegebenen Unsicherheiten in der Mongolei zu investieren, worunter die wirtschaftliche Entwicklung dieses Landes und seiner Einwohner am meisten leiden würde. Zum Ende des Jahres 2012 wurden dann sämtliche Kokskohleexporte von der Mongolei nach

China eingestellt. Es bleibt abzuwarten, wie stark sich diese Entwicklung auf Produktion und Export und das Verhältnis der benachbarten Staaten Mongolei und China auswirkt.

Export

In 2012 exportierte die Mongolei in den ersten 11 Monaten 19 Mio. t/a Koks- und Kohle nach China, das sind 3 Mio. t mehr als 2011. Die für 2015 geschätzten Exporte von 50 Mio. t/a und die für 2017 von 80 Mio. t/a gehören nach den jüngsten Entwicklungen wohl der Vergangenheit an.

Infrastruktur

Obwohl die meisten Koks- und Kohlelagerstätten innerhalb eines 300 km Radius zur chinesischen Grenze liegen und der Transport per Lkw derzeit die einzige machbare Option ist, bedarf es für die Zukunft für den Transport großer Mengen vor allem einer Eisenbahninfrastruktur. Ohne Bahnanschluss ist ein Masseneexport undenkbar.

POLEN

Produktion

Die polnische Förderung erhöhte sich gegenüber 2011 um 3,6 Mio. t auf 79,3 Mio. t. Jedoch war der Absatz an den heimischen Markt leicht rückläufig, sodass ca. 8 Mio. t Ende 2012 auf Halde lagen. Auch stieg die Produktion von Braunkohle um 1 Mio. t auf rund 64 Mio. t.

Die größten Steinkohleproduzenten Polens

Unternehmen	Förderung		Exporte	
	2011	2012	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kompania Weglowa	39,1	39,3	3,7	4,9
Katowicka Grupa Kapitalowa	13,2	12,0	0,6	0,5
Jastrzebska Spółka Weglowa	12,6	13,5	0,4	0,5
Selbstständige Bergwerke	10,8	14,5	2,1	1,1
Gesamt	75,7	79,3	6,8	7,0

LB-T38

Die polnische Koks- und Kohleförderung und die Koksproduktion konnten gehalten werden. Die Koks- und Kohleförderung belief sich auf 12,0 Mio. t.

Die wieder erhöhte Koksproduktionskapazität von 11 Mio. t/a wurde nicht voll ausgelastet. Die Koksproduktion ist in 2012 zwar um 5 % gegenüber dem Vergleichszeitraum im Vorjahr gewachsen, insgesamt wurden aber nur 8,6 Mio. t produziert. Das größte polnische Kohleunternehmen, die Kompania Weglowa hat angekündigt, ihre Koks- und Kohleförderung 2013 um 50 % auf 3,6 Mio. t zu erhöhen.

Die Privatisierung des polnischen Bergbaus kommt nur wenig voran. Weglokoks verlaublich erneuert, teilweise an die Börse gehen zu wollen. Die Regierung will zwischen 20 % und 40 % der Anteile an Weglokoks über die Börse platzieren.

Polen hat zwar einen Anteil an der europäischen Steinkohleproduktion von 60 %, importiert seit 2008 aber mehr Kohle als es exportiert. Im Wesentlichen handelt es sich um Kraftwerkskohle, aber auch um kleinere Mengen Koks- und Anthrazit. Das Volumen beläuft sich in 2012 auf 10,1 Mio. t. Die Kesselkohle kommt überwiegend aus Russland (6,5 Mio. t) sowie der Tschechischen Republik (1 Mio. t) und wird hauptsächlich in Nordpolen eingesetzt. Die Koks- und Kohle kommt

aus den USA. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren fortsetzen.

Polen erhält von der EU auch die Möglichkeit, im Zusammenhang mit Stilllegungsmaßnahmen an die Bergbauunternehmen, Subventionen zu zahlen.

Infrastruktur

Bei der Transport-Infrastruktur, die nunmehr für das derzeitige Exportvolumen bereits überdimensioniert ist, haben sich auch in 2012 keine Veränderungen ergeben. Die Exportlogistik ist in Polen gut ausgebaut.

Zu den Verladehäfen gehören Danzig, Swinemünde, Stettin und Gdingen. Während in Danzig die Beladung von Capesize-Frachtern möglich ist, sind Swinemünde sowie Gdingen für Panamax-Schiffe und Stettin nur für Handysize-Größen zugänglich. Mittelfristig werden diese Häfen an Bedeutung für den Import weiter zunehmen.

Export

Der Export von Steinkohle erhöhte sich in 2012 leicht um 0,2 Mio. t auf 7,0 Mio. t. Bei Importen von 10,1 Mio. t blieb Polen damit Nettoimporteur. Von den ausgeführten 7,0 Mio. t wurden 4,9 Mio. t von Weglokoks vermarktet, 2,1 Mio. t von den Grubengesellschaften direkt. Die von Weglokoks vermarkteten Mengen wurden zu 49 % seewärtig und zu 51 % per Landtransport exportiert. Stark rückläufig dagegen sind die Koksexporte. Mit 5,4 Mio. t wurden 2012 5 % weniger exportiert. Der Export in 2012 gliedert sich wie folgt auf (nur Weglokoks):

Export 2012			
	Kokskohle Kraftwerkskohle Gesamt		
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Seewärtig	---	2,4	2,4
Landseitig	0,3	2,2	2,5
Summe	0,3	4,6	4,9

LB-T39

Die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle waren mit rund 2,4 Mio. t Deutschland und Tschechien mit rund 1,5 Mio. t.

Kennzahlen Polen			
	2010	2011	2012 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	76,6	76,2	79,3
Steinkohleexporte	10,4	6,8	7,0
• Kesselkohle	8,7	5,1	5,4
• Kokskohle	1,7	1,7	1,6
Koksexporte	6,3	5,9	5,4
Steinkohleimporte	13,5	15,1	10,1
Einfuhren Deutschland	3,9	5,1	4,0
• Kesselkohle	1,5	2,6	2,4
• Kokskohle	---	---	---
• Koks	2,4	2,5	1,6
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	19	18	18

¹⁾ vorläufig

LB-T40

TSCHECHISCHE REPUBLIK

Produktion

2012 wurden in der Tschechischen Republik 11,4 Mio. t Steinkohle gefördert. Die Steinkohleförderung erhöhte sich damit nicht.

Die Koksproduktion der Tschechen betrug 2,5 Mio. t in 2012. Die Braunkohleproduktion belief sich auf 43,5 Mio. t und stieg damit leicht um 2,6 Mio. t.

Die tschechische Steinkohleproduktion von 11,4 Mio. t gliedert sich auf in 5,0 Mio. t Kokskohle und 6,4 Mio. t Kraftwerkskohle.

Infrastruktur

Die tschechischen Kohle- und Koksexporte erfolgten über den Landweg per Eisenbahn sowie über die Donau (Bratislava).

Export / Import

Der Export von Steinkohle und Koks betrug rund 5,8 Mio. t, davon 5,4 Mio. t Kohle und 0,4 Mio. t Koks. Österreich mit 1,8 Mio. t, die Slowakei mit 1,6 Mio. t und Polen mit 1,6 Mio. t waren die größten Abnehmer. Ein Großteil der Exporte ist Kokskohle (3,0 Mio. t). Die Tschechische Republik importierte kleine Mengen an Kohle und Koks – ca. 1,5 Mio. t Steinkohle aus Polen.

Kennzahlen Tschechische Republik

	2010	2011	2012
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	11,7	11,3	11,4
Steinkohleexporte	6,3	6,3	5,4
Koksexporte	0,5	0,5	0,4
Einfuhren Deutschland	0,4	0,4	0,3
• Kesselkohle	---	0,1	---
• Koks	0,4	0,3	0,3
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	59	61	52

1) vorläufig

LB-T41

VENEZUELA

Produktion

Die Probleme für Carbones de la Guajira und andere Kohleproduzenten Venezuelas scheinen nicht aufzuhören.

Der Lkw-Transport der Kohle von den Minen zu den Häfen wird aus unterschiedlichen Gründen be- und verhindert. Die Steinkohleförderung verzeichnete in 2012 mit 2,73 Mio. t einen weiteren Rückgang gegenüber dem Vorjahr. Für 2013 wird eine höhere Produktion erwartet.

Die Produktion der größten Mine Paso Diablo von Carbones del Guasare fiel um 0,6 Mio. t auf 1,53 Mio. t zurück. Die Verstaatlichung der Industrie durch den verstorbenen Präsidenten Hugo Chavez verursachte Probleme bei der Beschaffung von Minen-Equipment und Ersatzteilen wegen Wechselkursschwierigkeiten.

Produktion/Exporte nach Gesellschaften

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 Mio. t
Carbones del Guasare	2,2	2,1	1,5
Interamerican Coal	0,5	0,2	0,6
Carbones de la Guajira	0,8	0,7	0,2
Übrige	0,6	0,8	0,4
Gesamt	4,1	3,8	2,7

LB-T42

Infrastruktur

Die bestehende Infrastruktur reicht zwar aus, um die geringen Mengen zu exportieren, sie ist aber veraltet. Wegen der in der Vergangenheit erfolgten Enteignungen von internationalen Konzernen vor allem im Ölbereich, und des generellen wirtschaftlichen Chaos in Venezuela, finden sich keine Investoren, die in neue Infrastrukturprojekte investieren. Ob sich hieran nach dem Tod von Präsident Chavez etwas ändert, bleibt abzuwarten.

Export

Der Export blieb in 2012 mit 2,7 Mio. t 1,1 Mio. t unter dem Vorjahr. Trotz guter Absatzchancen kann Venezuela sein Potenzial nicht nutzen. Stärkster Abnehmer war Europa mit 1,1 Mio. t, die USA bezog 0,2 Mio. t.

Kennzahlen Venezuela

	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2012 Mio. t
Steinkohleförderung	3,8	3,8	2,7
Steinkohleexporte	3,8	3,8	2,7
Einfuhren Deutschland	0,43	0,16	0,11
• Kesselkohle	0,43	0,16	0,11
Exportquote in %	100,0	100,0	100,0

1) vorläufig

LB-T43

Bericht in Zahlen

Tabelle 1:	Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen	99
Tabelle 2:	Welt-Steinkohleförderung/Außenhandel	100/101
Tabelle 3:	Steinkohleseeverkehr	102/103
Tabelle 4:	Welt-Koksproduktion.	104
Tabelle 5:	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle.	105
Tabelle 6:	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokskohle	106/107
Tabelle 7:	Steinkohle-Ausfuhr Australiens	108
Tabelle 8:	Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens	109
Tabelle 9:	Steinkohle-Ausfuhr Russlands	110
Tabelle 10:	Steinkohle-Ausfuhr der USA	111
Tabelle 11:	Steinkohle-Ausfuhr Kolumbiens	112
Tabelle 12:	Steinkohle-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik.	113
Tabelle 13:	Steinkohle-Ausfuhr Kanadas	114
Tabelle 14:	Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China	115
Tabelle 15:	Steinkohle-Ausfuhr Polens	116
Tabelle 16:	Steinkohle-Einfuhren der EU-Länder – Importe und Binnenhandel – . . .	117
Tabelle 17:	Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.	118
Tabelle 18:	Kohleumschlag der deutschen Seehäfen.	119
Tabelle 19:	Steinkohleabsatz in der Bundesrepublik Deutschland.	120
Tabelle 20:	Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland	121
Tabelle 21:	Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlekoks in die Bundesrepublik Deutschland	122/123
Tabelle 22:	Europäische/Internationale Preisnotierungen	124
Tabelle 23:	Deutschland – Energiepreise/Wechselkurse.	125
Tabelle 24:	Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland	126
	Mengen und Preise 1957-2012	

Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen <small>Mio. t SKE</small>						
Energieträger	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Mineralöl	5.584	5.645	5.617	5.400	5.754	5.799
Erdgas	3.653	3.767	3.898	3.700	4.083	4.150
Kernenergie	907	888	886	900	900	900
Wasserkraft	996	1.013	1.000	1.000	1.100	1.130
Steinkohle	4.014	4.207	4.394	4.570	4.750	4.990
Braunkohle	330	330	330	330	330	330
Insgesamt	15.484	15.850	16.125	15.900	16.917	17.299
Verbrauchsregionen	2006	2007	2008	2009	2010	Anteile in % 2011
Nordamerika	25,8	25,6	24,8	23,8	23,1	22,6
Asien/Australien ab 2007 EU-27	33,4	34,3	35,3	37,1	38,1	39,1
GUS	15,8	16,4	15,8	14,4	14,5	13,6
Übrige Welt	8,8	8,7	7,8	7,4	8,3	7,0
Übrige Welt	16,2	15,0	16,3	17,3	16,0	17,7
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0 <small>Mio t SKE</small>
Kohleverbrauch (Stein- und Braunkohle)	4.436	4.344	4.724	4.688	5.080	5.321
Verbrauchsregionen	2006	2007	2008	2009	2010	Anteile in % 2011
Nordamerika	19,9	19,3	18,9	16,2	15,6	14,3
Asien/Australien ab 2007 EU-27	58,3	59,7	61,0	65,7	67,1	68,6
GUS	11,1	10,6	9,5	7,9	7,9	7,5
Übrige Welt	5,5	3,6	5,2	4,6	4,8	4,4
Übrige Welt	5,2	6,8	5,4	5,6	4,6	5,2
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Erfasst sind nur kommerziell gehandelte Energieträger

Quelle: BP Statistical Review of World Energy bis 2011

Tabelle 1

Welt-Steinkohleförderung / Außenhandel ¹⁾									
Mio. t (t=t)									
	2007			2008			2009		
	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import
Deutschland	24	0	48	19	0	46	15	0	36
Frankreich	0	0	18	0	0	19	0	0	10
Großbritannien	17	0	43	18	0	48	18	0	38
Spanien ²⁾	11	0	25	10	0	33	9	0	18
Polen	87	12	5	83	8	9	78	9	10
Tschechische Rep.	13	7	2	13	7	3	11	6	2
Rumänien	3	0	3	3	0	0	4	0	5
ab 2007 EU-27	158	19	231	149	15	217	135	15	189
Russland	314	93	24	330	95	28	300	100	25
Kasachstan	88	26	0	90	25	0	80	25	0
Ukraine	75	3	9	78	5	0	72	4	0
Genannte Länder	477	122	33	498	125	28	452	129	25
Kanada	37	31	29	38	33	23	28	28	2
USA	1.043	53	33	1.068	74	31	983	53	19
Kolumbien	69	65	0	73	69	0	70	66	0
Venezuela	8	8	0	6	6	0	4	4	0
Genannte Länder	1.157	157	62	1.185	182	54	1.085	151	21
Südafrikanische Rep.	243	68	0	235	63	0	250	63	0
Australien	322	250	0	334	261	0	344	273	0
Indien	430	0	52	465	0	54	532	0	59
VR China ³⁾	2.523	53	51	2.716	45	41	2.910	23	127
Japan	0	0	180	0	0	190	0	0	162
Indonesien	231	189	0	255	202	0	280	230	0
Genannte Länder	3.184	242	283	3.436	247	285	3.722	253	348
Übrige Länder	59	49	298	13	37	346	112	32	333
Welt	5.600	907	907	5.850	930	930	6.100	916	916

2012 vorläufige Zahlen ¹⁾ Binnenhandel und seewärtiger Handel
³⁾ Förderung inkl. Braunkohle (ca 50 Mio t geschätzt)

²⁾ Förderung inkl. Lignito Negro

Quellen: Statistik der Kohlewirtschaft, ECE, IEA, Statistiken der Im- und Exportländer, Barlow Jonker, eigene Berechnungen

Welt-Steinkohleförderung / Außenhandel¹⁾

Mio. t (t=t)

2010			2011			2012			
Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	
14	0	41	13	0	44	11	0	45	Deutschland
0	0	19	0	0	15	0	0	18	Frankreich
18	1	27	18	0	32	17	0	45	Großbritannien
9	0	13	7	0	15	6	0	21	Spanien ²⁾
77	14	10	76	7	16	79	7	10	Polen
12	7	2	11	6	2	11	5	2	Tschechische Rep.
4	0	4	4	0	5	4	0	4	Rumänien / Bulgarien
134	22	182	129	13	199	128	12	212	ab 2007 EU-27
321	97	10	336	107	2	353	127	30	Russland
106	29	1	108	30	0	121	30	0	Kasachstan
76	6	10	82	0	10	85	0	10	Ukraine
503	132	21	526	137	12	559	157	40	Genannte Länder
33	33	9	33	33	9	67	35	10	Kanada
984	74	15	994	97	11	922	114	9	USA
75	72	0	86	81	0	89	81	0	Kolumbien
4	4	0	4	4	0	3	3	0	Venezuela
1.096	183	24	1.117	215	20	1.081	233	19	Genannte Länder
250	68	0	252	67	0	260	76	0	Südafrikanische Rep.
355	300	0	346	281	0	366	316	0	Australien
537	0	86	554	0	114	580	0	129	Indien
3.410	19	166	3.650	15	183	3.660	9	235	VR China ³⁾
0	0	184	0	0	175	0	0	185	Japan
295	240	0	318	270	0	386	304	0	Indonesien
4.242	259	436	4.522	285	472	4.626	313	549	Genannte Länder
141	89	390	66	44	339	146	57	344	Übrige Länder
6.720	1.053	1.053	6.958	1.042	1.042	7.166	1.164	1.164	Welt

Tabelle 2

Steinkohle-Seeverkehr										Mio. t
Exportländer	2007			2008			2009			Ges.
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
Australien	138	112	250	135	126	261	134	139	273	
USA	26	11	37	36	17	53	31	12	43	
Südafrika	1	67	68	0	63	63	1	61	62	
Kanada	25	4	29	25	6	31	22	6	28	
VR China	2	51	53	4	42	46	1	22	23	
Kolumbien	1	65	66	0	69	69	3	63	66	
Indonesien	0	189	189	0	202	202	0	230	230	
Polen	1	4	5	0	2	2	1	3	4	
Russland	6	72	78	3	75	78	5	85	90	
Venezuela	0	8	8	0	6	6	0	4	4	
Sonstige	2	35	37	4	24	28	3	33	36	
Insgesamt	202	618	820	207	632	839	201	658	859	
Importländer/ Regionen	2007			2008			2009			Ges.
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
Europa ¹⁾	50	161	211	50	159	209	36	153	189	
ab 2004 EU-25	45	156	201	45	143	188	36	137	173	
Asien	131	346	477	139	368	507	115	432	547	
Japan	74	126	200	56	131	187	45	113	158	
Südkorea	21	65	86	23	73	96	16	81	97	
Taiwan	9	61	70	11	60	71	11	59	70	
VR China	3	20	23	3	17	20	31	85	116	
Hongkong	0	12	12	0	11	11	0	12	12	
Indien	23	29	52	29	25	54	12	47	59	
Lateinamerika	14	6	20	18	5	23	6	4	10	
Sonstige(inkl. USA)	7	105	112	0	100	100	44	69	113	
Insgesamt	202	618	820	207	632	839	201	658	859	

2012 vorläufige Zahlen; exkl. Landverkehr ¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

Auswertung verschiedener Quellen

Steinkohle-Seeverkehr

Mio. t

2010			2011			2012			Exportländer
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
159	141	300	133	148	281	145	171	316	Australien
48	16	64	60	31	91	59	48	107	USA
1	67	68	1	66	67	1	75	76	Südafrika
27	6	33	26	6	32	30	4	34	Kanada
2	17	19	5	10	15	1	8	9	VR China
4	69	73	3	78	81	1	80	81	Kolumbien
0	277	277	0	270	270	0	304	304	Indonesien
0	6	6	0	3	3	0	3	3	Polen
7	80	87	8	93	101	8	109	117	Russland
0	4	4	0	4	4	0	3	3	Venezuela
2	30	32	3	30	33	11	21	32	Sonstige
250	713	963	239	739	978	256	826	1.082	Insgesamt
2010			2011			2012			Importländer/ Regionen
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	
51	125	176	48	148	196	42	193	235	Europa ¹⁾
51	125	176	39	116	155	37	149	186	EU-27 ab 2007
149	511	660	140	531	671	139	601	740	Asien
52	132	184	55	120	175	52	133	185	Japan
19	92	111	22	107	129	21	105	126	Südkorea
5	59	64	0	66	66	0	66	66	Taiwan
32	117	149	21	109	130	34	145	179	VR China
0	10	10	0	13	13	0	12	12	Hongkong
26	60	86	33	81	114	31	98	129	Indien
3	19	22	4	31	35	20	17	37	Lateinamerika
47	58	105	47	29	76	55	15	70	Sonstige(inkl. USA)
250	713	963	239	739	978	256	826	1.082	Insgesamt

Welt-Koksproduktion								1.000 t
Land/Region	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Europa								
Österreich	1.360	1.428	1.360	1.290	1.400	1.350	1.350	
Belgien	2.714	2.667	1.983	1.570	1.880	1.867	1.788	
Bosnien-Herzeg.	450	596	816	714	920	891	754	
Bulgarien	615	500	300	0	0	0	0	
Tschechien	3.231	3.063	3.206	2.172	2.396	2.436	2.317	
Finnland	870	865	860	740	828	852	881	
Frankreich	4.290	4.374	4.422	3.170	3.110	2.841	3.186	
Deutschland	8.250	8.520	8.260	6.770	8.150	7.990	8.050	
Ungarn	913	1.014	999	746	1.018	1.049	1.026	
Italien	4.560	4.632	4.455	2.724	3.708	4.154	3.907	
Niederlande	2.160	2.180	2.166	1.700	1.882	1.998	1.850	
Polen	9.599	10.264	9.832	6.947	9.546	9.134	8.637	
Rumänien	1.804	1.669	1.017	237	0	0	0	
Slowakai	1.749	1.750	1.735	1.575	1.550	1.555	1.608	
Spanien	2.742	2.753	2.400	1.691	2.021	2.045	1.761	
Schweden	1.182	1.193	1.174	980	1.118	1.151	1.048	
Großbritannien	4.276	4.280	4.152	3.600	3.774	3.717	3.677	
Europa gesamt	50.765	51.748	49.137	36.626	43.301	43.030	41.840	
GUS	51.067	54.054	50.783	45.379	48.220	49.673	49.200	
Nordamerika	20.237	20.184	19.029	14.550	19.624	19.632	19.230	
Lateinamerika	10.785	12.026	12.275	9.754	12.350	13.117	13.318	
Afrika	2.855	3.232	2.975	1.970	2.691	2.618	2.463	
Mittlerer Osten	6.211	6.035	5.611	5.125	5.320	5.135	5.400	
Asien								
China	297.680	321.714	312.148	355.140	383.400	427.790	443.230	
Indien	18.635	17.838	17.936	18.803	19.359	19.972	20.520	
Japan	38.077	38.354	38.300	37.500	37.500	34.000	36.000	
Südkorea	9.887	9.949	10.614	9.577	12.835	14.784	14.607	
sonstige	3.963	4.585	4.580	4.630	5454	5619	5521	
Gesamt	368.242	392.440	383.578	425.650	458.548	502.165	519.878	
Austral-Asien	3.117	3.323	3.161	2.498	3.149	2.982	2.858	
WELT gesamt	513.279	543.042	526.549	541.552	593.203	638.352	654.187	

Quelle: Verschiedene Quellen, Verbands- und Industrieangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle

Exportländer	Flüchtige %	Asche %	Ges.Feuchte %	Schwefel %	F. Kohlest. %	Mahlhärte HGI	Heizwert kcal/kg
Atlantische Anbieter							
USA (Ostküste)	17 - 39	5 - 15	5 - 12	0,5 - 3,0	39 - 70	31 - 96	6000 - 7200
Südafrika	16 - 31	8 - 15	6 - 10	0,5 - 1,7	51 - 61	43 - 65	5400 - 6700
Kolumbien	30 - 39	4 - 15	7 - 16	0,5 - 1,0	36 - 55	43 - 60	5000 - 6500
Venezuela	34 - 40	6 - 8	5 - 8	0,6	47 - 58	45 - 50	6500 - 7200
Polen	25 - 31	8 - 16	7 - 11	0,6 - 1,0	44 - 56	45 - 50	5700 - 6900
Tschechien	25 - 27	6 - 8	7 - 9	0,4 - 0,5	58 - 60	60 - 70	6700 - 7100
Russland	27 - 34	11 - 15	8 - 12	0,3 - 0,6	47 - 58	55 - 67	6000 - 6200
Pazifische Anbieter							
Australien	25 - 30	8 - 15	7 - 8	0,3 - 1,0	47 - 60	45 - 79	5900 - 6900
Indonesien	37 - 47	1 - 16	9 - 22	0,1 - 0,9	30 - 50	44 - 53	3700 - 6500
China	27 - 31	7 - 13	8 - 13	0,3 - 0,9	50 - 60	50 - 54	5900 - 6300
Russland (Ostküste)	17 - 33	11 - 20	8 - 10	0,3 - 0,5	47 - 64	70 - 80	5500 - 6800
Vietnam/Anthrazit	5 - 6	15 - 33	9 - 11	0,8 - 0,9	58 - 83	35	5100 - 6800
Deutschland	19 - 33	6 - 7	8 - 9	0,7 - 1,4	58 - 65	60 - 90	6600 - 7100
Angaben in Roh - Bandbreiten							

Quellen: siehe Tabelle 6

Tabelle 5

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokskehle						
Exportländer/ Qualitäten	Flüchtige %	Asche %	Geb. Feuchte %	Schwefel %	Phosphor %	Blähzahl FSI
Niederflüchtig						
Australien/NSW	21-24	9,3-9,5	1,0	0,38-0,40	0,03-0,07	6-8
Australien/Qld.	17-25	7,0-9,8	1,0-1,5	0,52-0,70	0,007-0,06	7-9
Kanada	21-24	9,5	0,6	0,30-0,60	0,04-0,06	6-8
USA	18-21	5,5-7,5	1,0	0,70-0,90	k.A.	8-9
Mittelflüchtig						
Australien/NSW	27-28	7,9-8,3	1,5-1,8	0,38-0,39	0,04-0,06	5-7
Australien/Qld.	26-29	7,0-9,0	1,2-2,0	0,38-0,90	0,03-0,055	6-9
Kanada	25-28	8,0	0,9	0,30-0,55	0,03-0,07	6-8
USA	26-27	6,8-9,0	1,0	0,95-1,10	k.A.	7-9
Polen	23-28	7,0-8,9	0,7-1,5	0,60-0,80	k.A.	6-9
China	25-30	9,5-10,0	1,3-1,5	0,35-0,85	0,015	
Hochflüchtig						
Australien/NSW	34-40	5,5-9,5	2,4-3,0	0,35-1,30	0,002-0,05	4-7
Australien/Qld.	30-34	6,5-8,2	2,0	0,50-0,70	0,02-0,04	8-9
Kanada	29-35	3,5-6,5	1,0	0,55-1,20	0,006-0,04	6-8
USA	30-34	6,8-7,3	1,9-2,5	0,80-0,85	k.A.	8-9
Polen	29-33	6,9-8,9	0,8-1,5	0,60-1,00	k.A.	5-8
Deutschland	26,6 ¹⁾	7,4 ¹⁾	1,5 ¹⁾	1,1 ¹⁾	0,01-0,04	7-8

Angaben in lfr. - Bandbreiten
1) Kokereieinsatzmischung
2) CSR-Wert (Coke Strength under Reduction) charakterisiert die Heißfestigkeit des Koks nach dessen Erhitzung auf 1.100° C und anschließender CO₂-Begasung. Die den Kohle zugeordneten CSR-Werte sind lediglich Richtwerte.

Quellen: Australian Coal Report, Coal Americas, Firmenangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kokscohle

Koks- festigkeit CSR-Wert ²⁾	Fluidität max. ddpm	Kon- traktion max. %	Dilatation max. %	Reflexion mittl. %	Macerale		Minerale %
					reaktiv %	inert %	
50-65	500-2000	20-30	25-140	1,23-1,29	38-61	36-58	3-4
60-75	34-1400	24-34	35-140	1,12-1,65	61-75	20-34	3-5
65-72	10-150	20-26	7-27	1,22-1,35	70-75	20-35	5
60-70	30-100	25-28	30-60	1,30-1,40	65-75	20-30	3
40-60	200-2000+	25-35	0-65	1,01-1,05	50-53	43-44	4-6
50-70	150-7000	19-33	(-)5-240	1,00-1,10	58-77	20-38	3-4
50-70	150-600	21-28	50-100	1,04-1,14	70-76	20-24	5
60-70	500-7000	22-18	50-100	1,10-1,50	72-78	18-24	4
k.A.	k.A.	26-32	30-120	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
35-55	100-4000	27-45	(-)10-60	0,69-0,83	67-84	11-28	2-5
65-75	950-1000+	23-24	35-160	0,95-1,03	61-79	18-36	3-4
50-60	600-30000	22-31	50-148	1,00-0,95	76-81	17-19	2-4
60-70	18000-26847	26-33	150-217	1,00-1,10	75-78	18-21	4
k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
50-65	30-3000	27-28	108-170	1,15-1,45	60-80	15-35	5

Steinkohle-Ausfuhr Australiens								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	5.372	6.744	5.156	3.759	4.303	4.280	4.451	
Frankreich	4.542	3.733	3.446	2.077	2.946	2.363	2.716	
Belgien/Luxemburg	1.600	2.580	2.927	680	1.298	1.179	992	
Niederlande	3.975	3.240	2.523	500	1.217	1.470	1.202	
Italien	2.234	2.466	2.041	1.122	1.741	1.557	1.509	
Großbritannien	4.568	3.478	3.943	2.746	3.612	3.585	2.357	
Dänemark	0	0	0	151	0	0	0	
Spanien	2.977	3.043	2.105	776	1.715	1.337	1.118	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Schweden	1.289	1.273	1.379	716	1.825	1.092	1.058	
Ab 2007: EU-27	26.557	27.709	24.730	12.904	18.657	17.227	15.726	
Israel	300	348	824	672	592	498	678	
Türkei	1.118	838	2.242	759	1.304	787	1.221	
Rumänien	0	0	0	0	0	0	0	
Sonst. Europa ¹⁾	1.120	315	383	350	288	0	0	
Europa	29.095	29.210	28.179	14.685	20.841	18.512	17.625	
Japan	103.293	115.466	117.962	101.618	117.768	106.171	113.654	
Südkorea	23.576	22.096	36.797	41.662	43.629	46.037	46.199	
Taiwan	22.653	25.463	24.385	22.517	28.706	26.878	24.291	
Hongkong	0	0	303	1.175	440	895	679	
Indien	18.938	22.511	25.694	27.092	32.862	30.224	31.934	
VR China	7.450	3.957	3.295	46.546	37.069	34.000	62.856	
Brasilien	2.929	3.360	5.036	3.713	3.457	2.198	2.685	
Chile	1.625	462	592	481	944	1.135	718	
Sonst. Länder	27.718	27.899	17.576	13.902	15.042	15.025	15.372	
Ausfuhr insgesamt	237.277	250.454	259.819	273.391	300.758	281.075	316.013	
2012 vorläufige Zahlen								

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer Quelle: McCloskey

Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens							1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Deutschland	1.509	1.168	513	86	69	34	0
Niederlande	3.704	1.822	1.669	239	0	927	71
Italien	8.626	6.290	6.252	5.427	7.094	4.882	3.692
Großbritannien	1.822	1.141	2.126	786	162	390	0
Irland	609	152	318	0	0	0	0
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0
Spanien	4.033	4.226	3.826	4.361	2.115	1.877	5.634
Slowenien	1.562	1.242	2.032	840	840	559	332
sonstige	2.835	2.000	1.014	376	2.220	851	2.071
ab 2007 EU-27	24.700	18.041	17.750	12.115	12.500	9.520	11.800
USA	2.646	2.962	2.956	2.025	1.240	1.180	469
Chile	1.733	1.600	498	437	980	483	160
Japan	32.842	34.135	39.719	32.109	26.040	24.950	31.800
Südkorea	20.780	26.521	26.620	33.698	34.650	36.720	37.700
Hongkong	10.514	11.550	10.382	11.131	9.540	8.650	11.673
Taiwan	24.397	25.753	25.754	25.206	21.770	19.090	19.600
Malaysia	7.324	7.814	9.415	11.184	8.600	11.880	12.600
Philippinen	4.113	4.290	6.160	7.066	5.160	6.050	9.300
Thailand	7.800	9.413	11.371	10.334	8.770	6.780	11.421
Indien	19.822	24.840	29.283	37.735	36.500	52.800	60.520
VR China	6.219	14.894	16.093	39.402	68.060	77.950	83.300
Sonst. Länder	8.049	7.492	6.259	7.844	6.164	13.836	13.657
Ausfuhr insgesamt	170.939	189.305	202.260	230.286	239.974	269.889	304.000
2012 vorläufige Zahlen							

Quellen: Firmenangaben, eigene Berechnungen

Tabelle 8

Steinkohle-Ausfuhr Russlands								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	9.100	8.367	7.800	9.449	10.308	10.731	11.227	
Belgien/Luxemburg	1.747	1.327	1.867	0	0	0	0	
Italien	1.522	818	1.723	1.017	862	2.346	2.600	
Großbritannien	22.701	19.828	21.434	15.501	7.332	11.592	14.600	
Spanien	2.761	905	2.623	1.439	768	1.917	2.300	
Finnland	4.440	5.080	3.745	4.770	2.900	5.111	2.700	
Polen	3.327	5.000	5.267	1.766	1.402	1.389	1.700	
Rumänien	1.505	982	1.009	222	308	438	450	
sonstige	6039	8.029	5.533	11.325	13.532	12.802	10.200	
ab 2007 EU 27	53.142	50.336	51.001	45.489	37.412	46.326	45.777	
Türkei	6.500	4.013	2.229	8.672	9.139	8.180	9.785	
Europa	59.642	54.349	53.230	54.161	46.551	54.506	55.562	
Japan	9.204	11.491	9.960	8.718	10.575	11.608	15.292	
Südkorea	1.071	6.358	7.495	4.541	8.574	13.100	11.438	
Taiwan	1.305	1.329	1.203	1.652	1.116	3.498	3.330	
VR China	1.030	269	760	12.122	11.660	10.836	20.183	
Sonst. Länder ¹⁾	2.248	5.104	4.952	8.409	9.056	7.434	11.195	
Ausfuhr insgesamt²⁾	74.500	78.900	77.600	89.603	87.532	100.982	117.000	
¹⁾ 2006-2012 Exporte über Zypern/Libanon; teilw. wurden diese Mengen in andere nicht bekannte Länder exportiert. ²⁾ Nur Steinkohleexporte (Seeverkehr) 2012 vorläufige Zahlen								

Quellen: 2006-2012 Firmenangaben, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der USA								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	2.191	2.065	5.662	5.104	5.727	8.140	9.809	
Frankreich	1.475	2.162	3.213	3.052	2.788	3.615	3.720	
Belgien/Luxemburg	1.959	1.907	2.746	2.503	2.080	2.783	2.360	
Niederlande	1.191	4.117	2.976	2.458	3.314	5.908	7.178	
Italien	2.975	3.212	2.891	2.125	3.000	5.070	7.747	
Großbritannien	2.251	3.032	5.342	4.052	3.980	6.283	10.856	
Irland	0	74	142	0	0	219	208	
Dänemark	348	72	283	291	73	146	0	
Spanien	1.472	1.337	2.161	1.581	1.837	1.551	1.975	
Portugal	267	258	391	1.020	531	891	1.127	
Finnland	661	265	425	202	428	452	266	
Schweden	426	483	667	434	676	633	613	
Sonstige	849	2.300	6.315	1.920	4.076	1.717	3.786	
ab 2007: EU-27	16.065	21.284	33.214	24.742	28.510	37.408	49.645	
Israel	0	0	0	0	0	0	17	
Türkei	1.106	1.306	1.736	1.295	2.296	2.670	4.871	
Rumänien	1.002	0	0	0	0	937	607	
Sonst. Europa ¹⁾	1.240	4.087	5.414	2.033	3.069	6.330	5.951	
Europa	19.413	26.677	40.364	28.070	33.875	47.345	61.091	
Kanada	18.030	16.625	20.589	9.509	10.528	6.022	6.393	
Mexiko	454	422	1.092	1.161	1.682	2.526	3.126	
Argentinien	317	273	331	417	281	233	471	
Brasilien	4.110	5.908	5.785	6.720	7.177	7.867	7.206	
Japan	301	5	1.572	822	2.869	6.209	5.169	
Südkorea	515	201	1.225	1.562	5.237	9.479	8.250	
Taiwan	2	2	71	77	227	0	227	
Sonst. Länder	1.581	3.091	2.468	4.891	11.787	17.033	21.615	
Ausfuhr insgesamt	44.723	53.204	73.497	53.229	73.663	96.714	113.548	

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer

2012 vorläufige Zahlen

Quelle: McCloskey

Tabelle 10

Steinkohle-Ausfuhr (nur Kraftwerkskohle) Kolumbiens								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	3.729	6.931	5.906	5.173	7.397	10.550	8.972	
Frankreich	3.341	2.720	2.589	2.232	2.329	1.100	1.239	
Belgien/Luxemburg	0	0	149	168	125	68	75	
Niederlande	6.031	5.554	5.986	10.726	9.061	7.412	13.053	
Italien	1.993	1.887	2.026	2.080	1.715	1.593	1.916	
Großbritannien	2.511	3.003	4.041	4.471	4.417	4.198	6.365	
Irland	1.129	475	661	980	1.048	1.942	1.729	
Dänemark	1.998	2.259	1.869	1.973	1.092	4.998	3.153	
Griechenland	71	149	0	0	76	480	0	
Spanien	1.501	2.219	2.301	2.441	2.272	2.125	4.340	
Portugal	2.920	2.590	1.903	1.929	1.553	2.069	3.212	
Finnland	158	0	130	72	277	459	0	
Schweden	0	0	0	0	0	1.169	0	
Slowenien	220	238	356	341	0	1.031	214	
sonstige						858	0	
ab 2007: EU-27	25.602	28.163	28.359	32.587	31.362	40.052	44.268	
Israel	3.371	3.527	2.092	2.549	3.770	5.595	5.713	
Sonst. Europa ¹⁾	2.898	3.437	3.901	3.718	3.006	10.222	8.424	
Europa	31.871	35.127	34.352	38.854	38.138	55.869	58.405	
Japan	27	28	31	30	119	145	220	
Hongkong		0	0	0	0	0	0	
USA	20.179	21.830	21.919	14.191	11.301	6.928	5.029	
Kanada	1.944	1.450	2.214	1.794	1.843	1.488	1.125	
Brasilien	268	208	1.038	750	1.123	1.631	1.776	
Sonst. Länder	4.211	6.034	9.123	7.814	16.683	10.033	13.189	
Ausfuhr insgesamt	58.500	64.677	68.677	63.433	69.207	76.094	79.744	
2012 vorläufige Zahlen								

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer, Türkei
 Quellen: IEA, McCloskey, Gesellschaftsangaben

Steinkohleausfuhr der Südafrikanischen Republik								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	8.189	6.505	8.190	5.231	3.363	2.644	1.972	
Frankreich	4.267	4.799	5.450	2.050	1.030	1.190	1.060	
Belgien/Luxemburg	1.512	1.088	1.140	300	500	430	320	
Niederlande	13.687	10.580	8.234	4.049	1.087	1.056	2.838	
Italien	4.616	4.776	4.170	4.230	3.400	3.630	3.120	
Großbritannien	8.431	4.580	3.110	1.000	470	670	810	
Irland	389	478	0	460	220	50	90	
Dänemark	2.300	2.130	1.140	1.080	780	1.380	630	
Griechenland	0	0	0	0	50	0	80	
Spanien	7.585	6.724	5.981	5.062	3.670	2.470	2.360	
Portugal	1.000	1.970	1.660	1.240	320	0	0	
Finnland	120	0	150	0	0	0	0	
Sonstige	170	535	185	680	170	180	400	
ab 2007: EU-27	52.266	44.165	39.410	25.382	15.060	13.700	13.680	
Israel	4.780	4.520	3.720	3.250	2.490	3.180	4.770	
Marokko	2.890	1.267	1.333	300	810	70	140	
Türkei	1.913	1.349	1.350	1.106	3.182	2.760	2.890	
Sonst. Europa ¹⁾	9.583	7.136	6.403	4.656	6.482	6.010	2.760	
Europa	61.849	51.301	45.813	30.038	21.542	19.710	24.240	
Japan	0	440	50	390	300	620	470	
Südkorea	0	290	1.150	525	2.260	3.520	1.550	
Taiwan	70	410	160	2.220	2.990	3.490	4.500	
Hongkong	0	0	0	340	160	0	0	
Indien	2.469	8.492	7.766	18.690	22.397	17.071	23.170	
VR China	0	30	0	790	6.960	10.460	12.950	
USA	0	100	0	0	170	40	490	
Brasilien	1.484	759	1.223	296	1.099	1.030	1.130	
Sonst. Länder	3.064	6.068	6.493	8.927	10.534	11.380	15.140	
Ausfuhr insgesamt	68.936	67.890	62.655	62.216	68.412	67.321	76.190	
1) inkl. angrenzende Mittelmeerländer		2012 vorläufige Zahlen						

Quellen: South African Coal Report, eigene Berechnungen

Tabelle 12

Steinkohle-Ausfuhr Kanadas								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	1.608	1.733	1.708	1.070	1.203	1.736	1.516	
Frankreich	372	598	569	117	166	104	55	
Belgien/Luxemburg	0	0	0	0	48	55	0	
Niederlande	1.194	1.047	272	300	696	267	412	
Italien	1.178	1.013	1.084	465	1.016	1.000	767	
Großbritannien	1.418	1.492	1.123	317	284	505	99	
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0	
Spanien	175	227	235	1	64	120	1	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Finnland	494	345	426	258	416	422	303	
Schweden	0	0	0	0	0	0	60	
sonstige					59	221	0	
ab 2007: EU-27	6.439	7.086	5.587	2.528	3.952	4.430	3.213	
Sonst. Europa ¹⁾	1.582	1.203	1.426	952	840	182	500	
Europa	8.021	8.289	7.783	3.480	4.792	4.612	3.713	
Japan	8.676	10.548	11.482	8.765	10.615	9.265	9.526	
Südkorea	4.975	6.078	6.736	7.381	6.553	8.611	6.360	
Taiwan	1.221	1.130	1.154	795	638	1.070	1.005	
Brasilien	1.584	1.545	2.020	936	1.693	2.281	1.813	
USA	1.750	1.758	1.725	1.045	1.470	1.330	898	
Chile	721	702	411	214	259	216	253	
Mexiko	274	230	695	283	697	400	183	
Sonst. Länder	344	369	468	4.931	5.944	5.602	10.761	
Ausfuhr insgesamt	27.566	30.649	32.474	27.830	32.661	33.387	34.512	
2012 vorläufige Zahlen								
¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer								

Quellen: McCloskey, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	0	43	14	5	7	11	9	
Frankreich	0	166	216	0	0	0	0	
Belgien/Luxemburg	189	170	143	0	14	0	0	
Niederlande	245	51	57	5	0	0	0	
Italien	0	0	0	0	0	0	0	
Großbritannien	34	0	0	0	0	0	0	
Spanien	292	0	104	0	0	0	0	
Griechenland	0	0	0	0	0	0	0	
EU-15	760	430	534	10	21	11	9	
Japan	20.586	15.548	13.337	6.391	6.436	6.222	4.147	
Südkorea	18.779	19.225	16.457	9.919	7.207	5.559	3.814	
Taiwan	13.258	12.690	10.597	4.870	4.418	2.197	1.316	
Hongkong	855	674	475	122	395	1	0	
Indien	5.001	539	1.006	0	0	173	0	
Malaysia	36	37	52	12	12	6	0	
Thailand	28	1	1	0	0	0	1	
Nordkorea	576	237	228	52	224	205	172	
Philippinen	1.035	1.019	1.119	839	2	0	0	
Brasilien	191	283	156	0	0	0	0	
Sonst. Länder	2.127	2.435	1.309	133	225	127	114	
Ausfuhr insgesamt	63.232	53.118	45.271	22.348	18.940	14.501	9.573	
2012 vorläufige Zahlen								

Quelle: verschiedene, u.a. MCR, CCR

Tabelle 14

Steinkohle-Ausfuhr Polens								1.000 t
Importländer	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Deutschland	7.330	4.651	3.834	2.649	3.659	2.659	2.406	
Frankreich	762	340		358	597	10	212	
Belgien	291	1	1	79	232	1	80	
Niederlande	320	70	1	165	81	0	0	
Italien	248	111	0	0	0	0	0	
Großbritannien	1.008	277	197	565	598	634	89	
Irland	235	255	266	240	257	206	140	
Dänemark	523	350	151	82	455	60	60	
Spanien	150	64	0	0	23	20	20	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	
Finnland	513	273	88	224	220	37	148	
Österreich	1.233	1.807	906	853	883	435	786	
Schweden	283	288	60	59	134	84	105	
Tschechische Republik	1.642	2.365	1.017	746	1.444	1.820	1.540	
Slowakei	1.030	617	64	71	638	568	302	
Ungarn	249	259	127	58	118	133	98	
Sonstige	72	8	1.029	1.970	557	10	383	
ab 2007: EU27	15.889	11.736	7.741	8.119	9.896	6.677	6.369	
Sonst. Länder	620	364	559	581	480	101	667	
Ausfuhr insges.	16.509	12.100	8.300	8.700	10.376	6.778	7.036	
2012 vorläufige Zahlen								

Quellen: McCloskey, Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Steinkohleeinfuhren der EU-Länder – Importe inkl. Binnenhandel von Mitgliedstaaten 1.000 t

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Deutschland	46.500	47.480	44.000	36.800	41.000	44.200	44.900
Frankreich	20.700	19.200	19.400	16.200	18.900	15.300	17.600
Italien	24.500	24.600	26.200	22.000	22.700	24.000	25.900
Niederlande	12.000	13.000	12.100	10.800	11.800	11.700	12.400
Belgien	9.000	8.000	6.000	4.100	3.500	4.000	3.500
Luxemburg	150	150	150	200	200	200	200
Großbritannien	49.000	45.300	43.200	38.100	26.500	31.700	44.800
Irland	3.000	3.000	2.300	2.300	2.200	1.900	2.100
Dänemark	7.000	8.000	7.700	4.400	4.100	6.100	4.000
Griechenland	800	800	800	400	600	600	100
Spanien	22.550	20.800	16.500	17.100	12.800	15.300	21.400
Portugal	5.700	5.500	3.800	3.100	2.700	3.600	5.000
Finnland	7.000	7.000	4.600	6.000	5.900	7.000	4.000
Österreich	4.000	4.000	4.200	4.000	4.000	3.800	3.200
Schweden	3.000	3.200	2.500	2.400	3.000	2.700	2.100
Polen	5.200	5.800	9.900	10.000	10.000	15.500	10.100
Tschechien	1.900	2.500	2.200	1.700	1.900	2.400	1.500
Ungarn	1900	2.000	1.900	1.400	1.800	1.500	1.500
Slowakei	5.600	5.300	4.900	3.200	3.500	3.400	4.000
Slovenien	600	500	600	600	600	500	500
Lettland	300	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Litauen	700	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estland	100	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Zypern							
Malta							
Bulgarien	(1600)	1400	1300	3.500	2.900	3.300	2.300
Rumänien	(3300)	3300	3200	1.200	1.400	1.200	1.300
EU-25	231.200	230.830	217.450	189.500	182.000	199.900	212.400
EU-27 ab 2007	236.100	230.830	217.450	189.500	182.000	199.900	212.400
Koks	davon Koks: 11.000	davon Koks: 12.000	davon Koks: 11.000	Koks: 8.000	Koks: 8.000	Koks: 8.000	Koks: 6.000

Quellen: McCloskey, EURACOAL, eigene Berechnungen
2012 vorläufige Zahlen

Tabelle 16

Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland in Mio. t SKE							
Energieträger	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Steinkohle	65,6	67,4	61,4	50,1	57,9	55,3	57,0
davon Importkohle	(43,8)	(44,8)	(43,2)	(36,2)	(44,4)	(43,4)	(45,8)
Braunkohle	53,7	55,0	53,0	51,4	51,6	53,3	56,1
Mineralöl	176,7	157,9	166,4	159,3	160,0	154,8	154,0
Erdgas	112,1	106,6	104,4	100,3	107,1	99,3	100,8
Kernenergie	62,3	52,3	55,4	50,2	52,3	40,2	37,0
Wasser- und Windkraft	6,3	7,4	7,5	7,1	7,2	8,1	8,1
Außenhandelsaldo Strom	-2,4	0,2	0,0	-1,8	-2,2	-0,8	-2,8
Sonstige Energieträger	23,2	25,6	36,0	41,8	47,9	51,0	55,4
Gesamt	497,5	472,4	484,1	458,4	481,8	461,2	465,6
							Anteile in %
Energieträger	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Steinkohle	13,2	14,3	12,7	10,9	12,0	12,0	12,2
davon Importkohle	(8,8)	(9,5)	(8,9)	(7,9)	(9,2)	(9,4)	(9,8)
Braunkohle	10,8	11,6	11,0	11,2	10,7	11,6	12,1
Mineralöl	35,5	33,4	34,3	34,8	33,2	33,6	33,1
Erdgas	22,6	22,6	21,6	21,9	22,2	21,5	21,6
Kernenergie	12,5	11,1	11,4	11,0	10,9	8,7	8,0
Wasser- und Windkraft	1,3	1,5	1,6	1,6	1,5	1,8	1,7
Außenhandelsaldo Strom	-0,5	0,0	0,0	-0,4	-0,5	-0,2	-0,6
Sonstige Energieträger	4,6	5,5	7,4	9,0	10,0	11,0	11,9
Gesamt	100,0						

*Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen
2012: vorläufig*

Kohleumschlag der deutschen Seehäfen									1.000 t
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nordseehäfen									
Hamburg	4.944	4.636	4.963	5.781	5.195	5.189	5.276	5.805	5.111
Wedel - Schulau	700	600	871	0	0	0	0	530	239
Bützfleth	12	19	13	6	4	9	5	8	6
Wilhelmshaven	1.672	1.520	1.332	1.360	2.229	2.404	1.843	1.924	1.597
Bremische Häfen	1.505	1.216	1.715	1.965	1.668	1.410	1.796	1.599	1.783
Brunsbüttel	393	273	622	749	874	500	434	424	710
Emden				5	5	1	2	-	-
Nordenham	2.058	1.915	2.129	2.162	1.889	2.284	2.235	2.792	2.240
Papenburg	289	214	170	143	149	121	141	0	-
Übrige Nordseehäfen S.H.	126	37	70	632	574	502	610	0	-
Übrige Nordseehäfen N.S.	-		-	-	-	-	7	3	-
Gesamt	11.699	10.430	11.885	12.803	12.587	12.420	12.349	13.085	11.686
Ostseehäfen									
Rostock	1.187	1.145	1.251	993	1.443	823	1.200	1.345	1.335
Wismar	42	33	30	22	35	26	34	0	-
Stralsund	1	3	0	0	1	-	-	-	1
Lübeck	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flensburg	343	325	275	246	301	230	209	237	235
Kiel	418	402	193	123	291	453	479	271	503
Saßnitz				7	3	1	5	1	1
Wolgast				2	-	-	-	-	-
Übrige Ostseehäfen	4	2	3	-	1	-	-	-	-
Gesamt	1.995	1.910	1.752	1.393	2.075	1.533	1.927	1.854	2.075
Umschlag Gesamt	13.694	12.340	13.637	14.196	14.662	13.953	14.276	14.939	13.761

Quelle: Statistisches Bundesamt

Tabelle 18

Steinkohleabsatz in der Bundesrepublik Deutschland								1.000 t
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Gesamtabsatz¹⁾ an Steinkohle, Steinkohlekoks und Steinkohlebriketts								
Kraftwerke	53.800	55.400	52.300	43.700	45.800	44.400	43.300	
Eisen- u. Stahlindustrie	18.400	18.800	17.700	12.900	18.400	16.800	15.800	
Wärmemarkt/Sonstiges ²⁾	1.300	1.600	1.700	1.400	1.800	1.900	2.200	
Gesamt	73.500	75.800	71.700	58.000	66.000	63.100	61.300	
<small>¹⁾Inlandsabsatz ²⁾inkl. Zechenverbrauch, Deputate Quellen: Statistik der Kohlewirtschaft, 2012: eigene Berechnung</small>								
Davon Importkohle								
Kraftwerke ³⁾	27.300	33.400	34.900	30.900	34.400	33.600	32.700	
Eisen- u. Stahlindustrie	11.300	14.700	13.600	10.000	14.700	14.400	14.700	
Wärmemarkt	700	1.000	1.300	900	1.300	1.500	1.800	
Gesamt Importe	39.300	49.100	49.800	41.800	50.400	49.500	49.200	
<small>³⁾ Importe der Kraftwerke lt. K-Bogen (BAFA, Referat 431), eigene Berechnungen</small>								

Quellen: BAFA, Statistik der Kohlewirtschaft, eigene Berechnungen/teilw. Schätzung/2012 vorläufig

Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Brutto-Strom- verbrauch in TWh	617,1	618,1	614,6	578,1	610,9	602,6	594,5
Strom-Außenhandel in TWh							
Exporte	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0	67,3
Importe	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	49,7	44,2
Saldo (Exportüberschuss)	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,3	-23,1
Brutto-Strom- erzeugung in TWh	636,9	637,2	637,1	592,4	628,6	608,9	617,6
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in TWh							
Steinkohle	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	112,4	118,0
davon Importkohle ¹⁾	(85,4)	(86,2)	(86,4)	(76,3)	(86,8)	(84,9)	(89,1)
Braunkohle	151,1	155,1	150,6	146,5	145,9	150,1	159,0
Erdgas	73,4	75,9	86,7	78,8	86,8	82,5	70,0
Heizöl	10,5	9,6	9,2	9,6	8,4	6,8	9,0
Kernenergie	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0	99,5
Wasser-/Windkraft	50,7	60,9	61,0	57,6	58,8	66,6	67,2
Sonstige	45,9	53,2	56,2	57,1	71,1	82,5	94,9
Gesamt	636,9	637,2	637,1	592,4	628,6	608,9	617,6
¹⁾ Bezüge der Kraftwerke	2012: vorläufige Zahlen						

Quellen: BDEW, Statistik der Kohlewirtschaft, BAFA, AG Energiebilanzen, DIW, eigene Berechnungen

Tabelle 20

Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlekoks										
Länder	2009					2010				
	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt
Polen	2.489	24	0	1.712	4.225	3.650	8	1	2.399	6.058
Tschechien	151	0	0	129	280	63	0	0	379	442
Spanien	0	0	0	0	0	0	0	0	86	86
Frankreich	0	0	0	408	408	0	0	0	179	179
Sonstige	459	0	89	427	975	1007	74	170	490	1.741
EU-27	3.099	24	89	2.676	5.888	4.720	82	171	3.533	8.506
GUS	8.696	478	260	102	9.536	9.295	730	317	248	10.590
Norwegen	1.321	0	0	0	1.321	856	0	0	0	856
USA	3.207	1.897	0	0	5.104	2.742	2.956	29	0	5.727
Kanada	0	1.070	0	0	1.070	0	1.203	0	0	1.203
Kolumbien	5.105	68	0	21	5.194	7.397	191	0	39	7.627
Südafrika	5.246	4	0	0	5.250	3.330	0	1	0	3.331
Australien	447	3.311	0	0	3.758	289	4.014	0	0	4.303
VR China	3	0	2	141	146	7	0	0	199	206
Indonesien	86	0	0	0	86	70	0	0	0	70
Venezuela	346	0	0	7	353	410	20	0	2	432
Sonstige Drittländer	1.687	0	10	2	1.699	2.236	3	0	93	2.332
Drittländer	26.144	6.828	272	273	33.517	26.632	9.117	347	581	36.677
Gesamt	29.243	6.852	361	2.949	39.405	31.352	9.199	518	4.114	45.183
2012 vorläufig										

Quellen: Statistisches Bundesamt, BAFA, eigene Berechnungen

in die Bundesrepublik Deutschland

1.000 t

2011					2012				Länder
Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.*	Koksk.	Koks	Gesamt	
2.646	11	1	2.481	5.139	2.397	9	1.565	3.971	Polen
27	0	3	330	360	7	0	316	323	Tschechien
			33	33			7	7	Spanien
			62	62			48	48	Frankreich
620	20	196	595	1.431	1.638	38	679	2.355	Sonstige
3.293	31	200	3.501	7.025	4.042	47	2.615	6.704	EU-27
9.574	863	294	361	11.092	10.474	753	319	11.546	GUS
857	0	0	0	857	395	0	0	395	Norwegen
5.079	3.036	24	0	8.139	7.072	2.737	0	9.809	USA
43	1.693	0	0	1.736	0	1.516	0	1.516	Kanada
10.550	214	0	62	10.826	8.972	347	33	9.352	Kolumbien
2.644	0	0	0	2.644	1.972	0	0	1.972	Südafrika
206	4.074	0	0	4.280	308	4.143	0	4.451	Australien
6	0	5	184	195	9	0	2	11	VR China
0	34	0	0	34	0	0	0	0	Indonesien
132	29	0	0	161	111	0	1	112	Venezuela
1.261	1	7	120	1.389	1.985	64	5	1.356	Sonstige
30.352	9.944	330	727	41.353	31.298	9.560	360	41.218	Drittländer
33.6459.975	5304.22848.378				35.340	9.607	2.975	47.922	Gesamt

*Kesselkohle inkl. Anthrazit

Europäische/Internationale Preisnotierungen								
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Rohölpreise								
USD/Barrel Brent	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,26	111,63	
USD/t SKE	335,00	373,26	499,21	316,60	409,04	572,66	574,57	
<i>Quelle: MWV</i>								
Erdgaspreise: Deutsche Grenzübergangspreise								
€/t SKE	191,00	180,00	237,00	198,00	185,00	230,00	263,00	
<i>Quelle: Statistik der Kohlewirtschaft</i>								
Steam Coal Marker Prices 1 %S, CIF NW Europa								
USD/t SKE	74,41	101,03	174,74	81,75	107,16	142,81	109,15	
€/t SKE	59,23	73,17	118,29	58,69	81,01	102,49	84,40	
<i>Quelle: McCloskey</i>								
Seefrachtraten Capesize-Einheiten nach Empfangshäfen ARA(Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen)								
Südafrika USD/t	15,94	32,33	30,36	13,66	12,41	10,74	8,13	
USA/Ostküste USD/t	14,87	34,47	32,65	16,68	15,06	12,01	9,62	
Australien/NSW USD/t	24,07	51,77	50,91	22,46	22,15	19,43	15,05	
Kolumbien USD/t	14,89	33,55	31,71	16,25	14,75	11,89	9,63	
<i>Quelle: Frachtcontor Junge, eigene Berechnungen</i>								

Deutschland – Energiepreise/Wechselkurse

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wechselkurse							
EUR/USD	0,7965	0,7296	0,6799	0,7169	0,7543	0,7184	0,7783
<i>Quelle: Deutsche Bundesbank</i>							
Grenzübergangspreise für Koks Kohle und Steinkohlekoks - EUR/t							
Importierte Koks Kohle	105,88	96,22	132,62	173,75	174,78	185,30	188,42
Importierter Steinkohlekoks	166,79	175,55	281,20	196,91	259,37	319,78	258,72
<i>Quellen: ab 2003 Statistisches Bundesamt Steinkohlekoks Statistisches Bundesamt</i>							
Grenzübergangspreise für Steinkohle in EUR/ t SKE: Einsatz in Kraftwerken							
	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	Jahreswert		
2006	63,03	61,61	59,75	62,54	61,76		
2007	63,10	63,51	67,14	78,54	68,24		
2008	93,73	106,01	131,80	120,13	112,48		
2009	91,24	76,35	69,36	73,31	78,81		
2010	75,06	86,34	87,97	92,89	85,33		
2011	105,30	105,22	106,22	110,44	106,97		
2012	100,21	93,09	92,01	86,62	93,02		
<i>Quelle: BAFA Referat 431 (Grenzübergangspreise=cif-Preis ARA + Fracht deutsche Grenze)</i>							
Energiepreise frei Kraftwerk EUR/ t SKE							
Energieträger	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Erdgas	220,00	209,00	269,00	246,00	222,00	256,00	260,00
Heizöl schwer	203,00	198,00	275,00	208,00	270,00	355,00	394,00
Kesselkohle	67,00	73,00	117,00	84,00	90,00	112,00	98,00
<i>Quellen: BAFA, Statistik der Kohlewirtschaft, eigene Berechnungen, 2012 vorläufig</i>							

Tabelle 23

Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland

Mengen und Preise 1957-2012

Mengen						Preise									
Einfuhren von Steinkohle und -koks t=t				Inländische Förderung von Steinkohle t v.F.				Kraftwerkskohle aus Drittländern ¹⁾				Inländische Kohle ²⁾			
Jahr		Mio t		Jahr		Mio t		Jahr		€/t SKE		Jahr		€/t SKE	
1957	18,9	1987	8,8	1957	149,4	1987	75,8	1957	40	1987	46	1957	29	1987	132
1958	13,9	1988	8,1	1958	148,8	1988	72,9	1958	37	1988	42	1958	29	1988	134
1959	7,5	1989	7,3	1959	141,7	1989	71,0	1959	34	1989	49	1959	29	1989	137
1960	7,3	1990	11,7	1960	142,3	1990	69,8	1960	33	1990	49	1960	29	1990	138
1961	7,3	1991	16,8	1961	142,7	1991	66,1	1961	31	1991	46	1961	29	1991	139
1962	8,0	1992	17,3	1962	141,1	1992	65,5	1962	30	1992	42	1962	30	1992	147
1963	8,7	1993	15,2	1963	142,1	1993	57,9	1963	30	1993	37	1963	30	1993	148
1964	7,7	1994	18,1	1964	142,2	1994	52,0	1964	30	1994	36	1964	31	1994	149
1965	8,0	1995	17,7	1965	135,1	1995	53,1	1965	29	1995	39	1965	32	1995	149
1966	7,5	1996	20,3	1966	126,0	1996	47,9	1966	29	1996	38	1966	32	1996	149
1967	7,4	1997	24,3	1967	112,0	1997	45,8	1967	29	1997	42	1967	32	1997	149
1968	6,2	1998	30,2	1968	112,0	1998	40,7	1968	28	1998	37	1968	30	1998	149
1969	7,5	1999	30,3	1969	111,6	1999	39,2	1969	27	1999	34	1969	31	1999	149
1970	9,7	2000	33,9	1970	111,3	2000	33,3	1970	31	2000	42	1970	37	2000	149
1971	7,8	2001	39,5	1971	110,8	2001	27,1	1971	32	2001	53	1971	41	2001	149
1972	7,9	2002	39,2	1972	102,5	2002	26,1	1972	31	2002	45	1972	43	2002	160
1973	8,4	2003	41,3	1973	97,3	2003	25,7	1973	31	2003	40	1973	46	2003	160
1974	7,1	2004	44,3	1974	94,9	2004	25,7	1974	42	2004	55	1974	56	2004	160
1975	7,5	2005	39,9	1975	92,4	2005	24,7	1975	42	2005	65	1975	67	2005	160
1976	7,2	2006	46,5	1976	89,3	2006	20,7	1976	46	2006	62	1976	76	2006	170
1977	7,3	2007	47,5	1977	84,5	2007	21,3	1977	43	2007	68	1977	76	2007	170
1978	7,5	2008	48,0	1978	83,5	2008	17,1	1978	43	2008	112	1978	84	2008	170
1979	8,9	2009	39,5	1979	85,8	2009	13,8	1979	46	2009	79	1979	87	2009	170
1980	10,2	2010	45,2	1980	86,6	2010	12,9	1980	56	2010	85	1980	100	2010	170
1981	11,3	2011	48,4	1981	87,9	2011	12,1	1981	84	2011	107	1981	113	2011	170
1982	11,5	2012	47,9	1982	88,4	2012	10,8	1982	86	2012	93	1982	121	2012	180
1983	9,8			1983	81,7			1983	75			1983	125		
1984	9,6			1984	78,9			1984	72			1984	130		
1985	10,7			1985	81,8			1985	81			1985	130		
1986	10,9			1986	80,3			1986	60			1986	130		

2012 vorläufige Zahlen; ab 1991 inkl. neuer Bundesländer, EUR-Werte sind gerundet

¹⁾ Preis frei Grenze Bundesrepublik (BAFA Ref. 432), ab 1996: BAFA Ref. 431

²⁾ geschätzter kostendeckender Preis

Quellen: Statistisches Bundesamt, Statistik der Kohlewirtschaft, BAFA, RAG, eigene Berechnung

Glossar

**API#2 Index
(All Publications
Index)**

Preisindex für Steinkohle mit einem Brennwert von 6.000 kcal/kg mit Auslieferung innerhalb des ARA Raums. Die Handelsnotierung wird inklusive CIF (Cost, Insurance und Freight) und NAR (net as received) in US\$ je Tonne angegeben.

**API#4 Index
(All Publications
Index)**

Preisindex für Steinkohle-lieferungen FOB (free on board) Richards Bay (Südafrika).

ARA

Öl- und Kohle-Handelsraum im Städtedreieck Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen. Alternative Bezeichnungen sind NWE (North West Europe) oder Rotterdam.

BAFA

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle

Base (Base-Load)

Stromlieferung innerhalb eines standardisierten Lieferzeitraumes (Monat, Quartal, Jahr) über 24 Stunden eines jeden Tages bei konstanten Leistungen.

BDEW

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BEE

Black Economic Empowerment

**Briefkurs
(Ask, Offer)**

Preis, zu dem ein Verkäufer bereit ist, Wertpapiere oder Waren zu verkaufen. Gegenteil: Geldkurs (Bid).

Broker

Bezeichnung für einen Makler an einer angloamerikanischen Börse, der im Gegensatz zu deutschen Börsenmaklern auch Privatkunden betreuen darf. Im Energiebereich gibt es bspw. Broker an der EEX. Diese bieten Dritten einen Zugang zu diesem Markt an.

**BTU
(British Thermal
Unit)**

Handelseinheit auf dem amerikanischen Gasmarkt.
1.000 BTU = 1.055 Kilojoule oder
0,2931 kWh = 0,036 kg SKE.

capesize

Größenbezeichnung für bulk-carrier von 100.000 - 150.000 DWT.

**CCS
(Carbon Capture
and Storage)**

Abtrennung von CO₂ aus Abgasströmen fossiler Kraftwerke sowie die geologische Speicherung des abgetrennten CO₂ in geeigneten Gesteinsformationen mit dem Ziel des Klimaschutzes.

**CER
(Certified
Emission
Reductions)**

CO₂-Emissionsrechte aus erfolgreichen CO₂-Reduktionsprojekten in Entwicklungsländern (Clean Development Mechanism (CDM)-Projekte).

**CIF
(Cost, Insurance
and Freight)**

CIF ist ebenso wie CFR und FOB eine Abkürzung der INCOTERMS.

CIS

Confederation of Independent States

Contango

Forwardkurve für einen Basiswert, bei der die Preise für kurzfristige Kontrakte unter den Preisen für langfristige Kontrakte liegen. Die gegenteilige Marktsituation bezeichnet man als Backwardation.

**Day-Ahead
(Heute-für-
Morgen-Geschäft)**

Im Day-ahead-Handel geht es um Geschäfte, bei denen die Lieferung und Bezahlung am Folgetag erfolgen. Häufig werden derartige Geschäfte dem Spotmarkt – und nicht dem Terminmarkt – zugerechnet.

Derivat

Von einem Handelsvertrag abgeleitetes Finanzinstrument. Zum Erfüllungszeitpunkt wird nicht das Produkt (z.B. Kohle) geliefert, sondern ein finanzieller Ausgleich geleistet, der vom Settlementpreis des zugrundeliegenden Basiswertes abhängt. Wichtige Derivate sind Optionen und Futures.

Glossar

DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	FOB (Free on Board)	Klausel aus den sog. INCOTERMS für den Seetransport von Waren. Der Verkäufer übernimmt dabei die Pflicht, die Ware auf seine Kosten zollmäßig abzufertigen und an Bord eines vom Käufer bestimmten Schiffes im benannten Verschiffungshafen zu bringen. Das Risiko und die weiteren Transportkosten gehen in dem Moment auf den Käufer über, in dem die Ware die Schiffsreling überschreitet.
ECE	Economic Commission for Europe	Forward Curve (Forwardkurve)	Verlauf der aktuellen Terminpreise für unterschiedliche Fälligkeiten. Die Forwardkurve zeigt an, zu welchem Preis Termingeschäfte (Forward- und Futuresgeschäfte) für einen Basiswert mit unterschiedlicher Fälligkeit aktuell abgeschlossen werden können. Siehe auch Backwardation.
EE	Erneuerbare Energien	Geldkurs (Bid)	Preis, zu dem ein Käufer bereit ist, Wertpapiere zu kaufen. Der Geldkurs liegt in der Regel unter dem Briefkurs.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	IEA	International Energy Agency
EFET (European Federation of Energy Traders)	Zusammenschluss von rund 60 europäischen Energiehandelsunternehmen aus 15 Ländern mit Sitz in Amsterdam.	Hedging	Reduzierung des Risikos ungünstiger Marktentwicklungen durch das Abschließen von Handelsgeschäften. Zu den Grundarten des Preissteigerungsschutzes zählen Long-Geschäfte (Future, Forward, Swap, Call, Cap und Collar); als Schutzstrategien vor Preisverfall lassen sich Short-Geschäfte (Future, Forward, Swap und Collar) anwenden.
EFET-Händler-rahmenvertrag	Händlerrahmenverträge der EFET für den europäischen Strom- und Gashandel regeln die generellen, wesentlichen Rechte und Pflichten der Vertragsparteien und beinhalten als Leistungsgegenstand die Lieferung von Strom und Gas.	HS	Heizöl, schwer
EHS	Emissionshandelssystem	INCOTERMS (International Commercial Terms)	Zweck der INCOTERMS ist das Festlegen internationaler Regeln zur Auslegung von Vertragsformeln in Außenhandelsverträgen, die
ERU (Emission Reduction Units)	CO ₂ -Emissionsrechte aus erfolgreichen CO ₂ -Reduktionsprojekten in anderen Industrieländern (Joint Implementation (JI)-Projekte).		
ETS (Emissions Trading Scheme)	Handelssystem der Europäischen Union für CO ₂ -Emissionsrechte. Das Handelssystem wurde zum 01.01.2005 eingeführt, und zwar für Anlagenbetreiber aus den Bereichen Feuerungsanlagen (insbesondere Kraftwerke), Raffinerien, Kokereien, Eisen- und Stahlwerke sowie Zement-, Glas-, Kalk-, Ziegel-, Keramik-, Zellstoff- und Papierindustrie. Die erste Handelsperiode erstreckte sich über die Jahre 2005 bis 2007, die zweite begann 2008 und endete 2012. Siehe auch EUA.		
EUA (European Union Allowances)	CO ₂ -Emissionsrechte des europäischen Emissions Trading Scheme.		
EWEA	European Wind Energy Association		

Glossar

	Vermeidung von Missverständnissen aufgrund unterschiedlicher Handelsgewohnheiten und das Regeln des Gefahren- und Kostenübergangs vom Verkäufer zum Käufer. Die CIF-, FOB- und CFR-Klauseln regeln Verträge für den Seetransport, etwa von Kraftwerkskohle.		
kWh	Kilowattstunde		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
LNG (Liquefied Natural Gas)	Erdgas, welches durch Kühlung auf -161°C in den Flüssigzustand versetzt wurde. Dabei reduziert sich das Volumen auf etwa ein 1/600 des Erdgas-Volumens unter Normaldruck (Normkubikmeter), womit der Schiffstransport großer Erdgasmengen möglich wird.	OTC-Markt (Over-the-Counter-Markt)	Außerbörslicher Handel mit Kontrakten. Diese können an die individuellen Bedürfnisse angepasst werden und sind deshalb nicht so stark standardisiert wie dies beim Börsenhandel der Fall ist. Die Geschäfte werden zumeist durch Broker vermittelt. Im OTC-Markt existieren ein Spot- und ein Terminmarkt.
mt	metrische Tonne	Panamax	Größenbezeichnung für bulk-carrier 50.000 - 90.000 DWT
NAR	net as received	PCI-Kohle	Hochofeneinblaskohle (pulverized coal injection)
NER	New Entrants Reserve	Peak / Peakload	Stunden mit hoher Stromnachfrage (Spitzenlast). Auf dem Deutschen Markt sind es wöchentlich die 60 Stunden zwischen 8 und 20 Uhr an den Wochentagen Montag bis Freitag. Siehe auch Off-Peak.
NPS	New Policies Scenario im WEO 2012 der IEA	Phelix® (Physical Electricity Index)	Strompreisindex der EEX für den Day-ahead-Markt. Man unterscheidet Phelix Base und Phelix Peak. Beim Phelix Base handelt es sich um den stundengewichteten Durchschnittspreis der Stunden 1 bis 24. Er wird für alle Kalendertage des Jahres ermittelt. Der Phelix Peak ist ein stundengewichteter Durchschnittspreis für die Stunden 9 bis 20 (d.h. 8 bis 20 Uhr) der Wochentage Montag bis Freitag.
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development	PEV	Primärenergieverbrauch
Off-Peak	Niedriglaststunden im Stromnetz, im Unterschied zu den Spitzenlast- bzw. Peak-Stunden. Auf dem Deutschen Markt sind es wöchentlich 108 Stunden, und zwar von Montag bis Freitag von 0 bis 8 Uhr und 20 bis 24 Uhr sowie samstags und sonntags von 0 bis 24 Uhr.	Regelenergie Strom	Weil Elektrizität nicht speicherbar ist, muss die im Stromnetz nachgefragte Last durch ein entsprechendes Leistungsangebot in jedem Augenblick gedeckt sein. Für jede Regelzone ist dafür der Netzbetreiber (UNB) zuständig. Er beschafft Leistungsreserven und aktiviert diese, wenn die Summe der tatsächlichen Leistungen von
Optionsprämie	Die Optionsprämie ist der Preis einer Option. Der Wert entspricht der Summe aus innerem Wert und Zeitwert.		

Glossar

der Summe der angemeldeten Fahrpläne abweicht. Durch den Einsatz von Regelleistung stellt der ÜNB eine ausgeglichene Leistungsbilanz und eine stabile Frequenz im Stromnetz seiner Regelzone sicher.

Man unterscheidet:

- Die Primärregelleistung wird automatisch europaweit dezentral bei den beteiligten Kraftwerken innerhalb von wenigen Sekunden aktiviert.
- Die Sekundärregelleistung wird innerhalb von maximal 10 Minuten automatisch aktiviert, um sicherzustellen, dass die Fahrpläne über die Grenzen von Regelzonen eingehalten werden, und um die Primärregelreserve zu ersetzen.
- Die Tertiärregelleistung/Minutenreserve soll die Sekundärreserve bei länger andauernden Störungen ablösen und wird manuell abgerufen.

Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Regelleistung (Leistung, Arbeit) über Auktionen, bei denen – im Unterschied zum Day-ahead-Markt – die Vergütung nach dem Pay-as-Bid-Prinzip erfolgt.

SKE

Steinkohleeinheit (7.000 kcal/kg = 29.307 Kilojoule)

Spotmarkt (Spotbörse, Kassamarkt)

Großhandelsmarkt, an dem kurzfristige Geschäfte (außerbörslich oder börslich) abgeschlossen werden.

Spread

Bezeichnet allgemein die Differenz zwischen zwei Kursen.

1. Der bid-ask-spread bezeichnet die Differenz zwischen dem besten Kauf- und Verkaufskurs für eine Ware/Wertpapier zu einem bestimmten Zeitpunkt.

2. Erzeugungsmarge bei Strom, die der Differenz zwischen dem Strompreis und den Brennstoffkosten für die Elektrizitätsproduktion entspricht. Man unterscheidet: Spark Spread: Marge bei Gaskraftwerken; Dark Spread: Marge bei Kohlekraftwerken; Clean Spread: Marge unter Berücksichtigung der Kosten für Emissionszertifikate.

st

short ton (= 0,90719 mt)

Swap

Vereinbarung zwischen zwei Vertragspartnern, in der Zukunft Zahlungsströme auszutauschen. Der Vorgang ist eine reine Finanztransaktion; es erfolgt keine physische Lieferung. Die Vereinbarung definiert dabei, wie die Zahlungen berechnet werden und wann sie fließen.

t

Tonne

t/a

Tonne pro Jahr (per Annum)

Therm

Handelseinheit auf dem Britischen Gasmarkt. 1 Therm = 105,5 GJ oder 29,31 MWh.

ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber)

Betreiber eines Elektrizitäts-Übertragungsnetzes, der für den sicheren und zuverlässigen Betrieb eines Übertragungsnetzes verantwortlich ist.

Volllaststunden

Quotient aus der Jahresenergie-menge (in kWh) und maximaler Leistung (in kW). Der Begriff wird bei Kraftwerken wie auch bei Stromverträgen verwendet.

WCI

World Coal Institute

WEO

World Energy Outlook

Institutionen/Links

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)

www.ag-energiebilanzen.de

American Coal Council

www.americancoalcouncil.org

APFCR (Association of Coal Producers and Suppliers of Romania)

www.apfcr.ro

Australian Coal Association

www.australiancoal.com

Australian Institute of Energy

www.aie.org.au

BREE (Bureau of Resources and Energy Economics)

www.bree.gov.au

BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières)

www.brgm.fr

CARBUNION (Federation of Spanish Coal Producers)

www.carbunion.com

CERTH/ISFTA (Centre for Research and technology Hellas/

Institute for Solid Fuels Technology & Applications

www.certh.gr/isfta.en.aspx

Chamber of Mines of South Africa

www.bullion.org.za

Coallmp (Association of UK Coal Importers)

www.coalimp.org.uk

Coal International

www.coalinternational.co.uk

COALPRO (Confederation of the UK Coal Producers)

www.coalpro.co.uk

Coaltrans Conferences Ltd.

www.coaltrans.com

DEBRIV (Bundesverband Braunkohle)

www.braunkohle.de

DTEK (Ukrainian Coal Producer)

www.dtek.com

EIA (Energy Information Administration)

www.eia.doe.gov

EMAG (Institute of Innovative Technologies)

www.emag.pl

Enel (Enel Group)

www.enel.com

EPS (Electric Power Industry of Serbia)

www.eps.co.yu

Euracoal

www.euracoal.org

FDBR - Fachverband Dampfkessel, Behälter- u. Rohrleitungsbau e.V.

www.fdbbr.de

Finnish Coal Info

www.helen.fi

Geocontrol

www.geocontrol.es

GIG (Central Mining Institute)

www.gig.eu

Golder (Golder Associates Ltd.)

www.rmtltd.com

GVSt (Gesamtverband Steinkohle, e.V.)

www.gvst.de

HBP (Hornonitrianske Bane Prievidza)

www.hbp.sk

IEA (International Energy Agency)

www.iea.org

ISSeP (Institut Scientifique de Service Public)

www.issep.be

IZ Klima - Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerk e.V.

www.iz-klima.de

KOMAG (Institute of Mining Technology)

www.komag.eu

MATRA (Mátra Erömű Rt)

www.mert.hu

Mini Maritsa Iztok EAD (Bulgarian Lignite Producer)

www.marica-iztoc.com

National Mining Association

www.infomine.com

PATROMIN (Federation of the Romanian Mining Industry)

www.patromin.ro

PPC (Public Power Corporation)

www.dei.gr

PPWB (Confederation of the Polish Lignite Industry)

www.ppwb.org.pl

RMU Banovici D.D. (Bosnian Coal Producer)

www.rmub.ba

Premogovnik Velenje (Slovenian Lignite Producer)

www.rlv.si

Svenska Kolinstitutet

www.kolinstitutet.se

TKI (Turkish Coal Enterprises)

www.tki.gov.tr

University of Nottingham

www.nottingham.ac.uk

US Department of Energy - Fossil.Energy.gov

www.fe.doe.gov

World Coal Association

www.worldcoal.org

ZSDNP (Employer's Association of Mining and Oil Producers)

www.zsdnp.cz

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
AG der Dillinger Hüttenwerke Werkstraße 1, 66763 Dillingen/Saar, Deutschland	+ 49 6831	47-2220	47-3227	www.dillinger.de
Antwerp Port Authority Entrepotkaai 1, 2000 Antwerp, Belgien	+ 32 3	205 22 46	205 22 69	www.portofantwerp.be
BS/ENERGY Braunschweiger Versorgungs- Aktiengesellschaft & Co. KG Taubenstraße 7, 38106 Braunschweig, Deutschland	+ 49 531	383-0	383-2644	www.bvag.de
Bulk Trading S.A. Piazza Molino Nuovo 17, 6900 Lugano, Schweiz	+ 41	9161 15-130	9161 15-137	www.bulktrading.ch
Cargill International S.A. 14, Chemin de Normandie, 1206 Geneve, Schweiz	+41	22 703 2451	22 703 2740	www.cargill.com
CMC Coal Marketing Company Ltd. Fumbally Square, New Street, Dublin 8, Irland	+ 353 1	708 2600	708 2699	www.cmc-coal.ie
CS Additive GmbH Rüttenscheider Straße 2, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	879 15-0	879 15-50	www.cs-additive.de
Currenta GmbH & Co. KG OHG BIS-EN-BM, Geb. G11, 51068 Leverkusen, Deutschland	+ 49 214	3057885	30657885	www.currenta.de
DAKO Coal Kohlen Ex- und Import GmbH Kämpenstrasse 151, 58456 Witten, Deutschland	+49 2302	970 30 17	970 30 70	www.dako-coal.com
DB Schenker Rail Deutschland AG, MB Montan Rheinstraße 2, 55116 Mainz, Deutschland	+ 49 6131	15-61100	15-61199	www.dbschenker.com
Deutsche Bank AG, London Branch Winchester House, 1 Great Winchester Street, London EC2N 2DB, UK	+ 44 20	754 509 96	754 737 13	www.db.com
Douglas Services GmbH Rohrbergstr. 23 b, 65343 Eltville, Deutschland	+ 49 6123	70390	703920	
DTG Deutsche Transport-Genossenschaft Binnenschifffahrt eG Fürst-Bismarck-Str. 21, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	800 04-0	800 04-43	www.dtg-eg.de
EDF Trading (Switzerland) AG Kurfürstendamm 194, Haus Cumberland, 10707 Berlin, Deutschland	+ 49 30	700 140 460	700 159 510	www.edfrading.com
Electrabel S.A. Boulevard Simón Bolívar 34, 1000 Brüssel, Belgien	+ 32	2 518 61 11	2 518 64 00	www.electrabel.com
EnBW Trading GmbH Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, Deutschland	+ 49 721	63-23314	914-20071	www.enbw.com
Enerco bv Keerweg 2, 6122 CL Buchten, Niederlande	+ 31 46	48 19 900	48 59 211	www.enerco.nl
E.ON Global Commodities SE Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	732 75-0	732 75-1552	www.eon.com
E.ON Kraftwerke GmbH Tresckowstraße 5, 30457 Hannover, Deutschland	+ 49 511	439-02	439-4052	www.eon-kraftwerke.com
EUROKOR Barging B.V. Ridderpoort 40, 2984 BG Ridderkerk, Niederlande	+ 31 180	481 960	481 969	www.eurokorbarging.nl
European Bulk Services (E.B.S.) B.V. Elbeweg 117, 3198 LC Europoort Rotterdam, Niederlande	+ 31 181	258 121	258 125	www.ebsbulk.nl
Europees Massagoed-Overslagbedrijf (EMO) bv Missouriweg 25, 3199 LB Maasvlakte RT, Niederlande	+ 31 181	37 1111	37 1222	www.emo.nl
EVN AG EVN Platz, 2344 Maria Enzersdorf, Österreich	+ 43 2236	200 12352	200 82352	www.evn.at
Exxaro International Coal Trading B.V., Rotterdam, Zug Bahnhofstrasse 29, 6300 Zug, Schweiz	+ 41 41	727 0570	727 0579	www.exxaro.com
Frachtcontor Junge & Co. GmbH Ballindamm 17, 20095 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	3000-0	3000-343	www.frachtcontor.com

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
Freepoint Commodities Europe LLP 157-197 Buckingham Palace Road, London SW1W 9SP, UK	+ 44	203 262 6264	203 262 6900	www.freepoint.com
GLENCORE International AG Baarer mattstrasse 3, 6341 Baar, Schweiz	+ 41 41	709 2000	709 3000	www.glencore.com
Goldman Sachs International Rivercourt, 120 Fleet Street, London EC4A 2BB, UK	+ 44 20	7051 2937	7051 6704	www.gs.com
Grosskraftwerk Mannheim AG Marguerestr. 1, 68199 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8684310	8684319	www.gkm.de
GUNVOR SA Rue du Rhone 82-84, 1204 Genève, Schweiz	+ 41 22	718 79 00	718 79 29	www.gunvorgroup.com
Häfen und Güterverkehr Köln AG Harry-Blum-Platz 2, 50678 Köln, Deutschland	+ 49 221	390 10 20	390 10 22	www.hgk.de
HANSAPORT Hafenbetriebsgesellschaft mbH Am Sandauhafen 20, 21129 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	740 03-200	74 00 32 22	www.hansaport.de
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH Sachsenfeld 3-5, 20097 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	23 72 03-0	23 26 31	www.hcc-trading.de
HMS Bergbau AG An der Wuhlheide 232, 12459 Berlin, Deutschland	+ 49 30	656681-0	656681-15	www.hms-ag.com
Holcim (Deutschland) AG Willy-Brandt-Str. 69, 20457 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	360 02-0	36 24 50	www.holcim.com
HTAG Häfen und Transport AG Neumarkt 7-11, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	47989-0	47989-193	www.htag-duisburg.de
ICT Coal GmbH Katernberger Str. 107, 45327 Essen, Deutschland	+ 49 201	860 44 61	860 44 65	www.ict-coal.de
IMPERIAL Shipping Holding GmbH Dr.-Hammacher-Str. 49, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	5794-0	5794-229	www.imperial-shipping.com
Infracor GmbH, DG-IR-VO-EAW Paul-Baumann-Straße 1, 45722 Marl, Deutschland	+ 49 2365	49-6084	49-806084	www.infracor.de
Inspectorate Deutschland GmbH Daimlerstr. 4a, 47167 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	860 967-13	860 967-20	www.inspectorate.com
J.P. Morgan Energy Europe Ltd. 25 Bank Street, Canary Wharf, London E14 5JP, UK	+ 44	207 777 2295	207 777 4744	www.jpmorgan.com
L.B.H. Netherlands B.V. Rijdsijk 13, 3161 HK Rhoon, Niederlande	+ 31 10	506 50 00	501 34 00	www.lbh.nl
Macquarie Bank Limited Ropemaker Place, 28 Ropemaker Street, London EC2Y 9HD, UK	+ 44	2030374658		www.macquarie.com
Mark-E Aktiengesellschaft Körnerstraße 40, 58095 Hagen, Deutschland	+ 49 2331	12 3-0	123-22222	www.mark-e.de
Mercuria Energy Trading S.A. 50 Rue du Rhone, 1204 Geneva, Schweiz	+ 41	22 595 8022	22 594 7010	www.mercuria.com
MSG eG Südliche Hafenstraße 15, 97080 Würzburg, Deutschland	+ 49 931	9081-100	950261	www.msgeg.de
OBA Bulk Terminal Amsterdam Westhavenweg 70, 1042 AL Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	5873701	6116908	www.oba-bulk.nl
OVET B.V. Mr F.J. Haarmanweg 16 d, 4538 AR Terneuzen, Niederlande	+ 31 11	5676700	5620316	www.ovet.nl
Oxbow Coal GmbH Renteilichtung 44a, 45134 Essen, Deutschland	+ 49 201	439 529-0	439 529-50	www.oxbow.com
Peabody COALTRADE GmbH Ruhrallee 185, 45136 Essen, Deutschland	+49 201	89 45 135	89 45 45	www.peabodyenergy.com
Peterson Agricare & Bulk Logistics B.V. Boompjes 270, 3011 XZ Rotterdam, Niederlande	+ 31 10	28 23 333	28 23 282	www.controlunion.com

Mitglieder des VDKI

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG Dürener Str. 40, 50189 Elsdorf, Deutschland	+ 49 2274	701-300	701-293	www.pfeifer-langen.com
Port of Amsterdam De Ruijterkade 7, 1013 AA Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	523 45 77	523 40 77	www.portofamsterdam.nl
Port of Rotterdam Wilhelminakade 909, 3072 AP Rotterdam, Niederlande	+ 31 10	252 1638	252 4041	www.portofrotterdam.com
RAG Verkauf GmbH Shamrockring 1, 44623 Herne, Deutschland	+ 49 2323	15-5410	15-5412	www.rag-verkauf.de
RC INSPECTION B.V. Gustoweg 66, 3029 AS Rotterdam, Niederlande	+31 10	425 02 46	501 99 80	www.rc-inspection.com
Rheinbraun Brennstoff GmbH Stüttgenweg 2, 50935 Köln, Deutschland	+ 49 221	480-1364	480-1369	www.energieprofi.com
Rhenus PartnerShip GmbH & Co. KG August-Hirsch-Str. 3, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	8009-326	8009-221	www.rhenus.de
RWE Supply & Trading GmbH Altenessener Str. 27, 45141 Essen, Deutschland	+ 49 201	12-09	12-17900	www.rwetrading.com
SEA-Invest N.V. Skaldenstraat 1, 9042 Gent, Belgien	+ 32 9	255 02 51	259 08 93	www.sea-invest.be
Ssp Stockpile surveying and protection B.V. Zuideinde 36, 2991 LK Barendrecht, Niederlande	+ 31	180 55 65 61	180 55 62 89	www.ssp-rotterdam.nl
Stadtwerke Flensburg GmbH Batteriestraße 48, 24939 Flensburg, Deutschland	+ 49 461	487-0	487-1880	www.stadtwerke-flensburg.de
Stadtwerke Hannover AG Ihmeplatz 2, 30449 Hannover, Deutschland	+ 49 511	430-0	430-2772	www.energycity.de
Statoil (U.K.) Limited One Kingdom Street, London W2 6 BD, UK	+ 44 203	204 3864	204 3600	www.statoil.com
STEAG GmbH Rüttenscheider Str. 1-3, 45128 Essen, Deutschland	+ 49 201	801-3230	801-3232	www.steag.com
SUEK AG, Swiss Office Vadianstrasse 59, 9000 St. Gallen, Schweiz	+41 71	226 85 00	226 85 03	www.suekag.com
SüdWestStrom Kraftwerke GmbH & Co. KG Eisenhutstraße 6, 72072 Tübingen, Deutschland	+ 49 7071	157-381	157-488	www.suedweststrom.de
Südzucker AG Mannheim/Ochsenfurt Gottlieb-Daimler-Str. 12, 68165 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	421-0	421-466	www.suedzucker.de
swb Erzeugung GmbH & Co. KG Theodor-Heuss-Allee 20, 28215 Bremen, Deutschland	+ 49 421	359-2270	359-2366	www.swb-gruppe.de
Terval s.a. Ile Monsin 129, 4020 Liège, Belgien	+ 32	4 264 9348	4 264 0835	www.terval.com
Traxys Europe SA 19-21, Route D'Arion, 8009 Strassen, Luxemburg	+ 352	4599 991	4599 99222	www.traxys.com
Trianel Kohlekraftwerk Lünen GmbH & Co. KG Frydagstr. 40, 44536 Lünen, Deutschland	+ 49 2306	3733-0	3733-150	www.trianel-luene.de
Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V. Spaklerweg 20, 1096 BA Amsterdam, Niederlande	+ 31 20	799 5684	562 7599	www.vattenfall.com
Vattenfall Europe Wärme AG Puschkinallee 52, 12435 Berlin, Deutschland	+ 49 30	267-10095	267-10719	www.vattenfall.de
Vitol S.A. Boulevard du Pont d'Arve 28, 1205 Geneva, Schweiz	+ 41	22 322 1111	22 781 6611	www.vitol.com
Zeeland Seaports Schelpenpad 2, 4531 PD Terneuzen, Niederlande	+ 31 115	647 400	647 500	www.zeeland-seaports.com

VORSTAND

Vorsitzender:

Dr. Wolfgang Cieslik
STEAG GmbH, Essen

Dirk Schmidt-Holzmann
TERVAL s.a., B-Liège

Stellvertretender Vorsitzender:

Reinhard Seifert
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH,
Hamburg

Dr. Matthias Neubronner
E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Hans-Joachim Welsch
AG der Dillinger Hüttenwerke, Dillingen/Saar

Alexander Bethe
EDF Trading (Switzerland) AG, Berlin

Rainer Winge
Südzucker AG, Mannheim/Ochsenfurt

Dr. Markus Binder
Grosskraftwerk Mannheim AG, Mannheim

Markus Witt
Vattenfall Europe Wärme AG, Berlin

Bert Lagendijk
L.B.H. Netherlands B.V., NL - Rhoon

Geschäftsführung:
RA Dr. Erich Schmitz

Bernhard Lümmer
Oxbow Coal GmbH, Duisburg

Dr. Michael G. Müller
RWE Generation SE, Essen

Haftungsausschluss

Die in dieser Veröffentlichung enthaltenen Angaben basieren auf sorgfältig ausgewählten Quellen, die als zuverlässig gelten. Wir geben jedoch keine Gewähr für die Richtigkeit oder Vollständigkeit der Angaben. Hierin zum Ausdruck gebrachte Meinungen geben unsere derzeitige Ansicht wieder und können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

Herausgeber:

Verein der Kohlenimporteure e.V.

20095 Hamburg, Ferdinandstraße 35

Telefon: (0 40) 32 74 84

Telefax: (0 40) 32 67 72

e-mail: Verein-Kohlenimporteure@t-online.de

**Internet: www.verein-kohlenimporteure.de
www.kohlenimporteure.de**

Die englische Version dieses Jahresberichtes
steht ab **September 2013** auf der Homepage zum Download
bereit.

Design & Layout:
Werbeagentur Knopf, Dielheim
Druck: Naber Druck

(ISSN 1612-5371)