

JAHRESBERICHT

2012

Fakten und Trends 2011/2012

**K**EREIN DER
KOHLNIMPORTEURE

Importkohlemarkt auf einen Blick				
		2009	2010	2011 ¹⁾
Welt				
Steinkohleförderung	Mio. t	6.100	6.720	6.960
Steinkohlewelthandel	Mio. t	916	1.053	1.042
davon Steinkohle-Seeverkehr	Mio. t	859	963	978
Steinkohle-Binnenhandel	Mio. t	57	90	64
Steinkohlekoksoption	Mio. t	540	593	644
Steinkohlekokso-Welthandel	Mio. t	14	21	21
Europäische Union (27)				
Steinkohleförderung	Mio. t	135	133	130
Steinkohleimporte/Binnenhandel	Mio. t	189	182	198
Steinkohlekoksoimporte	Mio. t	8	8	8
Deutschland				
Steinkohleverbrauch	Mio. t	58,0	66,0	63,1
Steinkohleförderung	Mio. t v. F.	13,8	12,9	12,1
Importe insgesamt	Mio. t	39,4	45,2	48,4
davon Steinkohleimporte	Mio. t	36,5	41,0	44,2
Steinkohlekoksoimporte	Mio. t	2,9	4,1	4,2
Importkohleeinsatz ²⁾	Mio. t	41,8	50,4	49,5
davon Kraftwerke	Mio. t	31,0	34,4	33,6
Eisen- und Stahlindustrie	Mio. t	10,0	14,7	14,5
Wärmemarkt	Mio. t	0,9	1,3	1,5
Preise				
Steam Coal Marker Price CIF NWE	US\$/t SKE	82	107	143
Grenzübergangspreis Kraftwerkskohle	EUR/t SKE	79	85	107
CO ₂ -Zertifikatspreis (Mittelwert)	EUR/t CO ₂	13	14	14
Wechselkurs	EUR/US\$	0,72	0,75	0,72
¹⁾ teils vorläufige Zahlen				
²⁾ Gesamtimport und Importkohleeinsatz unterscheiden sich durch Bestandsbewegungen				

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.

Ein Wort zuvor - Der Beitrag der Steinkohle zur Energiewende

Im letzten Jahr hat Deutschland ein neues Kapitel in der Energiepolitik aufgeschlagen. Ziel ist, dass die erneuerbaren Energien bis 2050 den Hauptteil an der Energieversorgung übernehmen sollen. 80 % der Stromversorgung in Deutschland sollen dann durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Nach der Katastrophe von Fukushima hat Deutschland zudem die Rolle der Kernenergie neu bewertet: bis 2022 erfolgt schrittweise der vollständige Ausstieg aus der Kernkraft.

Der Umbau unseres Energiesystems aber wird Jahrzehnte dauern und die Energieversorgung muss dabei jederzeit sicher, bezahlbar und umweltfreundlich sein. Leitbild der Energiepolitik sollte daher sein, im Rahmen der Energiewende den Wettbewerb zwischen den Primärenergieträgern zu stärken und dabei der Steinkohle als Garant einer versorgungssicheren, netzstabilisierenden, preiswerten und durch hohe Wirkungsgrade auch umweltfreundlichen Strom- und Wärmeversorgung einen entsprechenden Platz einzuräumen. Der Bau und die Modernisierung der grundlastfähigen (Reserve-) Kraftwerke sollten nicht mit Subventionen „erkauft“ werden (Kapazitätsmärkte). Vielmehr ist ein Augenmerk auf die Weiterentwicklung der Strommärkte wie z. B. eine marktwirtschaftlichen Prinzipien folgende Ausweitung der Regelenergiemärkte für den Ausgleich der fluktuierenden regenerativen Stromeinspeisung durch moderne Steinkohlekraftwerke zu legen.

Hamburg, im Mai 2012



Dr. Wolfgang Cieslik
- Vorsitzender -



Dr. Erich Schmitz
- Geschäftsführer -

INHALT

Perspektiven für den Weltkohlemarkt

Welthandel	6
Kesselkohlemarkt	8
Kokskohlemarkt	10
Handel mit niederkalorischer Kohle	10
Neue Preisindizes für Kesselkohle	11
Kokskohleindex	11

Weltwirtschaftlicher Rahmen

Wirtschaftswachstum	12
Weltbevölkerung	12
World Energy Outlook 2035	14
Weltenergieverbrauch	14
Steinkohleförderung	18
Kohlereserven	20
Steinkohleweltmarkt	20
Kesselkohlemarkt	23
Kokskohlemarkt	25
Frachtraten	26
Rohstoff- und Energiepolitik	30
CO ₂ -Emissionen	31
OECD-Umweltausblick	31

Europäische Union

Wirtschaftswachstum	33
Energieverbrauch	34
Treibhausgasemissionen	34
Steinkohlemarkt	36
Energiepolitik	40
EU-Energy Road Map 2050	40
CCS-Technologie	42
Europäisches Energieeffizienzpaket	43
EU-Emissionshandel	43

Bundesrepublik Deutschland

Wirtschaftswachstum	45
Primärenergieverbrauch	47
Energieproduktivität/Stromerzeugung	49
Steinkohlemarkt	50
Stahlproduktion	56
Energie- und CO ₂ -Preise	56
CO ₂ -Emissionshandel	57
Energiewende und neue Kohlekraftwerke	60
Erneuerbare Energien / EEG-Umlage	66
CCS-Gesetzesentwurf	69

Länderberichte

Australien	70
Indonesien	75
Russland / Ukraine / Kasachstan	78
USA	81
Kolumbien	84
Südafrikanische Republik / Mosambik	88/91
Kanada	94
Vietnam	95
Volksrepublik China	96
Mongolei	103
Polen	104
Tschechische Republik	106
Venezuela	107

Übersicht über Tabellen	108
-------------------------------	-----

Glossar	138
---------------	-----

Institutionen/Links	139
---------------------------	-----

Mitglieder VDKi	140
-----------------------	-----

Vorstand VDKi	145
---------------------	-----

Haftungsausschluss (auf Seite 2)

PERSPEKTIVEN FÜR DEN WELTKOHELMARKT

Aussichten für den Kohlewelthandel weiter im Aufwärtstrend?

Die **Prognosen der Weltwirtschaft** zeigen für 2011 ein heterogenes Bild. Laut dem Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung befindet sich die Weltwirtschaft nunmehr in der **dritten Phase** einer jetzt schon vier Jahre währenden Finanz- und Wirtschaftskrise (Immobilienkrise 2007 in den Vereinigten Staaten sowie die Insolvenz der US-Investmentbank Lehman Brothers im September 2008). Diese bedrohte erst das Weltfinanzsystem und dann die Weltwirtschaft ernsthaft. Die von den nationalen Regierungen der Industrie- und Schwellenländer ergriffenen Maßnahmen, wie die Stabilisierung der Banken und die Konjunkturprogramme, führten zu einer raschen wirtschaftlichen Erholung. Dies hatte allerdings seinen Preis: Die staatliche Verschuldung in den Industrieländern weitete sich massiv aus, teilweise sogar auf ein Niveau jenseits der langfristigen Tragfähigkeit. Nunmehr dominiert im Jahr 2011 und wahrscheinlich noch im Jahr 2012 ein **Teufelskreis aus Staatsschulden- und Bankenkrise** die wirtschaftliche Entwicklung.

Mit der am 29. September 2011 beschlossenen Ausweitung des Rettungsschirms Europäische Finanzstabilisierungsfazilität (EFSF), der Maximierung der Kreditvergabekapazität der EFSF wurde ein **beachtlicher Beitrag zur Stabilisierung** der Europäischen Währungsunion geleistet. Da Staatsanleihen traditionell als sicherer Kern des Finanzsystems betrachtete wurden, führte das seit Monaten wachsende Misstrauen

in die Bonität öffentlicher Emittenten zu einem Vertrauensverlust gegenüber europäischen Banken, der sich wiederum nachteilig auf die Einschätzung der Solvenz der Mitgliedstaaten auswirkte. Es drohte die **Gefahr einer systemischen Krise**.

An diesem Teufelskreis konnten bisher weder ambitionierte Konsolidierungsprogramme in den Problemländern noch die in den letzten 18 Monaten vereinbarten Rettungsprogramme etwas Grundsätzliches ändern. Dies gilt auch für die umfangreichen Anleihekäufe der Europäischen Zentralbank (EZB).

Auch die OECD sieht in der schwachen Konjunktur und dem wackeligen Finanzsystem die Gefahr einer „schweren Rezession“. Für die deutsche Wirtschaft sieht die OECD dagegen laut Handelsblatt vom 22.05.2012 gute Vorzeichen. Das Wachstum in Deutschland werde 2013 bei 2 % liegen, heißt es im OECD-Wirtschaftsausblick.

Die Dynamik des Wachstums geht daher erneut vom pazifischen Raum aus, wenn auch verhaltener. Insgesamt wird weltweit von einem gegenüber 2011 geringeren Wachstum von 3,6 % ausgegangen. Ausnahme hiervon ist Japan, das nach den fürchterlichen Folgen der nuklearen Katastrophe in eine Rezession kam, für 2012 aber wieder mit einem Wachstum von 2,8 % gerechnet wird.

Bruttonsozialprodukt *)			
	2010	2011 ¹⁾	2012 ²⁾
	%	%	%
Welt	4,1	3,9	3,5
USA	3,8	1,7	2,7
Japan	1,7	- 0,7	2,8
Euroland	1,5	1,5	- 0,2
Asien (ohne Japan)	6,2	7,4	7,1
China	9,0	9,2	8,6
OECD	2,7	1,9	1,6
Non-OECD	6,0	6,2	5,7

*) Veränderungen gegenüber Vorjahr ¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose

HT-P1 Quelle: DB CIP Research v. 23.03.2012; OECD; Clarkson Research Services April 2012

Der Welthandel mit den wichtigsten Trockenmassengütern hatte in 2011 mit einem Wachstum von 193 Mio. t einen Aufschwung wie 2010 zu verzeichnen. Im Wesentlichen war dies den stark steigenden Kohle- und Eisenerzimporten von China und Indien zu verdanken.

Wichtigste Massengüter in Mio. t				
Rohstoffe	2010	2011 ¹⁾	2012 ²⁾	Differenz
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	2010/2011 %
Stahlindustrie				
Eisenerz	992	1.052	1.092	6,0
Kokskohle	236	223	229	- 5,5
Schrott	110	114	117	3,6
Koks	13	13	14	0
Roheisen	13	13	14	0
Stahlprodukte	261	279	291	6,9
Gesamt	1.625	1.694	1.757	4,2
Kraftwerkskohle	663	721	753	8,7
Getreide	312	343	349	9,9
Gesamt	2.600	2.758	2.845	6,0

¹⁾ vorläufig ²⁾ Prognose, eigene Berechnungen

HT-P2 Quelle: Clarkson 04/2011

Die Erhöhung des Welthandels hängt darüber hinaus vor allem von der Nachfragestabilität im pazifischen Raum insgesamt ab. Die Wachstumsrate des Non-OECD-Raumes von 2010 auf 2011 konnte daher im Vergleich zu dem Vorjahr mit über 6 % wieder an alte Wachstumsraten anknüpfen. Für 2012 wird das Wachstum aber verhaltener vorausgesagt.

Kapazitäten der Bulk-Carrier-Flotte - Prognose auf Basis Bestellvorlage und Auslieferungsterminen				
	2009	2010	2011	2012
				Geplante Zubauten
	m Dwt	m Dwt	m Dwt	m Dwt
Capesize	170	210	248	52
Panamax	121	136	155	37
Handymax	92	109	127	21
Handysize	76	82	84	12
Gesamt	459	537	614	122

HT-P3 Quelle: Clarkson 05/2012

Die **Kapazität der Massengutfrachter** verzeichnete in 2011 mit rund 77 m Dwt eine fast so hohe Zuwachsrate wie 2010. Für 2012 wird ebenfalls mit einer erheblichen Zuwachsrate gerechnet. Insofern ist selbst bei einem stärkeren Wachstum des Massengüterverkehrs in 2012 die Kapazität der Massengutfrachter mehr als ausreichend. Demzufolge sollten nach diesen Fundamentaldaten die Frachtraten weiterhin erheblich unter Druck sein und kaum Ausschläge nach oben zu verzeichnen sein.

Kohleweltmarkt wieder auf Expansionspfad?

Die unerwartet gute Verfassung des Weltkohlehandels in 2011 könnte eine gute Basis für weiteres Wachstum in 2012 sein. Sowohl die weltweit noch in guter Auslastung sich befindende Stahlindustrie als auch die ungebrochene Nachfrage nach Kraftwerkskohle im pazifischen Raum dürften die Nachfrage stabilisieren.

Kesselkohlemarkt in 2012 mit guter Wachstumsperspektive?

IEA Mittelfrist-Marktreport für Kohle bis 2016 vorgelegt

Asien treibt die Prognosen für den weltweiten Strombedarf nach oben. Darin sind sich alle einig. 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.

Der **weltweite Bedarf an Kohle** wird nach Auffassung der IEA kontinuierlich wachsen und in 2016 6.184 Mio. t SKE erreichen. Dies entspricht gegenüber dem Verbrauch von 2010 mit 5.225 Mio. t SKE einer Steigerung von 18 %. Die Geschwindigkeit des Wachstums

wird aber abnehmen: von einem jährlichen Wachstum von 2,8 % zwischen 2010 und 2016 im Vergleich zu 5,3 % p. a. in der Zeit von 2005 bis 2010. Der Löwenanteil des Wachstums findet dabei in den NON-OECD-Staaten statt, wobei China allein bereits für mehr als 60 % dieses zukünftigen weltweiten Wachstums in den NON-OECD-Staaten steht.

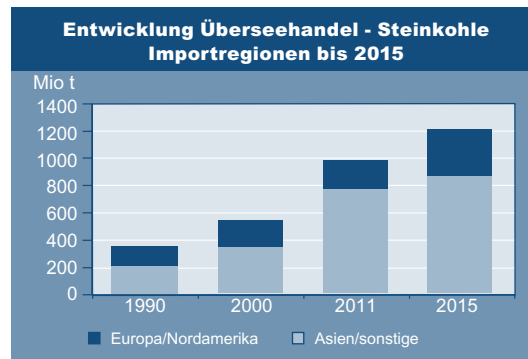


Bild 1 Auswertung verschiedener Quellen

Kohlebedarf 2009-2016						
Kohlebedarf gesamt	2009	2010*	2012	2014	2016	Wachstumsrate pro Jahr
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	
OECD	1.473	1.562	1.570	1.565	1.576	0,2
Amerika	745	787	751	752	775	-0,3
Europa	400	419	449	441	432	0,5
Pazifik	328	355	371	372	370	0,7
Non-OECD	3.241	3.664	4.063	4.362	4.608	3,9
China	2.187	2.517	2.787	2.988	3.123	3,7
Indien	406	434	491	543	610	5,9
Afrika	151	152	166	170	179	2,8
GUS	237	282	294	302	299	1,0
Sonstige / Asien	152	209	241	273	308	6,7
Sonstige	107	70	84	87	88	3,8
Gesamt	4.714	5.225	5.634	5.927	6.184	2,8

HT-P4 Quelle: IEA Medium-Term Coal Market Report 2011

* Schätzung

In der OECD wird das Wachstum mit 0,2 % p. a. stagnieren. In der USA wird der Kohleverbrauch sogar zurückgehen, dieser Rückgang aber von den Wachstumsraten Europas (+ 0,5 % p. a.) und OECD Asia Pacific (+ 0,7 % p. a.) überholt werden.

Für 2012 ist am Ende des 1. Quartals folgendes festzustellen:

Nachfrage

Die Nachfrage nach elektrischer Energie wächst zwar weiterhin im asiatischen Markt aber nicht mehr so rasant wie 2011. Dennoch: China hat 13 Mio. t Kohle mehr im 1. Quartal 2012 importiert als 2011. Das entspräche einem durchschnittlichen Import von 10 Mio. t pro Monat = 120 Mio. t pro Jahr.

Die weitere Urbanisierung und Industrialisierung treiben die chinesische und indische Kohlenachfrage weiter an. Indien hat 3-4 Mio. t Kohle mehr importiert als im Vergleichszeitraum 2011. Auch Japan, Korea und Taiwan haben vergleichsweise ihre Importe erhöht.

Europa ist derzeit reichlich überversorgt. Andererseits müssen rückläufige Inlandsproduktionen in Deutschland, Spanien und Polen ersetzt werden. Insofern kann evtl. das Niveau von 2011 gehalten werden. Der milde Winter und die weiter wachsende Einspeisung von regenerativem Strom könnten sich andererseits dämpfend auf die Kohlenachfrage auswirken.

Angebot

Die pazifischen Anbieter - allen voran Indonesien - weiten ihr Angebot weiter aus. Im atlantischen Raum haben vor allem Kolumbien und Russland Fördererhöhungen angekündigt, Südafrika und Australien stagnieren derzeit. Der seewärtige Exportbeitrag Polens

wird bei den derzeitigen Preisen auf sehr niedrigem Niveau verharren. Indonesien dürfte Marktanteile im atlantischen Markt zu Lasten Südafrika, Polen oder Australien gewinnen. Die indonesischen Kohlegruben haben geringe Produktionskosten, die ihnen bei den derzeitigen Preisen einen Wettbewerbsvorteil verschaffen. Kolumbien und die USA könnten ihre Exporte nach Europa erhöhen. Insbesondere in den USA herrscht wegen des vordringenden, sehr billigen Shale-Gas eine Überproduktion an Kohle, die bereits zu ersten Minenschließungen geführt hat und die die Nachfrage nach Kohle deutlich abnehmen lassen wird.

Die niedrigen Weltmarktpreise verbessern derzeit die Wettbewerbsposition der USA als „swing supplier“ nicht. DES ARA Preise für die physische Lieferung im Juli 2012 in Höhe von 88 US\$ stünden laut IHS McCloskey Produktionskosten für Appalachen Kohle zwischen 60 US\$ und 93 US\$ gegenüber. Transportkosten zur Ostküste von 22-33 US\$ sind noch hinzuzurechnen, sodass sich hieraus Kosten FOB amerikanischer Ostküste von 82-126 US\$ ergeben. Werden weiterhin Seetransportkosten (Capesize) von um die 10 US\$ angenommen, bedeutet dies, dass auf diesem Preislevel die amerikanischen Minenbetreiber mit Verlusten arbeiten. Sie sind aber zum Export fast schon gezwungen, da nach der EIA derzeit rund 171 Mio. short tons Kohle auf Lager liegen, was einer Zunahme von 17,5 % gegenüber 2011 entspricht. Sie bleiben daher ein potenzieller Exporteur, der in 2012 seine Exportmengen nach Europa noch erhöhen dürfte mangels Absatz in den Staaten. So wuchs der Export der USA nach Europa im 1. Quartal 2012 um 1 Mio. t, der von Kolumbien sogar um 3 Mio. t und der von Russland auch um 1 Mio. t.

Kokskohlemarkt - stehen die Zeichen auf „bullish“ oder „bearish“?

Nachfrage

Die Rohstahlproduktion in China stieg in 2011 um 66 Mio. t auf insgesamt 684 Mio. t gegenüber 2010. Seit 2010 wird zudem den chinesischen Gruben von den Behörden keine Erlaubnis zu Kapazitätserweiterungen mehr gegeben, sodass ein Mehrverbrauch nur durch vermehrte Importe gedeckt werden kann. Im 1. Quartal 2012 wurden nach Angaben Xinhua Infolink 12,2 Mio. t Kokskohle importiert, was hochgerechnet aufs ganze Jahr 48-50 Mio. t bedeuten würde. Dem stehen Importe in Höhe von 44,66 Mio. t im Jahre 2011 gegenüber.

Die Welt-Roheisenproduktion im 1. Quartal 2012 war auf das Jahr hochgerechnet 1,1 % geringer, in den USA dagegen 1,7 % höher und in Asien insgesamt 0,1 % höher als 2011. In der Tendenz deutet dies auf eine Stabilisierung und Konsolidierung auf dem Niveau des Vorjahres. Auch in Deutschland rechnet die Wirtschaftsvereinigung Stahl mit einer Rohstahlproduktion von 44 Mio. t, was fast der Produktion von 2011 entspräche.

Die Preise für Kokskohle sind kontinuierlich gefallen. Im 1. Quartal 2012 lagen die Quartalspreise für HCC FOB Queensland zwischen 220-230 US\$/t gegenüber 230-240 US\$/t im 4. Quartal 2011. Für das 2. Quartal 2012 werden Quartalsabschlüsse zwischen 200-210 US\$ pro Tonne (FOB) gemeldet. Sollte die Konjunktur in China und Indien, insbesondere die Stahlproduktion für den Bausektor, anziehen und dies einhergehen mit weiteren wetterbedingten Fördereinschränkungen, könnten die Preise im 3. und 4. Quartal 2012 wieder anziehen.

Angebot

Neben den traditionellen Lieferquellen könnten in 2012 auch verstärkte Lieferungen aus den neuen Projekten in Mosambik, Indonesien, der Mongolei und aus Russland erfolgen und die Palette erweitern. Das hohe Preisniveau im Jahre 2011 dürfte auch den Ausbau der Kokskohlegruben weltweit unterstützen. So werden neue Kokskohleprojekte in Indonesien und in Kolumbien untersucht.

Australien, USA und Kanada bleiben die wesentlichen Lieferanten des globalen Marktes. Sie dürften auch in 2012 und den Folgejahren ihre Produktion und Exporte weiter steigern können.

Wachsender Handel mit nicht spezifikationsgerechter Kohle und neue Indizes/Produkte

Die Qualitäten der Kesselkohle, zum Teil auch der Kokskohle, haben sich in den letzten Jahren verschlechtert. Insbesondere werden im Welthandel zunehmend Kesselkohlen gehandelt, deren Heizwert deutlich unter der Benchmark von 6.000 kcal liegt. Der Hintergrund dieser Entwicklung ist marktgetrieben durch den ständig gewachsenen asiatischen Bedarf von Korea, China und Indien, die Kesselkohle mit hohem Aschegehalt und niedrigen Heizwerten (sog. Off-spec. Kohle) importieren und verstromen. Aber auch im atlantischen Markt wie z. B. in Südafrika und Kolumbien nehmen die Heizwerte und andere Parameter der geförderten Kohle ab.

Dies hat die internetbasierte (Kohle-) Handelsplattform GlobalCOAL dazu veranlasst, in mehreren Schritten seinen Mitgliedern und Marktteilnehmern neue standardisierte Kohlehandelsverträge (Standard Coal Trading Agreement = SCoTA) anzubieten. Um den

wachsenden Importen kolumbianischer Kohle nach Europa gerecht zu werden, wurde in 2011 der Mindestheizwert von 6.000 kcal/kg auf 5.750 kcal/kg herabgesetzt und die Maximalwerte für den Wasser- und Aschegehalt für kolumbianische und US-amerikanische Kohle erhöht. In 2012 wurden zwei neue Handelsverträge eingeführt, und zwar

- Kesselkohlehandelsvertrag „Newcastle“ mit 5.500 kcal/kg (NAR) und höherem Aschegehalt (max. 23 %) als Ergänzung zum bisherigen (Heizwert 6.000 kcal/kg [NAR], max. Aschegehalt von 14 %).
- Kesselkohlehandelsvertrag „Richards Bay3“ mit niedrigerem Heizwert (5.500 kcal/kg), Wassergehalt von 14 % und max. Aschegehalt von 23 % als Ergänzung der Richards Bay 1 und 2 Verträge mit einem Heizwert von 6.000 kcal/kg. Auch wurden in 2011 und 2012 neben den bekannten Indizes API#2, API#4 und API#6 **neue Indizes für Kesselkohle eingeführt:**
- McCloskey 5.500 NAR FOB-marker mit Aschegehalt von 19 % - 24 % FOB Hafen Newcastle, Australien,
- McCloskey Indonesian Sub-bituminous FOB-marker,
- McCloskey/Xinhua Infolink CFR China Index,
- API#5: Argus/McCloskey Australian 5.500 kcal/kg FOB Newcastle,
- API#8: Argus/McCloskey/Xinhua 5.500 kcal/kg CFR Südchina.

Für Koks-kohle wurde der Index

- API#C1 im Mai 2012 eingeführt für australische Koks-kohle (prime-hard-coking-coal), die auf dem Spotmarkt von diversen Häfen an der Ostküste Australiens exportiert werden.

Die Methodologien der einzelnen Indizes können auf den Webseiten der jeweiligen internationalen preisberichtenden Unternehmen eingesehen und heruntergeladen werden (www.argusmedia.com/methodology; www.mccloskey.com).

Erster Koks-kohleindex eingeführt

Die von BHP Billiton eingeleitete Umstellung von jährlichen Verträgen auf einen kurzzeitigen Bepreisungsmechanismus hat den Weg bereitet für die Entwicklung einer Indexierung von Koks-kohle. Diese Entwicklung könnte der Beginn des Entstehens eines liquiden Marktes und das Aufkommen eines derivativen Marktes bewirken. Intensive Konsultationen unter Mitwirkung des amerikanischen Beratungshauses Doyle Trading Consultants LLC waren dem Start von folgenden drei Koks-kohleindizes vorausgegangen:

- Der Coking Coal Queensland Index (CCQ) repräsentiert den kurzfristigen physikalischen Spotmarktpreis FOB Hafen Queensland für Premium Koks-kohle (HCC).
- Der Coking Coal Hampton Roads Index, Low Vol. (CCH-LOW), der den kurzfristigen Spotmarktpreis FOB Hafen Hampton Roads, Virginia, USA für niederflüchtige Premium Koks-kohle repräsentiert.
- Der Coking Coal Hampton Roads Index, High Vol. (CCH-HIGH) der den kurzfristigen Spotmarktpreis FOB Hafen Hampton Roads, Virginia, USA für hochflüchtige Premium Koks-kohle repräsentiert.

WELTWIRTSCHAFTLICHER RAHMEN

Für die Energie- und Kohlewirtschaft der Welt waren 2011 die wirtschaftliche Entwicklung nach der Erdbeben- und Nuklearkatastrophe in Japan, der weitere Fortgang der klimapolitischen Diskussion in Durban wie auch die weitere wirtschaftliche Entwicklung Chinas, den USA wie auch die Lösung der Verschuldungskrise vor allem südeuropäischer Euro-Staaten von besonderem Interesse.

Weltproduktion und Welthandel auf stabilem Pfad

Insbesondere die Länder des OECD-Raumes verzeichneten nach Schätzungen der OECD zwar nicht die überdurchschnittlichen Steigerungsraten des Jahres 2010. Jedoch stiegen in 2011 die Industrieproduktion um 2,4 % und das Bruttoinlandsprodukt der OECD-Staaten insgesamt um ca. 1,9 %. Der Anstieg des Weltbruttosozialprodukts wird auf 3,9 % geschätzt.

Für 2012 wird weltweit mit einem leichten Rückgang gerechnet. Die Probleme der Staatsverschuldung sowie im Finanz- und Immobiliensektor sind noch lange nicht behoben, die Arbeitslosigkeit sowie die Staatsverschuldung steigen vor allem im OECD-Raum. Positiv könnte sich nur eine robuste Entwicklung der Schwellenländer in Asien und teils in Südamerika auswirken. Gegenläufig sind aber die politischen Unruhen in den MENA-Staaten Syrien und Bahrain sowie der eskalierte Streit um Irans Nuklearprogramm, das wieder zu einem hohen Ölpreis Anfang 2012 geführt hat, der sich noch dämpfend auf die Konjunktur auswirken könnte.

Zuwachsraten in % der Weltwirtschaft					
	2008	2009	2010	2011 ¹⁾	2012 ^{1) 2)}
Weltproduktion (Industrie)	3,0	- 1,1	3,0	13	2,4
BIP	2,9	- 0,5	5,0	3,9	3,5

¹⁾ Schätzung ²⁾ Zahlen für 2012 z. T. nicht verfügbar - nur für OECD

HT-WI Quelle: Clarkson Research Service 4/2012, Zahlen für 2012 z.T. nicht verfügbar, nur für OECD

Weltbevölkerung wächst auf 8,1 Mrd. Menschen in 2025 und auf 9,6 Mrd. Menschen in 2050

Größte Triebkraft für die expandierende Weltwirtschaft und den globalen Energieverbrauch und den damit verbundenen Anstieg der CO₂-Emissionen ist unverändert die steigende Weltbevölkerungszahl. Sie wächst vor allem in den Nicht-OECD-Staaten. Im Durchschnitt legt die Weltbevölkerung um 1 % bzw. 70-80 Mio. Menschen jedes Jahr zu. Dieses Wachstum wird auch nicht durch die Wirtschaftskrise beeinträchtigt, da es in den ärmsten Ländern der Welt stattfindet. In Europa wird mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 0,2 % im Zeitraum 2010-2015 gerechnet. Zum Jahreswechsel 2011/2012 umfasste die Weltbevölkerung 7 Milliarden Menschen.

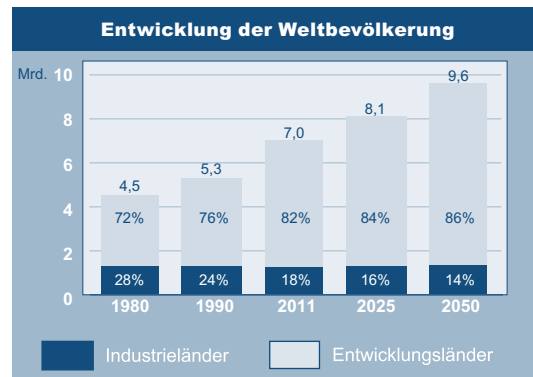


Bild 2 Quelle Stiftung Weltbevölkerung

Die Weltbevölkerung allein in den nicht-OECD-Staaten wird sich im Zeitraum von 2008-2035, also in einer Zeitspanne von insgesamt nur 27 Jahren, um fast 1,7 Mrd. Menschen auf 7,2 Mrd. Menschen erhöhen. Stärker als die Weltbevölkerung wächst jedoch der Energieverbrauch, da sich neben der Bevölkerung auch der spezifische Verbrauch je Person erhöht. Neben der stärkeren Nutzung von Energie verbrauchenden Geräten führt auch die stetige Zunahme des in Städten lebenden Teils der Weltbevölkerung zu einem weiteren Anstieg des Energieverbrauchs.

Die Schwellen- und Entwicklungsländer haben einen enormen Nachholbedarf im Energieverbrauch, um ihren Lebensstandard dem Niveau der Industrieländer überhaupt nur anzunähern. Die IEA schätzt, dass 1,4 Mrd. Menschen - also 20 % der Weltbevölkerung - keinen Zugang zu Strom haben und 2,7 Mrd. Menschen - rund 40 % der Weltbevölkerung - noch mit traditioneller Biomasse (Holz) kochen und mit Kohlebricketts heizen.

Diese Zahlen machen klar, warum sich Schwellen- und Entwicklungsländer bei Energieeinsparungen und der Verminderung der Treibhausgasemissionen den Vorstellungen der europäischen Industrieländer derzeit nicht anschließen können. 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 gesunken - Kohleverbrauch gesunken

Nach ersten Schätzungen blieb der Weltenergieverbrauch 2011 mit 16,3 Mrd. t SKE leicht unter dem Niveau von 2010 mit 16,9 Mrd. t SKE. Hintergrund ist die globale Stagnation der Weltwirtschaft, die vor allem den OECD-Raum betraf.

Der pazifische Raum blieb weiterhin eine Wachstumsregion. Insbesondere wurde weltweit weniger Öl verbraucht. Die EU-27-Staaten, die GUS-Staaten wie auch die USA verringerten ihren Primärenergieverbrauch leicht.

Der Ölverbrauch sank schätzungsweise um 3,5 %, der Erdgasverbrauch um 0,4 %. Der Steinkohleverbrauch wuchs dagegen global um 2,1 % in 2011. Den größten Zuwachs hat die Kernenergie mit gut 210 Mio. t SKE zu verzeichnen, was wohl auf das Kernenergieausbauprogramm in China zurückzuführen ist.

Primärenergieverbrauch - wichtigste Energieträger -					
	2000	2009	2010	2011	2010/2011
	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Mrd. t SKE	Veränderung in %
Kohle	3,120	4,900	5,080	5,180	2,1
Erdgas	3,180	3,700	4,083	4,070	- 0,4
Mineralöl	5,110	5,400	5,754	5,550	- 3,5
Kernenergie	0,840	0,900	0,900	1,110	23,0
Wasserkraft	0,882	1,000	1,100	0,370	- 34,0
Gesamt	13,132	15,900	16,917	16,280	- 2,7

HT-W2 Quelle: BP, eigene Schätzung für 2011

Der Kohleverbrauch (Steinkohle und Braunkohle) erreichte in 2011 einen Weltmarktanteil (ohne EE) von knapp 32 % und ist damit seit einigen Jahren weiterhin die am schnellsten wachsende Primärenergie.

World Energy Outlook 2011 - Prognose der weltweiten Entwicklung bis 2035

Die Ausgabe 2011 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 Projektionen bis ins Jahr 2035 abzuleiten. Der WEO enthält zudem in mehreren Szenarien die neuesten Projektionen für Energienachfrage und -versorgung.

Besonderes Augenmerk widmet die IEA dabei aktuellen energiewirtschaftlichen Themen, z. B.

- die Bedeutung der Kohle als Motor des Wirtschaftswachstums in einer Welt, in der Emissionen beschränkt werden (sollen oder müssen),
- die mögliche Folgen von verzögerten Investitionen in der Gas- und Ölwirtschaft im Nahen Osten und in Nordafrika,
- wie der sog. „Lock-in-Effekt“ einer gegenwärtigen CO₂-intensiven Versorgung die Verwirklichung der 2°C-Klimaziels teurer und schwieriger machen könnte,
- Umfang und Art der erforderlichen Investitionen, um den Milliarden in Armut lebenden Menschen den Zugang zu modernen Energiedienstleistungen zu ermöglichen, den sie bisher nicht haben.

Der World Energy Outlook untersucht die Bedrohungen und Möglichkeiten für das weltweite Energiesystem auf der Grundlage einer stringenter quantitativen Analyse der Energie- und Klimatrends. Diese Analyse umfasst drei globale Szenarien und mehrere Fallstudien. Das Hauptszenario dieses Outlooks ist das „Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen“ (NPS), in dem unterstellt wird, dass die in jüngster Zeit von den Regierungen eingegangenen politischen Verpflichtungen vorsichtig umgesetzt werden, auch wenn sie bislang noch nicht durch konkrete Maßnahmen abgestützt wurden. Der Vergleich mit den Ergebnissen des „Szenario der bestehenden energiepolitischen Rahmenbedingungen“, in dem angenommen wird, dass gegenüber dem Stand von Mitte 2011 keine weiteren politischen Maßnahmen eingeführt werden, verdeutlicht den Wert dieser Zusagen und Pläne. Aufschlussreich ist auch der Vergleich mit dem „450-Szenario“, das von dem internationalen Ziel ausgehend, den langfristigen Anstieg der mittleren globalen Temperatur auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen, einen Weg zurückrechnet, dieses Ziel zu erreichen. Der große Unterschied der Ergebnisse dieser drei Szenarien macht deutlich, welche entscheidende Rolle den Regierungen bei der Definition der Ziele und der Umsetzung der notwendigen politischen Maßnahmen zur Gestaltung unserer zukünftigen Energieversorgung zukommt.

Weltenergieverbrauch steigt bis 2035 um ein Drittel

Trotz der ungewissen Aussichten bezüglich des kurzfristigen Wirtschaftswachstums nimmt der Energieverbrauch im NPS-Szenario stark zu, und erhöht sich zwischen 2010 und 2035 um ein Drittel. Unter der Annahme eines Wachstums der Weltbevölkerung um

1,7 Milliarden Menschen und eines durchschnittlichen jährlichen Wachstums der Weltwirtschaft um 3,5 % nimmt die Nachfrage nach Energiedienstleistungen und Mobilität immer weiter zu. Würde das kurzfristige Wachstum des globalen BIP niedriger ausfallen als in dem WEO 2011 unterstellt, hätte dies nur geringfügige Auswirkungen auf die langfristigen Trends.

Die Dynamik der Energiemärkte wird zunehmend von Ländern außerhalb der OECD bestimmt. 90 % des Bevölkerungswachstums, 70 % der Zunahme der Wirtschaftsleistung und 90 % des Wachstums des Energieverbrauchs entfallen im Zeitraum 2010 bis 2035 auf Nicht-OECD-Länder. China festigt seine Stellung als weltgrößter Energieverbraucher: 2035 wird dort fast 70 % mehr Energie verbraucht werden als in den USA, dem zweitgrößten Energieverbraucher, wobei der Pro-Kopf-Energieverbrauch in China auch dann noch weniger als halb so hoch sein wird wie in den USA. In Indien, Indonesien, Brasilien und im Nahen Osten wird der Energieverbrauch sogar noch rascher wachsen als in China.

Im Zeitraum 2011 bis 2035 müssen weltweit Investitionen in die Energieversorgungsinfrastruktur in Höhe von \$38 Billionen (in 2010-Dollar) getätigt werden. Fast zwei Drittel der Gesamtinvestitionen entfallen auf Länder außerhalb der OECD. Für den Öl- und den Gassektor zusammen sind fast \$20 Billionen notwendig, da sowohl der Investitionsbedarf im Bereich Upstream als auch die damit verbundenen Kosten mittel- bis langfristig steigen werden. Der Großteil des verbleibenden Investitionsbedarfs entfällt auf die Stromwirtschaft, und über 40 % davon sind für Übertragungs- und Verteilungsnetze erforderlich.

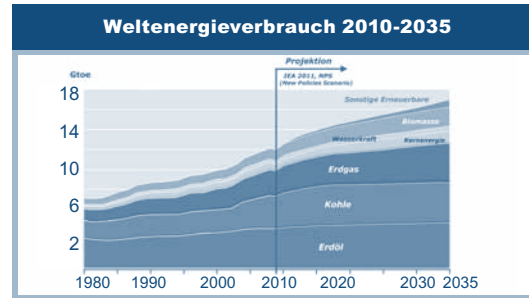


Bild 3 Quelle: Deutsche Rohstoffagentur

Nachfrage nach fossilen Brennstoffen steigt

Das Zeitalter der fossilen Brennstoffe ist noch lange nicht vorüber, ihre Vormachtstellung geht jedoch zurück. Die Nachfrage nach allen fossilen Brennstoffen steigt, der Anteil der fossilen Brennstoffe am weltweiten Primärenergieverbrauch geht allerdings leicht von 81 % im Jahr 2010 auf 75 % im Jahr 2035 zurück. Erdgas ist der einzige fossile Energieträger, dessen Anteil am Weltenergiemix im Zeitraum bis 2035 zunimmt. In der Stromwirtschaft beruht die Hälfte der zur Deckung der wachsenden Nachfrage installierten neuen Kraftwerkskapazitäten auf erneuerbaren Energietechnologien, allen voran Wasser- und Windkraft.

Chancen zur Verwirklichung des 2°C-Ziels werden geringer

Nach Ansicht der IEA können wir es uns nicht leisten, mit zusätzlichen Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels weiter zu warten, wenn das langfristige Ziel der Begrenzung des mittleren globalen Temperaturanstiegs auf 2°C, das dem 450-Szenario zugrunde liegt, noch zu vertretbaren Kosten erreicht werden soll. Das NPS-Szenario entspricht einer Entwicklung der CO₂-Emissionen, bei der mit einem langfristigen

mittleren Temperaturanstieg um über 3,5°C zu rechnen ist.

Vier Fünftel der im sog. 450-ppm-Anlagen-Szenario bis 2035 insgesamt zulässigen energiebedingten CO₂-Emissionen sind mit bestehenden Kraftwerken, Gebäuden, Fabriken usw. bereits festgeschrieben. Werden bis 2017 keine bedeutenden neuen Maßnahmen ergriffen, wird nach Ansicht der IEA die bis dahin geschaffene energieerzeugende oder –verbrauchende Infrastruktur bereits die Gesamtmenge der im 450-ppm-Szenario bis 2035 zulässigen CO₂-Emissionen verursachen, sodass kein Spielraum für zusätzliche Kraftwerke, Fabriken oder sonstige Infrastruktur mehr bestünde, sofern diese nicht vollkommen CO₂-frei wären. Mit den notwendigen Maßnahmen weiter zu warten, hieße am falschen Ende zu sparen: für jeden Dollar, der bis 2020 nicht in die Stromwirtschaft investiert würde, müssten nach 2020 4,3 Dollar zusätzlich investiert werden, um die damit verbundenen höheren Emissionen auszugleichen.

Kohle weiter Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung

Im vergangenen Jahrzehnt wurde fast die Hälfte der Zunahme des weltweiten Energiebedarfs durch Kohle gedeckt. Unter den derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen würde die Kohlenutzung bis 2035 um weitere 65 % zunehmen, womit Kohle das Erdöl als wichtigsten Energieträger im weltweiten Energiemix ablösen würde. Im Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen steigt der globale Kohleverbrauch in den kommenden zehn Jahren weiter an, stabilisiert sich dann aber und liegt letztlich 25 % über dem Niveau von 2009. Zur Verwirklichung des 450-ppm-Szenarios müsste der Kohleverbrauch

deutlich vor 2020 seinen Höhepunkt erreichen und anschließend zurückgehen. Die Variationsbreite der verschiedenen Projektionsergebnisse für den Kohleverbrauch im Jahr 2035 ist fast genauso groß wie der weltweite Kohleverbrauch im Jahr 2009 insgesamt. Die Auswirkungen energiepolitischer und technologischer Entscheidungen für das globale Klima sind folglich gewaltig.

Chinas Kohleverbrauch macht fast die Hälfte der weltweiten Nachfrage aus, und der Fünfjahresplan für 2011-2015, der die Energie- und CO₂-Intensität der chinesischen Wirtschaft reduzieren soll, wird entscheidenden Einfluss auf die Weltkohlemärkte haben. Chinas neue Rolle als Nettoimporteur seit dem Jahr 2009 führte zu einem Anstieg der Preise und zu neuen Investitionen in den Exportländern, unter anderem in Australien, Indonesien, Russland und der Mongolei. Im NPS-Szenario verlagert sich der Schwerpunkt des Kohlehandels weiter vom atlantischen in den pazifischen Raum. Dabei sind Umfang und Richtung der internationalen Handelsströme jedoch höchst ungewiss, vor allem nach 2020. Eine relativ kleine Veränderung der Inlandsnachfrage oder des Inlandsangebots in China könnte das Land wieder zu einem Nettoexporteur machen, der mit jenen Ländern in Konkurrenz tritt, die heute in ihre Angebotskapazitäten investieren, um den chinesischen Markt beliefern zu können. Der Kohleverbrauch Indiens verdoppelt sich z. B. im NPS-Szenario, womit Indien die USA als zweitgrößten Kohleverbraucher der Welt ablösen und in den 2020er Jahren zum größten Kohleimporteur werden würde.

Weltkohlenachfrage nach Regionen bis 2035 nach dem „New Policies Scenario“ - IEA								
	1980	2009	2015	2020	2025	2030	2035	2009-2035 ¹⁾
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	%
OECD	1.380	1.476	1.567	1.494	1.406	1.208	1.146	-1,0
Amerika	573	743	798	763	738	690	636	-0,6
USA	537	693	738	705	684	644	599	-0,6
Europa	663	415	420	383	346	299	264	-1,7
Asien Ozeanien	145	318	350	348	322	291	246	-1,0
Japan	85	145	166	158	144	131	115	-0,9
Non-OECD	1.179	3.229	4.067	4.339	4.457	4.576	4.713	1,5
Ost-Europa/Eurasien	517	276	310	304	303	301	299	0,3
Russland	n. a.	136	164	166	171	169	168	0,8
Asien	573	2.775	3.548	3.812	3.921	4.037	4.184	1,6
China	446	2.179	2.749	2.863	2.839	2.823	2.820	1,0
Indien	75	399	519	619	701	778	883	3,1
Indonesien	0	44	67	87	107	127	146	4,8
Mittlere Osten	2	2	2	3	3	3	3	1,9
Afrika	74	151	170	179	184	185	180	0,7
Südafrika	68	141	152	158	161	162	160	0,5
Lateinamerika	14	26	37	41	46	49	46	2,3
Brasilien	8	16	24	23	23	21	20	1,0
Welt	2.560	4.705	5.634	5.833	5.863	5.856	5.859	0,8
Europäische Union	n. a.	381	371	326	282	233	200	-2,5

¹⁾ Durchschnittswerte der jährlichen Wachstumsrate

HT-W3 Quelle: IEA, WEO 2011

Durch einen starken Ausbau effizienterer Kohlekraftwerkstechnologien sowie von Technologien für die CO₂-Abtrennung und -Speicherung (CCS) könnten sich die langfristigen Aussichten der Kohlewirtschaft deutlich verbessern. Dem stehen jedoch immer noch große Hindernisse entgegen. Wenn der durchschnittliche Wirkungsgrad aller Kohlekraftwerke im Jahr 2035 um 5 Prozentpunkte höher läge als im Szenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen, so würde eine solche beschleunigte Abkehr von den am wenigsten effizienten Verbrennungstechnologien die **CO₂-Emissionen des Stromsektors um**

8 % senken und die lokale Luftschadstoffbelastung verringern. Während die Wahl effizienterer Technologien beim Bau neuer Kohlekraftwerke nur relativ geringe zusätzliche Investitionen erforderlich machen würde, wäre die Erhöhung des Wirkungsgrads der existierenden Kraftwerke allerdings mit wesentlich höheren Kosten verbunden. Im NPS-Szenario spielen CCS-Technologien gegen Ende des Projektionszeitraums eine Rolle. Im 450-ppm-Szenario kommt diesen Technologien indessen eine entscheidende Rolle bei der Emissionsminderung zu, da durch sie fast ein Fünftel der zusätzlich erforderlichen Emissionssen-

kungen realisiert werden. Wenn CCS-Technologien in den 2020er Jahren nicht weiträumig eingeführt werden, müssten die anderen CO₂-armen Technologien die Emissionen soweit senken, dass sie in Einklang mit den Weltklimazielen stehen, was eine außerordentlich schwierige Aufgabe wäre.

Energie für alle kostet nicht die Welt

Schätzungen der IEA zufolge wurden 2009 weltweit rund \$9 Milliarden investiert, um Menschen erstmals den Zugang zu modernen Energiedienstleistungen zu ermöglichen, es muss jedoch über fünfmal mehr jährlich investiert werden - \$48 Milliarden -, damit 2030 alle Menschen Zugang zu Energie haben. Die Verwirklichung des Energiezugangs für alle bis 2030 wurde vom UN-Generalsekretär zu einem zentralen Ziel erklärt. Derzeit haben 1,3 Milliarden Menschen keinen Strom, und 2,7 Milliarden Menschen sind zum Kochen nach wie vor auf traditionelle Formen der Biomassenutzung angewiesen. Der Investitionsbedarf in diesem Bereich beläuft sich auf etwa 3 % des Gesamtinvestitionsbedarfs im Energiesektor bis 2030. Steigen die Investitionen nicht

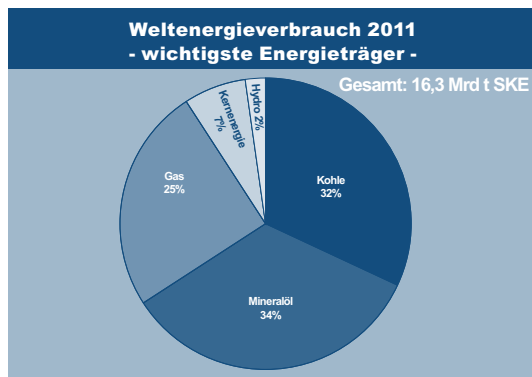


Bild 4 Quelle: Eigene Berechnung

entsprechend an, dürfte sich die Situation 2030 insgesamt nicht wesentlich anders darstellen als heute, und in Subsahara-Afrika sogar verschlechtern. Einige der existierenden politischen Maßnahmen, mit denen den ärmsten Bevölkerungsteilen geholfen werden soll, verfehlen ihr Ziel. Nur 8 % der Subventionen für den Verbrauch fossiler Brennstoffe erreichten 2010 die ärmsten 20 % der Bevölkerung.

Die Frage des Energiezugangs findet zunehmend internationale Aufmerksamkeit. Die Vereinten Nationen haben 2012 zum „Internationalen Jahr der nachhaltigen Energie für alle“ erklärt, und der Weltgipfel Rio+20 bietet eine wichtige Chance zum Handeln. Mehr Finanzmittel aus einer Vielzahl von Quellen und in unterschiedlicher Form sind notwendig, um den Zugang zu modernen Energiedienstleistungen für alle zu gewährleisten, und zwar mit Lösungen, die den besonderen Herausforderungen, Risiken und Renditechancen der verschiedenen Projekte gerecht werden.

Damit berücksichtigt die IEA in ihrem WEO erstmals für ihre Vorausschau von Angebot und Nachfrage energiepolitische Zusagen und Planungen zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen sowie zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit.

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

In 2011 stieg die Weltsteinkohleförderung weiter an und wuchs um rund 240 Mio. t auf rund 6,96 Mrd. t. Die Gesamtförderung gliedert sich auf in ca. 6,05 Mrd. t Kraftwerkskohle und ca. 0,9 Mrd. t Kokskohle.

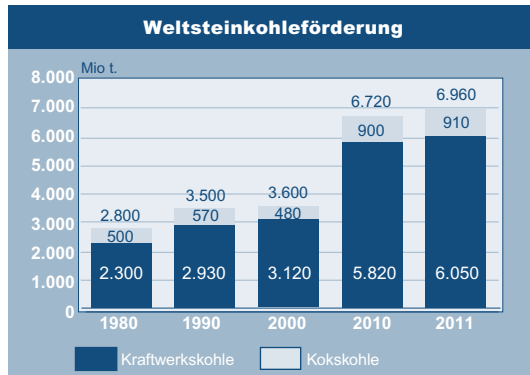


Bild 5 Quelle: IEA, 2011 vorläufig, eigene Schätzung

Seit 1990 bzw. in den letzten 21 Jahren hat sich die Weltsteinkohleproduktion von 3,5 Mrd. t auf 7 Mrd. t verdoppelt. Maßgeblich für diese Entwicklung ist vor allem China, das allein in 2011 seine Förderung um 240 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:

Weltkohleproduktion/Förderung nach Regionen bis 2035 nach dem „New Policies Scenario“ - IEA								
	1980	2009	2015	2020	2025	2030	2035	2009-2035 ¹⁾
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	%
OECD	1.385	1.403	1.462	1.421	1.358	1.281	1.197	- 0,6
Amerika	673	810	856	833	799	750	697	- 0,6
USA	640	757	794	769	740	699	652	- 0,6
Europa	609	249	218	192	169	146	118	- 2,8
Asien Ozeanien	103	343	388	396	390	386	382	0,4
Australien	74	338	382	391	384	381	377	0,4
Non-OECD	1.195	3.525	4.172	4.412	4.505	4.575	4.662	1,1
Ost-Europa/Eurasien	519	364	407	408	406	393	382	0,2
Russland	n. a.	219	258	262	267	257	248	0,5
Asien	568	2.873	3.423	3.634	3.725	3.805	3.903	1,2
China	444	2.197	2.563	2.675	2.691	2.710	2.739	0,9
Indien	77	349	399	441	488	537	589	2,0
Indonesien	0	238	338	380	406	415	429	2,3
Mittlere Osten	1	1	1	1	1	1	1	0,8
Afrika	100	207	238	254	251	255	256	0,8
Südafrika	95	202	218	224	216	216	214	0,2
Lateinamerika	8	80	103	115	122	121	120	1,6
Kolumbien	4	68	90	101	109	107	107	1,8
Welt	2.579	4.928	5.634	5.833	5.863	5.856	5.859	0,7
Europäische Union	n. a.	238	201	171	142	117	89	- 3,7

HT-W5 Quelle: IEA, WEO 2011 1) Durchschnittswerte der jährlichen Wachstumsrate

Steinkohleförderung wichtiger Länder im pazifischen Raum in Mio. t			
Förderländer	2009	2010	2011
China	2.910	3.410	3.650
Indien	532	537	554
Australien	344	355	348
Indonesien	280	295	318
Vietnam	43	50	49
Summe	4.109	4.647	4.919

HT-W4 Quelle: IEA, 2011 vorläufig

Der Rückgang der Steinkohleförderung Australiens ist auf heftige Regenfälle und die Überflutung Queenslands zurückzuführen.

Neben den genannten Ländern wird im asiatischen Raum noch in größerem Umfang Kohle in der Mongolei gefördert. Außerhalb der asiatischen Boomzone waren bei der Steinkohlenförderung unterschiedliche Entwicklungen zu beobachten.

Die nachfolgende Tabelle zeigt den von der IEA erwarteten Trend in Mio. t SKE der Kohleförderung. Bisher zeigt sich aus dem Vergleich die IEA Prognosen und der Realität, dass das Wachstum der Kohleproduktion stets zu niedrig angesetzt wurde.

Die 10 größten Kohleproduzenten der Welt			
Firma	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 * Mio. t
Coal India	431	431	436
Peabody ¹⁾	244	246	268
Shenhua	210	225	282
Arch ¹⁾	125	163	157
China Coal	125	123	160
BHPB	104	103	104
Anglo	95	107	103
SUEK	91	90	92
Xstrata	85	80	85
Rio Tinto	132	91	49

¹⁾ Eigenproduktion und Zukäufe

HT-W6 Quelle: The McCloskey Group 2011, eigene Hochrechnung*, Geschäftsberichte

Reserven und Förderung von Steinkohle nach Regionen				
Region	Reserven Stand Ende 2010		Förderung 2010	
	Mrd. t	%	Mio. t	%
Europa	18	2,5	139	2,2
GUS	123	17,0	429	6,8
Afrika	30	4,1	259	4,1
Nordamerika	232	31,9	987	15,6
Südamerika	9	1,2	78	1,2
VR China	181	24,9	3.115	49,1
Indien	75	10,3	538	8,5
Indonesien / Vietnam	12	1,7	372	5,9
Australien / Neuseeland	45	6,2	360	5,7
Sonstige	3	0,2	64	1,0
Insgesamt	728	100	6.341	100

HT-W7 Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Kurzstudie „Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2011“

Die Kohlereserven haben derzeit eine statistische Reichweite von rund 115 Jahren bei einer Förderung von rund 6,3 Mrd. t (Basis 2010). Von den gesamten Reserven von rund 1.342 Mrd. t SKE an fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen hat die Steinkohle einen Anteil von rund 46 %, bei den Ressourcen von 19.416 Mrd. t SKE mit einem Volumen von 14.551 Mrd. t SKE sogar einen Anteil von 75 %.

Steinkohleweltmarkt steigt, seewärtiger Handel wächst

Der Steinkohlenweltmarkt wuchs in 2011 um insgesamt 238 Mio. t oder 3,4 %. Die starke Steigerung von 2010 wegen der Erholung von der Weltwirtschaftskrise wirkte sich hier nicht mehr aus.

Der Kohlewelthandel entwickelte sich wie folgt:

Kohlewelthandel					
	2009	2010	2011	Veränderung 2010/2011	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Seewärtiger Handel	859	963	978	+ 15	+ 1,5
Binnenhandel	57	90	64	- 26	- 36,7
Gesamt	916	1.053	1.042	- 11	- 1,7

HT-W8

Der Steinkohleweltmarkt war in 2011 zum wiederholten Male eine stabile Säule. Beim seewärtigen Handel war wegen der Überflutung Queenslands ein Rückgang um 11 Mio. t der Koks Kohleexporte zu verzeichnen. Der Kraftwerkskohlemarkt dagegen wuchs leicht weiter, der Binnenhandel verringerte sich stark um rund 33 Mio. t auf nur noch 57 Mio. t.

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

Seewärtiger Kohlewelthandel					
	2009	2010	2011	Veränderung 2010/2011	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Kraftwerkskohle	658	713	739	+ 26	+ 3,7
Koks Kohle	201	250	239	- 11	- 5,4
Gesamt	859	963	978	+ 15	+ 1,6

HT-W9

Der Anteil des Welthandels an der Produktion erhöhte sich seit 2000 leicht. Der größte Teil der Kohleproduktion wird jedoch meist im Förderland verbraucht.

Weltförderung / seewärtiger Welthandel			
Steinkohle	2010	2011	Zuwachs
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Weltförderung	6.720	6.958	+ 238
Welthandel	963	978	+ 15
Anteil Welthandel an Produktion	14,3 %	14,1 %	

HT-W10

Das seewärtige Handelsvolumen gliedert sich in einen Koks Kohlemarkt 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 2011 rund 10 % bzw. rund 73 Mio. t des Kesselkohlemarktes. Von der weltweiten Kraftwerkskohleproduktion gingen gut 16 % über den seewärtigen Handel an die Verbraucher. Der Koks Kohlemarkt hingegen ist aufgrund der geringen Zahl der Anbieterländer einerseits und der weltweit verteilten Nachfrager andererseits ein einheitlicher Weltmarkt. Von der weltweiten Produktion gingen in 2011 ca. 26 %, und damit 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.

Kesselkohlemarkt wächst verhalten 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 wuchs - nach der Erholung von der Weltwirtschaftskrise - die Nachfrage nach Kohle wieder an. Die Nachfrage erhöhte sich in 2011 um 46 Mio. t bzw. 27% auf 218 Mio. t. Demgegenüber fiel die Nachfrage im pazifischen Markt um 20 Mio. t bzw. um 3,7%. Kolumbien konnte kaum noch Mengen nach China exportieren. Der Marktanteil des atlantischen Marktes am Gesamtmarkt beträgt knapp 30 %.

Pazifischer Raum

Der pazifische Raum wuchs nicht weiter, wodurch die Kohlenachfrage vom Weltmarkt für die Stromerzeugung leicht um 20 Mio. t auf 521 Mio. t zurückging.

Fast alle asiatischen Volkswirtschaften erhöhten aber ihre Bezüge. Auch für die nächsten Jahre ist, vor allem durch den Bedarf von China und Indien getrieben, mit einem stabilen bis weiter stark anwachsenden Markt zu rechnen. Das Jahr 2011 war im pazifischen Raum insbesondere durch den weiter angestiegenen Kraftwerkskohleimport Chinas und Indiens gekennzeichnet. So konnte Australien (+ 2 Mio. t) hinsichtlich der weniger vom Unwetter betroffenen Kesselkohle seine Exporte steigern. Indonesien stagniert dagegen oder ist sogar leicht rückläufig. Auch Russland konnte über seine Fernost-Häfen den Zusatzbedarf Chinas decken. Ohne die chinesische „Sonderkonjunktur“ wäre möglicherweise der Kraftwerkskohlenmarkt im Preisniveau wesentlich stärker zurückgegangen. Der Marktanteil des pazifischen Marktes beträgt 70 %.

Mengentausch zwischen pazifischem und atlantischem Markt

In 2011 lieferten vor allem Indonesien und Australien rund 19 Mio. t in den atlantischen Markt und trugen

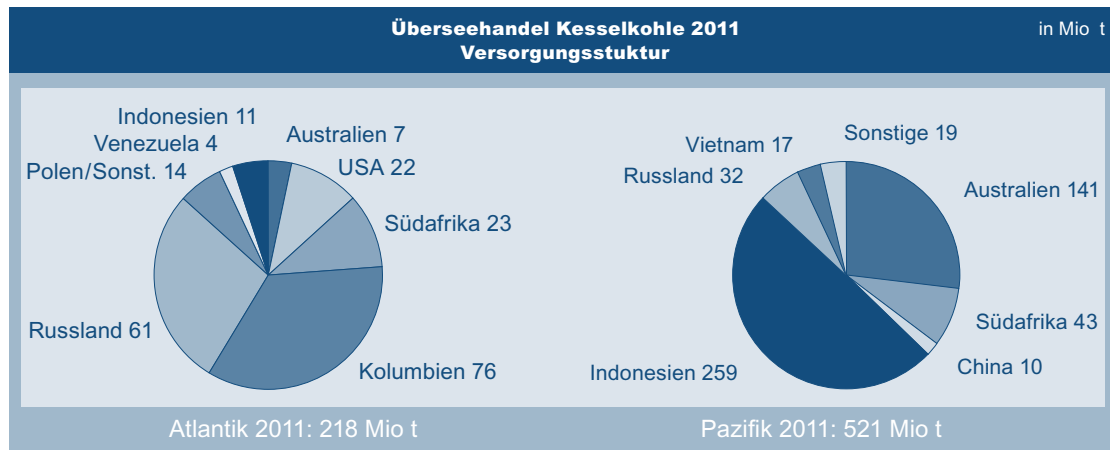


Bild 7: Überseehandel Kesselkohle 2011 in Mio. t

mit etwa 9,5 % zur Versorgung dieses Raumes bei. Von den atlantischen Anbietern lieferten Südafrika, Kanada und die USA rund 54 Mio. t und damit 10 Mio. t weniger als 2010 in den pazifischen Markt, entsprechend 10 % der Nachfrage. Insgesamt betrug das Austauschvolumen 73 Mio. t (Vorjahr 79 Mio. t).

Kraftwerkskohlepreise bleiben auf hohem Niveau - Pazifischer Markt bestimmt den Preis

Preise

Während im atlantischen Raum der Bedarf an Kraftwerkskohle vom Weltmarkt, vor allem in Europa

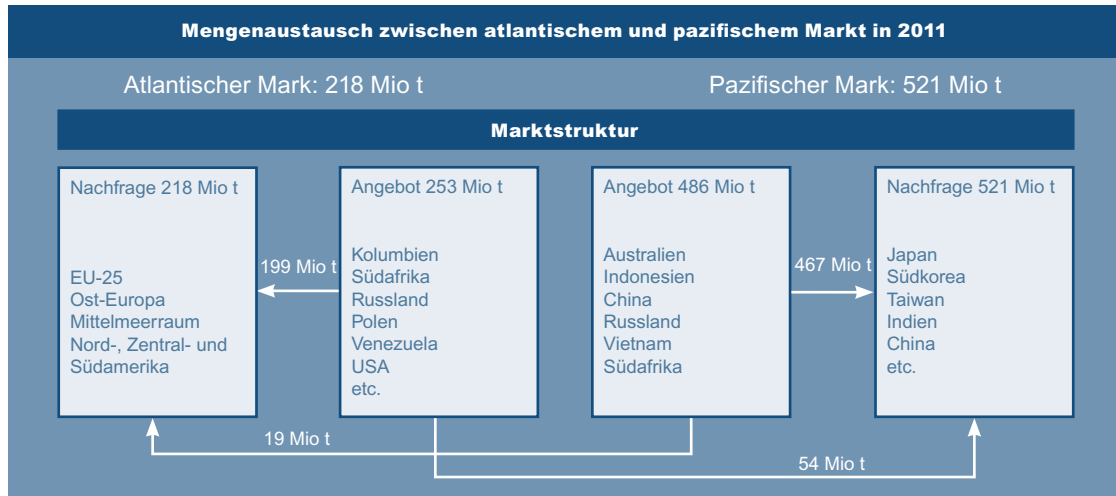


Bild 8: Mengenaustausch Kraftwerkskohle zwischen atlantischem und pazifischem Kohlenmarkt 2011

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.

wieder anstieg, wuchs der pazifische Kraftwerkskohlemarkt nicht. Im Saldo bewirkte diese Entwicklung, dass die Preise in den ersten Monaten des Jahres 2011 stabil blieben. In der zweiten Jahreshälfte waren dann auch in Asien, insbesondere in China, die Auswirkungen einer leichten wirtschaftlichen Stagnation zu spüren, was sofort einen Druck auf die Kohlepreise auslöste.

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			
	01.01.2011	31.12.2011	01.04.2012
Atlantische Anbieter:			
Richards Bay	129	107	104
Bolivar	110	93	77
Polen	110	97	82
Russland (Baltic)	120	101	90
Pazifische Anbieter:			
Newcastle	132	113	106
Quinhuangdao	131	149	148
Kalimantan	117	98	96
Russland	113	108	103

HT-W12 Quelle: eigene Auswertung

Die Bandbreite reichte Anfang April 2012 von 77 US \$/t bis 148 US\$/t.

Während die atlantischen Anbieter Kolumbien, USA, Russland (Baltic) und Polen niedrigere Preise akzeptieren 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 2011 sanken die cif-ARA-Preise (Spot) bis auf rund 111 US\$/t. Diese Entwicklung setzte sich bislang in 2012 fort. Im April 2012 stand der Preis bei durchschnittlich 96 US\$/t. Der stärkere US-Dollar dämpfte dabei den Einkaufsvorteil durch Preisverfall für die Euroländer.

Die Nachfrage nach Kraftwerkskohle im atlantischen Raum blieb bisher in 2012 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.

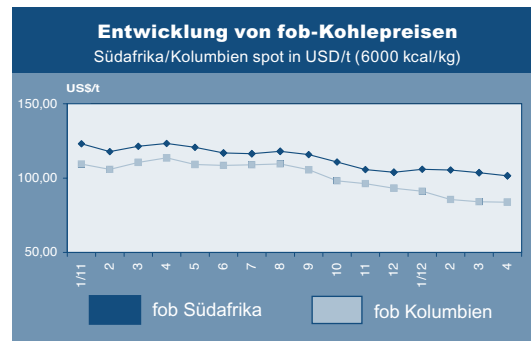


Bild 9 Quelle: Auswertung verschiedener Daten

Kesselkohlenotierungen

Die Preisbildung für Kraftwerkskohle findet zunehmend an Kohlebörsen vor allem in Europa statt, wobei Kapitalanleger eine wachsende Rolle spielen. Die Teilnehmerzahlen an den Börsen steigen. Die aktuell ausgewiesenen „Börsenwerte“ werden vielfach als Benchmark für Abschlüsse genutzt. Die Methodik der Ermittlung der Preisindizes werden veröffentlicht und sind nachvollziehbar. Wie viele Preisnotierungen, Teilnehmer etc. konkret zur Ermittlung eines Index aber befragt werden, ist oft unklar. Die internetbasierte Plattform Global Coal ist diesbezüglich deutlich transparenter.

Inzwischen gibt es eine Reihe von Indizes (vor allem von McCloskey, Platts, Energy Publishing) für verschiedene Regionen und Kohlearten, wie z. B.

- NW Europe steam coal marker (US\$/t),
- Asian steam coal marker (US\$/t),
- Indonesian sub-bit marker (US\$/t),
- Anthrazit Index - Mapi 1,
- API#2, cif ARA,
- API#4, fob Richards Bay,
- API#6, fob Newcastle,
- McCloskey, swaps Indonesian sub-bit

und weitere. Stark irritierend wirkt, dass in letzter Zeit der Index API#4 häufiger und über einen längeren Zeitraum über API#2 liegt. Das wirft die Frage auf, ob für den atlantischen Markt API#4 noch ein geeigneter Index für Kohleabschlüsse ist, da dieser maßgeblich von der asiatischen Nachfrage bestimmt wird.

Das Volumen des Papierhandels hat sich seit dem Jahr 2000 deutlich erhöht und betrug in 2010 etwa das 3,5-fache des physischen Kraftwerkskohlenhandels insgesamt. In 2011 ist aber ein deutlicher Rückgang festzustellen. Da der Schwerpunkt des Papierhandels im atlantischen Raum mit ca. 70 % liegt, erklärt dies den nach wie vor hohen Anteil vom API#2 und den starken Rückgang des für das atlantische Becken weniger relevanten API#4.

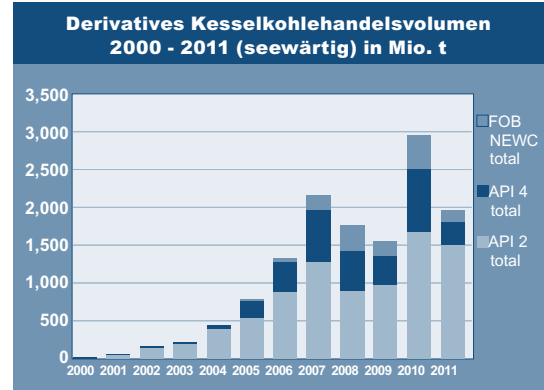


Bild 10 Quelle: Perret Associates

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

Kokskohlenachfrage kräftig angezogen

Die weltweite Rohstahlproduktion erreichte in 2011 mit 1.527 Mio. t einen neuen Rekord. Gegenüber 2010 erhöhte sich die Produktion um rund 7 % oder 97 Mio. t. Die Erhöhung fand sowohl in den OECD-Ländern als auch in China statt. In Nordamerika erhöhte sich die Rohstahlproduktion gegenüber 2010 um 6 % und in Europa um rund 2 %.

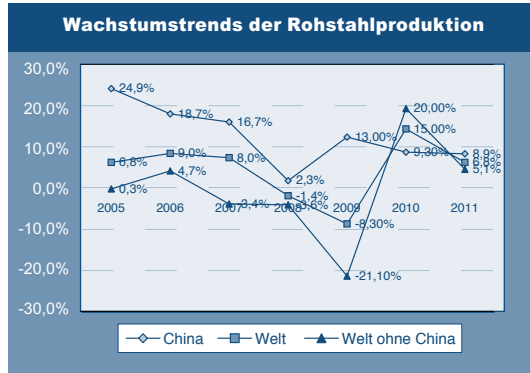


Bild 11: Worldsteel Wachstumstrends der Rohstahlproduktion

Die für den Kokskohle-, PCI-Kohle- und Koksverbrauch maßgebliche Roheisenproduktion stieg von 1.035 Mio. t in 2010 um 53 Mio. t auf 1.083 Mio. t in 2011.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in der Welt				
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t	Erhöhung 2010/2011 Mio. t
Rohstahl	1.220	1.429	1.527	98
Roheisen	898	1.035	1.083	48
Anteil Roheisen an Rohstahl	73,6 %	72,4 %	70,9 %	-1,5 %

HT-W13

Trotz Chinas ansteigenden Weltmarktanteil in der Stahlproduktion von 44 % in 2010 auf 46 % in 2011 sank der Anteil der Welt-Roheisenproduktion an der Gesamtstahlherstellung.

Rohstahl- und Roheisenproduktion in China				
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t	Erhöhung 2010/2011 Mio. t
Rohstahl	568	627	697	70
Roheisen	544	590	683	93
Anteil Roheisen an Rohstahl	95,8 %	94 %	98 %	4 %

HT-W14

Die größten Stahlproduzenten der Welt entwickelten sich in 2011 wie folgt:

Die 10 größten Stahlproduzenten der Welt			
Land	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
China	577,1	638,7	695,5
Japan	87,5	109,6	107,6
USA	58,2	80,5	86,2
Russland	60,0	68,3	72,2
Indien	63,5	66,9	68,7
Südkorea	48,6	58,9	68,5
Deutschland	32,7	43,8	44,3
Ukraine	29,9	33,4	35,3
Brasilien	26,5	32,9	35,2
Türkei	25,3	29,1	34,1
Gesamt Welt	1.009,3	1.162,1	1.247,6

HT-W15 Quelle: World Steel Association

Fast alle Länder konnten in der Stahlproduktion in 2011 noch zulegen.

Das starke weltweite Wachstum der Rohstahlproduktion absorbierte große Kokskohlemengen vom Weltmarkt. Wetterbedingte Einschränkungen zu Beginn des Jahres 2011 vor allem in Australien führten zunächst zu einer Verknappung des Angebots, das jedoch von den USA zu großen Teilen kompensiert werden konnte.

Marktanteil Kokskohleweltmarkt						
	2009		2010		2011	
	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil	Mio. t	%-Anteil
Australien	134	67	159	63	133	56
China	1	1	2	1	5	2
USA	32	16	48	19	60	25
Kanada	21	10	27	11	26	11
Russland	5	2	7	3	8	3
Sonstige	8	4	7	3	7	3
Gesamt	201	100	250	100	239	100

HT-W16

Die Anbieterstruktur hat sich nicht wesentlich geändert, der Marktanteil Australiens ist jedoch wegen des wetterbedingten Förderausfalls auf 56 % gesunken. Dagegen konnten die USA den Marktanteil von 19 % auf 25 % steigern.

Die Koksproduktion wuchs weltweit um 8,5 % von 593 Mio. t auf 644 Mio. t. China, mit Abstand der größte Koksproduzent, reduzierte seinen Export erneut auf rund 3,3 Mio. t. China produzierte mit 428 Mio. t 66 % der Weltproduktion und steigerte den Koksausstoß um 44 Mio. t in 2011. In Europa wurden mit 43 Mio. t etwas weniger Koks produziert als 2010 (- 0,6 %). Im Vergleich zur Produktion ist der Welthandelmarkt für Koks relativ klein. Nur ca. 3-4 % der Gesamtproduktion werden normalerweise maritim und über die grüne Grenze gehandelt.

Koksweltmarkt			
	2009	2010	2011 *
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Gesamtweltmarkt	14	21	21*
% von Weltkokszeugung	3 %	3 %	3 %

* vorläufig

HT-W17 Quelle: eigene Berechnungen

Preise in 2011 stark angestiegen

Nach dem starken Anstieg der Kokskohlenpreise in den Boomjahren 2007/2008 sanken die Benchmarkpreise von 300 US\$/t fob für „hard-coking coal“ auf 150-190 US\$/t fob in 2010. Infolge der Überflutung Queensland und dem dadurch bedingten Minderangebot schossen die Preise von 225 US\$ auf 330 US\$ im 2. und 3. Quartal und fielen wegen nachlassender Nachfrage auf 285 US\$ zurück.

Veränderung von Vertrags-/Quartalspreisen für metallurgische Kohle US\$/t „fob“ Australien			
Vertragspreise	Hard-coking-coal	Semi-soft-coking-coal	PCI
1 Q 2010	190	140	150
2 Q 2010	200	167	170
3 Q 2010	225	171	180
4 Q 2010	209	143	149
1 Q 2011	225	181	180
2 Q 2011	330	259	275
3 Q 2011	315	212	230
4 Q 2011	285	182	208
1 Q 2012	235	179	171
2 Q 2012	210	148	153

HT-W18 Quelle: McCloskey

In den ersten zwei Quartalen 2012 setzte sich vor dem Hintergrund einer weltweit nachlassenden Nachfrage die preisdämpfende Wirkung fort. Die Quartalsvertragsabschlüsse fielen auf 235 US\$ im 1. Quartal und auf 206-210 US\$ im 2. Quartal 2012 zurück. Die Spotpreise lagen meistens noch 10-20 US\$ unter den vierteljährlichen Vertragspreisen.

Durch die erneuten heftigen Regenfälle in Australien wie auch die anhaltenden Streiks wird das Preisniveau im 3. und 4. Quartal 2012 nach oben gehen können, wenn nicht konjunkturbedingt vor allem in Asien die Nachfrage sinkt.

Mangels bisher börsentauglicher Qualitätsparameter fand für Kokssteine bisher keine Preisbildung an der Kohlebörse statt. Sie erfolgte bisher auf traditionelle Weise in direkter Absprache zwischen Produzenten und Verbrauchern.

Diese Praxis verändert sich aber weiter. Die großen Kokssteineproduzenten sind auf eine vierteljährliche Preisgestaltung umgestiegen. Gleichzeitig starteten die ersten Versuche für Kokssteineindizes. Damit gewinnen Spotmarktelemente verstärkten Einfluss auf die Preisgestaltung. Amerikanische Kokssteineproduzenten bieten weiterhin Jahrespreise an, während BHP Billiton weiterhin auf Monatspreise umgestellt hat.

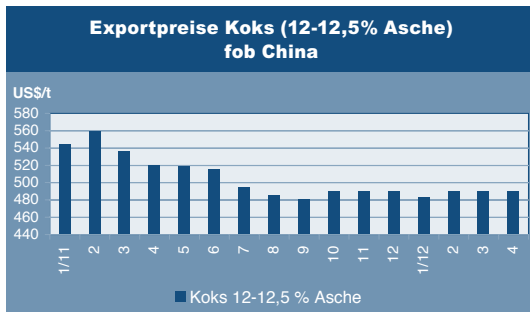


Bild 12 Quelle: China Coal Report und andere

Die Kokspreise ex China waren mit durchgängig rund 500 US\$ (inkl. 40 % Exportsteuer) in 2011 sehr hoch. Die ARA-Preise lagen erheblich tiefer und fielen zum Jahreswechsel auf 320-330 US\$.

Frachtraten - weiterhin auf sehr niedrigem Niveau

Der Baltic Exchange Dry 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.

Die Gründe liegen vor allem im Überangebot an Schiffen. Dieses ist mittlerweile so groß, dass selbst bei robustem Wirtschaftswachstum das Ladungsaufkommen nicht Schritt halten kann. Bei Capesize-Schiffen ist der Einbruch besonders groß. Und die Flotte der Großschiffe wächst stetig. So verfügt z. B. Vale mit 16 eigenen und 15 Zeitcharter-Schiffen von je 400.000 DWT über die größte Flotte dieser Giganten.

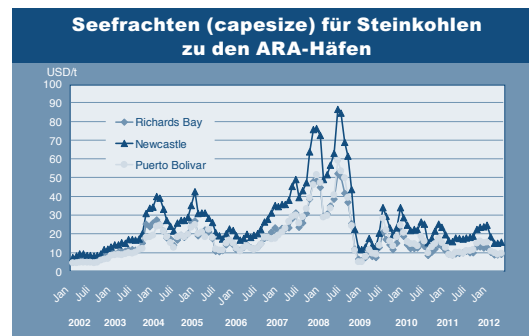


Bild 13 Quelle: Frachtcontainer Junge

Der Flotten- bzw. Kapazitätenzubau aller Bulk-Carrier stieg um 77 Mio. t oder 14,5 % auf 614 Mio. t. Fast die Hälfte der neu abgelieferten Schiffe sind Capesize-Schiffe. Im vergangenen Jahr wuchs die Capesize-Flotte Monat um Monat um durchschnittlich 16,1 Schiffe oder 3,1 Mio. t.

Laut Clarkson Research addiert sich der Nettozuwachs (Neuzugänge abzüglich Verschrottungen) für 2011 um 196 Capesize-Schiffe mit 37,9 Mio. t und 216 Panamax-Schiffe mit 18,4 Mio. Tonnen. Für 2012 ist nach Clarkson Research mit weiterhin hohen

Ablieferungen - 267 Capesize-Schiffe und sogar 487 Panamax-Schiffe - zu rechnen. Stornierungen, zeitliche Verschiebungen oder vermehrte Verschrottungen sind hierin jedoch nicht eingerechnet. Letzteres hängt vor allem auch vom Schrottpreis ab, der zum Ende des vergangenen Jahres fallend, mit Beginn des neuen Jahres aber wieder steigend war.

Die hohen Bunkerpreise, die mit den steigenden Rohölpreisen einhergingen, brachten viele Reeder in Bedrängnis. Die Preise in Rotterdam waren im Jahresvergleich 37 % höher und erreichten mit 620 US\$ in 2011 ihren vorläufigen Höchststand. Dennoch dürften die Frachtraten weiterhin äußerst niedrig bleiben und sich in einem Korridor zwischen 9 und 12 US\$/t für die Benchmarkroute Südafrika-ARA bewegen.

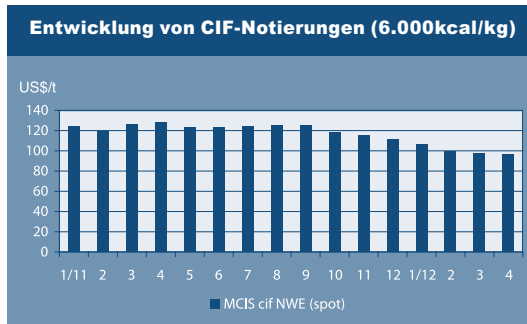


Bild 14 Quelle: McCloskey

US-Dollar-Kurs

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

Bis Mitte des Jahres 2011 war der US-Dollar schwach, wurde dann aber im Verlauf des Jahres stärker. Zum Jahresende 2011 und in den ersten Monaten 2012 zog er wieder an.

Rohstoff- und Energiepolitik- Tendenzen einer Re-Nationalisierung -

Aufgrund der weltweit stark steigenden Nachfrage nach Energie und Rohstoffen sehen immer mehr Staaten die Vermarktung ihrer Primärenergievorkommen als strategische Aufgabe an. Dies ist nicht nur in der Öl- und Erdgasbranche festzustellen, sondern auch bei Seltenen Erden und neuerdings auch bei der Kohle.

Obwohl hier weitgehend privatwirtschaftliche Strukturen gegeben sind, sind Tendenzen staatlicher Einflussnahmen, wie z. B. in Venezuela, Indonesien, Südafrika und der Mongolei und Vietnam zu erkennen. Vor dem Hintergrund der unverändert großen weltweiten Kohlereserven ist vorerst nicht mit massiven Veränderungen zu rechnen. Langfristig könnte sich das Eigeninteresse einzelner Staaten jedoch auch bei der Kohleproduktion verstärken und Auswirkungen auf den internationalen Kohlemarkt haben.

Anstelle des Staatsinteresses tritt jedoch in der Privatwirtschaft das verstärkte Bestreben, die Unternehmen zu konsolidieren und nachhaltig profitabel zu positionieren. Insgesamt gewinnt die Versorgungssicherheit vor allem im pazifischen Raum für die wirtschaftliche Entwicklung der dortigen Schwellen- und Entwicklungsländer immer größere Bedeutung. Vor allem China und Indien betreiben eine gezielte Energiebeschaffungs- und Rohstoffpolitik und sichern sich über Beteiligungen weltweit Reserven.

Diese Politik dürfte sich auch in 2012 fortsetzen. Eine Reihe von chinesischen und indischen Gesellschaften bemüht sich um Grubenbesitz vor allem in Australien und Indonesien.

CO₂-Emissionen erreichen weltweit Rekordhoch in 2011

BP hat in ihrem jüngsten World Energy Outlook prognostiziert, dass in den nächsten 20 Jahren die fossilen Energieträger wie Erdöl, Erdgas und Kohle den Zuwachs im Weltenergiebedarf immer noch zu 64 % decken. Dieser werde bis 2030 um 40 % steigen. Der Verbrauch an Kesselkohle im globalen Energiemix erhöhte sich 2010 auf 29,6 % und damit auf den höchsten Stand seit 1970. Trotz eines politisch unterstützten Ausbaus der erneuerbaren Energieträger, deren Beitrag am Gesamtenergiezuwachs bis 2030 von 5 % auf 18 % ansteigen soll, werde der energiebedingte Ausstoß von Kohlendioxid um 27 % höher sein als heute. Im Jahre 2011 wurden laut Internationaler Energieagentur IEA weltweit so viel Kohlendioxid ausgestoßen wie noch nie. Die CO₂-Emissionen beliefen sich auf 30,6 Gigatonnen. Das entspricht einer Steigerung von 5 % gegenüber dem bisherigen Rekordniveau aus dem Jahre 2008 in Höhe von 29,3 Gigatonnen.

Auch der globale Stahlboom treibt nach Ansicht von PwC die Kohlendioxid-Emissionen hoch und konterkariere den Klimaschutz. Bis zum Jahr 2025 dürfte die weltweite Stahlerzeugung jährlich um 4 % auf fast 2,56 Mio. t wachsen. Um den CO₂-Ausstoß der Branche trotz des Nachfrage- und Produktionsanstiegs auf dem aktuellen Niveau zu halten, müsste nach Berechnungen von PwC der deutsche Bestwert von derzeit 1,4 Tonnen CO₂ je Tonne Rohstahl weltweit eingehalten werden und zusätzlich noch um 36 % reduziert

werden. Eine derartige Effizienzsteigerung wird aber für unrealistisch erachtet.

Europas Energieverbrauch hat nur einen geringen Einfluss auf das Weltklima. Die Reduzierung der EU-27-Menge um z. B. 60 % = 2,3 Mrd. t bis 2035 würde sich auf die globale Situation mit einer Reduzierung von nur 8 % auswirken und somit die CO₂-Wachstumsraten der Welt nur von wenigen Jahren kompensieren und die weitere globale Klimaerwärmung mit enormen Kosten für die EU-Bevölkerung auch nur um wenige Jahre verzögern.

OECD-Umweltausblick bis 2050: Ganzheitliche Maßnahmen gefordert

Der Umweltausblick bis 2050 der OECD fragt: „Was werden die nächsten vier Jahrzehnte bringen?“ Auf der Grundlage von Modellrechnungen, die von der OECD und der Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL) gemeinsam erstellt wurden, wirft diese Publikation einen Blick in die Zukunft bis zum Jahr 2050, um zu ermitteln, wie sich die demografischen und wirtschaftlichen Trends auf die Umwelt auswirken könnten, falls keine ambitionierteren Maßnahmen eingeleitet werden, um eine verantwortungsvollere Bewirtschaftung der Naturgüter zu gewährleisten. Anschließend untersucht sie einige der Maßnahmen, mit denen ein positiver Wandel herbeigeführt werden könnte. Sind die Ressourcengrundlagen unseres Planeten ausreichend, um die ständig wachsende Nachfrage nach Energie, Nahrung, Wasser und anderen Naturgütern zu decken und zugleich unsere Abfallströme zu absorbieren? Oder wird sich der Wachstumsprozess selbst bremsen?

Wie können wir ökologische, wirtschaftliche und soziale Ziele miteinander vereinbaren? Und wie können wir die Umwelt schützen und die Lebensgrundlagen und Lebensbedingungen der Armen dieser Welt verbessern?

Der OECD-Umweltausblick befasst sich mit vier großen Themen: **Klimawandel, biologische Vielfalt, Wasser und gesundheitliche Auswirkungen von Umweltbelastungen**. Diese vier entscheidenden ökologischen Herausforderungen wurden in der Vorgängerpublikation Umweltausblick bis 2030 (OECD, 2008) als Probleme der obersten Dringlichkeitsstufe identifiziert. Dieser neue Umweltausblick kommt zu dem Schluss, dass die Aussichten heute noch besorgniserregender sind als in der vorangegangenen Ausgabe und dass jetzt dringend – ganzheitliche – Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die hohen Kosten und schwerwiegenden Konsequenzen zu vermeiden, mit denen bei Untätigkeit zu rechnen ist.

Angesichts der voraussichtlichen Vervierfachung des Volumens der Weltwirtschaft wird der Energieverbrauch, falls keine neuen Politikmaßnahmen eingeleitet werden, im Jahr 2050 rd. 80% höher sein als heute. Zudem ist in diesem Fall nicht damit zu rechnen, dass sich der weltweite Energiemix im Vergleich zu heute wesentlich verändern wird. Der Anteil der fossilen Brennstoffe dürfte weiter bei rd. 85% liegen, während auf erneuerbare Energieträger, einschließlich Biokraftstoffe - trotz hoher Zuwachsraten -, nur knapp über 10% entfallen werden; der Rest des Energiebedarfs dürfte durch Kernenergie gedeckt werden.

Die zu erwartende Entwicklung im Fall des Ausbleibens neuer Politikmaßnahmen bei gleichzeitiger Fortsetzung der gegenwärtigen sozioökonomischen Trends bildet das Basisszenario dieses Berichts. In diesem Basisszenario werden die vom Bevölkerungswachstum und vom Anstieg des Lebensstandards ausgehenden Umweltbelastungen zu stark zunehmen, als dass es möglich wäre, sie durch die bei der Bekämpfung der Umweltverschmutzung und der Erhöhung der Ressourceneffizienz erzielten Fortschritte auszugleichen.

Wenn keine ambitionierteren Maßnahmen eingeleitet werden, ist bis 2050 mit folgenden Entwicklungen zu rechnen: Es dürfte unweigerlich zu wesentlich destabilisierenderen Klimaänderungen kommen, da die weltweiten Treibhausgasemissionen den Projektionen zufolge um 50% zunehmen, hauptsächlich infolge eines Anstiegs der energiebedingten CO₂-Emissionen um 70%. Folglich dürfte die globale mittlere Erwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau gegen Ende des Jahrhunderts bei 3-6°C und damit über dem international vereinbarten Zielwert von 2°C liegen. Zwischen diesem 2°C-Ziel und den Emissionsreduktionszusagen der Industrie- und Entwicklungsländer in den Vereinbarungen von Cancún klafft eine große Lücke. Selbst wenn diese Zusagen eingelöst würden, wäre dies nicht ausreichend, um die globale mittlere Erwärmung auf 2°C zu begrenzen, es sei denn, nach 2020 würden sehr rasche und kostspielige Emissionsminderungsmaßnahmen durchgeführt.

EUROPÄISCHE UNION

Erholung des Wirtschaftswachstums in 2011 unterschiedlich

Die konjunkturelle Situation bleibt fragil. So nahm zwar das Wachstum des BIP zu. Die Geschwindigkeit in den einzelnen EU-Ländern war aber - abhängig von der Lage im jeweiligen Land und seiner Politik - insgesamt sehr unterschiedlich, und das Wachstum war niedriger als im Vorjahr.

Wirtschaftswachstum EU-27 in Prozent				
Mitgliedsländer	2009	2010	2011	2012 (P)
Länder Euro-Raum (EU-17)	- 4,1	1,8	1,5	- 0,3
EU-15	- 4,3	2,0	1,4	0,5
EU-27	- 4,2	2,0	1,5	0,0

HT-EU1 Quelle: Eurostat, BT-Drs. 803/11, S.26 (P= Prognose)

Spitzenreiter in der Wachstumsrate des BIP in der relativen prozentualen Veränderung zu 2010 waren unter anderem Estland mit 8 %, Litauen mit 6,1 %, Schweden und Polen mit jeweils 4 % und Deutschland mit 3 %. Demgegenüber fiel das Wachstum in Griechenland mit - 5,5 % und Portugal mit - 1,9 % negativ aus.

Laut der neuesten Schätzung der EU-Kommission wird das BIP der EU in 2012 nicht steigen. Damit steht die gesamte Region an der Schwelle zur Rezession – einzelne Mitgliedstaaten stecken bereits wegen ihres harten Sparkurses mittendrin.

Die Negativspirale zwischen dem Bankensektor und dem Markt für Staatsanleihen ist der wichtigste Stressverstärker in der gegenwärtigen Krise. Sie hat die Zweifel der Anleger an der Fähigkeit der Staaten und der Banken zur Bedienung ihrer Schulden verstärkt. In

der Folge stiegen die Kosten für die Kreditaufnahme sowohl für Staaten als auch für Finanzinstitute auf ein längerfristig untragbares Niveau. Die Politik sah sich veranlasst, den Bankensektor zu stärken und gleichzeitig einen überzeugenden, starken Rettungsschirm für Banken und Staaten aufzuspannen, um diesen Teufelskreis zu durchbrechen. Ein gesundes Finanzsystem und ein robuster Bankensektor sind für die Unterstützung der Erholung und für die Finanzierung eines langfristigen Wachstums von entscheidender Bedeutung.

Im Jahr 2011 verringerte sich zwar das **öffentliche Defizit** sowohl im Euroraum (von 6,2 % auf 4,1 %) als auch in der EU-27 (von 6,5 % auf 4,5 %) im Vergleich zu 2010 aber der öffentliche Schuldenstand stieg in beiden Gebieten an. Gemessen am BIP ist der **öffentliche Schuldenstand** im Euroraum aber von 85,3 % (Ende 2010) auf 87,2 % (Ende 2011) gestiegen und in der EU-27 von 80,0 % auf 82,5 %. Die niedrigsten öffentlichen Defizite wurden in Finnland (- 0,5 %), Luxemburg (- 0,6 %) und Deutschland (- 1,0 %) verzeichnet, die höchsten in Irland (- 13,1 %), Griechenland (- 9,1 %) und Spanien (- 8,5 %).

Die **Situation auf dem Arbeitsmarkt** wird sich dadurch nicht verbessern. Die Arbeitslosenrate in der EU betrug in 2011 rund 9,7 % und wird in 2012 auf 9,8 % steigen. Angesichts der gegenwärtigen Sparkurse ist der Spielraum für fiskalische Anreize sehr eng, wodurch sich die Situation in einzelnen Ländern noch verschärfen dürfte. Besonders die Zahl der jungen Menschen unter 25 Jahre ohne Arbeitsplatz hat EU-weit auf über 20 % zugenommen und erreichte in einigen Mitgliedstaaten sogar mehr als 40 %.

Die **Inflation in der EU** hat sich nach Angaben von Eurostat 2011 im Rahmen von durchschnittlich 3 % bewegt. Dabei sind die Verhältnisse in den einzelnen

Ländern sehr unterschiedlich: Ungarn hat mit 5,6 % die höchste Inflationsrate, Schweden mit 0,7 % die niedrigste. In Deutschland betrug die Inflationsrate im Jahresdurchschnitt 2,5 %. Für 2012 wird im Euroraum mit einer Inflation von 2,6 % und in der EU-27 mit 2,8 % gerechnet.

Sämtliche Prognosen sind aber mit Unsicherheiten und Risiken behaftet. Hierzu zählen zum einen die Unruhen in Syrien und Bahrain sowie der andauernde Konflikt mit dem Iran über angeblich waffenfähiges Plutonium aus den dortigen Kernkraftwerken, zum anderen inner-europäisch die andauernden Spannungen auf den Märkten für Staatsanleihen in Verbindung mit der extremen Verschuldung der Länder Irland, Griechenland, Portugal und Spanien.

Energieverbrauch insgesamt rückläufig

Mit der wirtschaftlichen Stagnation im Laufe des Jahres 2011 wird auch der Primärenergieverbrauch in

vielen EU-Ländern nicht gestiegen sein. Die Struktur der Stromerzeugung wird sich zudem weiter zu Lasten der fossilen Energieträger ändern. Ihr Anteil am Erzeugungsmix hat sich von 2000 bis heute von 54 % auf ca. 50 % vermindert. Dabei nahm die Kohle um 13 % ab, während der Anteil von Gas im gleichen Zeitraum am Erzeugungsmix um 60 % zunahm.

Der Primärenergieverbrauch wird sich nach vorläufigen Schätzungen gegenüber 2010 kaum verändert haben.

Treibhausgasemissionen im Jahr 2010 vermutlich um 2,4 % gestiegen

Trotz einem nach ersten Schätzungen der Europäischen Umweltagentur (EUA) beobachteten Anstieg des Ausstoßes von Treibhausgasen um 2,4 % im Jahr 2010 befindet sich die Europäische Union weiterhin auf dem besten Weg, die im Kyoto-Protokoll festgelegten Ziele zur Verringerung der Emissionen zu erreichen.

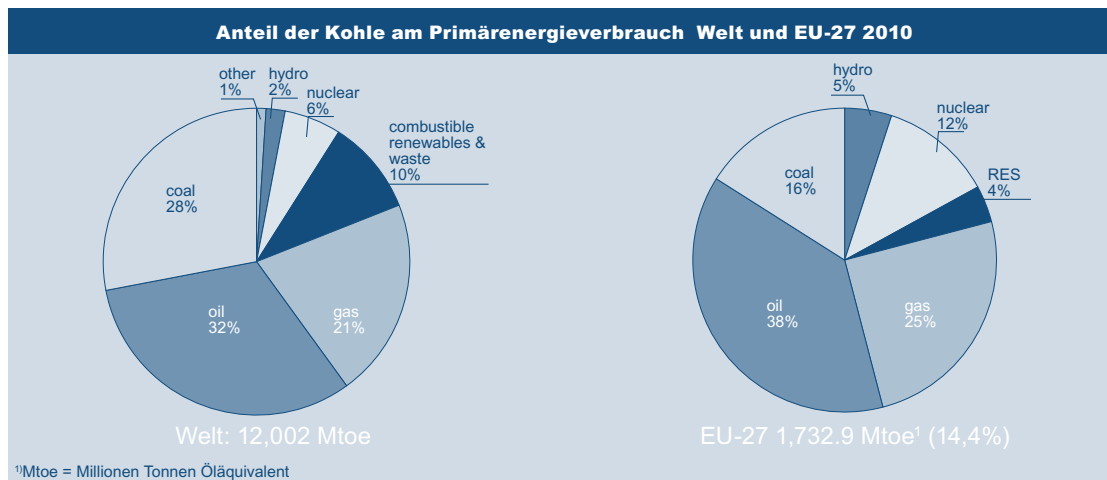


Bild 15 Quellen: BP Statistical Review of World Energy 2011; eigene Berechnungen

Dem Anstieg 2010 ging 2009 ein Rückgang um 7 % voraus, der hauptsächlich auf die wirtschaftliche Rezession und die zunehmende Erzeugung von Erneuerbarer Energie zurückzuführen war.

Die wichtigsten Ergebnisse:

- Ersten Schätzungen für 2010 zufolge - aktuellere Daten sind nicht verfügbar stiegen die Treibhausgasemissionen in der EU im Vergleich zu 2009 um 2,4 % an (mit einer Fehlertoleranz von +/- 0,3 %). Dies geschah infolge der wieder erstarkten Wirtschaft in vielen Ländern und des außergewöhnlich kalten Winters, der zu einem höheren Heizwärmebedarf führte. Die Zunahme fiel jedoch durch einen vermehrten Umstieg von Kohle auf Erdgas und das anhaltend starke Wachstum bei der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen geringer aus als befürchtet.
- In den EU-15-Staaten lagen die Emissionen 10,7 % unter denen des Basisjahres (meist 1990) und somit deutlich unter dem gemeinschaftlichen Ziel einer Verringerung um 8 %. Staaten, die ihr Ziel bisher noch nicht erfüllt haben (Österreich, Italien und Luxemburg), sollten weitere Maßnahmen ergreifen, um die Einhaltung zu sichern, entweder durch eine weitere Ausstoßverringerung oder eine verstärkte Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.
- Die EUA-Mitgliedsländer und teilnehmende Länder, die nicht der EU angehören und einem Kyoto-Ziel zugestimmt haben, kamen bis Ende 2009 planmäßig voran, abgesehen von Liechtenstein und der Schweiz. Letztere hat nun bereits entschieden, zukünftig mehr von den flexiblen Mechanismen Gebrauch zu machen, um ihr Ziel einzuhalten.
- Maßnahmen in Sektoren, die nicht unter den EU-Emissionshandel fallen, wie Verkehr, Privathaushalte

oder Abfallentsorgung sind für das Erreichen der im Rahmen des 2009 beschlossenen Klima- und Energiepakets der EU festgelegten nationalen Ziele für 2020 besonders wichtig.

- Die Trendanalyse der EUA zeigt, dass die Treibhausgasemissionen in den letzten beiden Jahrzehnten stark von der wirtschaftlichen Entwicklung beeinflusst wurden.

Die Treibhausgasemissionen der am EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) teilnehmenden EU-Unternehmen sind zwischen 2008 und 2010 um 8 % zurückgegangen. Zahlen für 2011 liegen noch nicht vor.

EU-15 CO ₂ -Emissionen 1990-2010			
	Bezugsj. 1990 (Mio. t CO ₂ - Äquivalent)	EU-Zielvorgabe 2008-2012 zum Bezugsjahr (%)	Veränderung 1990-2010 in %
EU-15		- 8,0	- 10,7
Deutschland	1.253,3	- 21,0	- 23,5
Vereinig. Königreich	746,0	- 12,5	- 24,8
Dänemark	69,0	- 21,0	- 9,3
Luxemburg	12,7	- 28,0	- 4,4
Belgien	146,8	- 7,5	- 7,8
Österreich	78,0	- 13,0	+ 9,0
Finnland	76,8	0,0	+ 5,8
Frankreich	546,7	0,0	- 6,8
Griechenland	107,0	+ 25,0	+ 15,3
Irland	53,4	+ 13,0	+ 10,5
Italien	508,0	- 6,5	- 4,8
Niederlande	212,5	- 6,0	- 0,2
Portugal	57,9	+ 27,0	+ 25,9
Spanien	286,8	+ 15,0	+ 26,0
Schweden	72,3	+ 4,0	- 11,1

HT-EU2 Quelle: Europäische Umweltagentur (EUA)

Die CO₂-Reduzierung in der EU-15 im Übrigen verläuft sehr unterschiedlich. Während die industriellen Schwergewichte in der EU, Deutschland, Großbritannien und Frankreich, ihre Ziele übererfüllen, liegen einige Länder teilweise immer noch hinter ihren Zielsetzungen zurück. In den Ländern, in denen das Wirtschaftswachstum wegen der hohen Staatsverschuldung am geringsten ist, werden die CO₂-Emissionen gegenüber 2010 voraussichtlich weiter zurückgehen.

Die osteuropäischen Länder mit eingerechnet, die einen Rückgang der Emissionen durch den Zusammenbruch der Industrie verzeichneten, hat die EU bei der Verringerung von Emissionen dennoch gegenüber 2009 Fortschritte gemacht. 2010 lagen die Treibhausgasemissionen der EU-27 um 15 %, die der EU-15 um fast 11 % unter dem Wert von 1990 und sind damit dem Minderungsziel von 20 % bis 2020 nähergekommen.

Steinkohlemarkt (EU-27) weiter rückläufig

In 2011 waren fast durchgängig Förderrückgänge bei der europäischen Steinkohleproduktion zu verzeichnen:

Bulgarien	+ 0,3 Mio. t auf insgesamt 2 Mio. t,
Deutschland	- 1,1 Mio. t auf insgesamt 13 Mio. t,
Großbritannien	+ 0,1 Mio. t auf insgesamt 18 Mio. t,
Polen	- 0,9 Mio. t auf insgesamt 76 Mio. t,
Spanien	- 2,2 Mio. t auf insgesamt 7 Mio. t,
Tschechien	- 0,4 Mio. t auf insgesamt 11 Mio. t,
Rumänien	0,0 Mio. t auf insgesamt 2 Mio. t.

Steinkohleförderung der EU			
	2009	2010	2011
	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)
Deutschland	15	14	13
Spanien	9	9	7
Großbritannien	18	18	18
Polen	78	77	76
Tschechien	11	12	11
Rumänien	2	2	2
Bulgarien	2	2	2
Gesamt	135	134	129

HT-EU3

Somit wurden in der EU mit einer Gesamtförderung von 129 Mio. t im Saldo 4,2 Mio. t weniger gefördert. Von den Steinkohle produzierenden Ländern hält Polen weiterhin die Spitzenstellung.

Weitere Fördersenkungen sind in Deutschland, Polen und Spanien nach dem Beschluss der EU-Kommission vom 13.12.2010 in den nächsten Jahren zu erwarten.

Steinkohle- und Braunkohleaufkommen der EU			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)	Mio. t (t=t)
EU-27-Steinkohleförderung	135	134	129
EU-27-Kohle-Importe/Binnenhandel	189	181	198
EU-27-Koks-Importe/Binnenhandel	8	8	8
Steinkohleaufkommen	325	323	335
EU-27-Braunkohle	407	397	426
Gesamt - Kohleaufkommen	732	720	761

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-EU4

Die überwiegend stabile Stahlkonjunktur und die damit einhergehende Roheisen- und Rohstahlerzeugung der Hütten stützten den Kohleabsatz. Die

Braunkohlenproduktion und -verbrauch erhöhten sich stärker. Die Produktion stieg um 28,8 Mio. t und der Verbrauch um 30,5 Mio. t.

Der Steinkohleverbrauch von 315 Mio. t in der EU teilt sich in folgende Sektoren auf:

Aufteilung des Steinkohleverbrauchs der EU						
	2009		2010		2011 ¹⁾	
	Mio. t	%	Mio. t	%	Mio. t	%
Kraftwerke	230	71	217	67	210	67
Hütten/Kokereien	60	18	70	22	70	22
Wärmemarkt	35	11	36	11	35	11
Gesamt	325	100	323	100	315	100

¹⁾ Schätzung

HT-EU5

Die Struktur der Steinkohleimporte veränderte sich 2011 weiter. Rückläufige Exporte in die EU von Indonesien, Polen und Südafrika wurden durch höhere Lieferungen aus USA, Kolumbien und Russland ausgeglichen.

Der Primärenergieträgermix in der Stromerzeugung hat sich weiter zu den Regenerativen Energien verschoben. Wind und sonstige Erneuerbare Energien konnten ihren Anteil um 2 % erhöhen, während Kernenergie und Öl um 1 % abnahmen.

Neue Windkraftwerke wurden in 2011 nach Angaben der EWEA (The European Wind Energy Association) wie folgt errichtet:

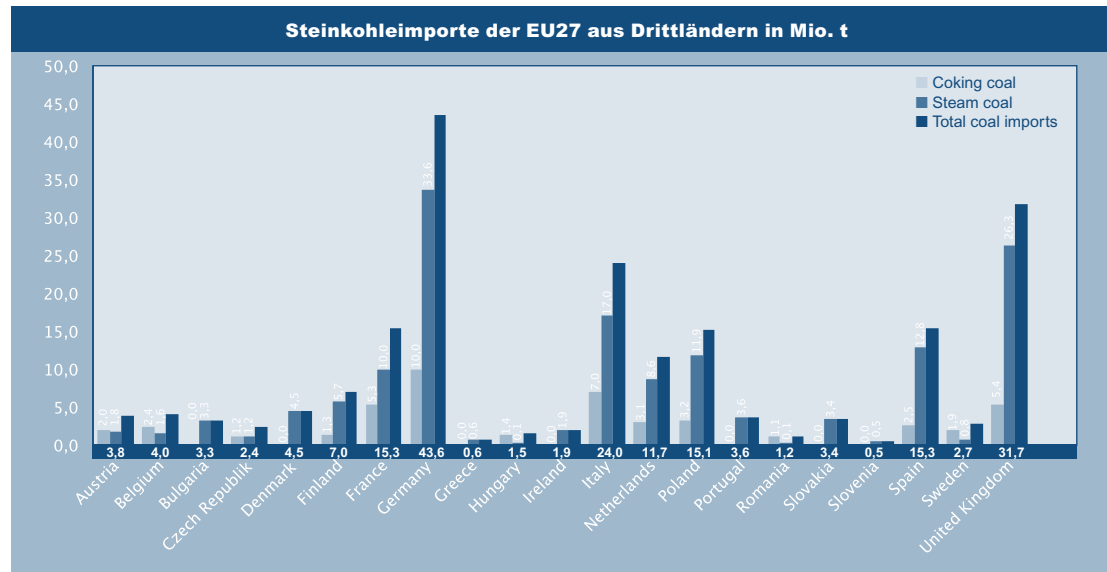


Bild 16

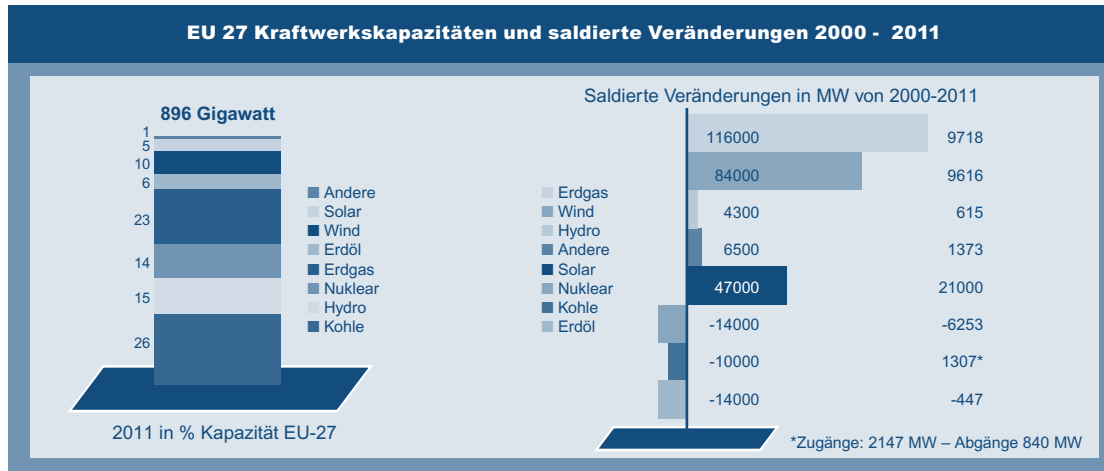


Bild 18 Quelle: EWEA, Wind in power 2011, DEBRIV

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

In Europa bestimmen Kernkraft (27 %) zusammen mit Kohle (25 %), Gas (24 %), Öl (2,0 %) sowie überwiegend große Wasserkraft (rund 11 %) rund 90 % der Stromerzeugung (2009) und stehen für 84 % der Kraftwerkskapazitäten.

Infrastruktur ausreichend und flexibel

Die Infrastruktur für Europa wird mit dem wachsenden Importvolumen stetig ausgebaut. Auch Eisenbahnlinien zwischen dem Binnenland und den ARA-Häfen wurden verbessert. Der Hafen von Rotterdam wird derzeit enorm erweitert (Maasvlakte II), wovon ein Teil auch für Energieimporte vorgehalten wird. In Antwerpen wurden Ende 2010 die Arbeiten zur Vertiefung der Schelde fertiggestellt, so das nunmehr Schiffe mit Tiefgang bis zu 13,1 m den Hafen anfahren können

Kohleumschlag in nordwesteuropäischen Häfen in Mio. t			
Häfen	2009	2010	2011
Hamburg	5,2	5,3	5,8
Bremen	1,4	1,8	1,6
Wilhelmshaven	2,2	1,8	1,9
Amsterdam	18,0	18,8	19,9
Rotterdam	24,8	24,1	26,7
Zeeland Seaports	3,9	4,0	4,5
Antwerp	6,1	5,1	5,4
Gent	2,6	4,2	3,1
Dünkirchen	6,1	6,5	7,6
Le Havre	2,2	2,1	1,3
Gesamt	72,5	73,7	77,8

HT-EU6 Quelle: Port of Rotterdam

Im 1. Halbjahr 2011 führen mit 12.000 Zügen 50 % mehr Bahnen als in 2010 auf der Bahnfrachtstrecke „Betuwe-Linie“ von Rotterdam ins europäische Hinterland. 16 Züge mit Kohle oder Erz führen im 2. Quartal 2011 täglich auf dieser Strecke.

EU-Energiepolitik

EU-Energy Road Map 2050

Am 10.11.2010 hat die Europäische Kommission das Dokument „Energie 2020 - Strategien für eine wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung“ vorgestellt. Die Kommission stellt damit ihre Grundzüge der zukünftigen Energiepolitik bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus dar (vgl. VDKi Jahresbericht 2011, S. 35 ff.). Auf dieser Grundlage wurden dann in 2011 legislative Vorhaben mit erheblicher Relevanz für die Energieversorgung der EU verabschiedet. Eines davon ist der Energiefahrplan 2050 der EU-Kommission, mit dem ein sicherer, wettbewerbsfähiger und CO₂-armer Energiesektor angestrebt wird. Um das von den Regierungschefs vorgegebene Ziel „Emissionssenkung um mehr als 80 % bis 2050“ zu erreichen, müsste die Energieproduktion in Europa nahezu CO₂-frei werden. In dem Energiefahrplan 2050 wird dargelegt, wie dies ohne eine Beeinträchtigung der Energieversorgung und der Wettbewerbsfähigkeit möglich sein soll. Ausgehend von der Analyse mehrerer Szenarien werden die Auswirkungen eines CO₂-freien Energiesystems und des dafür erforderlichen politischen Rahmens beschrieben. Auf dieser Basis sollten die Mitgliedstaaten die notwendigen energiepolitischen Entscheidungen treffen und ein stabiles Geschäftsumfeld für private Investitionen, insbesondere bis 2030, schaffen können.

Die Analyse beruht auf Beispielszenarien, die durch die unterschiedliche Kombination der vier Hauptdekarbonisierungswege (Energieeffizienz, Erneuerbare Energien, Kernenergie) und CCS (CO₂-Abtrennung und -Speicherung) erarbeitet wurden.

Im Energiefahrplan 2050 werden mehrere Elemente

aufgezeigt, die nach Auffassung der Kommission in allen Fällen positive Auswirkungen haben und daher für einige zentrale Ergebnisse wie die folgenden maßgeblich sein sollen:

- **Die Dekarbonisierung des Energiesystems wird für technisch und wirtschaftlich machbar angesehen.** Mit allen Dekarbonisierungsszenarien könne das Emissionssenkungsziel erreicht werden, wobei die Szenarien langfristig kostengünstiger als die aktuellen Politikmaßnahmen sein könnten.
- **Energieeffizienz und Erneuerbare Energien seien kritische Elemente.** Unabhängig vom jeweils gewählten Energiemix seien eine verbesserte Energieeffizienz und ein deutlich höherer Anteil Erneuerbarer Energien notwendig, um die CO₂-Ziele im Jahr 2050 zu erreichen. Die Szenarien zeigten ebenfalls, dass Strom eine größere Rolle als bisher spielen müsse. Auch Gas, Erdöl, Kohle und die Kernenergie seien in allen Szenarien in unterschiedlichen Anteilen vorhanden, was den Mitgliedstaaten weiterhin flexible Optionen in Bezug auf ihren Energiemix ermögliche, sofern ein gut vernetzter europäischer Binnenmarkt zügig verwirklicht werde.
- **Frühzeitige Investitionen in CO₂-Minderungsmaßnahmen würden weniger kosten.** Investitionsentscheidungen für die bis 2030 notwendige Infrastruktur müssten jetzt getroffen werden, da die vor 30 bis 40 Jahren entstandene Infrastruktur ersetzt werden müsse. Durch sofortiges Handeln könnten kostspieligere Änderungen in zwanzig Jahren und ein größeres CO₂-Anwachsen vermieden werden. Die Energiewende der EU verlange ohnehin eine modernere und erheblich flexiblere Infrastruktur wie grenzüberschreitende Verbindungsleitungen, „intelligente“ Stromnetze und

moderne CO₂-arme Technologien für die Produktion, Übertragung und Speicherung von Energie.

- **Eindämmung des Preisanstiegs.** Mit den Investitionen von heute würde der Weg zu bestmöglichen Preisen in der Zukunft bereitet. Die Strompreise würden voraussichtlich bis 2030 steigen, danach jedoch möglicherweise aufgrund niedrigerer Versorgungskosten, Einsparmaßnahmen und verbesserter Technologien sinken. Die Kosten würden durch die hohen nachhaltigen Investitionen in die europäische Wirtschaft, die damit verbundenen lokalen Arbeitsplätze und die geringere Importabhängigkeit aufgewogen. Bei allen Szenarien werde die Dekarbonisierung ohne größere Unterschiede bei den Kosten oder den Folgen für die Versorgungssicherheit erreicht.
- **Größenvorteile seien notwendig.** Eine europäische Herangehensweise würde gegenüber parallelen nationalen Systemen zu niedrigeren Kosten und einer besseren Versorgungssicherheit führen. Dazu gehöre ein gemeinsamer Energiemarkt, der voraussichtlich bis 2014 vollendet sein soll.

Die Europäische Kommission hat im März 2011 den übergeordneten Dekarbonisierungsfahrplan für die gesamte Wirtschaft veröffentlicht. Darin wurden alle Sektoren - Stromerzeugung, Verkehr, Wohnsektor, Industrie und Landwirtschaft - analysiert. Darüber hinaus hat die Kommission sektorspezifische Fahrpläne erarbeitet, von denen der Energiefahrplan 2050 der letzte ist und den gesamten Energiesektor betrifft.

Kommt europaweite CCS-Pflicht?

Für einen nahezu kohlendioxidfreien Energiesektor geht nach Meinung von EU-Kommissar Günther

Oettinger an der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS: Carbon Capture and Storage) kein Weg vorbei. Die EU-Kommission untersucht derzeit, ob und zu welchem Zeitpunkt CCS für neue, aber auch für alte Kraftwerke verbindlich werden sollte.

Die EU-Richtlinie zur CO₂-Speicherung schreibt vor, dass die Mitgliedsländer nur die Voraussetzungen für eine geologische CO₂-Speicherung regeln sollen. Das heißt, sie können nach dem Subsidiaritätsprinzip selbst festlegen, ob sie eine Speicherung in ihrem Hoheitsgebiet untersagen oder einer anderen Nutzung des Untergrunds (für Gasspeicher beispielsweise) Vorrang einräumen. Die Strategie der Kommission war bisher, dass ein über den Emissionshandel gesteuerter CO₂-Preis der Technologie zum Durchbruch verhelfen sollte. Die CO₂-Preise sind aber derzeit so niedrig, dass mehrere Vertreter der Industrie und das Europaparlament bereits einen Eingriff in den Markt und eine eventuelle Reduktion der Zertifikate gefordert haben. In UK will man dagegen einen unteren CO₂-Preis zur Finanzierung von CO₂-reduzierenden Techniken wie CCS durch Einführung eines Mindestpreises garantieren.

Die Förderung der CCS-Technik könnte auch eine Möglichkeit sein, eventuell die Blockadehaltung Polens bei den EU-Klimazielen zu lösen. Polen produziert seinen Strom hauptsächlich mit Kohlekraftwerken. Aber es gibt eine klare Entscheidung des Europäischen Rates, den CO₂-Ausstoß bis 2050 um mindestens 80 % zu reduzieren. Das ist eine verbindliche politische Entscheidung. Ein verbindliches CO₂-Reduktionsziel für 2020 besteht auch. Für den Energiesektor habe die Kommission einen Vorschlag mit dem Energiefahrplan 2050 gemacht.

CCS-Technologie: EU-Förderung auch für CCS-Pipeline

Im Oktober 2011 legte die Europäische Kommission ihr „Infrastrukturpaket“ vor, das u. a. Vorschläge für die Finanzierung der geplanten Infrastrukturmaßnahmen enthält. Der Ausbau von Gasfernleitungen und Stromnetzen ist für die EU-Kommission der Schlüssel zur Erreichung der europäischen Klima- und Energieziele. Insgesamt sollen in den nächsten zehn Jahren bis 2022 ca. 200 Milliarden Euro für den Bau von Gasfernleitungen und Stromnetzen benötigt werden. Das entspräche gegenüber dem Zeitraum 2000-2010 einer Zunahme der Investitionen im Gasbereich von ca. 30 % und im Strombereich von ca. 100 %. Soweit zurzeit abzusehen ist, ist aber davon auszugehen, dass diese Investitionen nicht oder nicht rechtzeitig realisiert werden. Als Gründe dafür werden nur schleppend erteilte Genehmigungen und die fehlende Rentabilität einiger Investitionen genannt.

Die Kommission beabsichtigt deshalb, eine Reihe von Projekten von „gemeinsamem Interesse“ auszuwählen. Hierzu soll auch eine grenzüberschreitende CO₂-Pipeline zählen. Für sie soll ein erleichtertes, schnelleres und transparenteres Genehmigungsverfahren gelten und EU-Mittel bereitgestellt werden. Für den Zeitraum 2014-2020 sind für die Energieinfrastruktur 9,1 Milliarden EU-Mittel in Form von Zuschüssen, projektbezogenen Anleihen oder Sicherheiten vorgesehen. An diese auszuwählenden Projekte werden eine Reihe von Anforderungen gestellt. So müssen sie wirtschaftlich, sozial und ökologisch tragfähig sein und mindestens zwei Mitgliedstaaten einbeziehen. Darüber hinaus sollten sie die Versorgungssicherheit stärken, die Marktintegration ermöglichen, den Wettbewerb fördern, die Flexibilität des Systems gewährleisten und die Übertragung der aus erneuer-

baren Quellen erzeugten Energie zu den Zentren des Verbrauchs und den Speicherstandorten sicherstellen.

Die Auswahl erfolgt zunächst auf regionaler Ebene von einer Regionalgruppe, anschließend trifft die Kommission die endgültige Entscheidung über die EU-weite Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse. Die erste Liste soll am 13. Juli 2013 beschlossen und dann alle zwei Jahre aktualisiert werden. Projekte dieser Liste würden in jedem Fall das schnellere Genehmigungsverfahren in Anspruch nehmen und außerdem finanzielle Zuschüsse beantragen können. Diese finanzielle Unterstützung kommt allerdings nur für solche Projekte in Frage, die sich nachweislich nicht selbst tragen können.

Im Falle einer Förderung finanziert die EU bis zu 50 % der Kosten für Studien und Arbeiten und unter außergewöhnlichen Umständen bis zu 80 % bei Projekten, die für die regionale oder EU-weite Versorgungssicherheit entscheidend sind, innovative Lösungen erfordern und bereichsübergreifende Synergien liefern. Als Finanzierungsinstrumente kämen hierbei Aktieninstrumente (z. B. Investmentfonds) und Risikoteilungsinstrumente (z. B. Darlehen, Bürgschaften und projektbezogene Anleihen) in Frage.

Das europäische Energieeffizienzpaket

Mitte 2011 stellte die Europäische Kommission einen Richtlinienentwurf zur Energieeffizienz vor. Dabei stellte sie fest, dass nach dem derzeitigen Stand die EU das Klimaschutzziel, die Energieeffizienz bis 2020 um 20 % zu steigern, voraussichtlich nicht erreichen wird. Der Maßnahmenkatalog ist mannigfaltig und geht einigen Marktteilnehmern zu weit. Anderen gehen die Maßnahmen nicht weit genug, da die Richtlinie keine „substantielle Anreize für das Energiesparen“ bringe.

Der Vorschlag der EU-Kommission für die Richtlinie sieht vor, dass die Energieversorger verpflichtet werden sollen, ihre Kunden anzuregen, die Energieeffizienz durch Optimierungen, wie den Austausch alter Heizkessel oder die Dämmung ihrer Häuser, zu senken. Die Industrie soll stärker auf Möglichkeiten zur Energieeinsparung achten. Großunternehmen müssten sich alle 3 Jahre auf ihre Energieeffizienz hin untersuchen lassen. Öffentliche Stellen sollen energieeffiziente Gebäude, Produkte und Dienstleistungen kaufen und jährlich 3 % aller öffentlichen Gebäude renovieren. Darüber hinaus ist die **Stärkung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch die Einführung eines Einspeisevorrangs geplant**. Auch wird der Ausbau von Smart Grid, Smart Meter und Energiedienstleistungen vorgeschlagen.

Der Richtlinienentwurf ist besonders in Deutschland z. T. kritisiert worden. Insbesondere sprach sich das Wirtschaftsministerium gegen die Pläne der EU aus, Energieversorger zur Einsparung von jährlich 1,5 % Energie bei ihren Kunden zu zwingen.

Noch sieben Jahre hat die EU Zeit, um das Ziel zu erreichen, den Primärenergieverbrauch gegenüber 2005 um 20 % zu senken. Wenn alle Mitgliedstaaten so wei-

termachen wie bisher, werden nach Einschätzung der EU-Kommission wohl nur 10 % erreicht werden.

Verknappung der Versteigerungsmengen im EU-Emissionshandel der 3. Handelsperiode (Set-Aside)

Anfang 2012 stimmte der Ausschuss für Industrie, Forschung und Energie (ITRE) des Europäischen Parlaments über eine Reihe von Änderungsanträgen zur geplanten Energieeffizienzrichtlinie ab. Einer der Änderungsanträge sieht vor, dass die EU-Kommission die Versteigerungsmenge an Emissionsberechtigungen (EUAs) reduzieren kann, um nachteilige Effekte gesteigerter Energieeffizienz auf den EU-Emissionshandel zu vermeiden.

Ansatzpunkt dazu ist Artikel 19 der geplanten Richtlinie, der den Mitgliedstaaten wie auch der Kommission zahlreiche Vorgaben macht, wie die Durchführung der Richtlinie zu überwachen ist – darunter die im ursprünglichen Entwurf der Richtlinie recht unspezifische Forderung, die Kommission habe die Auswirkungen der Energieeffizienzrichtlinie auf den Emissionshandel „auch“ zu überwachen.

In dem vom Industrieausschuss angenommenen Änderungsantrag zum Artikel 19 wird diese Forderung nun deutlich konkretisiert. Zum einen müsste demnach die Kommission spätestens bis zum Inkrafttreten der Energieeffizienzrichtlinie an das Europäische Parlament sowie an den Rat einen Bericht liefern, in dem die Auswirkungen der Richtlinie auf Investitionsanreize für CO₂-arme Technologien ebenso untersucht werden wie die Gefahr von „Carbon Leakage“, also der Abwanderung CO₂-intensiver Produktion unter dem zusätzlichen Druck gesteigerter Energieeffizianforderungen.

Zum anderen, und dies betrifft das vieldiskutierte „**Set-Aside**“, erhielt die Kommission durch die vorgeschlagene Änderung des Artikel 19 die Möglichkeit, vor Beginn der dritten Handelsphase die in der Emissionshandelsrichtlinie festgelegten Regelungen für die Versteigerung von EUAs zu ändern, um so „geeignete Maßnahmen zu ergreifen“. Ausdrücklich betont der Änderungsantrag, dass solche Maßnahmen auch das Einbehalten („withholding“ im englischsprachigen Kompromiss-Änderungsantrag) der „nötigen Menge an Berechtigungen“ umfassen könne.

Wie erwartet, nimmt der Industrieausschuss mit dieser Entscheidung einerseits Abstand von den vom Umweltausschuss angenommenen Änderungsanträgen, in denen ganz konkrete Mengen spezifiziert waren, die aus dem Markt genommen werden sollten. Laut dem ersten Vorschlag sollten die Ausgabemengen um 1,4 Milliarden Zertifikate, laut dem zweiten Vorschlag mit 2,25 % statt wie bisher 1,74 % pro Jahr stärker abgesenkt werden. Beide Vorschläge dürften damit endgültig vom Tisch sein.

Andererseits aber konkretisiert der Industrieausschuss den ursprünglichen Richtlinien-Entwurf der Kommission in drei Punkten deutlich:

1. Die Kommission entscheidet allein über Notwendigkeit und Art der Maßnahmen.
2. Solche Maßnahmen sind mittels Anpassung der Versteigerungsregeln umzusetzen. Damit müsste eine Verknappung der Gesamtmenge an Zertifikaten vollständig durch Verringerung der Versteigerungsmengen bestritten werden.

3. Die Anpassung der Versteigerungsregeln erlaubt zwar auch schwächere Maßnahmen wie etwa eine zeitliche Verschiebung von Versteigerungen. Darüber hinaus wird die Möglichkeit des endgültigen Einbehaltens des noch zu beschließenden Volumens an Emissionsberechtigungen ausdrücklich erwähnt. Eine dauerhafte Verringerung der insgesamt ausgegebenen Menge an EUAs wäre nach dieser Lesart möglich.

Nun müssen Parlament und EU-Regierungen über die Richtlinie beraten.

Stahl-Verband fordert Moratorium beim Emissionshandel

Die Wirtschaftsvereinigung Stahl hat die EU-Kommission dazu aufgefordert, bei ihren Klimaschutzbemühungen innezuhalten und erst einmal die verschiedenen Instrumente zu sortieren. „Europa täte ein Moratorium gut“ sagte der Präsident der Wirtschaftsvereinigung Stahl. Zur Begründung wird angeführt, der EU-Kommission sei es bislang nicht gelungen, anfängliche Konstruktionsfehler des europäischen Emissionshandelssystems auszubessern. Stattdessen werde das System mit neuen unzulänglichen Korrekturen weiter verschlimmert.

Deutschland in unsicherem Umfeld - Aufschwung schwächt sich ab

Die europäische Wirtschaftspolitik steht vor schicksalhaften Herausforderungen. Im Euro-Raum breitete sich die zunächst auf Griechenland begrenzte Schuldenkrise immer weiter aus und entwickelte sich zu einer Vertrauenskrise. Erschwerend kam hinzu, dass es vielfach an Vertrauen in die politischen Akteure mangelte, ob sie die Konsolidierungsaufgabe beherzt und zielführend angehen würden. Die notwendige Konsolidierung der öffentlichen Haushalte sah sich in zahlreichen Ländern zudem mit dem Dilemma konfrontiert, dass die dafür erforderliche restriktive Finanzpolitik die Abschwächung der Konjunktur verstärken kann. Nunmehr befindet sich die Währungsunion in einem Teufelskreis aus Staatsschulden- und Bankenkrise.

Vor diesem Hintergrund hat sich die konjunkturelle Entwicklung in Deutschland im Jahr 2011 weiterhin als ungewöhnlich robust erwiesen. Die Zunahme des Bruttoinlandsprodukts wird sich nach Prognosen des Sachverständigenrates (vgl. BT-Drs. 17/7710) im Jahr 2011 voraussichtlich auf 3,0 vH belaufen, sich allerdings im Jahr 2012 auf 0,9 vH merklich abschwächen. Besonders erfreulich ist die Entwicklung des Arbeitsmarkts. Im Jahr 2011 betrug die jahresdurchschnittliche Anzahl an Arbeitslosen knapp 3,0 Millionen Personen und erreicht damit den niedrigsten Stand seit einem Jahrzehnt. Der Rückgang dürfte sich im Jahr 2012 Schätzungen nach auf dann 2,9 Millionen Personen fortsetzen.

Allerdings sind die Prognosen mit beträchtlichen Risiken behaftet, die nur schwer zu quantifizieren sind.

Ausgewählte Eckwerte der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland ¹⁾			
	2010	2011	2012 Vorschau
Veränderung gegenüber dem Vorjahr in %			
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt)	3,7	3,0	0,9
Erwerbstätige (im Inland)	0,5	1,3	k. A.
Arbeitslosenquote in % ²⁾	7,7	7,1	6,9
Verwendung des BIP preisbereinigt			
Private Haushalte u. private Organisationen o. E.	0,6	1,1	0,9
Ausrüstungen	10,5	8,8	3,1
Bauten	2,2	5,2	1,5
Inlandsnachfrage	2,4	2,4	1,3
Exporte	13,7	7,8	3,2
Importe	11,7	7,1	4,2
Außenbeitrag (BIP-Wachstumsbeitrag) ³⁾	1,5	0,7	-0,3

¹⁾ 2010 Ergebnisse aktualisiert, 2011 vorläufige Ergebnisse

²⁾ Bezogen auf alle Erwerbspersonen

³⁾ Beitrag zur Zuwachsrate des BIP

HT-D1 Quelle: Prognose Jahresgutachten 2011/12 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Lage, BT-Drs. 17/7710

Die deutsche Wirtschaftspolitik wird nach dem Sachverständigenrat im Jahr 2012 weiterhin in höchstem Maße gefordert sein. Es geht um nicht weniger, als die Verantwortung für Europa wahrzunehmen. Die Stabilität der Währungsunion ist zu sichern, noch ausstehende zentrale Reformen der Finanzmarktarchitektur sind konsequent voranzubringen. In Europa muss Deutschland der Motor für zukunftsweisende Strategien sein. Eine die europäische Wirtschaftspolitik aktiv gestaltende Rolle Deutschlands darf sich nicht allein auf die Bewältigung der Euro-Krise und die Reform der Finanzmarktarchitektur beschränken.

Ein ebenso wichtiges Feld ist die Energiepolitik. Die energiepolitischen Weichenstellungen des Jahres 2011 lassen jedoch bislang eine überzeugende Einbettung des nationalen Energiekonzepts in einen europäischen Kontext vermissen.

Energieverbrauch witterungsbedingt stark gesunken

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland ist im Jahr 2011 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) um 5,3 % gesunken. Dies entspricht einer Reduzierung von 25,4 Mio. t SKE auf 456 Mio. t SKE. Damit erreichte der Primärenergieverbrauch in Deutschland 2011 seinen bisher niedrigsten Wert seit 1990. Entscheidenden Einfluss auf den starken Rückgang hatte vor allem die im Vorjahresvergleich deutlich mildere Witterung, die den Wärmebedarf in allen Sektoren nach unten gedrückt hat. Damit wurden auch die verbrauchssteigernden Wirkungen der gesamtwirtschaftlichen Leistung mehr als ausgeglichen.

Der Produktionsindex im produzierenden Gewerbe veränderte sich im Jahr 2011 zwar immer noch positiv, aber gegenüber 2010 nicht mehr so stark wie noch 2010:

- Metallerzeugnisse + 7,5 %,
- Grundstoffchemie + 1,3%.

Dafür stieg aber in weniger energieintensiven Branchen die Produktion weiterhin gut an:

- Maschinenbau + 13 %,
- Fahrzeugbau + 13 %,
- Elektrotechnik + 7 %,
- verarbeitendes Gewerbe gesamt + 8,7 %.

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 5,3 %, sondern nur um 1,0 % 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.

Die 2010 und 2011 verabschiedeten energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung zur Förderung der erneuerbaren Energien und zum Ausstieg aus der Kernenergie schlugen sich in der Primärenergiebilanz des Jahres 2011 erst in Form leicht geänderter Anteile nieder.

Wichtigster Energieträger blieb auch 2011 das Mineralöl mit einem Anteil von 34 %. Es folgt das Erdgas, dessen Anteil aber um fast zwei Prozentpunkte auf 20,4 % zurückging. **Stein- und Braunkohle erhöhten dagegen ihren Beitrag zum Energiemix auf 12,6 % bzw. auf 11,7 %**. Am deutlichsten sind die Änderungen bei der Kernenergie, deren Verbrauchsanteil von fast 11 % im Jahr 2010 auf 8,8 % im Jahr 2011 fällt, sowie bei den erneuerbaren Energien, die ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch von 9,7 % (2010) auf 10,9 % (2011) steigerten. Die sonstigen Energieträger trugen (einschließlich des StromaustauschsalDOS) mit weniger als 2 % zur Deckung der Energienachfrage bei.

Energieproduktivität auf Grund statistischen Effektes enorm gesteigert

Bei einem Zuwachs der gesamtwirtschaftlichen Leistung um 3,0 % hat die Energieproduktivität der deutschen Volkswirtschaft, gemessen an den Ursprungswerten, geradezu sprunghaft zugenommen, und zwar um 8,8 %. Bereinigt um den Temperatureinfluss, ergibt sich noch immer eine ungewöhnlich hohe Steigerung von rund 4,0 %.

Nach der AGEB ist bei einer Bewertung dieser Entwicklung aber neben dem Temperatureinfluss zusätzlich noch ein statistischer Effekt zu berücksichtigen, der sich daraus ergibt, dass aufgrund internationaler Konventionen bei der Bilanzierung von Energieträgern ohne Heizwert nach der sogenannten Wirkungsgradmethode verfahren wird. Da Kernenergie keinen natürlichen Heizwert besitzt, wird der Wirkungsgrad der Anlagen nach dieser Methode auf 33 % festgelegt. Nach derselben Logik wird für die erneuerbaren Energien (Wasser, Wind Photovoltaik) und den Stromaustauschsaldo mit dem Ausland ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen. Verglichen mit der früher angewendeten sog. Substitutionsmethode hat dies zur Folge, dass sich bei der **Kernenergie nunmehr ein höherer Primärenergieverbrauch, bei den genannten erneuerbaren Energien und dem Stromaustauschsaldo aber ein niedrigerer Primärenergieverbrauch errechnet**. Der größte mögliche statistische Einspar-effekt ergibt sich also, wenn die Stromproduktion der Kernkraftwerke vollständig durch erneuerbare Energien und/oder Stromimporte ersetzt wird.

Der Ersatz von Kernenergiestrom führt also allein aus methodischen Gründen zu einer Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz. Diese rechnerische

Erhöhung tritt ein, weil je Einheit Wirtschaftsleistung rechnerisch weniger Primärenergie eingesetzt wird. Die Stromintensität - berechnet als Verhältnis von Stromerzeugung und Wirtschaftsleistung - bleibt hingegen unverändert.

Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge wäre der Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 nicht um 5,3 %, sondern nur um 3,8 % gesunken; temperaturbereinigt hätte der Rückgang nicht 3,8 % betragen, **sondern lediglich 0,1 %**. **In diesem Fall wäre der Primärenergieverbrauch praktisch unverändert geblieben.**

Energieproduktivität			
	2010	2011	Differenz in %
Bruttoinlandsprodukt (Mrd. Euro)	2.369	2.440	3,0
Primärenergieverbrauch in Petajoule (temperatur- und lagerbestandsbereinigt)	13.915	13.701	- 1,5
Energieproduktivität (In Euro/GJ)	168	183	8,8

HT-D2 Quelle: AGEB, vorläufige Angaben

Die Einbeziehung des statistischen Effektes wirkt sich unmittelbar auf die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität, also das Verhältnis von preisbereinigtem Bruttoinlandsprodukt zum Niveau des Primärenergieverbrauchs aus. Danach beträgt der Anstieg der Energieproduktivität gemessen an den Ursprungswerten 7,0 % (statt 8,8 %); auf der Grundlage der temperaturbereinigten Werte vermindert sich der Produktivitätsfortschritt von 4,0 % auf kaum mehr als 3 %. Immerhin ist das noch weit mehr als im Durchschnitt der vergangenen Jahre erreicht worden ist.

Steinkohle fast auf Vorjahresniveau mit drittgrößtem Versorgungsbeitrag

Der Steinkohleverbrauch, der im Jahr zuvor noch den kräftigsten Anstieg aller Primärenergieträger verzeichnete, verminderte sich nach den vorläufigen Berechnungen 2011 leicht um 0,7 % auf 57,5 Mio. t SKE (entsprechend 1.685 PJ). Dies bedeutet nahezu eine Stabilisierung auf dem Vorjahresniveau. Der Verbrauch lag damit weiter deutlich über dem „Jahrhunderttief“ des Krisenjahres 2009 (50,1 Mio. t SKE). Das Verbrauchsniveau der Vorkrisenjahre (61,4 Mio. t SKE in 2008 und 68,8 Mio. t SKE in 2007) wurde aber erneut beträchtlich unterschritten. Gleichwohl leistete die Steinkohle mit einem Anteil von 12,6 % am Primärenergieverbrauch 2011 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 2011 konjunkturbedingt um 4,3 % auf 17,1 Mio. t SKE zunahm, verringerte sich der Einsatz von Kraftwerkskohle, auf den mehr als zwei Drittel des Gesamtverbrauchs an Steinkohle in Deutschland entfallen, um 2,5 % auf 39,0 Mio. t SKE. Im Wärmemarkt wurde ein leichter Rückgang von 1,5 auf 1,4 Mio. t SKE verzeichnet.

Die **Braunkohle** stieg dagegen um 3,3 % auf 53,3 Mio. t SKE. Damit deckte sie knapp 12 % des gesamten inländischen Energiebedarfs.

Die **Stromerzeugung aus Kernkraft** verringerte nach dem Moratorium im März 2012 ihren Beitrag zum Primärenergieverbrauch um 23 % auf 40,2 Mio. t SKE. Durch die politisch gewollte endgültige Abschalt-

ung der zunächst nur vorübergehend abgeschalteten 7 (8) Kernkraftwerke wird sich der Rückgang in den nächsten Jahren fortsetzen.

Die **Erneuerbaren Energien** trugen mit rund 50 Mio. t SKE zur Energiebilanz bei. Dies ist eine Steigerung um fast 11 %. Bei den erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung gab es sehr starke Steigerungen gegenüber 2010 bei der Photovoltaik (+ 63 %) und bei der Windenergie (+ 23 %). Aber auch die Biomasse legte reichlich zu. Dagegen wurde weniger Strom aus Wasserkraft erzeugt (7 %). Nach wie vor dominiert die Biomasse bei der Stromerzeugung (mit einem Anteil von 56 % im Jahr 2011) wie bei allen Nutzungsformen zusammengekommen (knapp 61 %). An zweiter Stelle rangiert jeweils die Windenergie mit einem Anteil von 20,4 % bei der Stromerzeugung sowie 11,5 % zum gesamten inländischen Energiebedarf. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat inzwischen die Größenordnung des Beitrags der Wasserkraft erreicht. Bisher von untergeordneter Bedeutung sind bei den erneuerbaren Energien noch immer die Solarthermie und die Geothermie.

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energiequellen ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in anderen Mitgliedstaaten und in der Europäischen Union (EU) insgesamt erklärtes Ziel der Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Die Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (vom 23. April 2009) sieht als verbindliches Ziel für die EU insgesamt vor, den Anteil erneuerbarer Quellen am Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu steigern bzw. im Verkehrssektor einen Anteil regenerativer Energiequellen in Höhe von mindestens 10 % zu erreichen.

Für die einzelnen Mitgliedstaaten legt die EU-Richtlinie differenzierte nationale Zielwerte fest. In Deutschland soll der Anteil erneuerbarer Energiequellen am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 18 % erhöht werden. Neben diesem Ziel strebt die Bundesregierung an, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis 2020 auf 35 % zu steigern.

Abschaltung von acht Kernkraftwerken infolge des Moratoriums im ersten Quartal 2011. Der deutsche Verbrauch sank leicht um rund 2 TWh, sodass die rückläufige Stromerzeugung kompensiert wurde durch die erhöhte Erzeugungssituation bei den erneuerbaren Energien und eine starke Reduzierung des Exportüberschusses von 17 TWh auf nur noch 6 TWh.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 und 2011 ¹⁾						
Energieträger	2010	2011	Veränderungen 2010/2011		2010	2011
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t	%	Anteile in %	Anteile in %
Mineralöl	160,0	155,2	- 4,8	- 3,0	33,2	34,0
Erdgas	107,1	93,3	- 13,8	- 12,9	22,2	20,4
Steinkohle	57,9	57,5	- 0,4	- 0,7	12,0	12,6
Braunkohle	51,6	53,3	1,7	3,3	10,7	11,7
Kernenergie	52,3	40,2	- 12,1	- 23,2	10,9	8,8
Erneuerbare Energien	46,6	49,6	3,0	6,3	9,7	10,9
Sonstige	8,5	8,1	- 0,4	- 5,5	1,8	1,8
Stromaustauschsaldo	- 2,2	- 2,2	1,5	---	- 0,5	- 0,2
Gesamt	481,8	456,4	- 25,4	- 5,3	100,0	100,0

¹⁾ Alle Angaben sind vorläufig

HT-D3 Quelle: AGEB

Von den rund 1.452 PJ oder 50 Mio. t SKE aus Erneuerbaren Energien gingen:

- rund 819 PJ (56 %) oder 27,9 Mio. t SKE in die Stromerzeugung,
- rund 512 PJ (35 %) oder 17,5 Mio. t SKE in den Wärmemarkt,
- rund 121 PJ (8 %) oder 4,1 Mio. t SKE in die Kraftstoffherzeugung.

Stromerzeugung sinkt um 2,2 %

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland nahm in 2011 von rund 629 TWh in 2010 um 2,2 % oder rund 14 TWh auf rund 615 TWh ab. Hauptursache war die

Energimix der Bruttostromerzeugung				
Energieträger	2009	2010	2011	Differenz
	TWh	TWh	TWh	2010/2011 %
Braunkohle	145,6	145,9	153,0	4,9
Kernenergie	134,9	140,6	108,8	- 25,3
Steinkohle	107,9	117,4	114,5	- 2,2
Erdgas	78,8	86,8	84,0	- 3,2
Mineralöl	9,6	8,4	7,0	- 16,3
Erneuerbare Energien	94,1	102,8	122,0	18,7
Sonstige	21,5	26,7	26,0	- 2,7
Gesamt	592,4	628,6	615,3	- 2,2

HT-D4 Quelle: AGEB

Das **grenzüberschreitende Stromhandelsvolumen** (Summe Importe und Exporte) erreichte in 2011 rund 106 TWh bzw. 17 % der Bruttostromerzeugung.

Während der Stromexport um fast 4 TWh zurückging, erhöhte sich der Import um fast 8 TWh. Fast alle Energieträger, bis auf Braunkohle und die erneuerbaren Energien, hatten einen Rückgang zu verzeichnen. Den höchsten absoluten Anstieg konnte die Stromerzeugung aus Erneuerbaren mit fast 19 % verzeichnen, den höchsten Rückgang hatte die Kernenergie aus den gesagten Gründen mit - 23 % gegenüber 2010 zu verzeichnen.

Die installierte Leistung der Windenergie stieg im Jahr 2011 um 2.086 MW auf 29.060 MW, davon 895 MW neu aufgebaute Anlagen und 238 MW Repowering. Insgesamt waren 22.297 Windenergieanlagen in Betrieb. Entsprechend erhöhte sich die Produktion von 38 TWh auf 46,5 TWh (+ 22 %). Die Windkraftanlagen lieferten rund 1.650 h Volllaststunden im Jahr 2011 und damit 18,8 % ihrer Jahreskapazität. Dies lag vornehmlich am guten Windangebot des Jahres 2011 im Vergleich zum langjährigen Mittel, was deutlich macht, dass diese Form der Stromerzeugung kaum einen gesicherten Beitrag zur Lastdeckung leisten kann.

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien			
Energiequelle	2009* TWh	2010* TWh	2011* TWh
Wasserkraft	19,1	19,7	19,5
Windkraft	38,6	36,5	46,5
Biomasse	25,5	28,5	31,3
Müll**	4,4	4,8	5,0
Photovoltaik	6,6	12,0	19,0
Geothermie	0,7	0,8	0,02
Gesamt	94,9	102,3	121,3

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

HT-D5 Quelle: AGE, BDEW, BWE

Auch ist immer wieder festzustellen, dass Wind- und Solarkapazitäten dort ausgebaut werden, wo sie die höchsten Subventionen erzielen und nicht dort, wo die besten Wind- oder Sonnenvoraussetzungen gegeben sind. Gestiegen ist mit einem Zuwachs von 2,8 TWh auch die Verstromung aus Biomasse einschließlich Biogas, deren Verbrennung zwar CO₂ erzeugt, aber als CO₂-neutral gewertet wird und planbar ist.

Die je kWh am höchsten subventionierte **Photovoltaik** legte prozentual (+ 58 %) am meisten zu. Die hohen Milliardenbeträge, die für die Einspeisung dieses Stroms vergütet werden, führen bisher zu einem **Anteil an der Bruttostromerzeugung von lediglich 2,3 %**.

Wegen des unregelmäßigen Anfalls der Windenergie wird immer häufiger ein Teil des Windstromes in die Niederlande oder nach Polen mit hohen Zuzahlungen abgesteuert. Insofern subventioniert der deutsche Steuerzahler den Stromverbrauch und den Klimaschutz von Nachbarländern, die gleichzeitig ihre CO₂-Bilanz schonen. Die Zuzahlungen erhöhen die EEG-Umlage für Stromverbraucher zusätzlich.

Steinkohlemarkt in 2011 fast auf Niveau von 2010 - Steinkohleimporte legen nochmals zu

Im vorvergangenen Jahr verzeichnete der Steinkohleverbrauch gegenüber allen anderen Primärenergieträgern den mit Abstand kräftigsten Anstieg. Die sensationelle Steigerung konnte zwar in 2011 nicht wiederholt werden, seine Position in etwa aber gehalten werden. Der Primärenergieverbrauch an Steinkohle reduzierte sich leicht von 57,9 Mio. t SKE in 2010 um 0,4 Mio. t SKE auf 57,5 Mio. t SKE in 2011. Damit wurde der Steinkohleverbrauch im letzten Jahr insgesamt nur um 0,7 % gesenkt. Das Niveau vor der Krise von

61,4 Mio. t SKE im Jahr 2008 und 68,8 Mio. t SKE in 2007 ist damit weiterhin noch nicht wieder erreicht. Die Importkohle bewährte sich aber erneut als flexibler „swing-supplier“.

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

Deckung des Steinkohleverbrauchs in Deutschland				
	2009	2010	2011 ²⁾	2010/2011
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Veränderung Mio. t SKE
Importkohle	35,1	46,4	47,5	1,1
Inlandsproduktion ¹⁾	14,2	13,2	12,3	- 0,9
Gesamt	49,3	59,6	59,8	0,2

¹⁾ inkl. Bestandsabbau ²⁾ vorläufig

HT-D6

Die inländische Produktion passte ihre Förderung weiter an und reduzierte weiter ihre Produktion von 13,2 Mio. t SKE in 2010 um 0,9 Mio. t SKE auf 12,3 Mio. t SKE in 2011, die Haldenvorräte erhöhten sich dagegen um 0,3 Mio. t SKE.

Der Steinkohlenabsatz in t=t entwickelte sich folgendermaßen:

Steinkohleabsatz insgesamt in Deutschland			
Verwendung	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	43,7	45,8	44,4
Stahlindustrie	12,9	18,4	16,8
Wärmemarkt	1,4	1,8	1,9
Gesamt	58,0	66,0	63,1

¹⁾ vorläufige Zahl

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 2011 mit 79 % zur qualitativ hochwertigen Versorgung des deutschen Marktes bei. Auch wurde in Deutschland mit 7,9 Mio. t fast so viel Koks erzeugt als ein Jahr zuvor mit 8,1 Mio. t.

Die Versorgung der einzelnen Verbrauchergruppen teilten sich Importkohle und Inlandskohle 2011 wie folgt:

Verbrauchergruppen Importkohle und Inlandskohle in 2011			
	Importkohle	Inlandskohle	Gesamt ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kraftwerke	33,6	10,8	44,4
Hütten	14,4	2,4	16,8
Wärmemarkt	1,5	0,4	1,9
Gesamt	49,5	13,6	63,1

¹⁾ vorläufig

HT-D8

Damit deckte die Importkohle den

- Kraftwerksbedarf zu 76 %
- Hüttenbedarf zu 86 %
- Wärmemarktbedarf zu 79 %.

Die Einfuhren nach Qualitäten teilen sich wie folgt auf:

Einfuhren nach Qualitäten in Mio. t (t=t)			
Produkte	2009	2010	2011
Kraftwerkskohle	29,3	31,3	33,6
Anthrazit	0,4	0,5	0,5
Kokskohle	6,9	9,2	10,0
Koks	2,9	4,1	4,2
Gesamt	39,5	45,1	48,3

HT-D9 Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Importzahlen in 2011 sich von den Verbrauchszahlen wegen Bestandsbewegungen unterscheiden. Dies gilt auch für die Vorjahre.

Bei der Kraftwerkskohle dominierten:

- Kolumbien mit 10,5 Mio. t oder rund 31 %
- Russland mit 9,6 Mio. t oder rund 28 %
- USA mit 5,1 Mio. t oder rund 15 %
- Polen mit 2,6 Mio. t oder rund 8 %
- Südafrika mit 2,6 Mio. t oder rund 8 %.

Kolumbien avancierte zum ersten Mal zum größten Versorger für Kraftwerkskohle, gefolgt von Russland 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 4,0 Mio. t oder rund 40 %
- USA mit 3,0 Mio. t oder rund 30 %
- Kanada mit 1,7 Mio. t oder rund 17 %
- Russland mit 0,9 Mio. t oder rund 9 %.

Insgesamt ist die Versorgungsstruktur für alle Qualitäten breit diversifiziert und kommt überwiegend aus politisch stabilen Ländern. Es gab keine logistischen Probleme in 2011.

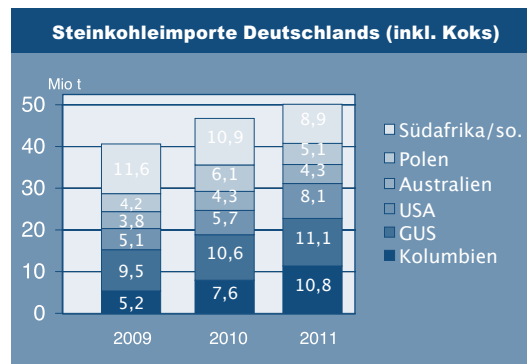


Bild 19 Quelle: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

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

Transportwege der Importkohle in Deutschland

Transportweg	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 ¹⁾ Mio. t
Deutsche Seehäfen	14,0	14,0	9,7
Eisenbahn	7,8	16,0	15,0
Binnenschiffe aus ARA-Häfen	18,2	15,0	23,7
Gesamt	40,0	45,0	48,4

¹⁾ vorläufige Zahlen

HT-D10

Energiepreise: Kraftwerkskohle weiter mit Wettbewerbsvorteilen

Die maßgeblichen Wettbewerbspreise zur Kraftwerkskohle stiegen fast kontinuierlich in 2011, während die Kohlepreise über das Jahr 2011 fielen. Die

Preisentwicklungen bei HS und Gas nahmen dabei sehr parallele Verläufe.

Während des Jahres ergab sich folgendes Bild:

Energiepreisentwicklung 2011			
	01.01.2011	01.07.2011	31.12.2011
	EUR/t SKE	EUR/t SKE	EUR/t SKE
Schweres Heizöl (HS)	298	373	371
Erdgas an Kraftwerke	238	269	270
Importkohlepreis cif ARA (Spotmarkt)	112	99	98

HT-D11

HS folgte dem Trend des Rohölpreises mit einer deutlichen Erholung im Laufe des Jahres 2011. Der Gaspreis folgte dem Ölpreis nicht vollständig und verharrte wie HS in der zweiten Jahreshälfte auf hohem Niveau. Ein reichliches Angebot an LNG-Gas im Weltmarkt führt auf den Gas-Spotmärkten teilweise aber zu volatilen Preisen.

In allen Marktsituationen besaß die Importkohle in 2011 einen großen Wettbewerbsvorteil, der sich gegenüber Gas in 2011 wegen fallender Kohlepreise noch erhöhte.

Energiepreisentwicklung im Jahresdurchschnitt				
	2009	2010	2011	2010/2011
	€/t SKE			Veränderung
				%
Schweres Heizöl (HS)	208	270	355	31,5
Erdgas / Kraftwerke ¹⁾	246	222	256	15,3
Grenzübergangspreis / Importkohle	84	90	112	24,4

¹⁾ Jahresmittelwerte BAFA-Preis

HT-D12

Die Preisvorteile von Importkohle zu HS und Gas entwickelten sich auf Basis obiger Werte wie folgt:

Preisvorteile der Importkohle			
	2009	2010	2011
	€/t SKE	€/t SKE	€/t SKE
Importkohle/HS	124	180	243
Importkohle/Gas	162	132	144

HT-D13

Der deutsche Grenzübergangspreis („BAFA“-Preis) folgt der Spotmarktentwicklung (API#2) mit einer Zeitverzögerung von ca. 3-4 Monaten.

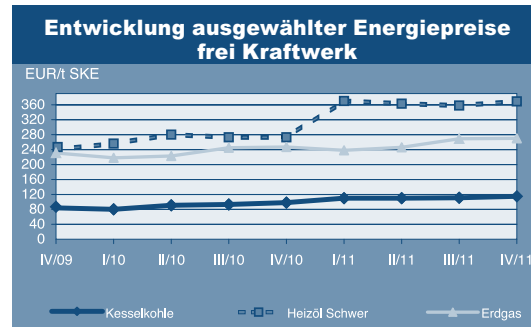


Bild 20

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft-Erdgas vorl. eig. Berechnungen

Kraftwerkskohle und Koks folgen in ihrem Preisverhalten den kurzfristigen Markttendenzen. Die Koks-kohle wurde bis vor kurzem größtenteils in Jahresverträgen verhandelt, und Preiserhöhungen/-senkungen setzten sich in den Grenzübergangspreisen nur mit einer Zeitverzögerung innerhalb des Jahres um. Seit 2010 werden überwiegend nur noch Quartalspreise vereinbart. Ein großer Marktplayer versucht, weiterhin Monatspreise durchzusetzen. Amerikanische Unternehmen bieten aber auch Jahrespreise an. Ziel der Bildung von

Quartalspreisen oder Monatspreisen ist ein schnelleres Anpassen an die Marktsituation sowie das Bestreben, Kokskohle wie Kohle zu „Commoditisieren“ und entsprechende Finanzprodukte zur Preisabsicherung zu ermöglichen. Die Umstellung stellte die Stahlindustrie zunächst vor große Probleme, konnte dann aber mit ihren Kunden ein „quartalsweises Durchreichen“ von Preisen vereinbaren bzw. Preisvolatilitäten hedgen. Hierfür haben sich bereits erste Indices gebildet, und ein erster Swap wurde in 2011 gehandelt.

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

Drittländer Grenzübergangspreis in EUR/t ¹⁾	
2008	126,00
2009	175,00
2010	147,00
2011	185,00

¹⁾ Durchschnittswerte über alle metallurgische Kohle

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 2011 wurde mit 185 Euro/t im Durchschnitt ein deutlich höherer Preis für Kokskohle als in 2010 erreicht. Bedingt durch die Förderausfälle des Anfang 2011

überfluteten Queensland schnellte im 3. und 4. Quartal 2011 der Kokskohlepreis auf über 300 USD/t und lag damit über das ganze Jahr rund 40 Euro/t über dem durchschnittlichen Grenzübergangspreis von 2010.

Die Kokspreise entwickelten sich wie folgt:

Kokspreisentwicklung (Grenzübergangspreise)		
	Drittlands-Importe Euro/t	EU-Importe Euro/t
2009	240,00	193,00
2010	260,00	261,00
2011	320,00	332,00
Erhöhung 2010/2011	60,00	71,00

HT-D15

Die Kokspreise stiegen stark wegen der stabilen weltweiten Stahlkonjunktur. Für 2012 ist mit eher rückläufigen Mengen und Preisen zu rechnen.

Steinkohle-Ausstieg in Deutschland bis 2018 geht planmäßig weiter

Nachdem die Revisionsklausel für das Jahr 2012 mit dem Anfang 2011 beschlossenen Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes (BT-Drs. 17/4805) gestrichen wurde, gehen die Vorbereitungen für den planmäßigen Ausstieg aus der deutschen Kohle voran. Mitte 2012 soll das Bergwerk Saar und Ende 2012 das Bergwerk West geschlossen werden

Hieraus ergibt sich folgendes Mengenbild:

Voraussichtliches Mengenbild / Produktion		
	2011	2012
	Mio. t SKE	Mio. t SKE
West	3,0	3,0
Prosper Haniel	2,8	3,0
Auguste Viktoria	2,8	3,0
Ensdorf	1,4	0,0
Ibbenbüren	2,0	2,0
Gesamt	12,0	11,0

HT-D16 Quelle: eigene Einschätzung

Damit verbleibt die Förderung voraussichtlich in 2012 nur geringfügig unter dem Niveau des Vorjahres. Längerfristig könnte sich folgende Förderentwicklung ergeben:

Förderentwicklung		
Jahr	Einschätzung bis 2018 in Mio. t SKE	
2011	12,0	
2012	11,0	Stilllegung Ensdorf
2013	10,0	Stilllegung West
2014	8,0	
2015	6,0	
2016	6,0	
2017	4,0	
2018	4,0	

HT-D17 Quelle: eigene Einschätzung

Tendenzen der Kohlepreisentwicklung in 2012 zeigen mehr nach unten, als nach oben

Die Preise für Kohle CIF-ARA befinden sich seit dem Jahresende 2011 auf Talfahrt und bewegten sich in einer Spanne von 95-100 US\$/t und damit über einem Drittel unter dem jeweiligen Preis des Vorjahres.

Der Markt ist überversorgt, nachfragestimulierende Impulse fehlen weltweit. Die Frachtraten verharren ebenfalls wegen eines Überangebots an Frachtraum für Massengüter auf niedrigem Niveau.

Andererseits ist der US-Dollar gegenüber dem Euro mal stärker, mal schwächer. Es bleibt daher abzuwarten, wie sich die Rettungsversuche der Euro-Staaten, die Verschuldungssituation von Griechenland, Irland, Portugal und Spanien zu lösen, auf den Euro auswirken werden.

Auf Basis der Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle im 1. Quartal 2012 und des wieder schwächelnden Euros dürfte der BAFA-Preis im Laufe des Jahres ein Preisniveau von schätzungsweise unter 90 Euro/t SKE erreichen.

Die Koks-kohlepreise dürften wegen erneuter witterungs- und streikbedingter Ausfälle in Australien auch in 2012 auf hohem Niveau verbleiben. Nach den Abschlüssen für das letzte Quartal 2011 und das 1. Quartal 2012 von 210-220 US\$/t fob für „hard-coking-coal“ könnten die Koks-kohlepreise aber noch weiter steigen, sollte die Stahlkonjunktur vor allem in Asien anziehen. Für das 2. Quartal 2012 wurden bereits Preise von um die 225 US\$/t fob vereinbart.

Stahlproduktion in 2011 leicht gestiegen

Die Stahlindustrie verzeichnete in 2011 ein kleines Wachstum. So stieg die Rohstahlproduktion von 43,8 Mio. t in 2010 um 1 % auf 44,28 Mio. t. Die Roheisenproduktion war dagegen etwas weniger stark nachgefragt. Sie sank leicht von 28,5 Mio. t in 2010 auf 27,9 Mio. t. Die Stahlerzeugung dürfte wegen der schwierigen weltweiten Konjunktur im 1. Quartal 2012 in der Tendenz eher sinken, wenn auch der Rückgang klein ausfallen dürfte. Eine Wiederbelebung der Stahlnachfrage im Laufe des Jahres 2012 wäre Ausdruck eines Anziehens der Konjunktur in Deutschland.

Roheisenproduktion				
	2009	2010	2011	Differenz 2010/ 2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Rohstahl	32,7	43,8	44,3	1,0
Roheisen	20,1	28,5	27,9	- 2,1

HT-D18 *Quelle: Stahl-online*

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

Verbrauch der Stahlindustrie				
Energieträger	2009	2010	2011	
Koks (trocken kg je t / Roheisen)	386	365	346	
Einblaskohle (kg je t / Roheisen)	92	138	133	
Sinterbrennstoffe (kg je t / Roheisen)	63	48	50	
Öl (kg je t / Roheisen)	13	11	14	

HT-D19

Durch die bessere Auslastung der Hochöfen sank der spezifische Verbrauch des Koks und der Einblaskohle.

Preise und Handel mit CO₂-Zertifikaten

2011 war das vorletzte Jahr der 2. Periode des CO₂-Handels, die von 2008 bis einschließlich 2012 reicht.



Bild 21 *Quelle: Reuters*

Die milde Witterung führte trotz guter Konjunktur zu deutlich niedrigeren CO₂-Emissionen im Jahr 2011 und zu einem entsprechend geringeren Verbrauch an CO₂-Zertifikaten. In Bezug auf den Preis wirkte sich dies dämpfend bis erheblich fallend aus.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Preiserwartung per 04/2012 für die Jahre 2012 bis 2015:

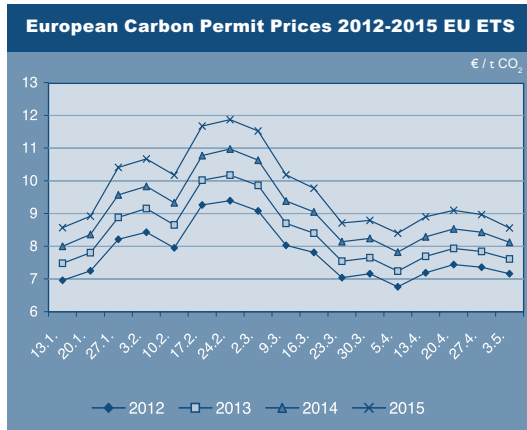


Bild 22: CO₂-Forward Preise 2012-2015 Quelle: McCloskey

Mit der Wirtschaftskrise 2009 ging ein starker Rückgang des Energieeinsatzes in Kraftwerken und in der Industrie einher sowie dadurch bedingt eine kräftige Reduktion der CO₂-Emissionen. Dies wiederum führte zu einem verminderten Zertifikatebedarf, was einen starken Druck auf die Zertifikatepreise auslöste. Von Ende 2008 bis Mitte 2011 bewegten sich die Zertifikatepreise meist in einer Spanne von 13-16 Euro/t CO₂. In der zweiten Jahreshälfte kam es dann zu einem drastischen Preisverfall bis auf unter 7 Euro/t CO₂. Die ursprünglich mit dem Emissionshandel verfolgten Knappheitssignale greifen insofern nicht. Denn die EU-Kommission hatte bei Einführung des Emissionshandels 2005 mit einem CO₂-Preis von 30 Euro/t kalkuliert. Einen ähnlichen Verlauf wie die Spotpreise nahmen auch die CO₂-Zertifikatspreise auf dem Terminmarkt mit der Lieferperiode Dezember 2013 und Folgejahre. Auch hier bewegen sich die Prei-

se nahezu auf einem historischen Tief gegen Ende des Jahres 2011, konnten bis Mai 2012 aber wieder etwas Boden gutmachen und stehen im April 2012 zwischen 7 und 8 Euro/t CO₂.

Ist der Emissionshandel tot?

Wenn es nach den Worten des E.ON-Chef Teysen geht, ist das Emissionshandelssystem tot. Nach seiner Ansicht wird weniger eine neue Regulierung benötigt, insbesondere keine EU-Energieeffizienzrichtlinie. Zuerst müssten die bestehenden Systeme - Förderung der erneuerbaren Energien, Emissionshandel und Investitionsanreize - „repariert“ werden.

Die Europäische Kommission will dagegen den Emissionshandel stärken. Eine Lösung für die zu niedrigen Preise könnte eventuell die Verringerung der CO₂-Berechtigungen auf dem Markt sein. Aber auch eine Erhöhung des CO₂-Reduktionszieles für 2020 auf 30 % von derzeit 20 % wäre eine Möglichkeit.

Einer Studie des britischen Institute for the Study of Civil Society (Civitas) über das Europäische ETS-System empfiehlt, das EU-ETS und alle anderen grünen Steuern durch eine CO₂-Steuer mit einem Festpreis (Flatrate) für alle jene Anlagen und CO₂-Emissionen zu ersetzen, die bereits durch das EU-ETS abgedeckt werden. Denn das EU-ETS-System sei weder der günstigste Weg, um CO₂-Emissionen zu verringern, noch der nachhaltigste.

Andere wiederum wollen, dass der Handel mit Emissionszertifikaten schärfer reguliert wird als bisher.

Die EU-Kommission hat eine engere Regulierung der Finanzmärkte vorgeschlagen - und diese soll auch für

den europäischen Emissionsmarkt gültig sein. Ausnahmen gibt es für Compliance-Käufer und Händler kleiner Mengen. Geändert werden sollen die Finanzmarkttrichtlinie (Markets in Financial Instruments Directive - MiFID) und die Richtlinie gegen Marktmissbrauch. Beide werden in jeweils eine Richtlinie und eine Verordnung aufgeteilt. Professionelle CO₂-Händler sollen danach eine sogenannte MiFID-Lizenz erwerben und alle Regeln der Direktive befolgen. Dazu gehören unter anderem, dass Geschäftsabschlüsse gemeldet und aufbewahrt werden und Informationen über die Handelspartner eingeholt werden müssen. Unternehmen, die selbst Kohlendioxid ausstoßen und Zertifikate zum Decken dieser Emissionen kaufen (sogenannte Compliance-Käufer), müssen laut Kommission in der Regel keine Lizenz erwerben.

Momentan unterliegt der CO₂-Handel mit kurzfristigen Zertifikaten keiner offiziellen Regulierung, der Terminmarkt - also die langfristigen Kontrakte - fällt schon unter die bestehenden Regulierungsmechanismen der EU. Künftig sollen alle Emissionsberechtigungen und andere Emissionshandelsprodukte wie Zertifikate der Klimaschutzprojekte in Drittstaaten (so genannte Certified Emissions Reductions – CER - und Emission Reduction Units - ERU -), kontrolliert werden.

In den vergangenen fünf Jahren ist der europäische CO₂-Markt auf 90 Mrd. EUR von 6 Mrd. EU gewachsen, so die EU-Zahlen. Analysten erwarten, dass sich dieses Wachstum bis zum Ende des Jahrzehnts noch verzehnfacht.

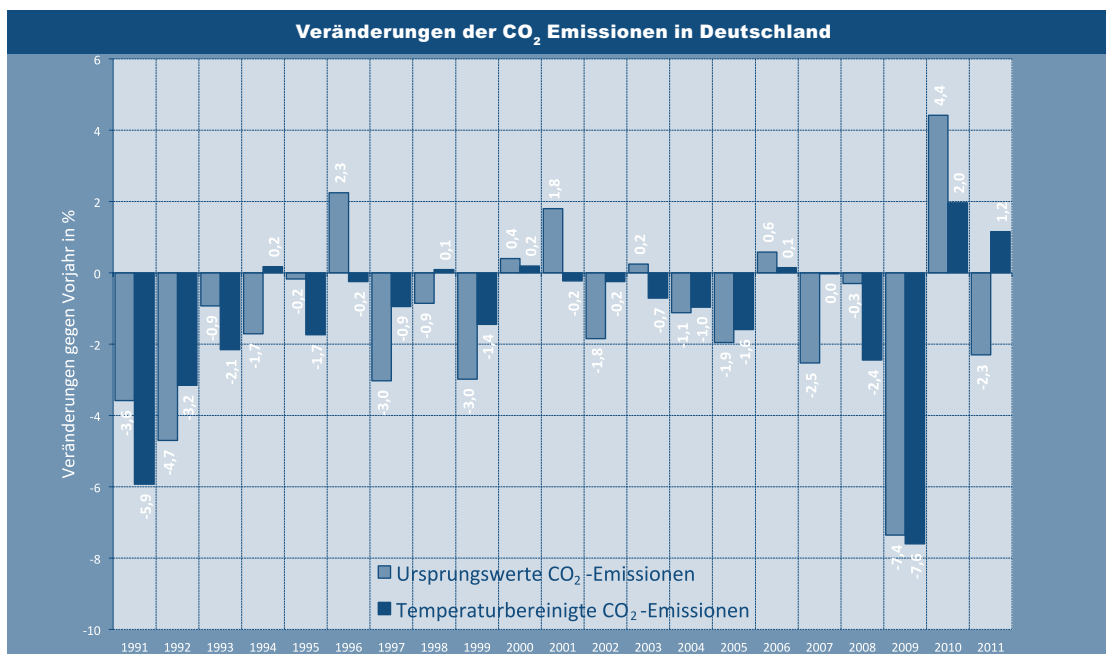


Bild 23 Quellen: Umweltbundesamt; Deutscher Wetterdienst; AG Energiebilanzen; eigene Berechnungen.

CO₂-Emissionen in Deutschland gesunken

Nach ersten Schätzungen (Ziesing in: ET 2012, S.4 ff.) sind die CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2011 um 2,3 % gegenüber dem Vorjahr gesunken. Damit wurden knapp 19 Mio. t CO₂ weniger emittiert als 2010, die CO₂-Emissionen des Jahres 2008 sogar um 5,5 % oder 46 Mio. t CO₂ unterschritten.

Erheblich dazu beigetragen hat die im Vergleich zu 2010 deutlich mildere Witterung, die dazu führte, dass der Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 trotz eines Wirtschaftswachstums von rund 3 % um 5,3 % niedriger ausfiel als im Vorjahr. Temperaturbereinigt wären die energiebedingten Emissionen im Jahr 2011 aber leicht gestiegen.

Insgesamt wird für 2011 von einem Rückgang der gesamten Treibhausgasemissionen um 2,3 % ausgegangen. Dies würde eine Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Basisjahr um schätzungsweise 23,1 % bedeuten. Damit würde das für Deutschland für die Periode 2008-2012 verpflichtende Ziel einer Minderung von 21 % weiterhin deutlich übertroffen.

Durban: Gipfel können das Klima nicht retten

Der Gipfel von Durban endete zwar mit einem Ergebnis, ist aber in Wahrheit gescheitert. Ein Scheitern war nach dem Desaster von Kopenhagen vor zwei Jahren für die Akteure aber keine Option. Deshalb musste die 17. Weltklimakonferenz in Durban in die längste aller Verlängerungen gehen und um Formulierungen für neue, schärfere und verbindlichere Abmachungen für den Klimaschutz ringen. Es darf aber bezweifelt werden, ob das Ergebnis das Prädikat „historisch“ verdient, denn es fällt mager aus. Es hält den schlep-

penden Verhandlungsprozess zwar in Gang – das war es aber auch.

Auf dem Papier sehen die Beschlüsse zunächst nicht schlecht aus. Der alle Staaten, arme wie reiche, große und kleine, bindende Klimavertrag soll bis 2015 ausgehandelt sein. Nicht nur für die Verhandlungen, sondern auch für das Inkrafttreten wird ein Termin genannt: 2020. Das ist neu und könnte die Verbindlichkeit erhöhen. Von einem „rechtlich bindenden Abkommen“, wie es die Europäer gerne gesehen hätten, ist in dem Beschluss aber nicht mehr die Rede. Jetzt redet man bestenfalls über ein „vereinbartes Ergebnis mit Rechtskraft“.

Wenig besser steht es um das Kyoto-Protokoll. Darin haben sich Industriestaaten zur Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen verpflichtet. Die erste Vertragsperiode endet 2012. Es bleibt einstweilen offen, wie lange der Vertrag von Kyoto verlängert wird: bis 2017, wie es die EU anbietet, um den Druck für den Abschluss auf einen Weltklimavertrag zu erhöhen? Bis 2020, wie es China und Indien verlangen, um das Datum für verbindliche Emissionsminderungen ihrerseits hinauszuzögern?

Die EU will das Kyoto-Protokoll weiter als Faustpfand in den Verhandlungen nutzen. Japan, Russland und Kanada haben allerdings ihren Ausstieg angekündigt, die Vereinigten Staaten waren von Anfang an nicht dabei. Damit emittieren die verbliebenen Industriestaaten unter den Kyoto-Mitgliedern, vor allem die EU, am Ende gerade 15 Prozent der global ausgestoßenen Treibhausgase. Das ist weniger, als Amerika und China jeweils ausstoßen. Zusammen mit Indien sind sie für mehr als die Hälfte der jährlichen Treibhausgasemissionen „verantwortlich“. Das zeigt: Wer seine

klimapolitischen Hoffnungen vor allem auf „Kyoto“ setzt, hat schon verloren.

Vom Energiekonzept zur Energiewende

Das Energiekonzept vom September 2010 (vgl. VDKI Jahresbericht 2011, S. 51 ff.) wurde nach der Neubewertung der Kernenergie im Sommer 2011 modifiziert. Nach eigenen Angaben hat damit die Bundesregierung ihre langfristig angelegte Strategie zur Gestaltung der künftigen Energieversorgung festgelegt.

Wesentliche Bestandteile dieser nunmehr als Energiewende bezeichneten Strategie sind neben der Energieeffizienz u. a.:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022,
- Systematischer Ausbau der Erneuerbaren.

Kernenergieausstieg bis 2022 beschlossen

Im Juni 2011 entschied die Bundesregierung den Atomausstieg aller Kraftwerke bis Ende 2022. Gleichzeitig wurde für die sieben vom Moratorium betroffenen Kernkraftwerke sowie das KKW Krümmel beschlossen, dass diese nicht mehr ans Netz gehen.

Vorausgegangen war der Entscheidung die Empfehlung der eigens hierfür eingesetzten Ethikkommission „sichere Energieversorgung“ unter Vorsitz von Prof. Dr. Klaus Töpfer. Zur Begründung führt die Ethikkommission u. a. aus:

„Der Ausstieg ist nötig und wird empfohlen, um Risiken, die von der Kernkraft in Deutschland ausgehen, in Zukunft auszuschließen. Er ist möglich, weil es risikoärmere Alternativen gibt. Der Ausstieg soll so gestaltet

werden, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und des Wirtschaftsstandortes nicht gefährdet wird. Durch Wissenschaft und Forschung, technologische Entwicklungen sowie die unternehmerische Initiative zur Entwicklung neuer Geschäftsmodelle einer nachhaltigen Wirtschaft verfügt Deutschland über Alternativen: **Stromerzeugung aus Wind, Sonne, Wasser, Geothermie, Biomasse, die effizientere Nutzung und gesteigerte Produktivität von Energie sowie klimagerecht eingesetzte fossile Energieträger.** Auch veränderte Lebensstile der Menschen helfen, Energie einzusparen, wenn diese die Natur respektieren und als Grundlage der Schöpfung erhalten.“

Systematischer Ausbau der Erneuerbaren

Das langfristige Ziel der Energiewende ist die Reduktion der CO₂-Emissionen. Neben der Säule „Energieeffizienz“ soll dies durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung erreicht werden.

Im Bereich der Stromerzeugung wurden für die erneuerbaren Energien und die KWK noch ambitioniertere Ausbauziele als im Energiekonzept gesetzt.

Im **Jahr 2020** soll

- der Anteil der Erneuerbaren mindestens 35 %,
- der KWK-Anteil an der Stromproduktion 25 %

betragen.

Bis 2050 sollen die Erneuerbaren kontinuierlich weiter ausgebaut werden. Zu KWK gibt es noch keine langfristigen Ziele, dafür aber für den Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der Stromerzeugung.

- 2030: EE-Anteil: mindestens 50 %
- 2040: EE-Anteil: mindestens 65 %
- 2050: EE-Anteil: mindestens 80 %.

Aktualisierte Energieszenarien von Prognos/EWI/GWS - Mehrbelastung der Stromverbraucher von € 32 Mrd.

Mitte 2011 wurde unter dem Titel „Energieszenarien 2011“ die im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erfolgte Aktualisierung der Energieszenarien für das Energiekonzept der Bundesregierung (vgl. hierzu bereits VDKi Jahresbericht 2011, S. 51) veröffentlicht.

Darin werden die energie- und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen des beschlossenen beschleunigten Kernenergieausstiegs im Vergleich zu den noch 2010 vorgesehenen Laufzeitverlängerungen für die deutschen KKW analysiert. Anhand dieses Vergleichs wird eine quantitative Abschätzung der Folgen für den Energieverbrauch und den Energiemix, die Stromerzeugung und Strompreis sowie Wirtschaftsleistung und Beschäftigung vorgenommen, allerdings nur im Zeithorizont bis 2030 und nicht mehr bis 2050.

Auch die Energieszenarien 2011 sind Zielszenarien, die im Rahmen bestimmter (vorgegebener) Grundannahmen ökonomisch optimierte Wege zu energiepolitisch vorgegebenen Zielsetzungen modellieren. Wesentliche Ergebnisse sind:

Im Ergebnis erscheint der in Deutschland beschlossene schnellere **Kernenergieausstieg energiewirtschaftlich „machbar“**, so die Institute. Gas- und Kohlekraftwerke sowie verstärkte Stromimporte können zusammen mit den erwarteten Energieeinsparungen und dem planmäßigen Ausbau der regenerativen Stromerzeu-

gung den Beitrag der Kernenergie kompensieren. Der beschleunigte Kernenergieausstieg führt allerdings zu **Mehrbelastungen der Endverbraucher bis 2030 von insgesamt 32 Mrd. €**. Insbesondere die stromintensive Industrie am Standort Deutschland muss mit höheren Strompreisen bzw. –kosten (+ 17 %) rechnen. Zugleich erhöht sich bis 2030 die Abhängigkeit von Energieimporten. Außerdem fällt die Reduktion der CO₂-Emissionen etwas geringer aus. Nicht untersucht worden sind der erforderliche Netzausbau und differierende regionale Versorgungssituationen. **Probleme für die Versorgungssicherheit und die Netzstabilität kann es, worauf die Institute explizit hinweisen, in jedem Fall geben**, wenn sich gegenüber den Annahmen der Szenarien der Ausbau des Kraftwerksparks verzögert oder sich eine expansivere Stromnachfrage entwickelt.

Die Institute weisen ferner darauf hin, dass die dargestellten Ergebnisse isoliert die Effekte eines beschleunigten Kernenergieausstiegs beschreiben und nicht mit einer umfassenden Energiewende in Deutschland gleichzusetzen sind oder mit alternativen Transformationszenarien korrespondieren, wie z. B. verstärkter Ausbau nationaler Stromerzeugungskapazitäten anstatt eines kostengünstigeren EU-weiten Strommarktmodells oder noch schnellerer Ausbau der erneuerbaren und der Netze etc. „Vor diesem Hintergrund sind die **Strompreiseffekte als Untergrenze der möglichen Entwicklung zu sehen.**“

Bei den **energiebedingten Treibhausgasemissionen** in Deutschland zeigt sich, dass die (klima-)politischen Zielvorgaben auch im Ausstiegsszenario erreicht werden. Das CO₂-Äquivalent der THG-Emissionen geht bis 2020 um 40,1 % zurück und sodann bis 2030 um 61,9 % (jeweils gegenüber 1990).

Energiewirtschaftliche Einzelergebnisse: KKW-Ausstieg und neues Referenzszenario

Die unterstellten Rahmendaten für die längerfristige energiewirtschaftliche Entwicklung sind in den „Energieszenarien 2011“ bis auf den Atomausstieg gegenüber 2010 nicht geändert worden. Dies gilt für die Preisprämissen ebenso wie andere Rahmendaten (Demografie, Wirtschaftsleistung nach Sektoren etc.). Das Atomausstiegsszenario der Energieszenarien 2011 spiegelt die neue energiepolitische Beschlusslage wider und kann deswegen als neues energiewirtschaftliches Referenzszenario für Deutschland angesehen werden.

Speziell für die Entwicklung der Preise für Energieträger und CO₂-Zertifikate (2008 bis 2030) gelten somit auch gemäß den „Energieszenarien 2011“ folgende Trendprämissen.

Entwicklung der Preise für Energieträger und CO ₂ -Zertifikate					
Preise	2008	2015	2020	2025	2030
real (Basis jeweils 2008)					
<i>Internationale Preise</i>					
Ölpreis US-\$/bbl	94	90	98	105	110
CO ₂ -Zertifikate €/t		15	20	29	38
<i>Grenzübergangspreise</i>					
Rohöl €/t	484	495	554	619	675
Erdgas Ct/kWh	2,7	2,4	2,3	2,5	2,6
Kraftwerkskohle €/t SKE	112	82	77	81	83

HT-D20 Quelle: Gesamtverband Steinkohle (GVS)

Der Beitrag der Steinkohle zur Energiewende

Dem neuen Referenzszenario zufolge wird der **deutsche Steinkohlemarkt in den nächsten beiden Jahrzehnten drastisch einbrechen**, auch wenn der Einbruch nicht ganz so stark ausfällt wie im Szenario „Laufzeitverlängerung“. Der **gesamte Steinkohleverbrauch in Deutschland halbiert sich demnach fast schon in der laufenden Dekade: Er geht von 57,8 Mill. t SKE in 2010 auf 32,1 Mill. t SKE in 2020 zurück**. Danach sinkt er in ähnlichem Tempo auf nur noch 17,2 Mill. t SKE in 2030. Der Anteil der Steinkohle am Primärenergieverbrauch (PEV) würde sich von 12,1 % in 2010 - auf 8,2 % in 2020 und 5,5 % in 2030 verringern. Ähnlich Drastisches würde für die Stromerzeugung gelten. Hier würde der **Steinkohleanteil von 18,7 % in 2010 gemäß dem neuen Szenario auf 13,5 % in 2020 und sodann auf 7,4 % in 2030 schrumpfen**.

Der absolute Brennstoffeinsatz an Steinkohle zur Stromerzeugung sinkt nach den Szenarioberechnungen dadurch auf **17,3 Mill. t SKE in 2020 und 6,7 Mill. t SKE in 2030**. Mehr als die Hälfte des Stroms wird 2030 gemäß den Energieszenarien 2011 auf erneuerbarer Basis produziert: 30 % aus Windkraft und 25 % aus anderen regenerativen Energiequellen, insbesondere aus Biomasse (9 %), Photovoltaik (9 %) und Wasserkraft (5 %). Hinzu kommt dann noch ein gutes Fünftel der Stromerzeugung auf Erdgasbasis.

Zur Deckung des gesamten PEV in Deutschland werden die erneuerbaren Energien 2030 gemäß den Energieszenarien 2011 rund 31 % beitragen. Erst dann ist ihr Beitrag ebenso groß wie der des Mineralöls, das indessen bis dahin weiter der Energieträger Nr. 1 im Energiemix bleibt. **Braun- und Steinkohle zusam-**

men weisen 2030 im Szenario nur noch einen Anteil von 11 % aus (2020 immerhin noch 20 %), halb so viel wie Erdgas mit 22 %. Der PEV insgesamt wird gemäß den Energieszenarien 2011 bis 2030 um rund ein Drittel gegenüber 2008 zurückgehen, nämlich um 34 % (und schon bis 2020 um 20 %); **das Energiesparen bzw. die Steigerung der Energieeffizienz würde somit die wichtigste Energiequelle der Zukunft sein**, vorausgesetzt der Energieverbrauch in Deutschland kann in dieser Zeit tatsächlich in diesem Umfang reduziert werden.

Neue Kohlekraftwerke sind auch in Zukunft für die Versorgungssicherheit nötig

Nach einer Veröffentlichung des Bundeswirtschaftsministeriums („Die Energiewende in Deutschland - Sonderheft „Schlaglichter der Wirtschaftspolitik“ - <http://www.bmwi.de>) sind auch in Zukunft konventionelle Kraftwerke für die Stromversorgung unverzichtbar. Denn sie können das, was ein Großteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien heute nicht kann: Strom zuverlässig in dem Moment bereitstellen, in dem er benötigt wird. So waren in der Kälteperiode im Februar 2012 von über 50.000 MW Photovoltaik- und Windanlagen gesichert knapp 1000 MW am Netz – eine Verfügbarkeit von nur 2 %! Konventionelle Kraftwerke liefern Strom bei Windstille und bedecktem Himmel auch über Tage und Wochen hinweg. Auf diese so genannte bedarfsgerechte Erzeugung kommt es auch in Zeiten der Energiewende entscheidend an. Denn im Grundsatz kann nur so viel Strom aus dem Netz bezogen werden, wie zeitgleich eingespeist wird. Die Schwankungen in der Einspeisung von Strom aus Anlagen für erneuerbare Energien müssen ständig ausgeglichen werden, um die Stabilität des Systems zu gewährleisten.

Dies können derzeit nur flexible konventionelle Kraftwerke leisten.

Eine sichere Energieversorgung ist ein hohes Gut

Die mit der Energiewende beschlossene schrittweise Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung muss so gestaltet werden, dass die Stromversorgung auch in Zukunft bezahlbar und vor allem sicher bleibt. Besonders für produzierende Unternehmen ist Versorgungssicherheit essenziell. Berechnungen zeigen, dass der Wert einer sicheren Versorgung mit Strom um ein Vielfaches höher ist als der Preis, den wir heute für Strom bezahlen. Aber auch für die Bürger ist eine sichere Stromversorgung ein hohes Gut. Denn fällt der Strom aus, geht nichts mehr - kein Licht, kein Kühlschrank, keine Kaffeemaschine.

Versorgungssicherheit gilt gemeinhin als gewährleistet, wenn der höchste Bedarf an Strom, den es im Jahr gibt (die so genannte Jahreshöchstlast), aus inländischen Stromerzeugungsanlagen gedeckt werden kann.

Die Jahreshöchstlast in Deutschland beträgt etwa 80 Gigawatt - das entspricht rund 80-90 großen Kraftwerken. Der Zeitpunkt, an dem sie auftritt, lässt sich nicht exakt vorherbestimmen. Üblicherweise tritt die Jahreshöchstlast an kalten Winterabenden auf, sie könnte in bestimmten Konstellationen aber auch auf einen anderen Zeitpunkt fallen. Daher ist es wichtig, dass die inländische Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt im Jahr die Jahreshöchstlast nebst einer Sicherheitsmarge von einigen Prozentpunkten abdecken kann.

VDKi-Info-Box:

Gesicherte und installierte Leistung, Grundlast und Residuallast

Die **gesicherte Leistung** ist der Anteil an der installierten Leistung, der mit einer 99 %igen Wahrscheinlichkeit immer zur Verfügung steht, also auch zu Zeiten ohne Wind und Sonne.

Die **installierte Leistung** betrug im Januar 2011 in Deutschland rund 160 GW (laut ENTSO-E-Forecast). Von diesen 160 GW konnten rund 93 GW als gesichert betrachtet werden.

Die erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Biomasse, Wasser) tragen nur etwa 12 GW zu dieser gesicherten Leistung bei. Unter den erneuerbaren Energien steht Photovoltaik gar nicht und Windenergie nur zu einem geringen Anteil gesichert zur Verfügung. Wasser ist der erneuerbare Energieträger, der am umfangreichsten zur gesicherten Leistung beiträgt.

Die neben den erneuerbaren Energien erforderliche gesicherte Leistung muss so weiterhin durch den konventionellen Kraftwerkspark erbracht werden. Allerdings produzieren auch Kraftwerke über das Jahr (8.760 Stunden) nicht ständig Strom. So betragen die Volllaststunden 2010 z. B. in Kernkraftwerken rund 7.300 Stunden und in Steinkohlekraftwerken rund 3.870 Stunden.

Wird ein Kraftwerk möglichst ohne Unterbrechung betrieben, wird davon gesprochen, dass es die Grundlast abgedeckt. Die **Grundlast** ist der Anteil der Gesamtlast, der über einen längeren Zeitraum nicht unterschritten wird und daher durch einen durchgehenden Kraftwerksbetrieb gedeckt werden kann. Typischerweise wird die Grundlast durch die Kraftwerke mit den günstigsten Erzeugungskosten gedeckt – in der Regel Kohle- und Kernkraftwerke.

Bei Windkraftanlagen lag die Anzahl der Volllaststunden mit Einspeisevorrang wetterabhängig nur bei rund 1.400 Stunden und bei Photovoltaik-Anlagen im Durchschnitt bei 900 Stunden. Die so genannte **Residuallast oder Restlast** muss auch in Zukunft durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt werden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird die Residuallast daher gegenüber der Grundlast an Bedeutung gewinnen.

Quelle: bmwi, Die Energiewende in Deutschland

Die Residuallast gilt es nach der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien von den konventionellen Kraftwerken zu decken. Die Residuallast bietet aber nur wenig Raum, ein Kraftwerk nachhaltig rentabel zu betreiben, weil die Zahl der Betriebsstunden und das Niveau der Peak-Preise fällt und dies insgesamt zu einem niedrigeren base/peak-spread führt.

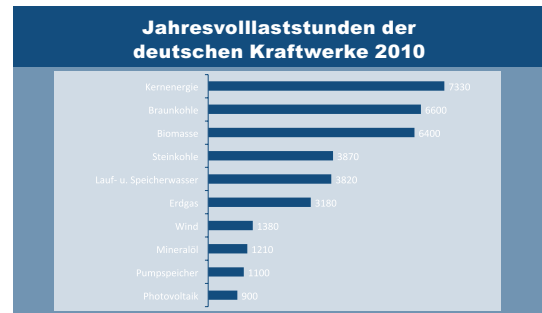


Bild 24 Quelle: BDEW

Auch in Zukunft werden also in Deutschland möglichst flexible konventionelle Kraftwerke zur sicheren Lastabdeckung benötigt.

Wie hoch der Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten für die Zukunft wirklich ist, ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Einflussfaktoren sind u. a. der zukünftige Ausbau von Anlagen für erneuer-

bare Energien, die Möglichkeiten eines interregionalen Ausgleichs von Angebots- und Nachfrageschwankungen im Strommarkt und die Weiterentwicklung der Speichertechnologien.

Der Bedarf lässt sich daher gegenwärtig schwer abschätzen. Bei Windlaute und bedecktem Himmel können Situationen entstehen, in denen der deutsche Bedarf auch weiterhin fast vollständig von konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Jedoch werden in den nächsten Jahren konventionelle Kraftwerke auch altersbedingt aus dem Kraftwerkspark herausgenommen. Um den Kapazitätsrückgang zu kompensieren, bedarf es entsprechender Neubauten, von denen ein großer Anteil bereits seit einiger Zeit im Bau ist und in näherer Zukunft in Betrieb gehen dürfte.

Aber nur wenn der Markt eine angemessene Rendite erwarten lässt, wird ein neues Kraftwerk gebaut. Dabei ist insbesondere von Bedeutung, dass für die kommenden Jahre hinreichend viele Stunden mit hinreichend hohen Preisen erwartet werden können. Davon kann derzeit unter der Annahme stetig steigender Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (sog. Peak-Shaving) und dem Strompreisniveau leider nicht ausgegangen werden. Bereits in 2010 betragen die Jahresvolllaststunden für Steinkohlekraftwerke nur noch 3.870 mit fallender Tendenz.

Der Fokus sollte daher nicht auf Kapazitätsmechanismen mit den damit verbundenen Markteingriffen gelegt werden, sondern auf die Weiterentwicklung der Strommärkte in Richtung Ausweitung der Regelenenergiemärkte oder die Einführung zusätzlicher Reserven.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat auf dem zweiten Kraftwerksforum mit

Ländern und Verbänden über ein **zukunftsfähiges Design der Stromgroßhandelsmärkte beraten**. Dabei ging es vor allem um die Frage, wie der Stromgroßhandelsmarkt organisiert werden muss, damit auch in Zukunft die Sicherheit der Stromversorgung garantiert bleibt. Grundlage der Beratungen im Kraftwerksforum war ein Gutachten zum Strommarktdesign, das das Energiewirtschaftliche Institut der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des BMWi erstellt hat.

Dieses Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass die **Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend eine Herausforderung für den Stromgroßhandelsmarkt** sein wird. Aus der Vielzahl verschiedener Kapazitätsmechanismen, die diskutiert und in verschiedenen Ländern auch bereits genutzt werden, prüfen die Gutachter zwei Modelle auf ihre Fähigkeit, hinreichend viele Kraftwerksinvestitionen zu generieren. Aus Effizienzgesichtspunkten empfehlen sie ein **wettbewerbliches Modell, bei dem Kapazitäten (auch Bestandsanlagen) im Bieterwettbewerb erworben werden und der Spotmarkt weitgehend unbeeinflusst bleibt („Versorgungssicherheitsmarkt“)**.

Ein durchaus attraktives und schlüssiges Alternativmodell („Strategische Reserve“) lehnen die Wissenschaftler demgegenüber vorschnell ab, da dies zu unnötig hohen Strompreisen führen würde ohne dass dies zwingend ist.

KWK-Ziel auch nach KWK-Novelle nicht erreichbar?

Das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung bis 2020 auf 25 Prozent zu steigern, kann unter den

bisherigen Rahmenbedingungen nach Ansicht des Öko-Instituts nicht erreicht werden. Verbände und Unternehmen der Energiewirtschaft fordern daher im Rahmen der Ende 2011 vorgelegten KWK-Novelle eine stärkere KWK-Förderung.

Die vorgesehene Anhebung in Höhe von 0,3 Cent je Kilowattstunde für Anlagen, die dem Emissionszertifikatehandel unterliegen, wird für nicht ausreichend erachtet. Gefordert wird eine Erhöhung der Zuschläge von mindestens 0,5 Cent je Kilowattstunde.

Erneuerbare Energie: Deutschlands Energiewende führt zu hohen Belastungen für die Bürger und Industrie - kein Beitrag zum Klimaschutz

Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch in Höhe von 9.327 PJ stieg in 2011 durch die hohen Vergütungssätze und den Einspeisevorrang nach dem EEG-Gesetz weiter auf 1.366 PJ oder 14,6 % an.

Die erneuerbaren Energien erreichten (vorläufig)

- beim Primärenergieverbrauch mit 49,6 Mio. t SKE einen Anteil von 10,9 %,
- bei der Bruttostromerzeugung mit 122 TWh einen Anteil von 19,8 %.

Primärenergieverbrauch / Erneuerbare Energien nach Sektoren			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t SKE	Mio. t SKE	Mio. t SKE
Strom	21,8	24,8	27,9
Wärme	14,5	17,5	17,5
Kraftstoffe	4,0	4,3	4,1
Gesamt	40,3	46,6	49,5

¹⁾ vorläufig, Quelle: AGEB

HT-D21 ¹⁾ vorläufig, Quelle: AGEB

Bei einem funktionierenden Emissionshandel für den Klimaschutz bedarf es keines EEG-Gesetzes. Im Gegenteil: es unterläuft in seiner Wirkung den Emissionshandel.

Aber auch der Emissionshandel in Europa hat kaum Klima verbessernde globale Wirkung. Er reduziert und verteuert zwar die Nachfrage nach fossilen Energieträgern in Europa, senkt aber nicht das weltweite Angebot an fossilen Energieträgern. Ohne ein weltweites CO₂-Handelssystem und globales Klimaschutzabkommen laufen die deutschen und europäischen Bemühungen deshalb weitgehend ins Leere und belasten den Steuerzahler unnötig.

Monopolkommission sieht EEG kritisch

Das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) leistet auch aus der Sicht der Monopolkommission derzeit keinen eigenständigen Beitrag zum Klimaschutz. Zu diesem Ergebnis kommt die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten „Energie 2011 - Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten“.

Aus ordnungspolitischer Sicht seien sowohl das EEG als auch das KWK-G vor dem Hintergrund des europäischen Zertifikatehandels redundant. Kohlendioxid-Emissionen, die in Deutschland eingespart würden, „werden anderweitig in der Europäischen Union verkauft, sodass insgesamt keine Emissionen eingespart werden“, stellt die Kommission fest.

Zu den Zielen der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis spätestens 2020 auf 35 % zu erhöhen, äußert sich die Kommission „verhalten positiv“. Die negativen Effekte dieser Energieträger seien geringer als die fossiler oder nuklearer Energieträger. Kritisiert wird aber die konkrete Ausgestaltung: „Speziell die explizite Förderung bislang bekannter Erzeugungstechnologien, insbesondere von Windrädern und Solaranlagen auf Basis des Erneuerbare Energien-Gesetzes bedingt, dass lediglich derzeit bekannte Verfahren zur Emissionsvermeidung gefördert werden.“

Grundsätzlicher Systemwechsel überfällig

Eine Vielzahl marktlicher Verwerfungen resultiert zudem aus der Marktordnung bei erneuerbaren Energien. Der erwartete Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung legt nach Auffassung der Monopolkommission nahe, dass die Marktverzerrungen hier weiter zunehmen und sich zudem ungünstig auf die Verbraucher auswirken werden. Die Monopolkommission erachtet daher einen grundsätzlichen Wechsel in ein marktnäheres System für überfällig. Diese Chance einer marktkonformeren Ausgestaltung des EEG wurde aber bei der letzten Novelle 2011 verpasst. Die Monopolkommission schlägt den Wandel zu einem Quotensystem vor, in dessen Rahmen Stromhändler verpflichtet werden, einen bestimmten Anteil an erneuerbaren Energien in ihrem eigenen Beschaffungsportfolio vorzuhalten.

Bundeskartellamt: CO₂-Handel als Vorbild für Strommarkt

Das Bundeskartellamt fordert für die Energiewende ein Umlagensystem nach dem Vorbild der CO₂-Zertifikate. Der etablierte Zertifikatehandel sei ein Vorbild für den Strommarkt, weil es dem Markt überlassen wird, welche Technologie zum Zuge kommt.

Nach dem gleichen Modell sollte ein Handel mit den Umweltkosten der Stromerzeugung aufgebaut werden. Die EEG-Umlage dagegen sei „**planwirtschaftlich organisiert**“. Es würden hohe Subventionen gegeben, ohne dass es auf Preis- oder Nachfragesignale ankommt.

EEG-Umlage in 2012 leicht auf rund 3,6 Cent/kWh erhöht

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber haben die deutschen Stromkunden in 2011 13 Mrd. Euro Vergütung für die Förderung des Ökostroms bezahlt. Der Marktwert des EEG-Stroms beträgt etwa 4,9 Mrd. Euro, sodass sich die Kosten der EEG-Förderung auf rund 18 Mrd. Euro in 2011 belaufen und die EEG-Umlage 3,592 Cent/kWh beträgt. Die Förderung der Erneuerbaren Energien entfernt sich immer mehr von einer Anschubfinanzierung für neue Technologien zu einer im Volumen steigenden Dauersubvention durch den Verbraucher und übertrifft bei weitem die Subventionen für den deutschen Kohlebergbau.

Entsprechend verteuerte sich auch der Strompreis für die deutschen Haushalte wie folgt:

ein Vielfaches teurer wie der an der Strombörse gehandelte Preis pro KWh.

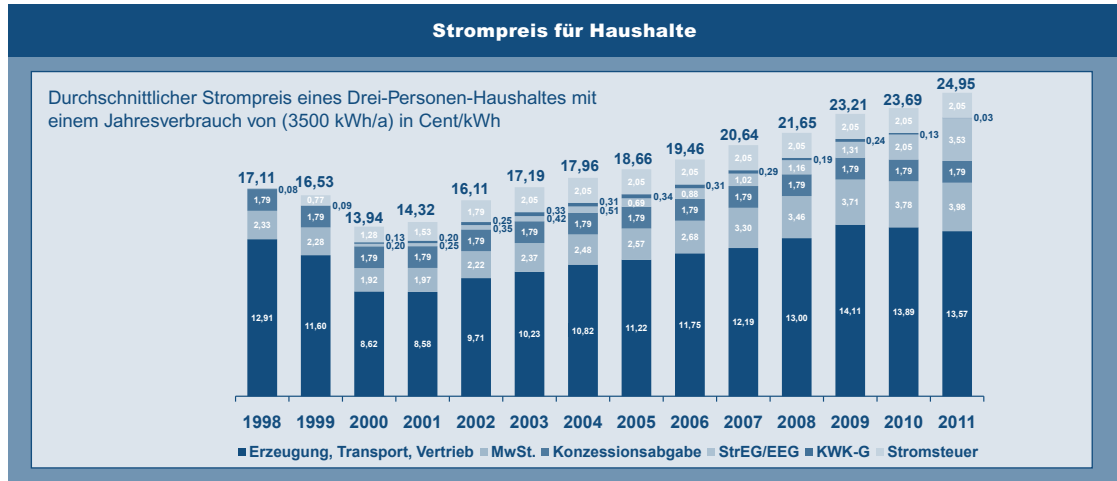


Bild 25: Entwicklung des Haushalts-Strompreises 1998-2011 Quelle: BDEW, Stand 03/2011

Rund die Hälfte der gesamten Ökostromförderung floss 2011 in die Solarenergie

Die Solarenergie - unvorstellbar hoch subventioniert - wurde in ihrer Förderung nach vielen Diskussionen von der Bundesregierung nur halbherzig zurückgenommen, obwohl für viele Bauelemente der Solarstromerzeugung hohe Preissenkungen durch verschärften Wettbewerb vor allem mit China zu verzeichnen sind. Hier baut sich trotz einer geplanten weiteren Absenkung in 2012 weiterhin eine „Förderblase“ auf, ohne wesentlich zur Stromversorgung und CO₂-Vermeidung beizutragen. Auch bei einer abgesenkten Förderung in 2012 ist diese Stromerzeugungsart immer noch um

Die solare Einspeisung deckte in 2011 gerade einmal 3 % des gesamten Strombedarfs in Deutschland. Der Beitrag zur Versorgungssicherheit im Sinne eines planbaren Kapazitätseinsatzes ist gleich Null. Dafür mussten aber rund 6,5 Mrd. Euro an Einspeiservergütung aufgewendet werden.

Nach ersten Hochrechnungen war auch 2011 ein Rekordjahr für Neuanschlüsse von Photovoltaik-Anlagen. Geschätzte 7.500 MW gingen ans Netz. In 2011 könnte damit eine Kapazität von über 25.000 MW erreicht worden sein. Damit schrauben sich die „Solar-schulden“ der Bürger voraussichtlich in den nächsten 20 Jahren auf deutlich über 120 Mrd. Euro hoch, die über die Stromrechnungen getilgt werden müssen.

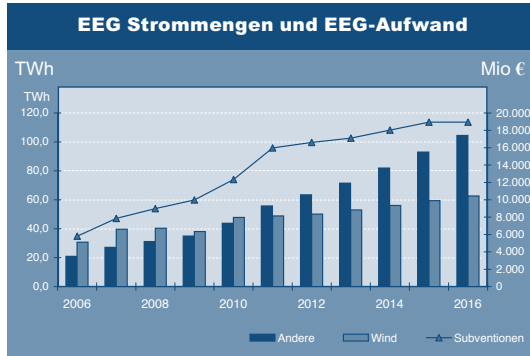


Bild 26

Quelle: Zusammenfassung des Datengerüsts - Leipziger Institut für Energie GmbH Ergebnis Trend-Szenario
EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2012 bis 2016 Stand: 11/2011

„Peak-Shaving“ der Solarenergie belastet Steinkohlekraftwerke besonders

Die Sonnenenergie macht - obwohl sie ein Vielfaches des Strombörsenpreises als Einspeisevergütung erhält - den Strom vor allem in den Peak-Stunden günstiger.

Solarstrom fließt vor allem dann, wenn besonders viel Energie benötigt wird: mittags. Entsprechend müssen konventionelle Atom-, Kohle- und Gaskraftwerke dann weniger Strom liefern als das früher der Fall war. Da Strom aus erneuerbaren Energien über eine garantierte Einspeisevergütung gefördert wird, unterliegt sein Preis nicht den Regeln von Angebot und Nachfrage. Daraus entsteht der so genannte **Merit-Order-Effekt**: der restliche benötigte Strom wird insgesamt billiger, denn teurer produzierende Kraftwerke laufen gar nicht erst an. Dadurch aber entgehen den Kohlekraftwerken die für ihre Wirtschaftlichkeit als Mittellastkraftwerke betriebswirtschaftlich besonders notwendigen Deckungsbeiträge aus Strom-Peak-Stunden.

Keine Einigung bei CCS - aussichtsreiches Demonstrationsprojekt in Deutschland abgesagt

Im Streit über das Gesetz zur unterirdischen Lagerung von Kohlendioxid ist noch immer keine Lösung in Sicht. Obwohl die EU-Kommission bereits im Sommer 2011 ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland eingeleitet hatte, weil die entsprechende EU-Richtlinie nicht fristgerecht umgesetzt wurde, konnten sich Bund und Länder nicht auf einen Kompromiss im Vermittlungsausschuss einigen. Diese Hängepartie zeigt bereits erste negative Entscheidungen. Vattenfall hat sein fertiges Projekt - den Bau eines Braunkohlekraftwerks mit CO₂-Abscheidung in der Lausitz - abgesagt. Aufgrund der unklaren Gesetzeslage scheut man eine Milliardeninvestition.

Dabei erprobt der Energiekonzern die Technik bereits seit September 2008 in einem Pilotprojekt am Industriestandort Schwarze Pumpe. In der für 70 Millionen Euro errichteten 30-Megawatt-Anlage wird Kohlendioxid durch das Oxyfuel-Verfahren nach Vattenfall-Angaben zu rund 90 Prozent abgeschieden und verflüssigt. Über Pipelines oder in Tanklastzügen sollte das CO₂ zu den Endlagern transportiert und dort verpresst werden. Das CCS-Demonstrationskraftwerk in Jämschwalde wäre der nächste Schritt gewesen, bei dem die Technologie im Industriemaßstab eingesetzt wird. Vattenfall wollte das 1,5-Milliarden-Euro-Projekt mit einer Leistung von 300 Megawatt im Jahr 2015/16 in Betrieb nehmen. Dort sollten jährlich 1,7 Millionen Tonnen Kohlendioxid abgetrennt werden.

AUSTRALIEN

Produktion

Australien genießt seit 20 Jahren ein kontinuierliches Wachstum. Die wirtschaftlichen Krisen überstand der fünfte Kontinent besser als vergleichbare Industriestaaten. Selbst eine Reihe von Naturkatastrophen zu Beginn und zum Ende des Berichtsjahres hatte gesamtwirtschaftlich eher geringen Einfluss auf das Wachstum. Der Grund hierfür liegt vor allem in dem anhaltenden Boom bei der Nachfrage nach Rohstoffen, allen voran Kohle, Eisenerz und Industriemetalle. Dies birgt aber auch Risiken.

Mit seinen Energierohstoffen ist Australien der neuntgrößte Energieproduzent und verantwortlich für 2,4 % der Weltenergieproduktion und 6 % der Weltsteinkohleförderung. Entsprechend anfällig reagierten die globalen Rohstoffmärkte und vor allem die auf die Rohstoffe angewiesenen Industrien für Entwicklungen auf dem 5. Kontinent: Sintflutartige Regenfälle und Hochwasser in den Flüssen Ende 2010 bis ins 1. Quartal 2011 führten zu Überschwemmungen von weiten Teilen Queensland. Ein Gebiet von der Größe Deutschlands und Frankreichs zusammen stand praktisch unter Wasser, und viele Kokskohleminen waren buchstäblich abgesoffen. Reihenweise erklärten die Bergbauunternehmen ihren Kunden „Force Majeur“. Die Schätzungen, wie lange es dauert, bis die Kokskohleförderung wieder die Kapazitätsgrenze erreicht, wie viele Tonnagen insgesamt ausfallen würden oder wie lange es dauern würde, die vertraglichen Verpflichtungen aus den „Force Majeur“-Fällen nacherfüllt zu haben, gingen sehr weit auseinander. Es wurde von 20 bis 50 Millionen Tonnen ausgegangen, die in

2011 nicht produziert werden konnten. Die Exporte Australiens insgesamt hingegen verringerten sich tatsächlich nur um rund 19 Mio. t, dagegen die Exporte aus Queensland um 31,2 Mio. t. Und dann zog auch noch der Wirbelsturm „Yasi“ eine Schneise der Verwüstung durch die größten Zuckerrohr- und Bananenplantagen Australiens, jedoch blieben die Kohleminen und insbesondere die Häfen weitestgehend verschont. In finanzieller Hinsicht wurde Queensland dadurch betroffen, dass geschätzte rund 400 Millionen Australische Dollar weniger an Royalties wegen des Produktionsausfalls abgeführt wurden.

Die Steinkohle kommt zu 97 % aus New South Wales (NSW) und Queensland (QLD). Die Kokskohle kommt überwiegend aus QLD, während die Kesselkohle vorwiegend aus NSW stammt. Dreiviertel der Produktion wird in Tagebauen gewonnen. Das Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics and Sciences (ABARES) hatte eine Steigerung der Kesselkohleproduktion um 19 % auf 225 Mio. t und eine Steigerung der Exporte um 14 % auf 163 Mio. t in 2012 prognostiziert. Bereits in 2010 und 2011 sind nach Angaben von ABARES sieben neue Minen mit rund 34 Mio. t Jahreskapazität an Kesselkohle in Betrieb gegangen:

Australiens neue Kesselkohleminen			
Mine	Unternehmen	Land	Kapazität in Mio. t
Blakefield South	Xstrata/Nippon Steel	NSW	Ersatzkapazität
Cameby Downs	Syntech Resources	QLD	1,4
Clermont open cut	Rio Tinto	QLD	12
Narrabri Coal Project	Whitehaven Coal	NSW	1,5
Moolarben Stage 1	Yancoal Australia	NSW	8
Mount Arthur open cut	BHP Billiton	NSW	3,5
Mangoola	Xstrata	NSW	8

LB-TI Quelle: ABARES, Outlook 2011

Die Produktion in den Exportprovinzen Australiens konnte 2011 witterungsbedingt nicht weiter gesteigert werden. Vielmehr sank die Förderung von 344 Mio. t um 8 Mio. t auf 336 Mio. t.

Neben Queensland und New South Wales wurden in 2011 kleinere Mengen an Steinkohle in Westaustralien (6 Mio. t), in Südaustralien (3 Mio. t) und in Tasmanien (0,5 Mio. t) gefördert, die ausschließlich in den heimischen Markt fließen. Neben der Steinkohle wird in Victoria noch Braunkohle gefördert.

Verwertbare Produktion der Hauptförder-Bundesstaaten Australiens			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
New South Wales (NSW)	143	149	157
Queensland (QLD)	190	195	179
Gesamt NSW / QLD	333	344	336
Westaustralien / Tasmanien	11	11	10
Gesamt	344	355	346

LB-T2

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

Kurz vor Weihnachten 2011 hat das chinesische Unternehmen Yancoal Berichten zufolge ein Übernahmeangebot für Anteile an dem Kohlekonzern Gloucester Coal für rund 1,7 Mrd. A\$ gemacht. Sollte Yancoal Erfolg haben, wird der größte börsennotierte Kohlekonzern Australiens mit einem Marktwert von rund 6 Mrd. A\$ entstehen. Laut Bloomberg sind im abgelaufenen Jahr im Kohlesektor Verkäufe im Gesamtwert von 19,5 Mrd. A\$ gezeichnet worden.

Vor allem die großen Abschlüsse sorgten für Schlagzeilen:

Peabody Energy hat sich für 3,8 Mrd. A\$ Macarthur Coal gesichert und Rio Tinto für 3,4 Mrd. A\$ Riversdale Mining. Ein Konsortium von Rio Tinto und Mitsubishi erwarb zudem für 1,5 Mrd. A\$ Coal & Allied, und die indische Lanco Infratech zahlte für Griffin Coal 750 Mio. A\$.

Australien unternimmt große Anstrengungen, die gesamte Kohleprozesskette, insbesondere bei der Gewinnung, bei der Verbrennung und bei der optimierten Nutzung der Lagerstättenpotenziale zu verbessern. Der australische Bergbau fördert zu 23 % im Tiefbau und zu 77 % im Tagebau. Die Projektliste sowohl für Kraftwerkskohle als auch Koks-kohle ist lang. So wird berichtet, dass Anglo American dem Greenfield Grosvenor Projekt in Queensland mit einem Investitionsvolumen von 1,7 Mrd. US\$ zugestimmt hat. QCoal plant die Förderung in vier neue Kohleminen im nördlichen Bowen Basin. BHP Billiton hat Zeitungsberichten zufolge eine Gesamtinvestition von fast 5,5 Mrd. A\$ bestätigt, mit der die Koks-kohlekapazitäten in Queensland (Caval Ridge Koks-kohle Mine) um weitere 4,9 Mio. t pro Jahr und in New South Wales die Kesselkohlekapazitäten um rund 4 Mio. t pro Jahr erhöht werden sollen. Alle Projekte sollen 2013 abgeschlossen sein. Das Joint Venture BHP Billiton und Mitsubishi Alliance (BMA) will 5 Mrd. A\$ investieren, um die Koks-kohleproduktion mit dem neuen Minenprojekt Danna und die Ausweitung bestehender Minen zu steigern. Auch wurde bestätigt, den Hay Point Kohleterminal um 11 Mio. t/a auf eine Jahreskapazität von dann 55 Mio. t/a (ab 2014) mit einem Finanzvolumen von 2,5 Mrd. A\$ zu erhöhen. International Coal will eigenen Angaben nach zwei neue Koks-kohleminen in Queensland errichten.

Das Ausmaß und Tempo der Fördersteigerung hängt von der Entwicklung der Infrastruktur ab. Diese erweist sich häufig noch als Engpass. Aber auch hier sind einige Projekte angestoßen, mit denen diese Engpässe behoben werden sollen. Der Hafen von Waratah hat zugestimmt, die Ladekapazitäten von derzeit 113 Mio. t/a auf dann 133 Mio. t/a und schließlich auf 145 Mio. t/a bis Ende 2012 mit einem Investitionsvolumen von 227 Mio. A\$ zu erhöhen. Als Teil des nationalen Bauprogramms der Bundesregierung sollen geschätzte 1 Mrd. A\$ in fünf größere Bahngleisprojekte im Hunter Valley investiert werden, unter anderem eine zweite Gleisbahnlinie zwischen St. Helier und Muswellbrook und eine dritte Spur zwischen Maitland und Minimbah. Damit sollen vor allem die Staus von den Minen zum Hafen von Newcastle beseitigt werden.

Es mangelt aber vor allem an lokalen Fachkräften, die den Bedarf der Bergbauindustrie an ausgebildeten Facharbeitern für den Bau und Betrieb neuer Minen, Häfen und Infrastruktur decken könnten.

Australien hält rund 27 % Weltmarktanteil am Kohle-welthandel, davon (133 Mio. t) 55 % Weltmarktanteil an der Koks-kohle und (148 Mio. t) 20% an der Kessel-kohle. 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 Kesselkohlenexporte sollen nach Angaben des Bureau of Resources and Energy Economics (BREE) der australischen Regierung um durchschnittlich 11 % auf 269 Mio. t/a in 2016-2017 steigen.

Infrastruktur

Die Unwetter zu Beginn des Jahres 2011 waren so stark, dass auch die Infrastruktur, insbesondere die

Eisenbahnlinien von den Minen zu den Koks-kohle-exporthäfen Abbot Point, Dalrymple Bay, Hay Point, Gladstone und Brisbane wie auch die Hafenanlagen selbst, in Mitleidenschaft gezogen wurden. Die Infrastruktur war daher besonders in 2011 erneut die Achillesferse im Export. Der Staat und die kohle-exportierenden Unternehmen wie auch die Häfen unternehmen aber große Anstrengungen, die Situation zu verbessern. So konnte beispielsweise im Kohleterminal Dalrymple Bay im Dezember mit über 5 Mio. t verladener Kohle wieder die Kapazität wie vor dem Unwetter erreicht werden. Die Exportmengen in Newcastle konnten weiter auf 112 Mio. t gesteigert werden. Der Hafen von Abbot Point könnte einer der weltweit größten Kohlehäfen werden. Hier gibt es Pläne der North Queensland Bulk Ports Corporation (NQBP) für vier neue Kohleterminals 25 km nördlich von Bowen in Queensland mit jeweils 30 Mio. t Jahreskapazität. Diese Projekte reihen sich ein in einen Plan der Regierung von Queensland, bis 2020 insgesamt 66 Projekte mit einem Gesamtaufwand von 142 Mrd. A\$ zu verwirklichen. Bereits 2013 sollen im Rohstoffsektor Queensland die Investitionen dreimal so hoch sein wie heute. Ziel ist es, die Hafenskapazität von derzeit 242 Mio. t/a auf 787 Mio. t/a in 2020 auszubauen. Ob diese aber Realität werden, ist in Anbetracht der politischen und ökonomischen Risiken wie CO₂-Steuer, fraglich.

Kurzfristig gilt es aber vor allem, den Engpass Eisenbahntransport zu lösen. Hier sollen drei Gleiserweiterungsprojekte Abhilfe schaffen: Durch die Erweiterung der Strecke Goonyella nach Abbot Point sowie die Maßnahmen Hay Point und Wiggins Island, die bis Ende 2012 fertiggestellt sein sollen, werden sich die Transportkapazitäten Queensland auf über 300 Mio. t/a erhöhen. Ferner wurde im Dezember letzten

Jahres die erste Kohle auf der bislang fehlenden, 69 km langen Verbindung vom nördlichen Bowen Basin zum Abbot Point Hafen transportiert. Mit dieser Investition von Queensland Rail soll die Transportkapazität zum Abbot Point Coal Terminal auf 50 Mio. t/a verdoppelt werden. Sie ist Teil der Strategie von QR rail, in den nächsten drei Jahren die Transportkapazitäten um 70 Mio. t/a auf dann insgesamt 300 Mio. t/a in 2015 zu erweitern.

Aber auch die Bergbauunternehmen wollen investieren: BHP Billiton bestätigte laut Presseberichten Pläne, eine eigene Eisenbahnlinie von seinen Kokskohleminen im Bowen Basin sowie einen zugehörigen neuen Kohleterminal im Hafen von Abbot Point zu bauen. Rio Tinto plant, 515 Mio. A\$ in fahrerlose Züge zu investieren, die dann weltweit die ersten vollautomatisierten Güterzüge wären, die über eine lange Distanz betrieben würden. Das gesamte Streckennetz, das Rio Tinto mit 41 eigenen Zügen benutzt, hat eine Gesamtlänge von 1.500 km.

Als Teil des nationalen Bauprogramms der australischen Regierung sollen rund 1 Mrd. A\$ in fünf größte Erweiterungen von Bahnstrecken im Hunter Valley investiert werden.

Exporte der größten Kohleverladehäfen			
Kohleverladehäfen	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Abbot Point	15,3	17,4	13,7
Dalrymple Bay	54,2	62,7	49,3
Hay Point	35,0	36,4	30,8
Gladstone	58,0	61,7	52,6
Brisbane	6,3	7,6	6,8
Gesamt Queensland	168,8	185,8	153,2
Newcastle	92,8	95,1	98,1
Port Kembla	15,0	13,3	14,0
Gesamt New South Wales	107,8	108,4	112,1
Gesamt	276,6	294,2	265,3

LB-T3

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, haben nachstehende Kapazitäten sowie in 2010 und 2011 folgende Mengen umgeschlagen:

Umschlag australischer Häfen		
Häfen	Umschlag in 2010 Mio. t	Umschlag in 2011 Mio. t
Newcastle	95	114
Port Kembla	13	14
Dalrymple Bay	63	50
Hay Point	36	31
Gladstone	62	53
Abbot Point	17	14
Brisbane	8	7
Gesamt	294	283

LB-T4

Allein in Newcastle wurde für 1 Mrd. A\$ von der Newcastle Coal Infrastructure Group (NCIG) ein Kohleterminal gebaut. Dieser wird am Ende der Phase 1 eine Kapazität von 30 Mio. t/a haben. Die zweite Phase der Erweiterung auf eine Exportkapazität von 53 Mio. t/a ist bereits in Planung und soll 2013/2014 in den Betrieb gehen, die dritte Phase des Ausbaus soll 2015 beginnen und die Kapazität bis 2017 dann auf insgesamt 90 Mio. t erweitert sein.

Export

Insgesamt konnte Australien seine Exporte in 2011 wegen der Witterungsverhältnisse nicht steigern. Durch die sich zum Teil schnell von der Wirtschaftskrise erholende Stahlindustrie war der Bedarf an australischer Koks-kohle in 2011 aber unvermindert hoch. Die starken Regenfälle und die dadurch bedingte Überflutung von großen Teilen Queenslands zum Anfang des Jahres 2011 wirkten sich erst im Frühjahr 2011 auf die Exporte aus. Wenn auch insgesamt der Rückgang der Exporte Australiens um 19 Mio. t auf 281 Mio. t gering erscheint, so ist der Rückgang in Queensland mit 31 Mio. t auf 152 Mio. t deutlich größer ausgefallen.

Die Entwicklung der „hard-coking-coal“-Exporte in ausgewählten Regionen sieht wie folgt aus:

Exportentwicklung in ausgewählten Regionen „Hard-coking-coal“			
	2010 Mio. t	2011 Mio. t	Abweichung 2010/2011 Mio. t
Europa	16,2	15,4	- 0,8
Südamerika	4,7	3,6	- 1,1
Japan	26,5	22,0	- 4,5
Indien	25,8	24,0	- 1,8
Gesamt	73,2	65,0	- 8,2

LB-T5

Insgesamt wurde mit 133 Mio. t 17 % weniger Koks-kohle (einschließlich „semi-soft-coking-coal“ und PCI-Kohle) exportiert als im Jahr 2010. Die größten Importeure australischer Koks-kohle sind Japan, China, die EU, Indien und Korea. Nach Europa und Südamerika gingen rund 1 % und nach Japan 4,5 % weniger Koks-kohle als in 2010.

Auch China verringerte seine Importe sowohl bei der Koks-kohle als auch bei der Kesselkohle insgesamt um rund 3 Mio. t auf 34 Mio. t.

Im Einzelnen reduzierten sich in 2011 Australiens Exporte nach China gegenüber 2010 wie folgt:

Australiens Exportentwicklung nach China		
	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Hard-coking-coal	14,0	7,5
Semi-soft-coking-coal / PCI	8,7	6,7
Kraftwerkskohle	14,5	19,9
Gesamt	37,2	34,1

LB-T6

Kohleexporte nach Qualitäten		
Kohlequalität	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Koks-kohle (HCC)	102	88
Semi-soft Koks-kohle	57	45
Kesselkohle	141	148
Gesamt	300	281

LB-T7

Bei Kraftwerkskohle konnte Australien seine Exporte um 5 % oder rund 7 Mio. t steigern. Die heftigen Regenfälle zu Beginn des Jahres 2011 konzentrierten sich auf Queensland und nicht auf New South Wales, wo vorrangig die Kesselkohle gefördert wird. Japan verringerte seine Importe aus Australien um 4,2 Mio. t auf 64,5 Mio. t. Der Absatz nach Korea nahm dagegen um 3 Mio. t auf 29 Mio. t zu.

Der Schwerpunkt des australischen Absatzes bleibt der pazifische Raum (über alle Qualitäten):

Absatzentwicklung Australien		
	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Atlantik	26	29
Pazifik	274	252
Gesamt	300	281

LB-T8

Australien führt CO₂-Zertifikatehandel und CO₂-Steuer ein

Das australische Parlament hat einem Gesetz zugestimmt, nach dem die 500 größten Treibhausgasemittenten des Landes ab 1. Juli 2012 umgerechnet 17 Euro pro Tonne CO₂-Ausstoß zahlen müssen, die eine vorgegebene Menge überschreitet. Australien folgt damit als erstes Industrieland der EU, da die CO₂-Steuer ab 2015 durch ein Emissionshandelssystem abgelöst werden soll. Das Gesetz war heftig umstritten, insbesondere wegen seiner möglichen negativen Auswirkungen auf die Steinkohlebergbauindustrie, aber auch auf die australischen Strompreise.

Die Kennzahlen Australiens lauten:

Kennzahlen Australien			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Steinkohlenförderung	348	355	348
Steinkohlenexporte	273	300	281
• Kesselkohle	139	141	148
• Koks kohle	134	159	133
Einfuhren Deutschland	3,9	4,3	4,3
• Kesselkohle	0,5	0,3	0,2
• Koks kohle	3,4	4,0	4,1
Exportquote in %	79	85	81

LB-T9 Indonesien

„Indonesien - Das unterschätzte Inselreich“. So beschrieb das Handelsblatt das Land, das im Schatten

von China, Indien oder Brasilien kaum beachtet wird. Jedoch ist es Indonesien gelungen, nicht zuletzt Dank seines Reichtums an Rohstoffen, in den vergangenen Jahren stetig zu wachsen. Die Wirtschaft wuchs in den letzten beiden Jahren jeweils über 6 %, was auch für 2012 prognostiziert wird. Das bevölkerungsreichste Land Südasiens - rund 240 Millionen Menschen - wird seit 2004 demokratisch und wirtschaftsfreundlich geführt und weist eine ähnliche Dynamik wie China vor einigen Jahren auf.

INDONESIEN

Produktion

Der indonesische Kohlebergbau expandierte auch in 2011 weiter. Die Förderung stieg nach vorläufigen Schätzungen auf 318 Mio. t - nach Angaben der indonesischen Kohlebergbauvereinigung auf 360 Mio. t. Die Förderung teilt sich auf in 95 Mio. t hochwertige Steinkohle und 223 Mio. t niederkalorische Steinkohle (subbituminös).

Die größten Steinkohleproduzenten Indonesiens ²⁾				
Unternehmen	Förderung 2010 Mio. t	Förderung 2011 Mio. t	Exporte 2010 Mio. t	Exporte 2011 Mio. t
Bumi	61,0	66,0	53,0	61,0
Adaro	42,2	47,9	33,3	37,2
Kideco	28,9	31,6	22,3	34,4
Banpu	23,5	25,0	22,5	25,7
Berau	17,4	19,8	12,7	16,9
Bayan	11,9	11,9	---	15,5
Bukit Asam	13,1	13,5	4,2	4,7
Gesamt ¹⁾	198,0	215,7	148,0	195,4
Indonesien gesamt	295	318	240	270

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

LB-T10

Von der Fördermenge gingen 270 Mio. t in den Export, 60 Mio. t wurden im Inland verbraucht. Die Bestandsituation in Indonesien ist unbekannt. Für 2012 wird von der indonesischen Bergbauindustrie mit einer weiteren Erhöhung der Förderung auf bis zu 390 Mio. t/a gerechnet, wovon 60-70 Mio. t/a allein zur Deckung des heimischen Bedarfs notwendig sein sollen.

Tendenziell werden sich die indonesische Förderung und damit auch der Export zunehmend zu niedrigeren Heizwerten hinbewegen. Die indonesische Steinkohleproduktion von 318 Mio. t wird mit schätzungsweise

- 270 Mio. t in Kalimantan und
- 48 Mio. t in Sumatra

erbracht.

Indonesiens größter Kohleproduzent Bumi Resources plant seine Produktion von heute geschätzten 66 Mio. t/a auf 75-80 Mio. t/a in 2012 zu steigern. Insbesondere soll die Förderung der Tochtergesellschaften KPC und Arutmin auf 80 Mio. t/a in 2012 erweitert werden. Adaro, Indonesiens zweitgrößter Förderer, will die Produktion um 5 Mio. t steigern. Banpu will ebenfalls die Produktion steigern. Ob dies letztlich gelingt, hängt auch vom Wetter ab. In 2011 hatte auch Indonesien mit heftigen Regenfällen zu kämpfen, die die Produktion für eine Zeit beeinträchtigten.

Banpu plant, mit einem Investitionsaufwand von 209 Mio. US\$ in seinen auf Kalimantan gelegenen Minen Indominco Mandiri, Trubaindo, Bharinto, Ekatama und Kitadin die Förderung in 2012 insgesamt auf 27 Mio. t/a zu steigern. Kangaroo Resources will zwei Gruben entwickeln inklusive Pakar mit einer Exportkapazität von 11,6 Mio. t/a und GKP (3,5 Mio. t/a).

Vor allem die Produktion in Sumatra 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. Der staatliche Stromerzeuger PLN will in 2012 insgesamt 23 neue Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 3.351 MW in Betrieb nehmen. In 2013 sollen 2.191 MW und 2014 nochmals 880 MW ans Netz gehen. Verstromt wird hier vor allem Steinkohle aus Sumatra mit niedrigeren Heizwerten (unter 5000 kcal/kg).

Neben der Steinkohleproduktion besteht noch eine Braunkohleförderung von ca. 40 Mio. t.

Infrastruktur

Indonesien verfügt derzeit auf Kalimantan über sechs größere Tiefwasserhäfen mit einer Umschlagkapazität 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 Umschlagkapazitäten 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 küstenferneren 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 indonesische Regierung hat daher eine 2,4 Mrd. US\$ teure Eisenbahnstrecke angekündigt, die Zentral- und Ostkalimantan mit dem Hafen Balikpapan an der Ostküste Borneos verbinden soll. Der erste Teil soll eine 185 km lange Strecke mit Kosten von 1,7 Mrd. US\$ umfassen. In der zweiten Phase sollen in Zentralkalimantan 60 km Gleise verlegt werden. Auf Sumatra plant PT Bukit Asam Transpacific Railways (BATR) als Teil eines integrierten Plans von Kohlebergbau, Transport, Infrastruktur und Hafenlogistik, eine Bahnstrecke über 800 km von Tanjung Enim in Südsulawesi nach Bandarlampung zu bauen. Baubeginn ist für 2013 vorgesehen.

Die Verschiffung erfolgte überwiegend über folgende Häfen: Adang Bay, Banjarmasin, Pulau Laut und Tanjung Bara.

Export

Die derzeit veröffentlichte Exportziffer für 2011 beträgt rund 270 Mio. t und ist um 30 Mio. t gegenüber 2010 gestiegen.

Indonesien hat damit seine führende Weltmarktstellung als Kraftwerkskohlenexporteur Nr. 1 in 2011 weiter ausgebaut. Den Rückgang der chinesischen Exporte nutzte Indonesien seinerseits gut zu Ausfuhren nach China, die in 2011 mehr indonesische Kohle importierten als Indien mit ca. 52 Mio. t. Schwerpunkt des indonesischen Exports ist der pazifische Markt. Die Mengen in die europäischen und amerikanischen Länder sind in 2011 fast unverändert gering geblieben. Wegen des wachsenden inländischen Kohlebedarfs könnte Indonesien in einigen Jahren aber seine Vormachtstellung als Kohleexportland an Australien verlieren.

Andererseits dürften in der Zukunft Indonesiens Kohleexporte aber auch weiter wachsen. 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			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Pazifik	216	226	259
Europa	12	13	10
USA	2	1	1
Gesamt	230	240	270

¹⁾ geschätzt

LB-T11

Die größten Einzelabnehmer sind in Asien vertreten. Allein nach China konnten die Exporte um über 15% auf 78,0 Mio. t gesteigert werden.

Die größten Abnehmer indonesischer Kohle			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Taiwan	25,2	21,8	19,1
Japan	32,1	26,04	25,0
Südkorea	33,7	34,7	36,7
Indien	37,7	36,5	52,8
China	39,4	68,1	78,0

¹⁾ vorläufig, teilweise geschätzt

LB-T12

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

Kennzahlen Indonesien			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohlenförderung	280	295	318
Kesselkohlenexporte	230	240	270
Einfuhren Deutschland	0,1	0,1	0,1
Exportquote in %	82	81	85

LB-T13

Erhebliche Verunsicherung hat ein neues Gesetz über ausländisches Eigentum im Bergwerkssektor ausgelöst. Das Gesetz Nr. 24 von März 2012 besagt, dass ausländische Investoren nach 10-jähriger Produktion die Mehrheit an Kohleminen abgeben müssen und nur noch max. 49 % halten dürfen. Allerdings ist immer noch strittig, ob dies nur für zukünftige Beteiligungen gilt oder auch für bestehende. In jedem Fall wird diese Unsicherheit zu einem Rückgang ausländischer Investitionen in indonesische Kohlegruben führen. Bereits 2010 hat die indonesische Regierung den Kohlemarkt reguliert und standardisierte monatliche Preisindikatoren für in Indonesien geförderte Kessel- und Koks-kohle eingeführt. Dieses System ist seit September 2010 etabliert und bildet die Basis zur Erhebung der Royalties und Steuern. Dieser sog. Harga Batubara Acuan (HBA) Index wird gebildet aus einem Korb von Kohle- und Koks-kohleindizes wie z. B. dem Energy Publishing NEX Index, der bezogen ist auf eine Kesselkohle mit 6.322 kcal/kg (GAR), einem Wassergehalt von 8 %, einem Aschegehalt von 15 % und einem Schwefelgehalt von 0,8 %.

RUSSLAND/UKRAINE/ KASACHSTAN

Die Staaten der ehemaligen Sowjetunion mit wesentlicher Kohleproduktion sind:

- Russland,
- Ukraine,
- Kasachstan.

In allen Staaten konnte die Kohle vor dem Hintergrund hoher ölpreisgebundener Gaspreise ihre Rolle stärken. Besonders die wiedererholte Stahlindustrie und die hohen Koks-kohlepreise auf dem Weltmarkt ermöglichen eine Steigerung der Förderung gegenüber 2010.

Für den Weltmarkt hat nur Russland wesentliche Bedeutung.

Die **Ukraine** erhöhte zwar insgesamt die Produktion um fast 8 % auf 82 Mio. t/a. Die Kraftwerkskohle stieg dabei stark um 12 % auf 57 Mio. t/a, während die Produktion von Koks-kohle nur um 4 % auf 25 Mio. t/a wuchs. Für 2012 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 2011 wurden rund 108 Mio. t Steinkohle gefördert, davon rund 30 Mio. t exportiert.

Im Nachfolgenden wird nur noch auf Russland eingegangen.

Die russische Wirtschaft hat im vergangenen Jahr mit 4,3 % exakt die Wachstumsrate des Jahres 2010 wiederholt. Damit hat sich der größte Energieexporteur der Welt von dem dramatischen Einbruch der Wirtschaftsleistung von 7,8 % in 2009 erholt, der vor allem durch den Verfall der Rohstoffpreise seit Mitte 2008 ausgelöst worden war.

Kohleproduktion Russland			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Kokskohle ¹⁾	61	67	65
Kesselkohle	239	254	271
Gesamt	300	321	336

¹⁾ inkl. Anthrazit

LB-T14 Quelle: McCloskey

Produktion

In Russland stieg die Produktion von Kohle um 15 Mio. t auf rund 336 Mio. t, davon 65 Mio. t Kokskohle. Die Nachfrage nach Steinkohle fiel zwar aufgrund geringerer Nachfrage im Inland um 6 % auf 185 Mio. t einschließlich Kokskohle. Insgesamt erhöhte sich aber die Produktion aufgrund gestiegener Nachfrage aus dem Ausland. Nach ersten Schätzungen belief sich die Tagebauförderung auf rund 231 Mio. t, die Tiefbauproduktion auf 105 Mio. t.

Der Schwerpunkt der russischen Steinkohlenförderung liegt im Kemerovo-Gebiet. Dort stieg in 2011 die Produktion um 3 % auf 192 Mio. t. Das größte Unternehmen in dieser Region, die OAO Kuzbassrazrezugol, verringerte aber seine Kohleproduktion um 3 %. Der Grund liegt in einem in 2011 verstärkten Oberbodenabbau, der 2013 zu einem gesteigerten Kohleabbau führen soll. Insgesamt wurden 47 Mio. t/a gefördert.

Die wichtigsten russischen Produzenten entwickelten sich wie folgt:

Kohleproduzenten Russland		
Produzenten	2010 *	2011 *
	in Mio. t	in Mio. t
SUEK	87,0	92,2
Kuzbassrazrezugol	49,7	47,0
Siberian Business Union (SDS)	14,0	22,4
Yuzhkuzbassugol	11,2	9,2
Vostsibugol	14,9	15,8
Raspadskaya	7,2	6,3
Yuzhny Kuzbass	13,8	14,0
Yakutugol	9,0	7,8
Gesamt	206,8	214,7

* zum Teil geschätzt

LB-T15

Auch der Fernost-Export zog weiter an. Die russische Bergbau- und Stahlgruppe Mechel hat die ersten 200.000 t Kokskohle von dem Elgen-Projekt gefördert. Der größte russische Produzent SUEK hat sich eine Lizenz zur Erschließung der Apatskoe- Kokskohlefelder, gelegen in der Trans-Baikal-Region Russlands und etwa 700 km von der chinesischen Grenze entfernt, gesichert. Aber auch im Kuzbass-Becken will SUEK nach eigenen Angaben die Produktion bis 2016 um 46 % oder 13 Mio. t/a gegenüber 2011 steigern. Für 2012 wird ein Produktionsziel von 32,8 Mio. t/a angestrebt, wovon 2/3 in den Export gehen sollen.

Infrastruktur

Häfen Russland			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Ostseehäfen und Nordrussland			
Murmansk	11,5	9,6	10,8
Vysotsk	2,9	2,3	3,2
Riga	13,8	11,5	13,5
Ventspils	5,3	3,6	6,8
Tallin (Muga)	1,6	1,2	0,3
St. Petersburg	2,4	2,2	0,3
Ust-Luga	6,6	7,6	12,3
Sonstige	2,1	1,7	0,8
Gesamt	46,2	39,7	48,0
Südrussland und Ukraine			
Mariupol (Ukraine)	1,5	1,7	1,7
Tuapse (Russland)	3,1	3,5	2,9
Yuzhny (Ukraine)	2,9	2,4	1,0
Sonstige	7,5	7,6	7,5
Gesamt	15,0	15,2	13,1
Russland Fernost			
Vostochny	14,1	14,5	16,2
Vanino	1,2	1,3	1,5
Muchka	4,9	5,0	10,0
Sonstige	7,9	11,9	12,3
Gesamt	28,1	32,7	40,0
Gesamt	89,3	87,6	101,1

¹⁾ z. Teil Schätzungen

LB-T16 ¹⁾ z. Teil Schätzungen

Die russische Staatsbahn hat massive Kapazitäts- und Qualitätsprobleme. Da zudem die Kohleexporte häufig mit dem Transport von Weizen, Eisenerz und Stahl zu den wichtigsten Exporthäfen konkurrieren, kommt es verstärkt zu Engpässen bei den Eisenbahntransporten. Hinzu kommt, dass entweder nicht ausreichend Waggons zur Verfügung stehen oder die Strecke zu den Exporthäfen ist verstopft mit leeren Waggons

von unzähligen kleinen Eisenbahnbetrieben, die die Waggons wegen nicht akzeptierter Transportpreise nicht beladen, oder der Zustand der Waggons ist sehr schlecht und fahruntüchtig. Wegen dieser unbefriedigenden Situation hat das Bergbauunternehmen Mechel eine eigene Eisenbahnlinie von 321 km gebaut, die die Elgen-Kokskohlemine mit dem sibirischen Bahnnetz verbindet.

Die Russen versuchen zudem, wegen hoher Transitgebühren in den baltischen Staaten vor allem eigene Häfen im baltischen Raum zu beschäftigen. Riga konnte mit 13,5 Mio. t seine Position als Nr. 1 für russische Kohle nicht behaupten, sondern gab diese an Vostochny mit 16,2 Mio. t ab. Insgesamt steigerte sich der Export über die baltischen Häfen um 4 %. Der Umschlag der Schwarzmeerhäfen war nahezu konstant. Den größten Zuwachs erreichten erneut die Fernosthäfen mit 22 %.

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 Hafenkapazitäten gesetzt. Dennoch werden neue Projekte in Angriff genommen, wie z. B. ein Kohleterminal im Wrangel Bay an der japanischen See mit einer Kapazität von 15 Mio. t/a.

Export

Aufgrund der gestiegenen Nachfrage im Ausland exportierte Russland im seewärtigen Handel mit 101 Mio. t rund 14 Mio. t mehr als im Vorjahr. Hinzukommen noch Mengen, die im Inlandsverkehr mit früheren CiS-Staaten gehandelt werden. Insgesamt wurden somit knapp 107 Mio. t exportiert.

Russland plant, in der Zukunft deutlich mehr Kohle in den asiatischen Markt zu exportieren. Bis 2030 will die Regierung 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. Dies soll einhergehen mit einer Steigerung der Kohleproduktion in ganz Russland von 336 Mio. t/a in 2011 von jährlich 4 % auf 450 Mio. t/a in 2030. Nach Angaben der Provinzregierung sollen bereits in 2012 in der Trans-Baikal-Region, in der zwei Kohleminen an der Grenze zu China betrieben werden, 4 Mio. t/a Steinkohlen aller Art, nach China exportiert werden.

Kennzahlen Russland			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Kohleförderung	300	321	336
Steinkohleexporte ¹⁾	90	87	101
• Kesselkohle	85	80	93
• Kokskohle	5	7	8
Einfuhren Deutschland	9,3	10,5	11,2
• Kesselkohle	8,7	9,3	9,6
• Kokskohle	0,5	1,0	1,2
• Koks	0,1	0,2	0,4
Exportquote in %)	30	27	31

¹⁾ nur seewärtig

LB-T17

Im nordwesteuropäischen Raum stiegen die Importe aus Russland um 23 % oder rund 9 Mio. t. Insbesondere UK nahm mit knapp 12 Mio. t 70 % mehr Kraftwerkskohle ab als in 2010. In Deutschland stiegen die Importe aus Russland um 0,7 Mio. t auf 11,2 Mio. t. Damit ist Russland Deutschlands wichtigster Kohlelieferant.

USA

Produktion

Die Produktion der USA ging 2011 leicht gegenüber 2010 um 6 Mio. t auf 976 Mio. t zurück, obwohl die Exporte um 23 Mio. t auf 97 Mio. t gesteigert wurden. Dies beruht auf mehreren Gründen.

Erstens: Wettbewerb von shale-Gas und Kohle in der Stromerzeugung. Obwohl die US-Stromerzeugung immer noch zum größten Teil auf Kohle basiert - 93 % des amerikanischen Kohleverbrauchs in den ersten neun Monaten gingen in die Stromerzeugung - hat sich vor allem ab Herbst 2011 durch dramatisch fallende Gaspreise ein Brennstoffwechsel angekündigt, dessen langfristige Auswirkungen auf die amerikanische Produktion wie auch auf den Weltkohlehandel heute noch nicht klar absehbar sind. Mit dem immer stärker auf den Markt drängenden shale-Gas zu Preisen zwischen 2-3 US\$/mm BTU oder umgerechnet zwischen 56-83 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 shale-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 hat dagegen deutlich geringere Produktionskosten und dürfte mit dem shale-Gas (noch) wettbewerbsfähig sein. Für 2012 wird zum Teil mit einem weiteren dramatischen Rückgang der Förderung um 50 Mio. t gerechnet. Die großen Bergbauunternehmen haben bereits die Schließung oder Einmottung von einigen Minen bekannt gegeben. Zudem sind die Kraftwerksläger mit 161 Mio. short tons mehr als gefüllt und die Kraftwerksbetreiber kommen damit wohl mehr ihrer

Abnahmeverpflichtung aus den üblicherweise in den USA geschlossenen Langfristverträgen nach, als dass hierfür echter Bedarf vorhanden wäre.

Zweitens: 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 Toxic Standards“ (MACT) der EPA. Häufig rentiert sich eine Nachrüstung in Anbetracht des Alters oder der wettbewerblichen Konkurrenz zum Gas nicht mehr. Die Umrüstkosten werden auf 11 Mrd. US\$ geschätzt. Erste Kraftwerksschließungen wurden bereits angekündigt. Es gibt Schätzungen, wonach bis zu 70 GW Kohlekraftwerkskapazitäten hierdurch freigesetzt werden könnten. Dies wird die Kohleproduktion in Zukunft erheblich belasten.

Drittens: die Wirtschaft der USA hat sich nicht so gut erholt wie erhofft, und der Stromverbrauch der Amerikaner entwickelte sich entsprechend verhaltener. Hinzu kam ein milder Winter. Die Energy Information Agency (EIA) schätzt, dass der Anteil der Kohle an der gesamten Stromerzeugung von derzeit 49 % auf 39 % in den nächsten 25 Jahren fallen wird.

Ganz anders sieht dagegen die Entwicklung im Bereich der Koks-kohle aus. Hier könnte wegen nachfragebedingt verbesserter Stahlerzeugung weltweit und hoher Weltmarktpreise die Förderung erhöht werden.

Aber auch die USA blieben 2011 von extremen Wetterbedingungen nicht verschont. Hochwasser und Überflutungen machten die für den Kohletransport wichtigen Flüsse Ohio, Big Sandy und Mississippi für Schiffe zeitweilig unpassierbar, was zwar nicht die Produktion, wohl aber den Export beeinträchtigte.

Förderverteilung USA			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Appalachian ¹⁾	326	313	307
Interior	130	135	140
Western	527	534	529
Gesamt	983	982	976
East of Mississippi	416	409	406
West of Mississippi	567	573	570
Gesamt	983	982	976

¹⁾ einschl. Kohle aus Haldenaufbereitung, inkl. Braunkohle

LB-T18 Quelle: US EIA Angaben in metrischen Tonnen

Die Regierung will das Kohlepotenzial mit moderner Technologie stärker nutzen, um die Ölimportabhängigkeit der USA weiter zu reduzieren. Der Plan für die Modernisierung der Energiewirtschaft sieht auch Investitionen in das CCS-Programm vor. Das US Department of Energy (DOE) fördert ein CCS-Projekt mit 450 US\$ für ein geplantes neues Kraftwerk in Texas. 90 % des CO₂ sollen in einem post-combustion-Verfahren abgetrennt und zur Verbesserung der Ölförderung über Pipelines zu den bestehenden Erdölfeldern in Texas befördert werden. Das gesamte Projekt soll 1,7 Mrd. US\$ kosten.

Infrastruktur

Die Infrastruktur bei Eisenbahn und Häfen war wegen der gesteigerten Exporte mehr als gut ausgelastet. Da die privaten Eisenbahnen mit ihren Netzen teilweise

monopolartige Stellungen in den Fördergebieten haben, erhöhten sich jedoch die Frachtraten erheblich. In 2011 wurden über die amerikanischen Seehäfen einschließlich Inlandslieferungen (rund 10 Mio. t) rund 81 Mio. t umgeschlagen. Die Umschlagsmengen stimmen aus zolltechnischen Gründen nicht mit den Exportmengen überein. Einen Engpass für weitere Exporte könnten auch die Binnenschiffskapazitäten und Umschlagskapazitäten sein. Während bisher vorwiegend an der Ostküste in neue Hafenskapazitäten investiert wurde, werden jetzt verstärkt Planungen (6 Projekte) an der Westküste für zukünftige Exporte nach Asien aufgenommen. Allerdings stoßen die Projekte auch auf Widerstand und Proteste in der Bevölkerung und die Umweltbehörde will eine Gesamtbetrachtung aller möglichen Auswirkungen des Exports großer Mengen Kohle von Wyoming und Montana nach Asien.

Auslastung der Hafenskapazitäten USA				
Hafen	Terminal	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Hampton Roads	Lamberts Point	} 24,79	} 30,1	} 38,3 ¹⁾
	DTA			
Baltimore	KM Pier IX	} 5,75	} 13,7	} 19,7
	Chesapeake			
	CNX Marine (Consol)			
Mobile		7,09	9,7	12,5
Lower River	IMT (2/3 KM)	} 4,27	} 8,49	} 11,0
	United (Electrocoal)			
	IC Marine Terminal			
Gesamt ¹⁾		41,90	61,99	81,5

LB-T19 * *Quelle: IHS/McCloskey 10.02.2012, S.25*

Export / Import

Die USA sind in ihren Exporten stark auf Europa ausgerichtet und konnten ihre Exporte bei Koks-kohle erneut um 12 Mio. t und bei Kraftwerkskohle sogar um 16 Mio. t steigern. Der seewärtige Export erhöhte sich 2011 um rund 27 Mio. t auf insgesamt 91 Mio. t. Hinzukommen der landseitige Export nach Kanada in Höhe von 6 Mio. t.

Export USA 2011			
	Kokskohle Mio. t	Kraftwerkskohle Mio. t	Gesamt Mio. t
Seewärtig	59,3	31,4	90,7
Landseitig (Kanada)	3,8	2,2	6,0
Gesamt	63,1	33,6	96,7

LB-T20

Quelle: McCloskey

Die Exportschwerpunkte der seewärtigen Ausfuhren von rund 91 Mio. t waren Europa mit 37 Mio. t und Brasilien mit 8 Mio. t. Größter Abnehmer in Europa war wiederum Deutschland mit 8,1 Mio. t Koks-kohle und Kraftwerkskohle. Die Importe, vor allem von kolumbianischer Kohle, waren dagegen stark rückläufig. Die USA blieben Nettoexporteur. Wegen des scharfen Wettbewerbs zwischen shale-Gas und Kesselkohle einerseits und einer verhaltenen Nachfrage in Europa andererseits könnte sich eine Entwicklung abzeichnen, wonach der Export zukünftig sich vom atlantischen Markt auf den pazifischen Markt verlagert. In 2011 wurden erhebliche Mengen Kohle - nach Japan gingen 6 Mio. t, nach Südkorea 9,5 Mio. t und auch nach Indien und China gingen Mengen - exportiert. Inwieweit die amerikanische Kohle in Asien wettbewerbsfähig ist, hängt von vielen Faktoren ab. Ein gewichtiger Grund sind die Transportkosten. Das derzeitige Seefrachtratenniveau ist niedrig. Wenn es gelingt, zukünftig Kohle 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)						
	2004	2007	2008	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Export (seewärtig)	26	37	53	44	64	91
Import (seewärtig)	25	31	31	19	16	11
Saldo	1	6	22	25	48	80

LB-T21

Die Importe aus Kolumbien gingen um 4,7 Mio. t auf 8,4 Mio. t zurück. Venezuela exportierte 0,7 Mio. t in die USA.

Für 2012 ist ein nachhaltiger Export sowohl von Kessel- als auch von Kokskohle zu erwarten. Bei weiterhin erhöhten Weltmarktpreisen und geringen Frachtraten dürften die Kesselkohle für den atlantischen Markt aber auch für den asiatischen Markt interessant bleiben. Wegen der Preissensibilität der amerikanischen Kohle hängt vieles aber von den Transportkosten insgesamt und den Seefrachtraten ab.

Kennzahlen USA			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	983	982	976
Steinkohleexporte	53	74	97
• Kesselkohle	19	23	34
• Kokskohle	34	51	63
Steinkohleimporte	19	18	13
Einfuhren Deutschland	5,1	5,7	8,1
• Kesselkohle	3,2	2,7	5,1
• Kokskohle	1,9	3,0	3,0
Exportquote in %	5	8	10

LB-T22

KOLUMBIEN

Produktion

Die Steinkohleförderung Kolumbiens ist in 2011 kräftig gewachsen und hat ein Allzeithoch erreicht. Insgesamt wuchs die Produktion um rund 11 Mio. t auf 85,8 Mio. t. Die Erreichung dieses Produktionszieles ist beachtlich. Denn die Produktion wurde durch eine Reihe von Umständen mit unterschiedlicher Intensität und Dauer gestört: Zunächst hielt die La Niña Großwetterlage mit heftigen Regenfällen Kolumbien im Frühjahr 2011 fest im Griff. Die Regenfälle betrafen aber vor allem die Kohlegruben in Zentralkolumbien und nicht die für den Export nach Europa relevanten Kohleregionen La Guajira und Cesar im Norden Kolumbiens. Im vierten Quartal 2011 aber wurde Kolumbien erneut von heftigen Regenfällen heimgesucht. Neben den Regionen Santander, Norte Santander, Boyaca und Cumdinamarca wurden auch die Tagebaue La Loma, Prodeco und Cerrejón durch die Regenfälle erheblich in ihrer Produktion gestört. Hinzu kamen kurzzeitige Streiks wie auch terroristische Attacken in Form von Bombenanschlägen auf Bahnstrecken und auf Gruben. Andererseits haben sich die Unternehmen auf die Regenfälle vorbereitet, zum Teil größere Lager in den Häfen angelegt und insgesamt die Produktion erhöht, sodass die Planziele erreicht werden konnten.

Für 2012 wird vom kolumbianischen Energieministerium eine Produktion von insgesamt 97 Mio. t erwartet, was einer Steigerung gegenüber 2011 von rund 10 Mio. t oder knapp 11 % entspräche. Allein der größte Produzent Cerrejón produzierte mit 32 Mio. t (Vorjahr 30,2 Mio. t) nicht nur einen Jahresrekord, sondern zugleich auch rund 36 % der gesamten kolumbianischen Förderung. Sollten die berichteten Erweiterungspläne der Produzenten alle eintreten, könnte Kolumbiens

Kohleproduktion um bis zu 60 Mio. t auf ca. 145 Mio. t/a in 2020 erhöht werden. . 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 um 14 % auf 25 Mio. t in 2012 und auf 40 Mio. t in 2013. MPX will bis 2015 eine Jahresproduktion von 5 Mio. t erreichen und diese bis 2020 auf 35 Mio. t steigern und 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. Hinzu kommt die noch nicht entwickelte Cerrolargo Sur Lagerstätte in der Region Cesar mit geschätzten Reserven von 500 Mio. t.

Die metallurgische Kohleförderung bewegt sich mit 4 bis 4,5 Mio. t auf Vorjahresniveau. Die Kokskohleindustrie vor allem in Zentralkolumbien könnte aber in den nächsten Jahren deutlich wachsen. Unternehmensangaben nach könnte Kolumbien die Förderung von Kokskohle bis 2015 auf 8 Mio. t/a bis 10 Mio. t/a ausweiten. Für 2012 ist eine Steigerung auf 7,2 Mio. t geplant. Insbesondere asiatische Unternehmen bemühen sich, Kokskohleförderkonzessionen in Kolumbien zu erhalten.

Kritik an Bedingungen des Kohleabbaus in Kolumbien nicht gerechtfertigt

Immer wieder wird in Deutschland und im benachbarten europäischen Ausland von NGO's und den Grünen die Verletzung von Menschenrechten, Arbeits- und Umweltschutzbedingungen kritisiert und hierzu entsprechende parlamentarische Initiativen ergriffen. Diese Vorwürfe treffen auf die heutige Situation der kohlefördernden Unternehmen vor allem im Norden Kolumbiens nicht zu - im Gegenteil - sie werden den Fortschritten und den aus der Vergangenheit gemachten Erfahrungen mit Umsiedlungen und der

indigenen Bevölkerung sowie für die dortige Bevölkerung und die im Kohlebergbau Beschäftigten nicht gerecht. Auch die mitunter behaupteten negativen ökologischen Auswirkungen der Bergbauaktivitäten spiegeln nicht die vielfältigen und umfangreichen Anstrengungen der Unternehmen zur Rekultivierung der abgebauten Flächen, die Vorbereitung dieser Flächen zur Nachnutzung sowie zur Einhaltung zum Teil sich selbst gesetzter schärferer Grenzwerte als gesetzlich vorgesehen wider. Der Arbeitsschutz und das Lohnniveau entsprechen nationalen und internationalen Standards bzw. übertreffen diese deutlich. Die in Kolumbien vor allem für den Kohleexport tätigen Bergbauunternehmen werden gerade wegen ihres öffentlichen Bekenntnisses zur Verantwortung für sichere und gesunde Arbeitsbedingungen, für Umweltschutz, der Einhaltung sozialer und ethischer Standards sowie rechtstaatlicher Verfahren als Arbeitgeber wie als Unternehmer geschätzt. Die Unternehmen sind sich auch ihrer Verantwortung ebenso bewusst wie die deutschen kohleimportierenden Unternehmen. Viele Unternehmen, die zugleich Mitglieder im VDKi sind, bekennen sich zu den zehn Prinzipien des UN-Global Compact als dem zentralen Instrument der Verpflichtung zur Einhaltung von ökologischen, sozialen und ethischen Standards aller Beteiligten in der internationalen Kohlelieferkette. Der UN-Global Compact, der im Jahr 2000 ins Leben gerufen wurde, ist weltweit die größte Initiative gesellschaftlich engagierter Unternehmen. Alle Mitglieder verpflichten sich zur Einhaltung der Menschenrechte, zur Gestaltung humaner Arbeitsbedingungen, zu Umweltschutz- Standards und zur Bekämpfung der Korruption. Darüber hinaus haben viele kohleimportierende Unternehmen in Deutschland u. a.

- eigene Corporate Social Responsibility (CSR) Grundsätze,
- unternehmensintern verpflichtende Leitsätze und Richtlinien für verantwortliche Beschaffung,
- spezielle Unternehmenspolitiken für den Einkauf, auf die die Lieferanten verpflichtet werden,
- eigene Audits durch international unabhängige und erfahrene Prüfer durchführen lassen,
- sich durch eigene Besuche und Gespräche vor Ort ein eigenes Bild gemacht.

Sowohl die großen Bergbauunternehmen in Kolumbien als auch viele deutsche kohleimportierenden Unternehmen sind börsennotiert, zum Teil im Dow Jones Nachhaltigkeitsindex gelistet und um Transparenz und kontinuierlicher Verbesserung der bestehenden Verhältnisse vor Ort bemüht. Im Rahmen von Audits oder Lieferantenqualifizierung festgestellte Verbesserungspotenziale werden mit dem Lieferanten besprochen und konkrete Abhilfe-Maßnahmen verabredet. Nur eine vertrauensvolle Zusammenarbeit von importierenden Unternehmen und kohlefördernden Unternehmen wie auch anderen Stakeholdern verspricht den größten Beitrag zu einer nachhaltigen verantwortungsvollen Beschaffung von Importsteinkohle. Die zum Teil geäußerte Kritik, dass von den Bergbauunternehmen an die Kommunen abgeführten Royalties häufig nur wenig bei der Bevölkerung der vom Bergbau tangierten Gemeinden in Form einer verbesserten Infrastruktur ankommt, hat der kolumbianische Gesetzgeber zum Anlass genommen, ein Gesetz zu erlassen und die Verteilung der Royalties neu zu regeln. Von 2012 bis 2020 wird mit einem Aufkommen in den kohlefördernden Regionen von 5,3 Mrd. US\$ gerechnet. Diese Einnahmen sollen zur Vermeidung lokaler Fehlsteuerungen und Vermeidung von Korruption nunmehr zentral an die

Regierung abgeführt und von dort verwendet werden für die Entwicklung ärmerer Regionen Kolumbiens und zur Verbesserung der Infrastruktur, u. a. auch der Verbesserung der Transportmöglichkeiten für die Kohleindustrie, insbesondere der Kokskohleindustrie in Zentralkolumbien.

Exporte nach Gesellschaften			
Exporteur	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Cerrejon	30,3	31,5	32,1
Drummond	20,5	22,5	24,3
Prodeco / Carbones De la Jagua	9,0	12,1	14,6
Vale / Carbones del Caribe	1,8	2,1	4,8
Coal Corp. (*inkl. Kokskohle)	1,5	1,2	1,5
Übrige (inkl. Zentralkolumbien)	3,2	2,9	3,9
Gesamt	66,3	72,3	81,2

LB-T23

Export

Kolumbien konnte seine Exporte nach Angaben der Gesellschaften um 9 Mio. t auf 81,2 Mio. t steigern. Damit konnte Kolumbien seinen Status als viertgrößte seewärtige Kohleexportnation halten.

Die kolumbianische Kohle geht überwiegend in den atlantischen Markt. Vom Gesamtexport von Kraftwerkskohle gingen nur 2 Mio. t in den pazifischen Raum und rund 56 Mio. t in den atlantischen Markt. Der Export nach Europa wuchs um 17,8 Mio. t. Die Einfuhren nach Deutschland erhöhten sich um 36 % auf insgesamt 10,8 Mio. t. Der asiatische Markt erfuhr prozentual den größten Rückgang an Exporten. Allein nach China wurde 59 % oder 4,8 Mio. t Steinkohle weniger in 2011 ausgeführt. Die Ausfuhren nach Amerika gingen ebenfalls um 18 % auf 18,3 Mio. t zurück.

Der Löwenanteil der Exporte kommt mit 32 Mio. t aus der Provinz von La Guajira aus dem Cerrejón Tagebau, gefolgt von Drummond mit 24,3 Mio. t, dessen Tagebaue im benachbarten Bezirk Cesar liegen.

Kraftwerkskohleexport – Struktur Kolumbiens			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Amerika	24,5	22,3	18,3
Nordamerika (USA + Kanada)	16,0	13,1	8,4
Süd- und Mittelamerika	8,5	9,2	9,9
Asien	---	8,8	1,9
Europa	38,9	38,1	55,9
Mittelmeerraum	10,5	11,3	21,0
Nordwest-Europa	28,4	26,8	34,9
Gesamt	63,4	69,2	76,1

LB-T24

Kleinere Mengen Koks- und Koks sind nicht in den Exportzahlen enthalten.

Kennzahlen Kolumbien			
	2009	2010	2011
	in Mio. t	in Mio. t	in Mio. t
Steinkohleförderung	70,0	74,4	85,8 ¹⁾
Steinkohleexporte	66,3	72,2	81,2
• Kraftwerkskohle	63,4	69,2	76,1
• Koks- und Koks	2,9	3,0	5,1
Einfuhren Deutschland	5,2	7,9	10,8
Exportquote in %	95	98	94

¹⁾ vorläufig

LB-T25

Infrastruktur

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

Eisenbahn (Ferrocarriles del Norte de Colombia S.A.), über deren Gleise vor allem die Kohle aus dem Cesar Abbauegebiet befördert wird, haben sich geändert. Eine Reihe von Produzenten, u. a. Drummond, Prodeco, Vale und Goldman Sachs haben Anteile an der Bahn erworben, wodurch Drummond nicht mehr wie bisher die volle Kapazität alleine nutzen kann. Täglich fahren durchschnittlich 24 Kohlezüge von der Region Cesar zu den karibischen Häfen. 2009 wurde Fenoco beauftragt, aus Lärm- und Umweltschutzgründen eine Umgehung bewohnter Gebiete auf einer Länge von ca. 54 km zu planen. Feneco hat eine 2-Phasen-Lösung vorgeschlagen: Zunächst ein 126 km langes zweites Zuggleis und zwei Beipässe um die bewohnten Gebiete herum.

Wenn der Plan, die Kohleförderung bis 2020 auf 150 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 soll ein zweiter Anlegerplatz und ein weiterer Schiffsbelader errichtet werden. Drummond und Glencore bauen derzeit zwei neue Direktbeladungsanlagen nahe Ciénaga, um die erhöhten Mengen exportieren zu können, aber auch aus Umweltschutzgründen, wonach in Kolumbien ab 2014 alle Verschiffungen über Direktbeladungseinrichtungen erfolgen müssen. Der Hafenausbau von Puerto Brisa mit einer geplanten Jahreskapazität von 25 Mio. t in der Karibik verzögert sich aufgrund einer Klage der einheimischen Indianer. Ein Betriebsbeginn wird jetzt frühestens für Ende 2012 erwartet.

Eine Achillesferse stellt aber vor allem das Transportsystem, insbesondere der Schienenverkehr, dar. Kolumbien will daher 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, an private Investoren ausschreiben. Fertigstellung ist für 2014 geplant.

In den kleineren Kohlehäfen wurden die Kapazitäten leicht erhöht, die jedoch nicht vollständig ausgenutzt wurden. Ein Konsortium von Minenbetreibern unter der Führung von Prodeco beteiligt sich an dem Bau von Puerto Nuevo, einem neuen Kohleterminal mit einer Umschlagskapazität von 30 Mio. t/a und direkter Schiffsbeladung.

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.

SÜDAFRIKANISCHE REPUBLIK

Kohle ist ein bedeutender Wirtschaftsfaktor für Südafrika. In 2009 hatte die Kohlebergbauindustrie den höchsten Verkaufswert innerhalb der Bergbauindustrie mit einem Handelsvolumen von 65,3 Mrd. Rand und lag damit noch vor Platin mit 58 Mrd. Rand und Gold mit 49 Mrd. Rand.

Kohle deckt rund 70 % des südafrikanischen Primärenergiebedarf und trägt zu rund 30 % zur Deckung des Benzinbedarfs in Südafrika bei. Strom wird zu 93 % aus Kohle erzeugt. Die Kohleexporte machen rund 25 % der Kohleförderung aus. Über 70.000 Menschen sind im Kohlebergbau beschäftigt. Wegen dieser Bedeutung wurde 2010 eine „South African Coal Roadmap“ ins Leben gerufen, die sich mit der derzeitigen Struktur der Kohleindustrie und den zukünftigen Entwicklungen für die nächsten 25 Jahre auseinandersetzt. Sie ist eine Plattform zum Austausch und zur Weitergabe von Informationen zwischen den verschiedenen Stakeholdern in der Industrie.

Energiepolitisch wurde der Entwurf für einen Energieplan für die nächsten zwanzig Jahre weiterentwickelt. Der Einsatz von Kohle im Stromerzeugungsmix ist stark von den CO₂-Reduktionszielen abhängig. Von Seiten des Finanzministeriums wird die Einführung einer CO₂-Steuer auf die Primärenergieträger vorgeschlagen. Diese soll 120 Rand je Tonne CO₂-Äquivalent betragen oder rund 16 US\$. Diese Steuer soll aber erst oberhalb eines gewissen Emissionslevels erhoben werden. Das Energieministerium hat ein „ausgewogenes Szenario“ vorgeschlagen, dass sich zwischen niedrigem CO₂-Ausstoß und niedrigen Kosten für die Elektrizität bewegt. Die Erzeugungskapazität soll von derzeit 40 GW auf 92 GW anwachsen, wodurch die absolute Menge eingesetzter Kohle trotz höherer Wirkungsgrade vermutlich höher sein wird als heute. Dementsprechend wird insgesamt eine Steigerung der Förderung sowohl für den heimischen Verbrauch als auch den Export von rund 250 Mio. t in 2010 auf über 350 Mio. t in 2020 prognostiziert.

Produktion

In 2011 blieb die südafrikanische Produktion mit voraussichtlich 252 Mio. t fast auf dem Niveau von 2010. Diese seit einiger Zeit zu beobachtende Stagnation in der Förderung hat mehrere Gründe: **Zum einen** hat das staatliche Stromversorgungsunternehmen Eskom für den **heimischen Verbrauch für die Stromerzeugung** noch überwiegend Langfristverträge abgeschlossen, die einen langfristigen Fixpreis oder eine Kost-plus-Vereinbarung zum Inhalt haben und vermutlich deutlich unter den Weltmarktpreisen bzw. den Exportpreisen südafrikanischer Kohle liegen. Eskom hat nach eigenen Angaben etwa 95 % seines Kohlebedarfs bis 2018 vertraglich gebunden oder bindende Zusagen erhalten. Dennoch sieht Eskom in der langfristigen Beschaffung südafrikanischer Kohle für den eigenen Bedarf eine erhebliche Herausforderung.

Darüber hinaus ist die **bestehende Bahn- und Hafinfrastruktur** nicht geeignet, neue Investitionen in Kohleminen zu initiieren, da bereits die heutigen Produktionen um jede freie Logistik-Kapazität kämpfen. Hinzu kommt, dass viele sogenannte Junior-Bergbauunternehmen keinen Zugang zur vorhandenen Infrastruktur haben und sie dadurch in ihren Möglichkeiten begrenzt sind, Fremdmittel für die Entwicklung neuer Kohleminen am Markt zu beschaffen. Ferner könnten zwei weitere Entwicklungen sich negativ auf neue Produktionsstätten auswirken: Dies ist zum einen auf die Überlegung der Regierung zu einer „**Verstaatlichung des Bergbausektors**“, und zum anderen auf die Erhebung einer **Exportsteuer** zurückzuführen. Dabei sollen 50 % Kapitalertragssteuer aus dem Verkauf von Bergrechten gezahlt werden, womit Spekulationen Einhalt geboten werden soll. Nachdem der Afrikanische Nationalkongress Ende 2011 aber zunächst auf eine Nationalisierung der Bergbauindustrie verzichtet

hat, verbleibt die Steuer als neuer Unsicherheitsfaktor.

Die Inlandsmärkte in Südafrika verbrauchten in 2011 folgende Mengen:

Verbrauch der Inlandsmärkte			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 ¹⁾ Mio. t
Stromerzeugung	112	121	126
Synthetische Treibstoffe (Sasol)	45	45	45
Industrie/Hausbrand	15	15	7
Metallurgische Industrie	3	3	3
Gesamt	175	184	181

¹⁾ vorläufig

LB-T26

Daher tragen die vielen neuen Gesellschaften unter dem BEE-Regime (Black-Economic Empowerment) bisher leider immer noch nicht zu einer bedeutenden Erweiterung der Produktion bei. Teilweise wurden auch nur bestehende Gruben der großen Minengesellschaften durch BEE-Gesellschaften übernommen. Allerdings werden zunehmend im Waterberg-Kohlefeld Explorationsfortschritte gemacht, sodass dieses Gebiet zukünftig eine größere Rolle im Kohlebergbau spielen dürfte. Die Produktion aus diesen Gruben könnte sich in den nächsten 5 Jahren verdoppeln, vorausgesetzt es sind ausreichend Transportkapazitäten vorhanden. Andere Kohlefelder in der Limpopo-Provinz werden ebenfalls erkundet, aber fokussiert auf Koks-kohle. Ein Großteil der Kesselkohle für den Export und den heimischen Markt wird gefördert aus acht großen Minen mit einer Produktion von jeweils über 10 Mio. t/a. Fünf Unternehmen stehen für 80 % der Kohleproduktion in Südafrika: Anglo-American, Exxaro, Sasol, BHP Billiton und Xstrata.

Die **Versorgung der südafrikanischen Industrie mit Strom ist unverändert kritisch**. Das staatliche Unternehmen Eskom ist für 96 % der Stromversorgung in Südafrika verantwortlich. Die Strompreise sind durch den nationalen Regulator reguliert. Eskom's installierte Kapazität beträgt 40.870 MW, davon 34.658 MW Kohle befeuert. Eskom verstromt 120 bis 130 Mio. t Kohle pro Jahr, was etwa 70 % des Gesamtverbrauchs in Südafrika entspricht. Die Kohlequalität südafrikanischer Kohle hat sich in den letzten Jahren verschlechtert. Eskom hat daher begonnen, die Kohlieferversträge nachzuverhandeln, um die benötigte Qualität zu erhalten. Aber der Preis für die bezogene Kohle für neu abgeschlossene Verträge hat sich erhöht. Das staatliche Energieversorgungsunternehmen Eskom hat darauf hingewiesen, dass Südafrikas langfristige Kohleversorgung für die Kohlekraftwerke gefährdet ist, wenn die Kohleförderpolitik nicht überdacht 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 exportiert werden, die früher nur von Eskom bezogen wurden und dadurch nicht nur ein Preisdruck nach oben auch für die Inlandskohlepreise entstanden ist, sondern im Jahr 2018 ca. 40 Mio. t/a für die Stromerzeugung fehlen könnten. Hinzu kommt, daß über 40 Mio. t/a in die Kohleverflüssigung gehen, insbesondere in die Benzinproduktion von Sasol.

Der Neubau von Kohlekraftwerken durch Eskom dürfte ab 2013 den Inlandsverbrauch weiter erhöhen. Insgesamt plant Eskom, seine Stromerzeugungskapazitäten um 12.000 MW über die nächsten 10 Jahre zu erhöhen.

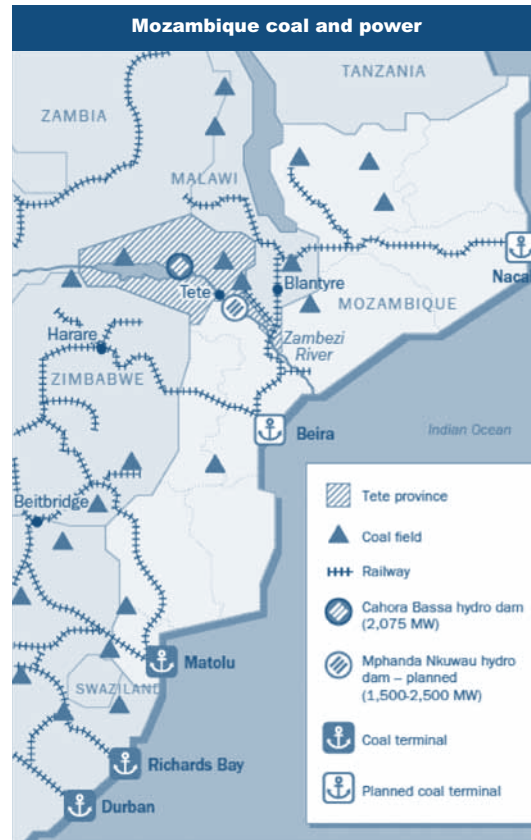
BHP Billiton hat angekündigt, eine neue Kohlemine - Van Dyks Drift Central - mit einem Aufwand von 500 Mio. US\$ bis zu 5 Mrd. US\$ zu erschließen. Über M&A-Aktivitäten gibt es ebenfalls einiges zu berichten: Glencore hat 14,1 % an Optimum Coal erworben, die die Optimum Tagebaue und Bergwerke im Mpumalanga-Kohlefeld betreiben. Diese wiederum hat kurz davor von BHP Billiton die Remkoogte Erkundungsrechte in der südafrikanischen Limpopo-Provinz erworben. Diese Lagerstätte könnte - fertig entwickelt - bis zu 4 Mio. t/a Kohle produzieren. Glencore erwarb auch 43,66 % an Umbeco Mining für rund 111 Mio. US\$. Damit hat Glencore Zugang zu Südafrikas Hauptkohlefeld in Mpumalanga und zu (weiteren) 1,5 Mio. t Exportrechten in Phase V des Kohleterminals Richards Bay. Umbeco selbst betreibt drei Kesselkohleminen - Middelkraal, Kleinfontein und Klippau - mit einer Gesamtproduktionskapazität von 2,3 Mio. t/a.

Resource Generation Limited hat einen Vertrag mit dem indischen Unternehmen Integrated Coal Mining Limited über die Lieferung von 139 Mio. t Kraftwerkskohle aus der geplanten Boikarabelo-Mine über die nächsten 38 Jahre geschlossen. Produktionsstart ist für Ende 2013 vorgesehen.

In den Nachbarstaaten Südafrikas ist ein wahrer Boom an Kohleproduktion ausgebrochen. In Botswana, Mosambik und Simbabwe sind viele neue Projekte angestoßen worden.

MOSAMBIK

Mosambik ist auf dem besten Weg, ein respektable Kohlexporteur in den nächsten Jahren zu werden. Der Beitrag des Bergbaus für das Wirtschaftswachstum (BIP) in Mosambik wird in den nächsten drei Jahren auf 11 % geschätzt. Darüber hinaus erhält das Land für die Exporte zukünftig Steuern. Besonders weit gediehen ist dort das Projekt „Moatize“ von Vale, das auf Dauer zu einer Kapazität von 26 Mio. t/a (11 Mio. t/a Kokskohle / 15 Mio. t/a Kraftwerkskohle) ausgebaut werden soll. Im Dezember 2011 wurden die ersten 620 Tt gefördert. Auch in der Infrastruktur ist Vale weitergekommen. Vale will die Moatize-Mine mit den im Norden von Mosambik gelegenen Hafen Nakala (900 km) verbinden. Die Konzessionserteilung war aber verknüpft mit der Auflage, einen Teil der Bahnlinie durch Malawi zu bauen. Dies soll durch eine 137 km lange Verlängerung in den Süden von Malawi erfolgen. Die Bahnlinie soll eine Jahreskapazität von 11 Mio. t/a haben mit dem Potenzial, noch ausgeweitet zu werden. Die Bahnstrecke soll in drei Jahren in Betrieb gehen. Bislang geht die Kohle über die Sena Linie in der Tete-Provinz. Auch Beacon Hill hat die erste Kohle für den Export von der Moatize-Mine in die Tete-Provinz gebracht. Sie wurde im Hafen von Beira verladen. Aber auch viele andere Unternehmen investieren gegenwärtig erhebliche Summen, um reiche Kohlelagerstätten im südlichen Afrika aufzuschließen. Die Flöze rund um Moatize gelten derzeit mit 23 Mrd. t als größte noch unerschlossene Kohleregion der Welt. Inzwischen wurden 140 Lizenzen für Erkundung und Abbau erteilt, der überwiegende Teil davon ist in der Tete-Provinz gelegen.



Source: Platts, UNCTAD; Abbagebiete Mosambik

Der mosambikische Kohlentwickler Riversdale wurde von Rio Tinto für 4 Mrd. A\$ übernommen. Das in Australien gelistete Unternehmen verfügt über Anthrazit-Kohleminen in Zululand in Südafrika, vor allem aber über Kokskohleminenprojekte in Benga und Zambeze in Mosambik. Die Produktion soll 5 Mio. t/a in 2013 erreichen, und über den Hafen von Beira sollten Ende 2011 erste Lieferungen exportiert worden sein.

Ein indisches Konsortium von fünf staatlichen Unternehmen plant, ein Angebot über 1 Mrd. US\$ für eine 59 %-ige Beteiligung für das Unternehmen Minas de Revuboe abzugeben. Minas de Revuboe entwickelt für 500 Mio. US\$ einen Kokskohletagebau in der Tete-Provinz. Die Mine soll 5 Mio. t/a ab 2014 produzieren. Auch Anglo American wird nachgesagt, Interesse am Kauf dieses Bergbauunternehmens zu haben.

Infrastruktur südliches Afrika

Derzeit sind eine Reihe von Infrastruktur-, insbesondere Bahnprojekten im südlichen Afrika initiiert worden, die auf die zukünftige Kohleversorgungskette eine erhebliche Auswirkung haben werden:

- Die 1.400 km lange Trans-Kalahari-Eisenbahnlinie soll Botswanas Kohlefelder mit dem Hafen von Walvis Bay verbinden. Die Kosten werden auf 5 bis 9 Mrd. US\$ geschätzt. Im Endausbau sollen hierüber 60 Mio. t Kohle pro Jahr befördert werden. Die Inbetriebnahme ist für 2017 vorgesehen. Damit würden Kohlereserven von Botswana, Namibia und Mosambik mobil gemacht.
- Die Ertüchtigung der Bahnlinie nach Beira (Sena Linie) ist von erster Priorität, da sie die Exporte für die nächsten Jahre sichern dürfte. Danach aber sind weitere Kapazitäten erforderlich. Erste Überlegungen, die Gebiete der Kohlefelder Mosambiks mit den Häfen von etwa Maputo, Beira und Nahala zu verbinden, wurden angestellt. Aber vieles ist mit Unsicherheiten behaftet, insbesondere die Frage nach diskriminierungsfreiem Zugang zu den Bahnstrecken für alle Minenbetreiber.

- Ncondezi Coal erhielt einen Vertrag von Rio Tinto und Minas de Revuboe über die Entwicklung eines Bahn- und Hafenprojektes mit einer Jahreskapazität von 25 Mio. t. Die Bahn soll Mosambiks Tete-Provinz mit dem Norden der Zambezi Flussmündung, eine Strecke von ca. 500 km, verbinden. Dies wäre eine Alternative zur Route nach Beira und Nahala im Norden, die bereits für eine Jahreskapazität von 20 Mio. t von Vale für seine Exportbedürfnisse ausgelegt ist. Der neue Hafen auf der grünen Wiese könnte im Endausbau eine Exportkapazität von 100 Mio. t/a haben.

Infrastruktur Südafrika

Die südafrikanische Infrastruktur - insbesondere der Eisenbahntransport - ist noch nicht befriedigend. Verringert haben sich die Zugentgleisungen der Transnet auf der Strecke nach Richards Bay (RBCT), die meist immer zu mehrtägigen Ausfällen führten. Der staatliche Eisenbahnbetreiber, Transnet, hat einen 10-Jahres-Instandhaltungsplan mit einem Gesamtvolumen von 4,5 Mrd. US\$ aufgelegt. Auch hat Transnet in neue Lokomotiven investiert. Zudem will Transnet 750 US\$ in die Erweiterung der Bahnlinie auf eine Jahreskapazität von 80 Mio. t investieren, um unter anderem die neu eingegangenen Verpflichtungen, Kohle aus dem Boikarabelo-Projekt aus der Limpopo-Provinz nach Richards Bay zu transportieren, einhalten zu können.

Exporte über südafrikanische Häfen			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
RBCT	61,1	63,4	65,5
Durban	0,9	0,9	0,7
Maputo/Mosambik	1,3	1,3	1,1
Total	63,3	65,6	67,3

Das RBCT hat bisher eine Verladekapazität von 76 Mio. t, die nur zu rund 82 % ausgelastet war. Der Ausbau auf 91 Mio. t ist fertiggestellt. Doch wachsen die Zweifel, ob die Kapazität vor dem Hintergrund der stagnierenden Förderentwicklung sowie der unzureichenden Bahnanlieferung auch ausgelastet werden kann. In 2011 exportierte RBCT „lediglich“ 65,5 Mio. t, was aber immer noch eine Steigerung um 2 Mio. t gegenüber 2010 bedeutet. Der staatliche Bahnbetreiber Transnet hat im Übrigen auch nur eine Fracht von 65 Mio. t/a garantiert. Er plant aber Investitionen über US \$ 6,4 Mrd., mit denen die Transportkapazität um 44% auf 98 Mio. t/a in 2018/2019 gesteigert werden soll. Für 2014 soll mit einem Aufwand von US \$ 2 Mrd. die Kapazität auf 81 Mio. t/a erhöht werden.

Exportrechte am Richards Bay Coal Terminal nach Ausbau		
	Mio. t/a	%
Richards Bay Coal Terminal (RBCT)	72,00	79,13
Ingwe	26,95	29,62
Anglo Coal	19,78	21,74
Xstrata	15,06	16,54
Total	4,09	4,49
Sasol	3,6	3,96
Kangra	1,65	1,82
Eyesizwe	0,87	0,96
South Dunes Coal Terminal	6,00	6,59
Sonst. Exporteure (inkl. BEE)	9,00	9,89
Common Users (inkl. BEE)	4,00	4,39
Gesamt	91,00	100,00

LB-T28

Export

Der Export erreichte in 2011 mit 67 Mio. t das Vorjahresniveau. Südafrika konnte seine fob-Preise durch Nachfrage aus Indien und Fernost höher als die atlantischen Konkurrenten (Kolumbien, USA, Russland) halten.

Struktur der Übersee-Exporte 2011				
	Gesamt Mio. t	Europa ¹⁾ Mio. t	Asien Mio. t	Sonstige Mio. t
Kraftwerkskohle	66,5	22,6	38,7	5,2
Anthrazit	0,8	0,4	0,1	0,3
Gesamt	67,3	23,0	38,8	5,5

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer

LB-T29

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 2011 mit 28 Mio. t/a nur 1 Mio. t weniger als 2010 von Südafrika kauften. Taiwan bezog 3,5 Mio. t/a, Südkorea 3,5 Mio. t/a. Bei dem hohen zukünftigen Bedarf Indiens an Kraftwerkskohle könnte der Export in dieses Land weiter steigen und die Rolle Europas weiterhin abnehmen.

Europa einschließlich des Mittelmeerraumes (Türkei, Israel und VAE) blieb ein wichtiger Markt, aber nur mit 35 % der Ausfuhren. Dies sind aber fast 8 Mio. t mehr als 2010. Die größten europäischen Verbraucher waren Italien, Spanien, Deutschland, Türkei sowie Israel.

Kennzahlen Südafrikanische Republik			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Steinkohlenförderung	250,0	254,0	252,0
Steinkohlenexporte¹⁾	63,3	65,6	67,3
• Kesselkohle	62,7	65,0	66,5
• Kokskohle	0,6	0,6	0,8
Einfuhren Deutschland	5,3	3,3	2,6
• Kesselkohle	5,2	3,2	2,6
• Kokskohle	0,1	0,1	0
Exportquote in %	24,9	27,0	26,7

¹⁾ nur seewärtig

LB-T30

KANADA

Produktion

In 2011 wurden in Kanada 67 Mio. t Steinkohle und Braunkohle gefördert. Die Förderprovinzen sind in Britisch-Kolumbien, Alberta und Saskatchewan. Von der Förderung sind etwa 35 Mio. t Kraftwerkskohle aus Alberta und Saskatchewan, die größtenteils als Hartbraunkohle oder Braunkohle in örtlichen Kraftwerken verbraucht werden. Von der Steinkohleproduktion - meist aus Britisch-Kolumbien - geht der überwiegende Teil (27 Mio. t) in den Export als Koks- kohle, als PCI-Kohle sowie kleinere Mengen (6 Mio. t) als Kraftwerkskohle.

Das wesentlich höhere Preisniveau in 2011 sowie die rasche Erholung der Stahlindustrie haben den weiteren langfristigen Ausbau des kanadischen Bergbaus gestützt. Dies zeigt sich besonders an Kanadas führenden Umschlagsanlagen, den Westshore Terminals. Dieser 32 km von Vancouver und unmittelbar hinter der Grenze zu den USA gelegene Exportkohleterminal verzeichnete Rekordvolumina an verschiffter Koks- kohle nach Asien, aber auch an exportierter Kessel- kohle. Letztere kommt vor allem von amerikanischen Minen aus dem Powder River Basin in Montana und Wyoming sowie von einigen Minen in Utah. Insgesamt wurden 2011 von Westshore über 25 Mio. t/a um- geschlagen. Die Kapazität soll auf 33 Mio. t/a bis Ende 2012 erweitert werden.

Die Stromerzeugung in Kanada basiert neben der Wasserkraft im Wesentlichen auf Kohle. Kanada verfügt über eine installierte Kohlekraftwerkska- pazität von ca. 14.000 MW. Diese soll nach einem Plan der Regierung ab 2015 sukzessive abgeschaltet und durch CO₂-arme Technologien ersetzt werden. Hierzu

gehören vor allem auch Kohlekraftwerke mit CCS. Ein entsprechendes Demonstrationsprojekt mit einem In- vestitionsvolumen von 1,2 Mrd. US\$ wird derzeit beim Boundary Dam Power Station in Saskatchewan gebaut. Insgesamt will damit Kanada seinen CO₂-Ausstoß um 17 % bis 2020 gegenüber 2005 reduzieren. Gleichzei- tig hat Kanada angekündigt, sich vom Kyoto-Protokoll zurückzuziehen und steht für die zweite Phase ab 2013 nicht mehr zur Verfügung.

Infrastruktur

Die Exportkohlen werden von CP-Rail an das bei Van- couver gelegene Westshore Terminal geliefert, CN hingegen transportiert die Kohle zum Neptune Bulk Terminal. Auch über das nördlicher gelegene Ridley Terminal werden Kohle tonnagen umgeschlagen.

Die Umschlagskapazitäten und Mengen in allen Hä- fen sollen in den nächsten 5 Jahren wie folgt ausgebaut werden bzw. stellen sich wie folgt dar, wobei die Um- schlagszahlen aus zolltechnischen Gründen nicht mit den Exportzahlen übereinstimmen:

Umschlagskapazitäten 2011			
Terminal	Kapazitäten 2011 Mio. t/a	Exporte 2011 ¹⁾ Mio. t/a	Kapazitäten 2015 Mio. t/a
Neptune Bulk Terminal	9,0	5,2	12,5
Westshore Terminal	29,0	27,0	33,0
Ridley Terminal	12,0	8,6	24,0
Gesamt	50,0	40,8	69,5

¹⁾ vorläufige Zahlen

LB-T31

Die Hafenskapazitäten wären dann für einen weiteren Export bei steigender Nachfrage und Produktion ge- rüstet. Für den Binnenversand kanadischer Kohle in

die USA über die Großen Seen dient das Thunder Bay Terminal, dessen Kapazität 11-12 Mio. t beträgt.

Exporte

Die seewärtigen Exporte von 32 Mio. t gliedern sich auf in rund 6 Mio. t Kraftwerkskohle und 26 Mio. t Koks-kohle. Fast 1,3 Mio. t ging über den Landweg in die USA, in erster Linie Koks-kohle.

Für 2012 bestehen Chancen, dass sich die Exportsituation Kanadas verbessert, sollte die Stahlkonjunktur so gut wie 2011 verlaufen. Aber auch für Exporte nach Asien bestehen für Kanada gute Chancen.

Kennzahlen Kanada			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung ¹⁾	63	68	67
Steinkohleexporte	28	33	33
• Kesselkohle	6	6	6
• Koks-kohle	22	27	27
Einfuhren Deutschland	1,1	1,2	1,7
• Koks-kohle	1,1	1,2	1,7
Exportquote in %	100	100	100
1) inkl. Hartbraunkohle			

LB-T32

VIETNAM

Produktion

Vietnams Wirtschaft wuchs in 2011 um 5,9 %. Dies beruht vor allem auf dem rasanten Exportwachstum. Dies wird auch für 2012 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) wird von einem durchschnittlichen Stromwachstum von 15 % jährlich in den nächsten fünf Jahren ausgegangen. Hierfür sind Investitionen von 3 Mrd. US\$ für neue Kohlekraftwerke und Stromleitungen im Zeitraum 2011 bis 2015 erforderlich, um nur annähernd den Strombedarf decken zu können. Der Stromverbrauch wird sich von 98 GWh auf 175 GWh in 2015 fast verdoppeln. Insgesamt sollen rund 27 GW neue Kraftwerkskapazitäten errichtet werden, davon knapp 15 GW auf Basis Kohle. Diese Entwicklung wird enorme Auswirkungen auf die Kohleproduktion und die Strompreise haben. Letztere sollen nach Schätzungen in 2012 um 10 % bis 16 % steigen.

Die Kohleproduktion betrug in 2011 49 Mio. t und erhöhte sich um 5 Mio. t. Der Inlandsverbrauch erhöhte sich von 23 Mio. t auf 32 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. Es wird mit einem Investitionsbedarf von rund 15 Mrd. US\$ gerechnet, damit die vietnamesische Kohleindustrie ihre Ausbauziele bis 2020 erreichen kann. Zwischen 2012 und 2015 werden zwei Drittel dieser Summe benötigt, um die bestehenden Kohleminen zu erweitern, auszubauen und neue Kohlelagerstätten zu erschließen. Angestrebt wird eine Erhöhung der Produktionskapazität bis 2015 auf 55-58 Mio. t und bis 2020 auf 60-65 Mio. t.

Vietnams dynamisch wachsende Volkswirtschaft wird aber auch einen ansteigenden Importbedarf an Kraftwerkskohle auslösen. In 2011 wurde die erste Probelieferung importiert. Die Importe könnten aufgrund des Kraftwerkeausbauprogramms Vietnam zu einem bedeutenden Importeur von Kraftwerkskohle werden lassen und den Export wegen erhöhtem Eigenbedarf einschränken. Erste Schätzungen gehen von Importen von bis zu 100 Mio. t/a in 2020 aus. Der Export soll daher weiter zurückgefahren werden. So soll die Exportsteuer von 15 % in 2012 auf 20 % erhöht werden

Infrastruktur

Die Küsten an der Ostseite Vietnams sind weitgehend flach und haben bisher nur den Zugang von Schiffen unter 10.000 DWT erlaubt.

Nach Angaben von Vinacom hat diese die Bewilligung erhalten, im Süden Vietnams einen neuen Kohlehafen zu bauen, der der Belieferung der Kohlekraftwerke im Mekong-Delta dienen soll. Die meisten neuen Kohlekraftwerke sollen dort gebaut werden.

Export

In 2011 ging der seewärtige Export abermals um fast 2 Mio. t auf 17,2 Mio. t zurück. Für 2012 wird ein weiterer Rückgang auf 13,5 Mio. t geplant, der bis 2015 auf 3 Mio. t/a schrumpfen soll.

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 niedrigkalorig 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 möglicherweise 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-T33

VOLKSREPUBLIK CHINA

In 2011 war China zwar nach wie vor die Weltkonjunkturlokomotive, setzte sein Wachstum aber nur noch gebremst fort. Im vierten Quartal 2011 wuchs die Wirtschaft im Jahresvergleich so langsam wie seit zweieinhalb Jahren nicht mehr. Insgesamt ist in China im vergangenen Jahr die Wirtschaftsleistung um 9,4 % gestiegen - 2010 hatte es noch ein Plus von 10,4 % gegeben. Damit ist die Lage in China nach wie vor besser als in den Vereinigten Staaten und der Eurozone. Nach einer Prognose der Vereinten Nationen wird China 2012 und 2013 langsamer wachsen als in den Jahren 2010 und 2011. Das Land könne sich - wie andere Entwicklungsländer auch - der konjunkturellen Talfahrt der etablierten Wirtschaftsmächte USA, EU und Japan nicht entziehen. Die UNO-Ökonomen gehen für China von einem Wirtschaftswachstum von knapp neun Prozent in diesem und im kommenden Jahr aus. Die Zentralregierung hat Anfang des Jahres das Wachstumsziel des BIP nach unten auf 7,5 % für

2011 (2010: 8 %) angepasst. Auch die Inflationsrate war 2011 höher als erwartet. Im Juli betrug sie 7,5 %, im August 7,3 % und im September 6,1 %. In den ersten 8 Monaten betrug die Inflationsrate 7,1 % statt der von der Regierung erwarteten 5 % im Jahresdurchschnitt. Für 2012 wird ein Inflationsziel von 4 % angestrebt. Insbesondere der weitere Anstieg der Urbanisierung Chinas erhöhte kontinuierlich den Stahl-, Zement- und Stromverbrauch. China produziert 81,5 % (3.822 TWh) seines Stroms aus Kohle. Entsprechend stieg der Kohlebedarf.

Strom-/ Rohstahl-/ Roheisenproduktion				
		2009	2010	2011
Stromerzeugung	TWh	3.664	4.207	4.690
Rohstahlproduktion	Mio. t	568	627	695,5
Roheisenproduktion	Mio. t	544	590	683,3

LB-T34

Die Wirtschaft der Volksrepublik wächst weiter stark, Wohlstand und Bildung nehmen zu. China will auch 2012 viel Geld zur Förderung der Konjunktur und den Ausbau der Infrastruktur locker machen, wie Premierminister Wen Jiabao auf dem Volkskongress im März 2012 bekanntgab. Insgesamt sollen neun Millionen neue Jobs geschaffen werden. Insgesamt gilt es, die Schere zwischen Arm und Reich nicht weiter auseinanderklaffen zu lassen. Es kam bereits häufiger zu Protesten gegen die hohe Inflationsrate, gegen zu geringe Löhne und gegen schlechte Arbeitsbedingungen.

Ende 2011 betrug die installierte Stromleistung von China 1.056 GW, ein Zuwachs von 111 GW (+ 11 %). Die installierte Kohlekraftwerksleistung betrug in 2011 rund 745 GW und erhöhte sich um rund 6,5 % oder 45 GW gegenüber 2010. Die Kapazität der

chinesischen Stromerzeugung soll bis 2015 laut einem Bericht des China Electricity Council (CEC) auf 1.493 GW erweitert werden, davon 342 GW Wasserkraft, 928 GW Kohlekraftwerke, 43 GW Kernenergie, 40 GW Gaskraftwerke, 100 GW Windkraftwerke, 5 GW Photovoltaik und 5 GW Biomassekraftwerke. Bis 2020 soll der Stromverbrauch in einer Größenordnung von 8.000 bis 8.810 TWh pro Jahr, was einer jährlichen Steigerung von 4,6 % - 6,6 % entspricht, anwachsen. Die installierte Stromerzeugungskapazität wird bis 2020 weiter auf 1.935 GW ausgebaut werden. Ca. 60 % davon, d. h. 1.170 GW, sollen Kohlekraftwerke sein. Dies bedeutet, dass auch zukünftig jede Woche 1-2 neue Kohlekraftwerke ans Netz gehen werden. Für 2012 wird mit einem Zubau von 85 GW gerechnet.

Stromerzeugung und -verbrauch wuchsen um rund 12 % auf 4.690 TWh, die Stromerzeugung aus Kohle um 14,8 % oder 333 TWh auf 3.822 TWh. Die Roheisen- sowie die Rohstahlproduktion wuchsen weiterhin stark. Insgesamt wurden 696 Mio. t/a Rohstahl und 683 Mio. t/a Roheisen produziert. Für die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken wurden insgesamt 1,262 Mrd. t Kohle in 2011 verbraucht. Im Schnitt wurden somit 330 Gramm Kohle für die Produktion von 1 kWh Strom benötigt, was belegt, dass China den durchschnittlichen Wirkungsgrad der Kohlekraftwerke in den letzten Jahren deutlich verbessert hat.

China überholt die USA als größten Energieverbraucher

China hat die Vereinigten Staaten als den weltweit größten Energieverbraucher abgelöst. Nach dem Statistischen Jahrbuch von BP entfiel 2010 ein Fünftel des globalen Energieverbrauchs auf Chinas Wirtschaft, die USA kamen auf einen Anteil von 19 %.

China im Ausbau Regenerativer Energien, CCS und CO₂-Minderung führend

Obwohl die Stromerzeugung in China dominant aus Kohlekraftwerken erfolgt, unternimmt China erhebliche Anstrengungen, in Sachen Umwelt- und Klimaschutz aufzuholen und sich an die Spitze der Bewegung zu setzen. Der chinesische Markt für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien entwickelt sich rasch und ist gigantisch. Allein der massive Zubau von Neubauten erfordert, dass dies auf hohem Effizienzniveau erfolgt. Die Deutsche Energie Agentur (DENA) hat im Auftrag des chinesischen Bauministeriums Baustandards für chinesische Wohn- und Bürogebäude entwickelt, die sich an den höchsten deutschen Effizienzstandards orientieren. China hängt zwischenzeitlich aber auch Deutschland in der Umwelttechnologie ab. Kein anderes Land der Welt investiert inzwischen mehr Geld in Erneuerbare Energien als China. Der Weltmarktanteil der Chinesen an der Solarenergie ist allein in 2010 von 36 % auf 45 % gestiegen. Bei der Windenergie sieht es ähnlich aus: Erstmals sind 2010 die meisten neuen Windräder nicht in Europa und Nordamerika, sondern in China gebaut worden. Fast die Hälfte aller weltweit pro Jahr errichteten neuen Windmühlen steht in China.

Produktion

Die Kohleförderung wurde weiter ausgebaut und konnte in 2011 um 280 Mio. t auf 3.520 Mio. t gesteigert werden.

In ganz China ist in 2011 die Konsolidierung der heimischen Kohleindustrie fortgeschritten. Die Gründe sind einerseits das weitere Auseinanderfallen von Nachfrage- und Angebotskapazitäten zu verhindern, andererseits aber auch die Umwelt- und Arbeitssicherheitsstandards in den Klein- und Kleinstgruben

durch Zusammenschlüsse zu verbessern. Die Anzahl von tödlichen Unfällen sollte von über 6.000 noch vor einigen Jahren und 2.400 in 2010 auf unter 2.000 in 2011 fallen, jedoch ist diese Zahl trotz aller erreichter Fortschritte nach wie vor viel zu hoch. Gerade in den kleinen Minen, die zum Teil nicht genehmigt sind, findet die Mehrzahl aller tödlichen Unfälle statt. Allein im Oktober 2011 starben über 100 Minenarbeiter. Mehrere Minen wurden daraufhin geschlossen, andere einer Sicherheitsinspektion unterzogen. Daher wird die Anzahl der Kleinbetriebe weiter verringert. Der Konsolidierungsprozess begann in der Provinz Shanxi. Dort wurde die Anzahl an Kohleminen um über 1.500 in 2009 reduziert. In 2010 wurden weitere 1.355 Kleinstminen mit einer Gesamtkapazität von 125 Mt geschlossen, sodass die Gesamtanzahl an Kohlegruben von 2.598 auf 1.053 Ende 2010 sank. Insgesamt wurde damit die Zahl der Kleinbetriebe mit einer Jahresproduktion von weniger als 300.000 t auf unter 10.000 verringert. Im April 2011 verkündete die Regierung den Beginn der Konsolidierung in der autonomen Region Innere Mongolei, wo Minen mit einer Gesamtproduktion von weniger als 1,2 Mio. t/a geschlossen wurden.

Bis Ende 2010 entstanden 13 nationale Kohlezentren, die von der Zentralregierung seit 2007 gegründet wurden: Shandong (Shaanxi Provinz), Shaanbei (Shaanxi Provinz), Huanglong/Huating (Gansu Provinz), Jinbei (Shaanxi Provinz), Jinzhong (Shaanxi Provinz), Jindong (Shaanxi Provinz), Luxi (Shandong Provinz), Lianghuai (Aukui Provinz) Jizhong (Hebei Provinz), Henan Provinz, Mengdong (Innere Mongolei), Yungui (Yuman und Guizhon Provinz) und Ningdong (Ningxia Hui Region). Anfang 2011 wurde Xinjiang als vierzehntes nationales Kohlezentrum gegründet.

In der Hebei Provinz ist geplant, die Anzahl der Kohleunternehmen von 340 auf 50 in 2015 durch Zusammenschlüsse zu reduzieren. Die Kohleminen sollen von 485 auf unter 200 reduziert werden. In der Provinz Shandong hat die dortige Regierung beschlossen, alle Kohlegruben mit einer Förderkapazität von unter 300.000 t/a bis 2015 zu schließen. Ferner sollen neun Kohlegruben mit einer Jahreskapazität von unter 450.000 t/a nicht mehr genehmigt werden. Die Anzahl von Kohleunternehmen soll von 113 auf rund 60 bis Ende 2012 reduziert werden. Sie müssen zukünftig auf eine Jahresförderkapazität von mindestens 600.000 mt/a bis Ende 2012 und 1,2 Mio. t/a bis Ende 2015 kommen.

Insgesamt wird durch die Zusammenschlüsse und Stilllegungen von Kleinstbergwerken aber kein Rückgang der Förderung befürchtet. 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. Bis Ende 2010 wurden 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. Ziel Chinas ist es, zehn Megakohleförderunternehmen mit jeweils 100 Mio. t/a Förderkapazität und weitere 10 Unternehmen mit einer Kapazität von 50 bis 100 Mio. t/a bis 2015 zu entwickeln. Das größte Kokskohle-Förderunternehmen Shaanxi Coking Coal Group hat allein nach der Fusion mit 169 kleineren Kohleminen jetzt eine Förderkapazität von 130-140 Mio. t/a und förderte in 2010 über 102 Mio. t Kokskohle.

Kohleproduktion in China			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Staatsgruben	1.518	1.694	1.774
Provinzgruben	365	516	576
Kleinbetriebe	1.027	1.200	1.300
Gesamt	2.910	3.410	3.650
¹⁾ vorläufig			

LB-T35 Quelle: China Coal Report, Issue No. 0234

Die Steinkohleförderung soll weiter gesteigert werden. Vor allem in der autonomen Region Innere Mongolei und der Provinz Xinhua gibt es viele neue Projekte. Bei den weiterhin hohen Zuwachsraten bei Strom und Stahl dürfte die Kohleproduktion im Durchschnitt um 150-200 Mio. t/a zunehmen und wird voraussichtlich schon 2012 die Marke von 3,8 Mrd. t/a überschreiten. Die Kokerei-Kapazität Chinas beträgt 400 Mio. t/a, die Koksproduktion liegt in 2011 etwa auf gleicher Höhe.

Die Provinzregierung von Guizhon hat einen Plan verabschiedet, wonach die rund 1.600 im Eigentum von lokalen Minenbetreibern stehenden Kohlegruben in ca. 40 Holdingunternehmen aufgehen sollen. Als eines von wenigen amerikanischen, börsennotierten Unternehmen kann L&L Energy 14 betriebene Kohleminen in der Provinz Guizhon übernehmen mit einer Kokskohleproduktionskapazität von 3 Mio. t/a.

Vor allem in der westchinesischen Provinz Xinjiang soll die Produktion von 100 Mio. t in 2010 auf 430 Mio. t in 2015 gesteigert werden. 65 große Kohleprojekte befinden sich derzeit in Umsetzung. Die Provinz strebt an, 2020 bis zu 1.000 Mio. t/a oder rund ein Drittel des derzeitigen Kohleverbrauchs zu fördern. Die Reserven Xinjiang's werden auf 2,2 Billionen Tonnen geschätzt, was 40 % der chinesischen Kohlereserven entspricht.

Die Innere Mongolei, größte Kohleförderprovinz in China, steigerte die Förderung gegenüber 2010 um rund 30 % auf 900 Mio. bis 1.000 Mio. t in 2011. Auch in dieser Provinz wurde in 2011 der Betrieb von neuen Kohlegruben begonnen, so z. B. von Huadian Coal Corporation einer Mine mit einer Jahreskapazität von 10 Mio. t/a. Darüber hinaus suchen chinesische Kohleunternehmen im Ausland, insbesondere in Australien und Indonesien, neue Projekte oder Kohleförderer, die langfristige Kohlebezugsverträge mit ihnen abschließen.

Chinas nationale Entwicklungs- und Reformkommission hat gemeinsam mit dem Finanzministerium einen Leitfaden für eine Kohlenotfallreserve herausgegeben. Danach sollen 10 große Kohleförderunternehmen und Stromerzeugungsunternehmen gemeinsam mit 8 Kohlehäfen eine Kohlereserve von 5 Mio. t aufbauen in Vorbereitung der in jedem Jahr im Sommer stattfindenden Stromknappheit.

Nach Angaben der IEA wird im Zeitraum 2009 bis 2015 die 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. Für 2012 wird eine Steigerung von 3,7 % der ca. 3,6 Mrd. t in 2011 geförderten Kohle erwartet. Im aktuellen 5-Jahresplan ist das Ziel gesetzt, den Verbrauch an Kohle bis 2015 auf 4,1 Mrd. t/a zu begrenzen.

Infrastruktur

Die Infrastruktur Chinas wird stetig weiter ausgebaut und wurde durch das in 2009 begonnene Straßenkonjunkturprogramm besonders gefördert. Ein neuer Straßenkorridor, der China und die Innere Mongolei

bei Ceke verbindet, wurde gebaut, um vor allem die Staus auf den Straßen abzubauen. Teilweise waren die Staus der mit Kohle beladenen Lkw's bis zu 100 km lang. Mit der neuen 8-spurigen Autobahn soll eine Kapazität von 12 Mio. t/a geschaffen werden. Auch soll eine neue Straßenverbindung über 246 km in die Mongolei und das dortige Tavan Tolgoi Abbaugbiet errichtet werden. Neue Kohleterminals werden gebaut: Im Hafen von Jinzhon mit einer Umschlagskapazität von 35 Mio. t sowie in Zhuhai in Südchina ein Kohleterminal im Gadon-Hafen mit einer Kapazität von 20 Mio. t/a. Vor allem aber wird in neue Bahnkapazitäten investiert. China soll in 2020 über Transportkapazitäten per Bahn von über 3 Mrd. t/a verfügen von über 2 Mrd. t/a in 2010. In 2020 wird die Gesamtschienenlänge gegenüber 2010 um 40.000 km auf ca. 130.000 km erweitert. Vor allem sollen die Verbindungen nach Westchina ausgebaut werden. Die chinesischen Eisenbahnen transportierten in 2010 mit rund 2 Mrd. t Kohle fast $\frac{2}{3}$ der gesamten Fördermenge. Allein Chinas Datong-Qinhuangdao-Eisenbahn transportierte 440 Mio. t in 2011, was etwa 20 % aller Kohlebahntransporte entspricht. 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 transportiert werden muss. Chinas größter Kohlehafen, Qinhuangdao, erreichte einen Kohleumschlag von 253 Mio. t in 2011, womit seine Kapazität zu mehr als 100 % ausgelastet war. Auch für die Häfen Huanghua und Tianjin existieren Planungen zur Kapazitätserweiterung.

Import/Export

Die Import-/Exportentwicklung Chinas hat in 2011 den Steinkohleweltmarkt in Menge und Preis wesentlich beeinflusst. Die in 2009 erstmals zu beobachtende Änderung Chinas vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Steinkohle setzt sich weiter fort.

Import-/Exportentwicklung			
	2010 in Mio. t	2011 in Mio. t	Abweichung 2010/2011 in Mio. t
Importe Kraftwerkskohle	119*	138*	+ 19
Importe Kokskohle	47	45	- 2
Importe insgesamt	166	183	+ 17
Exporte Kraftwerkskohle	18*	11*	- 7
Exporte Kokskohle/Koks	4	7	+3
Exporte insgesamt	22	18	- 4

* Steam + Anthrazit

LB-T36

19 Mio. t zusätzliche Importe und 4 Mio. t geringere Exporte von Kraftwerkskohle haben den Weltmarkt in der Summe mit 23 Mio. t beeinflusst. Dadurch konnte die Nachfrageschwäche im atlantischen Markt nach Kraftwerkskohle für die Kohleexportländer praktisch ausgeglichen werden.

Der chinesische Gesamtexport sank um 4 Mio. t auf 18 Mio. t in 2011. Der Export von Kraftwerkskohle ermäßigte sich weiter um 7 Mio. t auf 11 Mio. t (inkl. Anthrazit), die Ausfuhr von Kokskohle dagegen erhöhte sich um 3 Mio. t.

Der Koksexport blieb mit 3,3 Mio. t gegenüber 2010 konstant. Bei stark reduziertem Export waren Südkorea (5,2 Mio. t), Japan (6,1 Mio. t) und Taiwan (1,9 Mio. t) die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle und Kokskohle.

Kohleexporte nach Qualitäten			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Kraftwerkskohle	18,5	13,6	6,8
Kokskohle	0,6	1,1	3,6
Anthrazit	3,2	4,2	4,2
Gesamt	22,3	18,9	14,6
Koks	0,5	3,3	3,3

LB-T37

Der um 10 % stark gestiegene Import hat ebenfalls den Weltmarkt beeinflusst und wurde vor allem von Indonesien (rund 65 Mio. t), Australien (rund 33 Mio. t) und Russland (rund 11 Mio. t) sowie der Mongolei (rund 20 Mio. t) gedeckt. Vietnam lieferte 14 Mio. t Anthrazit vor allem nach Südwestchina. Aber auch aus dem atlantischen Bereich wurde Kohle importiert, u. a. aus den USA, Kanada, Kolumbien und Südafrika, jedoch deutlich weniger als in 2010.

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

Saldo Export / Import			
	2009 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Exporte	22	19	15
Importe	127	166	183
Saldo	- 105	- 147	- 168

LB-T38

Damit wurde China zum dritten Mal nach 2009 Nettoimporteur. Zugleich hat China auch Japan als weltgrößten Importeur von Kohle überholt. Die Einfuhren Japans sanken 2011 auf 175 Mio. t.

Die Gründe für die zunehmenden Importe sind vielschichtig. Bei der Koks-kohle sind es vor allem die abnehmende Qualität heimischer Koks-kohle aber auch die erhöhten Kosten heimischer Produktion.

Ein weiterer Grund ist die Lage einiger Stahlunternehmen an der Küste nahe den Kohleterminals, was sie in die Lage versetzt, Koks-kohle aus dem australischen Bereich zu importieren, während die neuen, in den westlichen Provinzen Chinas gebauten Hütten zunehmend von Koks-kohleimporten aus der Mongolei abhängig werden.

Entsprechend dem Exportrückgang verringerten sich auch die Exportmengen der großen chinesischen Exporteure:

Ausfuhrberechtigte Gesellschaften			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
China Coal	4,3	5,1	6,5
Shenhua	13,6	10,4	5,5
Shanxi (SCIEC)	3,6	3,8	1,8
Minmetals	1,1	0,4	0,2
Gesamt	22,6	19,7	14,4

¹⁾ vorläufig

LB-T39

Für 2012 werden weiterhin hohe Importe auf bis zu 180 Mio. t/a vorhergesagt. Aber auch die Inlandsförderung wird weiter ausgebaut. In welchem Maße China importiert, hängt auch sehr vom internationalen Preisniveau ab. Ist das chinesische Inlandspreisniveau höher als das Weltmarktpreisniveau, ist das der Hauptgrund für an den Küsten gelegene Kraftwerke und Hütten, sich vom Weltmarkt zu bedienen. Dieser Entwicklung entgegenzuwirken, könnte durch ein Anfang

des Jahres 2012 beschlossenes Preis-Cap für Inlands-kohle erreicht werden. Der zum 01.01.2012 eingeführte Preisdeckel von 127 US \$/t hatte zur Folge, dass chinesische Kohle unter diesen Preis fiel und damit zugleich die Importsteinkohlepreise beeinflusste.

Kennzahlen Volksrepublik China			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	2.910	3.240	3.520
Steinkohleexporte	22,3	18,9	14,6
• Kesselkohle	21,7	17,8	11,0
inkl. Anthrazit	3,2	4,2	4,2
• Koks-kohle	0,6	1,1	3,6
Koksexporte	0,5	3,3	3,3
Steinkohleimporte	126,7	166,2	183,1
• Kesselkohle	57,8	92,5	102,3
• Koks-kohle	34,5	47,2	44,7
• Anthrazit	34,4	26,5	36,1
Einfuhren Deutschland	0,15	0,2	0,2
• Kesselkohle	-	-	-
• Koks	0,15	0,2	0,2
Exportquote in %	0,8	0,6	0,4

LB-T40

China macht sich auch Gedanken über seinen CO₂-Ausstoß. Als der weltgrößte Emittent von CO₂ überlegt China, 2016 eine CO₂-Steuer vergleichbar wie in Australien einzuführen. Insgesamt werden zunächst aber 6 potenzielle Modelle in einer Pilotphase getestet, bevor eins davon eingeführt wird. Das Finanzministerium bereitet derzeit einen Vorschlag vor, nachdem eine CO₂-Steuer in Höhe von zunächst 1,56 US\$ je Tonne CO₂ berechnet wird, die in einem Unternehmen, in einer Mine oder in einem Werk emittiert wird. Damit zielt die CO₂-Steuer auf große Verbraucher von Öl, Kohle und Gas ab, denen zugleich Anreize für emissionsmindernde Maßnahmen eröffnet werden sollen. China hat auch eine führende Rolle bei der CCS-Technologie eingenommen. Die Fortschritte sowohl in der

Technologie als auch in der Investition wurden von der IEA besonders gewürdigt.

MONGOLEI

Das Land gehört zu den zehn rohstoffreichsten Nationen weltweit. Bis zu 160 Mrd. t Kohle, vor allem Koks-kohle, 1,6 Mrd. t Eisenerz, 40 Mio. t Kupfer, 3.000 t Gold sowie große Vorkommen an Seltenen Erden liegen dort unter dem Wüstenboden. In der Vergangenheit galt die Förderung wegen einer geringen Nachfrage, niedriger Preise und der fehlenden Infrastruktur als unrentabel. Dies hat sich mit dem wachsenden Bedarf von Schwellenländern wie Indien und China und den nachhaltig gestiegenen Rohstoffpreisen grundlegend geändert. Insofern hat die Bedeutung der Mongolei in rohstoffpolitischer und -strategischer Hinsicht für die Zukunft enorm zugenommen. Sichtbarer Ausdruck hierfür ist, dass Bundeskanzlerin Merkel im Oktober 2011 die Mongolei bereiste und im März 2012 der mongolische Staatspräsident Tsakhia Elbegdorj die Bundesrepublik besuchte. Die strategische Partnerschaft in den Bereichen Rohstoff, Industrie und Technologie zwischen beiden Ländern soll weiterentwickelt werden. Die Voraussetzungen hierfür sind gut: Bis zu 40.000 der insgesamt 2,8 Mio. Mongolen sprechen - als Folge des engen Austausches mit der damaligen DDR - Deutsch. Später, als sich die ehemals sozialistische Mongolei zu Marktwirtschaft wandelte und sich durch den Aufbau relativ stabiler demokratischer Strukturen mit Mehrparteiensystem positiv von anderen Transformationsländern Zentralasiens abhob, zählte Deutschland zu den wichtigsten Entwicklungshelfern. Die hohen Koks-kohlepreise, der wachsende Importbedarf Chinas und Indiens haben viele Rohstoffkonzerne angelockt, in der Mongolei zu investieren.

Produktion

Wegen der Lage der Mongolei - Russland und China sind die einzigen Nachbarstaaten - verwundert es nicht, dass sich vor allem chinesische Firmen den Zugriff auf zu entwickelnde Koks-kohlevorkommen sichern wollen.

Im Juli 2011 unterzeichnete die mongolische Regierung - nach einer hart umkämpften Ausschreibung - mit einer Unternehmensgruppe unter Führung des größten chinesischen Kohleproduzenten Shenhua (40 %), einem russisch-koreanischen Konsortium (36 %) und Peabody Energy (24 %) eine Vereinbarung, nach der diese Zugriff auf 50 % am westlichen Tsankhi-Block des Tavan Tolgoi Kohlevorkommens haben. Die anderen 50 % sollen mongolischen Investoren vorbehalten bleiben. Die Kohlelagerstätte Tavan Tolgoi hat geschätzte Reserven von 6 Mrd. t, davon 1,2 Mrd. t der Tsankhi-Block, wovon 65 % wiederum hochwertige Koks-kohle sein soll.

Das Parlament hat diesem Vertrag aus formellen Gründen aber zunächst nicht zugestimmt, was zu Irritationen führte. Ein deutsches mittelständisches Unternehmen - BBM Operta- und die australische Macmahon haben einen Vertrag mit dem mongolischen Staatsunternehmen Erdenes TT zu Entwicklung, Erschließung und Förderung von bis zu 100 Mio. t Koks-kohle in den nächsten 10 Jahren ebenfalls in Tavan Tolgoi geschlossen. Hunnu Coal hat von Rio Tinto 70 % am Altai Nuurs Coal Joint Ventures Projekt im Südwesten der Mongolei in der Gobi Altai Provinz erworben. Ziel ist es, zwischen 250 und 500 Mio. t Kohle zu fördern. Das australische Unternehmen CEO hat acht Kohleaufschlusslizenzen in Süd-Gobi und Ovorhangay erworben.

Xanadu und Noble Energy haben eine strategische Allianz gebildet zur Erkundung verschiedener Rohstoffe u. a. Kohle in der Mongolei. Xanadu entwickelt bereits verschiedene Projekte, u. a. die Kohleprojekte in Galschar und in Khar Tarvaga.

Der derzeit größte Koksrohproduzent der Mongolei, Mongolian Mining Corporation, will die Barumi Narau Koksrohgrube mit einem Vorkommen von 253 Mio. t erwerben.

Die Statistik der Mongolei ist noch nicht ausgeprägt und daher sind auch die Zahlen der Produktion (noch) nicht belastbar. Aus dem neu erschlossenen Tsankhiblock sollen bereits 3 Mio. t in 2012 gefördert werden.

Export

In 2010 exportierte die Mongolei 16 Mio. t/a Koksroh nach China, 2011 wurden die Exporte bereits auf 20 Mio. t/a geschätzt, für 2015 werden Exporte von 50 Mio. t/a und für 2017 bereits von 80 Mio. t/a prognostiziert. Dies unterstreicht die dynamische Exportentwicklung der Mongolei.

Infrastruktur

Obwohl die meisten Koksroh- 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 Masseneport undenkbar. Dieser ist auch notwendig, wenn die Mongolei außer nach China durch Anschluss an den seewärtigen Kohlehandel in die ganze Welt liefern will. Hierzu bedarf es einer Verbindung der Mongolei mit der Transsibirischen Eisenbahn, um zu den russischen Fernseehäfen Vladivostok, Vostochny und

Vanino zu kommen. Aber auch eine Eisenbahnverbindung nach China etwa zum Hafen Dandong nahe der nordkoreanischen Grenze ist angedacht. Das mongolische Verkehrsministerium hat ein 1.000 km langes Bahnprojekt ausgeschrieben, das die bestehende russische Bahnstrecke zum Hafen von Vanino und die Kohlereion Tavan Tolgoi verbinden soll.

POLEN

Produktion

Die polnische **Förderung** blieb gegenüber 2010 fast gleich. Die Gesamtförderung betrug rund 76,2 Mio. t. Die polnische Produktion ging aber trotz guter Erlössituation in den letzten 5 Jahren um über 20 Mio. t zurück. Dagegen stieg die Produktion von Braunkohle um über 11 % auf rund 63 Mio. t.

Unternehmen	Förderung		Exporte	
	2010 Mio. t	2011 Mio. t	2010 Mio. t	2011 Mio. t
Kompania Weglowa	39,5	38,7	7,9	3,7
Katowicka Grupa Kapitalowa	12,3	12,8	0,5	0,6
Jastrzebska Spółka Weglowa	13,3	12,6	0,3	0,4
Selbstständige Bergwerke	11,1	12,1	1,7	2,1
Gesamt	76,2	76,2	10,4	6,8

LB-T41

Die polnische Koksrohförderung und die Koksproduktion konnten nicht zuletzt wegen der guten Stahlindustrie gehalten werden. Die Koksrohförderung belief sich auf 11,6 Mio. t.

Auch wurde wieder in die Koksproduktion durch Reaktivierung eingemotteter Zechen investiert. Nachdem die Koksproduktion in 2010 9,13 Mio. t betrug, ist die Kapazität in 2011 wieder auf rund 11 Mio. t angewachsen.

Die Privatisierung des polnischen Bergbaus kommt nur wenig voran. Weglokoks verlaublich in 2010, im Sommer 2011 an die Börse gehen zu wollen und damit den Staatsbetrieb zu privatisieren. Ferner hat Polen Pläne für eine Fusion von Weglokoks mit zwei anderen Kohlebergbauunternehmen, Kattowicki Holding Weglowy SA und Kompania Weglowa, verlaublich. Nunmehr plant die Regierung, zwischen 20 % und 40 % der Anteile an Weglokoks über die Börse zu platzieren.

Polen importiert zunehmend mehr Kohle als es exportiert, im Wesentlichen Kraftwerkskohle, aber auch kleinere Mengen Koks- und Anthrazit. Das Volumen beläuft sich in 2011 auf 15,1 Mio. t. Die Kesselkohle kommt überwiegend aus Russland (9,3 Mio. t) sowie der Tschechischen Republik (2 Mio. t) und wird hauptsächlich in Nordpolen eingesetzt. Die Koks- und Anthrazit kommt aus den USA.

Polen erhält von der EU auch die Möglichkeit, im Zusammenhang mit Stilllegungsmaßnahmen an die Bergbauunternehmen Subventionen zu zahlen. Darüber hinaus produzierte Polen 9,13 Mio. t Koks, von denen 64 % in die benachbarten europäischen Länder exportiert wurden.

Infrastruktur

Bei der Transport-Infrastruktur, die nunmehr für das derzeitige Exportvolumen bereits überdimensioniert ist, haben sich auch in 2011 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 zunehmen. Die Kapazität beträgt 7 Mio. t, könnte aber auf 19 Mio. t erhöht werden.

Export

Der Export von Steinkohle ging in 2011 um fast 35 % auf 6,8 Mio. t zurück. Bei Importen von 15,1 Mio. t blieb Polen damit Nettoimporteur. Von den ausgeführten 6,8 Mio. t wurden 4,7 Mio. t von Weglokoks vermarktet, 2,1 Mio. t von den Grubengesellschaften direkt.

Der Export in 2011 gliedert sich wie folgt auf (nur Weglokoks):

Export 2011			
	Kokskohle Mio. t	Kraftwerkskohle Mio. t	Gesamt Mio. t
Seewärtig	---	2,4	2,4
Landseitig	0,7	1,6	2,3
Summe	0,7	4,0	4,7

LB-T42

Die größten Abnehmer von Kraftwerkskohle waren mit rund 2,6 Mio. t Deutschland und Tschechien mit rund 1,8 Mio. t (Land) sowie seewärtig UK mit 0,6 Mio. t. Ein Großteil dieser Mengen wird über die Schiene transportiert.

Kennzahlen Polen			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	78,0	76,6	76,2
Steinkohlexporte	8,7	10,4	6,8
• Kesselkohle	6,7	8,7	5,1
• Kokskohle	2,0	1,7	1,7
Koksexporte	4,6	6,3	5,9
Steinkohleimporte	10,0	13,5	15,1
Einfuhren Deutschland	4,2	3,9	5,1
• Kesselkohle	2,5	1,5	2,6
• Kokskohle	---	---	---
• Koks	1,7	2,4	2,5
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	14	24	19

LB-T43

TSCHECHISCHE REPUBLIK

Produktion

2011 wurden in der Tschechischen Republik 11,3 Mio. t Steinkohle gefördert. Die Steinkohleförderung erhöhte sich damit nicht.

Die Koksproduktion der Tschechen betrug 2,6 Mio. t in 2011. Die Braunkohleproduktion belief sich auf 46,6 Mio. t und stieg damit leicht um 2,6 Mio. t.

Die tschechische Steinkohleproduktion von 11,3 Mio. t gliedert sich auf in 5,2 Mio. t Kokskohle und 6,1 Mio. t Kraftwerkskohle (geschätzt).

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 6,8 Mio. t, davon 6,3 Mio. t Kohle und 0,5 Mio. t Koks. Österreich mit 1,9 Mio. t, die Slowakei mit 1,5 Mio. t und Polen mit 2,5 Mio. t waren die größten Abnehmer. Ein Großteil der Exporte ist Kokskohle (2,5 Mio. t). Die Tschechische Republik importierte kleine Mengen an Kohle und Koks - ca. 1,8 Mio. t - im Wesentlichen aus Polen und Russland.

Kennzahlen Tschechische Republik			
	2009	2010	2011 ¹⁾
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohlenförderung	11,0	11,7	11,3
Steinkohlenexporte	6,0	6,3	6,3
Koksexporte	0,5	0,5	0,5
Einfuhren Deutschland	0,3	0,4	0,4
• Kesselkohle	0,2	---	0,1
• Koks	0,1	0,4	0,3
Exportquote in % (Koks in Kohle umgerechnet)	62	59	61

¹⁾ vorläufig

LB-T44

VENEZUELA

Produktion

Die innerpolitischen Spannungen einerseits wie auch die Streitigkeiten mit dem benachbarten Kolumbien setzten sich auch im Berichtsjahr fort. Die Produktion von Carbones Del Guasare in der Paso Diablo Mine verharrte auf dem niedrigen Stand von 2010.

Die Steinkohlenförderung lag in 2011 mit 3,78 Mio. t auf gleicher Höhe wie im Vorjahr. Für 2012 wird ein leichtes Wachstum von 0,4 Mio. t erwartet.

Ungewöhnlich heftiger Regen beeinträchtigte Minen und Transport der Kohle über mehrere Monate. Aber auch das staatlich kontrollierte Management verursacht Ineffizienzen im täglichen Betrieb.

Produktion / Exporte nach Gesellschaften			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Carbones del Guasare	2,7	2,2	2,1
Interamerican Coal	0,5	0,5	0,2
Carbones de la Guajira	---	0,8	0,7
Übrige	0,3	0,6	0,8
Gesamt	3,5	4,1	3,8

LB-T45

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 wie auch generell des wirtschaftlichen Chaos in Venezuela finden sich keine Investoren, die in neue Infrastrukturprojekte investieren.

Export

Der Export blieb in 2011 mit 3,8 Mio. t auf Vorjahreshöhe. Trotz bester Absatzchancen kann Venezuela sein Potenzial nicht nutzen. Stärkster Abnehmer waren Europa mit 1,4 Mio. t, die USA bezog 0,7 Mio. t. Der Rest ging nach Mittel- und Südamerika.

Kennzahlen Venezuela			
	2009	2010	2011
	Mio. t	Mio. t	Mio. t
Steinkohleförderung	3,7	3,8	3,8
Steinkohleexporte	3,7	3,8	3,8
Einfuhren Deutschland	0,35	0,43	0,16
• Kesselkohle	0,35	0,43	0,16
Exportquote in %	92,4	100,0	100,0

LB-T46

Kolumbianische Kohle wurde in geringem Umfang über die Häfen bei Frontier, Milliton und Bulk Trading exportiert. Schätzungen gehen von 0,7 bis 0,8 Mio. t aus.

Tabelle 1	Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen	109
Tabelle 2	Welt-Steinkohleförderung/Außenhandel (Binnenhandel und seewärtiger Handel).....	110/111
Tabelle 3	Steinkohleseeverkehr	112/113
Tabelle 4	Welt-Koksproduktion	114
Tabelle 5	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle	115
Tabelle 6	Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Koks kohln	116/117
Tabelle 7	Steinkohle-Ausfuhr Australiens	118
Tabelle 8	Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens	119
Tabelle 9	Steinkohle-Ausfuhr Russlands	120
Tabelle 10	Steinkohle-Ausfuhr der USA	121
Tabelle 11	Steinkohle-Ausfuhr Kolumbiens.....	122
Tabelle 12	Steinkohle-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik.....	123
Tabelle 13	SteinkohleAusfuhr Kanadas.....	124
Tabelle 14	Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China	125
Tabelle 15	Steinkohle-Ausfuhr Polens.....	126
Tabelle 16	Steinkohle-Einfuhren der EU-Länder -Importe und Binnenhandel-.....	127
Tabelle 17	Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.....	128
Tabelle 18	Kohleumschlag der deutschen Häfen.....	129
Tabelle 19	Steinkohleabsatz in der Bundesrepublik Deutschland	130
Tabelle 20	Petrolkoks in Deutschland.....	131
Tabelle 21	Einfuhr von Steinkohle und Steinkohlekoks in die Bundesrepublik Deutschland.....	132/133
Tabelle 22	Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland.....	134
Tabelle 23	Europäische/Internationale Preisnotierungen.....	135
Tabelle 24	Deutschland - Energiepreise / Wechselkurse	136
Tabelle 25	Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland Mengen und Preise 1957-2011.....	137

Welt-Energieverbrauch nach Energieträgern und Regionen							Mio t SKE
Energieträger	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011¹⁾
Mineralöl	5.792	5.584	5.645	5.617	5.551	5.754	5.550
Erdgas	3.768	3.653	3.767	3.898	3.794	4.083	4.070
Kernenergie	940	907	888	886	873	895	1.110
Wasserkraft	1.000	996	1.013	1.026	1.059	1.108	370
Steinkohle	4.106	4.014	4.207	4.394	4.358	4.750	4.850
Braunkohle	330	330	330	330	330	330	330
Insgesamt	15.936	15.484	15.850	16.151	15.965	16.920	16.280
Verbrauchsregionen	2005	2006	2007	2008	2009	Anteile in % 2010	Anteile in % 2011
Nordamerika	26,5	25,8	25,6	24,8	23,8	23,1	22,6
Asien/Australien	32,7	33,4	34,3	35,3	37,1	38,1	39,1
ab 2007 EU-27	16,0	15,8	16,4	15,8	14,4	14,5	14,3
GUS	9,2	8,8	8,7	7,8	7,4	8,3	8,4
Übrige Welt	15,6	16,2	15,0	16,3	17,3	16,0	15,6
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Kohleverbrauch (Stein- und Braunkohle)	4.030	4.436	4.344	4.724	4.688	5.080	Mio t SKE 5.180
Verbrauchsregionen	2005	2006	2007	2008	2009	Anteile in % 2010	Anteile in % 2011
Nordamerika	20,8	19,9	19,3	18,9	16,2	15,6	15,6
Asien/Australien	56,7	58,3	59,7	61,0	65,7	67,1	66,7
ab 2007 EU-27	10,0	11,1	10,6	9,5	7,9	7,9	7,5
GUS	6,0	5,5	3,6	5,2	4,6	4,8	5,2
Übrige Welt	6,5	5,2	6,8	5,4	5,6	4,6	5,0
Insgesamt	100,0	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 2010, ¹⁾ Eigene Berechnungen Jahr 2011

Tabelle 1

Welt-Steinkohleförderung/Außenhandel (Binnenhandel und seewärtiger Handel)									
	2006			2007			2008		
	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import
Deutschland	24	0	42	24	0	48	19	0	46
Frankreich	0	0	21	0	0	18	0	0	19
Großbritannien	19	0	50	17	0	43	18	0	48
Spanien ¹⁾	12	0	27	11	0	25	10	0	33
Polen	94	16	4	87	12	5	83	8	9
Tschechische Rep.	14	5	1	13	7	2	13	7	3
Rumänien	2			3	0	3	3	0	0
ab 2004 EU-25/ab 2007 EU-27	168	21	236	158	19	231	149	15	217
Russland	309	89	25	314	93	24	330	95	28
Kasachstan	92	25	0	88	26	0	90	25	0
Ukraine	80	3	4	75	3	9	78	5	0
Genannte Länder	481	117	29	477	122	33	498	125	28
Kanada	34	28	21	37	31	29	38	33	23
USA	1.066	46	30	1.043	53	33	1.068	74	31
Kolumbien	64	58	0	69	65	0	73	69	0
Venezuela	8	8	0	8	8	0	6	6	0
Genannte Länder	1.172	140	51	1.157	157	62	1.185	182	54
Südafrikanische Republik	244	69	0	243	68	0	235	63	0
Australien	314	237	0	322	250	0	334	261	0
Indien	390	0	53	430	0	52	465	0	54
VR China ²⁾	2.326	63	38	2.523	53	51	2.716	45	41
Japan	0	0	177	0	0	180	0	0	190
Indonesien	199	171	0	231	189	0	255	202	0
Genannte Länder	3.473	540	268	3.184	242	283	3.436	247	285
Übrige Länder	57	40	274	59	49	298	13	37	346
Welt	5.351	858	858	5.600	907	907	5.850	930	930

2011 vorläufige Zahlen
¹⁾ Förderung inkl. "Lignito Negro"
²⁾ Förderung inkl. Braunkohle (ca 50 Mio t geschätzt)

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

Mio. t (t=t)									
2009			2010			2011			
Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	Förderung	Export	Import	
15	0	36	14	0	41	13	0	44	Deutschland
0	0	10	0	0	19	0	0	15	Frankreich
18	0	38	18	1	27	18	0	32	Großbritannien
9	0	18	9	0	13	7	0	16	Spanien ¹⁾
78	9	10	77	14	10	76	7	15	Polen
11	6	2	11	7	2	12	6	2	Tschechische Rep.
4	0	5	4	0	4	4	0	5	Rumänien/Bulgarien ³⁾
135	15	189	133	22	182	130	13	198	ab 2004 EU-25/ab 2007 EU-27
300	100	25	321	97	10	336	107	2	Russland
80	25	0	106	29	1	108	30	0	Kasachstan
72	4	0	76	6	10	82	0	10	Ukraine
452	129	25	503	132	21	526	137	12	Genannte Länder
28	28	2	33	33	9	33	33	9	Kanada
983	53	19	982	74	15	976	97	11	USA
70	66	0	75	72	0	86	81	0	Kolumbien
4	4	0	4	4	0	4	4	0	Venezuela
1.085	151	21	1.094	183	24	1.099	215	20	Genannte Länder
250	63	0	250	68	0	252	67	0	Südafrikanische Republik
344	273	0	355	300	0	348	281	0	Australien
532	0	59	537	0	86	554	0	114	Indien
2.910	23	127	3.410	19	166	3.650	15	183	VR China ²⁾
0	0	162	0	0	184	0	0	175	Japan
280	230	0	295	240	0	318	270	0	Indonesien
3.722	253	348	4.242	259	436	4.522	285	472	Genannte Länder
112	32	333	143	89	390	81	44	340	Übrige Länder
6.100	916	916	6.720	1.053	1.053	6.958	1.042	1.042	Welt

³⁾ ab 2009 Rumänien / Bulgarien

Tabelle 2

Steinkohlen-Seeverkehr

Exportländer	2006			2007			2008		
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.
Australien	124	113	237	138	112	250	135	126	261
USA	20	6	26	26	11	37	36	17	53
Südafrika	1	68	69	1	67	68	0	63	63
Kanada	23	3	26	25	4	29	25	6	31
VR China	4	59	63	2	51	53	4	42	46
Kolumbien	1	58	59	1	65	66	0	69	69
Indonesien		171	171	0	189	189	0	202	202
Polen	1	9	10	1	4	5	0	2	2
Russland	6	69	75	6	72	78	3	75	78
Venezuela		8	8	0	8	8	0	6	6
Sonstige	3	30	33	2	35	37	4	24	28
Insgesamt	183	594	777	202	618	820	207	632	839
Importländer/Regionen	2006			2007			2008		
	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.
Europa ¹⁾	45	167	212	50	161	211	50	159	209
ab 2004 EU-25	40	164	204	45	156	201	45	143	188
Asien	123	310	433	131	346	477	139	368	507
Japan	73	119	192	74	126	200	56	131	187
Südkorea	20	60	80	21	65	86	23	73	96
Taiwan	9	58	67	9	61	70	11	60	71
VR China	3	13	16	3	20	23	3	17	20
Hongkong	0	11	11	0	12	12	0	11	11
Indien	19	23	42	23	29	52	29	25	54
Lateinamerika	13	4	17	14	6	20	18	5	23
Sonstige(inkl. USA)	2	113	115	7	105	112	0	100	100
Insgesamt	183	594	777	202	618	820	207	632	839

2011 vorläufige Zahlen; exkl. Landverkehr

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerlande

Auswertung verschiedener Quellen

Mio. t											
2009			2010			2011					
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Exportländer		
134	139	273	159	141	300	133	148	281	Australien		
31	12	43	48	16	64	60	31	91	USA		
1	61	62	1	67	68	1	66	67	Südafrika		
22	6	28	27	6	33	26	6	32	Kanada		
1	22	23	2	17	19	5	10	15	VR China		
3	63	66	4	69	73	3	78	81	Kolumbien		
0	230	230	0	277	277	0	270	270	Indonesien		
1	3	4	0	6	6	0	3	3	Polen		
5	85	90	7	80	87	8	93	101	Russland		
0	4	4	0	4	4	0	4	4	Venezuela		
3	33	36	2	30	32	3	30	33	Sonstige		
201	658	859	250	713	963	239	739	978	Insgesamt		
2009			2010			2011					
Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Kokskohle	Kesselkohle	Ges.	Importländer / Regionen		
36	153	189	51	125	176	48	148	196	Europa ¹⁾		
36	137	173	51	125	176	39	116	155	EU-27 ab 2007		
115	432	547	149	511	660	140	531	671	Asien		
45	113	158	52	132	184	55	120	175	Japan		
16	81	97	19	92	111	31	98	129	Südkorea		
11	59	70	5	59	64	0	67	67	Taiwan		
31	85	116	32	117	149	21	109	130	VR China		
0	12	12	0	10	10	0	13	13	Hongkong		
12	47	59	26	60	86	33	81	114	Indien		
6	4	10	3	19	22	4	31	35	Lateinamerika		
44	69	113	47	58	105	47	29	76	Sonstige (inkl. USA)		
201	658	859	250	713	963	239	739	978	Insgesamt		

Tabelle 3

Welt-Koksproduktion							1.000 t
Land/Region	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Europa							
Österreich	1.360	1.360	1.428	1.360	1.290	1.400	1.350
Belgien	2.833	2.714	2.667	1.983	1.570	1.880	1.867
Bosnien-Herzeg.	459	450	596	816	714	920	891
Bulgarien	682	615	500	300	0	0	
Tschechien	3.227	3.231	3.063	3.206	2.172	2.396	2.436
Finnland	894	870	865	860	740	828	852
Frankreich	4.301	4.290	4.374	4.422	3.170	3.110	2.841
Deutschland	8.040	8.250	8.520	8.260	6.770	8.150	7.990
Ungarn	614	913	1.014	999	746	1.018	1.000
Italien	4.515	4.560	4.632	4.455	2.724	3.708	4.488
Niederlande	2.260	2.160	2.180	2.166	1.700	1.882	1.998
Norwegen	0	0	0	0	0	0	0
Polen	8.396	9.599	10.264	9.832	6.947	9.546	9.134
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Rumänien	1.910	1.804	1.669	1.017	237	0	0
Slowakai	1.739	1.749	1.750	1.735	1.575	1.550	1.600
Spanien	2.590	2.742	2.753	2.400	1.691	2.021	2.045
Schweden	1.191	1.182	1.193	1.174	980	1.118	1.151
Großbritannien	3.991	4.276	4.280	4.152	3.600	3.774	3.850
Schweden	1.179	1.191	1.182	1.193	1.174	980	1.150
Großbritannien	3.919	3.991	4.276	4.280	4.152	3.600	4.210
Europa gesamt	49.002	50.765	51.748	49.137	36.626	43.301	43.493
GUS	50.025	51.067	54.054	50.783	45.379	48.220	49.673
Nordamerika	20.337	20.237	20.184	19.029	14.550	19.574	19.403
Lateinamerika	10.431	10.785	12.026	12.275	9.754	12.000	13.213
Afrika	2.861	2.855	3.232	2.975	1.970	2.691	2.618
Mittlerer Osten	5.892	6.211	6.135	5.711	5.282	5.610	5.800
Asien							
China	254.117	297.680	321.714	312.148	355.140	383.400	427.790
Indien	18.603	18.635	18.038	18.367	19.096	19.779	21.510
Japan	38.095	38.077	38.354	38.300	35.900	37.447	37.500
Südkorea	10.246	9.887	9.949	10.614	9.577	12.835	14.484
sonstige	4.537	3.963	4.585	4.580	4.630	5.454	5.558
gesamt	325.598	368.242	392.640	384.009	424.343	458.915	506.842
Austral-Asien	3.278	3.117	3.323	3.161	2.498	3.149	2.982
WELT gesamt	467.424	513.279	543.342	527.080	540.402	593.460	644.024

Tabelle 4

Quelle: Verschiedene Quellen, Verbands- und Industrieangaben

Qualitäten am Weltmarkt gehandelter Kesselkohle							
Exportländer	Flüchtige %	Asche %	Ges.Feuchte %	Schwefel %	F. Kohlenst. %	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	0,85 - 0,95	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 Kokes nach dessen Erhitzung auf 1.100° C und anschließender CO₂-Begasung. Die den Kohlen zugeordneten CSR-Werte sind lediglich Richtwerte.

Quellen: Australian Coal Report, Coal Americas, Firmenangaben

Koksfestigkeit CSR-Wert ²⁾	Fluidität max. ddpm	Kontraktion 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

Tabelle 6

Steinkohle-Ausfuhr Australiens							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	4.445	5.372	6.744	5.156	3.759	4.303	4.280
Frankreich	4.033	4.542	3.733	3.446	2.077	2.946	2.366
Belgien/Luxemburg	1.906	1.600	2.580	2.927	680	1.298	1.179
Niederlande	3.704	3.975	3.240	2.523	500	1.217	1.470
Italien	2.286	2.234	2.466	2.041	1.122	1.741	1.560
Großbritannien	5.034	4.568	3.478	3.943	2.746	3.612	3.579
Dänemark	130	0	0	0	151	0	0
Spanien	3.508	2.977	3.043	2.105	776	1.715	1.337
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Schweden	1.261	1.289	1.273	1.379	716	1.825	1.092
sonstige							364
ab 2007: EU-27	26.307	26.557	27.709	24.730	12.904	18.657	17.227
Israel	849	300	348	824	672	592	498
Türkei	815	1.118	838	2.242	759	1.304	787
Rumänien	0		0	0	0	0	0
Sonst. Europa ¹⁾	1.246	1.120	315	383	350	288	0
Europa	29.217	29.095	29.210	28.179	14.685	20.841	18.512
Japan	104.812	103.293	115.466	117.962	101.618	117.768	103.291
Südkorea	30.158	23.576	22.096	36.797	41.662	43.629	45.915
Taiwan	21.868	22.653	25.463	24.385	22.517	28.706	26.880
Hongkong	0	0	0	303	1.175	440	895
Indien	18.985	18.938	22.511	25.694	27.092	32.862	30.194
VR China	5.468	7.450	3.957	3.295	46.546	37.069	34.014
Brasilien	3.454	2.929	3.360	5.036	3.713	3.457	2.198
Chile	984	1.625	462	592	481	944	1.135
Sonst. Länder	18.123	27.718	27.899	17.576	13.902	15.042	18.109
Ausfuhr insgesamt	233.069	237.277	250.454	259.819	273.391	300.758	281.143

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer 2011 vorläufige Zahlen

Quelle: McCloskey

Tabelle 7

Steinkohle-Ausfuhr Indonesiens							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	132	1.509	1.168	513	86	69	34
Niederlande	2.139	3.704	1.822	1.669	239	0	927
Italien	6.285	8.626	6.290	6.252	5.427	7.094	4.882
Großbritannien	1.302	1.822	1.141	2.126	786	162	390
Irland	602	609	152	318	0	0	0
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0
Spanien	3.317	4.033	4.226	3.826	4.361	2.115	1.877
Slowenien	634	1.562	1.242	2.032	840	840	559
sonstige	770	2.835	2.000	1.014	376	2.220	851
ab 2007 EU-27	15.181	24.700	18.041	17.750	12.115	12.500	9.520
USA	2.050	2.646	2.962	2.956	2.025	1.240	1.180
Chile	1.368	1.733	1.600	498	437	980	483
Japan	27.313	32.842	34.135	39.719	32.109	26.040	24.950
Südkorea	14.377	20.780	26.521	26.620	33.698	34.650	36.720
Hongkong	9.409	10.514	11.550	10.382	11.131	9.540	8.650
Taiwan	17.896	24.397	25.753	25.754	25.206	21.770	19.090
Malaysia	7.400	7.324	7.814	9.415	11.184	8.600	11.880
Philippinen	3.906	4.113	4.290	6.160	7.066	5.160	6.050
Thailand	6.404	7.800	9.413	11.371	10.334	8.770	6.780
Indien	16.255	19.822	24.840	29.283	37.735	36.500	52.800
VR China	2.503	6.219	14.894	16.093	39.402	68.060	77.950
Sonst. Länder	4.981	8.049	7.492	6.259	7.844	6.164	13.836
Ausfuhr insgesamt	129.043	170.939	189.305	202.260	230.286	239.974	269.889

2011 vorläufige Zahlen

Quellen: Firmenangaben, eigene Berechnungen

Tabelle 8

Steinkohle-Ausfuhr Russlands							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	6.620	9.100	8.367	7.800	9.449	10.308	10.731
Belgien/Luxemburg	1.000	1.747	1.327	1.867	0	0	0
Italien	1.800	1.522	818	1.723	1.017	862	2.346
Großbritannien	18.000	22.701	19.828	21.434	15.501	7.332	11.592
Spanien	4.200	2.761	905	2.623	1.439	768	1.917
Finnland	2.400	4.440	5.080	3.745	4.770	2.900	5.111
Polen	2500	3.327	5.000	5.267	1.766	1.402	1.389
Rumänien	0	0	982	1.009	222	308	438
sonstige		6039	8.029	5.533	11.325	13.532	12.802
ab 2007 EU 27	37.000	51.637	50.336	51.001	45.489	37.412	46.326
Türkei	7.000	6.500	4.013	2.229	8.672	9.139	8.180
Rumänien	3.000	1.505	0	0	0	0	0
sonst. Europa	10.000	8.005	4.013	2.229	8.672	9.139	8.180
Europa	47.000	59.642	54.349	53.230	54.161	46.551	54.506
Japan	10.700	9.204	11.491	9.960	8.718	10.575	11.608
Südkorea	3.300	1.071	6.358	7.495	4.541	8.574	13.100
Taiwan	1.200	1.305	1.329	1.203	1.652	1.116	3.498
VR China	800	1.030	269	760	12.122	11.660	10.836
Sonst. Länder ¹⁾	5.200	2.248	5.104	4.952	8.409	9.056	7.434
Ausfuhr insgesamt ²⁾	68.200	74.500	78.900	77.600	89.603	87.532	100.982

¹⁾ 2005-2011 Exporte über Zypern/Libanon; teilw. wurden diese Mengen in andere nicht bekannte Länder exportiert.
²⁾ Nur Steinkohleexporte (Seeverkehr) in Länder außerhalb der ehem. UdSSR, 2011 vorläufige Zahlen

Quellen: 2005-2011 Firmenangaben, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der USA							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	606	2.191	2.065	5.662	5.104	5.727	8.140
Frankreich	1.146	1.475	2.162	3.213	3.052	2.788	3.615
Belgien/Luxemburg	1.881	1.959	1.907	2.746	2.503	2.080	2.783
Niederlande	4.247	1.191	4.117	2.976	2.458	3.314	5.908
Italien	2.226	2.975	3.212	2.891	2.125	3.000	5.070
Großbritannien	1.599	2.251	3.032	5.342	4.052	3.980	6.283
Irland	0	0	74	142	0	0	219
Dänemark	66	348	72	283	291	73	146
Spanien	1.685	1.472	1.337	2.161	1.581	1.837	1.551
Portugal	143	267	258	391	1.020	531	891
Finnland	259	661	265	425	202	428	452
Schweden	535	426	483	667	434	676	633
Sonstige	239	849	2.300	6.315	1.920	4.076	1.717
ab 2007: EU-27	14.632	16.065	21.284	33.214	24.742	28.510	37.408
Israel	0	0	0	0	0	0	0
Türkei	1.708	1.106	1.306	1.736	1.295	2.296	2.670
Rumänien	1.391	1.002	0	0	0	0	937
Sonst. Europa ¹⁾	1.495	1.240	4.087	5.414	2.033	3.069	6.330
Europa	19.226	19.413	26.677	40.364	28.070	33.875	47.345
Kanada	17.577	18.030	16.625	20.589	9.509	10.528	6.022
Mexiko	906	454	422	1.092	1.161	1.682	2.526
Argentinien	218	317	273	331	417	281	233
Brasilien	3.792	4.110	5.908	5.785	6.720	7.177	7.867
Japan	1.888	301	5	1.572	822	2.869	6.209
Südkorea	1.304	515	201	1.225	1.562	5.237	9.479
Taiwan	0	2	2	71	77	227	0
Sonst. Länder	0	1.581	3.091	2.468	4.891	11.787	17.033
Ausfuhr insgesamt	44.911	44.723	53.204	73.497	53.229	73.663	96.714

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer
2011 vorläufige Zahlen

Tabelle 10

Quelle: McCloskey

Steinkohle-Ausfuhr (nur Kraftwerkskohle) Kolumbiens							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	4.256	3.729	6.931	5.906	5.173	7.397	10.550
Frankreich	2.228	3.341	2.720	2.589	2.232	2.329	1.100
Belgien/Luxemburg	510	0	0	149	168	125	68
Niederlande	4.597	6.031	5.554	5.986	10.726	9.061	7.412
Italien	2.589	1.993	1.887	2.026	2.080	1.715	1.593
Großbritannien	2.133	2.511	3.003	4.041	4.471	4.417	4.198
Irland	893	1.129	475	661	980	1.048	1.942
Dänemark	1.252	1.998	2.259	1.869	1.973	1.092	4.998
Griechenland	0	71	149	0	0	76	480
Spanien	1.988	1.501	2.219	2.301	2.441	2.272	2.125
Portugal	2.521	2.920	2.590	1.903	1.929	1.553	2.069
Finnland	0	158	0	130	72	277	459
Schweden	0	0	0	0	0	0	1.169
Slowenien	426	220	238	356	341	0	1.031
sonstige							858
ab 2007: EU-27	23.393	25.602	28.163	28.359	32.587	31.362	40.052
Israel	4.722	3.371	3.527	2.092	2.549	3.770	5.595
Sonst. Europa ¹⁾	2.703	2.898	3.437	3.901	3.718	3.006	10.222
Europa	30.818	31.871	35.127	34.352	38.854	38.138	55.869
Japan	0	27	28	31	30	119	145
Hongkong	0		0	0	0	0	0
USA	17.641	20.179	21.830	21.919	14.191	11.301	6.928
Kanada	2.132	1.944	1.450	2.214	1.794	1.843	1.488
Brasilien	285	268	208	1.038	750	1.123	1.631
Sonst. Länder	3.924	4.211	6.034	9.123	7.814	16.683	10.033
Ausfuhr insgesamt	54.800	58.500	64.677	68.677	63.433	69.207	76.094

¹⁾ inkl. angrenzender Mittelmeerländer; Türkei
2011 vorläufige Zahlen

Quellen: IEA, McCloskey, Gesellschaftsangaben

Tabelle 11

Steinkohle-Ausfuhr der Südafrikanischen Republik							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	9.453	8.189	6.505	8.190	5.231	3.363	2.644
Frankreich	5.473	4.267	4.799	5.450	2.050	1.030	1.190
Belgien/Luxemburg	1.677	1.512	1.088	1.140	300	500	430
Niederlande	7.713	13.687	10.580	8.234	4.049	1.087	1.056
Italien	5.286	4.616	4.776	4.170	4.230	3.400	3.630
Großbritannien	11.837	8.431	4.580	3.110	1.000	470	670
Irland	788	389	478	0	460	220	50
Dänemark	1.651	2.300	2.130	1.140	1.080	780	1.380
Griechenland	132	0	0	0	0	50	0
Spanien	8.836	7.585	6.724	5.981	5.062	3.670	2.470
Portugal	1.561	1.000	1.970	1.660	1.240	320	0
Finnland	0	120	0	150	0	0	0
sonstige	441	170	535	185	680	170	180
ab 2007: EU-27	54.848	52.266	44.165	39.410	25.382	15.060	13.700
Israel	5.123	4.780	4.520	3.720	3.250	2.490	3.180
Marokko	2.835	2.890	1.267	1.333	300	810	70
Türkei	1.302	1.913	1.349	1.350	1.106	3.182	2.760
Sonst. Europa ¹⁾	9.260	9.583	7.136	6.403	4.656	6.482	6.010
Europa	64.108	61.849	51.301	45.813	30.038	21.542	19.710
Japan	140	0	440	50	390	300	620
Südkorea	130	0	290	1.150	525	2.260	3.520
Taiwan	411	70	410	160	2.220	2.990	3.490
Hongkong	0	0	0	0	340	160	0
Indien	3.904	2.469	8.492	7.766	18.690	22.397	17.071
VR China	0	0	30	0	790	6.960	10.460
USA	126	0	100	0	0	170	40
Brasilien	654	1.484	759	1.223	296	1.099	1.030
Sonst. Länder	5.089	3.064	6.068	6.493	8.927	10.534	11.380
Ausfuhr insgesamt	74.562	68.936	67.890	62.655	62.216	68.412	67.321

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer
2011 vorläufige Zahlen

Tabelle 12

Quellen: South African Coal Report, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr Kanadas							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	1.757	1.608	1.733	1.708	1.070	1.203	1.736
Frankreich	529	372	598	569	117	166	104
Belgien/Luxemburg	0	0	0	0	0	48	55
Niederlande	807	1.194	1.047	272	300	696	267
Italien	1.469	1.178	1.013	1.084	465	1.016	1.000
Großbritannien	1.677	1.418	1.492	1.123	317	284	505
Dänemark	0	0	0	0	0	0	0
Spanien	344	175	227	235	1	64	120
Portugal	0	0	0	0	0	0	0
Finnland	516	494	345	426	258	416	422
Schweden	0	0	0	0	0	0	0
sonstige						59	221
ab 2007: EU-27	7.099	6.439	7.086	5.587	2.528	3.952	4.430
Sonst. Europa ¹⁾	1.170	1.582	1.203	1.426	952	840	182
Europa	8.269	8.021	8.289	7.783	3.480	4.792	4.612
Japan	7.499	8.676	10.548	11.482	8.765	10.615	9.265
Südkorea	5.014	4.975	6.078	6.736	7.381	6.553	8.611
Taiwan	1.276	1.221	1.130	1.154	795	638	1.070
Brasilien	1.718	1.584	1.545	2.020	936	1.693	2.281
USA	1.709	1.750	1.758	1.725	1.045	1.470	1.330
Chile	549	721	702	411	214	259	216
Mexiko	406	274	230	695	283	697	400
Sonst. Länder	1.490	344	369	468	4.931	5.944	5.602
Ausfuhr insgesamt	27.930	27.566	30.649	32.474	27.830	32.661	33.387

¹⁾ inkl. angrenzende Mittelmeerländer
2011 vorläufige Zahlen

Quellen: McCloskey, eigene Berechnungen

Steinkohle-Ausfuhr der Volksrepublik China							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	75	0	43	14	5	7	11
Frankreich	8	0	166	216	0	0	0
Belgien/Luxemburg	282	189	170	143	0	14	0
Niederlande	141	245	51	57	5	0	0
Italien	0	0	0	0	0	0	0
Großbritannien	54	34	0	0	0	0	0
Spanien	332	292	0	104	0	0	0
Griechenland	0	0	0	0	0	0	0
EU-15	892	760	430	534	10	21	11
Japan	23.175	20.586	15.548	13.337	6.391	6.436	6.222
Südkorea	21.206	18.779	19.225	16.457	9.919	7.207	5.559
Taiwan	16.230	13.258	12.690	10.597	4.870	4.418	2.197
Hongkong	944	855	674	475	122	395	1
Indien	3.855	5.001	539	1.006	0	0	173
Malaysia	46	36	37	52	12	12	6
Thailand	0	28	1	1	0	0	0
Nordkorea	147	576	237	228	52	224	205
Philippinen	1.916	1.035	1.019	1.119	839	2	0
Brasilien	278	191	283	156	0	0	0
Sonst. Länder	2.986	2.127	2.435	1.309	133	225	127
Ausfuhr insgesamt	71.675	63.232	53.118	45.271	22.348	18.940	14.501

2011 vorläufige Zahlen

Quelle: McCloskey

Tabelle 14

Steinkohle-Ausfuhr Polens							1.000 t
Importländer	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	7.022	7.330	4.651	3.834	2.649	3.659	2.659
Frankreich	1.227	762	340		358	597	10
Belgien	649	291	1	1	79	232	1
Niederlande	270	320	70	1	165	81	0
Italien	540	248	111	0	0	0	0
Großbritannien	1.614	1.008	277	197	565	598	634
Irland	287	235	255	266	240	257	206
Dänemark	821	523	350	151	82	455	60
Spanien	111	150	64	0	0	23	20
Portugal	221	0	0	0	0	0	0
Finnland	653	513	273	88	224	220	37
Österreich	1.155	1.233	1.807	906	853	883	435
Schweden	172	283	288	60	59	134	84
Tschechische Republik	1.146	1.642	2.365	1.017	746	1.444	1.820
Slowakei	802	1.030	617	64	71	638	568
Ungarn	380	249	259	127	58	118	133
Sonstige	50	72	8	1.029	1.970	557	10
ab 2007: EU27	17.120	15.889	11.736	7.741	8.119	9.896	6.677
Sonst. Länder	1.451	620	364	559	581	480	101
Ausfuhr insgesamt	18.571	16.509	12.100	8.300	8.700	10.376	6.778

2011 vorläufige Zahlen

Quellen: McCloskey, Statistisches Bundesamt und eigene Berechnungen

Steinkohleeinfuhren der EU-Länder - Importe inkl. Binnenhandel von Mitgliedstaaten 1.000 t							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Deutschland	39.900	46.500	47.480	44.000	36.800	41.000	44.200
Frankreich	20.500	20.700	19.200	19.400	16.200	18.900	15.300
Italien	24.500	24.500	24.600	26.200	22.000	22.700	24.000
Niederlande	13.000	12.000	13.000	12.100	10.800	11.800	11.700
Belgien	10.000	9.000	8.000	6.000	4.100	3.500	4.000
Luxemburg	150	150	150	150	200	200	200
Großbritannien	43.800	49.000	45.300	43.200	38.100	26.500	31.700
Irland	2.500	3.000	3.000	2.300	2.300	2.200	1.900
Dänemark	5.200	7.000	8.000	7.700	4.400	4.100	4.500
Griechenland	700	800	800	800	400	600	600
Spanien	24.700	22.550	20.800	16.500	17.100	12.800	15.300
Portugal	5.300	5.700	5.500	3.800	3.100	2.700	3.600
Finnland	4.500	7.000	7.000	4.600	6.000	5.900	7.000
Österreich	4.100	4.000	4.000	4.200	4.000	4.000	3.800
Schweden	2.700	3.000	3.200	2.500	2.400	3.000	2.700
Polen	2.000	5.200	5.800	9.900	10.000	10.000	15.100
Tschechien	1.000	1.900	2.500	2.200	1.700	1.900	2.400
Ungarn	500	1900	2.000	1.900	1.400	1.800	1.500
Slowakei	5.600	5.600	5.300	4.900	3.200	3.500	3.400
Slovenien	500	600	500	600	600	600	500
Lettland	200	300	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Litauen	500	700	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Estland	500	100	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Zypern	-	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-	-
Bulgarien	(1.500)	(1600)	1400	1300	3.500	2.900	3.300
Rumänien	(3.500)	(3300)	3300	3200	1.200	1.400	1.200
EU-25	212.350	231.200					
EU-27 ab 2007	217.350	236.100	230.830	217.450	189.500	182.000	197.900
Koks	10.000	11.000	12.000	11.000	11.000	8.000	8.000
		davon Koks:	davon Koks:	davon Koks:	Koks:	Koks:	Koks:

Quellen: McCloskey, EURACOAL, eigene Berechnungen
2011 vorläufige Zahlen

Tabelle 16

Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland							Mio. t SKE
Energieträger	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Steinkohle	62,8	65,6	67,4	61,4	50,1	57,9	57,5
davon Importkohle	(37,8)	(45,3)	(46,0)	(43,6)	(41,8)	(50,4)	(49,5)
Braunkohle	54,5	53,7	55,0	53,0	51,4	51,6	53,3
Mineralöl	175,8	176,7	157,9	166,4	159,3	160,0	155,2
Erdgas	110,9	112,1	106,6	104,4	100,3	107,1	93,3
Kernenergie	60,7	62,3	52,3	55,4	50,2	52,3	40,2
Wasser- und Windkraft	5,9	6,3	7,4	7,5	7,1	7,2	7,9
Außenhandelsaldo Strom	-1,0	-2,4	0,2	0,0	-1,8	-2,2	-0,7
Sonstige Energieträger	18,0	23,2	25,6	36,0	41,8	47,9	49,7
Gesamt	487,6	497,5	472,4	484,1	458,4	481,8	456,4
							Anteile in %
Energieträger	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Steinkohle	12,9	13,2	14,3	12,7	10,9	12,0	12,6
davon Importkohle	(7,8)	(9,1)	(9,7)	(9,0)	(9,1)	(10,5)	(10,9)
BraunkohlIn	11,2	10,8	11,6	11,0	11,2	10,7	11,7
Mineralöl	36,1	35,5	33,4	34,3	34,8	33,2	34,0
Erdgas	22,7	22,6	22,6	21,6	21,9	22,2	20,4
Kernenergie	12,4	12,5	11,1	11,4	11,0	10,9	8,8
Wasser- und Windkraft	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,5	1,7
Außenhandelsaldo Strom	-0,2	-0,5	0,0	0,0	-0,4	-0,5	-0,2
Sonstige Energieträger	3,7	4,6	5,5	7,4	9,0	10,0	11,0
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, eigene Berechnungen

Kohleumschlag der deutschen Häfen									1.000 t
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Nordseehäfen									
Hamburg	4.794	4.944	4.636	4.963	5.781	5.195	5.189	5.276	5.805
Wedel - Schulau	700	700	600	871	0	0	0	0	530
Stade-Bützfleth	43	12	19	13	6	4	9	5	8
Wilhelmshaven	1.453	1.672	1.520	1.332	1.360	2.229	2.404	1.843	1.924
Bremische Häfen	1.464	1.505	1.216	1.715	1.965	1.668	1.410	1.796	1.599
Brunsbüttel	387	393	273	622	749	874	500	434	424
Emden					5	5	1	2	-
Nordenham	1.439	2.058	1.915	2.129	2.162	1.889	2.284	2.235	2.792
Papenburg	260	289	214	170	143	149	121	141	0
Übrige Nordseehäfen S.H.	67	126	37	70	632	574	502	610	0
Übrige Nordseehäfen N.S.	2	-		-	-	-	-	7	3
Gesamt	10.609	11.699	10.430	11.885	12.803	12.587	12.420	12.349	13.085
Ostseehäfen									
Rostock	1.145	1.187	1.145	1.251	993	1.443	823	1.200	1.345
Wismar	41	42	33	30	22	35	26	34	0
Stralsund	2	1	3	0	0	1	-	-	-
Lübeck	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Flensburg	358	343	325	275	246	301	230	209	237
Kiel	113	418	402	193	123	291	453	479	271
Saßnitz					7	3	1	5	1
Wolgast					2	-	-	-	-
Übrige Ostseehäfen	7	4	2	3	-	1	-	-	-
Gesamt	1.669	1.995	1.910	1.752	1.393	2.075	1.533	1.927	1.854
Umschlag Gesamt	12.278	13.694	12.340	13.637	14.196	14.662	13.953	14.276	14.939

Quelle: Statistisches Bundesamt

Tabelle 18

Steinkohleabsatz in der Bundesrepublik Deutschland							1000 t
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gesamtabsatz¹⁾ an Steinkohlen, Steinkohlenkoks und Steinkohlenbriketts							
Kraftwerke	50.000	53.800	55.400	52.300	43.700	45.800	44.400
Eisen- u. Stahlindustrie	17.400	18.400	18.800	17.700	12.900	18.400	16.800
Wärmemarkt/Sonstiges ²⁾	1.100	1.300	1.600	1.700	1.400	1.800	1.900
Gesamt	68.500	73.500	75.800	71.700	58.000	66.000	63.100
<i>¹⁾Inlandsabsatz ²⁾inkl. Zechenverbrauch, Deputate Quellen: Statistik der Kohlewirtschaft, 2011: eigene Berechnung</i>							
Davon Importkohle							
Kraftwerke ³⁾	30.900	27.300	33.400	34.900	30.900	34.400	33.600
Eisen- u. Stahlindustrie	11.600	11.300	14.700	13.600	10.000	14.700	14.400
Wärmemarkt	1.800	700	1.000	1.300	900	1.300	1.500
Gesamt Importe	44.300	39.300	49.100	49.800	41.800	50.400	49.500
<i>³⁾ Importe der Kraftwerke lt. K-Bogen (BAFA, Referat 431), eigene Berechnungen</i>							

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

Petrolkoks in Deutschland										1.000 t
Petrolkoks	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Erzeugung der Raffinerien	1642	1799	1794	1912	1918	1851	2018	1902	2013	1763
+ Einfuhr	1031	885	858	762	988	727	937	556	703	676
= Aufkommen	2673	2684	2652	2674	2906	2578	2955	2458	2716	2439
- Inlandsabsatz	1415	1247	1278	1173	1378	1177	1464	1026	1125	1056
- Ausfuhr	682	729	683	660	654	628	673	815	774	761
- Eigenverbrauch Raffinerien	576	708	691	841	874	773	818	617	817	622
= Verwendung	2673	2684	2652	2674	2906	2578	2955	2458	2716	2439

Quelle: MWV

Tabelle 20

Einfuhr von Steinkohlen und Steinkohlekoks in die Bundesrepublik Deutschland										
Länder	2008					2009				
	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt
Polen	3.790	45	0	1.566	5.401	2.489	24	0	1.712	4.225
Tschechien	168	0	0	183	351	151	0	0	129	280
Spanien	0	0	0	482	482	0	0	0	0	0
Frankreich	0	0	0	459	459	0	0	0	408	408
Sonstige	969	6	70	484	1.529	459	0	89	427	975
ab 2007 EU-27	4.927	51	70	3.174	8.222	3.099	24	89	2.676	5.888
GUS	6.939	607	292	173	8.011	8.696	478	260	102	9.536
Norwegen	1.522	148	70	0	1.740	1.321	0	0	0	1.321
USA	3.079	2.583	0	0	5.662	3.207	1.897	0	0	5.104
Kanada	22	1.651	0	0	1.673	0	1.070	0	0	1.070
Kolumbien	5.710	82	0	0	5.792	5.105	68	0	21	5.194
Südafrika	8.086	140	0	0	8.226	5.246	4	0	0	5.250
Australien	520	5.020	0	0	5.540	447	3.311	0	0	3.758
VR China	10	2	2	628	642	3	0	2	141	146
Indonesien	513	0	0	0	513	86	0	0	0	86
Venezuela	63	0	0	29	92	346	0	0	7	353
Sonstige Drittländer	1.851	0	35	1	1.887	1.687	0	10	2	1.699
Drittländer	28.315	10.233	399	831	39.778	26.144	6.828	272	273	33.517
Gesamt	33.242	10.284	469	4.005	48.000	29.243	6.852	361	2.949	39.405

2011 vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt, BAFA, eigene Berechnungen

1.000 t

2010					2011					Länder
Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	Kesselk.	Koksk.	Anthr.	Koks	Gesamt	
3.650	8	1	2.399	6.058	2.646	11	1	2.481	5.139	Polen
63	0	0	379	442	27	0	3	330	360	Tschechien
0	0	0	86	86	0	0	0	33	33	Spanien
0	0	0	179	179	0	0	0	62	62	Frankreich
1007	74	170	490	1.741	620	20	196	595	1.431	Sonstige
4.720	82	171	3.533	8.506	3.293	31	200	3.501	7.025	ab 2007: EU-27
9.295	730	317	248	10.590	9.574	863	294	361	11.092	GUS
856	0	0	0	856	857	0	0	0	857	Norwegen
2.742	2.956	29	0	5.727	5.079	3.036	24	0	8.139	USA
0	1.203	0	0	1.203	43	1.693	0	0	1.736	Kanada
7.397	191	0	39	7.627	10.550	214	0	62	10.826	Kolumbien
3.330	0	1	0	3.331	2.644	0	0	0	2.644	Südafrika
289	4.014	0	0	4.303	206	4.074	0	0	4.280	Australien
7	0	0	199	206	6	0	5	184	195	VR China
70	0	0	0	70	0	34	0	0	34	Indonesien
410	20	0	2	432	132	29	0	0	161	Venezuela
2.236	3	0	93	2.332	1.261	1	7	120	1.389	Sonstige Drittländer
26.632	9.117	347	581	36.677	30.352	9.944	330	727	41.353	Drittländer
31.352	9.199	518	4.114	45.183	33.645	9.975	530	4.228	48.378	Gesamt

Tabelle 21

Verbrauch, Ein-/Ausfuhr und Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik Deutschland							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Brutto-Stromverbrauch in TWh	612,1	617,2	618,1	614,8	578,9	610,4	608,5
Strom-Außenhandel in TWh							
Exporte	61,9	65,9	63,4	62,7	54,9	59,9	56,0
Importe	53,4	46,1	44,3	40,2	40,6	42,2	50,0
Saldo (Exportüberschuss)	-8,5	-19,8	-19,1	-22,5	-14,3	-17,7	-6,0
Brutto-Stromerzeugung in TWh	620,6	637,0	637,2	637,0	593,2	628,1	614,5
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in TWh	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Steinkohle	134,1	137,9	142,0	124,6	107,9	117,0	114,5
davon Importkohle ¹⁾	(85,3)	(85,4)	(86,2)	(86,4)	(76,3)	(86,8)	(86,4)
Braunkohle	154,1	151,1	155,1	150,6	146,5	145,9	153,0
Erdgas	71,0	73,4	75,9	86,7	78,8	86,8	84,0
Heizöl	11,6	10,5	9,6	9,2	9,6	8,4	7,0
Kernenergie	163,0	167,4	140,5	148,8	134,9	140,6	108,0
Wasser-/Windkraft	53,9	57,5	67,8	67,1	57,6	58,8	66,0
Sonstige	32,8	39,4	46,3	50,0	57,9	70,6	82,0
Gesamt	620,5	637,2	637,2	637,0	593,2	628,1	614,5

¹⁾ Bezüge der Kraftwerke, 2011: vorläufige Zahlen

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

Europäische / Internationale Preisnotierungen							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Rohölpreise							
USD/Barrel Brent	55,00	65,14	72,44	96,99	67,86	79,47	111,27
USD/t SKE	283,00	335,00	373,00	499,21	349,28	409,04	572,71
<i>Quelle: MWV</i>							
Erdgaspreise: Deutsche Grenzübergangspreise							
€/t SKE	142,00	191,00	180,00	237,00	198,00	185,00	230,00
<i>Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft</i>							
Steam Coal Marker Prices 1 %S, CIF NW Europa							
USD/t SKE	71,25	74,41	101,03	174,74	81,75	107,16	142,81
€/t SKE	57,27	59,23	73,17	118,29	58,69	81,01	102,49
<i>Quelle: McCloskey</i>							
Seefrachtraten Capesize-Einheiten nach Empfangshäfen ARA (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen)							
Südafrika USD/t	15,75	15,94	32,33	30,36	13,66	12,41	10,74
USA/Ostküste USD/t	16,60	14,87	34,47	32,65	16,68	15,06	12,01
Australien/NSW USD/t	24,00	24,07	51,77	50,91	22,46	22,15	19,43
Kolumbien USD/t	16,10	14,89	33,55	31,71	16,25	14,75	11,89
<i>Quelle: Frachtcontor Junge, eigene Berechnungen</i>							

Tabelle 23

Deutschland - Energiepreise / Wechselkurse							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Wechselkurse							
EUR/USD	0,8038	0,7965	0,7296	0,6799	0,7169	0,7543	0,7184
<i>Quelle: Deutsche Bundesbank</i>							
Grenzübergangspreise für Koks- und Steinkohlekoks - EUR/t							
Importierte Koks- und Steinkohlekoks	95,25	105,88	96,22	132,62	173,75	174,78	185,30
Importierter Steinkohlekoks	230,30	166,79	175,55	281,20	196,91	259,37	319,78
<i>Quellen: ab 2003 Statistisches Bundesamt Steinkohlenkoks Statistisches Bundesamt</i>							
Grenzübergangspreise für Steinkohle in EUR/ t SKE: Einsatz in Kraftwerken							
	Jahr	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	Jahreswert	
	2004	48,68	55,44	58,76	61,81	55,36	
	2005	64,81	64,01	65,59	65,8	65,02	
	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	
<i>Quelle: BAFA Referat 431 (Grenzübergangspreise=cif-Preis ARA + Fracht deutsche Grenze)</i>							
Energiepreise frei Kraftwerk EUR/ t SKE							
Energieträger	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Erdgas	206,00	220,00	209,00	269,00	246,00	222,00	256,00
Heizöl schwer	166,00	203,00	198,00	275,00	208,00	270,00	355,00
Kesselkohle	70,00	67,00	73,00	117,00	84,00	90,00	112,00
<i>Quellen: BAFA, Statistik der Kohlenwirtschaft, eigene Berechnungen, 2011 vorläufig</i>							

Tabelle 24

Der Steinkohlemarkt in der Bundesrepublik Deutschland

Mengen und Preise 1957 - 2011															
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	Mio t	Jahr	Mio t	Jahr	€/t SKE	Jahr	€/t SKE	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			1982	88,4			1982	86			1982	121		
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		

2011 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

Tabelle 25

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

Glossar

ARA	Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen	kWh	Kilowattstunde
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.	LNG	liquefied natural gas
BEE	Black Economic Empowerment	MENA	Middle East North Africa
BIP	Bruttoinlandsprodukt	mt	metrische Tonne
capsize	Größenbezeichnung für bulk-carrier von 100.000 - 180.000 DWT	NAR	net as received
CCS	Carbon Capture and Storage	NER	New Entrants Reserve
cif	INCOTERM: cost-insurance-freight	NPS	New Policies Scenario im WEO 2011 der IEA
CIS	Confederation of Independent States	OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	Panamax	Größenbezeichnung für bulk-carrier 50.000 - 90.000 DWT
ECE	Economic Commission for Europe	PCI-Kohle	Hochofeneinblaskohle (pulverized coal injection)
EE	Erneuerbare Energien	PEV	Primärenergieverbrauch
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	QLD	Queensland
EEX	European Energy Exchange AG, Leipzig	Sinterkohle	niedrigflüchtige Kohle oder Koksgrus, Einsatz in Sinteranlagen
EHS	Emissionshandelssystem	SKE	Steinkohleeinheit (7.000 kcal/kg = 29.307 kcal)
EUA	EU Allowances	Spotmarkt	Kurzfristiger Markt
ERU	Emission Reduction Unit	st	short ton (= 0,90719 mt)
EWEA	European Wind Energy Association	t	Tonne
fob	INCOTERM: free on board	t/a	Tonne per Jahr (Annum)
GVSt	Gesamtverband Steinkohle	WCI	World Coal Institute
ICER	International Certified Emission Reduction	WEO	World Energy Outlook
IEA	International Energy Agency	WKA	Windkraftanlage
HS	Heizöl, schwer		

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 Bureau of Agriculture and Resource Economics**www.abareconomic.com**Australian Coal Association**www.australiancoal.com**Australian Institute of Energy**www.aie.org.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**CoalImp (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**FDDB - 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.rnmltd.com**GVSt**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 Erőmű 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
Alpha Coal Sales Co., LLC One Alpha Place, P.O. Box 16429, Bristol VA 24209, USA	+ 01	276 739 8467	276 739 8445	www.alphanr.com
AMCI CARBON GMBH Peter-Müller-Str. 16, 40468 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	17 16 55-0	17 16 55-33	www.amciworld.com
Antwerp Port Authority Entrepotkaai 1, 2000 Antwerpen, Belgien	+ 32 3	205 22 46	205 22 69	www.portofantwerp.be
Brunsbüttel Ports GmbH Elbehafen, 25541 Brunsbüttel, Deutschland	+ 49 4852	884-0	884-26	www.schrammgroup.de
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 Heinrich-Heine-Str. 9, 58456 Witten, Deutschland	+49 2302	730 47	718 16	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	
Duisburger Hafen AG Alte Ruhrorter Str. 42-52, 47119 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	803-330	803-436	www.duisport.de
EDF Trading (Switzerland) AG Berlin Office, DomAquaree, Karl-Liebknecht-Str. 5, 10178 Berlin, Deutschland	+ 49 30	700 140 460	700 140 150	www.edftrading.com
Electrabel S.A. Boulevard Simón Bolívar/Simón Bolivarlaan 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	63-15419	63-18848	www.enbw.com

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
Enerco bv Keerweg 2, 6122 CL Buchten, Niederlande	+ 31 46	48 19 900	48 59 211	www.enerco.nl
E.ON Energy Trading SE Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf, Deutschland	+ 49 211	732 75-0	732 75-1552	www.eon-energy-trading.com
E.ON Kraftwerke GmbH Tresekowstraße 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
FLAME S.A. Riva Paradiso 2, 6900 Lugano-Paradiso, Schweiz	+ 41 91	985 20 70	980 94 01	www.flamesa.ch
Frachcontor Junge & Co. GmbH Ballindamm 17, 20095 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	3000-0	3000-343	www.frachtcontor.com
GLENCORE International AG Baarermattstrasse 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 Marguerrestr. 1, 68199 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8684310	8684319	www.gkm.de
GUNVOR International B.V., Amsterdam, Geneva Branch Quai Général-Guisan 14, 1204 Geneva, Schweiz	+ 41 22	718 79 00	718 79 29	www.gunvorgroup.com
HANSAPORT Hafenbetriebsgesellschaft mbH Am Sandauhafen 20, 21129 Hamburg, Deutschland	+ 49 40	740 03-1	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
HGK Häfen- und Güterverkehr Köln AG Harry-Blum-Platz 2, 50678 Köln, Deutschland	+ 49 221	390 10 20	390 10 22	www.hgk.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

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
ICT Coal GmbH Katernerger 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, Germany	+ 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. Rijsdijk 13, 3161 HK Rhooon, Niederlande	+ 31 10	506 50 00	501 34 00	www.lbh.nl
LEHNKERING Reederei GmbH Schifferstraße 26, 47059 Duisburg, Deutschland	+ 49 203	31 88-0	31 46 95	www.lehnkering.com
Mark-E Aktiengesellschaft Körnerstraße 40, 58095 Hagen, Deutschland	+ 49 2331	12 3-0	123-22222	www.mark-e.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
Pfeifer & Langen 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

Mitgliedsfirmen	Vorwahl	Telefon	Telefax	Website
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
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.enercity.de
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 Maximilianstraße 10, 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'Arlon, 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
Wincanton GmbH Antwerpener Straße 24, 68219 Mannheim, Deutschland	+ 49 621	8048-247	8048-449	www.wincanton.eu
Zeeland Seaports Schelpenpad 2, 4531 PD Terneuzen, Niederlande	+ 31 115	647 400	647 500	www.zeeland-seaports.com

Vorsitzender:

Dr. Wolfgang Cieslik
Steag GmbH, Essen

Stellvertretender Vorsitzender:

Reinhard Seifert
HCC Hanseatic Coal & Coke Trading GmbH, Hamburg

Alexander Bethe
EDF Trading (Switzerland) AG, Berlin

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

Dr. Markus Binder
Grosskraftwerk Mannheim AG, Mannheim

N. N.
E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

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

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

Bernhard Lümnen
Oxbow Coal GmbH, Duisburg

Rainer Winge
Südzucker AG, Mannheim/Ochsenfurt

Dr. Michael G. Müller
RWE Power AG, Essen

Markus Witt
Vattenfall Europe Wärme AG, Berlin

Geschäftsführung:

RA Dr. Erich Schmitz



Herausgeber:

Verein der Kohlenimporteure e.V.

20095 Hamburg, Ferdinandstraße 35

Telefon: (040) 327484

Telefax: (040) 326772

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

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

Die englische Version dieses Jahresberichtes steht
ab August 2012 auf der Homepage zum Download bereit.

Layout und Druck:

Compact Media Agentur GmbH, Hamburg

(ISSN 1612-5371)