

Havarie „MSC Flaminia“:  
**Viel Giftfracht,  
wenig Hilfsbereitschaft**

► Seite 7

JadeWeserPort:  
**Startschuss für  
peinliches Projekt**

► Seite 20

Offshore-Windkraft:  
**Schweinswale schützen  
– aber wie?**

► Seite 19 und 21

Das neue CCS-Gesetz:  
**Mehr Kohle,  
mehr Pipelines**

► Seite 28 und 31

„Carbon Capture and Storage“ (CCS) wird gegen jede Logik verfolgt

## Durch Klimaschutz mehr Kohle

VON JEFFREY H. MICHEL

Die anspruchsvollen Ziele für die Abscheidung und geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (Carbon Capture and Storage – CCS) sind ohne historisches Vorbild. Weltweit soll die Strom- und Produktionswirtschaft eine technologische Tarnkappe erhalten, um ihre Klimafolgen trotz unverminderter Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu vertuschen. Dies umzusetzen, heißt aber, die Chance zur rechtzeitigen Verringerung von Treibhausgasemissionen zu verpassen.

*Steigende atmosphärische CO<sub>2</sub>-Konzentrationen bewirken eine anhaltende Verringerung des pH-Werts in den Ozeanen und gefährden unter anderem wertvolle Korallenriffe wie das Great Barrier Reef vor Australiens Ostküste.*

FOTO: NATHAN BYNUM / MARINEPHOTOBANK

Hinter CCS steht die EU-Richtlinie 2009/31/EG, die den Mitgliedsstaaten „die geologische Speicherung von Kohlendioxid“ überlässt. Da aber zugleich jede Umsetzung die „Unterstützung von privater, nationaler und gemeinschaftlicher Seite“ voraussetzt, besteht in Deutschland keine Aussicht auf ein mehrheitsfähiges CCS-Gesetz für CO<sub>2</sub>-belastete Großanlagen. Die bestehenden Planungen für konventionelle Kohlekraftwerke (Tabelle 1) können damit ungehindert fortgesetzt werden.

Die Kohleverstromung wird zusätzlich im „Energiefahrplan“ 2011 der EU-Kommission festgeschrieben, indem CCS zum Bestandteil einer „dekarbonisierten“ Energie-Zukunft erklärt wird (1). Damit soll „die Kohle weiterhin eine wichtige Rolle für eine künftige nachhaltige und sichere Versorgung spielen“ (2).

Die aufstrebenden Industriestaaten Asiens brauchen keine derartige Ermutigung, um ihre eigene Kohlewirtschaft auszubauen. Nach Prognose der US-Energieinformationsbehörde (EIA) erhöht sich der globale Energieverbrauch (siehe Abbildung 1) zwischen 2007 und 2035 insgesamt um 49 Prozent, wobei der Großteil aus fossilen Brennstoffen stammt (3). Der Kohlebedarf in den Nicht-OECD-Ländern weist dabei die höchsten Wachstumsraten aller Energieträger auf. Die verbrennungsbedingten Emissionen erhöhen sich insgesamt von derzeit 32 Milliarden auf mehr als 40 Milliarden Tonnen Kohlendioxid pro Jahr. Diese Ausstoßmenge verursacht eine jährliche Zunahme der atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentration von zwei Millionstel (parts per million – ppm) bei gleichermaßen steigender

Tendenz. Ausgehend vom heutigen Stand um 395 ppm (<http://co2now.org>) dürfte damit bis zum Jahr 2030 eine Konzentration bis an die 450 ppm eintreten. Zum gleichen Zeitpunkt ist die Inbetriebnahme des ersten deutschen CCS-Kraftwerks am Vattenfall-Standort Jämschwalde nahe Cottbus vorgesehen.

Eine CO<sub>2</sub>-Konzentration von lediglich 350 ppm, die in vielen Analysen (4) als das mit aller biologischen Vielfalt verträgliche Maximalniveau gilt, wurde bereits vor einem Vierteljahrhundert überschritten. Bei einer strengen Begrenzung auf 450 ppm könnte die mittlere globale Temperatur bei etwa zwei Grad Celsius über dem vorindustriellen Niveau stabilisiert werden. Alle zusätzlichen Steigerungen stellen eine möglicherweise unauflösbare Gefährdung von weiten Teilen der Erdbevölkerung dar.

Die bislang gemessene Erwärmung des globalen Klimas kann auf unterschiedliche und zum Teil natürliche Ursachen zurückgeführt werden. Die anhaltende Verringerung des pH-Werts in den Ozeanen wegen steigender atmosphärischer CO<sub>2</sub>-Konzentrationen gefährdet jedoch oberhalb von 450 ppm das Meeresökosystem auf unumkehrbare Weise (5), da Korallen und Schalenweichtiere ihre Kalziumkarbonat-Skelette nicht mehr ausbilden können. Einzelne Regionen sind nach Erkenntnis von Ove Hoegh-Guldberg, Direktor des Instituts für Globalen Wandel an der Universität Queensland, Australien, schon „längst auf dem Weg zum nächsten großen Artensterben“ (6).

Für die Europäische Kommission und die Internationale Energieagentur (IEA) soll deshalb die in vielen Ländern unentbehrliche Kohleverstromung zukünftig durch CCS klimaverträglich gestaltet werden. Die IEA gesteht allerdings ein, dass selbst bei einer entsprechenden Ausstattung aller 3500 weltweit größten Emissionsquellen lediglich 19 Prozent der bis 2050 insgesamt erforderlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen zu erreichen wären (7). Folglich müsste in den kommenden 38 Jahren alle vier Tage irgendwo auf der Welt ein weiteres CCS-Kraftwerk oder eine vergleichbare Industrieanlage in Betrieb gehen. Das ist nicht nur für Deutschland mit dem europaweit höchsten CO<sub>2</sub>-Emissionsniveau illusorisch. Nach 2050 dürften noch zahlreiche konventionelle Kraftwerke zur Klimaerwärmung und damit einhergehend zur Meeresversauerung weiter beitragen.

**Auch** wenn das 1640-MW-Neubaukraftwerk Moorburg in Hamburg nach Fertigstellung 2014 zu den modernsten Anlagen der Welt gehören



mag – es gilt bereits heute als Vorzeigeobjekt für klimapolitische Fehlplanung: Die Jahresemission von bis zu 8,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> übertrifft das festgelegte Emissionsziel der Hansestadt für das Jahr 2050 um das Zweifache (8).

Früher wollte der Betreiberkonzern Vattenfall „möglichst von 2015 an“ nur noch CO<sub>2</sub>-freie Kraftwerke „in Serienproduktion“ errichten (9). Hauptgeschäftsführer Lars Josefsson versicherte damals: „Ohne diese Technik hat die Kohle keine Zukunft, mit ihr durchaus“ (10). Doch aufgrund der bundesweiten Ablehnung geologischer Speicherstätten wurde schließlich eine öffentlich geförderte CCS-Pilotanlage in Jämschwalde – ohnehin weit von Serienproduktion entfernt – im Dezember 2011 vorzeitig aufgegeben.

Ein CCS-Kraftwerk erfordert grundsätzlich mehr Brennstoff im Verhältnis zur Netto-Stromproduktion, weil ein Teil der erzeugten Elektroenergie für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigt wird. Das auf mehr als 95 Prozent konzentrierte kohlendioxidhaltige Abgas muss zu einer Flüssigkeit mit etwa dem 74fachen atmosphärischen Druck (Bar) verdichtet werden. Auf diese Weise wird eine Tonne gasförmiges CO<sub>2</sub> mit 510 Kubikmeter (cbm) Ausdehnung auf ein transportfähiges Volumen von 2,1 cbm komprimiert. Dieses „überkritische“ Kohlendioxid verhält sich weiter wie ein Gas, nimmt aber die Dichte einer Flüssigkeit an. In der Praxis wird der Kompressionsdruck mit zusätzlicher Kraftwerksenergie auf rund 120 Bar erhöht, um während des anschließenden Pipeline-Transports eine Rückwandlung in den gasförmigen Zustand auszuschließen (siehe hierzu auch den Beitrag auf Seite 31).

Ein modernes Braunkohlekraftwerk emittiert rund 900 Gramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde (kWh) Stromabgabe, was 1,11 kWh / kg CO<sub>2</sub> entspricht. Eine Verdichtung auf 120 Bar beansprucht bereits acht Prozent der verfügbaren Kraftwerksleistung. Zur Wiederherstellung der ursprünglichen Nennkapazität müssen deshalb 8,7 Prozent mehr Strom bereitgestellt werden. Bei zwölf CCS-Kraftwerken arbeitet rechnerisch mindestens eines davon als Energiequelle für die CO<sub>2</sub>-Druckerzeugung.

**Während** das abgeschiedene Kraftwerks-CO<sub>2</sub> bei einer Umgebungstemperatur von etwa 30 Grad Celsius an die Transportpipeline abgegeben wird, strahlen die Abscheidungs- und Verdichtungsaggregate eine beträchtliche Betriebswärme aus. Der Brennstoffbedarf eines Kraftwerks wird durch CCS pro kWh Netzstrom um 30-50 Prozent erhöht. Gleichzeitig steigt aber der Kühlwasserbedarf überproportional bis auf das Doppelte an (siehe Abbildung 2). Der Verzicht auf CCS beim Kraftwerk Moorburg

Kohlekraftwerksneubauten bis 2020 (nach BDEW)				
Betreiber	Standort	Leistung MW	Inbetriebnahme	Max. CO <sub>2</sub> Mt/a
RWE Power	BoA 2&3 Neurath	2100	2012	14,2
Vattenfall Europe	Boxberg/Block R	675	2012	4,6
RWE	Hamm	1530	2013	6,9
Eon	Datteln	1055	2013	4,7
EnBW	Karlsruhe	874	2013	3,9
Trianel	Lünen	750	2013	3,4
GDF Suez	Wilhelmshaven	731	2013	3,3
swb AG / EWE	Bremen	45	2013	0,2
STEAG	Duisburg	725	2013	3,3
Vattenfall Europe	Hamburg-Moorburg	1640	2014	7,4
GKM Mannheim	Mannheim	911	2014/15	5
Eon	Staudinger	1100	2016	8,2
SüdWestStrom	Brunsbüttel	1820	2017	4,5
MIBRAG	Profen	660	2020	4,1
Eon	Stade	1100	k. A.	5
GETEC	Büttel / Bayer	800	k. A.	3,6
RWE Power	BoAplus Niederaußem	1100	k. A.	7,4
<b>Gesamt</b>		<b>17.616</b>		<b>89,5</b>

Tabelle 1: Infolge von Atomausstieg und Modernisierung sollen zwischen 2012 und 2020 in Deutschland 17 neue Kohlekraftwerke errichtet werden.

erklärt sich somit nicht nur durch dessen fehlende CO<sub>2</sub>-Lagerstätte, sondern auch durch die mögliche Erwärmung des Elbe-Wassers über ein ökologisch vertretbares Maß hinaus.

Die Abscheidung von Kohlendioxid aus Rauchgasen wurde bereits vor der Jahrhundertwende in Schweden erforscht, um CO<sub>2</sub>-Steuern von teilweise mehr als 100 Euro pro Tonne umgehen zu können. Für die nordischen Länder bietet diese Technologie zusätzliche Gewinnperspektiven. Denn mit dem abgetrennten Kohlendioxid können im Nordseeraum weitere Mengen Rohöl aus konventionell erschöpften Erdölförderstätten gedrückt werden. Dieses seit 1972 in den USA eingesetzte Verfahren zur Produktionssteigerung (Enhanced Oil Recovery – EOR) ermöglicht es, durch jede Tonne Pipeline-CO<sub>2</sub> zusätzliche 3,6 Barrel Rohöl zu gewinnen. Bei steigenden Erdölpreisen kann die Ausbeute kostendeckend erhöht werden, indem mehr CO<sub>2</sub> verpresst, oder auch weiter entfernte Bohrlöcher an das Leitungsnetz angeschlossen werden.

In Deutschland ist eine CO<sub>2</sub>-Speicherung ohne Erdöl-Einnahmen wirtschaftlich nicht darstellbar. Klimapolitische Überlegungen für eine „CO<sub>2</sub>-freie“ Kohleverstromung unterstellen ebenfalls eine bislang nicht erreichbare Projektrendite durch die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Handelsbelastungen. Die derzeitigen Börsenpreise von weniger als zehn Euro pro Tonne Kohlendioxid wären allenfalls dazu ausreichend, eine Pipeline zum Speicherstandort kostendeckend zu betreiben. Doch auch eine perspektivische Erhöhung des Handelspreisniveaus lässt mit keiner subventionsfreien CCS-Zukunft rechnen. Denn im Zuge der Energiewende würden Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung

im umgekehrten Bedarfsverhältnis zur Windkraft stehen. Die durch variable Kohleverstromung erzielte Stabilisierung des Stromnetzes führt damit zur tendenziellen Destabilisierung des CO<sub>2</sub>-Pipelinennetzes. Ein unkontrollierter Druckabfall könnte dabei wegen Gas-Expansion eine schädliche Kavitation der Förderpumpen verursachen.

Eine Unterbrechung der CO<sub>2</sub>-Zufuhr wäre aber auch bei einem Grundlastkraftwerk möglich, sollte das Preisniveau des Emissionshandels unterhalb der CCS-Rentabilitätsgrenze fallen. Wird in diesem Falle die energieintensive CO<sub>2</sub>-Abscheidungskette abgeschaltet, können die dadurch frei werdenden Strommengen gewinnbringend in das öffentliche Netz eingespeist werden.

**In** Ermangelung einer ausreichenden Kapitalausstattung aus dem Emissionshandel zielt jede CCS-Entwicklung auf eine Vermarktung des abgeschiedenen Kohlendioxids. Dessen Nutzung als Grundstoff in der chemischen Industrie wird systematisch erforscht. Doch selbst die langfristige in Aussicht stehenden CO<sub>2</sub>-Bedarfsmengen werden vom deutschen Kraftwerkspark in Bruchteilen der Jahresbetriebszeit emittiert. Eine entsprechende Verwertungsstrategie mit dem Beinamen „CCU“ (Carbon Capture and Use) ermöglicht daher keine umfassende Versöhnung der Kohlewirtschaft mit den Belangen des Umweltschutzes.

Die rückläufige Produktion aller fünf Erdölstaaten im Nordseeraum (UK, N, DK, NL, D) von 260 Millionen Tonnen (1996) auf 124,7 Millionen Tonnen im Jahre 2011 (11) lässt zwar eine CO<sub>2</sub>-gestützte Fördersteigerung erstrebenswert erscheinen, um nicht gewaltige Mengen

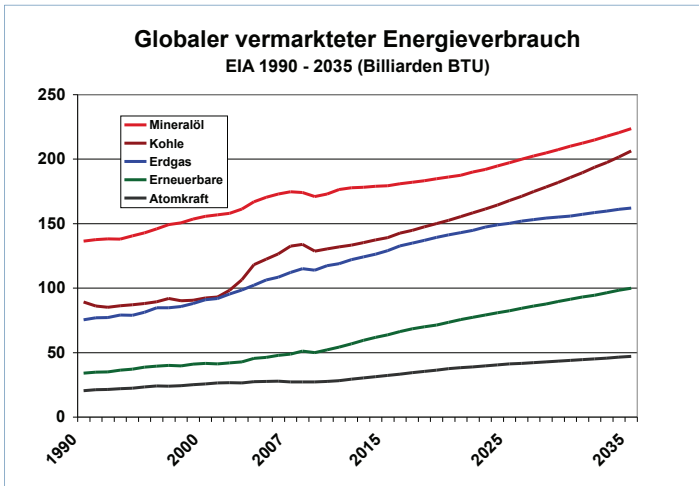


Abbildung 1: Die CO<sub>2</sub>-belastete Kohlenutzung weist die höchsten Steigerungsraten aller Energieformen auf.

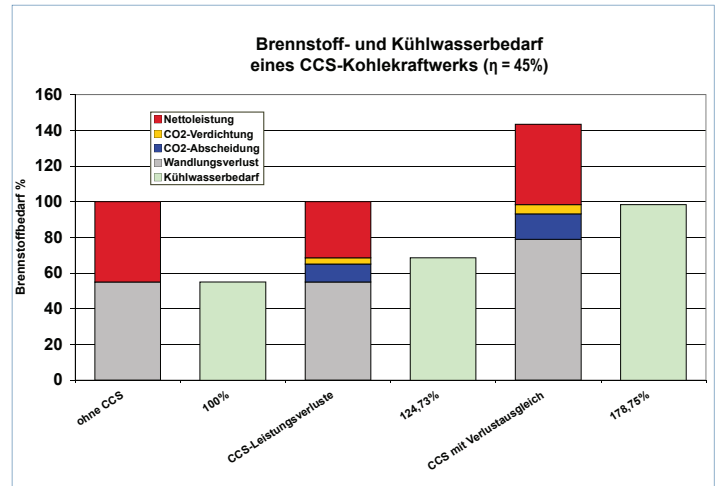


Abbildung 2: Ein CO<sub>2</sub>-armes Kohlekraftwerk erfordert mehr Brennstoff und Kühlwasser zur Stromerzeugung.

kostbaren Rohöls im Erdreich zu lassen. Es bestehen jedoch kaum Absatzchancen für CO<sub>2</sub>-Lieferungen aus Deutschland in Konkurrenz zur entstehenden CCS-Infrastruktur in Großbritannien, die auf Mehreinnahmen beim Rohölhandel präzise abgestimmt wird.

Diese offenkundige Diskrepanz hindert die Landesregierung Brandenburgs nicht, eine CO<sub>2</sub>-Speicherung vor der Küste Norwegens als Begründung für CCS-Braunkohlekraftwerke in der Lausitz zu propagieren. Sollte mit Hilfe öffentlicher Mittel oder durch Strompreiserhöhungen irgendwann solch eine CO<sub>2</sub>-Trasse zwischen einigen ostdeutschen Großkraftwerken und der Nordsee entstehen, ließe sich zugleich die Anzahl von Braunkohle-Dörfern errechnen, die zur Abdeckung der hohen energetischen CO<sub>2</sub>-Abscheide- und -Transportverluste überbaggert werden müssten.

**Etw**a die Hälfte aller EU-Mitgliedsstaaten hat keine ausreichenden Speicherstätten für CCS auf eigenem Territorium. Die EU-Kommission befürwortet daher, bis 2050 für 29 Milliarden Euro ein über 20.000 Kilometer langes, kontinentales Pipelinennetz zu errichten, um gut eine Milliarde Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr vornehmlich in den Nordseeraum zu befördern (12). Obwohl Deutschland nur 30 Prozent aller abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Leitung einspeisen würde, soll es bis zu 66 Prozent der gesamten Investitionskosten tragen (13). Das Vorhaben wäre trotzdem klimaphysikalisch ineffektiv, weil bis Mitte des Jahrhunderts ein globaler Emissionsstand mit der Wirkung von mindestens 50 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr in Aussicht steht.

Mit einer CO<sub>2</sub>-Pipeline vom möglichen CCS-Braunkohlekraftwerk in Jänschwalde durch das benachbarte Polen ließen sich jedoch anderweitige Perspektiven erschließen. Der Transport von Kohlendioxid zur Einlagerung an der Ostsee

wäre weniger kosten- und konfliktträchtig als bisherige Planungen. Alternativ könnte die CO<sub>2</sub>-Pipeline an das polnische Braunkohlekraftwerk Belchatow geführt werden, wo die eigene CCS-Versuchsanlage neuerdings weitere EU-Zuschüsse erhalten hat.

Die weitläufigen Schieferformationen östlich von diesem Standort stellen nicht nur eine mögliche CO<sub>2</sub>-Speicherstätte dar. Geologische Untersuchungen in den USA und Japan haben inzwischen auch bestätigt, dass die Aufnahmefähigkeit von Schieferschichten für überkritisches Kohlendioxid die vorhandene Porenbindung von Methan – dem naturreinen Erdgas – um ein Mehrfaches übertrifft (14). Es wäre daher erwägenswert, bei der Schiefergasgewinnung das CO<sub>2</sub> anstelle des sonst üblichen Wassers als Frackingmittel einzusetzen. Nach Aufspaltung des Gesteins durch eine pulsierende Kohlendioxidverpressung würde das Methan über einen molekularen Austausch mit dem nunmehr eingedrungenen CO<sub>2</sub> befreit werden, um es anschließend an die Erdoberfläche befördern zu können.

Der jeweilige standortspezifische Prozessaufwand gibt allerdings keinen Aufschluss auf die Umweltauswirkung solcher Verfahren im globalen Kontext. Es kann lediglich mit Sicherheit festgehalten werden, dass jeder CCS-Einsatz einen erhöhten Bedarf nach Brennstoff- und Wasserressourcen erfordert, der sich durch alle nachfolgende Technik nicht wieder ausgleichen lässt. ◀

**ANMERKUNGEN:**

1. „Für alle fossilen Brennstoffe gilt, dass die CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Speicherung ab ca. 2030 im Stromsektor eingesetzt werden muss, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen.“ – Europäische Kommission (12. Dezember 2011): „Energiefahrplan 2050“. Brüssel, Abs. 3.1.c.
2. Ebenda, Abs. 3.1.d.
3. Energy Information Administration (Juli 2010): International Energy Outlook 2010. EIA: Washington, S. 1.
4. Harrould-Kolieb, Ellycia et al. (Dezember 2009): Ocean Acidification. Oceana: Washington, S. 8.
5. The Interacademy Panel on Global Issues (Juni 2009): „IAP Statement on Ocean Acidification“. IAP: Trieste.
6. Perry, Michael (18. Juni 2010): „Oceans choking on CO<sub>2</sub>, face deadly changes: study“. Thompson Reuters.
7. Internationale Energieagentur (2008): CO<sub>2</sub> Capture and Storage. A key carbon abatement option. IEA: Paris, S. 211.
8. Freie und Hansestadt Hamburg (August 2011): Das Hamburger Klimaschutzkonzept. Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, S. 10.
9. Deutsche Presseagentur (18. Januar 2007): „Vattenfall setzt auf CO<sub>2</sub>-freien Kohlestrom“.
10. Focus Online (21. Dezember 2007): „Vattenfall-Chef für Trennung vom Netz“.
11. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (8. September 2012): „Weniger Öl: Förderung aus der Nordsee fällt 2011 auf tiefsten Stand seit 30 Jahren.“ IWR: Münster.
12. Morbee, Joris et al. (2010): The evolution of the extent and the investment requirements of a trans-European CO<sub>2</sub> transport network. European Commission. Directorate General, Joint Research Centre, Institute for Energy: Petten.
13. Morbee, Joris (6.-8. Juli 2011): „International transport of captured CO<sub>2</sub>: Who can gain and how much?“. International Energy Workshop, Stanford: Palo Alto.
14. McKenna, Phil (31. August 2012): „Fracking could be combined with carbon capture plans.“ New Scientist: Sutton.