



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 27.3.2013
COM(2013) 180 final

**MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN
RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND
DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN**

zur Zukunft der CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Europa

Konsultative Mitteilung

zur Zukunft der CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Europa

Inhalt

1.	Einleitung	2
2.	Fossile Brennstoffe im Energiemix und in Industrieverfahren	3
2.1.	Die Rolle der fossilen Brennstoffe im weltweiten Energiemix.....	3
2.2.	Die Rolle der fossilen Brennstoffe im Energiemix in Europa	5
2.2.1.	Kohle in der Stromerzeugung in Europa.....	7
2.2.2.	Gas in der Stromerzeugung in Europa	9
2.2.3.	Öl in der Stromerzeugung in Europa.....	10
2.2.4.	Art und Altersstruktur der Kraftwerke in Europa	10
2.2.5.	Einsatz fossiler Brennstoffe in anderen Industrieverfahren	11
2.2.6.	Potenzial von CCS in Europa und weltweit	12
2.3.	Potenzial der industriellen Nutzung von CO ₂	14
2.4.	Kostenwettbewerbsfähigkeit von CCS.....	15
2.5.	Kostenwettbewerbsfähigkeit einer CCS-Nachrüstung vorhandener Anlagen	16
3.	Stand der CCS-Demonstration in Europa und Analyse der zu schließenden Lücken	17
3.1.	Fehlende wirtschaftliche Perspektive.....	17
3.2.	Kenntnisse und Akzeptanz in der Öffentlichkeit	19
3.3.	Rechtsrahmen	20
3.4.	CO ₂ -Speicherung und -Infrastruktur	20
3.5.	Internationale Zusammenarbeit.....	20
4.	Blick in die Zukunft	21
5.	Schlussfolgerungen	24

1. Einleitung

Derzeit werden mehr als 80 % des Primärenergiebedarfs weltweit durch fossile Energieträger gedeckt, und auch 85 % der Zunahme des weltweiten Energieverbrauchs während der letzten zehn Jahre entfielen auf fossile Energiequellen. Wie Schätzungen auf der Grundlage derzeitiger politischer Maßnahmen und Entwicklungen ergeben haben, ist davon auszugehen, dass diese Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen weiter fortbestehen wird¹. Dem gegenüber steht jedoch die Notwendigkeit zur Bekämpfung des Klimawandels. So könnten diese Entwicklungen der Internationalen Energieagentur (IEA) und einem für die Weltbank erstellten Bericht zufolge dazu führen, dass die Temperaturen weltweit durchschnittlich um 3,6 bzw. 4 °C² ansteigen. Die CO₂-Abscheidung und -Speicherung („Carbon Capture and Storage“, CCS) ist eine der Schlüsseltechnologien, mit deren Hilfe der steigende Bedarf an fossilen Brennstoffen mit der Notwendigkeit zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in Einklang gebracht werden kann, um letztlich zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen überzugehen. Der Einsatz von CCS wird voraussichtlich weltweit erforderlich sein, um den durchschnittlichen globalen Temperaturanstieg auf unter 2 °C³ zu begrenzen. Die Technologie kann zudem wesentlich dazu beitragen, die von der EU angestrebte Verringerung der Treibhausgasemissionen zu erreichen, und bietet Möglichkeiten für eine klimafreundliche Reindustrialisierung von Industriebereichen, die derzeit in Europa rückläufig sind. Entscheidend dafür ist jedoch, ob sich CCS – auch in wirtschaftlicher Hinsicht – für den Einsatz im großtechnischen Maßstab eignet⁴.

Wie Bewertungen im Rahmen des „EU-Fahrplans für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft im Jahr 2050“ sowie des „Energiefahrplans 2050“ gezeigt haben, könnte CCS bei einer Einführung im großtechnischen Maßstab wesentlich zur Verringerung der CO₂-Emissionen beitragen. Dies beruht auf der Annahme, dass bis 2050 – je nach Szenario – 7 % bis 32 % der Stromerzeugung mit CCS erfolgen. Zudem wird CCS nach diesen Einschätzungen in der EU ab 2035 in größerem Umfang zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei Industrieverfahren beitragen.

¹ Nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) in ihrem „World Energy Outlook 2012“ werden 59 % der Zunahme des Energiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt, so dass auf sie im Jahr 2035 ein Anteil von 75 % am Energiemix entfällt.

² IEA: „World Energy Outlook 2012“, S. 23, und der von der Weltbank in Auftrag gegebene Bericht „Turn down the heat“, abrufbar unter: <http://www.worldbank.org/en/news/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>.

³ Nach Schätzungen der Kommission für das „Appropriate global action scenario“ wird CCS im Jahr 2030 bei 18 % der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern angewandt. Dies zeigt die entscheidende Bedeutung dieser Technologie für eine nachhaltige Verringerung der CO₂-Emissionen, weshalb eine großmaßstäbliche Demonstration so rasch wie möglich beginnen sollte. Schätzung aus: „Towards a comprehensive climate change agreement in Copenhagen. Extensive background information and analysis“, Teil 1, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/future/docs/sec_2009_101_part1_en.pdf.

⁴ Der Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen kann natürlich auch durch mehr Energieeffizienz sowie durch die Nutzung erneuerbarer Energien und sonstiger CO₂-armer Energieträger erfolgen, doch im Falle einer fortgesetzten oder sogar zunehmenden Nutzung fossiler Energieträger ist CCS – als einzig verfügbare Option – unabdingbar. Etwa 60 % des weltweiten Primärenergiebedarfs werden durch den Einsatz fossiler Brennstoffe in ortsfesten Anlagen gedeckt. Weitere Möglichkeiten zur Verringerung der CO₂-Emissionen sind eine höhere Energieeffizienz, eine nachfrageseitige Steuerung sowie die Nutzung anderer Energiequellen mit geringen CO₂-Emissionen, darunter erneuerbare Energien und die Kernenergie.

Die EU ist entschlossen, CCS sowohl finanziell als auch durch regulatorische Schritte zu unterstützen. Im Einklang mit der Entscheidung des Europäischen Rates aus dem Jahr 2007, bis 2015 bis zu 12 großmaßstäbliche Demonstrationsvorhaben zu unterstützen, hat die Kommission mehrere Maßnahmen getroffen, um einen gemeinsamen Regelungsrahmen und einen Rahmen zur Unterstützung von Demonstrationsvorhaben zu schaffen.

So wurde die **CCS-Richtlinie** als Rechtsrahmen für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung verabschiedet und war bis Juni 2011⁵ umzusetzen. Das CO₂-Transportnetz war Gegenstand der im November 2010 vorgelegten Mitteilung zu „**Energieinfrastrukturprioritäten**“ (EIP) sowie des Vorschlags der Kommission für eine Verordnung zu „Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur“. CCS ist inzwischen auch integraler Bestandteil der FuE-Initiativen der EU. So wurde die **Europäische Industrieinitiative (EII)** zu CCS als Teil des Europäischen Strategieplans für Energietechnologie (SET-Plan) ins Leben gerufen.

Zudem wurden zwei Finanzierungsinstrumente eingerichtet: das **Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR)** und das Programm „**Reserve für neue Marktteilnehmer**“ (NER300)⁶, das durch EHS-Zertifikate finanziert wird, um für großmaßstäbliche Demonstrationsvorhaben EU-Mittel in bedeutender Höhe bereitstellen zu können⁷.

Trotz dieser Bemühungen konnte sich CCS in Europa aus mehreren Gründen, die in der vorliegenden Mitteilung kurz erläutert werden, bisher nicht durchsetzen. Es ist klar, dass eine Beibehaltung des Status quo nicht in Betracht kommt und weitere Schritte erfolgen müssen; doch die Zeit wird knapp, insbesondere für die Demonstrationsvorhaben, denen es gelungen ist, einen Teil der erforderlichen Finanzierung zu sichern, für die aber noch keine endgültigen Investitionsentscheidungen getroffen wurden. Die vorliegende Mitteilung gibt daher unter Berücksichtigung des weltweiten Umfelds einen Überblick über den gegenwärtigen Stand der Dinge und behandelt mögliche Optionen zur Unterstützung der CCS-Demonstration und -Einführung, damit die Technologie als integraler Bestandteil der EU-Strategie für den Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen langfristig wirtschaftlich eingesetzt werden kann.

2. Fossile Brennstoffe im Energiemix und in Industrieverfahren

Seit der Entscheidung des Europäischen Rates zur Unterstützung von CCS aus dem Jahr 2007 hat die CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowohl in Europa als auch weltweit weiter an Relevanz und Bedeutung gewonnen, da sich die globale Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen weiter verstärkt hat. Inzwischen bleibt jedoch immer weniger Zeit, um den Klimawandel einzudämmen, so dass der Einsatz von CCS immer dringlicher wird.

2.1. Die Rolle der fossilen Brennstoffe im weltweiten Energiemix

Im Jahr 2009 wurden 81 % des globalen Primärenergiebedarfs durch fossile Brennstoffe gedeckt, und zwei Drittel der weltweiten Stromerzeugung entfielen auf fossile Energieträger. In den letzten zehn Jahren wurden 85 % der Zunahme des weltweiten Energiebedarfs mit Kohle, Öl und Gas gedeckt, wobei auf Kohle allein 45 % des Anstiegs des

⁵ Ein detaillierter Bericht über die Umsetzung der Richtlinie wird im Laufe des Jahres 2013 veröffentlicht.

⁶ Im Rahmen der ersten Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen für das Programm NER300 wurden keine CCS-Vorhaben ausgewählt.

⁷ Die Prognosen für die CO₂-Preise (20 bis 30 EUR pro Tonne) haben sich jedoch nicht bewahrheitet, so dass sich die verfügbaren Mittel erheblich verringerten und auch die wirtschaftlichen Aussichten von CCS-Vorhaben verschlechterten.

Primärenergieverbrauchs entfielen (vgl. Abb. 1). Diese Entwicklungen waren in weiten Teilen auf eine höhere Nachfrage in Entwicklungsländern zurückzuführen. Infolgedessen hat sich die Kohleförderung seit 1990 weltweit nahezu verdoppelt und im Jahr 2011 fast 8 000 Mio. Tonnen erreicht.

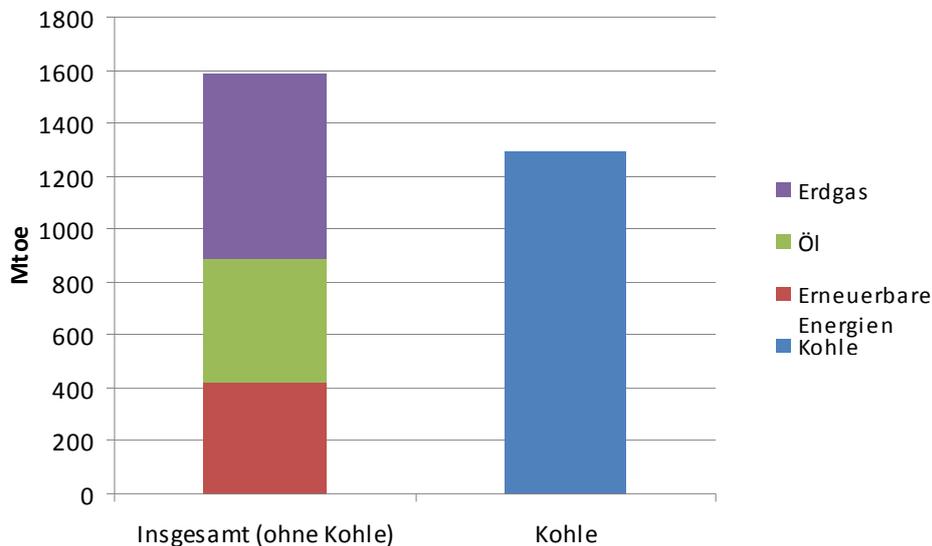


Abb. 1: Zunahme des weltweiten Primärenergiebedarfs nach Brennstoffen, 2001-2011 (Quelle: IEA, „World Energy Outlook 2012“)

Die in der vorstehenden Abbildung dargestellten historischen Entwicklungen spiegeln sich auch in den Prognosen wider, die die Internationale Energieagentur (IEA) im „New Policies Scenario“ des „World Energy Outlook 2012“ vornahm (Abb. 2). Danach wird Kohle bei den Investitionen in die Stromerzeugung in den kommenden Jahrzehnten in den Entwicklungsländern eine immer wichtigere Rolle spielen, wenn die derzeitigen politischen Maßnahmen weiterverfolgt werden, während die Kohlekapazitäten in den Industrieländern abzunehmen beginnen.

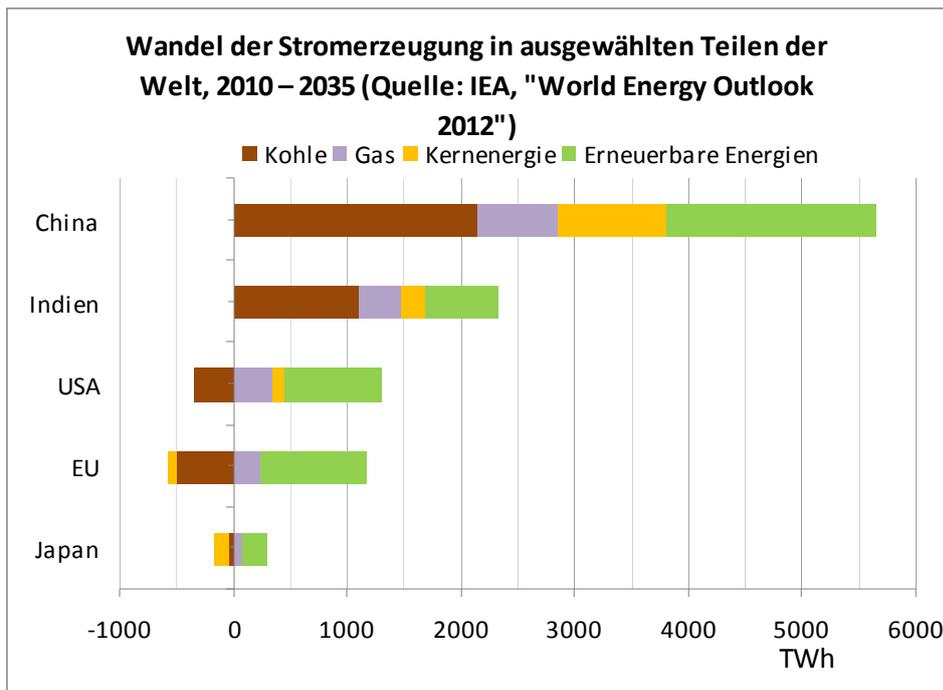


Abb. 2: Wandel der Stromerzeugung in ausgewählten Teilen der Welt, 2010-2035 (Quelle: IEA, „World Energy Outlook 2012“).

2.2. Die Rolle der fossilen Brennstoffe im Energiemix in Europa

In der EU ist der Anteil von Gas am Primärenergieverbrauch in den letzten zehn Jahren auf 25 % im Jahr 2010 angestiegen⁸, wobei das meiste Gas importiert wird und nur ca. 35 % innerhalb der EU gefördert werden⁹. Zu etwa 30 % dient das Gas der Stromerzeugung.

Während sich unsere Gasimporte in den letzten zwanzig Jahren verdoppelt haben, war in den USA ein gegenteiliger Trend zu beobachten, da erhebliche Funde und Entwicklungen im Bereich des Schiefergases sowohl den Gaspreis gesenkt als auch die Abhängigkeit der USA von Energieimporten verringert haben. Abbildung 3 zeigt die raschen Entwicklungen sowie die Prognosen für den Einsatz von Schiefergas in den USA.

⁸ Quelle: „EU energy in figures, 2012 Pocketbook“, Europäische Kommission.

⁹ Die drei größten Produzenten sind das Vereinigte Königreich mit 51,5 Mio. Tonnen RÖE, die Niederlande mit 63,5 Mio. Tonnen RÖE und Deutschland mit 9,7 Mio. Tonnen RÖE im Jahr 2010. Russland und Norwegen sind mit 22 % bzw. 19 % der Gasversorgung die wichtigsten Lieferländer für die EU.

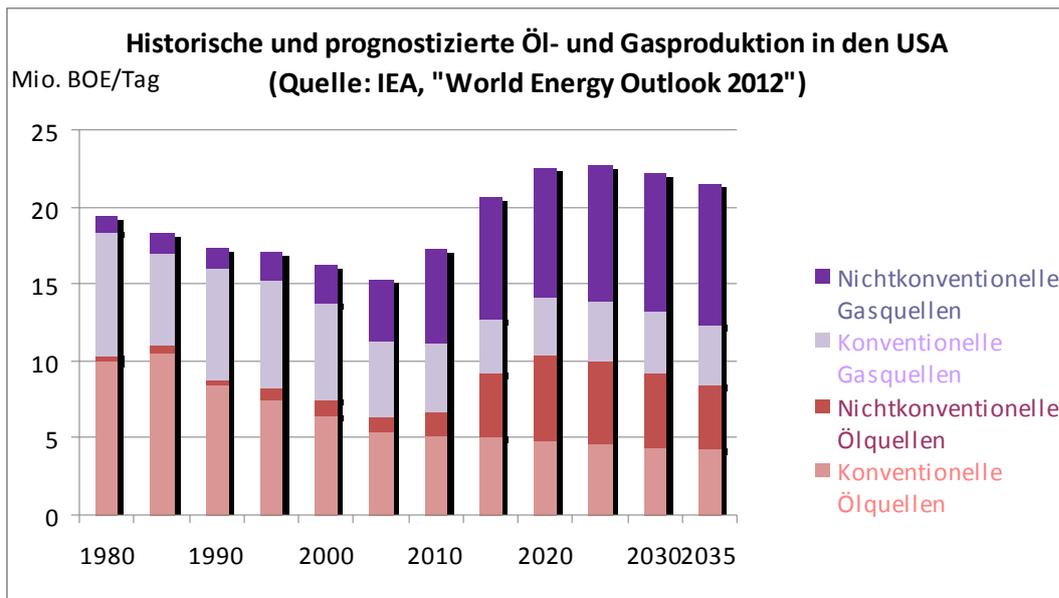


Abb. 3: Historische und prognostizierte Öl- und Gasproduktion in den USA (Quelle: IEA, „World Energy Outlook 2012“)

Dies hatte wiederum einen abwärts gerichteten Wettbewerbsdruck auf amerikanische Kohle zur Folge (Abb. 4), was dazu führte, dass sich die amerikanische Kohleindustrie neue Absatzmärkte suchte, in die sie die Kohle exportieren konnte, die ansonsten in den USA verbraucht worden wäre. Derzeit ist davon auszugehen, dass sich diese Entwicklung fortsetzt und sogar noch weiter verstärken könnte.

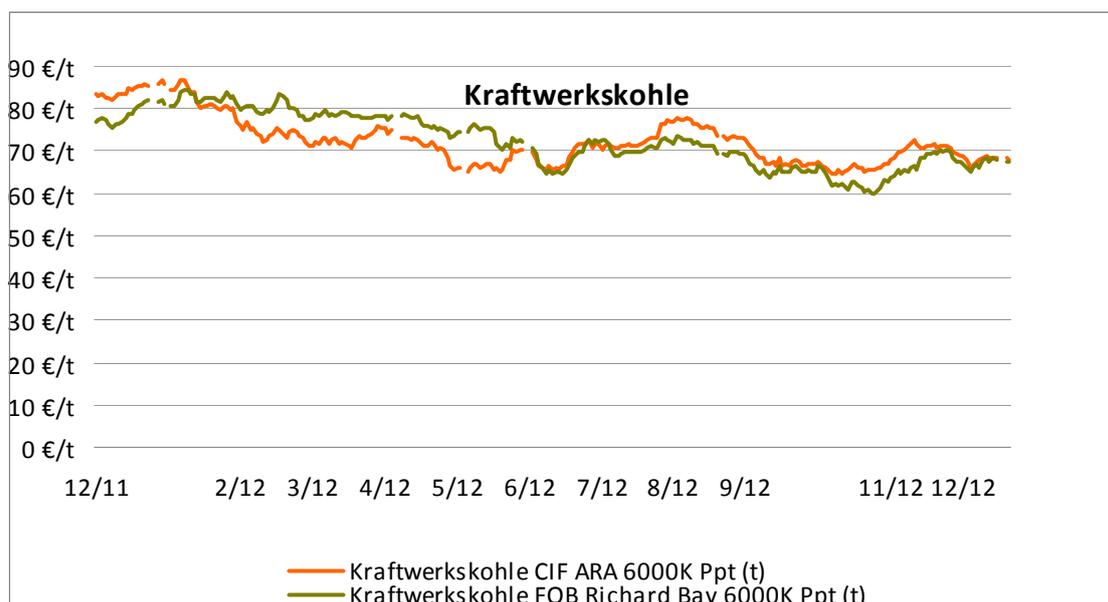


Abb. 4: 12-monatige Entwicklung der Kohlepreise (Quelle: Platts)

Ein Großteil dieser Exporte entfiel auf die EU, was dort zu einem verstärkten Kohleverbrauch geführt hat. Abbildung 5 zeigt die Gesamtentwicklungen im Kohlesektor in der EU während der letzten 20 Jahre (Daten bis einschließlich Mai 2012). Durch den jüngsten Anstieg des Kohleverbrauchs¹⁰ könnte daher die zwanzig Jahre andauernde rückläufige

¹⁰ Eine Analyse desselben Datensatzes sowie ein Vergleich des Steinkohleverbrauchs in den ersten 5 Monaten 2010 mit demselben Zeitraum in den Jahren 2011 und 2012 zeigt eine Zunahme um 7 % zwischen 2010 und

Entwicklung zum Stillstand gekommen und sich in gewissem Umfang sogar umgekehrt haben.

Dafür gibt es mehrere Gründe, wobei als Hauptfaktoren jedoch die unter den Erwartungen liegenden Kohle- und CO₂-Preise anzusehen sind.

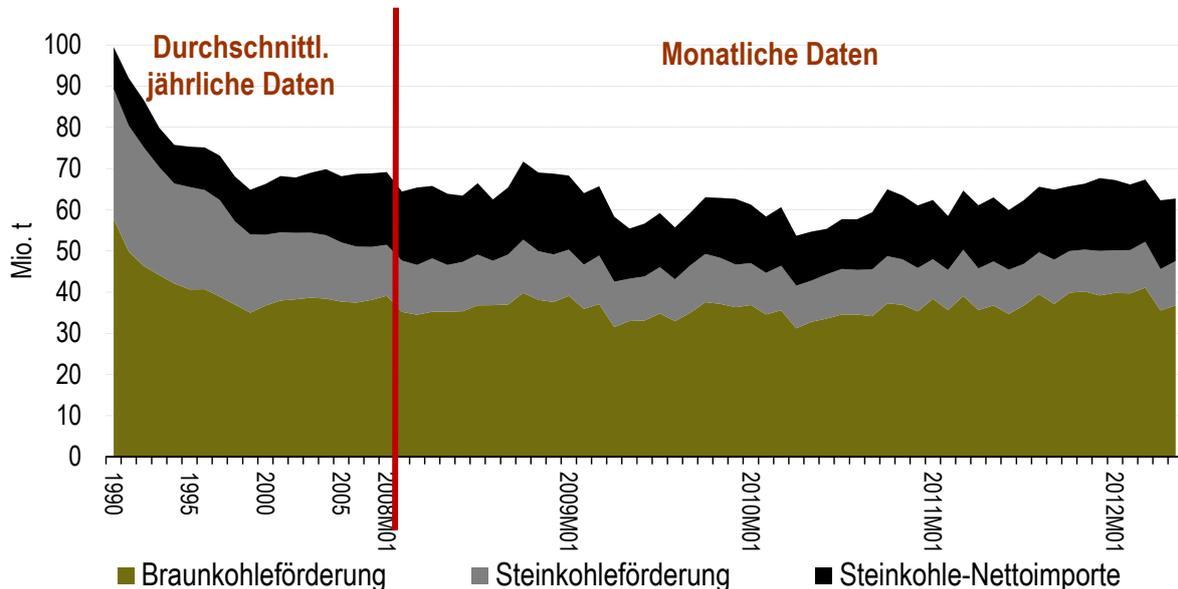


Abb. 5: Entwicklung des Kohleverbrauchs in der EU in den letzten 20 Jahren (bis einschließlich Mai 2012) (Quelle: Eurostat). Auf der linken Seite des Balkens sind die jährlichen Daten seit 1990 dargestellt, während rechts monatliche Daten für den Zeitraum nach dem 1. Januar 2008 angegeben sind.

Angesichts des niedrigen Preises sowie der im Vergleich dazu relativ hohen Gaspreise hat sich Kohle erneut zu einem wirtschaftlich interessanten Rohstoff für die Stromerzeugung in der EU entwickelt. Die Betriebsdauer von Kraftwerken, die eigentlich außer Betrieb genommen werden sollten, wird nun verlängert, wodurch sich auch das Risiko eines weiteren Festhaltens am Einsatz fossiler Brennstoffe erhöht („Carbon Lock-in“).

In den letzten Jahren haben sich die Treibhausgasemissionen infolge der Wirtschaftskrise erheblich verringert, so dass bis Anfang 2012 ein Überschuss von 955 Millionen ungenutzten EHS-Zertifikaten entstand. Insgesamt nimmt der strukturelle Überschuss an EHS-Zertifikaten rasch zu, so dass im Großteil der Phase 3 etwa 2 Mrd. Zertifikate ungenutzt bleiben könnten¹¹. Die CO₂-Preise könnten daher schnell auf 5 EUR und weniger pro Tonne sinken.

Diese neue Attraktivität von Kohle wird sich kurzfristig sicherlich negativ auf den geplanten Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen auswirken.

2.2.1. Kohle in der Stromerzeugung in Europa

Angesichts der Tatsache, dass Kohle zu einem großen Teil innerhalb der EU gefördert wird (mehr als 73 % der in der EU verbrauchten Kohle, siehe Abb. 6), trägt der Kohlektor wesentlich zur Energieversorgungssicherheit in der EU bei.

2011 sowie eine weitere Zunahme um 6 % zwischen 2011 und 2012. Der Braunkohleverbrauch erhöhte sich im gleichen Zeitraum um 8 % bzw. 3 %.

¹¹ Quelle: Bericht der Kommission: Die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012.

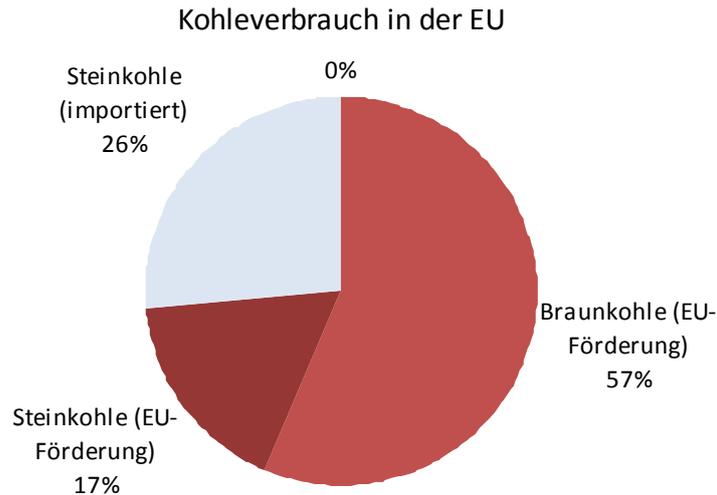


Abb. 6: Kohleverbrauch in der EU 2010 (Quelle: Eurostat)

Die in Europa verbrauchte Kohle dient überwiegend der Stromerzeugung. Insgesamt hat sich der Einsatz von Braun- und Steinkohle in der EU von 712,8 Mio. Tonnen im Jahr 2010 auf 753,2 Mio. Tonnen im Jahr 2011 erhöht, was etwa 16 % des Gesamtenergieverbrauchs entspricht. Nachdem sich der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung in der EU bis 2010 (auf 25 % des in der EU erzeugten Stroms¹²) langsam verringert hatte, ist er wie oben dargestellt seither wieder angestiegen. Die folgende Tabelle zeigt die wichtigsten Kohleverbrauchsländer in der EU:

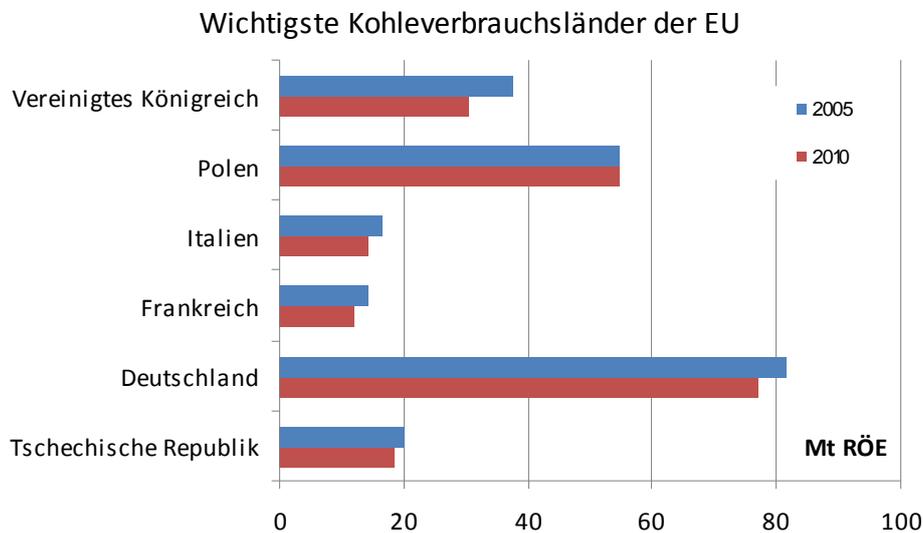


Abb. 7: Die wichtigsten Kohleverbrauchsländer in der EU 2010 (Quelle: Eurostat)

¹² Es bestehen jedoch wesentliche regionale Unterschiede in Europa. Während der Anteil der Kohle am Stromerzeugungsmix in einigen Mitgliedstaaten (z. B. Schweden, Frankreich, Spanien und Italien) weit unter 20 % liegt, ist er in anderen Mitgliedstaaten wie z. B. Polen (88 %), Griechenland (56 %), der Tschechischen Republik (56 %), Dänemark (49 %), Bulgarien (49 %), Deutschland (42 %) und dem Vereinigten Königreich (28 %) von erheblicher Bedeutung. Mit Ausnahme Dänemarks sind dies auch die Mitgliedstaaten mit einer bedeutenden inländischen Kohleförderung.

Den Datenmeldungen der Mitgliedstaaten zufolge sind derzeit zusätzliche Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von rund 10 GW geplant oder im Bau (in Deutschland, den Niederlanden, Griechenland und Rumänien). Dabei sind die Angaben der Mitgliedstaaten noch wesentlich niedriger als die Einschätzungen von Platts, wonach Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 50 GW vorgesehen sind bzw. bereits entwickelt oder gebaut werden. Zudem müssen einige alte Kohlekraftwerke modernisiert oder abgeschaltet werden, da sie das Ende ihrer geplanten Betriebsdauer erreichen.

2.2.2. Gas in der Stromerzeugung in Europa

Der Anteil von Gas am Stromerzeugungsmix in Europa hat sich in den letzten 20 Jahren kontinuierlich von 9 % im Jahr 1990 auf 24 % im Jahr 2010¹³ erhöht. Viele Mitgliedstaaten gehen zudem von einer weiteren erheblichen Zunahme der Gaskapazitäten aus. Gegenüber Kohlekraftwerken haben Gaskraftwerke mehrere Vorteile. So weisen sie nur etwa die Hälfte der Treibhausgasemissionen und geringe Investitionskosten auf und können flexibler betrieben werden, so dass sie als Ausgleich für die inconstante Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie dienen können. Den der Kommission vorliegenden Datenmeldungen zufolge sind derzeit Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 20 GW im Bau, was etwa 2 % der heutigen installierten Gesamtkapazitäten für die Stromerzeugung entspricht (daneben wurden Planungen für zusätzliche Kapazitäten von 15 GW gemeldet). Die nachstehende Abbildung zeigt die Kapazität der 32 Gaskraftwerke, deren Bau der Kommission mitgeteilt wurde.

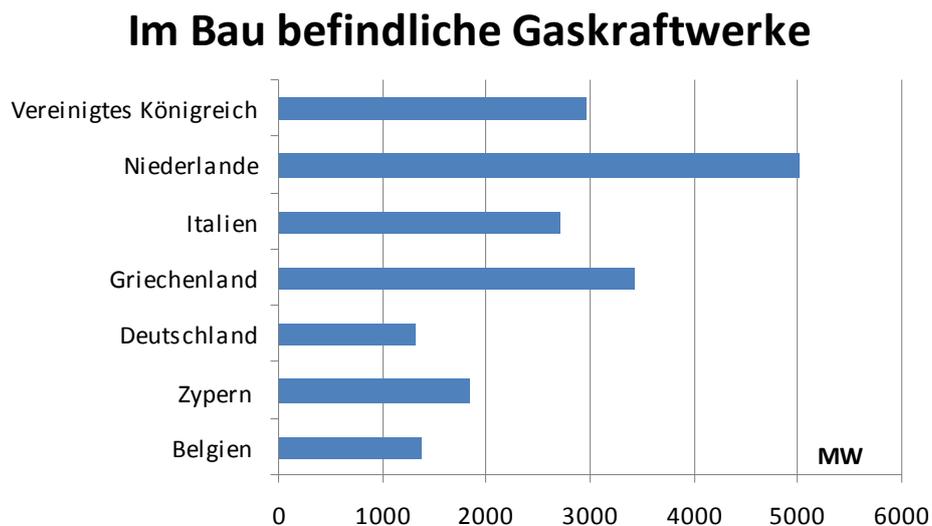


Abb. 8: Wichtigste Mitgliedstaaten, in denen Gaskraftwerke gebaut werden (Quelle: Meldungen der Mitgliedstaaten)

Wenngleich neue Gaskraftwerke geringere Emissionen als Kohlekraftwerke aufweisen, haben solche neuen Anlagen eine lange Lebensdauer, und eine Nachrüstung von Gaskraftwerken mit CCS lässt sich nicht immer wirtschaftlich realisieren. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Gaskraftwerk nicht zur Deckung der Grundlast dient¹⁴.

¹³ Ähnlich wie bei Kohle gibt es auch hier wesentliche regionale Unterschiede: In einigen Mitgliedstaaten spielt Gas bei der Stromerzeugung eine wichtige Rolle, so etwa in Belgien (32 %), Irland (57 %), Spanien (36 %), Italien (51 %), Lettland (36 %), Luxemburg (62 %), den Niederlanden (63 %) und dem Vereinigten Königreich (44 %), während der Gasanteil am Stromerzeugungsmix in vielen anderen Mitgliedstaaten (Bulgarien, Tschechische Republik, Slowenien, Schweden, Frankreich, Zypern und Malta) weniger als 5 % beträgt.

¹⁴ Dies bedeutet, dass das Kraftwerk meist (80 % der Zeit) betrieben wird, während es erheblich seltener (10-20 % der Zeit) als Ausgleichskapazität dient.

Andererseits sind Gaskraftwerke mit geringeren Kapitalkosten als Kohlekraftwerke verbunden, so dass die Kostenwirksamkeit der Investitionen in geringerem Maße von einer langen Lebensdauer abhängt.

2.2.3. Öl in der Stromerzeugung in Europa

Öl kommt nur in begrenztem Umfang bei der Stromerzeugung zum Einsatz, nämlich in Nischenanwendungen wie isolierten Stromerzeugungssystemen. Der Anteil des Öls an der Stromerzeugung beträgt in der EU nur 2,6 %. Er liegt zwar weltweit etwas höher, nimmt aber auch auf globaler Ebene ab. Öl kommt überwiegend im Verbrennungsmotoren im Verkehrsbereich zum Einsatz, etwa in Flugzeugen, Schiffen und Fahrzeugen. Da Öl nur eine begrenzte Bedeutung für die Industrie und die Stromerzeugung hat und Kohlendioxid mit heutiger Technik bei kleinen Emissionsquellen nicht wirksam abgeschieden werden kann, wird dieser Energieträger im vorliegenden Zusammenhang nicht weiter behandelt.

2.2.4. Art und Altersstruktur der Kraftwerke in Europa

Die Investitionen in die Stromerzeugung haben sich in Europa im Laufe der Zeit gewandelt: Während in der Frühphase der Elektrifizierung vor mehr als hundert Jahren hauptsächlich in erneuerbare Energien (Wasserkraft) investiert wurde, standen ab den 1950er-Jahren Kohle-, Gas- und Kernkraftwerke im Mittelpunkt, bis sich der Trend in den letzten zehn Jahren wieder zugunsten erneuerbarer Energien (Wind und Sonne) umkehrte. Diese Entwicklung ist in Abbildung 9 dargestellt:

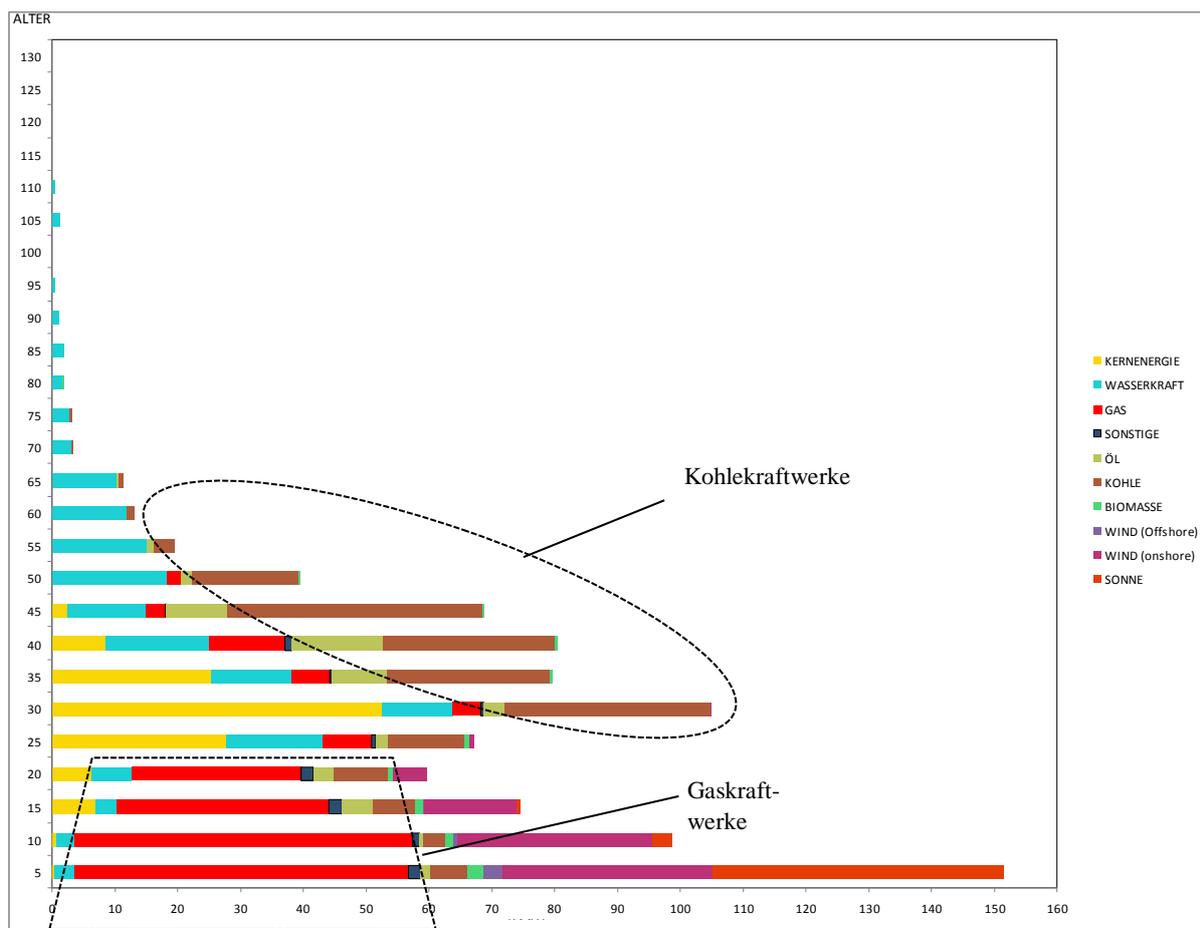


Abb. 9: Altersstruktur der Kraftwerke in Europa (Quelle: Platts)

Aufgrund der Investitionen, die vor 55 bis 30 Jahren in Kohlekraftwerke getätigt wurden (siehe die vorstehende Abbildung), verfügt Europa über einen großen Bestand an alten Kohlekraftwerken, die nun das Ende ihrer Lebensdauer erreichen (bei Gaskraftwerken stellt

sich die Lage umgekehrt dar, da hier die meisten Investitionen in den letzten 20 Jahren erfolgten). So erreichen immer mehr Kraftwerke (durchschnittlich 3-5 GW pro Jahr, was etwa der Kapazität von 10 Kohlekraftwerken entspricht) ein Alter, in dem es für Investoren günstiger sein kann, sie außer Betrieb zu nehmen, als in eine Modernisierung zu investieren¹⁵. Dies bietet die Möglichkeit, sie durch Alternativen mit geringen CO₂-Emissionen zu ersetzen, birgt aber auch das Risiko eines neuen „Carbon Lock-in“, wenn die relativen Energie- und CO₂-Preise auf ihrem heutigen Niveau bleiben.

2.2.5. Einsatz fossiler Brennstoffe in anderen Industrieverfahren

Aufgrund der relativ hohen CO₂-Konzentration lässt sich eine CO₂-Abscheidung bei vielen Industrieverfahren wesentlich einfacher realisieren als bei der Stromerzeugung. Einige Industriezweige kommen daher als interessante Anwendungsbereiche für eine rasche Einführung dieser Technologie in Frage. Dem Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft im Jahr 2050 zufolge ist es erforderlich, die CO₂-Emissionen in der Industrie bis 2030 gegenüber 1990 um 34 % bis 40 % sowie bis 2050 um 83 % bis 87 % zu senken.

Aktuelle Studien der Gemeinsamen Forschungsstelle zur Anwendung von CCS in der Eisen-, Stahl- und Zementindustrie haben ergeben, dass die CCS-Technologie mittelfristig wettbewerbsfähig werden und somit zu einer kosteneffizienten Verringerung der Emissionen in diesen Industriezweigen beitragen kann¹⁶. So könnte die Anwendung von CCS in der Stahlindustrie beispielsweise zu einem drastischen Rückgang der direkten Emissionen führen. Wenngleich sich die Energieeffizienz der Stahlproduktion während der letzten 50 Jahre enorm verbessert hat, ist die Erzeugung von Rohstahl noch immer ein energieintensiver Prozess. 80 bis 90 % der CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie entstehen in den Koksöfen, Hochöfen und Sauerstoffblaskonvertern integrierter Stahlerzeugungsanlagen. Auf die EU entfallen ca. 15 % der Stahlerzeugung weltweit, wobei im Jahr 2011 in der EU-27 knapp 180 Mio. Tonnen Rohstahl produziert wurden¹⁷.

In ihrer Aktualisierung der Mitteilung zur Industriepolitik setzte sich die EU im Jahr 2012 das ehrgeizige Ziel, den Anteil der Industrie am BIP in Europa von derzeit ca. 16 % bis 2020 auf 20 % zu erhöhen. Die Anwendung von CCS in Industrieverfahren würde es der Union ermöglichen, dieses Ziel mit ihren langfristigen Klimavorgaben in Einklang zu bringen. Jedoch dürfen dabei die bedeutenden technischen Hürden und die erforderlichen erheblichen Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen sowie die wirtschaftlichen Aspekte im

¹⁵Nach EU-Umweltrecht (derzeitige Richtlinie über Großfeuerungsanlagen, die in Bezug auf neue Anlagen ab 2013 sowie in Bezug auf bestehende Anlagen ab 2016 durch die Richtlinie über Industrieemissionen ersetzt wird) müssen Kraftwerke abgeschaltet werden, wenn sie die erforderlichen Mindeststandards nicht erfüllen. In diesen Richtlinien sind Mindeststandards hinsichtlich der Emissionen (Emissionsgrenzwerte) aufgeführt, wobei vorgegeben wird, dass für die Festlegung der Grenzwerte und anderer Betriebsbedingungen bei Genehmigungen stets die besten verfügbaren Techniken („best available techniques“, BAT) als Referenzwerte heranzuziehen sind. Die Kommission gibt regelmäßig in Form von Durchführungsbeschlüssen Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken für die von der Richtlinie über Industrieemissionen abgedeckten Tätigkeiten heraus. In ihren Anwendungsbereich fällt auch die CO₂-Abscheidung, weshalb künftig auch in diesem Bereich BAT-Schlussfolgerungen erlassen werden.

¹⁶ „Prospective scenarios on energy efficiency and CO₂ emissions in the EU iron & steel industry“, EUR 25543 EN, 2012; Moya & Pardo, „Potential for improvements in energy efficiency and CO₂ emission in the EU27 iron & steel industry“, Journal of cleaner production, 2013; „Energy efficiency and CO₂ emissions in the cement industry“, EUR 24592 EN, 2010; Vatopoulos & Tzimas, „CCS in cement manufacturing process“, Journal of Cleaner energy production, 32 (2012) 251.

¹⁷ Siehe Veröffentlichungen der World Steel Association unter <http://www.worldsteel.org>.

Zusammenhang mit den internationalen Märkten für diese Rohstoffe nicht außer Acht gelassen werden.

Die Einführung von CCS in Industrieverfahren kann auch dazu beitragen, die Kenntnisse über diese Technologie und ihre Akzeptanz in der Öffentlichkeit zu fördern, da der Zusammenhang zwischen der Erhaltung von Arbeitsplätzen vor Ort und einer fortgesetzten Industrieproduktion sehr gut sichtbar ist.

2.2.6. Potenzial von CCS in Europa und weltweit

Die EU ist entschlossen, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um insgesamt mindestens 80 % zu senken. Dennoch werden fossile Brennstoffe in Europa voraussichtlich noch jahrzehntelang bei der Stromerzeugung und in der Industrie eingesetzt werden. Das Ziel für 2050 kann daher nur erreicht werden, wenn die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehenden Emissionen von der Atmosphäre ferngehalten werden. Dabei kann CCS als Technologie, mit deren Hilfe CO₂-Emissionen sowohl bei der Stromerzeugung als auch in der Industrie wesentlich verringert werden können, eine entscheidende Rolle spielen. Ein weiteres mögliches Einsatzgebiet von CCS ist die Produktion von Kraftstoffen, insbesondere die Herstellung alternativer Kraftstoffe¹⁸, wie Wasserstoff aus fossilen Quellen.

Der Einsatz von CCS wird normalerweise im Zusammenhang mit der Verbrennung fossiler Brennstoffe in Erwägung gezogen, kann jedoch auch dazu dienen, bei der Verwendung von Biomasse entstehendes biogenes Kohlendioxid abzuscheiden („Bio-CCS“). Bio-CCS-Anwendungen können von der CO₂-Abscheidung bei der Mitverbrennung von Biomasse und in Biomassefeuerungsanlagen bis hin zur Produktion von Biokraftstoffen reichen. Die technische Umsetzbarkeit von Biomasse-CCS-Wertschöpfungsketten ist bisher jedoch nicht im großtechnischen Maßstab nachgewiesen.

Analysen der IEA deuten darauf hin, dass die Kapitalkosten im Stromerzeugungssektor ohne CCS um bis zu 40 % ansteigen könnten, wenn die erforderlichen Treibhausgasziele erfüllt werden sollen, um den weltweiten Temperaturanstieg auf maximal 2 Grad zu begrenzen¹⁹. Die Bedeutung von CCS für eine kosteneffiziente Bekämpfung des Klimawandels wurde im Energiefahrplan 2050 hervorgehoben, in dem sämtliche Szenarien mit dem Einsatz von CCS verbunden sind. Drei der fünf Szenarien für den Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen beruhen auf der Annahme, dass CCS bis 2050 in Europa bei mehr als 20 % der Stromerzeugung Anwendung findet (Abb. 10).

¹⁸ Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, COM(2013) 18 final; Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Saubere Energie für den Verkehr: Eine europäische Strategie für alternative Kraftstoffe, COM(2013) 17 final.

¹⁹ „Energy Technology Perspectives“, IEA 2012.

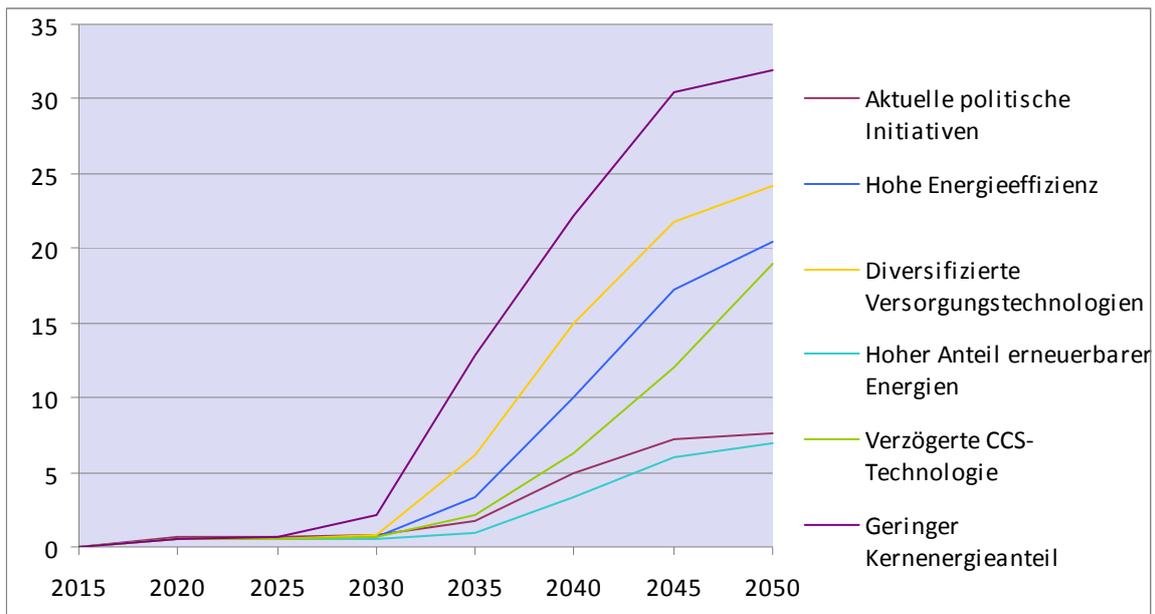


Abb. 10: Anteil von CCS (%) an der Stromerzeugung bis 2050 gemäß dem Energiefahrplan (Quelle: Energiefahrplan 2050)

Das Szenario „diversifizierte Versorgungstechnologien“ des Energiefahrplans 2050 zeigt, dass bis 2035 Kapazitäten von insgesamt 32 GW und bis 2050 Kapazitäten von ca. 190 GW mit CCS installiert werden könnten. Dies bietet potenziell auch erhebliche Möglichkeiten für die europäische Industrie im Bereich der Abscheidungs- und Speichertechnologien, stellt jedoch angesichts des derzeitigen Stands der Dinge in der EU eine gewaltige Aufgabe dar. Jede Verzögerung bei der Entwicklung von CCS in Europa wirkt sich letztlich auch negativ auf diese wirtschaftlichen Möglichkeiten aus.

Projektionen zufolge wird der Einsatz fossiler Brennstoffe in der EU zwar weiterhin zurückgehen, doch noch über Jahrzehnte hinweg den größten Anteil am Energiemix der EU ausmachen. Selbst wenn die politischen Maßnahmen verstärkt werden, um unseren Energiemix weiter zugunsten von Energieträgern mit geringen CO₂-Emissionen zu verändern, würden auf fossile Brennstoffe im Jahr 2030 noch immer mehr als 50 % des Energiemix in der EU entfallen.

	2005	Referenz/API		Dekarbonisierungsszenarien	
		2030	2050	2030	2050
Erneuerbare	6,8%	18,4%-19,3%	19,9% - 23,3%	21,9% - 25,6%	40,8% - 59,6%
Kernkraft	14,1%	12,1% - 14,3%	13,5% - 16,7%	8,4% - 13,2%	2,6% - 17,5%
Gas	24,4%	22,2% - 22,7%	20,4% - 21,9%	23,4% - 25,2%	18,6% - 25,9%
Öl	37,1%	32,8% - 34,1%	31,8% - 32,0%	33,4% - 34,4%	14,1% - 15,5%
Feste Brennstoffe	17,5%	12,0% - 12,4%	9,4% - 11,4%	7,2% - 9,1%	2,1% - 10,2%

Tabelle 1: Projektionen für den Energiemix, Referenzszenario auf der Grundlage derzeitiger politischer Maßnahmen (Quelle: Europäische Kommission, Folgenabschätzung für den Energiefahrplan 2050)

Nach den Einschätzungen im Energiefahrplan 2050 beginnt ein großmaßstäblicher Einsatz ab ca. 2030, wobei der im Emissionshandelssystem (EHS) erzielte CO₂-Preis die Hauptantriebskraft darstellt. Auswirkungen auf die Einführung von CCS hat auch die Entwicklung eines Rahmens für die Klima- und Energiepolitik 2030, dessen oberstes Ziel

darin besteht, die EU bei der Verfolgung der Ziele für die Treibhausgasreduktion bis 2050 auf den richtigen Kurs zu bringen, um den weltweiten Temperaturanstieg auf unter 2 °C zu begrenzen.

2.3. Potenzial der industriellen Nutzung von CO₂

Kohlendioxid ist eine chemische Verbindung, die sich für die Herstellung synthetischer Brennstoffe, als Arbeitsfluid (z. B. in Geothermalkraftwerken), als Einsatzstoff in chemischen Verfahren und biotechnologischen Anwendungen sowie zur Herstellung vieler weiterer Produkte eignet. So wird CO₂ bisher erfolgreich bei der Herstellung von Harnstoff, Kältemitteln, Getränken, Schweißsystemen oder Feuerlöschern, in der Wasseraufbereitung, im Gartenbau, bei der Herstellung von synthetischem Calciumcarbonat für die Papierindustrie sowie als Träger Hilfsstoff für Lebensmittelverpackungen und bei vielen weiteren kleineren Anwendungen eingesetzt²⁰. Darüber hinaus ergeben sich seit Kurzem eine Reihe neuer Möglichkeiten für die CO₂-Nutzung, darunter verschiedene Wege für die Herstellung von Chemikalien (z. B. Polymere, organische Säuren, Alkohole, Zucker) oder für die Kraftstoffherstellung (z. B. Methanol, Biokraftstoffe aus Algen, synthetisches Erdgas). Die meisten dieser Technologien befinden sich jedoch noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Zudem lassen sich aufgrund ihrer besonderen Mechanismen für die vorübergehende oder dauerhafte CO₂-Speicherung noch keine gesicherten Aussagen über die Auswirkungen auf die Verringerung des Kohlendioxidausstoßes treffen, und möglicherweise sind auch die dabei eingesetzten CO₂-Mengen zu gering. Unabhängig von ihrem Potenzial für die Verringerung der CO₂-Emissionen sind die verschiedenen Wege der CO₂-Nutzung jedoch mit einem unmittelbaren, kurzfristig nutzbaren Einnahmepotenzial verbunden. Kohlendioxid würde somit nicht mehr als Abfallprodukt, sondern als Rohstoff betrachtet, was auch dazu beitragen könnte, die öffentliche Akzeptanz von CCS zu verbessern.

Eine verbesserte Öl- (und in einigen Fällen Gas-) Gewinnung („Enhanced Oil Recovery“, EOR) kann dagegen dazu beitragen, erhebliche Mengen an CO₂ zu speichern und gleichzeitig die Ölförderung um durchschnittlich 13 %²¹ zu erhöhen, was mit einem erheblichen wirtschaftlichen Wert verbunden ist. Zudem bieten sich Öl- und Gaslagerstätten aus mehreren Gründen für die CO₂-Speicherung an. Erstens ist das ursprünglich dort in Einschlüssen lagernde Öl und Gas nicht ausgetreten, was zeigt, dass diese Lagerstätten als sicher und zuverlässig gelten können, sofern ihre Struktur nicht durch die Explorations- und Förderverfahren Schaden genommen hat. Zweitens wurden die geologische Struktur und physischen Eigenschaften der meisten Öl- und Gasfelder umfassend untersucht und charakterisiert. Drittens existieren in der Öl- und Gasindustrie umfangreiche Kenntnisse über die geologischen und sonstigen Eigenschaften vorhandener Felder, so dass Bewegungen, das Verdrängungsverhalten und der Einschluss von Gasen und Flüssigkeiten vorhergesagt werden können. Dennoch ist es auch hier unabdingbar, das Vorsorgeprinzip anzuwenden, wie die Europäische Umweltagentur kürzlich in dem Bericht „Late lessons from early warnings“ (2013)²² betonte. Zudem ist das EOR-Potenzial in Europa nur begrenzt²³.

²⁰ Quelle: „Carbon Dioxide Capture and Storage“, Kapitel 7.3 - IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos und Leo Meyer (Hrsg.).

²¹ Quelle: „Carbon Dioxide Capture and Storage“, Kapitel 5.3.2 - IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos und Leo Meyer (Hrsg.).

²² <http://www.eea.europa.eu/publications/late-lessons-2/late-lessons-2-full-report>.

²³ Eine Studie der Gemeinsamen Forschungsstelle zum EOR-Potenzial von CO₂ in der Nordsee hat ergeben, dass das Verfahren die europäische Erdölförderung zwar wesentlich steigern und damit auch die Energieversorgungssicherheit verbessern kann, dass sich die Verringerung der CO₂-Emissionen aber auf Kohlendioxidquellen in der Nähe von Ölfeldern beschränken würde. Das größte Hindernis für die Umsetzung in

2.4. Kostenwettbewerbsfähigkeit von CCS

Weltweit werden derzeit über 20 CCS-Projekte im Demonstrationsmaßstab erfolgreich durchgeführt, davon zwei in Europa (Norwegen)²⁴. Dabei handelt es sich überwiegend um Industrieanwendungen, wie die Öl- und Gasverarbeitung oder die Herstellung von Chemikalien, bei denen CO₂ aus kommerziellen Gründen abgeschieden wird. Acht dieser Projekte verfügen über eine vollständige CCS-Kette (Abscheidung, Transport und Speicherung), wobei fünf aufgrund einer verbesserten Ölgewinnung wirtschaftlich betrieben werden, da das CO₂ zur Verbesserung der Rohölgewinnung dient (weitere Einzelheiten zu diesen Projekten enthält Anhang 1).

Dem Energiefahrplan 2050 der Kommission sowie den Einschätzungen der IEA²⁵ zufolge ist davon auszugehen, dass sich CCS zu einer wettbewerbsfähigen Brückentechnologie für den Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen entwickelt. Die Kostenschätzungen für CCS variieren in Abhängigkeit vom Brennstoff, der Technologie und der Art der Speicherung, liegen derzeit jedoch meist im Bereich zwischen 30 EUR und 100 EUR je gespeicherter Tonne CO₂. In ihrem Papier „*Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*“ (Fundstelle siehe Fußnote 29), das auf vorhandenen ingenieurtechnischen Studien beruht, geht die IEA davon aus, dass die Kosten von CCS bei Kohlekraftwerken ca. 40 EUR je vermiedener Tonne CO₂²⁶ und bei Gaskraftwerken ca. 80 EUR je vermiedener Tonne CO₂ betragen. Zudem sind Transport- und Speicherkosten zu berücksichtigen. Allerdings werden die Kosten in Zukunft voraussichtlich zurückgehen.

Nach Einschätzungen der Gemeinsamen Forschungsstelle²⁷ ist davon auszugehen, dass CCS-Kohle- oder -Erdgaskraftwerke der ersten Generation wesentlich teurer sind als ähnliche konventionelle Anlagen ohne CCS. Nach der Errichtung der ersten CCS-Kraftwerke dürften die Kosten jedoch infolge von FuE-Tätigkeiten und Skaleneffekten sinken.

Angesichts der dauerhaft hohen Ölpreise könnte CCS in einigen Fällen in der Öl- und Gasförderindustrie kostenwettbewerbsfähig werden, da dort die Gewinnmargen erheblich höher sind als bei der Stromerzeugung oder in anderen Sektoren, die am Verbrauch oder an der Versorgung mit fossilen Brennstoffen beteiligt sind. Dies zeigen die einzigen beiden großmaßstäblichen CCS-Projekte, die derzeit in Europa durchgeführt werden. Diese befinden sich in Norwegen, wo Öl- und Gasproduzenten eine Steuer von rund 25 EUR je emittierter Tonne CO₂ zu entrichten haben²⁸. Diese Steuer, die nur auf die Gas- und Ölförderung auf

Europa stellen die hohen Kosten der damit verbundenen Offshore-Tätigkeiten dar, etwa aufgrund der erforderlichen Änderungen an bestehenden Infrastrukturen und der ungünstigen geologischen Bedingungen.

²⁴ Quelle: CCS-Projekt Datenbank von ZERO zur weltweiten Entwicklung und Einführung von CCS (<http://www.zeroco2.no/projects>) und GSSCI, „The Global Status of CCS: 2012 An overview of large-scale integrated CCS projects“ (<http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>).

²⁵ „World Energy Outlook 2012“, IEA 2012, sowie „*Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*“, Arbeitspapier der IEA, Ausgabe 2011, abrufbar unter http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/costperf_ccs_powergen-1.pdf, und „*A policy strategy for carbon capture and storage*“, Informationspapier der IEA, 2012.

²⁶ Unter der Annahme, dass das Kohlekraftwerk mit Kohlestaub befeuert wird und Grundlaststrom erzeugt. Die Kosten entsprechen 55 USD (zugrunde gelegter Wechselkurs: 1 EUR = 1,298 USD). Die Schätzung von 55 USD je Tonne steht im Einklang mit den Schätzungen der European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, die von Kosten im Bereich von 30-40 EUR je vermiedener Tonne CO₂ ausgeht. Für Erdgas-CCS wäre ein CO₂-Preis von ca. 90 EUR je Tonne erforderlich.

²⁷ Quelle: Gemeinsame Forschungsstelle (JRC): „The cost of CCS“, EUR 24125 EN, 2009.

²⁸ Die Steuer beträgt 0,47 NOK je Liter Öl und je Sm³ Gas.

dem Festlandsockel erhoben wird, hat dazu geführt, dass CCS im Rahmen der Projekte Snøhvit und Sleipner heute kommerziell zum Einsatz kommt (weitere Einzelheiten in Anhang I).

2.5. Kostenwettbewerbsfähigkeit einer CCS-Nachrüstung vorhandener Anlagen

Wenn sich die weltweite Zunahme der Zahl mit fossilen Brennstoffen befeuerter Kraftwerke nicht umkehrt, ist eine Nachrüstung mit CCS unabdingbar, um die weltweite Klimaerwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen. Das „International Panel on Climate Change“ (IPCC)²⁹ stellte jedoch Folgendes fest: *„Eine Nachrüstung vorhandener Anlagen mit Technologien zur CO₂-Abscheidung ist voraussichtlich mit höheren Kosten und einer wesentlich geringeren Gesamteffizienz verbunden als die Ausrüstung neu gebauter Kraftwerke. Die zusätzlichen Kosten der Nachrüstung könnten im Falle relativ neuer und hocheffizienter vorhandener Anlagen oder bei umfangreichen Modernisierungen oder Umbauten von Anlagen geringer sein.“* Dieses Ergebnis wurde auch bei den meisten nachfolgenden Studien bestätigt. Die höheren Kosten sind im Wesentlichen auf folgende Faktoren zurückzuführen:

- **höhere Investitionskosten**, da eine Anpassung an CCS aufgrund der vorhandenen Anlagenkonfiguration und Platzbeschränkungen schwieriger sein könnte als bei Neubauten;
- **kürzere Lebensdauer**, da das Kraftwerk bereits betrieben wird, so dass sich die Investitionen in die Nachrüstung mit CCS innerhalb eines kürzeren Zeitraums amortisieren müssen als bei Neubauten;
- **Abstriche bei der Effizienz**, da es schwierig ist, CCS optimal zu integrieren, um die Energieeffizienz des Abscheidungsprozesses zu optimieren, was ein schlechteres Ergebnis zur Folge haben kann;
- **Betriebsausfallkosten**, da die nachzurüstende Anlage während der Bauarbeiten außer Betrieb genommen werden müsste.

Um anlagenspezifische Beschränkungen und somit auch die Kosten zu minimieren, wurde vorgeschlagen, verbindlich vorzuschreiben, dass neue Anlagen „CCS-fähig“³⁰ sein müssen, so dass ein weiterer „Lock-in“ von CO₂-Emissionen bei neuen Anlagen³¹ vermieden wird.

Gemäß Artikel 33 der CCS-Richtlinie müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Betreiber aller Kraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von mindestens 300 MW geprüft haben, ob folgende Bedingungen erfüllt sind: 1. Verfügbarkeit geeigneter Speicherstätten, 2. technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit der Transportanlagen sowie 3. technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit der Nachrüstung für die CO₂-Abscheidung³². In diesem Fall müssen die zuständigen Behörden dafür sorgen, dass auf dem Betriebsgelände ausreichend Raum für die Einrichtungen zur CO₂-Abscheidung

²⁹ IPCC, 2005 - Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos und Leo Meyer (Hrsg.). Cambridge University Press, UK, S. 431, abrufbar unter: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_and_data_reports.shtml.

³⁰ „CCS-fähig“ bedeutet, dass die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt mit CCS-Technologie nachgerüstet werden kann.

³¹ Nach dem US-amerikanischen „Clean Air Act“ müssen neue Kohlekraftwerke de facto „CCS-fähig“ sein (siehe auch Kasten 1), da der Emissionsstandard im 30-jährigen Durchschnitt erfüllt werden kann. Die vorgeschlagene Regelung ist abrufbar unter: <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-04-13/pdf/2012-7820.pdf>.

³² Die Richtlinie über Großfeuerungsanlagen wurde durch diese Bestimmung geändert, die nun als Artikel 36 in der Richtlinie über Industrieemissionen enthalten ist.

und -Kompression vorgehalten wird. Die Zahl der Anlagen, die bereits als „CCS-fähig“ gelten, ist jedoch sehr gering.

Die Maßnahmen der Mitgliedstaaten zur Sicherstellung der Umsetzung des Artikels 33 der CCS-Richtlinie sind auch Gegenstand der anstehenden Analyse zur Umsetzung und Durchführung der Richtlinie in den Mitgliedstaaten.

3. Stand der CCS-Demonstration in Europa und Analyse der zu schließenden Lücken

Die Bedeutung von CCS für einen künftigen Energiemix mit geringen CO₂-Emissionen ist anerkannt. Dies ist unter anderem das Ergebnis der Bemühungen der Europäischen Union, den entscheidenden Schritt von der Phase der CCS-Forschungs-Pilotprojekte zu großtechnischen Demonstrationsprojekten zu unternehmen³³, um Kosten zu senken, die Sicherheit der geologischen Speicherung von Kohlendioxid (CO₂) nachzuweisen, übertragbares Wissen über das Potenzial von CCS zu generieren und die Risiken für Investoren zu verringern.

Trotz erheblicher Anstrengungen, in der EU die Führung bei der CCS-Entwicklung zu übernehmen, wird von den acht großtechnischen³⁴ Demonstrationsprojekten mit einer vollständigen CCS-Kette (Abscheidung, Transport und Speicherung, siehe Anhang I) kein einziges in der EU durchgeführt, und selbst die vielversprechendsten EU-Projekte weisen aus den nachstehend aufgeführten Gründen erhebliche Verzögerungen auf.

3.1. Fehlende wirtschaftliche Perspektive

Da die derzeitigen EHS-Preise weit unter 40 EUR/t CO₂ liegen, sehen Wirtschaftsteilnehmer ohne sonstige rechtliche Beschränkungen oder Anreize keinen Grund, in CCS zu investieren. Als die Kommission 2008 das Klima- und Energiepaket vorlegte, erreichten die CO₂-Preise zeitweise Spitzenwerte von 30 EUR. So wurde erwartet, dass bei der Umsetzung der Ziele im Rahmen des Klima- und Energiepakets bis 2020 dasselbe Preisniveau erreicht würde und die Preise danach weiter ansteigen würden. Allerdings wurde eingeräumt, dass dies möglicherweise nicht einmal ausreichen würde, um Demonstrationsanlagen in Betrieb nehmen zu können. Neben der Schaffung des Rechtsrahmens (CCS-Richtlinie) wurde deshalb das Finanzierungsprogramm NER300 aufgelegt, um die großtechnische CCS-Demonstration sowie innovative Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien zu fördern und das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR) zu ergänzen, wobei sechs CCS-Demonstrationsprojekte in Erwägung gezogen wurden. Bei einem CO₂-Preis von 30 EUR hätte die Unterstützung insgesamt 9 Mrd. EUR betragen können. Es wurde erwartet, dass der Anreiz durch den CO₂-Preis in Verbindung mit zusätzlicher finanzieller Unterstützung im Rahmen der Programme NER300 und EEPR ausreichen würde, um den Bau einer Reihe von CCS-Demonstrationsanlagen in der EU sicherzustellen.

Heute, da die CO₂-Preise näher bei 5 EUR liegen und die Einnahmen aus dem Programm NER3000 deutlich geringer sind als ursprünglich erwartet, ist klar, dass für Wirtschaftsteilnehmer kein Grund besteht, in CCS-Demonstrationsanlagen zu investieren, da die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten nicht durch die Einnahmen aufgrund der verringerten Emissionen und der damit verbundenen geringeren Ausgaben für EHS-Zertifikate gedeckt werden können.

³³ Integrierte vollständige Kette aus CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung mit einer Kapazität von mehr als 250 MWe bzw. mindestens 500 kt CO₂/Jahr bei Industrieanwendungen.

³⁴ Alle acht entsprechen mindestens einem 250-MW-Gaskraftwerk mit CCS, und drei haben eine höhere Kapazität als ein 250-MW-Kohlekraftwerk mit CCS.

Die abgeschlossenen „Front End Engineering Studies“ (FEED) für die CCS-Vorhaben zeigen, dass die anfänglichen Kostenschätzungen für die mit CCS verbundenen Kapitalkosten realistisch waren. Die wirtschaftlichen Aussichten haben sich jedoch seit 2009 erheblich verschlechtert, da der CO₂-Preis im Rahmen des EHS infolge der Wirtschaftskrise gefallen ist. Bei den meisten Projekten beruhten die Berechnungen auf einem CO₂-Preis von mindestens 20 EUR je Tonne. Unter der Annahme einer 10-jährigen Betriebsdauer (entsprechend den Anforderungen im Rahmen von NER300) sowie der Speicherung von 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr hat ein Preisunterschied von 10 EUR je Tonne CO₂ zusätzliche Betriebskosten von ca. 100 Mio. EUR zur Folge. Im Vergleich zu einem Preis von 30 EUR, der zum Zeitpunkt der Vorlage des Klima- und Energiepakets erwartet wurde, entstehen somit zusätzliche Kosten von bis zu 200 Mio. EUR.

Diese zusätzlichen Kosten müssten derzeit entweder von der Industrie oder mit öffentlichen Mitteln gedeckt werden. Eine verbesserte Ölgewinnung (EOR) kann bei einigen Projekten zur Deckung des Finanzbedarfs beitragen, doch anders als in den USA und China hat sich EOR bisher nicht als Motor für die CCS-Einführung in Europa erwiesen. Obwohl die Industrie 2008 erklärte, dass sie bereit sei, mehr als 12 Mrd. EUR in CCS zu investieren, hat sie bisher keine entsprechenden Mittelbindungen vorgenommen. Tatsächlich begrenzt die Industrie ihren Beitrag heute bei den meisten Projekten auf etwa 10 % der zusätzlichen Kosten für CCS. Auch auf der Ebene der Mitgliedstaaten unterscheiden sich die finanziellen und politischen Gegebenheiten heute deutlich von denen des Jahres 2008.

Angesichts der derzeitigen Wirtschaftslage, des strukturellen Überschusses im EHS von rund 2 Mrd. Zertifikaten, der daraus resultierenden dauerhaft niedrigen CO₂-Preise und der unter den Erwartungen liegenden Finanzmittel aus dem Programm NER300 bestehen trotz der zusätzlichen Mittel aus dem Europäischen Programm zur Konjunkturbelebung, in dessen Rahmen der CCS-Demonstration ca. 1 Mrd. EUR zugewiesen wurden³⁵, für die Industrie keine Anreize für eine wirtschaftliche CCS-Demonstration, was deren Potenzial für die großmaßstäbliche Einführung schmälert. Ohne eine politische Strategie, mit der die Wirtschaftlichkeit von CCS sichergestellt oder ihre Einführung verbindlich vorgeschrieben wird, dürfte sich die Industrie daher nicht um eine großmaßstäbliche Einführung von CCS bemühen.

Dies wurde kürzlich auch bei der Entscheidung über den Zuschlag im Rahmen der ersten Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen für das Programm NER300 hervorgehoben³⁶. Ursprünglich bestand das Ziel darin, acht großtechnische CCS-Demonstrationsvorhaben sowie 34 innovative Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien zu fördern. Auf die Aufforderungen im Rahmen des Programms NER300 hin wurden 13 CCS-Projekte aus insgesamt sieben Mitgliedstaaten eingereicht, wobei zwei Vorhaben industrielle Anwendungen und elf die Stromerzeugung betrafen. Drei Vorschläge wurden im Laufe des Verfahrens wieder zurückgezogen. Bis Juli 2012 hatte die Kommission acht CCS-Projekte sowie zwei Reserve-Projekte in die engere Auswahl gezogen³⁷. Am Ende wurde jedoch kein einziges CCS-Projekt gefördert, da die Mitgliedstaaten in der letzten Phase keine endgültige Bestätigung abgeben konnten. Gründe hierfür waren unter anderem fehlende Mittel für den

³⁵ Einzelheiten zum Stand der sechs im Rahmen des EU-Programms EEPR geförderten Demonstrationsvorhaben finden sich in Anhang II.

³⁶ Abrufbar unter: http://ec.europa.eu/clima/news/docs/draft_award_decision_ner300_first_call_en.pdf.

³⁷ Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen: „NER300 - Moving towards a low carbon economy and boosting innovation, growth and employment across the EU“.

nationalen und/oder privaten Finanzierungsbeitrag³⁸, aber auch Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren sowie in einem Fall ein laufendes nationales Finanzierungsverfahren, das es dem betreffenden Mitgliedstaat unmöglich machte, die erforderliche Bestätigung gemäß dem NER300-Beschluss abzugeben.

Für die meisten CCS-Projekte wurden im Rahmen des Programms NER300 Mittel von weit über 337 Mio. EUR beantragt (auf diese Höhe wurde die Finanzierungsobergrenze aufgrund der Einnahmen durch NER-Zertifikate festgesetzt). Für die Hälfte aller CCS-Projekte wurde sogar ein NER300-Beitrag von mehr als 500 Mio. EUR beantragt. Die unter den Erwartungen liegende Finanzierungsobergrenze erhöhte den Druck auf die Mitgliedstaaten und privaten Betreiber, die verbleibende Lücke zu schließen. Selbst bei den Projekten, bei denen die Finanzierungsanträge im Rahmen von NER300 nur leicht über der Finanzierungsobergrenze lagen, stellte die Finanzierungslücke eine wesentliche Herausforderung sowie ein entscheidendes Hindernis für die Abgabe einer Bestätigung dar.

Zu beachten ist auch, dass private Betreiber, die Anträge im Rahmen des Programms NER300 einreichten, wenig bereit schienen, selbst Kosten zu übernehmen. So reichten die meisten CCS-Betreiber Projekte ein, die sich fast vollständig auf eine öffentliche Finanzierung stützen sollten, während andere vorschlugen, nur einen relativ geringen Anteil selbst zu übernehmen. Es scheint daher, dass der private Sektor von einer weitgehend öffentlich finanzierten CCS-Entwicklung ausgeht, solange er einen niedrigen CO₂-Preis erwartet, was wiederum die bestehenden Herausforderungen in diesem Sektor belegt.

Sowohl Energieversorger, die fossile Brennstoffe als Rohstoffe nutzen, als auch die Anbieter fossiler Brennstoffe sollten jedoch im Hinblick auf ihre künftigen wirtschaftlichen Aussichten ein starkes Interesse an einer erfolgreichen Entwicklung von CCS haben, denn ohne CCS sehen sie einer unsicheren Zukunft entgegen.

3.2. Kenntnisse und Akzeptanz in der Öffentlichkeit

Einige Vorhaben, die mit einer Speicherung an Land verbunden wären, stoßen auf starken öffentlichen Widerstand. Dies gilt insbesondere für Projekte in Polen und in Deutschland. In Deutschland waren die Verzögerungen bei der Umsetzung der CCS-Richtlinie vor allem auf die mangelnde öffentliche Akzeptanz zurückzuführen. Dem EEPR-geförderten Projekt in Spanien gelang es dagegen nach einer speziellen Informations- und Sensibilisierungskampagne, die Bedenken der Öffentlichkeit zu beseitigen. Auch Projekte mit einer geplanten Offshore-Speicherung im Vereinigten Königreich, den Niederlanden und Italien sind inzwischen gesellschaftlich akzeptiert. Eine aktuelle Eurobarometer-Umfrage³⁹ ergab, dass die Bevölkerung in Europa nur wenig über CCS und ihren potenziellen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels weiß. Wer jedoch informiert ist, tendiert eher dazu, die Technologie zu unterstützen. Dies zeigt deutlich, dass mehr getan werden muss, damit CCS in den Diskussionen über die Bemühungen Europas und der Mitgliedstaaten zur Bekämpfung des Klimawandels stärker sichtbar wird, dass potenzielle Risiken für Gesundheit und Umwelt (aufgrund eines möglichen Austritts des gespeicherten CO₂) weiter abgeklärt werden müssen und dass ohne eine vorherige Prüfung nicht von einer öffentlichen Akzeptanz ausgegangen werden kann.

³⁸ Im Rahmen des Programms NER300 werden 50 % der zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten von CCS-Anlagen gedeckt. Der Rest sollte durch Beiträge der Privatwirtschaft oder andere öffentliche Mittel finanziert werden.

³⁹ Abrufbar unter: http://ec.europa.eu/public_opinion/archives/ebs/ebs_364_en.pdf.

3.3. Rechtsrahmen

Die CCS-Richtlinie bietet einen umfassenden Rechtsrahmen für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂. Bis zum Ende der Umsetzungsfrist im Juni 2011 hatten nur wenige Mitgliedstaaten die vollständige oder teilweise Umsetzung gemeldet. Dies hat sich jedoch inzwischen wesentlich gebessert, und derzeit hat nur ein Mitgliedstaat der Kommission noch keine Maßnahmen zur Umsetzung der Richtlinie mitgeteilt. Während die meisten Mitgliedstaaten, in denen CCS-Demonstrationsvorhaben vorgesehen sind, die Umsetzung der Richtlinie abgeschlossen haben, entschieden sich einige Mitgliedstaaten, die Speicherung von CO₂ auf ihrem Hoheitsgebiet zu verbieten oder einzuschränken.

Im Einzelnen wird dies auch im Rahmen der Analyse zur Umsetzung und Durchführung der CCS-Richtlinie in den Mitgliedstaaten behandelt.

3.4. CO₂-Speicherung und -Infrastruktur

Schätzungen im Rahmen des EU-Projekts GeoCapacity⁴⁰ zufolge entspricht die Gesamtkapazität für die Speicherung in geologischen Formationen in Europa mehr als 300 Gigatonnen (Gt) CO₂, während konservative Schätzungen bei 117 Gt CO₂ liegen. Die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung und in Industrieverfahren belaufen sich in der EU jährlich insgesamt auf rund 2,2 Gt, so dass selbst unter konservativen Annahmen das gesamte abgeschiedene CO₂ über Jahrzehnte hinweg gespeichert werden könnte. Die Speicherkapazität in der Nordsee allein wird auf über 200 Gt CO₂ geschätzt. Es sollte daher weiter an einem kohärenten Ansatz zur Nutzung dieser Kapazitäten gearbeitet werden.

Wenngleich Europa über ausreichende Speicherkapazitäten verfügt, sind nicht alle Lagerstätten zugänglich oder nah genug am Ort der CO₂-Emissionen gelegen. Es bedarf somit einer grenzüberschreitenden Transportinfrastruktur, um CO₂-Quellen effizient mit den Lagerstätten zu verbinden. Die Kommission hat daher die CO₂-Transportinfrastruktur in ihren Vorschlag für eine Verordnung zu „Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur“ aufgenommen. Im Rahmen dieser Verordnung können Infrastrukturprojekte für den CO₂-Transport als Vorhaben von gemeinsamem europäischen Interesse gelten und kommen somit für Fördermittel in Betracht. Dennoch werden CO₂-Lagerstätten zunächst in der Nähe der Emissionen gesucht werden, so dass die Infrastruktur zuerst auf nationaler Ebene aufgebaut werden muss. Die Mitgliedstaaten müssen daher Wege finden, diesen nationalen Infrastrukturbedarf zu decken, damit anschließend grenzüberschreitende Netze eingerichtet werden können.

3.5. Internationale Zusammenarbeit

Der Klimawandel lässt sich nur auf weltweiter Ebene erfolgreich bekämpfen. Pionierarbeit der EU kann die erforderliche internationale Zusammenarbeit vorantreiben, doch es ist politisch unabdingbar, Technologien zur Eindämmung des Klimawandels auch in Ländern zu fördern, die diese Technologien benötigen, um die Emissionen ihrer expandierenden Wirtschaft zu verringern. Dazu zählt zweifellos CCS, eine Technologie, deren Markt außerhalb der EU viel größer sein dürfte als der EU-weite Markt.

So stieg der Kohleverbrauch in China 2010 beispielsweise um 10 %, so dass auf das Land nun 48 % des weltweiten Kohleverbrauchs entfallen. Ein erheblicher Teil der Kohlekraftwerkskapazitäten von 300 GW, die sich derzeit in China in der Planung oder im Bau befinden, wird voraussichtlich auch 2050 noch betrieben werden. Außer wenn neue Anlagen in China und weltweit mit CCS ausgerüstet und bestehende Anlagen nachgerüstet

⁴⁰ Weitere Informationen: <http://www.geology.cz/geocapacity>.

werden können, ist ein großer Teil der weltweiten Emissionen der Jahre 2030 bis 2050 damit bereits unvermeidlich. Die Europäische Kommission steht daher in einem aktiven Dialog mit Drittländern, einschließlich aufstrebender Volkswirtschaften, und der Industrie. Ihr Ziel ist es, im Rahmen des Projektnetzes für die CCS-Demonstration sowie durch ihre Mitgliedschaft im Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) und als Teilnehmerin des Global CCS Institute (GCCSI) verstärkt zur Wissensverbreitung zwischen CCS-Projekten auf internationaler Ebene beizutragen.

4. Blick in die Zukunft

Die zweite Aufforderung zur Einreichung von Vorschlägen im Rahmen des Programms NER300 im April 2013 bietet eine zweite Chance für die europäische Industrie und die Mitgliedstaaten, die derzeitigen Aussichten der CO₂-Abscheidung und -Speicherung zu verbessern. Angesichts der erheblichen Verzögerungen des CCS-Demonstrationsprogramms ist es aber auch an der Zeit, die vom Europäischen Rat gesteckten Ziele zu überdenken und unsere politischen Ambitionen und Instrumente neu auszurichten.

Die Notwendigkeit, CCS im Hinblick auf eine kommerzielle Nutzung in großem Maßstab zu demonstrieren und einzuführen, ist nicht geringer geworden, sondern hat sich sogar noch verstärkt. Es liegt im Interesse unserer längerfristigen Wettbewerbsfähigkeit, dass unsere Stromerzeuger und unsere Industrie Erfahrung mit der Entwicklung von CCS bis zur großtechnischen Einführung sammeln⁴¹, um Kosten zu senken, die sichere geologische Speicherung von CO₂ nachzuweisen, übertragbares Wissen über das Potenzial von CCS zu generieren und die mit diesen Technologien verbundenen Risiken für Investoren zu senken.

CCS wird immer mit höheren Kosten und einem größeren Aufwand verbunden sein als die Verbrennung fossiler Brennstoffe ohne Emissionsminderung, so dass ein entsprechender Ausgleich erforderlich ist. Ein solcher Ausgleich kann durch verschiedene politische Maßnahmen erfolgen. Derzeit bietet das EHS durch den Kohlendioxidpreis direkte, wenngleich viel zu geringe Anreize für den Einsatz von CCS. Zudem sind die Einnahmen aus der Versteigerung von Kohlendioxidzertifikaten (im Rahmen des Programms NER300) eine mögliche Finanzierungsquelle für CCS sowie für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien.

Die derzeitigen Erwartungen für den Preis von CO₂-Zertifikaten liegen weit unter den Einschätzungen aus dem Jahr 2008, als im Rahmen des Klima- und Energiepakets für 2020 Preise in einer Größenordnung von 30 EUR projiziert wurden (Preise des Jahres 2005)⁴². Die heutigen Preissignale des EU-Emissionshandelssystems bieten keine Anreize, von Kohle auf Gas umzusteigen, und erhöhen die Finanzierungskosten für Investitionen in Technologien mit geringen CO₂-Emissionen, da diese sich mit den wahrgenommenen Risiken dieser Investitionen erhöhen. Eine Umfrage unter 363 EHS-Betreibern in der EU hat ergeben, dass der Preis europäischer CO₂-Zertifikate in letzter Zeit für Investitionsentscheidungen an Bedeutung verloren hat⁴³.

⁴¹ Integrierte vollständige Kette aus CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung mit einer Kapazität von mehr als 250 MWe bzw. (bei Industrieanwendungen) von mindestens 500 kt CO₂/Jahr.

⁴² Siehe auch Abschnitt 4.3 des Arbeitspapiers der Kommissionsdienststellen zur Funktionsweise des CO₂-Marktes.

⁴³ 38 % der Befragten betrachten die langfristigen CO₂-Preise als entscheidenden Faktor, weitere 55 % als Einflussfaktor. Zum ersten Mal seit 2009 hat sich der Anteil derjenigen, die die CO₂-Preise überhaupt nicht berücksichtigen, jedoch fast verdoppelt und lag in der Umfrage des Jahres 2012 bei 7 % (Thomson Reuters Point Carbon, Carbon 2012, 21. März 2012, <http://www.pointcarbon.com/news/1.1804940>).

Eine strukturelle EHS-Reform kann zu einem Preisanstieg führen und dem Markt die Gewissheit bieten, dass das EHS auch langfristig ein ausreichend starkes CO₂-Preissignal aussenden wird, um die Einführung von CCS voranzutreiben. Die Kommission hat daher in Verbindung mit einer öffentlichen Konsultation mit der Erarbeitung eines Berichts über den CO₂-Markt begonnen, in dem eine Reihe von Möglichkeiten zur Erreichung dieses Ziels geprüft werden. Um die CCS-Einführung ohne andere Anreize voranzutreiben, wäre ein erheblicher EHS-Preisanstieg (von mindestens 40 EUR) bzw. die Erwartung eines solchen Anstiegs erforderlich⁴⁴.

Die IEA hebt hervor, dass eine CCS-Strategie die sich mit zunehmender Marktreife ändernden Anforderungen der Technologie berücksichtigen muss. In der Frühphase sollten daher konkretere Maßnahmen getroffen werden, an die sich neutralere Maßnahmen anschließen, um sicherzustellen, dass CCS mit zunehmender Marktreife mit anderen Optionen zur Emissionsminderung wettbewerbsfähig wird⁴⁵. Unabhängig von den endgültigen Ergebnissen der Diskussionen über eine Strukturreform des EHS ist es wichtig, dass die CCS-Einführung durch aussagekräftige Demonstrationsprojekte angemessen vorbereitet wird. Daher müssen politische Optionen erwogen werden, die im Hinblick auf eine weitere Einführung und Verbreitung so bald wie möglich eine großmaßstäbliche Demonstration ermöglichen.

Im Klima- und Energiepaket wurde eingeräumt, dass das vom CO₂-Preis ausgehende Signal für die CCS-Demonstration voraussichtlich nicht ausreichen wird. Zusätzliche Anreize waren daher über das Programm NER300 und das EEPR-Finanzpaket sowie im CCS-Rechtsrahmen vorgesehen. Das derzeitige EHS soll über die zweite Aufforderung im Rahmen von NER300 Vorhaben in den Bereichen CCS und erneuerbare Energien unterstützen. Eine Erweiterung dieser Art der Finanzierung könnte auch für den Zeitraum bis 2030 erwogen werden. Eine solche Finanzierung könnte auf einige Ziele des SET-Plans ausgerichtet werden und sich zudem explizit auf Innovationen in energieintensiven Branchen konzentrieren, da CCS als Schlüsseltechnologie sowohl bei der Stromerzeugung als auch in der Industrieproduktion zum Einsatz kommen könnte. Da dies in Form eines Wettbewerbs erfolgt, werden zudem gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle EU-Unternehmen geschaffen, so dass ein intelligenter Einsatz der begrenzten Mittel gewährleistet ist.

Unter Berücksichtigung der Entwicklungen, die in einer Reihe von Ländern geprüft und/oder umgesetzt wurden, könnten zudem mehrere politische Optionen in Erwägung gezogen werden, die über die derzeitigen Maßnahmen hinausgehen. Einige dieser Optionen werden nachstehend kurz erläutert.

Es ist klar, dass es notwendig ist, Infrastrukturen, Erfahrung und Know-how im Bereich CCS durch Einleitung einer begrenzten Zahl von CCS-Projekten auszubauen, auch wenn der CO₂-Preis nicht hoch genug ist. Maßnahmen zur Förderung der Demonstration könnten in begrenztem Umfang erfolgen, so dass sich die Kosten für die Gesamtwirtschaft in Grenzen halten, aber gleichzeitig die nötige Sicherheit für Investoren geschaffen wird, damit die Technologie rasch eingeführt werden kann. Die Demonstration würde auch mehr Klarheit hinsichtlich des künftigen Bedarfs an CCS schaffen, insbesondere was die nähere und

⁴⁴ Es ist nicht davon auszugehen, dass solche CO₂-Preise in nächster Zukunft erreicht werden, und daher auch nicht wahrscheinlich, dass die Industrie allein auf der Grundlage des CO₂-Preises verbindliche Zusagen für angemessene Investitionen in CCS-Projekte abgeben wird. Dies wird weiter verstärkt durch das Fehlen eines klaren politischen Rahmens sowie klarer Anreize auf nationaler Ebene und durch den öffentlichen Widerstand, soweit keine Gegenmaßnahmen auf europäischer und nationaler Ebene getroffen werden.

⁴⁵ IEA (2012), „A Policy Strategy for Carbon Capture and Storage“.

mittelfristige Zukunft angeht, in der der CO₂-Preis als Anreiz für Investitionen in CCS nicht ausreichen wird.

Über ein obligatorisches CCS-Zertifikatesystem könnten CO₂-Emissionsquellen (ab einer bestimmten Höhe) oder Anbieter fossiler Brennstoffe verpflichtet werden, CCS-Zertifikate in Höhe eines bestimmten Anteils ihrer Emissionen oder (im Falle von Anbietern fossiler Brennstoffe) der mit Waren und Dienstleistungen verbundenen Emissionen zu kaufen. Zertifikate könnten der Öl- und Gasindustrie zugeteilt werden, um sicherzustellen, dass das in diesen Sektoren bereits vorhandene geologische Wissen sowie die Erfahrung mit Öl- und Gasfeldern dazu beiträgt, die am besten geeigneten Lagerstätten zu finden, einschließlich der Möglichkeit für eine verbesserte Öl- und Gasgewinnung, soweit dadurch eine dauerhafte CO₂-Speicherung sichergestellt ist.

Kasten 1: Derzeit bestehende Verpflichtung zur Nutzung von CCS

Die Stromversorger des Bundesstaates Illinois in den USA sind verpflichtet, ab 2015 5 % ihres Stroms von einem „sauberen“ Kohlekraftwerk zu beziehen, und dieser Anteil soll bis 2025 auf 25 % erhöht werden. Kraftwerke, die vor 2016 in Betrieb sind, gelten als saubere Kohlekraftwerke, wenn mindestens 50 % der CO₂-Emissionen abgeschieden und gespeichert werden. Dieser Prozentsatz steigt auf 70 % bei Kohlekraftwerken, die 2016 oder 2017 in Betrieb genommen werden sollen, und danach auf 90 %.

Ein solches System könnte zusammen mit dem EHS betrieben werden, sofern sich die Menge der erforderlichen CCS-Zertifikate in den EHS-Zertifikaten widerspiegelt, die dauerhaft vom Markt genommen werden müssten (die Höhe der CO₂-Verringerung durch CCS-Zertifikate ist bekannt, so dass eine schnelle Integration mit dem EHS möglich wäre, wenn die Zahl der EHS-Zertifikate in gleichem Umfang verringert wird). Mit einem solchen System könnte bestimmt werden, in welchem Umfang CCS entwickelt und umgesetzt werden muss. Bei gezieltem Einsatz könnten die Auswirkungen auf die Funktionsweise des EHS begrenzt bleiben, und gleichzeitig könnte den Unternehmen die erforderliche Flexibilität bei der Einhaltung der Obergrenze geboten werden.

Eine gezielte Lösung könnten auch Emissionsstandards sein. Dabei könnten obligatorische Emissionsstandards entweder nur für neue Investitionen oder für alle Emissionsquellen eines Sektors eingeführt werden, um die Emissionen von Unternehmen oder Anlagen je Produktionseinheit auf eine bestimmte Menge zu begrenzen.

Kasten 2: Derzeit bestehende Emissionsstandards

Ein Emissionsstandard wird gegenwärtig zur langfristigen Unterstützung der politischen Strategien in Kalifornien angewandt, wo ein Standard für nicht handelbare Emissionen von 500 g CO₂/kWh für neue Kraftwerke eingeführt wurde. Die USA ziehen darüber hinaus im Rahmen des von der US-Umweltbehörde EPA vorgeschlagenen Clean Air Act die Einführung eines Emissionsstandards auf Bundesebene in Betracht, wonach neue Kohlekraftwerke de facto CCS-fähig sein und später nachgerüstet werden müssen. Dies wird dadurch sichergestellt, dass der Emissionsstandard im 30-jährigen Durchschnitt erfüllt werden kann. Ein weiteres Beispiel ist Norwegen, wo keine Gaskraftwerke ohne CCS mehr gebaut werden dürfen.

Emissionsstandards werfen eine Reihe methodischer Fragen auf. Sie bieten keine Garantie, dass Anlagen mit CCS gebaut werden, und könnten eher dazu führen, dass sich Investitionen den Standards entsprechend auf Energiequellen mit geringeren CO₂-Emissionen verlagern. Bei konsequenter Umsetzung würde das System zudem de facto das CO₂-Preissignal des EHS als Anreiz zur Senkung der CO₂-Emissionen ersetzen, ohne den betroffenen Sektoren die mit dem EHS angestrebte Flexibilität zu bieten. Bei der Einführung von

Emissionsstandards müsste daher genauer geprüft werden, wie sie sich auf das EHS und die betroffenen Sektoren auswirken würden⁴⁶.

Darüber hinaus müssen auch die nationalen Regierungen ihren Teil zu den Demonstrationsvorhaben beitragen. So könnten die Mitgliedstaaten beispielsweise Systeme einrichten, die eine Mindestrendite für jede CCS-Investition gewährleisten, ähnlich wie Einspeiseentgelte heute oft dazu dienen, die Demonstration und Marktdurchdringung erneuerbarer Energien sicherzustellen. Sofern sie flexibel gestaltet werden, um Windfall Profits zu unterbinden, und sich nur auf die Demonstration beschränken, könnten sich solche Systeme als wirksam erweisen, ohne die Funktionsweise des EHS oder des Binnenmarktes unangemessen zu beeinträchtigen.

5. Schlussfolgerungen

Der Energiefahrplan 2050 sowie die weltweiten Entwicklungen und Berichte⁴⁷ zeigen, dass fossile Brennstoffe weltweit und in Europa weiterhin eine Rolle im Energiemix spielen und in vielen Industrieverfahren zum Einsatz kommen werden. CCS ist derzeit eine der verfügbaren Schlüsseltechnologien, die dazu beitragen können, die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung zu verringern. Damit dieses Potenzial umgesetzt werden kann, muss CCS kostenwettbewerbsfähig werden, so dass die Technologie im großtechnischen Maßstab eingesetzt werden und so in Europa zum Übergang zu einer Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen beitragen kann.

CCS steht jedoch gegenwärtig an einem Scheideweg.

Außerhalb der EU, wo die Technologie bei der Gasverarbeitung bereits kommerziell genutzt wird und bis 2020 etwa 20 großtechnische Industrieprojekte im Betrieb sein dürften, wurden bereits alle Aspekte von CCS demonstriert. Trotz großer Anstrengungen und einer erheblichen Unterstützung durch die EU verzögert sich die großtechnische CCS-Demonstration in der EU, und es sind Finanzierungslücken entstanden. So müssen die Anstrengungen verstärkt werden, um zumindest die wenigen Projekte umzusetzen, die bereits EU-Mittel erhalten haben. Verzögerungen beim Einsatz von CCS in Kohle- und Gaskraftwerken haben voraussichtlich langfristig höhere Kosten bei der Emissionsminderung im Stromerzeugungssektor zur Folge, insbesondere in den Mitgliedstaaten, die sich stark auf fossile Brennstoffe stützen.

Es sind schnelle politische Maßnahmen erforderlich, um Investitionen in die CCS-Demonstration zu fördern und zu prüfen, ob CO₂-Infrastrukturen anschließend eingeführt und gebaut werden können. Der erste Schritt besteht dabei darin, eine erfolgreiche großtechnische Demonstration von CCS in Europa sicherzustellen, um die technische und wirtschaftliche Tragfähigkeit von CCS als kostenwirksame Maßnahme zur Minderung der Treibhausgasemissionen bei der Stromerzeugung und in der Industrie nachzuweisen.

CCS ist zudem längerfristig erforderlich, um Emissionen in Industrien zu verringern, in denen Emissionen verfahrenstechnisch unvermeidlich sind. Weitere Verzögerungen könnten letztlich dazu führen, dass die europäische Industrie CCS-Technologien künftig aus Ländern außerhalb der EU beziehen muss.

Angesichts der vorstehend erläuterten komplexen Zusammenhänge, der zum Energie- und Klimarahmen 2030 begonnenen Arbeiten und der Notwendigkeit einer faktengestützten

⁴⁶ Siehe z. B. http://ec.europa.eu/clima/policies/lowcarbon/ccs/docs/impacts_en.pdf.

⁴⁷ Dem „World Energy Outlook 2012“ der IEA zufolge entfallen auf fossile Brennstoffe heute 80 % des weltweiten Energieverbrauchs, und ihr Anteil wird 2035 im Szenario „neue politische Maßnahmen“ 75 % betragen.

Debatte, die auch die entscheidenden Faktoren für eine erfolgreiche CCS-Einführung umfasst, ruft die Kommission die verschiedenen Interessenträger dazu auf, sich zur Rolle von CCS in Europa zu äußern. Dazu erbittet sie insbesondere Antworten auf folgende Fragen:

- 1) Sollten Mitgliedstaaten, die derzeit einen hohen Kohle- und Gasanteil am Energiemix sowie in Industrieverfahren aufweisen, verpflichtet werden – sofern sie dies nicht bereits getan haben –,
 - a. einen klaren Fahrplan für die Umstrukturierung des Stromerzeugungssektors zugunsten von Energieträgern ohne CO₂-Emissionen (Kernenergie oder erneuerbare Energien) bis 2050 zu entwickeln,
 - b. eine nationale Strategie zur Vorbereitung der Einführung der CCS-Technologie zu entwickeln?
- 2) Wie sollte das EHS umstrukturiert werden, damit es auch wirksame Anreize für die CCS-Einführung bieten kann? Sollte dies durch Instrumente auf der Grundlage von Versteigerungseinnahmen ergänzt werden, ähnlich wie dies im Rahmen des Programms NER300 der Fall ist?
- 3) Sollte die Kommission weitere Unterstützungsinstrumente vorschlagen oder folgende weitere politische Maßnahmen erwägen, um den Weg für eine rasche Einführung zu bereiten:
 - a. Unterstützung durch die Verwendung von Versteigerungserlösen oder andere Finanzierungsansätze⁴⁸,
 - b. einen Emissionsstandard,
 - c. ein CCS-Zertifikatesystem,
 - d. politische Maßnahmen anderer Art.
- 4) Sollten Energieversorger künftig verpflichtet werden, bei allen neuen Investitionen (Kohle- und möglicherweise auch Gaskraftwerke) CCS-fähige Ausrüstung zu installieren, um die erforderliche Nachrüstung mit CCS zu erleichtern?
- 5) Sollten Anbieter fossiler Brennstoffe mit Hilfe spezieller Maßnahmen, die eine zusätzliche Finanzierung sicherstellen, zur CCS-Demonstration und -Einführung beitragen?
- 6) Welche Haupthindernisse bestehen für eine ausreichende CCS-Demonstration in der EU?
- 7) Wie kann die öffentliche Akzeptanz der CO₂-Abscheidung und -Speicherung verbessert werden?

Auf der Grundlage der Antworten auf diese Konsultation und einer vollständigen Analyse der Umsetzung und Durchführung der CCS-Richtlinie in den Mitgliedstaaten wird die Kommission prüfen, ob gegebenenfalls im Rahmen des Energie- und Klimapakets 2030 Vorschläge erarbeitet werden sollten.

⁴⁸ Unter Berücksichtigung der Komplementarität mit dem Europäischen Struktur- und Investitionsfonds (ESI) gemäß dem gemeinsamen Strategierahmen, der dem Vorschlag der Kommission für eine Verordnung mit gemeinsamen Bestimmungen für den ESI-Fonds beigelegt ist.

Anhang I – Großtechnische CCS-Projekte

Derzeit im Betrieb befindliche CCS-Projekte⁴⁹. Mit einem Stern gekennzeichnete Projekte sind Vorhaben mit einer vollständigen CCS-Kette (Abscheidung, Transport und Speicherung). Weitere Einzelheiten zur Wirtschaftlichkeit finden sich unterhalb der Tabelle.

Projektbezeichnung	Land	Art des Projekts	Branche	Maßstab	Status	Betriebsbeginn	Größe [Tonnen CO ₂ /Jahr]
<u>*Shute Creek</u>	USA	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	1986	7 000 000
<u>*Century Plant</u>	USA	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	2010	5 000 000
<u>*Great Plains Synfuels Plant</u>	USA	Abscheidung	Kohleverflüssigung	groß	in Betrieb	1984 (Anlage) CO ₂ -Injektionen seit 2000	3 000 000
<u>*Val Verde natural gas plants</u>	USA	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	1972	1 300 000
<u>*Sleipner West</u>	Norwegen	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	1996	1 000 000
<u>*In Salah</u>	Algerien	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	2004	1 000 000
<u>*Snøhvit</u>	Norwegen	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	2008	700 000
<u>*Enid Fertiliser Plant</u>	USA	Abscheidung, Speicherung	chemische Produkte	mittel	in Betrieb	2003	680 000
<u>Mt. Simon Sandstone</u>	USA	Speicherstätte	Biobrennstoff	mittel	in Betrieb	2011	330 000

⁴⁹ Quelle: CCS-Projekt Datenbank von ZERO zur weltweiten Entwicklung und Einführung von CCS (<http://www.zeroco2.no/projects>) sowie

GSSCI, „The Global Status of CCS: 2012“, Abschnitt 2.1: „An overview of large-scale integrated CCS projects“ (<http://www.globalccsinstitute.com/publications/global-status-ccs-2012/online/47981>).

Searles Valley Minerals	USA	Abscheidung	Sonstiges	mittel	in Betrieb	1976	270 000
Aonla urea plant	Indien	Abscheidung	chemische Produkte	groß	in Betrieb	2006	150 000
Phulpur urea plant	Indien	Abscheidung	chemische Produkte	groß	in Betrieb	2006	150 000
Husky Energy CO2 Capture and Liquefaction Project	Kanada	Abscheidung, Speicherung	Ethanol-Herstellung	groß	in Betrieb	2012	100 000
CO2 Recovery Plant to Urea production in Abu Dhabi	Vereinigte Arabische Emirate	Abscheidung	chemische Produkte	groß	in Betrieb	2009	100 000
Plant Barry CCS Demo	USA	Abscheidung, Speicherung	Kohlekraftwerk	groß	in Betrieb	2011	100 000
Salt Creek EOR	USA	Abscheidung, Speicherung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	2003	100 000
SECARB - Cranfield and Citronelle	USA	Speicherung		groß	in Betrieb	2009 und 2012	100 000
Luzhou Natural Gas Chemicals	China	Abscheidung	chemische Produkte	groß	in Betrieb		50 000
Jagdishpur - India. Urea plant	Indien	Abscheidung		groß	in Betrieb	1988	50 000
Sumitomo Chemicals Plant - Chiba - Japan	Japan	Abscheidung	Öl- und Gasverarbeitung	groß	in Betrieb	1994	50 000

Einzelheiten zu den acht kommerziell betriebenen großtechnischen Projekten:

Projekt	Geschäftsszenario
Shute Creek	EOR (verbesserte Ölgewinnung). In der Gasverarbeitungsanlage Shute Creek von ExxonMobil in der Nähe von LaBarge, Wyoming, werden derzeit rund 7 Mio. Tonnen CO ₂ jährlich abgeschieden und für eine verbesserte Ölgewinnung genutzt.
Century Plant	EOR (verbesserte Ölgewinnung). Derzeit werden im ersten Anlagenstrang rund 5 Mio. Tonnen CO ₂ jährlich abgeschieden. Dies dürfte sich auf rund 8,5 Mio. Tonnen jährlich erhöhen, wenn der derzeit in Bau befindliche

	zweite Strang in Betrieb genommen wird.
Great Plains Synfuels Plant	EOR (verbesserte Ölgewinnung). Die Speicherung begann im Jahr 2000, und im Rahmen des Projekts werden weiterhin 3 Mio. Tonnen CO ₂ jährlich injiziert.
Val Verde natural gas plants	EOR (verbesserte Ölgewinnung). In fünf getrennten Gasverarbeitungsanlagen im Gebiet Val Verde (Texas), USA, werden ca. 1,3 Mio. Tonnen CO ₂ jährlich für eine verbesserte Ölgewinnung im Ölfeld Sharon Ridge abgeschieden.
Sleipner West	Nach den Spezifikationen für das verkaufte Erdgas (Qualität) muss der CO ₂ -Gehalt des Gases weniger als 2,5 % betragen. Die CO ₂ -Abscheidung ist aufgrund der auf dem norwegischen Festlandsockel erhobenen CO ₂ -Steuer wirtschaftlich.
In Salah	Nach den Spezifikationen für das verkaufte Erdgas (Qualität) muss der CO ₂ -Gehalt des Gases weniger als 2,5 % betragen. Für das Projekt wurden CDM-Kredite beantragt.
Snøhvit	Siehe Sleipner West
Enid Fertiliser Plant	EOR (verbesserte Ölgewinnung). Bei der Herstellung von Düngemitteln muss CO ₂ entfernt werden. Das Gas wird nicht in die Atmosphäre abgeleitet, sondern in der Düngemittelanlage ENID abgeschieden und für eine verbesserte Ölgewinnung auf einem fast 200 km entfernten Ölfeld genutzt.

Anhang II – Stand der großtechnischen europäischen Demonstrationsprojekte im Rahmen des EEPR

Im Rahmen des EEPR-Programms könnten sechs CCS-Demonstrationsanlagen mit jeweils bis zu 180 Mio. EUR gefördert werden. Für keines dieser Vorhaben wurden bisher jedoch endgültige Investitionsentscheidungen getroffen.

Die wichtigsten Erfolge

Das EEPR ermöglichte einen schnellen Start von sechs Projekten (in Deutschland, dem Vereinigten Königreich, Italien, den Niederlanden, Polen und Spanien). Für eines dieser Projekte (ROAD in NL) konnte über das EEPR die Bereitstellung nationaler Mittel mobilisiert werden. Hinsichtlich der Genehmigungen wurde im Rahmen des EEPR gezielt der Dialog und die Zusammenarbeit mit den Behörden und der örtlichen Bevölkerung eingeleitet.

Einige Projekte haben zudem die Strukturierung der Durchführung der CCS-Richtlinie auf der Ebene der Mitgliedstaaten unterstützt. Darüber hinaus haben die ausführlichen ingenieurtechnischen Studien, die bisher durchgeführt wurden, den Versorgungsunternehmen Erkenntnisse und Know-how zum künftigen Betrieb einer integrierten CCS-Anlage vermittelt. Die Arbeiten zur Charakterisierung spezifischer geologischer Speicherstätten führten außerdem zur Ermittlung geeigneter Standorte für die dauerhafte und sichere Speicherung von CO₂.

Im CCS-Teilprogramm ist vorgesehen, dass im Rahmen der Projekte Erfahrungen und beste Praktiken ausgetauscht werden müssen; dies geschieht über das CCS-Projekt-Netzwerk. Dabei handelt es sich um das erste Netz für den Wissensaustausch dieser Art weltweit, und die sechs Mitglieder arbeiten unter anderem gemeinsam an der Erstellung eines Leitfadens mit „bewährten Praktiken“, was eine ganz neue Form der Zusammenarbeit in einem neuen Technologiebereich darstellt. Zudem veröffentlichte das Netz Berichte über die im Rahmen der Projekte gewonnenen Erfahrungen mit der CO₂-Speicherung, der Beteiligung der Öffentlichkeit und den Genehmigungen. Es strebt darüber hinaus eine führende Position bei der Entwicklung eines weltweiten Rahmens für den Wissensaustausch an.

Kritische Punkte

Das CCS-Teilprogramm ist insgesamt mit bedeutenden rechtlichen und wirtschaftlichen Unsicherheiten konfrontiert, die seine erfolgreiche Durchführung gefährden könnten. Ein Gradmesser für die fortbestehenden Schwierigkeiten ist die Tatsache, dass noch für keines der Projekte die endgültige Investitionsentscheidung vorliegt. Die Erreichung dieses Meilensteins verzögerte sich aus verschiedenen Gründen, u. a. aufgrund der noch unvollständigen Genehmigungen, der noch nicht abgeschlossenen Charakterisierung der Speicherstätten sowie der noch unvollständigen finanziellen Struktur. Zudem macht der niedrige Kohlendioxidpreis im Rahmen des Emissionshandelssystems (EHS) CCS auf kurze und mittlere Sicht wirtschaftlich unattraktiv. Und schließlich wird es angesichts der aktuellen Wirtschaftslage immer schwieriger, Finanzmittel für die Projekte zu mobilisieren.

Anfang 2012 wurde das EEPR-Projekt in Deutschland, Jänschwalde, eingestellt. Abgesehen davon, dass es großen Widerstand in der Bevölkerung gegen die potenziellen Speicherstätten gab, kamen die Projektträger zu dem Schluss, dass es aufgrund der erheblich verspäteten Umsetzung der CCS-Richtlinie in Deutschland nicht möglich wäre, die erforderlichen Genehmigungen für die CO₂-Speicherung noch vor Ablauf des Projekts zu erhalten.

Zukunftsperspektiven

Die restlichen fünf Projekte stehen unterschiedlichen Herausforderungen gegenüber, die nachstehend kurz erläutert werden:

- **ROAD (NL):** Das Projekt hat alle technischen und rechtlichen Vorarbeiten erfolgreich abgeschlossen. Eine endgültige Investitionsentscheidung könnte daher jetzt getroffen werden. Doch obwohl dies bereits seit Mitte 2012 der Fall ist, führte die Verschlechterung der wirtschaftlichen Perspektive für CCS aufgrund der CO₂-Preisprojektionen zu einer Finanzierungslücke von 130 Mio. EUR, weshalb die Entscheidung verschoben wurde. Eine endgültige Investitionsentscheidung wird erst getroffen, wenn diese Lücke geschlossen ist. Gespräche mit zusätzlichen Investoren laufen. Mit einer Entscheidung wird im zweiten oder dritten Quartal 2013 gerechnet. Das integrierte CCS-Demonstrationsprojekt soll 2016 in Betrieb gehen.
- **Don Valley (UK):** Die kürzlich getroffene Entscheidung des Vereinigten Königreichs, das Projekt nicht zu unterstützen, stellt einen schweren Rückschlag dar. Nach Konsultationen mit ihren wichtigsten privaten Partnern und Investoren (darunter Samsung, BOC) haben die Projektträger (2Co, National Grid Carbon) dennoch zugesagt, das Projekt fortzusetzen, möglicherweise jedoch in kleinerem Umfang, wobei es auf das geplante Programm „Contract for Difference“ (CfD), das am 29. November 2012 von der Regierung des Vereinigten Königreichs als Teil des Energiegesetzes („Energy Bill“) vorgeschlagen wurde, ausgerichtet werden soll. Die Kommission spricht derzeit mit den Empfängern über einen Umstrukturierungsplan. Falls die Kommission dem Plan zustimmt, könnte die endgültige Investitionsentscheidung 2015 fallen.
- **Porto Tolle (IT)** ist aufgrund des Widerrufs der Umweltgenehmigung für das Kraftwerk stark verzögert. Im Mai 2013 werden die Projektträger die FEED-Studien abschließen. Die weiteren Schritte werden davon abhängen, ob im zweiten Quartal ein wichtiger Meilenstein erreicht werden kann, nämlich die Möglichkeit, die Genehmigungs- und Finanzierungsrisiken deutlich zu verringern.
- Das Projekt **Compostilla (ES)** wird die Pilotphase im Laufe des Jahres 2013 erfolgreich abschließen, verfügt jedoch nicht über die nötigen Finanzmittel für die Demonstrationsphase. Für die nächste Phase wäre es darüber hinaus erforderlich, dass Spanien Rechtsvorschriften für Planung und Bau des CO₂-Transportkorridors erlässt.
- **Belchatow (PL):** Das Projekt erhielt keine Mittel im Rahmen des Programms NER300 und weist eine erhebliche Finanzierungslücke auf. Zudem muss Polen die CCS-Richtlinie noch umsetzen und Rechtsvorschriften für Planung und Bau des CO₂-Transportkorridors erlassen. Vor diesem Hintergrund entschied der Projektträger, im März 2013 mit der Beendigung des Vorhabens zu beginnen.