

CCS: Kosten und Hindernisse

Die Beseitigung von Kohlenstoff aus Kraftwerksabgasen ist klimapolitisch kontraproduktiv.

Jeffrey H. Michel

21.03.2011

Emissionsbegrenzung an großen Punktquellen

Die negativen Folgen des Klimawandels rufen die Entschlossenheit hervor, seine wichtigsten Ursachen zu bekämpfen. Heizöfen und Personenkraftwagen sind weit verbreitete Emissionsquellen, doch jeder davon trägt nur unwesentlich zu den atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen bei. Im Gegensatz dazu emittieren über 50.000 großtechnische Feuerungsanlagen auf Kohlebasis weltweit mehrere Milliarden Tonnen Kohlendioxid, die wenigstens hypothetisch abgeschieden und in geologischen Endlagern gespeichert werden könnten.

Bei der Erdgasindustrie wird bereits zur marktgerechten Aufbereitung von Rohgas Kohlendioxid mit wässrigen Aminen oder auch nicht-porösen Diffusionsmembranen abgeschieden. Das dadurch gewonnene CO₂ kann anschließend in Öl- und Gasförderstätten verpresst werden, um eine gesteigerte Ausbeute zu erzielen. Mehr als 6.000 Kilometer Rohrleitungen für Kohlendioxid sind seit den 70er Jahren in Nordamerika zur Erhöhung der Erdölreichweite verlegt worden.

Eine Viertelmillion Barrel Erdöl pro Tag wird allein in den Vereinigten Staaten durch diese CO₂-gesteigerte Fördertechnik (Enhanced Oil Recovery - EOR) gewonnen, was etwa 5 % der gesamten inländischen Produktion entspricht.¹ Mit einer Tonne injizierten CO₂ können durchschnittlich 3.6 Barrel Öl zusätzlich aus dem Erdreich gepumpt werden.² In Texas könnte durch die Flutung von „Kandidatenfeldern“ mit 200 Millionen Tonnen CO₂ bis zu 1.5 Milliarden Barrel Erdöl gewonnen werden,³ um somit ein EOR-Verhältnis von 1 zu 7.5 zu erzielen. Nördlich der kanadischen Grenze ist in Weyburn Saskatchewan eine Förderquote von 1:6 mit Kohlendioxid aus einer Braunkohlevergasungsanlage in Norddakota erreicht worden.

Es gibt in der Europäischen Union keine damit vergleichbaren Möglichkeiten, von vereinzelt Ausnahmen in der Nordsee abgesehen. Statt dessen werden bis zu 12 Pilotprojekte zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (engl. Carbon Capture and Storage - CCS) im Rahmen des Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan) subventioniert.⁴ Den rechtlichen Rahmen dafür bildet die EU-CCS-Richtlinie⁵. Der Anreiz für Betreiber, CCS zu nutzen, besteht dabei darin, dass Anlagen, die dem Emissionshandelssystem (Emissions Trading Scheme - ETS) unterliegen, im Falle der unterirdischen Speicherung von CO₂ für die entsprechende Menge von der Abgabepflicht für CO₂-Zertifikate befreit sind. In der EU geht es im Wesentlichen - neben den erläuterten Verfahren zur CO₂-

¹ Meyer, James P.: *Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂EOR) Injection Well Technology*. American Petroleum Institute: Houston, S. 5 - 6.

² Advanced Resources International (March 10, 2010): *U.S. Oil Production Potential from Accelerated Deployment of Carbon Capture and Storage*. Department of Energy: Reston, S. 12.

³ Essandoh-Yeddu, Joseph and Gürcan Gülen (2009): "Economic modeling of carbon dioxide integrated pipeline network for enhanced oil recovery and geologic sequestration in the Texas Gulf Coast region". *Energy Procedia* 1, S. 1604.

⁴ Commission of the European Communities (October 10, 2009): *A Technology Roadmap for the Communication on Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)*. EC: Brussels, S. 8.

⁵ *Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006*

Abscheidung, die von der Erdgas-Industrie eingesetzt werden - um den Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung (IGCC) sowie um das Oxyfuel und Karbonat-Looping. Sie stellen Optionen für Neuanlagen in der fossilen Energiewirtschaft dar. Sobald die öffentlich geförderte Testphase beendet ist, werden die zusätzlichen Kosten einer CCS-Prozesskette vollständig aus der verminderten Belastungen im Rahmen des Emissionshandels bestritten werden müssen.

CO₂-Emissionspreise

In Nordamerika können infolge der zusätzlichen Öl-Ausbeute EOR-Einnahmen um mehrere hundert Dollar aus einer Tonne verpressten CO₂ erzielt werden. CCS bietet hingegen im Rahmen von EU-Klimaschutz-Strategien keine vergleichbaren Ertragsaussichten, da der Marktpreis für Kohlendioxid im Wesentlichen durch den ETS-Handel bestimmt wird. Das derzeitige Preisniveau für Emissionszertifikate lässt eine kommerzielle Infrastruktur zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung nicht vorfinanzieren.

Am Massachusetts Institute of Technology (MIT) in den USA wurde 2009 geschätzt, dass die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit „derzeitiger und evolutionärer Amine basierten Abscheidungstechnologie“ zu Kosten bewerkstelligt könnte, die nach erfolgter Markteinführung in der Regel bei \$50 - 70/t CO₂-Abscheidung liegen würden, allerdings ohne anschließende Beförderung und Einlagerung.⁶ Die Kosten einer vollständigen CCS-Prozesskette werden in den USA auf \$125 pro Tonne CO₂ veranschlagt.⁷ Das US-Energieministerium (DOE) rechnet mit einer Strompreissteigerung durch CO₂-Abscheidung von über 30 % bei neuen IGCC-Anlagen, und mit mehr als 80 % bei der Nachrüstung bestehender Kohlekraftwerke.⁸

In einer im März 2009 erstellten Studie für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) ging McKinsey & Company von Preisen für CO₂-Zertifikate von 35 €/t im Jahre 2020 und 40 €/t im Jahre 2030 aus.⁹ Die Unschärfe dieser Vorhersagen wird durch die getroffene Annahme von 25 €/t für 2010 verdeutlicht, was fast dem doppelten derzeitigen ETS-Handelsniveau entspricht. Eine EU-Studie von August 2010 sagte einen um lediglich 7 % gestiegenen Zertifikatspreis auf 16.5 €/t bis 2020 und 18.7 €/t bis 2030 voraus.¹⁰ Bei McKinsey wird ein wesentlich höherer „mittlerer Kohlenstoffpreis von € 35 pro Tonne CO₂“ zur Ermittlung der internationalen Aussichten auf finanzierbare Klimaschutzmaßnahmen unterstellt.¹¹

ETS-Allokationspreise und CO₂-Vermeidungskosten können auch letztlich die wirtschaftlichen Vorteile daraus nicht übersteigen. Im Jahre 2002 bewertete das britische Ministerium für Umwelt, Ernährung und ländliche Angelegenheiten (DEFRA) alle früheren Schätzungen von gesellschaftlichen Kohlenstoffkosten (Social Cost of Carbon SCC), welche die umfassenden Auswirkungen von Kohlenstoff-Emissionen auf das soziale und wirtschaftliche Leben ausdrücken.¹² Bis 2007 war ein SCC-Wert von 42 €/t CO₂ für das

⁶ MIT Energy Initiative (23. März 2009): *Retrofitting of Coal-Fired Power Plants for CO₂ Emissions Reductions*. Massachusetts Institute of Technology: Cambridge, S. 6.

⁷ Aston, Adam (November 13, 2009): "China and U.S. Energy Giants Team Up for 'Clean Coal'". Business Week.

⁸ U.S. Department of Energy (Dezember 2010): "Retrofitting the Existing Coal Fleet with Carbon Capture Technology". www.fossil.energy.gov.

⁹ McKinsey & Company (März 2009): *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. McKinsey: Berlin, S. 5.

¹⁰ Capros, P. et al. (4. August 2010): *EU energy trends to 2030 - Update 2009*. European Commission: Brussels, S. 38.

¹¹ Nauclér, Tomas et al. (22. September 2008): *Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics*. McKinsey: London, S. 44.

¹² Clarkson, Richard and Kathryn Deyes (Januar 2002): *Estimating the Social Cost of Carbon Emissions*.

Jahr 2020 veranschlagt worden,¹³ der höher als die entsprechenden ETS-Vorhersagen lag.

Der alternative Kohlenstoffschattenpreis (Shadow Price of Carbon SPC) umfasst die Kosten aller Technologien und Programme, die zu einem bestimmten Zeitpunkt die Zielvorgabe einer zukünftigen CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre zu erreichen notwendig sind.¹⁴ Der britische SPC von £25/tCO₂e aus dem Jahre 2007 entspricht Kosten von etwa 30 - 40 €/tCO₂e, durch die eine CO₂-Konzentration von 450 - 550 ppm (Teile pro eine Million) unter der Annahme einer ebenbürtigen internationalen Beteiligung eingehalten werden könnte.

Diese früheren Schätzungen wurden inzwischen vom weltweit gestiegenen fossilen Brennstoffeinsatz und den damit einhergehenden CO₂-Emissionen überholt. Das Vereinigte Königreich hat deshalb ab dem Jahr 2009 auf SCC-Berechnungen insgesamt verzichtet. Ein Kohlenstoffpreis im Bereich von \$41 - \$124/t CO₂ bei einem Durchschnitt von \$83 wird nunmehr lediglich aus den aktuellen Vermeidungskosten abgeleitet.¹⁵

Obwohl die zunehmenden gesellschaftlichen Kosten von Kohlenstoff entsprechend teure Vermeidungsmaßnahmen rechtfertigen, erfordert die globale Dimension des Klimawandels auch für wenig wohlhabende Gesellschaften erschwingliche Klimaschutzmaßnahmen. Die Aussicht auf geeignete Lösungsansätze aus Europa ist jedoch zumindest in Bereich CCS überaus begrenzt. So zitiert der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) aus verschiedenen Studien CO₂-Kosten zwischen 30 und 64 €/t für Neuanlagen und 53 bis 97 €/t für Nachrüstungen.¹⁶ Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) rechnet mit einem Anstieg der Stromerzeugungskosten zwischen 48 – 92 % aus Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung.¹⁷

In einer Untersuchung des finnischen VTT Forschungszentrums wurde eine Senkung der landeseigenen CO₂-Emissionen um 10 – 30 % durch CCS bis 2050 nur dann als möglich eingeschätzt, wenn bis dahin ein Allokationspreis von 70 - 90 €/t erreicht wird.¹⁸ Die norwegische Bellona-Stiftung begründet die Einführung von CCS mit steigenden Zertifikatspreisen von 50 €/t in 2030 und 90 €/t in 2050.¹⁹ Diese Prognosen setzen eine "relative konservative zukünftige EU-Klimaschutzpolitik mit langsamer und stetiger Einschränkung von europäischen CO₂-Emissionen bis 2050" voraus. Nach Angabe von Bellona erweist sich aber die Erhöhung von Emissionspreisen zum erforderlichen Niveau für CCS-Investitionen als politisch „unheimlich schwierig“.²⁰ Eine komplexe Koordination

Department of Environment Food and Rural Affairs: London.

¹³ O'Brien, Neil and Hugo Robinson (Oktober 2008): *The EU Climate Action and Renewable Energy Package: Are we about to be locked into the wrong policy?* Open Europe: London, S. 2.

¹⁴ Price, Richard et al. (Dezember 2007): *The Social Cost Of Carbon And The Shadow Price Of Carbon: What They Are, And How To Use Them In Economic Appraisal In The UK*. Economics Group, Department for Environment, Food & Rural Affairs: London, S. 3 - 8.

¹⁵ Ackerman, Frank and Elisabeth A. Stanton (1. April 2010): *The Social Cost of Carbon*. Economics for Equity and the Environment Network: London, S. 17.

¹⁶ Sachverständigenrat für Umweltfragen (April 2009): *Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Stellungnahme*. SRU: Berlin, S. 27.

¹⁷ Herold, Johannes und Christian von Hirschhausen (8. September 2010): "Hohe Unsicherheiten bei der CO₂-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts?". Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Berlin, S. 4.

¹⁸ VTT Technical Research Centre of Finland (11. November 2010): "VTT: CCS technology could have significant role in reducing Finnish greenhouse gas emissions". VTT: Espoo.
Bellona Environmental CCS Team (2010): *A Bridge to a Greener Greece*. Bellona Foundation: Griechenland, S. 16.

²⁰ Helseth, Jonas (Dezember 2010): "Die Kohle für CCS". Politische Ökologie 123: München, S. 28.

sowie gravierende Kostenüberschreitungen haben weltweit zu Projektverzögerungen, -veränderungen und -abbrüchen geführt.

CCS-Umsetzungshemmnisse

In einer CCS-Prozesskette wird bis zu einem Drittel der Kraftwerksleistung für CO₂-Abscheidung, -Kompression und -Transport aufgewendet. Ein energieintensiver Pipelinedruck von bis zu 200 bar wird aufgebaut, um das Kohlendioxid ohne Zustandsveränderung bis zur geologischen Lagerstätte zu befördern. Das Gas wird in eine Tiefe von über 800 Meter verpresst, um den zur maximalen Aufnahme im Gestein notwendige überkritischen Druck von 73.9 bar dauerhaft zu erhalten.

Weitere Erzeugungskapazitäten sind damit erforderlich, die oft von einem zweiten Stromkraftwerk erbracht werden müssen, um die an CCS verlorene Energie zu ersetzen. Bis zur zweifachen Wassermenge pro Kilowattstunde muss aus regionalen Gewässern oder Aquiferen für die zusätzliche Dampferzeugung und zur Ableitung der CO₂-Kompressionshitze bezogen werden.²¹ Mengenbeschränkungen der zulässigen Wasserentnahme können deshalb eine CCS-Nachrüstung ausschließen. Eine CO₂-belastete konventionelle Stromerzeugung bliebe hingegen selbst unter strengen Kohlenstoffauflagen aufgrund ihres niedrigeren Brennstoff- und Wasserbedarfs oft noch wettbewerbsfähig.

Die ersten CCS-Konzepte gingen von der Annahme aus, dass eine nachgeschaltete CO₂-Abscheidung an bestehenden Kohlekraftwerken einfach zu realisieren wäre. Die dazu erforderlichen Anlagen in der Größe eines Flugzeughangars sowie die zusätzliche Wasserentnahme sind aber oft mit den vorhandenen Standortbedingungen nicht vereinbar. Die meisten Kraftwerke haben bereits einen guten Teil ihrer normalen Lebensdauer absolviert, so dass kostenintensive Umrüstungen nicht darstellbar sind. Die erste kommerzielle Umsetzung von CCS wird erst nach 2020 erwartet. Hunderte von Neuanlagen im Bau oder in Planung, sowie alle vorhandenen Kohlekraftwerke sind nicht für eine CO₂-Abscheidung und geologische Speicherung konzipiert worden. Eine globale CCS-Strategie wäre also nur nach der Stilllegung aller bestehenden Anlagen erst möglich. Zu diesem Zeitpunkt kann jedoch keine vollkommene Brennstoffversorgung mehr für Neukapazitäten auf Kohlebasis gewährleistet werden, wie unten erläutert wird.

Einnahmesteigerung durch Kohlendioxid

Verbesserte CO₂-Abscheidetechnologien kommen der Erdölindustrie zugute. Der Entwicklungsrat für die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung im kanadischen Alberta nimmt unter Zugrundelegung eines Ölpreises von \$75 pro Barrel und eines am Bohrfeld gelieferten CO₂-Preises von \$20²² pro Tonne an, dass "bewährte Fördermethoden das Potenzial besitzen, 1,4 Milliarden Barrel Erdöl zu gewinnen, und 450 Mt CO₂ zu speichern".²³ Mit EOR kann daher ein Vielfaches der CO₂-Beschaffungskosten als Einnahmen erzielt werden, auch nach Abzug aller damit verbundenen Energiekosten. Mit steigendem Erdölpreis wird dieses System zudem immer profitabler.

Hochkomprimiertes CO₂ kann außerdem als Fracking-Mittel bei der Gewinnung von Erdgas sowie Schiefergas aus besonders dichtem Gestein eingesetzt werden. Bei der

²¹ Shuster, Erik et al. (September 24, 2007): *Estimating Freshwater Needs to Meet Future Thermoelectric Generation Requirements*. Department of Energy: Washington, S. 26.

²² Die vergleichsweise niedrige Angabe von \$20 je angelieferter Tonne CO₂ erklärt sich daraus, dass das Kohlendioxid in Nordamerika nicht vollständig abgeschieden werden muss, daher deutlich preiswerter zu haben ist, als bei einer nahezu 100-prozentigen Abscheidung, wie sie in der EU vorgesehen ist.

²³ Alberta Carbon Capture and Storage Development Council (March 2009), op. cit., S. 8.

Erdgasförderung in Deutschland sind in 26 Fällen zwischen 2007 und 2010 einige tausend Tonnen Kohlendioxid durch die Fa. Exxon verpresst worden, wobei die Fracking-Flüssigkeit zu 30 % - 70 % aus CO₂ bestanden hat.²⁴

CCS contra Klimaschutz

CCS als zukünftig zu realisierende Technologie dient als Vorwand für die Fortsetzung aller überkommenen Kohlenutzung. Die Entwicklung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung dient außerdem der Steigerung der Öl- und Gasausbeute, was aber den Reduktionszielen für Treibhausgasemissionen letztlich zuwiderläuft. Denn zusätzliche Kohlenwasserstoffe werden von der Biosphäre aufgenommen, die sonst geologisch unerschlossen geblieben wären. Der EU-SET-Plan erweitert insofern einzelne fossile Brennstoff-Kreisläufe, anstatt sie abzulösen.

Wenn alle entstehenden Emissionen bei Gewinnung, Verarbeitung und Verbrennung von Erdöl zusammenaddiert werden, betragen die Lebenszyklus-Emissionen (ohne den Produkttransport) von nordamerikanischem Erdöl etwa 500 kg CO₂e pro Barrel.²⁵ In Alberta verursacht damit die Verpressung von einer Tonne Kohlendioxid zur Steigerung der Erdölförderung netto 0,625 Tonnen zusätzliche Treibhausgasemissionen. Der entsprechende Durchschnittswert in den USA beträgt 0,8 Tonnen, während in Texas das Verhältnis von injiziertem CO₂ zu Lebenszyklus-Emissionen 1 zu 2,75 erreichen könnte.

Schwindende Kohlereserven

Der globale Kohleverbrauch hat alle früheren Erwartungen weit übertroffen. Eine Studie der chinesischen Industrie prognostizierte im Jahr 2003 eine inländische Kohlenutzung von 1.720 Mt für das Jahr 2010 und 1.950 - 2.100 Mt bis 2020.²⁶ Die tatsächliche Entwicklung übertrifft diesen Verlauf inzwischen um das Zweifache und hat im gleichen Zeitraum sogar die einstigen Verbrauchsprognosen für die Weltwirtschaft überflügelt. Die chinesische Kohleförderung soll nun bis 2015 vier Milliarden Tonnen erreichen,²⁷ was aber weniger als die Hälfte des anzunehmenden Weltverbrauchs darstellt. Bei steigenden Importen haben China und Indien inzwischen damit begonnen, ausländische Bergbaubetriebe zu kaufen, um langfristige Kohlelieferungen zu sichern.²⁸

Unter den angezeigten Nachfragetrends werden die derzeit veröffentlichten globalen Kohlereserven von rund 800 Milliarden Tonnen innerhalb von 60 Jahren - auch ohne den zusätzlichen Brennstoffbedarf von CCS-Prozessketten - mathematisch erschöpft sein. Die kohleexportierenden Länder könnten sich deshalb künftig bei der Versorgung des Weltmarktes überaus restriktiv verhalten, was eine CO₂-reduzierte Stromerzeugung zusätzlich erschweren würde. Unter diesem Umstand bliebe CCS lediglich eine Option für kohlereiche Länder, von denen aber einzelne eine CO₂-Versorgungsinfrastruktur für die Erdölindustrie ausbauen dürften. Viele entstehende CCS-Kosten ließen sich dadurch kompensieren, allerdings zu Lasten des Klimaschutzes.

²⁴ Hanke, Steven (Februar 2011): "Mit CCS zum Gasboom". Energlobe.de: Berlin.

²⁵ Mangmeechai, Aweewan (August 2009): *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions, Consumptive Water Use and Levelized Costs of Unconventional Oil in North America*. Carnegie Mellon University: Pittsburgh, S. 108.

²⁶ Youguo, He (2003): "China's Coal Demand Outlook for 2020 and Analysis of Coal Supply Capacity". China Coal Industry Development Research and Consulting Co. Ltd.: Beijing, S. 4.

²⁷ Reuters (4. März 2011): "China coal output could reach 4 bln T by 2015 - Datong Coal".

²⁸ Parker, Mario (November 18, 2010): "Alpha Says It Wants to Expand Coking Coal Resources"; Mehrotra, Kartikay and Rajesh Kumar Singh (December 21, 2010): "India to Seek Coal Mines in Africa to Plug Shortfall in Domestic Supplies". Bloomberg.

Klimaprognosen, die auf einer anhaltenden Verfügbarkeit von Kohle nach dem Jahr 2070 beruhen, sind damit kritisch zu hinterfragen. Die globalen Berechnungen für die kommenden Jahre müssen ebenfalls die zweifache CO₂-Emissionsmenge aus der Kohleverbrennung im Vergleich zu früheren Annahmen berücksichtigen.

CCS in Deutschland

Durch den Entschluss der Bundesregierung, infolge schwerwiegender japanischer Reaktorunfälle im März 2011 einzelne Atomkraftwerke vom Netz zu nehmen, wurde der Stellenwert fossiler Energieträger gefestigt. Eugen Weinberg, Rohstoff-Fachmann der Commerzbank, sieht gar „goldene Zeiten“ für die Kohleproduzenten voraus.²⁹ Um aber gleichzeitig alle klimapolitischen Zielvorgaben einzuhalten, hat Bundeswirtschaftsminister Rainer Brüderle eine rasche Weiterentwicklung der CCS-Technologie gefordert.³⁰

Diese Positionsbestimmung ist mit dem gegebenen technologischen Sachstand weitestgehend unvereinbar. Die Bundesregierung wäre nach allen bislang vorgelegten Entwürfen eines CCS-Gesetzes erst Ende 2017 dazu verpflichtet, in einem Evaluierungsbericht den Bundestag über die Anwendung von CCS zu unterrichten. Alle bis dahin in Betrieb genommenen, kommerziellen Kohlekraftwerke werden deshalb mit keiner CO₂-Abscheidung ausgestattet sein. Spätere Nachrüstungen sind auch angesichts erheblicher Mehrbelastungen aufgrund von Kapitalinvestitionen sowie dem gesteigerten Brennstoff- und Kühlwasserbedarf wenig wahrscheinlich. Die Genehmigung von CCS-Neuanlagen hängt von der Bereitschaft einzelner Bundesländer zur Bereitstellung der benötigten geologischen CO₂-Speicherkapazitäten ab, deren sachgerechte Erkundung zuvor mehrere Jahre in Anspruch nehmen dürfte.

Schließlich setzt ein erfolgsversprechender Atomausstieg die entwickelte Fähigkeit zur Energieeinsparung voraus. Der damit einhergehende, verringerte Ressourceneinsatz steht aber im prinzipiellen Widerspruch zum physikalischen bedingten Energiemehrverbrauch einer CCS-Prozesskette. Die Errichtung von Windrädern zum Betrieb von CO₂-Kompressoren kann hierbei nur schwerlich als konsensfähig gelten.

²⁹ Frankfurter Allgemeine Zeitung (19. März 2011): „Die Krise in Japan verändert den Energiemix“. F.A.Z., S. 15.

³⁰ DPA (14. März 2011): „Längere AKW-Laufzeiten werden drei Monate ausgesetzt“.