

Carbon Capture and Storage (CCS)

Chancen und Risiken der Kohlendioxidabscheidung und -speicherung

Dietmar Dürr

Im 4. Sachstandsbericht stellt der Weltklimarat (IPCC) fest, dass der Klimawandel nicht mehr aufzuhalten ist: Durch die Begrenzung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf 0,045 Prozent (450 ppmv) soll der Temperaturanstieg bis 2100 auf 2° Celsius begrenzt werden. Dazu müssten die globalen Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 halbiert werden. Doch der Trend geht in die gegenläufige Richtung: Der **globale Energieverbrauch** steigt jährlich um 1,6 Prozent, und dieses Wachstum basiert zu 80 Prozent auf fossilen Energieträgern. Dabei nimmt die Nutzung der Kohle weit stärker zu, als die aller anderen Energieträger: Seit 2000 um 4,9 Prozent pro Jahr¹. Nach dem Bericht des britischen Klimaökonom Nicholas Stern werden fossile Energieträger noch 2050 die Hauptsäule der weltweiten Energieversorgung bilden. Als Konsequenz vermerkt der Stern-Review, es sei „[...] umfangreiches Carbon Capture and Storage (CCS) erforderlich, um die fortgesetzte Verwendung fossiler Brennstoffe zuzulassen, ohne die Atmosphäre zu schädigen.“²

Der Stern-Review hebt CCS - neben Photovoltaik, Biomasse und Wasserstoff - als eine von vier Technologien mit „signifikantem globalen Vermeidungspotenzial“ hervor. Sterns Einschätzung wird vom IPCC und der Internationalen Energieagentur (IEA) geteilt: Das IPCC listet CCS als eine von sechs **Schlüsseltechnologien** in der globalen Energieversorgung: „CCS stellt [...] eine neue Technologie dar mit dem Potenzial, einen wichtigen Beitrag zur Emissionsminderung bis 2030 zu leisten“. Ein IPCC-Sonderbericht beziffert das CCS-Vermeidungspotenzial auf 15 bis 55 Prozent bis 2100. Die IEA bewertet CCS in einem Vergleich von 17 Klimaschutztechnologien als „the most important single new technology for CO₂ savings“: Bis 2050 könnte CCS laut IEA-Szenarien 19 Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen vermeiden; erneuerbare Energien tragen 21 Prozent, Energieeffizienzverbesserungen 40 Prozent bei (Abb. 1)³.

Die internationale Wertschätzung wird in Deutschland nicht einmütig geteilt. Einzelne Umweltverbände lehnen CCS ab, weil es die Nutzung fossiler Res-

ourcen verlängere. Zudem fällt die nationale CCS-Debatte mit dem Streit um eine „Stromlücke“ bzw. den Neubau von Kohlekraftwerken zusammen⁴. Der Rat für Nachhaltige Entwicklung hat das zuletzt unüblich scharf kommentiert: Das setze das Zeichen, „dass Deutschlands Nachhaltigkeitsstrategie gegenüber der Welt mit einer gespaltenen Zunge redet: Zu Hause ein Kohle-Moratorium, wohl wissend, dass global für viele Länder kein Weg an der Kohlenutzung vorbeiführt.“⁵

Beitrag zur globalen CO₂-Emissionsreduktion

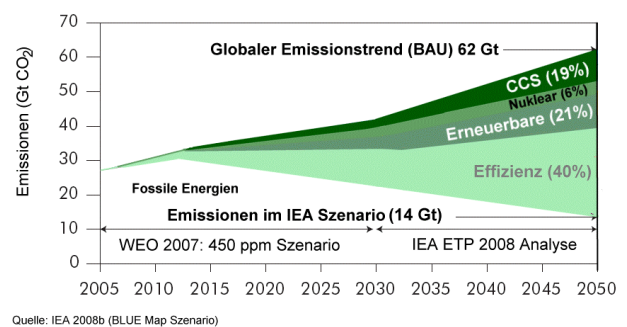


Abb. 1: Beitrag der CO₂-Vermeidungsoptionen bis 2050

0. Grundlagen der CCS-Technologie

Carbon Capture and Storage (CCS) ist der Fachbegriff für die Kohlendioxidabscheidung und -speicherung („Sequestrierung“). Grundprinzip ist, das Kohlendioxid abzuscheiden und sicher in den Untergrund einzulagern, bevor es in die Atmosphäre entweicht und treibhauswirksam wird. Die Prozesskette umfasst Abscheidung, Verdichtung (Verflüssigung), Transport sowie Injektion in (unterirdische) Lagerstätten (Abb. 2). In der Düngemittel- und Chemieindustrie bereits ein etabliertes Verfahren, ist CCS im Kraftwerksbereich, wo höhere CO₂-Volumina bewältigt werden müssen, noch im Erprobungs- und Demonstrationsstatus.

CCS ist **keine Kohletechnologie**, sondern ermöglicht die Abscheidung von CO₂ aus allen kohlenstoffhaltigen Energieträgern (Kohle, Gas, Öl, Holz etc.): Durch den CCS-Einsatz in Biomasse-Kraftwerken ließe sich CO₂ sogar wieder aus der Atmosphäre entfernen. Biomasse ist klimaneutral,

weil bei ihrer Verbrennung nur das bei der Photosynthese aus der Atmosphäre entnommene Kohlendioxid wieder in den CO₂-Kreislauf entlassen wird.

CCS: Schematische Darstellung & Verluste

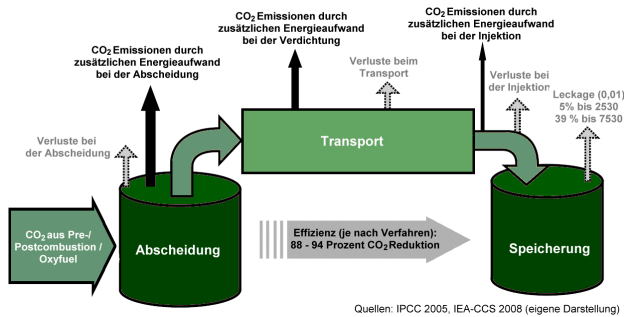


Abb. 2: CCS-Prozesskette

Bei **Biomasse-CCS** wird dieser Kreislauf unterbrochen und das CO₂ atmosphärisch unschädlich unterirdisch eingelagert. Bisher erreichen wenige Biomasseanlagen die für eine ökonomische CCS-Anwendung kritische Größe; positiv bewertet das IPCC jedoch die Wirtschaftlichkeit einer Biomasse-Mitverbrennung in herkömmlichen Kraftwerken („Co-Firing“): dabei werden 10-15 Prozent Biomasse zusammen mit den fossilen Ressourcen verbrannt und bewirken eine entsprechende „Entnahme“ von CO₂ aus der Atmosphäre⁶.

Dass CCS überwiegend im Zusammenhang mit Kohle debattiert wird, hat zwei Gründe: Zum einen die Bedeutung der Kohle, die **72 Prozent** der weltweiten CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung verursacht. Zum anderen ist CCS umso wirtschaftlicher, je höher der CO₂-Gehalt im Abgasstrom des eingesetzten Energieträgers ist. Bei Stein- und Braunkohle liegt dieser Gehalt bei 13-15%, so dass die CCS-Anwendung zu vergleichsweise geringen Vermeidungskosten je Tonne CO₂ führt (s. Abb. 3). Wegen der Skaleneffekte ist CCS nur in großtechnischem Maßstab sinnvoll, d.h. bei CO₂-„Punktquellen“, in denen hohe CO₂-Emissionen anfallen. Daher wird CCS als Option auch für CO₂-intensive Industrien, wie Eisen- und Stahlerzeugung, Zementproduktion oder chemische Industrien diskutiert⁷.

1. Schritt: CO₂-Abscheidung am Kraftwerk

Für die CO₂-Abscheidung am Kraftwerk werden drei Verfahren favorisiert, die jeweils spezifische Vor- und Nachteile aufweisen:

- **Post-Combustion:** Abscheidung durch Rauchgaswäsche nach der Verbrennung;
- **Pre-Combustion:** Abtrennung vor der Verbrennung sowie

- **Oxyfuel-Verfahren:** Verbrennung unter reinem Sauerstoff.

Bei der **Rauchgaswäsche** wird der Abgasstrom durch chemische Flüssigkeiten oder Membranen geleitet und das CO₂ herausgewaschen. Bei **Pre-Combustion Verfahren** wird CO₂ vor dem Verfeuern entzogen. Dazu wird Kohle oder Biomasse zunächst vergast („Integrated Gasification Combination Cycle – IGCC“); dabei entstehen Kohlendioxid, das abgetrennt, und Wasserstoff, der verbrannt wird⁸. Beim **Oxyfuel-Verfahren** wird der Energieträger mit reinem Sauerstoff verbrannt: Dadurch besteht der Abgasstrom zu hohen Teilen aus CO₂ sowie Wasserdampf, was die CO₂-Abtrennung erleichtert. Eine vierte Option ist die **Mineralisierung**, bei der Kohlendioxid - verkürzt dargestellt - in gemahlenem Basalt oder Sandstein als Kalk oder Magnesium gebunden würde; das Verfahren wird wegen der enormen Gesteinsmengen, die dazu benötigt werden (3-5 Tonnen Gestein je Tonne CO₂), als wenig gangbar verfolgt. Weitere Verfahren – z.B. die CO₂-Bindung durch Algen und Bakterien oder die Kohlenstoffkonversion durch Nanotechnologien - befinden sich im Forschungsstadium⁹.

Nachteil von Oxyfuel ist der hohe Aufwand zur Sauerstoffdestillation, Vorteil, dass dabei gleichzeitig Stickoxidemissionen vermieden werden, die 296 mal klimaschädlicher sind als CO₂. Vorteil der integrierten Vergasung (IGCC) ist - neben geringeren Effizienzverlusten - dass der produzierte Wasserstoff vielseitig verwendbar ist (z.B. Wasserstoffautos). Gemeinsam ist den Verfahren, dass sie **zusätzliche Energie** für die Abscheidung benötigen; dadurch sinkt der **Wirkungsgrad** der Kraftwerke aktuell um 8 bis 12 Prozentpunkte; 2030 werden Verluste von 6 bis 8 Prozentpunkten erwartet (Abb. 3).

Kraftwerke: Kosten mit CO₂-Abscheidung

Technologie	Start	Investitionskosten		Effizienz	Effizienzverlust	Abscheiderate (%)	Erzeugungskosten €/MWh	KW ohne CCS €/MWh
		mit CCS (€/kW)	ohne CCS (€/kW)					
Kohle / Rauchgaswäsche	2010	1680-2400	1125-1650	38	12*	85	55-60	29
	2030	1390-1875	975-1500	44	8	85	44-51	20-22
Kohle / Oxyfuel	2010	1875-2325	1425-1800	37	10	90	58-65	31-33
	2030	1575-1950	1125-1575	44	8	90	45-52	21-23
Kohle / IGCC	2010	1725-2100	1200-1725	35	9	85	57-65	30-31
	2030	1350-1800	975-1500	48	6	85	44-49	19
Biomasse / IGCC	2025	1950-2250	1425-1800	26	8	85	82-97	48-55
Erdgas / Rauchgaswäsche	2010	750-900	500-560	49	8	85	44-66	25-44
	2030	600-750	410-490	56	7	85	37-56	23-40
Erdgas / Oxyfuel	2025	900-1000	510-620	48	10	90	38-59	23-40

Quellen: IEA-CCS, S. 65, * IEA-ETP, S. 580; eigene Berechnungen

Abb. 3: CCS-Investitionen, Verluste und Erzeugungskosten

Ein Vorteil von Post Combustion und Oxyfuel ist, dass sie sich auch zur Nachrüstung (*Retrofit*) bestehender Kraftwerke eignen; allerdings beziffert die IEA die **zusätzlichen Wirkungsgradnachteile** gegenüber einer integrierten Anlagenkonzeption (bei Neuanlagen) auf 3,3 Prozentpunkte und beschränkt die Retrofit-Potenziale auf ein knappes Drittel der deutschen Kraftwerke, die jünger als 15 Jahre sind.

Da für die nachfolgende Verflüssigung des CO₂ und den Transport weitere Energie aufgewendet werden muss, steigt der **Ressourcenverbrauch** um bis zu 20 Prozent: Das bedeutet, dass ein CCS-Kohlekraftwerk bis zu 20 Prozent mehr Kohle einsetzen muss, um den gleichen Stromertrag zu liefern (s. Abb. 4): Darauf basiert eine **zentrale Kritik** an der CCS-Technologie, dass sie den Verbrauch (begrenzter) fossiler Ressourcen zusätzlich erhöhe und damit die Reichweiten zu Lasten zukünftiger Generationen verringere.

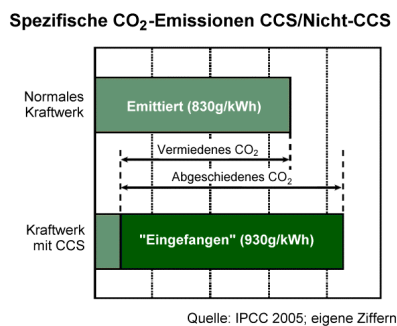


Abb. 4: Mehrverbrauch durch CCS

Daher müssen die CCS-bedingten Effizienzverluste durch Wirkungsgradverbesserungen sowohl in der Kraftwerks- als auch bei der Abscheidungstechnologie aufgefangen werden: Ansätze dazu bietet die Materialwissenschaft, die an Verfahren arbeitet, durch die Kohle unter höheren Temperaturen (700°C) und Dampfdrücken (350 bar) verfeuert wird: Damit wären **Wirkungsgradsteigerungen** um 4 bis 8 Prozentpunkte erreichbar. Weiterhin wird erwartet, dass sich der Energieaufwand für die Abscheidung bis 2015 um 30-35% verringert¹⁰.

Der verfahrensbedingte Energiemehraufwand und die höheren Anlagenkosten beeinflussen die **Wirtschaftlichkeit** von CCS-Kraftwerken: Die Investitionskosten liegen um 50 bis 100 Prozent über Anlagen ohne CCS-Option (vgl. Abb. 3); die Internationale Energieagentur beziffert die zusätzlichen Stromgestehungskosten auf 1,4 bis 2,8 Cent je Kilowattstunde (kWh), was bis 2030 auf 0,7 bis 2,1 Cent fallen könne¹¹. Allerdings bilden diese Ziffern Momentaufnahmen, da seit 2000 galoppierende Anlagenkostensteigerungen verzeichnet werden.

2. Schritt: Transport zu den Lagerstätten

Nach der Abscheidung im Kraftwerk muss das CO₂ zu geeigneten CO₂-Lagerstätten transportiert werden. Dazu wird es – wieder unter erheblichem Energieeinsatz - verflüssigt. Als wirtschaftlichste Transportoption bis etwa 1.000 km gelten **Pipelines**, über 1.000 bis 1.500 km **Tankschiffe**, wie sie auch bei verflüssigtem Gas (LNG) verwendet werden. Dieser Teil der Prozesskette gilt als ausgereift, da Erfahrungen mit On- und Offshore CO₂-Pipelines vorliegen: Weltweit werden derzeit 5.600 km Transport-Pipelines für CO₂ betrieben, mit einem Transportvolumen von 50 Mio. Tonnen pro Jahr¹². Weiterhin können Erfahrungen aus dem Bau und Betrieb von Erdgas-Pipelines und LNG-Tankern übernommen werden; da CO₂ höher verdichtet werden kann als Erdgas, gilt der Pipeline-Transport von CO₂ als vergleichsweise preiswert. Bedeutsam für die öffentliche Akzeptanz und die Diskussion um die Gefährlichkeit von CO₂-Leckagen ist zudem, dass das **Unfallrisiko** beim CO₂-Pipelinetransport geringer ausfällt als bei Gas-Pipelines; in den 20 Jahren kommerziellen Einsatzes von CO₂-Pipelines gab es bisher keinen tödlichen Unfall, verglichen mit mehreren hundert beim Erdgastransport (siehe Exkurs zu den Gesundheitsrisiken von CO₂ in Abschnitt 9)¹³.

Die Kosten für den Transport hängen von der Entfernung zwischen Kraftwerk und Lagerstätte sowie der Dimension der Pipeline ab. Durch eine Pipeline mit einem Durchmesser von 36 Zoll (91 cm) lassen sich etwa 50 Mio. t CO₂ pro Jahr befördern; das entspricht in etwa der Jahresemission von zwei Kohlekraftwerken. Die für Verdichtung und Transport sowie die notwendige Überwachung der Pipelines auf Leckagen (*Monitoring*) anfallenden Kosten werden auf 0,70 – 8,00 € je Tonne CO₂ geschätzt¹⁴.

3. Schritt: Einspeisung in CO₂-Lagerstätten

Als geeignete CO₂-Lagerstätten werden drei geologische Formationen genannt: Ausgeförderte **Erdgas- und Erdölfelder**, nicht gewinnbare **Kohlevorkommen** sowie salzwasserführende Gesteinsschichten (**Saline Aquifere**) unterhalb von 800 m Tiefe. Eine weitere Option, die Tiefenspeicherung ab 3.000 m Meerestiefe in der **ozeanischen Wassersäule**, wird wegen ungeklärter Auswirkungen auf die maritimen Ökosysteme weitgehend abgelehnt. Die OSPAR-Konvention der europäischen Nordsee- und Nordatlantik-Anrainerstaaten hat die Injektion von CO₂ im Meer für unzulässig erklärt; Japan und Australien forschen weiter an dieser Option, Pilotprojekte in Norwegen und den USA wurden gestoppt¹⁵.

Bei der **Speicherung in Kohleflözen** sorgen die Adsorptionseigenschaften der Kohle dafür, das CO₂ zu binden. Angewendet werden soll das Verfahren bei Kohlevorkommen in über 1.500 m Tiefe, die nicht wirtschaftlich gewinnbar sind; Großversuche in den USA und Polen haben ergeben, dass die Kohle bei der CO₂-Injektion „aufquillt“, was die tektonische Berechenbarkeit des Verfahrens erschwert; die Volumenkapazität zur CO₂-Aufnahme kann daher noch nicht abschließend beurteilt werden. Einen Sonderfall bildet die **untertägige Kohlevergasung**: Hierbei würden Kohlevorkommen in Tiefen, die nicht herkömmlich (wirtschaftlich) abbaubar sind, an Ort und Stelle (in-situ) vergast, die Gase oberirdisch verstromt, das CO₂ abgeschieden und wieder in die ausgekohlten Flöze injiziert. Das Verfahren gilt – besonders in den Kohleländern Australien, Großbritannien und Deutschland - als vielversprechend, weil es eine effiziente und kostengünstige (subventionsfreie) Nutzung der nationalen Kohleressourcen bei gleichzeitiger CO₂-Reduzierung erlaubt, ist jedoch im großtechnischen Maßstab noch nicht ausgereift¹⁶.

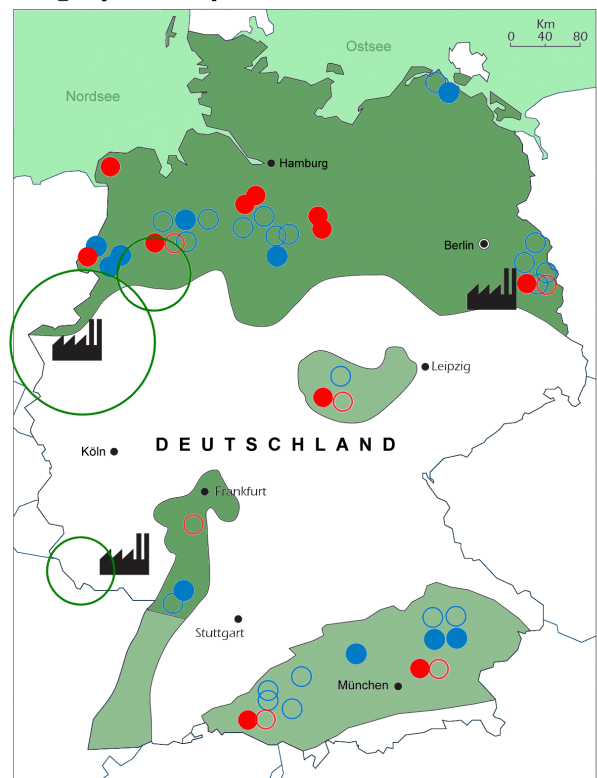
Ausgeförderte **Erdöl- und Erdgasfelder** gelten als ideale CO₂-Lagerstätten, weil die Felder über Jahr-millionsen ihre Speicherdichtigkeit nachgewiesen haben. Einen speziellen Anwendungsfall bilden *Enhanced Recovery*-Techniken, bei denen CO₂ in noch produktive Erdöl- und Erdgaslagerstätten injiziert wird, um die Öl- bzw. Gasausbeute zu erhöhen. Seit 2000 werden so jährlich 1,7 Mio. t CO₂ über eine 320 km lange Pipeline von Nord-Dakota/USA nach Weyburn/Kanada transportiert, um die Ausbeute eines Erdölfeldes um 120 Mio. Barrel pro Jahr zu erhöhen¹⁷. Diese Verfahren resultieren in negativen CO₂-Vermeidungskosten, sprich: CO₂ ist hier eine geldwerte Ressource, für die gezahlt, und nicht ein „Abfallprodukt“, das kostenträchtig entsorgt wird.

Bei **salinen Aquiferen** handelt es sich prinzipiell um die gleichen Formationen, in denen auch Erdgas und Erdöl eingeschlossen sind; es sind sozusagen „Erdgasfelder ohne Erdgas“, bei denen die Poren des Gesteins anstelle von Erdgas (oder Erdöl) mit Salzwasser gefüllt sind. Aufgrund der Tiefe und des Salzgehalts sind diese Schichten für die Trinkwasserversorgung ungeeignet; gegenüber höheren Schichten, z.B. grundwasserführenden Schichten, müssen sie jedoch undurchlässig („impermeabel“) sein. Während bei ausgeförderten Erdgasfeldern durch die Exploration Bohrlöcher und Seismik im Untergrund gut bekannt sind, müssen saline Aquifere auf ihre geologische Eignung zunächst untersucht werden.

4. CO₂-Lagerstätten und Reichweiten

75 Prozent der deutschen Lagerstätten befinden sich im norddeutschen Tiefland, wo die salinen Aquifere eine zunehmende Mächtigkeit aufweisen, insbesondere in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg sowie Niedersachsen. In diesen Bundesländern liegen auch die größten Speicherpotenziale in leergeförderten Gasfeldern. Beschränkte Potenziale bestehen im Oberrhein-Graben sowie im Saarland (Abb. 5).

CO₂-Speicherpotenziale



Formation (in Klammern Speicherkapazität):

- Salzwasserführende Formationen (20±8 Gt)
 - Ölfelder (prod./leer - 110 - 130 Mt)
 - Gasfelder (prod./leer - 2.750 Mt)
 - Tiefe Kohleflöze (370 - 1.670 Mt)
- Quellen: Stroink (2008), Gerling (2008)

Abb. 5: Potenzielle CO₂-Lagerstätten in Deutschland

Abschlägig beläuft sich das **deutsche Speichervolumen** auf 22,7 Milliarden Tonnen CO₂ in salinen Aquiferen, 2,7 Milliarden Tonnen in Gasfeldern, 110 Millionen Tonnen in Ölfeldern sowie 360 Mio. bis 1,67 Mrd. Tonnen in tiefen Kohleflözen. Durch Einsatz der **untertägigen Kohlevergasung** könnte sich dieses Potenzial verdreifachen¹⁸. Die **überschlägige Lagerungskapazität** der deutschen Aquifere und entleerten Erdgaslagerstätten beläuft sich auf das 40- bis 90-fache der jährlichen CO₂-Emissionen im deutschen Kraftwerkspark (ca. 350 Mio. t/Jahr).

Gesamteuropäisch liegen die größten Speicherpotenziale in den erdgas- und erdölführenden Feldern und Aquiferen vor **Norwegen** und **Großbritannien**. Daneben weisen Deutschland, Spanien, Frankreich, Dänemark und die Slowakei große saline Speicherformationen auf (Abb. 6).

CO₂-Speicherkapazitäten in Europa

Land	Emissionen aus Punktquellen (Mt)	Speicher-Kapazität: Saline Aquifere (Mt)	Speicher-Kapazität in Öl-/Gasfeldern (Mt)	Speicher-Kapazität in Kohleflözen (Mt)	Kalkulatorische Reichweite in Jahren *
Albanien	0	20	?	N/A	N/W
Belgien	58	1392	N/A	N/A	N/W
Bosnien-Hgv.	9	296	N/A	N/A	N/W
Bulgarien	52	4553	6		88
Dänemark	28	16626	810	N/A	623
Deutschland	465	22747	2318	779	56
Estland	12	N/A	N/A	N/A	N/W
Frankreich	131	21555	81		165
Griechenland	69	2349	35	N/A	N/W
Italien	212	4585	133	N/A	N/W
Kroatien	5	4067	192		852
Lettland	2	122	N/A	N/A	61
Litauen	6	42	8	N/A	N/W
Luxemburg	2	N/A	N/A	N/A	N/W
Mazedonien	4	3881	N/A		970
Niederlande	92	438	3393		42
Norwegen	28	182215	12630	N/A	6959
Polen	188	3522	764		N/W
Rumänien	78	38	246		N/W
Slowakei	23	13708	134		602
Slowenien	7	153	6	N/A	N/W
Spanien	152	23363	N/A	196	155
Tschechien	78	2863	33	408	N/W
UK	259	38721	9942		188
Ungarn	23	2065	408	68	110
Total	1984	349321	31139	1451	ca. 183

Quelle: Vankilde-Pedersen 2008 (N/A:Nicht anwendbar, N/W:Nicht wirtschaftlich, * Eigene Schätzung)

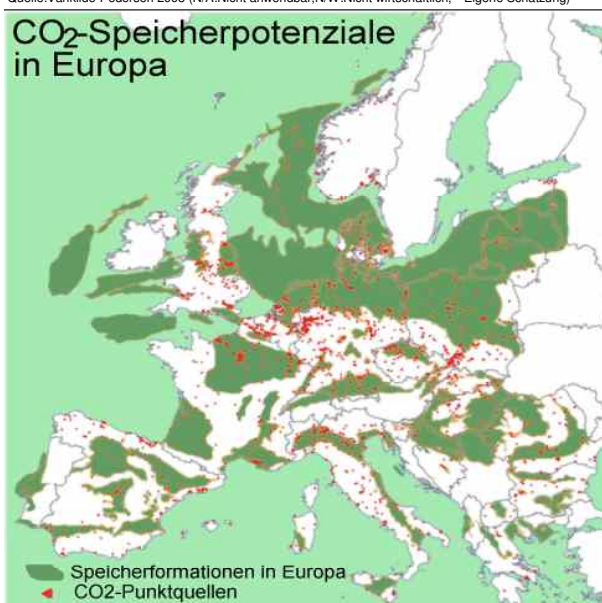


Abb. 6: CO₂-Potenziale und Reichweiten in Europa

Unterstellt man, dass sich der **kapitalintensive Aufbau** der Pipeline- und Speicherstruktur nur über Nutzungszeiträume von mindestens 50 Jahren lohnt, so geht die Zurechnung nationaler Emissionen zu nationalen Lagerstätten an der wirtschaftlichen Realität und den politischen Zielen eines integrierten europäischen Energiebinnenmarktes vorbei. **Norwegen**, dessen Bevölkerung wegen der bereits 1996

aufgenommenen CO₂-Einspeicherung im Offshore-Gasfeld Sleipner die höchste CCS-Akzeptanz in Europa aufweist, hat Interesse signalisiert, seine Speicherformationen für CO₂ aus ganz Europa bereitzustellen¹⁹. Das liegt daran, dass Norwegen bisher die Einnahmen aus seinen Öl- und Gasverkäufen in einen Staatsfonds speist: Nach Auslaufen der Öl- und Gasförderung ließen sich die Einnahmen zugunsten des norwegischen Sozialstaatsmodells für weitere 70 bis 120 Jahre durch die Verpressung europäischer CO₂-Ströme sichern. Prinzipiell sollte – angesichts der ausreichenden Reichweiten der deutschen Speicherstätten – jedoch überlegt werden, die Wertschöpfung (und ökonomischen Vorteile) in Deutschland zu halten, statt sich – zur Entledigung möglicher Akzeptanzprobleme – in **vermeidbare internationale Abhängigkeiten** zu begeben.

Während für die OECD-Länder durch die Forschung der letzten Jahre zunehmend belastbare Daten vorliegen, sind die weltweiten Speicherkapazitäten noch mit Unsicherheiten behaftet. Das IPCC schätzte 2005 die potenziellen geologischen Kapazitäten auf 1.700 bis 11.100 Gigatonnen CO₂ oder **70 bis 450 Jahre**, gemessen an den weltweiten fossilen Emissionen des Jahres 2003 (24,5 GtCO₂). Zahlen des Jahres 2008 nennen eine Kapazität von 2.600 bis 21.200 Gigatonnen CO₂, was einer Reichweite von **90 bis 750 Jahren** auf der Basis der 2006er Emissionen (ca. 28 GtCO₂) entspricht (Abb. 7).

CO₂-Speicherkapazität

Formation	Welt (Gt/CO ₂)	Europa (Gt/CO ₂)	Deutschland (Gt/CO ₂)
Erdöl- und Erdgasfelder	600-1200	~ 31	2,88
Kohleflöze	3-200	~ 1,4	0,37-1,67
Saline Aquifere	2000-20000	~ 350	20±8
zum Vergleich (2006): Energiebedingte Emissionen	28	1,99	0,49

Quellen: IEA-WEO, IEA-CCS, Vankilde-Pedersen 2008, Stroink 2008

Abb. 7: CO₂-Potenziale global, europäisch und national

5. Wirtschaftliche Reichweiten

Nicht alle potenziellen Speicherformationen lassen sich praktisch nutzen: In Deutschland bestehen z.B. Nutzungskonkurrenzen: Ein Teil der Erdgasspeicher wird für die **Erdgasbevorratung** genutzt; im Licht des Gaslieferstreits zwischen Rußland und der Ukraine im Januar 2009 könnten weitere Lagerstätten benötigt werden. Weiterhin setzt auch die **Druckluftspeicherung**, mit der z.B. Windenergie-Überproduktionen in lastschwachen Nächten zwischengespeichert werden könnte, die Nutzung von Kavernen voraus. Einige Speicherformationen liegen

in geothermisch aktiven Gebieten, werden also für die Energieerzeugung aus **Geothermie** präferiert. Dennoch werden die Speicherreichweiten in der internationalen Diskussion, insbesondere unter der o.g. europäischen Perspektive, deutlich optimistischer eingeschätzt, als die nationale Debatte widerspiegelt (s. Abb. 6 und 7)²⁰.

Über die **Kosten** für die Einlagerung liegen Abschätzungen des IPCC vor, die für Europa von 3,50 € bis 9,00 € je Tonne CO₂ ausgehen (Abb. 8). Neuere Kostenschätzungen der IEA korrigieren diese Ziffern nach oben: Die IEA geht davon aus, dass 30 Gt Speicher in salinen Aquiferen zu 7,50 € bis 15,00 € je Tonne CO₂ und weitere 6 Gt in Gasfeldern zu 7,50 € bis 20,00 € nutzbar seien²¹. Weitere Kosten verursachen die **Langfristüberwachung** nach Schließung der CO₂-Speicher sowie Rücklagen für die Behebung von Leckagen bzw. Pönlagen, die auf 0,20 – 0,75 € je Tonne CO₂ geschätzt werden.

CO₂-Speicherkosten in salinen Aquiferen

Land	an Land / Off-Shore	je t/CO ₂ min	je t/CO ₂ max
USA	onshore	0,30 €	3,40 €
Europa	onshore	1,40 €	4,60 €
Europa	offshore	3,50 €	9 €
Australien	onshore	0,15 €	3,80 €

Quellen: IEA-CCS / IPCC 2005

Abb. 8: Kostenschätzungen für die CO₂-Einlagerung

6. Wirtschaftlichkeit von CCS-Projekten

Die CO₂-Sequestrierung muss sich dem **Kostenvergleich** mit anderen Minderungsoptionen stellen; dabei sind die Vermeidungskosten je Tonne CO₂ über die Prozesskette (Abscheidung – Transport – Speicherung – Monitoring) maßgeblich (Abb. 9).

CCS-Komponentenkosten

Komponente	je t/CO ₂ min	je t/CO ₂ max
Abscheidung am Kraftwerk	11,00 €	55,00 €
Abscheidung aus Gas	3,70 €	41,00 €
Industrielle Abscheidung	18,75 €	86,25 €
Transport	0,70 €	8,00 €
Geologische Speicherung	0,30 €	9,00 €
Monitoring	0,10 €	0,30 €

Quellen: IEA-CCS / IPCC 2005 / Eigene Berechnung

Abb. 9: Kosten über die CCS-Prozesskette

Kennzeichnend für die wissenschaftliche Diskussion sind vorsichtige, breit angelegte Kostenkorridore, die die **CO₂-Vermeidungskosten** für CCS-Kohle-Kraftwerke zwischen 12 und 72 €/t beziffern; län-

gerfristig schätzt die IEA die Vermeidungskosten auf 25 bis 43 €, McKinsey und Boston Consulting (BCG) auf 30 bis 48 € je Tonne CO₂²².

Die Wirtschaftlichkeit von CCS korreliert mit dem Kohlendioxidpreis im **Emissionshandel**. Dieser Preis hängt – ein typisches Interdependenz-Problem – davon ab, ob CCS eine Option darstellt: Ohne den Einsatz von CCS führen die Emissionsobergrenzen zu einer signifikanten Verknappung von CO₂-Emissionsrechten und damit zu hohen Zertifikatepreisen; mit CCS entspannt sich die Verknappungssituation, mit geringeren CO₂-Kosten; es ist wahrscheinlich, dass die CCS-Vermeidungskosten die **Grenzkosten der Emissionszertifikate** setzen. BCG geht davon aus, dass sich CCS bei einem längerfristig stabilen CO₂-Zertifikatepreis von 30 €/t rechnet; das IEA-Szenario 2030 geht von 35 €/t aus.

Da die Kosten für die ersten Projekte deutlich über den aktuellen CO₂-Preisen liegen, haben die G8-Konferenz von Gleneagles und die EU Marktanzreizprogramme aufgelegt, um die ersten 20 (G8) bzw. 12 (EU) großmaßstäblichen CCS-Projekte zu fördern; die europäische CCS-Initiative ZEP beziffert die **Anlaufkosten** für die ersten europäischen Projekte auf etwa 7-12 Mrd. €. Investitionszusagen an CCS werden in Deutschland jedoch skeptisch betrachtet: CCS wird als *Dinosauriertechnologie* beschrieben, in die keine öffentlichen Gelder investiert werden sollten; das deutet darauf hin, dass – wie eingangs diskutiert – CCS als Kohletechnologie mißverstanden wird.

National wird diskutiert, ob unter Nachhaltigkeitsaspekten auf CCS verzichtet werden kann bzw. andere Energietechnologien günstigere Vermeidungsoptionen bieten. In einem **Ökobilanzvergleich** kommt das Wuppertal Institut zu dem Ergebnis, dass erneuerbare Energien 2020 das Erzeugungspreisniveau von CCS-Kohlekraftwerken erreichen könnten, so dass „kein zwingender Anreiz [bestehe], CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen“. Diese Einschätzung ist geprägt von der Sorge, Investitionen in CCS würden „zu Lasten der F&E-Anstrengungen im Bereich Effizienz und Erneuerbare Energien gehen“, und wird auf Anwendung in Deutschland bezogen: „Auf globaler Ebene könnte CCS neben erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz [...] einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten“²³.

Vergleiche auf der Basis der Stromgestehungskosten sind zur Bewertung allerdings wenig aussagekräftig,

weil sie keine Informationen über die Mengengerüste enthalten: McKinsey hat 2007 CO₂-Vermeidungskosten für die deutsche Energieerzeugung vorgelegt. Hier liegen die **spezifischen Vermeidungskosten** von Biomasse zwischen 22 und 39 €, Windkraft zwischen 30 und 34 € und Geothermie bei 122 € je Tonne CO₂. Die Vermeidungskosten für Braunkohle-CCS werden auf 30 bis 33 €, die für Steinkohle-CCS auf 48 bis 52 € geschätzt; Grund für die günstigere Bewertung der Braunkohle ist, dass die Vermeidungskosten je Tonne CO₂ wegen des höheren CO₂-Gehalts der Braunkohle niedriger ausfallen.

Wichtig für die **politische Bewertung** der Ziffern ist, dass die adressierten Vermeidungspotenziale additiv und nicht austauschbar sind: So kann die Windkraft die deutschen Emissionen um 44,3 Mio. t CO₂ p.a. vermindern, das Vermeidungspotenzial der Kohle-CCS-Option, das bei 64,8 Mio. t p.a. liegt, aber nicht ersetzen²⁴. Die Vorstellung, man könne aus dem Vermeidungsportfolio die Technologie mit dem größten Charme und den geringsten Vermeidungskosten auswählen, ist irrig: IPCC, Stern-Review und IEA stimmen überein, dass alle Vermeidungshebel **gleichrangig und gleichzeitig** genutzt werden müssen, um die ambitionierten Klimaziele überhaupt erreichen zu können.

Ein weiteres Bewertungskriterium ist, dass CCS-Kraftwerke **grundlastfähig** sind, während für Windenergie 2020 nur ein zehnpromzentiger Beitrag zur Grundlast erwartet wird. Diese Unterscheidung nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast und die resultierenden Verschiebungen in der Kraftwerkseinsatzfolge (**Merit Order**) werden selten untersucht: Das Institut für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart hatte 2007 eine Prognose für 2022 vorgelegt, das ein Szenario für eine CCS-Nutzung berechnet: Danach würde der Kohleanteil der deutschen Stromversorgung bei etwa 46,6% liegen, verglichen mit 39% im Szenario der Bundesregierung, während ein Szenario mit Präferenz auf erneuerbare Energien, ohne CCS, einen gravierenden Ausbau der deutschen Erdgaskraftwerke bedingt, eine Option, die angesichts der Unsicherheiten der Gasversorgung obsolet erscheint²⁵. Das verweist darauf, dass CCS einen Beitrag zur deutschen **Versorgungssicherheit** und Unabhängigkeit von den volatilen Öl- und Gasmärkten leisten kann, ein Aspekt, der in der rein auf CO₂ zentrierten Debatte häufig vernachlässigt wird.

Die Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken schwankt regional stark, d.h. dass sich die Technologie nicht in allen Bundesländern rechnet: Die Kosten hängen direkt von der Entfernung zu den **Koh-**

lelagerstätten (bzw. Seehäfen bei Kohleimporten) und der Entfernung zu **geeigneten Speicherformationen** ab. Da sich – wie gezeigt – 75 % der Lagerstätten in der norddeutschen Tiefebene befinden und hier auch die Kohleterminals der Seehäfen liegen, drängen sich Niedersachsen und Schleswig-Holstein als „Power House“ der Energieerzeugung auf; diese Länder verfügen zudem über die größten Windkraftpotenziale und weit in die Nordsee hinausreichende Kohlevorkommen für die untertägige Vergasung. Die Energie müsste über neue Stromleitungen in die Lastzentren im Süden der Republik transportiert werden; angesichts des Widerstands gegen neue Übertragungsnetze zum Abtransport der Windenergie dürfte auch das auf **Akzeptanzprobleme** stoßen.

Wirtschaftlich dürften auch CCS-Kraftwerke in den **Braunkohletagebauen** im Rheinland und in der Lausitz zu betreiben sein, wenn das CO₂ über Pipelines in norddeutsche Lagerstätten transportiert werden kann: Das ist derzeit weniger eine wirtschaftliche als **politische Frage**: In einzelnen Bundesländern gibt es Diskussionen, Lagerstätten prioritär für die landeseigene Stromerzeugung zu requirieren. Diese Diskussion geht an politischen Fakten vorbei: Die europäische CCS-Richtlinie setzt einen **diskriminierungsfreien Zugang** zu CO₂-Transportnetzen und Speichern voraus, d.h. dass niedersächsische oder holsteinische Speicherformationen nicht nur rheinischen Kraftwerken, sondern auch polnischen oder belgischen Versorgern offen stehen müssen.

Für die **südlichen Bundesländer**, in denen wesentliche Wirtschaftsschwerpunkte und Energiebedarfszentren liegen, muß die Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken vorsichtig verneint werden: Wie beschrieben, verursachen Abscheidung und Transport einen zusätzlichen, mit der Entfernung steigenden Ressourcenbedarf von bis zu 20 Prozent: Bisher haben die hohen Transportkosten Kohlekraftwerke z.B. in Baden-Württemberg und Bayern vergleichsweise unattraktiv erscheinen lassen; dieser Kostennachteil würde durch den erhöhten Transportbedarf von bis zu 20% mehr Kohle bei CCS-Anwendung und dem notwendigen CO₂-Abtransport nach Norddeutschland verschärft.

Zur Vermeidung **spezifischer Kostenbelastungen** der Bevölkerung und Wirtschaft in diesen Regionen, zumal bei geplanter Abschaltung der Kernkraftwerke, müssen **politische Lösungen** gefunden werden. Dazu gehören z.B. ein erweiterter Netzausbau, entfernungsunabhängige Tarife für den CO₂-Transport, wie sie u.a. politisch beim Strom- und Gastransport durchgesetzt wurden, oder der Verzicht auf eine

ordnungsrechtliche Verpflichtung zum Einsatz von CCS: **Verbesserte Kraftwerkstechnologien** ohne CCS könnten über verminderten Ressourcenbedarf den Einsatz von Kohle auch in Kraftwerken wirtschaftlich machen, die weiter von den Kohle- bzw. CO₂-Lagerstätten entfernt sind. Für die erzeugten Emissionen müssten die Betreiber Zertifikate aus dem EU-Emissionshandel erwerben: Die fixierten Emissionsobergrenzen verhindern dabei – auch ohne ordnungsrechtliche CCS-Verpflichtung –, dass die zulässigen CO₂-Emissionen gesamteuropäisch überschritten würden.

7. Offene Fragen: Marktreife

Neben den o.g. politischen Problemen gibt es eine Reihe von ungeklärten Fragen im Zusammenhang mit CCS: Wesentlich ist, ob CCS-Technologien in **großtechnischem Maßstab** entwickelt werden können und **zeitnah** zur Verfügung stehen. Im November 2008 listet die IEA 14 großtechnische CCS-Kraftwerke bis 2016, zusätzlich 5 mit CCS-Option. Im September 2008 hat Vattenfall ein 30 MW Demonstrationskraftwerk mit Oxyfuel-Verfahren eröffnet, RWE plant in Hürth bis 2014 ein CCS-Kraftwerk (450 MW) mit Kohlevergasung (IGCC). In Großbritannien projektieren die deutschen Versorger E.ON und RWE derzeit mehr CCS-Kapazitäten als im Mutterland²⁶. Dabei mag die Frage der Transportoptionen eine Rolle spielen:

Die Wirtschaftlichkeit von CCS-Kraftwerken wird – neben den Technologiekosten – von den Transport- und Lagerkosten bestimmt: Diese Parameter mögen die Investition in britische und niederländische Kraftwerke angeraten sein lassen. Genannte Länder weisen niedrige Risikorate bei einer CCS-Unsicherheit auf: Während die **Langfristsicherheit der Einspeicherung von CO₂** („Latenz“) in vielen Ländern erst geologisch nachgewiesen werden muss, verfügen die Niederlande, UK (und Norwegen) über Explorationsdaten von Speicherformationen, in denen Erdgas- oder Erdölvorkommen über erdgeschichtliche Zeitalter sicher eingeschlossen waren. Für den Nachweis der Einspeicherung von CO₂ in unterirdischen Lagerstätten existieren z.Zt. vier großmaßstäbliche Projekte: Sleipner und Snohvit in Norwegen, In Salah in Algerien und Weyburn in Kanada, in denen jährlich 4,4 Mio. t CO₂ eingespeist werden²⁷.

Die großtechnische Marktreife von CCS wird **2020** erwartet, und damit – so die Umweltverbände – zu spät für die ambitionierten deutschen Reduktionsziele. Diese nationale Bewertung deckt sich nicht mit den Zielhorizonten des IPCC, das in seinen

Vermeidungsszenarien von einer CCS-Marktdurchdringung von 1.800 Mio. t CO₂ p.a. ab **2030** ausgeht.

Daher lautet die von IPCC und Stern-Review aufgeworfene Frage, ob die Industrieländer die Entwicklung der CCS-Technologie zur Marktreife bringen, damit sie ab 2030 oder spätestens 2050 in den **Schwellen- und Entwicklungsländern** eingesetzt werden kann. Ab 2040, so die IEA, werden Erneuerbare Energien und Energieeffizienz in den OECD-Ländern die fossile Nutzung überholen, so dass CCS eine überwiegende Bedeutung in Nicht-Industrieländern erhält: „*CCS would play a more significant mitigation role after 2050, rather than by the 2030 timeframe discussed here*“²⁸.

Dazu wäre zunächst die politische Frage zu lösen, wie die Nicht-Industrieländer die erheblichen **Zusatzinvestitionen** für CCS aufbringen können: Im Rahmen der Klimaverhandlungen wird diskutiert, CCS in den **CDM-Mechanismus** aufzunehmen. Dabei würden CO₂-Reduktionen aus CCS-Projekten in Nicht-Industrieländern auf die Emissionen in den OECD-Ländern angerechnet. Auf der Weltklimakonferenz in Posen im Dezember 2008 wurde dies noch nicht abschließend behandelt; eine UN-Arbeitsgruppe soll 2009 Vorschläge vorlegen²⁹.

CCS als Übergangstechnologie würde dem Rest der Welt bis 2100 erlauben, energiesystembedingte **Entwicklungsnachteile** zu überwinden. Der Rat für Nachhaltige Entwicklung befindet: „*Die Auswirkungen eines Scheiterns der CCS-Option auf die globale Klimapolitik wären unübersehbar*“ und verweist auf die besondere Verantwortung Deutschlands: Es gäbe zwar Risiken, ob die Technologien rechtzeitig zur Verfügung stehen: „*Das darf aber kein Grund zum Nichtstun sein; im Gegenteil, mindestens unsere globale Verantwortung als Land mit einer beachtlichen Tradition in der Energietechnologie zwingt uns dazu, Wege in eine CO₂-ärmere Zukunft auch durch neue Technologien zu weisen*“³⁰.

8. Offene Fragen: Transportinfrastruktur

Eine weitere zeitliche Unsicherheit der CCS-Verfügbarkeit ist, dass die **benötigte Infrastruktur** – Kraftwerke, Transport-Pipelines, Lagerstätten – zeitgleich bereitgestellt werden muss. Dabei können aus volkswirtschaftlichen Erwägungen und Kapazitätsgründen keine Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Kraftwerken und Lagerstätten aufgebaut werden, sondern es muss eine zentrale Transportinfrastruktur zwischen den CO₂-Emissionsquellen und den Lagerstätten geben („*Hub and Spoke*“). Weiter-

hin muss der Zugang zur Transport- und Lagerinfrastruktur, die natürliche Monopole darstellen, diskriminierungsfrei gestaltet werden: Erfahrungen aus der Unbundling-Diskussion bei Gasnetzen und -speichern legen nahe, dass die EU-Kommission **unabhängige CO₂-Transportnetzbetreiber** präferieren wird: Ein eigentumsrechtlich nicht mit den Kraftwerksbetreibern verbundener Investor zum Aufbau der Transportinfrastruktur dürfte, allemal in der derzeitigen Finanzkrise, erhebliche Renditeanforderungen zur Risikoabsicherung stellen. Eine Alternative wäre die Übernahme des Transportnetzes durch den Staat, wie sie politisch im Zusammenhang mit anderen netzgebundenen Infrastrukturen, wie Bahn-, Strom- und Gasnetzen häufig erwogen wird.

Die **Dimensionierung der Transportinfrastruktur** kann nicht isoliert national geplant werden: Da die Lagerstätten europäisch unterschiedlich verteilt sind – die größten Lagerstätten befinden sich wie angemerkt unter der Nordsee –, würden im europäischen Energiebinnenmarkt voraussichtlich auch Kohleländer wie Polen, Tschechien, Bulgarien und Rumänien diese Lagerstätten nutzen. Dass auch die deutschen Lagerstätten nach der CCS-Richtlinie prinzipiell allen EU-Mitgliedsstaaten offen stehen müssen, wurde bereits erwähnt. Dadurch würde Deutschland nicht nur zum **CO₂-Transitland** sondern auch zur **CO₂-Lagerstätte** für Emissionen europäischer Provenienz³¹.

Die Kosten eines **deutschen CO₂-Pipeline-Netzes** hatte RWE unlängst auf ca. 12 Mrd. € beziffert. Diese Ziffer scheint optimistisch: Die Pipelinekosten haben sich seit 2000 verdoppelt, und die zu bewältigenden CO₂-Volumina – insbesondere unter Transitaspekten - verlangen nach größeren Rohrdurchmessern. Bei einer Dimensionierung des deutschen Transportnetzes auf überschlägig 4.000 km und Kosten von 600.000 €/km beliefen sich die Kosten auf 24 Mrd. €; diese Ziffer erscheint hoch; angesichts der Nutzungsraten und –dauer läge der resultierende Kapitaldienst je Tonne CO₂ deutlich unter 1 €. Nach IEA-Modellierungen müsste ein europäisches CO₂-Pipelinetz gar auf 30.000 bis 120.000 km dimensioniert sein³².

9. Offene Fragen: CO₂-Leckagen und Akzeptanz

Ob die Bevölkerung CO₂-Transportpipelines in diesem Ausmaß bzw. die Verpressung von CO₂ in den benachbarten Untergrund hinnehmen wird, deutet auf die **Akzeptanzfrage**: Sie ist verbunden mit den Risiken möglicher CO₂-Leckagen aus Pipelines und der Langzeitsicherheit der Lagerstätten bzw. der ge-

sundheitlichen oder ökologischen Bedenklichkeit. Prinzipiell ist der Kenntnisstand über CCS in der Öffentlichkeit extrem gering, wobei die Gefährlichkeit des „Klimakillers“ CO₂ durch die mediale Omnipräsenz überschätzt wird:

CO₂ ist Bestandteil der Atemluft (0,0380 %) und in Mineralwässern o.ä. enthalten; der Atemstrom beim Ausatmen enthält etwa 4% CO₂. Arbeitsschutzrechtlich sind Konzentrationen bis 0,5% bis zu 8 Stunden, bis 3,0% für 15 Minuten tolerabel. Ab etwa einer Konzentration von 7 bis 10 % bewirkt CO₂ Erstikungssymptome; 20% können innerhalb von 20 bis 30 Minuten zum Tod führen³³. Da CO₂ 1,5 mal schwerer ist als Luft, sinkt es bei Leckagen zunächst zu Boden, verwirbelt aber leicht. Bei gravierenden Leckagen in windstillen Senken besteht das Risiko, dass sich CO₂-Pools bilden, in denen die bodennahe Fauna erstickt: Daher bestehen für CO₂-Pipelines entsprechende **Monitoring-Anforderungen**.

Im allgemeinen wird das Risiko von Pipeline-Leckagen als gering angesehen; daher konzentriert sich die Diskussion auf die **Speicherdichtigkeit**, d.h. ob und in welchem Umfang die verpressten CO₂-Mengen wieder an die Oberfläche geraten. Das IPCC geht bei sorgfältig explorierten und überwachten Lagerstätten von einer 99%igen Speichersicherheit über 100 oder 1.000 Jahre aus; in Deutschland wird eine maximale jährliche Leckage von 0,01% gefordert, entsprechend einer Speichersicherheit von 10.000 Jahren. Ob eine Leckage-Rate von 0,1% bzw. 1.000 Jahre als ausreichend betrachtet wird, hängt wesentlich davon ab, welche eingespeicherten CO₂-Volumina Ende des Jahrhunderts erwartet werden: Bei einem „phänomenalen Erfolg“ von CCS bis 2100 würde ab ca. 2500 die jährliche Leckage die maximal zulässigen CO₂-Emissionen übersteigen.

Eine **pragmatische Lösung** wäre, in der Erprobungsphase 0,1%ige Leckage-Raten zu akzeptieren, um die neue Technologie nicht zu überfrachten und rechtzeitig 2050 – nach den dann vorliegenden Erfahrungen und Mengengerüsten - über die Notwendigkeit restriktiverer Leckage-Raten zu entscheiden.

10. Politische Anforderungen

Die o.g. offenen Fragen weisen darauf hin, dass es noch einen erheblichen **politischen Klärungsbedarf** für den CCS-Einsatz gibt. Neben der Änderung einschlägiger Gesetze und Verordnungen, wie z.B. des Immissionsschutzgesetzes³⁴, sind die Fragen des diskriminierungsfreien Zugriffs auf die Lagerstätten, Sicherheits- und Monitoringanforderungen, Struktur

und Regulierung des Transport- bzw. Transitnetzes oder aber auch die Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlicher Grundstücke für CO₂-Pipelines zu regeln.

Das Europaparlament hat am 17.12.2008 den Weg für die **europäische CCS-Richtlinie** bereitet: 300 Millionen Zertifikate im Wert von abschlägig 6 bis 9 Milliarden € sollen die spezifischen Investitionsnachteile der ersten 12 großtechnischen CCS-Projekte abmildern. Weiterhin verzichtete das EU-Parlament auf eine ursprünglich vorgesehene CCS-Einsatzverpflichtung: Anlagen über 300 MW müssen lediglich die Verfügbarkeit geeigneter Speicherstätten, technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportnetze sowie der Nachrüstung für die CO₂-Abscheidung nachweisen und auf dem Betriebsgelände Platz für die Anlagen zur Abscheidung und Kompression von CO₂ freihalten (*CCS Ready*).

Die Bundesregierung plant, die CCS-Richtlinie in einem **eigenen Artikelgesetz** umzusetzen; einen ersten Entwurf hat das Bundeswirtschaftsministerium im Dezember 2008 vorgelegt. Hierbei spielen strategischen Fragen, z.B. des internationalen Speicherausgangs oder der Infrastrukturträgerschaft eine geringere Rolle. Der Bundestag wird versuchen, bei der nationalen Umsetzung der CCS-Richtlinie die ordnungsrechtliche Verpflichtung zur CCS-Nutzung, an der das EU-Parlament noch gescheitert ist, in das CCS-Artikelgesetz aufzunehmen. Weiterhin werden öffentliche CCS-Investitionen oder Bürgschaften umstritten sein, weil **Budget-Konkurrenzen** mit F&E-Anstrengungen bei erneuerbaren Energien und Energieeffizienz befürchtet werden.

Daher sollte erstens darauf hingewiesen werden, dass CCS nicht in allen Bundesländern eine wirtschaftliche Option darstellt, sondern ggf. Wirkungsgradsteigerungen der herkömmlichen Kraftwerke ohne CCS in geringeren Vermeidungskosten resultieren als eine **ordnungsrechtliche** Verpflichtung. Zweitens sollte die **Wertschöpfung** bei Kraftwerken und Speicherformationen in Deutschland gehalten und nur nachrangig ins europäische Ausland verlagert werden. Drittens sollten CCS-Investitionen **zusätzlich** erfolgen und nicht den eingeschlagenen Pfad hin zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz beeinträchtigen.

11. Fazit

Dazu muss die **parlamentarische Debatte** um CCS in Deutschland unvoreingenommener geführt werden: Es fällt auf, dass Umweltverbände und Um-

weltpolitiker die ökonomischen und ökologischen Schadensszenarien von IPCC und Stern-Review als Kronzeugen für den notwendigen Umbau des Energiesystems anführen. Die in diesen Berichten gleichermaßen beschriebenen **Vermeidungsstrategien** – das sind neben erneuerbaren Energien und Effizienz eben CCS und die Kernenergie – werden ignoriert oder nicht wahrgenommen. Diese **selektive Aneignung** ist durchaus kritikwürdig.

Die Einschätzung, CCS bedeute keine Option für Deutschland, sei aber gegebenenfalls global notwendig, wurde – wie eingangs zitiert – vom Nachhaltigkeitsrat als Doppelzüngigkeit kritisiert. Sie ist bei nüchterner Betrachtung auch nicht korrekt: CCS bietet auch für Deutschland eine Option, weil es die ungelöste Problematik der **Grundlastbereitstellung** mildern und die deutsche **Abhängigkeit von Importen** verringern kann. Weiter bietet CCS, angesichts der überragenden Bedeutung fossiler Energien noch bis mindestens 2050, erhebliche **Exportpotenziale** für die deutsche Wirtschaft, die – bei Entwicklung von Biomasse-CCS – längerfristig auch in die Exportinitiative Erneuerbare Energien ausstrahlen.

Deutlicher herauszustellen ist, dass CCS weder eine Kohletechnologie ist, noch eine „Entweder-Oder“-Entscheidungsoption, sondern eine **unabdingbare Vermeidungskomponente** im Portfolio der Klimawandelstrategien: Laut IPCC lägen die globalen CO₂-Vermeidungskosten im Jahr 2050 ohne CCS um 89 Mrd. € p.a. über den Kosten des Mit-CCS-Szenarios³⁵; diese Mehrkosten mögen von den OECD-Ländern geschultert werden, nicht aber in Indien, China, Brasilien, geschweige denn vom afrikanischen Kontinent.

Daher wird deutlich, dass zur Halbierung der weltweiten Emissionen bis 2050 alle Technologiehebel **gleichzeitige und gleichrangige Beiträge** liefern müssen, soll das ambitionierte Klimaziel nicht verfehlt oder der wirtschaftliche Aufholprozess der Nicht-Industrieländer abgewürgt werden.

Dabei liegt es in der **internationalen Verantwortung Deutschlands**, das seinen Reichtum 130 Jahre auf Kosten des aktuellen Klimaproblems bestritten hat, sich nicht alleine in der **Läuterungssymbolik** der letzten 10 Jahre zu üben, sondern den Schwellen- und Entwicklungsländern einen ähnlichen Wohlstand zu ermöglichen: Auch wenn das bedeutet, diesen Ländern für weitere 70 Jahre die fossile Energienutzung unter Einsatz der CCS-Technologie zu gestatten.

12. Literatur:

- BMU/BMWi/BMF (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland, Gemeinsamer Bericht für die Bundesregierung, 19.09.2007, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kabinetbericht_ccs.pdf
- Boston Consulting (2008): Carbon Capture and Storage – A Solution to the Problem of Carbon Emissions, http://www.bcg.com/impact_expertise/publications/files/Carbon_Capture_and_Storage_Jun_2008.pdf
- Deutscher Bundestag (2008): Technikfolgenabschätzung (TA). CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, BT-Drs. 16/9896, 01.07.2008, dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/098/1609896.pdf
- Dürr, D. (2009): Zukünftige Stromerzeugungskapazität: Ist die Lücke eine Lüge?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1-2/2009
- EU-Kommission (2008): Directive of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide, Impact Assessment, 23.01.2008, http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/index_en.htm
- FhG-ISI/BGR (2006): Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung, <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3077.pdf>
- Gerling, J.P. (2008): Geologische CO₂-Speicherung in Deutschland, Vortrag Berlin, 17.09.2008, <http://www.zukunftsennergien.de/hp2/downloads/vortrage/gerling-ak36.pdf>
- IEA-CCS: CO₂ Capture and Storage, Oktober 2008
- IEA-ETP: Energy Technology Perspectives, Juni 2008
- IEA-WEO: World Energy Outlook 2008, November 2008
- IPCC (2005): Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf
- IPCC (2007): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, <http://www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg3.htm>
- Kempka, T. u.a. (2009): Wirtschaftlichkeit der in-situ Kohleumwandlung mit angegliederter CO₂-Speicherung, in: Glückauf 2009 (in Erscheinung)
- McKinsey (2008): Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics, www.mckinsey.com/clientservice/ccsi/pdf/CCS_Assessing_the_Economics.pdf
- Nachhaltigkeitsbeirat Baden-Württemberg (2007): Wege zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Baden-Württemberg, <http://www.nachhaltigkeitsbeirat-bw.de/mainDaten/dokumente/energiegutachten.pdf>
- Öko-Institut (2007): CO₂-Abscheidung und -Ablagerung bei Kraftwerken. Rechtliche Bewertung, Regulierung, Akzeptanz, 22.07.2007, <http://www.oeko.de/oekodoc/759/2007-222-de.pdf>
- Rat für Nachhaltige Entwicklung: Position des Nachhaltigkeitsrates zu aktuellen Fragen der Klima- und Energiepolitik, 27.10.08, www.nachhaltigkeitsrat.de/uploads/media/Nachhaltigkeitsrat_zur_Klima-_und_Energiepolitik_Oktober_2008.pdf
- Stern Review on the Economics of Climate Change (2005), http://www.hm-treasury.gov.uk/sternreview_index.htm
- Stroink, L. (2008): Speicherung von CO₂ im tiefen Untergrund. Eine Schlüsseltechnologie für den Klimaschutz, Geotechnologien-Broschüre, Juni 2008.
- UBA (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung.
- Vangkilde-Pedersen, T. u.a. (2008): Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide – the EU GeoCapacity project, Vortrag Washington, 20.11.2008; http://www.geology.cz/geocapacity/publications/Geocapacity_poster_Washington.pdf
- WBGU (2008): Welt im Wandel: Sicherheitsrisiko Klimawandel, www.wbgu.de/wbgu_jg2007.pdf
- Wuppertal Institut (2007a): Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption. www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/ws35.pdf
- Wuppertal Institut (2007b): RECCS. Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/RECCS-Endbericht-lang.pdf
- Wuppertal Institut (2008): Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene, http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/Akzeptanz-CCS-Endbericht.pdf

13. Internet-Ressourcen:

- CCS-Richtlinie der EU-Kommission: http://ec.europa.eu/environment/climat/ccs/index_en.htm
- CO₂Net - Europäisches Forschungsprojekt zur CO₂-Sequestrierung: <http://www.co2net.com/>
- CO₂SINUS-Projekt / RWTH Aachen zur Untertägigen Kohlevergasung: <http://www.co2sinus.org>
- European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ETP-ZEP): <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/>
- GeoCapacity-Projekt: <http://www.geology.cz/geocapacity/downloads>
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme: <http://www.ieagreen.org.uk/> & <http://www.co2captureandstorage.info/>

14. Anmerkungen

1. Vgl. IEA-WEO, S. 38, 77, 123
2. Stern-Review 2005, zit. nach der deutschen Zusammenfassung: http://www.hm-treasury.gov.uk/d/stern_shortsummary_german.pdf
3. Stern-Review 2005, S. 516; IPCC 2007, zit. nach der Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger in der Übersetzung der Deutschen IPCC-Koordinierungsstelle, S. 54, <http://www.de-ipcc.de/download/IPCC2007-FullDocument.pdf>; IPCC 2005, S.9; IEA-WEO 2008; S.74, IEA-ETP, S. 41
4. Vgl. Dürr 2009, <http://stromluecke.inagendo.com>
5. Rat für Nachhaltige Entwicklung 2008, S.8
6. Vgl. IEA-CCS 2008, S. 45-53; IPCC 2005, S. 9; IEA-ETP, S. 277. Nuon projiziert z.Zt. in Eemshaven/Niederlande ein 1.200 MW IGCC-Kraftwerk mit CCS-Option, in dem neben Kohle und Gas auch Biomasse vergast werden soll
7. Vgl. IEA-CCS, S. 66ff.; Chinas Zementproduktion verursacht so viele CO₂-Emissionen wie die deutsche Energiewirtschaft und Industrie zusammen
8. Als „Abgas“ der Wasserstoffverbrennung entstehen Wasserdampf (H₂O) und Stickstoff: Stickstoff ist mit 71% Hauptbestandteil unserer Atemluft
9. Siehe Übersicht in IEA-CCS, S. 48; ELCAT-Projekt der EU: <http://www.elcat.org>
10. Vgl. IEA-ETP, Tab. 7.2, S. 257; IEA-CCS, Tab. 3.4, S. 50
11. IEA-ETP, S. 270; Bei Kostenschätzungen und -angaben verwendet der Autor die neueren Ziffern der IEA, die zur Technikfolgenabschätzung des Bundestages, die im Mai 2008 abgeschlossen wurde, noch nicht vorlagen. Siehe auch Fn. 21
12. FhG-ISI 2006, S. 63
13. IEA-CCS, S. 82
14. Vgl. IEA-CCS, S. 83f. Solche Vergleiche sind problematisch, weil es „das“ Kohlekraftwerk nicht gibt und Kraftwerke abhängig vom Energiebedarf und Grenzkostenerwägungen unterschiedlich lange laufen; der Vergleich soll im wesentlichen illustrieren, dass die Transportvolumina von Pipelines in der Regel unterschätzt werden
15. Vgl. IEA-CCS, S. 108
16. Siehe CO2SINUS-Projekt / RWTH Aachen, <http://www.co2sinus.org>;
17. IEA-ETP, S. 274; Stroink 2008, S. 14ff
18. Vgl. Kempka 2009
19. Vgl. BMU/BMWi/BMF 2007, S. 23
20. So z.B. die titelführende Einschätzung des UBA 2006
21. Vgl. IEA-CCS, S.89. Bei der Berechnung nutzt die IEA eine Monte-Carlo-Analyse und nimmt für CO₂ eine Verdopplung der Speicherkosten analog der Entwicklung der Gas- und Ölförderkosten zwischen 2000 und 2007 an; da ähnliche Kostensteigerungen auch bei Anlagenkomponenten anderer Technologien zu verzeichnen sind, hat die Korrektur nur geringe Auswirkungen auf den Wirtschaftlichkeitsvergleich
22. Vgl. IEA-ETP, S. 270, McKinsey 2008, BCG 2008
23. Wuppertal Institut 2007b, S. 19, 3, 7
24. Vgl. McKinsey 2007, S. 72
25. Vgl. Dürr 2009, <http://stromluecke.inagendo.com>
26. IEA-ETP, S 277
27. Vgl. ICPP 2005, S. 274
28. IPCC 2007, S. 290
29. Vgl. IEA-ETP, S. 281
30. Rat für Nachhaltige Entwicklung 2008, S.9
31. Vgl. EU-Impact Assessment 2008, Annex 12-13.
32. Matthias Hartung, 17.09.2008, Vortrag vor dem Forum für Zukunftsenergien; vgl. IEA-CCS, S. 83f
33. Siehe IPCC-CCS, S. 391f
34. Vgl. die Übersicht über relevante Regelungsbereiche in der Technikfolgenabschätzung des Bundestages 2008, S. 45
35. Vgl. IEA-CCS, S. 25

Der Autor dankt Thomas Kempka (CO2SINUS) und Dr. Ludwig Stroink (GEOTECHNOLOGIEN) für ihre Hinweise und die unkomplizierte Datenbereitstellung, Isabelle Babak (CERES) für mitternächliche Korrekturen sowie Dr. Rolf Linkohr (CERES) für seine unschätzbaren Ergänzungen und Anmerkungen zum Manuskript.