

Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor

Potentialabschätzung, Infrastruktur und Nutzungskonkurrenzen

Bericht im Auftrag des WWF Deutschland

Dipl.-Wirtschaftsingenieur Johannes Herold

Pao-Yu Oei

Andreas Tissen

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Technische Universität Berlin
Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)

September 2011

Executive Summary

1. Bei der geplanten Abscheidung, dem Transport und der Speicherung von CO₂ handelt es sich um einen innovativen Technologieverbund, der weiterer Erforschung bedarf. Die Abscheidung von CO₂ aus unterschiedlichen industriellen Prozessen lässt sich in Nischenanwendungen bereits heute technisch und ökonomisch darstellen. Die kommerzielle und großtechnische Anwendung über die gesamte CCTS-Prozesskette (Carbon Capture, Transport and Storage) ist aber noch durch geeignete Demonstrationsprojekte im Industrie- und Kraftwerkssektor nachzuweisen
2. CO₂-Pipelines bilden eine „Netzwerkindustrie“, die durch hohe „versunkene“, initiale Investitionskosten und niedrige variable Kosten charakterisiert ist. Ein hoher Grad an Unsicherheit über die Größe und die zukünftige Ausgestaltung des benötigten Pipeline-Netzes ergibt sich aus der Unsicherheit über die Anwendungsfelder der CCTS Technologie, Beschränkungen und Regulierungen des zulässigen Caps für CO₂ und sich einstellender zukünftiger CO₂ Zertifikatspreise. Damit wird sich die „Wirtschaftlichkeit“ des CCTS Verfahrens unterschiedlich darstellen. Heute noch bestehende Unsicherheiten über die Eignung der vorliegenden geologischen Formationen zur CO₂-Speicherung und deren Kapazität tragen zum Klärungsbedarf bei. Im Falle von räumlich verteilten Quellen und Senken und daraus resultierenden langen Transportwegen kann ein integriertes Pipelinennetzwerk Effizienzvorteile bieten. Weiterhin dürfte die Möglichkeit des Transports von CO₂ über Landesgrenzen hinaus, bzw. dessen klimapolitisch erforderliche Notwendigkeit in einigen europäischen Ländern, eine wichtige Grundvoraussetzung für die Umsetzung von CCTS sein.
3. Letztlich hängt die Anwendung der gesamten CCTS Prozesskette von der klimapolitischen Notwendigkeit, der ausreichenden Verfügbarkeit, Nutzbarkeit und dem Sicherheitsprofil des Speicherpotentials, der Wirtschaftlichkeit sowie der politischen Akzeptanz ab. Für Deutschland weisen die vom BGR gesammelten Daten nach einer Auswertung durch Greenpeace (2011) eine erwartete Speicherkapazität von bis zu 12,6 Gt in salinen Aquiferen auf. Nach aktuellem Kenntnisstand entfällt der Großteil dieses Potentials auf Aquiferstrukturen an Land. Die Speicherkapazität erschöpfter Erdgasfelder wird in Deutschland auf etwa 2,75 Gt beziffert (RECCS+, 2010). Ausschlaggebend ist neben der tatsächlichen Kapazität auch die maximale jährliche Einspeiserate. Diese wird von Gerling (2010) für Deutschland auf ca. 50 bis 75 Mt pro Jahr beziffert und setzt der CCTS Technologie enge Grenzen. Die sichere Gewährleistung von Aspekten wie der Speicherlangzeitsicherheit sind Voraussetzung für den Einsatz der Technologie.
4. Die begrenzten Speicherpotentiale erfordern eine sorgfältige Abwägung in der Verwendung. Für den Kraftwerkssektor gibt es bereits heute Alternativen zur Nutzung fossiler Brennstoffe. Die notwendige klimapolitische und strategische Bewirtschaftung der Ressource Untergrundspeicher erfordert deswegen die Anwendung der CCTS Technologie vorrangig im industriellen Sektor. Dem Mengengerüst der Studie „Modell Deutschland“ und anderer Untersuchungen zufolge verbleiben in Deutschland langfristig in der Industrie prozessbedingte, unvermeidliche jährliche Restemissionen von 54 Mt CO₂. Diese lassen sich voraussichtlich nicht durch Effizienzsteigerungen oder den Umstieg auf Biomasse reduzieren. Dabei stellt die Eisen- und Stahlerzeugung mit 63 Prozent den Großteil der prozessbedingten Emissionen, 37 Prozent entfallen auf die Zement- und Kalkherstellung (Ökoinstitut, 2011).
5. Die modellgestützte Potentialabschätzung zeigt, dass die CCTS Technologie im industriellen Sektor mittelfristig einen hohen CO₂-Reduktionsbeitrag zu moderaten Kosten, verglichen mit anderen Reduktionsmaßnahmen, liefern kann. So lassen sich unter günstigen Rahmenbedingungen langfristig zu Kosten von unter 50 €/tCO₂ bereits über 80 Prozent der maximal möglichen Restemissionen durch die CCTS Technologie vermeiden. Vom wem und über welche Mechanismen die Kosten der Vermeidung aufzubringen sind, ist nicht Teil dieser Untersuchung gewesen – klar ist, dass sie nicht wettbe-

werbsverzerrend wirken dürfen. Der Großteil der vorzunehmenden Investitionen fällt im Eisen- und Stahlsektor an. Dieser profitiert von geringeren Abscheidungskosten sowie von Skaleneffekten im Transport durch eine höhere Konzentration größerer Emittenten in regionalen Clustern. Dies erfordert aber die Nutzbarkeit der im BGR (2011) Speicherkataster identifizierten Speicherpotentiale an Land. Aufgrund der steigenden Komplexität der CO₂ Transportinfrastruktur kommt es bei der vollständigen Anwendung der CCTS Technologie im Industriesektor zu stark steigenden Vermeidungskosten für die letzten 20 Prozent. Dies ist begründet durch regional verteilte, kleine Emittenten und der damit steigenden Komplexität der Transportinfrastruktur bei einer vollständigen Abdeckung des industriellen Sektors. Dies gilt auch im Fall einer ausschließlichen Nutzung von Offshore-Senken, da hier Investitionen in den Transport und die Speicher höhere Kosten verursachen.

6. CO₂ Speicherung ist unter dem Aspekt der möglichen technischen Nutzungskonkurrenzen innerhalb geologischer Formationen zu betrachten. Die Bewertung der Nutzungsoptionen muss dabei insbesondere den zukünftigen Wert der Ressource Speichervolumen im Verhältnis zu diesen verschiedenen Anwendungen berücksichtigen. Ein Kernproblem besteht in der Abschätzung des zukünftigen Potentials und Werts alternativer Nutzungsmöglichkeiten des Untergrundes zum heutigen Zeitpunkt. In Frage kommen aus heutiger Sicht die Druckluftspeicherung, die Erdgas-/ Wasserstoffspeicherung, die Nutzung der tiefen Geothermie sowie die Gewinnung von Shale Gas.

Bereits in der Anwendung befindet sich heute die unterirdische Speicherung von Erdgas, teilweise in salinen Aquiferen. Erdgas könnte zukünftig, in einem regenerativ basierten Energiesystem, noch eine stärkere Bedeutung erfahren. Dies würde einen Ausbau der Speicher, nicht notwendigerweise in salinen Aquiferen, erforderlich machen. Der geothermischen Bereitstellung von Energie und Wärme kann mittel- und langfristig eine wichtige Rolle in einem Portfolio CO₂-armer Energietechnologien zukommen. Dies sollte bereits heute bei der Festlegung möglicher CO₂-Speicher berücksichtigt werden. Eine Ausweitung der Shale Gas Produktion über bestehende Forschungsprojekte hinaus ist in Deutschland vor dem Hintergrund massiver Umweltbelastungen nicht empfehlenswert. Die Druckluftspeicherung ist bisher ausschließlich in Salzkavernen angedacht, welche für die CO₂-Speicherung generell ausgeschlossen sind.

7. Insbesondere eine politische Strategie und Regelung zur Bewertung der Speicherpotentiale in Bezug auf zukünftige Nutzung, Nutzungsalternativen und klima- sowie energiepolitische und andere Ziele ist erforderlich, aus heutiger Sicht jedoch nicht erkennbar. Die politische Strategie muss zu einer Allokationsregelung führen, welche transparente und nachvollziehbare, an einer robusten Bewertungslogik orientierte Entscheidungsprozesse unter eindeutiger Einbeziehung der aufgeführten Ziele schafft.
8. Zusammenfassend zeigen die hier durchgeführten Analysen und Betrachtungen ökonomischer Aspekte von CCTS im Industriesektor die Bedeutung einer strategischen Bewirtschaftung der Ressource „geologischer Untergrund“ auf. Mangelnde alternative Vermeidungsoptionen für prozessbedingte Industrieemissionen, Knappheit der aus heutiger Sicht verfügbaren Speicherpotenziale und die Option oder letztliche Notwendigkeit, der Atmosphäre durch den Einsatz von CCTS in Kombination mit Biomasse CO₂ zu entziehen, lassen eine Anwendung der CO₂-Speicherung im Energiesektor für Deutschland als nicht sinnvoll erscheinen, zumal hier technische Alternativen verfügbar sind. Die (Bedarfs-)Planung der zu errichtenden Pipeline-Infrastruktur muss vorausschauend durchgeführt und insbesondere für die Kosten des Aufbaus Mechanismen entwickelt werden.

Inhalt

1	Einleitung.....	1
2	Technische Beschreibung der CCTS Kette.....	3
2.1	Abscheidung.....	3
2.2	Transport.....	6
2.3	Speicherung.....	7
3	Modellgestützte Ermittlung des technischen und wirtschaftlichen Potentials.....	7
3.1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	8
3.2	Das Modell CCTSMOD.....	9
3.3	Szenarien.....	12
3.4	Ergebnisse.....	13
4	Technische Aspekte unterirdischer CO₂-Speicherformationen.....	18
4.1	Saline Aquifere.....	19
4.2	Erdöl-/Erdgaslagerstätten.....	20
4.3	Salzkavernen.....	21
5	Nutzungskonkurrenzen: Grundlegende Aspekte.....	22
5.1	Tiefe Geothermie.....	22
5.2	Erdgasspeicherung.....	23
5.3	Druckluftspeicher.....	26
5.4	Shale Gas.....	27
5.5	Ökonomische Aspekte des Speichers.....	28
5.6	Zukünftige Kopplung von Biomassenutzung und CCTS.....	30
6	Schlussfolgerungen.....	30
7	Referenzen.....	33
8	Anhang.....	37
8.1	Schlüsselannahmen der Modellberechnung des CCTSMOD.....	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Transportkosten nach Transportmedium.....	7
Abbildung 2:	Vermeidungskostenkurve der industriebedingten Restemissionen, Onshore.....	9
Abbildung 3:	Entscheidungsbaum des CCTSMOD.....	9
Abbildung 4:	Anstieg des CO ₂ -Zertifikatspreise und die „optimalen Investitionsfenster*“ zweier Szenarien.....	14

Abbildung 5: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Onshore 50“ im Jahr 2050.....	15
Abbildung 6: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Onshore 100“ im Jahr 2050.....	16
Abbildung 7: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Offshore 50“ im Jahr 2050	17
Abbildung 8: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Offshore 100“ im Jahr 2050	18
Abbildung 9: Abschätzungen der CO ₂ -Ablagerungspotentiale für Deutschland.....	19
Abbildung 10: Potentielle CO ₂ -Speicher in Deutschland in Salzwasser führendem Tiefengestein.....	20
Abbildung 11: Das Soleverfahren	22
Abbildung 12: Erwartete Temperatur des Untergrundes in 3000 m Tiefe	24
Abbildung 13: Speicherlokationen für Erdgas in Deutschland	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiele existierender Post-Combustion Anlagen in der Industrie	4
Tabelle 2: Investitionskosten verschiedener Systeme mit und ohne CO ₂ -Capture-Technologie.....	6
Tabelle 3: Entfernungsabhängige Transportkosten	7
Tabelle 4: Ergebnisse der Modellierung in den unterschiedlichen Szenarien	8
Tabelle 5 Variable Kosten bei der CCTS Anwendung	10
Tabelle 5: Einmalige Investitionskosten bei der CCTS Anwendung.....	10
Tabelle 6: Kosten der CO ₂ -Speicherung für eine gegebene Einspeiserate je Speicher (gesamt)	12
Tabelle 7: Überblick über technische Vermeidungsoptionen für Industrieprozesse.....	12
Tabelle 8: Szenarioübersicht	13

1 Einleitung

Die globalen THG-Emissionen weisen in der Vergangenheit ein stetiges Wachstum auf. Selbst die Rezession der letzten zwei Jahre hat nur zu einer temporären Abschwächung der Wachstumskurve geführt. Trotz der Bemühungen vieler Staaten den Ausstoß des Klimagases CO₂ zu verringern, hat global die Nachfrage nach Kohle in den letzten Jahren um 4.7 Prozent zugenommen (WCI, 2010). Dies geht insbesondere auf den verstärkten Einsatz dieser Ressource zur Stromerzeugung in Schwellenländern wie China, Indien, Südafrika und Südamerika zurück. Da es sich hierbei um langfristige Investitionen mit einer Nutzungsdauer von 40 und mehr Jahren handelt, besteht ein möglicher Ansatz zur Emissionsreduktion aus fossilen Kraftwerks- und Industrieprozessen in der CO₂ Abscheidung (CCTS¹) mit anschließender Speicherung in geologischen Formationen. Die Technologie gilt auf globaler Ebene als wichtig zur kostenminimalen Einhaltung des 2 Grad Zieles (IEA, 2009a). Dieser Studie zufolge würde eine globale CO₂ Emissionsreduzierung um 50 Prozent unter das Niveau des Jahres 2005 ohne die CCTS Technologie bis zu 70 Prozent höhere Kosten verursachen. Und dem IPCC zufolge könnte CCTS bis zum Ende des 21. Jahrhunderts bis zu 55 Prozent der CO₂ Emissionsreduzierung leisten (IPCC, 2005).

Dieses Vermeidungspotential hat die CCTS Technologie in den Fokus der politischen und wissenschaftlichen Aufmerksamkeit gerückt. Dabei zeigt sich jedoch, dass die anfänglichen Abschätzungen der Abscheidungskosten zu niedrig ausgefallen sein könnten. Die Bereitstellung einer CO₂ Pipeline Infrastruktur stellt zudem neben einer finanziellen, auch eine regulatorische Herausforderung dar. Zu berücksichtigen ist weiterhin ein stetiger Rückgang in den Potentialabschätzungen der geologischen Speicherformationen. Diese setzen somit global und regional der CCTS Technologie Grenzen, innerhalb derer sie einen Beitrag zur CO₂ Emissionsreduktion leisten kann. Das knappe CO₂-Speicherpotential in Deutschland, welches mit verschiedenen Nutzungen des Untergrundes in Konkurrenz treten kann, legt eine sorgfältige Abwägung in der Verwendung nahe. Dabei muss in der Betrachtung sowohl auf aktuell vorhandene und zukünftig mögliche alternative Nutzungsmodelle eingegangen werden.

Für Deutschland, aber auch für Europa, ist laut WWF (2009) und SRU (2011) eine CO₂-freie Energieversorgung bis zum Jahr 2050 auch ohne die CCTS Technologie erreichbar. Es lassen sich aber einige prozessbedingte Emissionen der Industrie langfristig nur noch geringfügig oder gar nicht ohne den Einsatz der CCTS Technologie reduzieren. Davon betroffen sind Bereiche der Stahl- und Metallerzeugung, die Zementindustrie, Raffinerien und weitere chemische Industrien. Vorteilhaft in diesen Sektoren sind die oftmals deutlich geringeren Kosten der CO₂ Abscheidung. Der Sektor besteht allerdings aus einer hohen Anzahl von kleinen Punktemittenten. Dies würde, bei einer großflächigen Anwendung der CCTS Technologie auf den Industriesektor, besondere Anforderungen an die Transportinfrastruktur und die Organisation des Sektors stellen.

Dieser Bericht befasst sich mit der Analyse des wirtschaftlichen und technischen Potentials einer Anwendung von CCTS im deutschen Industriesektor. Im speziellen soll dazu eine Antwort auf die folgenden Fragen gegeben werden.

- Welchen Beitrag kann die CCTS Technologie nach aktuellem Kenntnisstand zur Reduzierung der langfristig unvermeidbaren industriellen CO₂-Emissionen in Deutschland leisten?
- Gibt es bei der unterirdischen CO₂-Speicherung mögliche Nutzungskonkurrenzen mit weiteren

¹ Carbon Capture, Transport and Storage (CO₂ Abscheidung, Transport und Speicherung).

- Technologien und wie sind Speicherpotentiale einzuschätzen? Wo sind potentielle Nutzungskonkurrenzen zu erwarten wie stellen sich diese im Zeitverlauf dar?

Darüber hinaus wird auf langfristige Planungserfordernisse eingegangen. Der Bericht gliedert sich wie folgt. Im zweiten Abschnitt findet eine Beschreibung der CCTS Technologie entlang der Wertschöpfungskette statt.

Hierauf aufbauend wird in Abschnitt drei das Modell CCTSMOD vorgestellt, anhand dessen die wirtschaftliche und technische Potentialabschätzung der Anwendung von CCTS im deutschen Industriesektor durchgeführt wird. Der Abschnitt vier widmet sich den technischen Aspekten und dem begrenzten Potential der möglichen CO₂-Speicherstätten in Deutschland. Diese beschriebenen Speicherformationen werden daraufhin im Abschnitt fünf auf mögliche Nutzungskonkurrenzen untersucht. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der optimalen Nutzung dieser Formationen in der Zukunft. Abschließend erfolgt in Abschnitt sechs eine Schlussfolgerung über eine mögliche Nutzung von CCTS im deutschen Industriesektor mit Ausblick.

2 Technische Beschreibung der CCTS Kette

Bei der CO₂-Abscheidung, dem Transport und der Speicherung handelt es sich um einen in Europa vielversprechenden, aber im großen Maßstab noch weitgehend unerforschten, Technologieverbund. Mit Hilfe von CCTS wird Kohlenstoffdioxid (CO₂) aus Industrieanlagen oder großtechnischen Verbrennungsprozessen abgeschieden (capture), dann i.d.R. über eine Pipeline abtransportiert (transport) mit dem Ziel der unterirdisch dauerhaften Speicherung in geeigneten geologischen Formationen (storage).

Obwohl die Industrie die einzelnen Elemente der CCTS Prozesskette im kleinen Maßstab seit Jahrzehnten nutzt, ist die großtechnische, kommerzielle Anwendbarkeit der Prozesskette im Industrie- und Kraftwerkssektor noch durch Demonstrationsprojekte nachzuweisen.

2.1 Abscheidung

Aktuell in der Entwicklung und Erprobung befinden sich drei Technologien, die zur Abscheidung von CO₂ im Industrie- und Kraftwerkssektor zum Einsatz kommen können. Diese sind die Post-Combustion, die Pre-Combustion und die Oxyfuel Technologie.

2.1.1 Post-Combustion

Post-Combustion Capture Technologien wurden erstmals in den 1980er Jahren angewandt, um CO₂ aus der Ammoniakproduktion abzuscheiden. Das so gewonnene CO₂ wird unter anderem in der Nahrungsmittelproduktion eingesetzt, um Softdrinks und Sodawasser mit Kohlensäure zu versetzen. Für die Abtrennung von CO₂ aus dem Rauchgas nach der Verbrennung stehen drei Verfahren zur Verfügung:

1. Die chemische Bindung. Hierbei wird das CO₂ chemisch an ein Lösungsmittel gebunden, beispielsweise Monoethanolamin (MEA). Dieser Prozess ist unter Zuführung von Energie in Form von Wärme reversibel. MEA besitzt eine hohe Reaktivität mit anderen Stoffen im Rauchgas, wie beispielsweise Sauerstoff und Schwefelverbindungen. Daher ist eine hohe Reinheit des zu behandelnden Rauchgases notwendig. Berechnungen zufolge werden zur Freisetzung einer gebundenen Tonne CO₂ ca. 0,9 MWh/tCO₂ an zusätzlicher Energie in Form von Prozesswärme benötigt (Mimura et al., 2003). Einschließlich der Kompression entspricht dies einer Reduktion des thermischen Wirkungsgrades eines Kohlekraftwerks von ca. 25 Prozent. Verbesserte Lösungsmittel können diesen Energiebedarf zukünftig weiter absenken und sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung.
2. Der Ammoniak-Prozess basiert auf der Verwendung von Ammoniak als CO₂-Bindemittel. Um das CO₂ effektiv aus dem Rauchgas binden zu können, muss dieses auf Temperaturen von unter 10°C abgekühlt werden. Man spricht daher auch vom „chilled amonia process“. Die Vorteile liegen in einem deutlich niedrigeren Energiebedarf für die Freisetzung des gebundenen CO₂. Schätzungen gehen von weniger als 0,55 MWh/tCO₂ aus (Darde et al, 2009). Zudem unterliegt Ammoniak keiner Degeneration und das Verfahren kann somit in Regionen, die eine günstige Kühlung des Rauchgases ermöglichen², im Vergleich zum MEA-Prozess zu niedrigeren CO₂ Abscheidekosten führen.

² Beispielsweise eine Kühlung mit kaltem Meerwasser in nördlichen Breitengraden.

3. Die Abscheidung von CO₂ mit Hilfe eines physikalischen Prozesses. Hierbei wird das CO₂ unter erhöhtem Druck von entsprechenden Stoffen, zum Beispiel Selexol, absorbiert. Vorteilhaft ist der geringere Energiebedarf bei der Freisetzung im Vergleich zum MEA Prozess, allerdings werden Drücke von 15 und mehr bar, sowie eine möglichst hohe Konzentration von CO₂ im Rauchgas benötigt. Diese finden sich bei industriellen Prozessen wie beispielsweise bei der Wasserstoff- oder Ammoniakproduktion, nicht jedoch in Industrien wie der Eisen- und Stahl- sowie Zementherstellung.

Aufgrund der vergleichsweise ausgereiften Technologie, sowie der Möglichkeit der Nachrüstung bestehender Industrieanlagen, erscheint Post-Combustion Capture als die kurzfristig attraktivste Abscheideoption. In Tabelle 1 werden einige bereits bestehende Anlagen aufgeführt. Hierbei wird ersichtlich, dass auch im industriellen Sektor eine Anwendung auf große Emittenten, wie beispielsweise ein Stahlwerk mit 5.000.000 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr, noch in Demonstrationsprojekten nachzuweisen ist.

Tabelle 1: Beispiele existierender Post-Combustion Anlagen in der Industrie

<i>Projekt</i>	<i>Land</i>	<i>Standort</i>	<i>Abscheidemenge [tCO₂ pro Tag]</i>
Prosint Methanol Production Plant	Brasilien	Rio de Janeiro	90
Kurosaki Chemical Plant	Japan	Kurosaki	283
Sumitomo Chemicals Plant	Japan	Ichihara	150
Nippon Steel CO₂ Capture Project	Japan	Kimitsu	170
Petronas Gas Processing	Malaysia	Kuala Lumpur	160
AES Shady Point	USA	Panama, Oklahoma	200
AES Warrior Run	USA	Cumberland, Maryland	123
American Electric Power - Mountaineer	USA	New Haven	274
Bellingham Cogeneration Facility	USA	Bellingham	335

Quelle: Gjerset, 2010 und Herold, 2010a

2.1.2 Pre-Combustion

Pre-Combustion Capture bezieht sich auf die Trennung von Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff (H₂) nach der Dampf-Reformierung von Erdgas (IRCC³) oder der Vergasung von Kohle oder Biomasse (IGCC⁴). So

³ Integrated Reformer Combined Cycle, zu Deutsch: Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenprozess mit integrierter Erdgasreformierung zur Wasserstoffbereitstellung.

werden heute 95 Prozent der weltweiten, industriellen Wasserstoffproduktion über die Erdgasreformierung bereitgestellt. CO₂ und H₂ können hier mit Hilfe des in Kapitel 2.1.1 beschriebenen physikalischen Absorptionsverfahrens getrennt werden, da das CO₂ in hoher Konzentration und unter hohem Druck vorliegt. Vorteilhaft ist die Produktion von Wasserstoff. Dieser ermöglicht sowohl die Verbrennung in einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozess oder die direkte Verstromung in einer Brennstoffzelle. Zudem ermöglicht es der Prozess über eine Zwischenspeicherung des Wasserstoffs, in der Stromerzeugung flexibler auf Laständerungen zu reagieren.

Aufgrund der fehlenden Kompatibilität zu bestehenden, konventionellen Kraftwerken ist die Pre-Combustion-Technologie vor allem eine Option für Industrieprozesse, in denen bereits heute oder zukünftig eine Abtrennung von CO₂ von anderen Gasen unter erhöhtem Druck erfolgt. Dies ist beispielsweise bei der Erdgasreformation, der Vergasung von Kohlenwasserstoffen, in einigen Bereichen der Biotreibstoffproduktion oder auf Vorstufe der Ammoniakproduktion der Fall.

2.1.3 Oxyfuel

Der Oxyfuel-Prozess verlagert die Trennung von Gasen vor die Verbrennung. Mit Hilfe einer Luftzerlegungsanlage wird reiner Sauerstoff produziert. Eine Verbrennung von Brennstoff in einer reinen Sauerstoffatmosphäre ergibt einen CO₂ Abgasstrom, aus dem noch der verbleibende Wasserdampf auskondensiert werden muss. Anschließend erhält man einen hochkonzentrierten CO₂ Strom. Ein Teil des CO₂ wird in die Brennkammer zurückgeleitet, um die Verbrennungstemperatur auf ein materialverträgliches Maß zu begrenzen. Versuche zur Entwicklung und Anwendung der Technologie wurden in den 1980er Jahren von der Erdölindustrie gestartet. Das Verfahren findet auch in der Glas- und Stahlindustrie Anwendung, um von deutlich höheren Prozesstemperaturen zu profitieren.

Da die Luftzerlegungsanlage zur Sauerstoffproduktion elektrisch betrieben werden kann, ist diese Technologie von besonderem Interesse. Das Oxyfuel-Verfahren ist in seinen Anforderungen an die damit in Verbindung stehende Anlage ähnlich wie das Pre-Combustion-Verfahren nicht unmittelbar nachrüstbar. Dennoch gilt eine sehr ähnliche technische Einschätzung der besser geeigneten Anwendung im industriellen Bereich auf die mittelfristige Perspektive. Die Anwendung im industriellen Sektor, mit Hilfe von regenerativ erzeugter, CO₂-freier Elektrizität, kann laut einer Studie des Ökoinstituts (2011) mittelfristig zu den geringsten Abscheidekosten in Industrieprozessen führen.

2.1.4 Kostenabschätzungen

Die genauen Kosten der CO₂-Vermeidung mittels CCTS bleiben weiterhin ungewiss, da es an Demonstrationsprojekten in industrierelevanter Größe fehlt. Tabelle 2 zeigt Investitionskosten für Demonstrationsprojekte im Kraftwerkssektor. Für industrielle Prozesse werden im Vergleich zur Anwendung im Kraftwerksbereich geringere Investitionskosten erwartet. Dies begründet sich in den zumeist höheren CO₂ Konzentrationen im Rauchgas und der daraus folgenden kleineren Auslegung der Abscheideanlage. Laut Ökoinstitut (2011) kann beispielsweise der Einsatz der Post-Combustion Technologie bei der Stahlerzeugung ca. 40 Prozent geringere Investitionskosten erfordern.

⁴ Integrated Gasification Combined Cycle, zu Deutsch: Kombiniertes Gas- und Dampfturbinenprozess mit integrierter Feststoffvergasung zur Wasserstoffbereitstellung.

Tabelle 2: Investitionskosten verschiedener Systeme mit und ohne CO₂-Capture-Technologie

Technologie	Investitionskosten Demonstrationsprojekt in € ₀₈ /kW	Effizienz in %
Kohlestaubfeuerung	1478	46
Kohlestaubfeuerung mit Post-Combustion Abscheidung	2500	35
Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) mit CO ₂ Abscheidung	2700	35
Oxyfuel Carbon Capture	2900	35
Erdgas GUD Kraftwerk mit Post-Combustion Abscheidung	1300	46
Zementherstellung mit Post-Combustion Abscheidung	ca. 87% der Investitionskosten im Kraftwerksbereich	-
Kalkherstellung mit Post-Combustion Abscheidung	ca. 127 % der Investitionskosten im Kraftwerksbereich	-
Eisen- und Stahlherstellung mit Post-Combustion Abscheidung	ca. 61 % der Investitionskosten im Kraftwerksbereich	-

Quelle: Tzimas, 2009, Ökoinstitut 2011

2.2 Transport

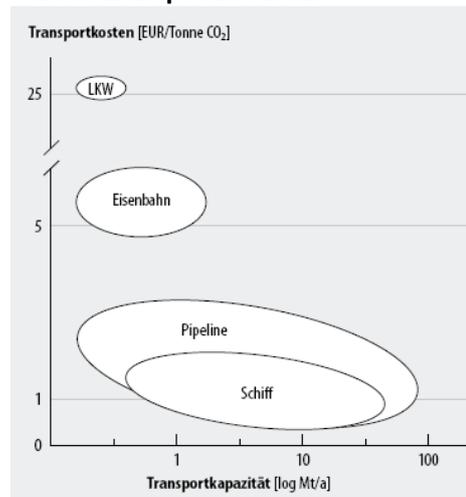
Der Onshore-Transport von CO₂ ist mit dem Lkw, per Bahn oder über Pipelines möglich. Ein Lkw-Transport ist für kleine CO₂-Mengen, beispielsweise in Pilotanlagen, denkbar. Dies führt langfristig aber zu höheren Kosten und ist mit einem zusätzlichen CO₂-Ausstoß verbunden, dies gilt auch für den Transport per Bahn (vgl. Abbildung 1). Für Industrie- und Kraftwerksanlagen ist daher der Pipeline-Transport die wirtschaftlich und ökologisch günstigere Transportmöglichkeit. Der Überlandtransport per Pipeline ist eine ausgereifte Technologie mit wenigen bis keinen technologischen Hürden. CO₂-Pipelines gelten aber als typische Netzwerkindustrie, die durch hohe versunkene Investitionskosten charakterisiert ist. Die Investitionskosten beinhalten neben den Baukosten auch die Planungskosten, welche durch geographische und urbane Faktoren beeinflusst werden. Die variablen Kosten sind vergleichsweise niedrig und beinhalten die Kosten für den Betrieb von Verdichterstationen sowie Wartungsarbeiten. Abhängig von der Distanz und dem CO₂-Durchsatz können diese zwischen 1 € und mehr als 30 €/tCO₂ betragen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Entfernungsabhängige Transportkosten

Entfernung: Quelle – Speicherort	Durchschnittliche Entfernung [km]	Durchschnittliche Kosten [EUR/t CO ₂]
Kurz	< 50	1
Mittel	50 – 200	3
Lang	200 – 500	5
Sehr lang	500 – 2000	10
Äußerst lang	> 2000	30

Quelle: ECOFYS, 2004

Abbildung 1: Transportkosten nach Transportmedium



Quelle: RECCS, 2007

2.3 Speicherung

Die zur CO₂ Speicherung geeigneten geologischen Formationen konzentrieren sich in Deutschland auf Porenspeicher in Form von Erdgas/Erdölfeldern und saline Aquiferen. Während man Erfahrung mit dem Speichern von Erdgas in erschöpften Gasfeldern hat – an die deutlich niedrigere Anforderungen hinsichtlich z.B. Leckageraten gestellt werden – wurde dies für CO₂ noch nicht hinreichend erforscht. Das Speichern von Kohlenstoffdioxid in alten Gas- oder Ölfeldern gilt dennoch, wegen Erfahrung mit der Erdgas-speicherung, als sicher. Weniger erforscht ist die Speicherung in salinen Aquiferen. Deren Speicherpotential wird aber im Vergleich zu Erdgas/Erdöllagerstätten um ein vielfaches höher geschätzt (Höller, 2010). Generell sind die Potentialprognosen in den letzten Jahren rückläufig. Dabei ist nicht nur das verfügbare Speicherpotential, sondern auch die maximale, jährliche Einspeiserate ausschlaggebend. Gerling (2010) gibt diese für Deutschland mit 50 bis 75 MtCO₂ an. Diese Menge entspricht ca. 20 Prozent der aktuellen, jährlichen Industrie- und Kraftwerksemissionen Deutschlands (EEA, 2010).

3 Modellgestützte Ermittlung des technischen und wirtschaftlichen Potentials

Anhand der im Folgenden vorgestellten Szenarien wird das ökonomische Potential der CCTS Anwendung in der deutschen Industrie unter verschiedenen Annahmen ermittelt. Grundlage der Analyse bilden die vom Ökoinstitut (2011) ermittelten, aus heutiger Sicht technisch nicht anderweitig vermeidbaren Prozessemissionen. Diese betragen im Jahr 2050 voraussichtlich 54 MtCO₂. Mit 63 Prozent stellt die Eisen- und Stahlerzeugung den Großteil dieser prozessbedingten Emissionen. 37 Prozent entfallen auf die Zementherstellung. Diese lassen sich voraussichtlich auch durch Effizienzsteigerungen nicht weiter reduzieren. Um die im Modell Deutschland angestrebten THG-Reduktionsziele von deutschlandweit 95 Prozent bis 2050 zu erreichen, wird daher für diese industriellen Anwendungen die CCTS Technologie als Vermeidungsoption genannt. Die technische Anwendbarkeit der CCTS Technologie in diesen Sektoren, sowie die resultierenden Kosten der Abscheidung wurde unter anderem in einer Studie des Öko-Institutes (2011) beschrieben.

3.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die modellgestützte Potentialabschätzung zeigt, dass die CCTS Technologie im industriellen Sektor einen hohen CO₂ Reduktionsbeitrag zu moderaten Kosten liefern kann. Unter den getroffenen Annahmen bezüglich der fixen und variablen Kosten der CCTS Prozesskette lassen sich im günstigsten Fall zu CO₂-Preisen von unter 50 €/tCO₂ ca. 80 Prozent der maximal möglichen Restemissionen durch die Technologie vermeiden. Dabei ist zu erwarten, dass sich Kernregionen herausbilden, welche durch hohe Emissionsmengen und eine geografische Nähe zu den Speichern gekennzeichnet sind. Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der Szenarien (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zeigt, dass bei einer ausschließlichen Offshore-Speicherung mit einer deutlichen Erhöhung der CCTS-Vermeidungskosten gerechnet werden muss. Dies begründet sich durch die höheren Investitionskosten der Offshore-Pipelines sowie den höheren Kosten für die Speicher. Zudem ist das küstennahe CO₂ Speicherpotential in salinen Aquiferen nach dem derzeitigen Kenntnisstand begrenzt. Eine besonders sorgfältige Abwägung in der Verwendung wird daher empfohlen.

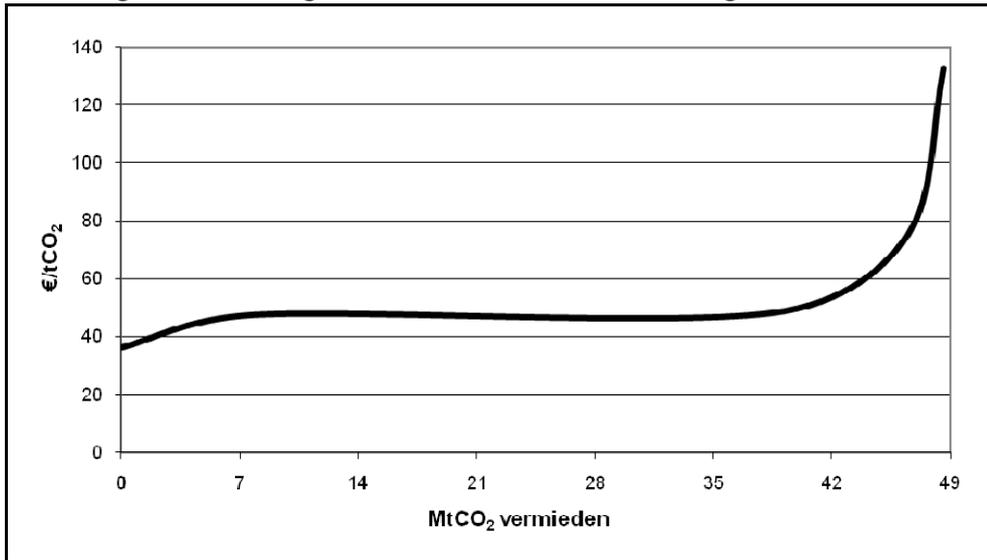
Tabelle 4: Ergebnisse der Modellierung in den unterschiedlichen Szenarien

Szenario	Investitionen in die Abscheidung [M€ ₂₀₁₀]	Investitionen in den Transport [M€ ₂₀₁₀]	Investitionen in die Speicherung [M€ ₂₀₁₀]	Länge der Pipelines [km]	CO ₂ vermieden im Jahr 2050 [Mt/CO ₂]	Eisen & Stahl
						Zementsektor
„Onshore 50“	4629	749	512	1168	40,1	28,6
						11,5
„Onshore 100“	5625	1647	590	2273	46,4	30,4
						16
„Offshore 50“	2820	892	1095	780	25,2	25,2
						0
„Offshore 100“	4628	1545	1906	1710	39,4	29
						10,4

Quelle: Eigene Berechnung

Eine vollständige Anwendung der CCTS Technologie bei einer möglichen Onshore-Speicherung wurde ebenfalls untersucht. Dabei zeigt sich, dass es zu einem starken Anstieg der Vermeidungskostenkurve kommt (vgl. Abbildung 2). Diese verläuft über einen großen Teil der abzuschheidenden Mengen konstant, bzw. leicht sinkend durch realisierte Skaleneffekte im Transport. Allerdings benötigen die letzten 10 Mt überproportional hohe Investitionen in den Transport aufgrund der hohen Anzahl an kleinen, regional verteilten Emittenten. Im Vergleich zu den 1168 km Pipelines im „Onshore 50“-Szenario werden nun 4375 km an Infrastruktur benötigt. Insgesamt müssen in diesem Szenario auch mehr Speicher angeschlossen werden, da aufgrund des früheren Beginns der Speicherung etliche Reservoirs ihre Kapazitätsgrenze erreichen.

Abbildung 2: Vermeidungskostenkurve⁵ der industriebedingten Restemissionen, Onshore

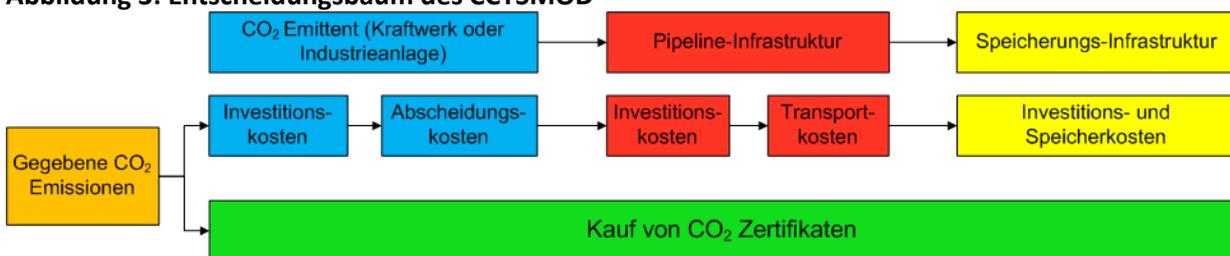


Quelle: Eigene Berechnung

3.2 Das Modell CCTSMOD

Die benötigten Investitionen einer zukünftigen CCTS Infrastruktur für den deutschen Industriesektor werden mit Hilfe des Modells CCTSMOD berechnet. Das skalierbare, mixed-integer-Modell CCTSMOD simuliert eine mehrperiodische zukünftige CCTS-Infrastrukturentwicklung. Dies geschieht aus der Sicht eines sektorübergreifenden Planers unter dem Gesichtspunkt der Investitions- und Betriebskostenminimierung. Die hierfür verwendeten Inputdaten sind die fixen und variablen Abscheide-, Transport- und Speicherkosten, der CO₂-Zertifikatepreis, die deutschlandweiten CO₂-Emissionsquellen des Industriesektors über 0,1 Mt CO₂ pro Jahr, sowie die Lage und das Volumen verfügbarer Speicherstätten. CO₂-Senken und -Quellen werden entsprechend ihrer geographischen Position Knoten zugeordnet und werden über Pipelines miteinander verbunden (vgl. Kapitel 8). **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** stellt den Entscheidungsbaum des CCTSMOD vereinfacht dar.

Abbildung 3: Entscheidungsbaum des CCTSMOD



Die jährlichen CO₂-Emissionen von Industrieanlagen entstammen der „European Pollutant Release and Transfer Register“ Datenbank (EEA, 2010). Die Berechnung der Kosten stützt sich auf Daten vom Öko-Institut, Tzimas und der RECCS-Studie vom Wuppertal Institut (Öko-Institut, 2011; Tzimas, 2009; RECCS, 2007).

⁵ Bei einer linearen Abschreibung über 10 Jahre und einem Zinssatz von 10 Prozent.

Das Modell trifft für jede Emissionsquelle, auf der Grundlage einer gegebenen jährlichen CO₂-Abgasmenge, die kostengünstigste Vermeidungsentscheidung. Dabei besteht die Wahl zwischen der Investition in eine CCTS-Infrastruktur oder dem Kauf von CO₂-Zertifikaten. Das Modell simuliert in Fünfjahresschritten die Entwicklung der Infrastruktur über die nächsten 50 Jahre. Die wichtigsten Modellannahmen sind im Anhang aufgelistet und erklärt. Das zugrundeliegende mathematische Modell findet sich im Detail in Mendelevitch et al. (2010) bzw. in Kompaktform in Oei et al. (2010).

3.2.1 CO₂-Abscheidung im Modell

CO₂-Abscheidungskosten werden unterteilt in variable und fixe Kosten, in welchen auch die Investitionskosten enthalten sind. Die variablen Kosten der CO₂-Abscheidung für die einzelnen Emittenten variieren hierbei stark im Bereich zwischen 16 €/tCO₂ für Zement und Stahl, sowie 47 €/tCO₂ für Gas im Jahr 2010 und sind in der Tabelle 5 genauer aufgeführt. Variable Kosten der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken werden als Produkt von Energieerzeugungsverlust und durchschnittlichen Stromgestehungskosten für den Kraftwerksbetreiber berechnet. Es wird für den Zeithorizont des Modells von konstanten Stromgestehungskosten ausgegangen.

Tabelle 5 Variable Kosten bei der CCTS Anwendung

Variable Kosten [€/tCO ₂]	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	31,97	31,56	31,19	30,85	30,55
Gas	46,80	45,92	45,10	44,35	43,65
Braunkohle	29,35	29,06	28,81	28,58	28,37
Zement	16,89	16,89	16,89	16,89	16,89
Stahl	16,39	16,39	16,39	16,39	16,39

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von Tzimas (2009) und RECCS (2007)

Die variablen Kosten im Kraftwerkssektor verringern sich jedoch im Laufe der Zeit aufgrund von Wirkungsgraderhöhungen durch Lerneffekte bei der Anwendung der neuen CCTS-Technologie.

Tabelle 6: Einmalige Investitionskosten bei der CCTS Anwendung

Fixkosten [€/tCO ₂]	2010	2020	2030	2040	2050
Steinkohle	150	150	139,29	119,39	93,80
Gas	275	275	255,36	218,88	171,98
Braunkohle	116	116	107,71	92,33	72,54
Zement	135	135	125,36	107,45	84,42
Stahl	117	117	108,64	93,12	73,17

Quelle: Eigene Berechnungen auf der Basis von Tzimas (2009) und RECCS (2007)

Im Industriesektor wird der Einsatz der Oxyfuel-Technologie angenommen, bei welcher die konstanten Stromkosten der größte Kostentreiber ist. Die deutschen Industriebetriebe arbeiten bereits auf einem

sehr hohen Effizienzniveau, so dass somit auch im Modell von konstanten industriellen Abscheidekosten ausgegangen wird. Die anfallenden Fixkosten umfassen die Kosten für die Planung und den Bau einer CO₂-Abscheideanlage, welche auf die mögliche Abscheidemenge je tCO₂ umgerechnet werden. Sie variieren zwischen 116 €/tCO₂ für Braunkohle und bis zu 275 €/tCO₂ für Gas im Jahr 2010 und sind der Tabelle 6 zu entnehmen.

3.2.2 CO₂-Transport im Modell

Für Deutschland ist der CO₂-Transport bei den Emissionen eines Hochofens mit Hilfe von Pipelines die kostengünstigste Variante. Für die Berechnung der Investitions- und Betriebskosten werden Daten der IEA aus bestehenden CO₂-Pipeline-Projekten, Berechnungen von Heddle et al. und TNO zu Kostenkurven des CO₂-Transportes und Analogien aus dem Gaspipelinebau verwendet (IEA, 2009b; Heddle et al., 2003 und TNO, 2004). Bei den Kosten wird zwischen Planungs-, Betriebs- und Kapitalkosten unterschieden, welche wiederum abhängig vom Pipelinedurchmesser bzw. dem Durchfluss sind. Die Investitions- und Planungskosten steigen linear mit dem Durchmesser und liegen für Pipelinedurchmesser zwischen 0,2 und 1,2 m bei 0,65 bis 1,7 Millionen € je Kilometer. Die Betriebs- und Wartungskosten betragen 10.000 € pro Kilometer und transportierter Millionen Tonnen CO₂. Eine Erhöhung der Pipelinekapazität führt zu proportional steigenden Kapitalkosten bei sinkenden variablen Kosten, wodurch im CCTSMOD Skaleneffekte abgebildet werden können.

3.2.3 CO₂-Speicherung im Modell

Das Modell berücksichtigt die zwei wahrscheinlichsten Möglichkeiten der Langzeitspeicherung von CO₂ in Deutschland: Erschöpfte Gasfelder und saline Aquifere, sowohl an Land und unter dem Meeresboden. Ihre Position und geschätzten Speichervolumina wurden anhand des Speicherkatasters des BGR und der Auswertung durch Greenpeace (2011) ins Modell übernommen. Wegen der großen Spanne innerhalb der geschätzten Speichervolumina von salinen Aquiferen von minimal 1 Gt bis maximal 12,6 GtCO₂ für Deutschland wurde jeweils der Mittelwert jeder Senke übernommen. Vattenfall (2011) gibt die Kosten für Erkundung und Erschließung eines onshore-Speichers für Testzwecke mit ca. 40 Millionen € an. Aufgrund dieser hohen Kosten wurden im Weiteren nur Speicher mit einer erwarteten Größe von mehr als 25 Mt berücksichtigt. Kleinere CO₂-Senken erscheinen nicht wirtschaftlich nutzbar, wodurch sich das nutzbare Gesamtvolumina für saline Aquifere von 6,8 Gt auf 5,1 Gt reduziert. Somit ergeben sich Onshore 2,75 Gt in erschöpften Erdgasfeldern und 3,9 Gt in salinen Aquiferen. Offshore kommen weitere 1,2 Gt in salinen Aquiferen dazu. Geographische Besonderheiten wie Naturschutzgebiete (z.B. das Wattenmeer) oder aber auch urbane Ballungsräume sind generell für die CO₂-Speicherung, zumindest bis zur Gewährleistung der Langzeitsicherheit, ungeeignet, dies ist in der erfolgten Potentialabschätzung für einzelne Formationen nicht berücksichtigt.

Die Investitionskosten stellen bei der CO₂-Speicherung versunkene Kosten dar, welche den größten Teil an den Gesamtkosten der Speicherung ausmachen. Dagegen summieren sich die variablen Kosten auf lediglich 7 bis 8 Prozent der Gesamtkosten (IEA, 2005). Aus diesem Grund sind Speicherkosten auf Gesamtkostenbasis in dem Modell implementiert. Sie berechnen sich für eine Speicheranlage abhängig von Bohrtiefe, oberirdischer Anlagen, CO₂-Injektionsrate und Art der Speicherstätte (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Kosten der CO₂-Speicherung für eine gegebene Einspeiserate je Speicher (gesamt)

Art der Speicherstätte	Erschöpftes Gasfeld		Saline Aquifere	
	Onshore	Offshore	Onshore	Offshore
Bohrtiefe (vertikal + horizontal) [m]	3 000	4 000	3 000	4 000
Max. Injektionsrate gemäß IEA [Miot CO ₂ /Jahr]	1,25	1,25	1	1
Max. Injektionsrate gemäß Gerling ⁶ [Miot CO ₂ /Jahr]	0,42	0,42	0,33	0,33
Bohrstellenentwicklungskosten [Mio€]	1,6	1,8	1,6	1,8
Bohrkosten [€/m]	1750	2500	1750	2500
Investitionskosten in Anlagen [Mio€]	0,4	25	0,4	25
Investitionskosten in Monitoring [Mio€]	0,2	0,2	0,2	0,2
Bohrungen pro Standort	6	6	6	6
Gesamte Bohrkosten [Mio€]	5,25	10	5,25	10
Kapitalkosten pro Bohrung [Mio€]	5,62	14,50	5,62	14,50
Betriebs-, Wartungs- & Monitoringkosten [%]	7	8	7	8

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der IEA, 2005

3.3 Szenarien

Nachdem Mendelevitch et al. (2010) Szenarien für den Energie- und Industriesektor in Europa betrachtet, wird im Folgenden die CCTS-Infrastruktur speziell für den Industriesektor in Deutschland untersucht. Dabei dienen die Ergebnisse der vom WWF (2009) in Auftrag gegebenen Studie „Modell Deutschland“ als Ausgangsbasis. Aufgrund des dort angestrebten vollständigen Wechsels in der Energieversorgung zu erneuerbaren Energieträgern werden in der Emissionsdatenbank keine Kraftwerke für die Anwendung der CCTS Technologie berücksichtigt. Es bleibt ein für die CCTS Anwendung relevantes CO₂ Emissionsbudget im Jahr 2050 von 54 Mt im industriellen Sektor übrig (Öko-Institut, 2011). Diese teilen sich wie in Tabelle 8 dargestellt auf:

Tabelle 8: Überblick über technische Vermeidungsoptionen für Industrieprozesse

Sektor	2008 Mio t CO ₂	Verfügbare Vermeidungsoptionen	Unvermeidbare Emissionen in 2050, Mio t CO ₂
Zement	21	-34% Biomasseeinsatz	13,8
Kalk	7,5	-20% Biomasseeinsatz	6
Eisen und Stahl	52,3	-35% Effizienzverbesserung	34
Summe	80,8		54

Quelle: Öko-Institut, 2011

⁶ Solch optimistische Einspeiseraten wie von der IEA angenommen treffen nur auf sehr wenige Speicherorte zu. Die durchschnittliche für Europa zu erwartende Injektionsrate liegt bei ungefähr 0,33 Millionen Tonnen pro Jahr. (vgl. Gerling, 2010) In Anlehnung an diese Aussage wird für das CCTSMOD mit einer dreimal geringeren als von der IEA (2005) angegebenen Einspeiserate gerechnet.

Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor

Die erwartete Höhe zukünftiger CO₂-Preise in Europa hat einen starken Einfluss auf den Einsatz möglicher Vermeidungstechnologien und damit auf die Entwicklung von CCTS. Beginnend bei 15 €/tCO₂ im Jahr 2010 wird ein linearer Preispfad implementiert, der zu einem Zertifikatspreis von 50 €/tCO₂ im Jahr 2050 führt. In weiteren Szenarien wird das Potential einer industriellen CCTS Anwendung für einen CO₂ Preis von 100 €/t modelliert (vgl. Abbildung 4).

Des Weiteren wurden Szenarien gerechnet, bei denen eine alleinige Offshore-Speicherung implementiert ist. In einem solchen Szenario sind alle Belange der Sicherung, des Monitorings und des Schutzes des betroffenen Offshore Raumes zu beachten und umzusetzen. Es weisen allerdings nur 15 der 260 vom BGR ausgewiesenen potentiellen Offshore-Speicher eine erwartete Kapazität von mehr als 25 Mt auf. Diese Senken haben ein aufsummiertes erwartetes Gesamtvolumen von 1,2 Gt, was 60% des gesamten geschätzten Speicherpotentials von 2 Gt im deutschen Nordseebereich entspricht. Hierbei ist zu beachten, dass die vom BGR gesammelten Daten eine hohe Anzahl an potentiellen Offshore-Speichern in Küstennähe erwarten lassen. Deren Nutzung ist auf Grund des Naturschutzgebiets Wattenmeer in dieser Analyse ausgeschlossen. Somit erhöht eine ausschließliche Speicherung unter dem Meeresgrund die Transportlänge und damit nicht nur die Kosten, sondern führt zugleich auch zu einer deutlichen Verschärfung des Knappheitsproblems der Ressource Speicherkapazität.

Tabelle 9: Szenarioübersicht

Szenario	Maximaler CO ₂ Preis [€/tCO ₂]	Speichermöglichkeit	Gesamte Speicherkapazität [Gt CO ₂]
„Onshore 50“	50	On + Offshore	7,85
„Onshore 100“	100	On + Offshore	7,85
„Offshore 50“	50	Offshore	1,2
„Offshore 100“	100	Offshore	1,2

Quelle: Eigene Darstellung

3.4 Ergebnisse

Im Folgenden wird das mit Hilfe des CCTSMOD ermittelte ökonomische Potential der CCTS Prozesskette in der Eisen- und Stahl sowie Zementindustrie beschrieben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es sich um eine rein kostenbasierte Optimierung handelt, welche die Investitions- und Betriebskosten entlang der CCTS Kette mit den anfallenden Kosten beim Kauf von CO₂ Zertifikaten für diese Anlagen gegenüberstellt. Die Ergebnisse beruhen daher auf den in Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3 genannten Kostenabschätzungen einer zukünftigen CCTS Prozesskette und den Annahmen bezüglich des Anstiegs des CO₂-Zertifikatspreises bis zum Jahr 2050 (Abbildung 4).

„Onshore 50“

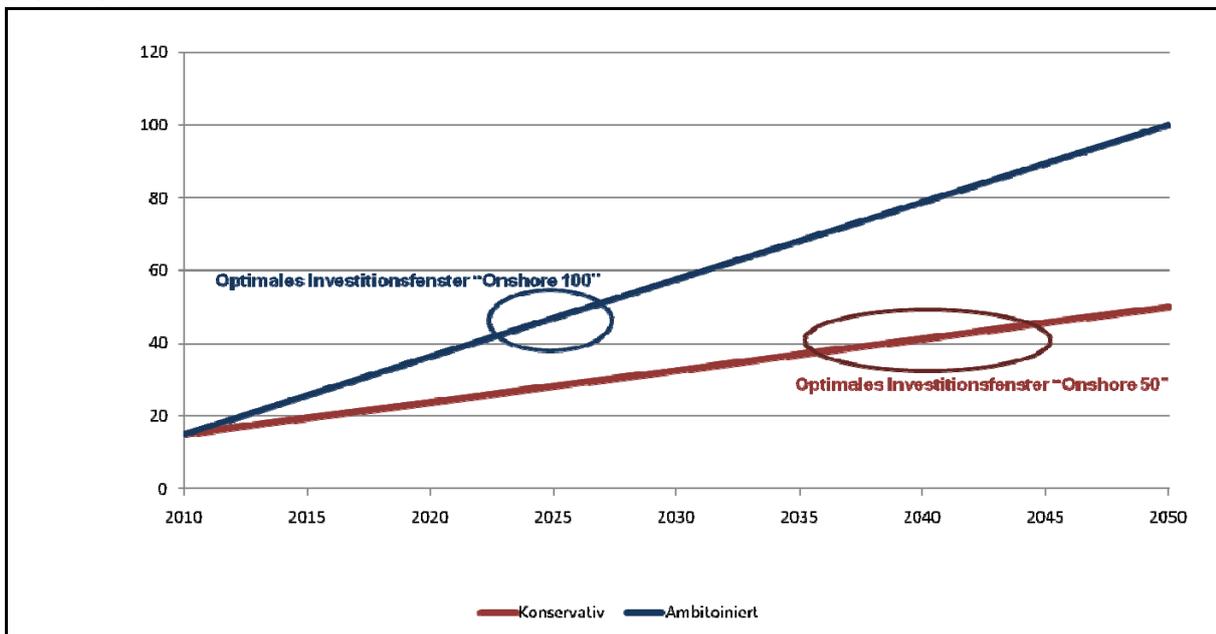
Bei einer CO₂ Speicherung an Land beginnt die CCTS-Anwendung bei einem CO₂ Preis von ca. 35€/t im Jahr 2035 mit ersten Investitionen im Stahlsektor. Bei Preisen von ca. 40 €/tCO₂ kommen dann im Jahr 2040 erste Anlagen aus der Zementherstellung dazu. Bei den der Modellierung zugrundegelegten CO₂

Preisen von 50 €/t im Jahr 2050 können, zu den zuvor genannten Kosten, jährlich 40,1 Mt von maximal 48,6⁷ Mt CO₂ durch die CCTS Technologie vermieden werden.

Unter den getroffenen Annahmen werden in diesem Szenario Investitionen in die Abscheidung in Höhe von 4,63 Milliarden €₂₀₁₀ getätigt, welche zu 74 Prozent im Eisen- und Stahl Sektor anfallen. Dies ist einerseits begründet durch das im Vergleich zur Zementherstellung höhere Emissionsvolumen, und andererseits durch die geringeren Kosten der Abscheidung. Aufgrund der Konzentration der großen Emittenten in regionalen Clustern (vgl. Abbildung 5) erreicht das benötigte Transportnetz eine moderate Länge von 1168 km zu Investitionskosten von 749 Millionen €₂₀₁₀. Dazu kommen weitere Investitionskosten in die Speicher in Höhe von 512 Millionen €₂₀₁₀.

Unter der im Model getroffenen Annahme völliger Informationsverfügbarkeit und einer vorausschauenden Planung erfolgen 81 Prozent der Investitionen in die Abscheidung und die Pipelineinfrastruktur im Zeitraum zwischen 2035 und 2045. Dies stellt vor dem Hintergrund langer, vorausgehender Planungs-, Genehmigungsphasen und der Bauzeiträume ein enges Zeitfenster dar, womit auch die unmittelbare Relevanz heutiger Entscheidungen deutlich wird. Dies gilt insbesondere für die Pipelineinfrastruktur und die Speicher, eine frühzeitige Planung unter Einbeziehung aller Stakeholder ist hier unerlässlich. In Szenarien, in denen ein noch stärkerer Anstieg des CO₂-Zertifikatepreises auf 100 €/t im Jahr 2050 zugrunde gelegt wird, öffnet sich dieses optimale Investitionsfenster früher und über einen kürzeren Zeitraum (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Anstieg des CO₂-Zertifikatepreises und die „optimalen Investitionsfenster“ zweier Szenarien



* innerhalb dieses Zeitraum erfolgen 80 Prozent der Gesamtinvestitionen des Szenarios

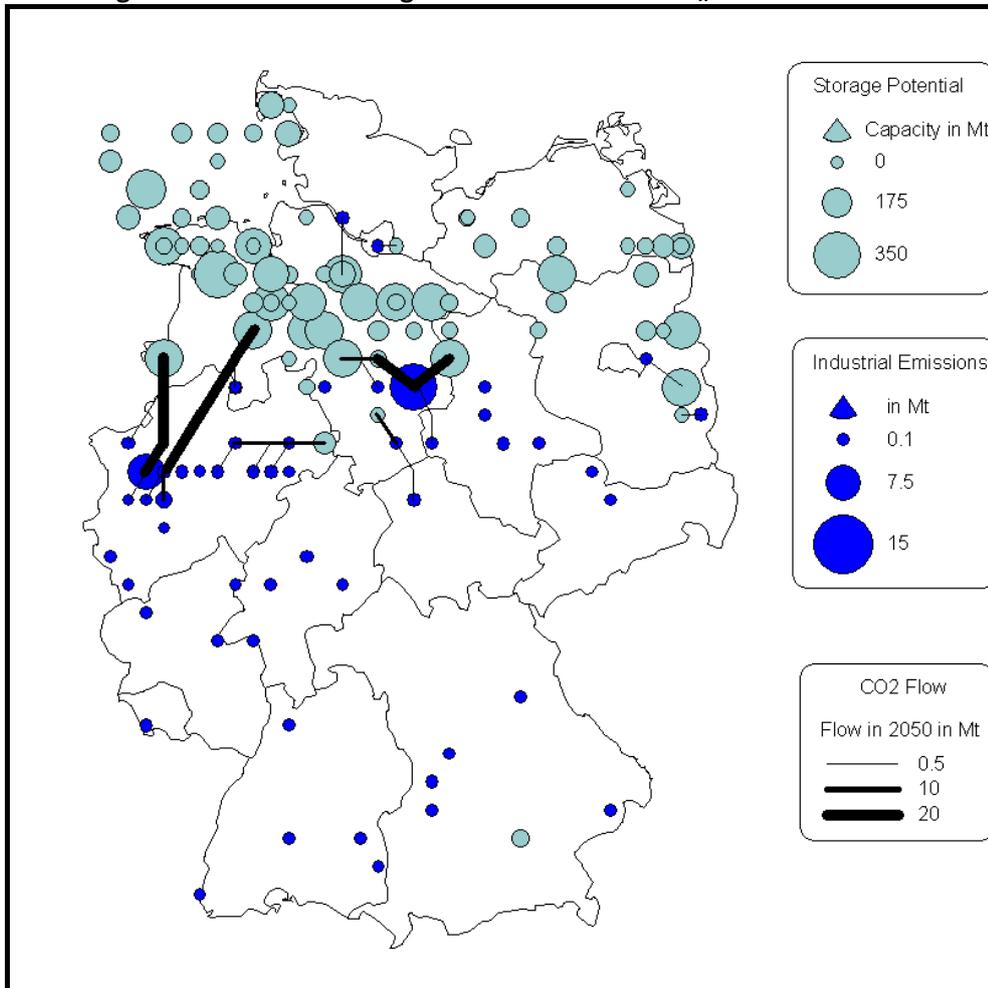
Quelle: Eigene Berechnung

Aufgrund des moderaten CO₂ Preises in diesem Szenario ist eine CCTS-Implementierung nur für CO₂ intensive Standorte mit einer geographischen Nähe zu genügend großen Speicherstätten ökonomisch sinnvoll. Aufgrund der längeren Transportdistanz lohnt sich die Anwendung für die vergleichsweise klei-

⁷ Gesamtemissionen in Höhe von 54 Mt bei einer Abscheiderate von 90 Prozent ermöglichen ein maximales Reduktionspotential von 48,6 Mt CO₂.

nen Emittenten in Süddeutschland nicht. Zugleich zeigt sich aber das insgesamt hohe CO₂ Vermeidungspotential zu vergleichsweise geringen Kosten im industriellen Sektor.

Abbildung 5: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Onshore 50“ im Jahr 2050



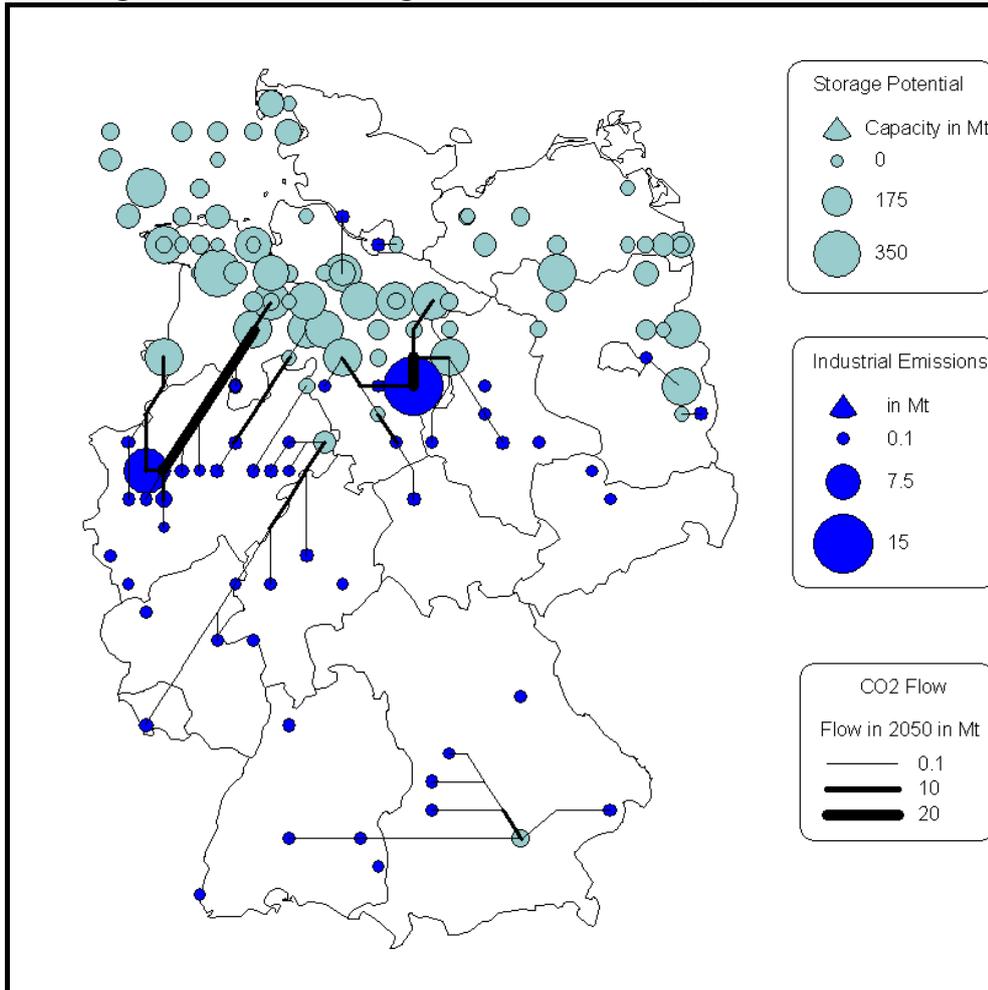
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen (CCTSMOD)

„Onshore 100“

Der im Vergleich zum „Onshore 50“ Szenario stärkere Anstieg des CO₂ Preises auf 100 €/t bis zum Jahr 2050 führt zu einer Anwendung der Technologie, welche 95% der Restemissionen der Industrie umfasst. Somit werden insgesamt 46,4 Mt von maximal möglichen 48,6 Mt CO₂ vermieden. Lediglich für einzelne kleine Emittenten, die eine sehr große Distanz zu möglichen Senken oder bestehenden Pipelines aufweisen, lohnt sich die Anwendung nicht (vgl. Abbildung 6).

Unter den getroffenen Annahmen werden in diesem Szenario Investitionen in die Abscheidung in Höhe von 5,6 Milliarden €₂₀₁₀ getätigt. Aufgrund des im Jahr 2050 mit 100 €/t angenommenen CO₂-Preis lohnt sich hier die Partizipation regional verteilter, kleiner Anlagen. Daher erreicht die benötigte Transportinfrastruktur eine Länge von 2273 km, zu Investitionskosten von insgesamt 1647 Millionen €₂₀₁₀. Dazu kommen Investitionskosten in die Speicher in Höhe von 590 Millionen €₂₀₁₀.

Abbildung 6: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Onshore 100“ im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen (CCTSMOD)

„Offshore 50“

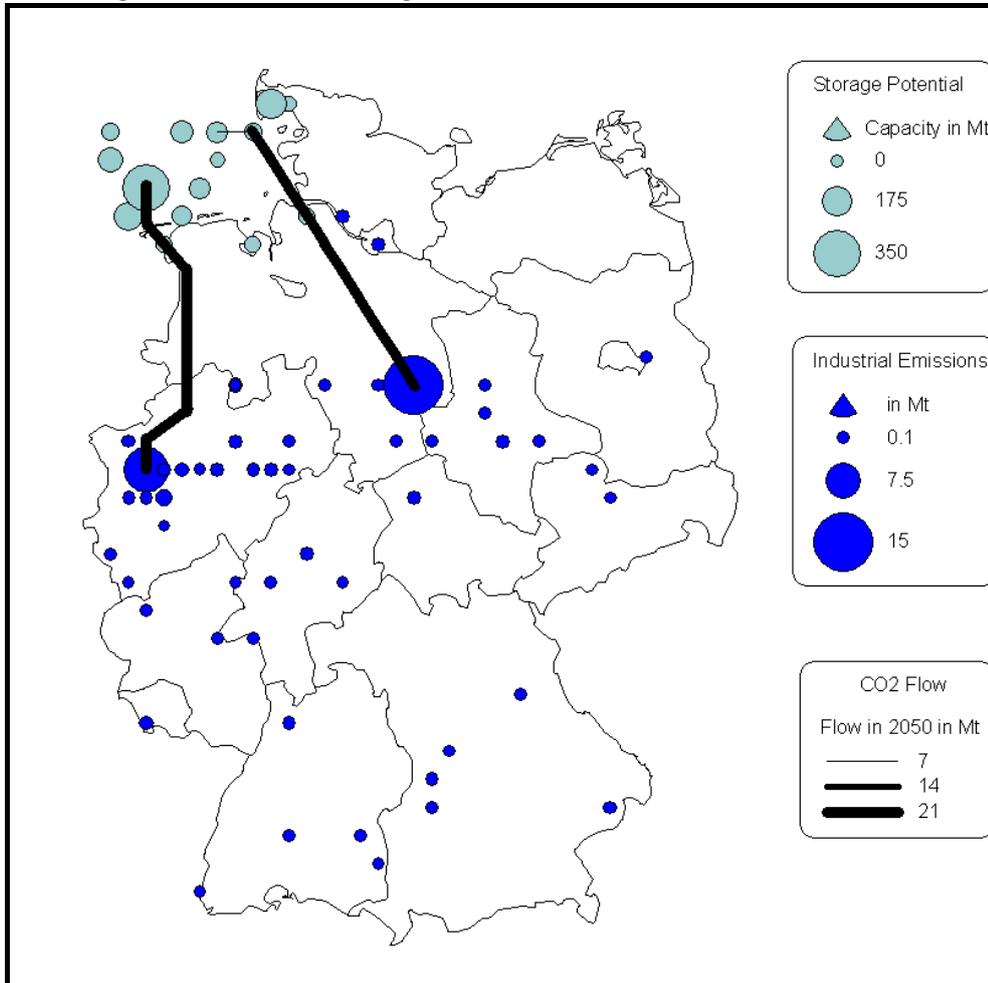
Dieses Szenario untersucht das Potential von CCTS bei einer ausschließlichen CO₂ Speicherung in Offshore Senken. Eine alleinige Speicherung von CO₂ Offshore stellt den industriellen Sektor aber vor zwei Probleme. Einerseits verursachen Offshore-Pipelines und die Erkundung und Erschließung eines Reservoirs ungefähr doppelt so hohe Kosten wie an Land (IEA, 2005). Somit lohnt sich die Investition in die gesamte Prozesskette bei gleichen Annahmen bezüglich des CO₂-Preises nur für einige wenige große Emittenten (vgl. Abbildung 7). Und mit einer erwarteten nutzbaren Kapazität von 1,2 Gt in küstennahen salinen Aquiferen kann die CO₂-Speicherung zudem für die Industrie nur eine Brückentechnologie darstellen. Insbesondere vor diesem Hintergrund erscheint eine besonders sorgfältige Abwägung in der Verwendung dieser Formationen notwendig.

Die Anwendung der Technologie beginnt in diesem Szenario bei CO₂ Preisen von 45 €/t mit Investitionen im Stahlsektor an 4 Standorten⁸. Unter den getroffenen Annahmen werden hierzu Investitionen in Höhe von 2,82 Milliarden €₂₀₁₀ benötigt. Insgesamt werden im Jahr 2050, bei einem angenommenen CO₂-Zertifikatepreise von 50 €/t, jährlich 25,2 Mt CO₂ durch die CCTS Technologie vermieden. Dies entspricht

⁸ DK Recycling und Roheisen GmbH, Salzgitter Flachstahl GmbH, ThyssenKrupp Steel AG Werk Bruckhausen, ThyssenKrupp Steel AG Werk Schwelgern

47 Prozent der prozessbedingten Restemissionen. Eine Anwendung im Zementsektor ist aufgrund der höheren Investitionskosten in die Abscheidung sowie den insgesamt höheren Transport- und Speicherkosten in diesem Szenario nicht zu erwarten.

Abbildung 7: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Offshore 50“ im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen (CCTSMOD)

Aufgrund der Konzentration der großen Emittenten in zwei regionalen Clustern (vgl. Abbildung 7) erreicht die benötigte Transportinfrastruktur hier die geringste Länge von 780 km. Es bilden sich zwei Hauptstränge, welche jeweils mehrere Senken mit wenigen Quellen verbinden. Dieses Konzept ist auch in den USA im EOR Sektor zu finden (Herold et al., 2010a). Da es sich jedoch teilweise um kostenintensive Offshore-Pipelines handelt, erfordern diese Investitionen von insgesamt 892 Millionen €₂₀₁₀. Die Investitionskosten in die Speicher verursachen mit 1095 Millionen €₂₀₁₀ ebenfalls höhere Kosten als bei einer möglichen Onshore-Speicherung.

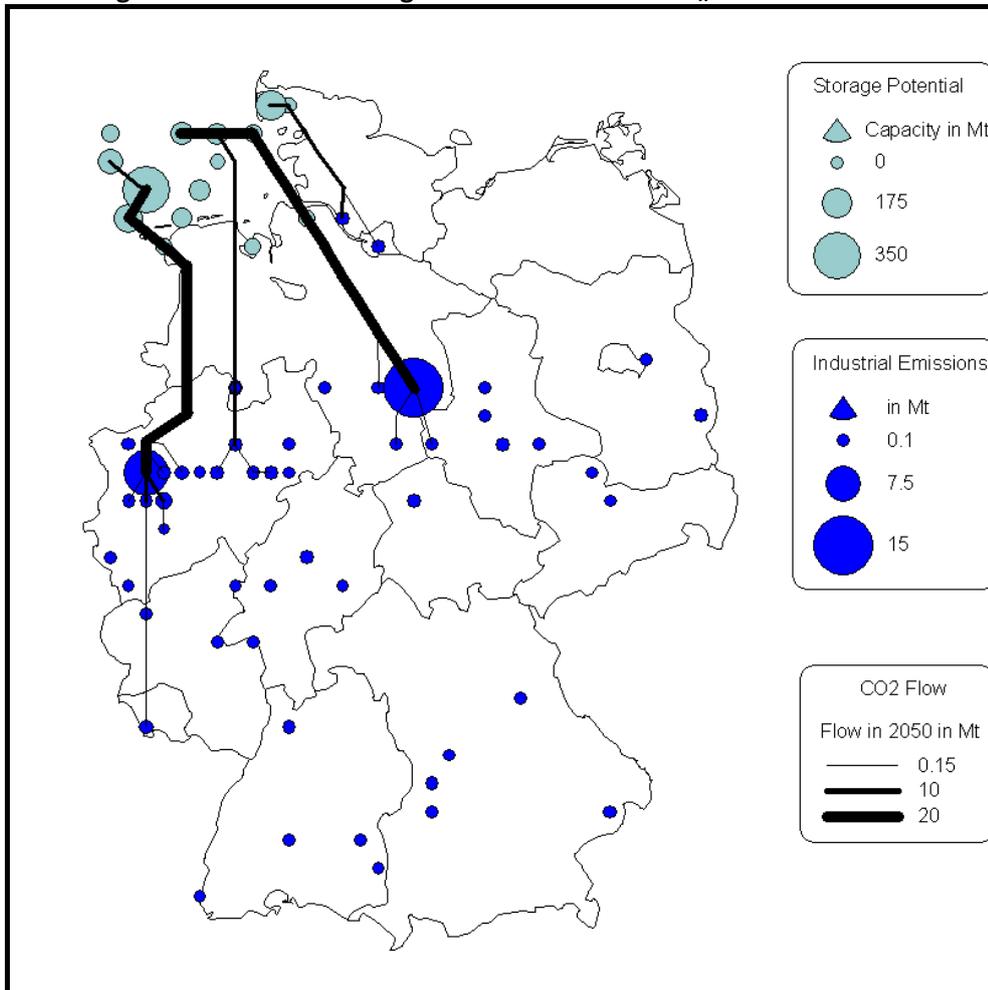
„Offshore 100“

In diesem Szenario werden jährlich 39,4 Mt CO₂ durch die CCTS Technologie vermieden. Dies entspricht 81 Prozent der prozessbedingten Restemissionen und somit dem Vermeidungspotential des „Onshore 50“ Szenarios, allerdings zu höheren Kosten.

Unter den getroffenen Annahmen werden in diesem Szenario Investitionen in die Abscheidung in Höhe von 4,63 Milliarden €₂₀₁₀ getätigt, welche zu 78 Prozent im Eisen- und Stahl Sektor anfallen. Aufgrund der Konzentration der großen Emittenten in drei regionalen Clustern (vgl. Abbildung 8) erreicht das benötig-

te Transportnetz eine moderate Länge von 1710 km zu Investitionskosten von insgesamt 1,54 Milliarden €₂₀₁₀. Die Investitionskosten in die Speicher betragen 1,96 Milliarden €₂₀₁₀.

Abbildung 8: Grafische Abbildung der CCTS Infrastruktur „Offshore 100“ im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Modellergebnissen (CCTSMOD)

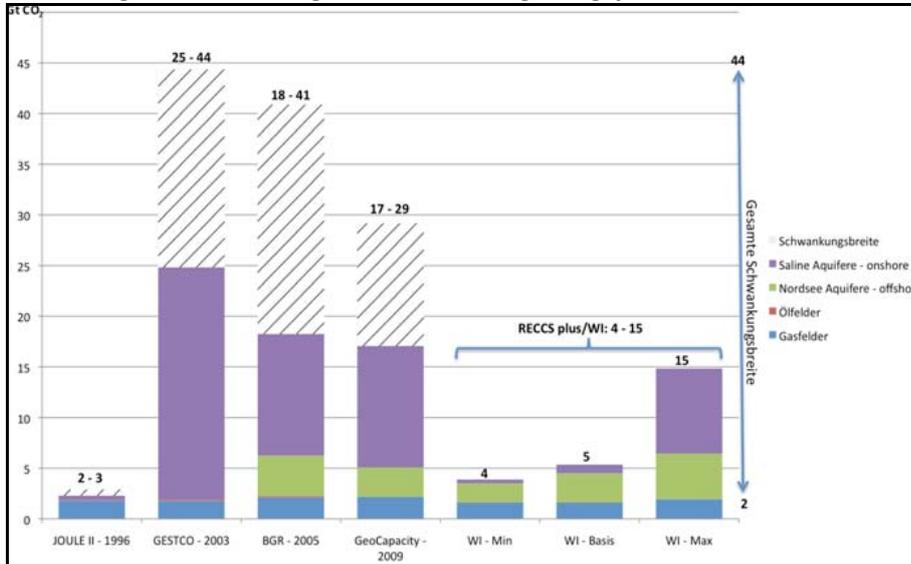
4 Technische Aspekte unterirdischer CO₂-Speicherformationen

Die Anwendung der gesamten CCTS Prozesskette hängt von der ausreichenden Verfügbarkeit und Nutzbarkeit des Speicherpotentials ab. Neuere Untersuchungen zeigen, dass die geologischen Formationen zur Einlagerung von CO₂ wahrscheinlich nicht das ursprünglich geschätzte Potential aufweisen. Dies gilt insbesondere für die salinen Aquiferen (vgl. Abbildung 9). Weiterhin lässt die maximale Einspeiserate für Deutschland nur eine Speicherung von ca. 50 – 75 Millionen Tonnen pro Jahr erwarten (Gerling, 2010).

Damit stehen weniger technische oder ökonomische Aspekte der Abscheidung und des Transports einer breiten Anwendung der Technik im Wege. Vielmehr setzen das vorhandene Speicherpotential und die maximale jährliche Einspeiserate der Technik Grenzen, innerhalb derer ein Beitrag zur CO₂-Emissionsreduzierung erwartet werden kann. Und es stellt sich zudem die Frage nach der langfristig bestmöglichen Verwendung dieser Kapazität.

Im Folgenden werden die drei potentiell dominierenden Speicherformationen im Untergrund vorgestellt. Anschließend wird Ihre Eignung zur CO₂ Speicherung vor dem Hintergrund möglicher Nutzungskonkurrenzen mit alternativen Anwendungen diskutiert (vgl. Kapitel 5).

Abbildung 9: Abschätzungen der CO₂-Ablagerungspotentiale für Deutschland



Quelle: Höller, 2010

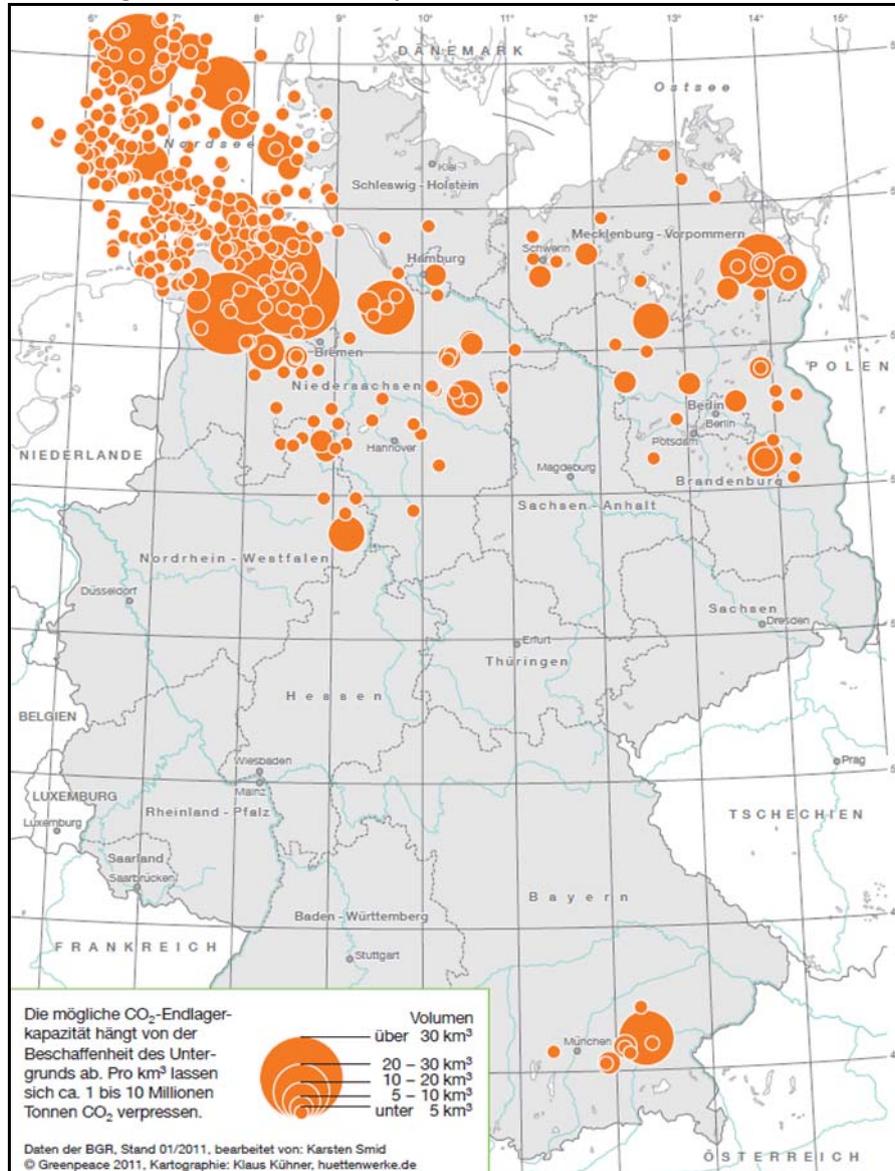
4.1 Saline Aquifere

Bei salinen Aquiferen handelt es sich um poröse Sandsteinformationen, welche mit mineral- und salzhaltigem Wasser gefüllt sind. Diese Formationen sind vergleichsweise häufig zu finden und bilden den Großteil der möglichen CO₂ Speicher ab. Ältere Schätzungen gehen global von einem nutzbaren Potential von bis zu 10.000 Gigatonnen aus (IPCC, 2005). Sie sind aber zugleich mit der größeren Unsicherheit bezüglich des nutzbaren Potentials, der zu erwartenden Einspeiserate und der langfristigen Sicherheit gekennzeichnet. Tatsächlich dürfte der Wert bei einer Vorortuntersuchung zumeist deutlich geringer ausfallen. Dies hängt von mehreren Faktoren ab: Einerseits müssen die Aquiferstrukturen in Tiefen von mindestens 800 bis 1000 Metern vorliegen. Erst in dieser Tiefe sorgt der Umgebungsdruck des Gesteins für die Beibehaltung des überkritischen Zustandes von CO₂. Weiterhin müssen die Strukturen von mindestens einer undurchlässigen Deckschicht, z.B. Ton- oder Schiefergestein, abgeschlossen sein. Diese Schichten verhindern das Migrieren des CO₂ zurück zur Oberfläche. Zudem sollte eine sogenannte Fallenstruktur vorliegen. Dies bedeutet, dass sich der Aquifer kuppelförmig ausbreitet, und sich das CO₂ dadurch am höchsten Punkt sammelt. Und erst durch eine ausreichende Permeabilität lässt sich eine hohe Einspeiserate erreichen. Diese kann noch erhöht werden, indem waagerechte Einspeisebohrungen niedergebracht werden und somit die Kontaktfläche mit dem Speichergestein erhöht wird. Über diese Bohrungen wird das CO₂ unter hohem Druck in die Speicherformation eingebracht. Dabei wird das vorhandene Wasser nach unten sowie in die Randbereiche des Speichers verdrängt. Ein Teil des hierbei aufbauenden Drucks kann durch Abpumpen des salinen Wassers im Aquifer abgebaut werden, womit sich die Speicherkapazität noch erhöhen lässt (Dahmke, 2010). Hierbei muss allerdings die Möglichkeit bestehen, die anfallende Sole umweltfreundlich zu entsorgen.

Grundsätzlich ist die Einrichtung eines Aquiferspeichers mit hohem technischem und wirtschaftlichem Aufwand verbunden. Neue Speicher müssen bezüglich ihrer Größe, Verbreitung des Speicherhorizontes und seiner Deckschichten sowie des Druck-Volumenverhaltens im Betrieb untersucht werden. Allerdings

bilden Aquiferstrukturen in vielen Regionen die einzige Möglichkeit zur großtechnischen Speicherung von CO₂ oder Erdgas (Sedlacek, 2009).

Abbildung 10: Potentielle CO₂-Speicher in Deutschland in Salzwasser führendem Tiefengestein



Quelle: Greenpeace, 2011 basierend auf Rohdaten des BGR, 2011

In Deutschland zeigen die vom BGR identifizierten salinen Aquiferen eine starke Clusterung in Nordwest- und Ostdeutschland (vgl. Abbildung 10). Somit fallen mögliche Speicherregionen regional zumindest teilweise mit den großen Emittenten aus der Braunkohleverstromung und der Stahlindustrie zusammen, während für kleine Emittenten in Süddeutschland lange Transportdistanzen die Kosten der Technologie über die gesamte Wertschöpfungskette erhöhen.

4.2 Erdöl-/Erdgaslagerstätten

Hierbei handelt es sich um poröse Gesteinsschichten, die vollständig oder teilweise mit Kohlenwasserstoffen, wie Erdgas und Erdöl, gefüllt sind. Da sich nur ein Teil der Kohlenwasserstoffe fördern lässt, verbleibt in der Regel ein Großteil im Reservoir. Hier kann durch die Einspeisung von CO₂ eine Druckerhö-

hung und eine Verbesserung der Fließfähigkeit des Öls erreicht werden (Melzer, 2007). Dadurch erhöht sich die Ausbeute beträchtlich. Das Verfahren wird in den USA bereits seit den 1970er Jahren praktiziert. Es handelt es sich hierbei aber nicht um eine Speicherung im konventionellen Sinne, da ein Teil des CO₂ mit der Förderung des Öls wieder an die Oberfläche gebracht wird (IPCC, 2005).

Erschöpfte Erdgas und Erdöllagerstätten gehören zu den Speicherformationen erster Wahl. Einerseits haben diese ihre Dichtheit über mehrere Millionen Jahre bewiesen. Zudem liegt durch die erfolgte Förderung der Kohlenwasserstoffe bereits detailliertes Wissen über das zu erwartende Volumen sowie die Permeabilität vor und vorhanden Bohrungen können unter Umständen weiter genutzt werden (Sedlacek, 2009).

Die Speicherkapazität erschöpfter Erdgasfelder wird in Deutschland auf etwa 2,75 Gt beziffert (RECCS+, 2010). Damit sind die zu erwartenden Speicherpotentiale im Vergleich zu den Schätzungen der salinen Aquifere vergleichsweise gering und nicht ausreichend, um größere Mengen an CO₂ über einen längeren Zeitraum einzuspeichern. Weiterhin werden einige dieser Strukturen bereits zur saisonalen Zwischenspeicherung von Erdgas genutzt und stehen somit aktuell für eine alternative Nutzung nicht zur Verfügung.

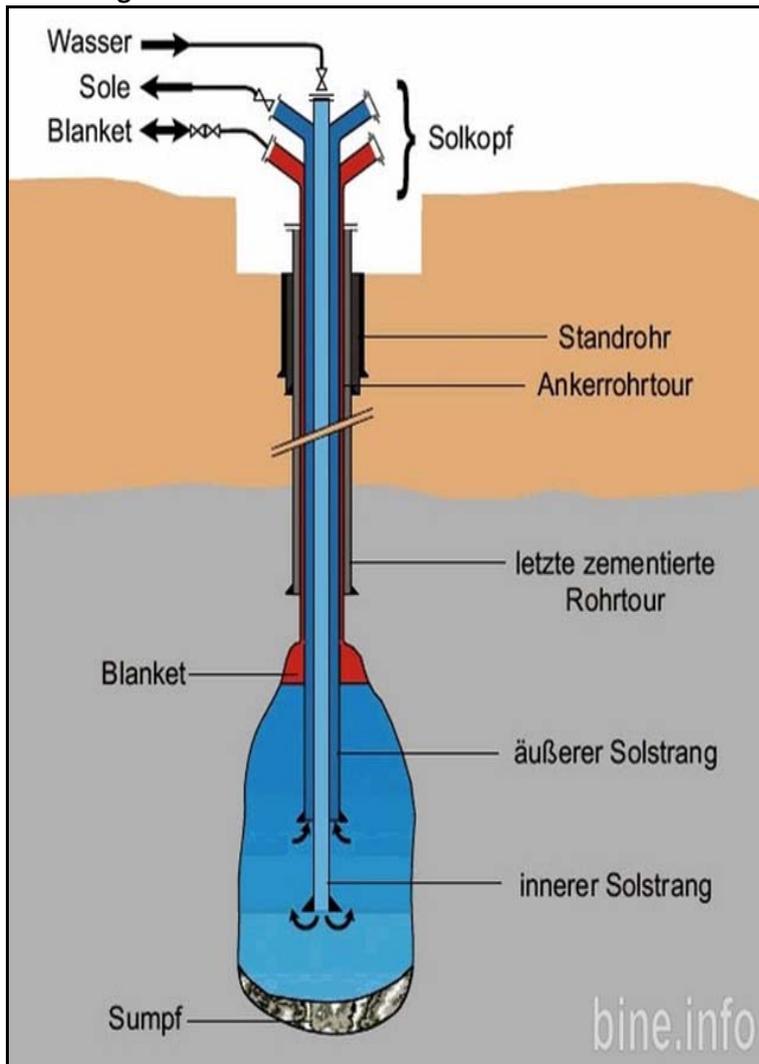
4.3 Salzkavernen

Hierbei handelt es sich um künstliche, durch Aussolen geschaffene Hohlräume in Salzstöcken ausreichender Mächtigkeit und Tiefe von bis zu 2000 m (BGR, 2011). In Deutschland ist ihr Vorkommen aus geologischen Gründen vor allem auf Norddeutschland begrenzt. Nur hier kommen Salzstöcke, die in weniger als 800 m Tiefe liegen und über 300 m mächtig sind in großer Zahl vor (BINE, 2007).

Bei der Aussolung wird über eine Bohrung Wasser in das Salzgestein injiziert, welches dieses löst. Anschließend wird die Sole wieder an die Oberfläche gepumpt (vgl. Abbildung 11). Problematisch kann das Anfallen großer Mengen an Sole sein, da für die Schaffung von 1 m³ Speicher ca. 8 m³ Sole anfallen (UGS, 2011). Diese lässt sich nicht immer industriell nutzen oder in andere Gesteinsformationen reinjizieren. Auch eine Einleitung ins Meer ist geografisch nicht immer möglich. Aufgrund des höheren Salzgehaltes der Nordsee kann hier im Vergleich zur Ostsee die Sole mit geringerem Aufwand für eine verträgliche Verdünnung eingeleitet werden (Dahmke, 2010).

Bei der Aussolung erreichen die zylinderförmigen Hohlräume durchschnittlich Ausmaße von 300 m in der Höhe und Durchmesser von 60 m (BGR, 2011). Aus Stabilitätsgründen haben Kavernen üblicherweise ein Volumen von maximal 500.000 m³ (V_n). Dies entspricht ca. 700.000 t CO₂ im superkritischen Zustand. Zwar lassen sich mehrere Kavernen zusammenschließen, dennoch fallen Kavernenspeicher aufgrund der begrenzten Volumina für die großtechnische CO₂ Speicherung aus. Weiterhin wird in Kavernen ein tatsächlicher Hohlraum gefüllt, dadurch lassen sich sehr hohe Ein- und Ausspeiseraten erreichen. Daher sind sie besonders geeignet für die Druckluftspeicherung oder als Erdgas/Erdölspeicher zur Spitzenlast-Deckung. Eine Speicherung von superkritischem CO₂ erscheint aufgrund des tatsächlichen Leckagerisikos und dem damit verbundenen plötzlichen Austritt des CO₂ in diesen Formationen jedoch ausgeschlossen. Sie bieten sich aber für die Befüllung mit Erdgas, Erdöl, Druckluft oder anderen Gasen, wie beispielsweise Wasserstoff, an. Nachteilig ist jedoch, dass für die Nutzung der Kaverne als Speicher ein künstlicher Arbeitsdruck zur Entnahme bereitgestellt werden muss. Daher unterscheidet man zwischen dem Arbeitsgas und Kissengas. Letzterer Teil wird benötigt um den minimalen Arbeitsdruck aufrecht zu erhalten und die Standfestigkeit des Speichers sicherzustellen. Es beträgt in Kavernenspeichern ca. 30 bis 50 Prozent des maximalen Speichervolumens (Sedlacek, 2009).

Abbildung 11: Das Soleverfahren



Quelle: BINE, 2007

5 Nutzungskonkurrenzen: Grundlegende Aspekte

5.1 Tiefe Geothermie

5.1.1 Anwendung

Die Geothermie gehört neben der Solarenergie und der Gravitations- und Gezeitenkraft zu den drei erneuerbaren Primärenergieträgern. Es wird vermutet, dass sich das nutzbare Geothermiefpotential einerseits aus radioaktiver Zerfallswärme und zum anderen aus der Restwärme aus dem Entstehungsprozess der Erde speist. Laut VGIE (2010) sind 99,99 Prozent unseres Planeten heißer als 100 °C und fast überall hat das Erdreich in 1 Kilometer Tiefe eine Temperatur von 35 °C bis 40 °C. Allerdings ist der Wärmestrom aus dem Erdinneren an die Oberfläche mit 0,059 W/m² vergleichsweise gering und damit auch die unter normalen Bedingungen entnehmbare Wärmeenergie (MIT, 2006).

Bei der Nutzung unterscheidet man zwischen der oberflächennahen Niedertemperaturwärmenutzung, beispielsweise zur Gebäudeheizung mittels einer Wärmepumpe, und der (tiefen) Hochtemperatur-Geothermie zur Stromerzeugung oder Prozesswärmenutzung. Da die Temperatur im Mittel nur um ca. 25

- 35°C pro Kilometer Tiefe zunimmt, konzentriert sich die Hochtemperaturnutzung bisher vorwiegend auf geothermische Wärmeanomalien. Hierrunter versteht man Gebiete, in denen beispielsweise durch vulkanische Aktivitäten auch oberflächennah Heißwasser- oder Heißdampfreservoir genutzt werden können. Sind im Untergrund zwar hohe Temperaturen aber kein Wärmeträgermedium vorhanden, kann das Gestein aufgebrochen werden um Wasser zu injizieren. Dieses kann durch die große Kontaktfläche mit dem Gestein einen hohen Wärmestrom an die Oberfläche gewährleisten (Hot-Dry-Rock Verfahren). Beim sogenannten Fracturing dehnen sich die dabei künstlich geschaffenen Risse radial bis zu 1000 m im Untergrund aus (UBA, 2009).

5.1.2 Technisches Potential in Deutschland

Das TAB (2003) schätzt das für Deutschland technisch nutzbare Gesamtpotential zur Stromerzeugung durch Geothermie auf etwa 300.000 TWh. Dies entspricht dem 500-fachen des aktuellen jährlichen Strombedarfs. 95 Prozent des Potenzials entfallen auf kristalline Gesteine, vier Prozent auf Störungszonen und etwa ein Prozent auf Heißwasser-Aquifere. Allerdings setzt eine Nutzung voraus, dass zukünftig die Technologien zur ökonomischen Erschließung der in Deutschland sehr tief liegenden Reservoir zur Verfügung stehen (vgl. Abbildung 12). Dies umfasst einerseits die Technologien zur Bohrung und Erschließung, sowie Kraftwerke, die beispielsweise auf dem Flash-steam oder binary cycle Prinzip basieren und im Vergleich zum konventionellen Kraftwerksprozess niedrigere Temperaturen und Drücke benötigen. Daher ist dieses Potential, beim aktuellen technischen Entwicklungsstand und den heutigen Strompreisen, nur als unsicher und mittelfristig nutzbar anzusehen.

5.1.3 Mögliche Nutzungskonkurrenz zur CO₂ Speicherung

Aus Abbildung 12 geht hervor, dass selbst in 3000 m Tiefe nur an einigen wenigen Standorten in Deutschland die notwendigen Temperaturen von 150°C vorherrschen. Diese Regionen liegen vor allem in Baden-Württemberg, welches sich nach aktuellem Kenntnisstand durch das Fehlen jeglicher zur CO₂ Speicherung geeigneter Formationen auszeichnet. Lediglich für Niedersachsen scheint sowohl eine Nutzung der tiefen Geothermie als auch der CO₂ Speicherung möglich. Eine direkte Konkurrenz in geologischen Formationen zwischen Hochtemperaturwärmenutzung oder CO₂ Speicherung ist zudem in der Praxis aufgrund der unterschiedlichen Horizonte für gewöhnlich nicht zu erwarten. Laut dem UBA (2009) stellt sich aber die Frage nach einer möglichen Stockwerksnutzung, also inwiefern unter potentiellen CO₂ Lagerstätten noch Geothermiereservoir genutzt werden könnten. Dies würde einerseits bedeuten, dass durch den vorhandenen CO₂ Speicher geteufelt werden muss, was das Risiko einer Leckage des Speichers erhöht. Dieses Risiko kann durch eine Bohrung um den Speicher herum minimiert werden, führt aber zu erhöhten Kosten. Das beim Hot-Dry Rock Verfahren angewendete Aufsprengen des Gesteins unterhalb einer Speicherformation dürfte, aufgrund unkalkulierbarer Risiken für den darüberliegenden Speicher, ausgeschlossen sein.

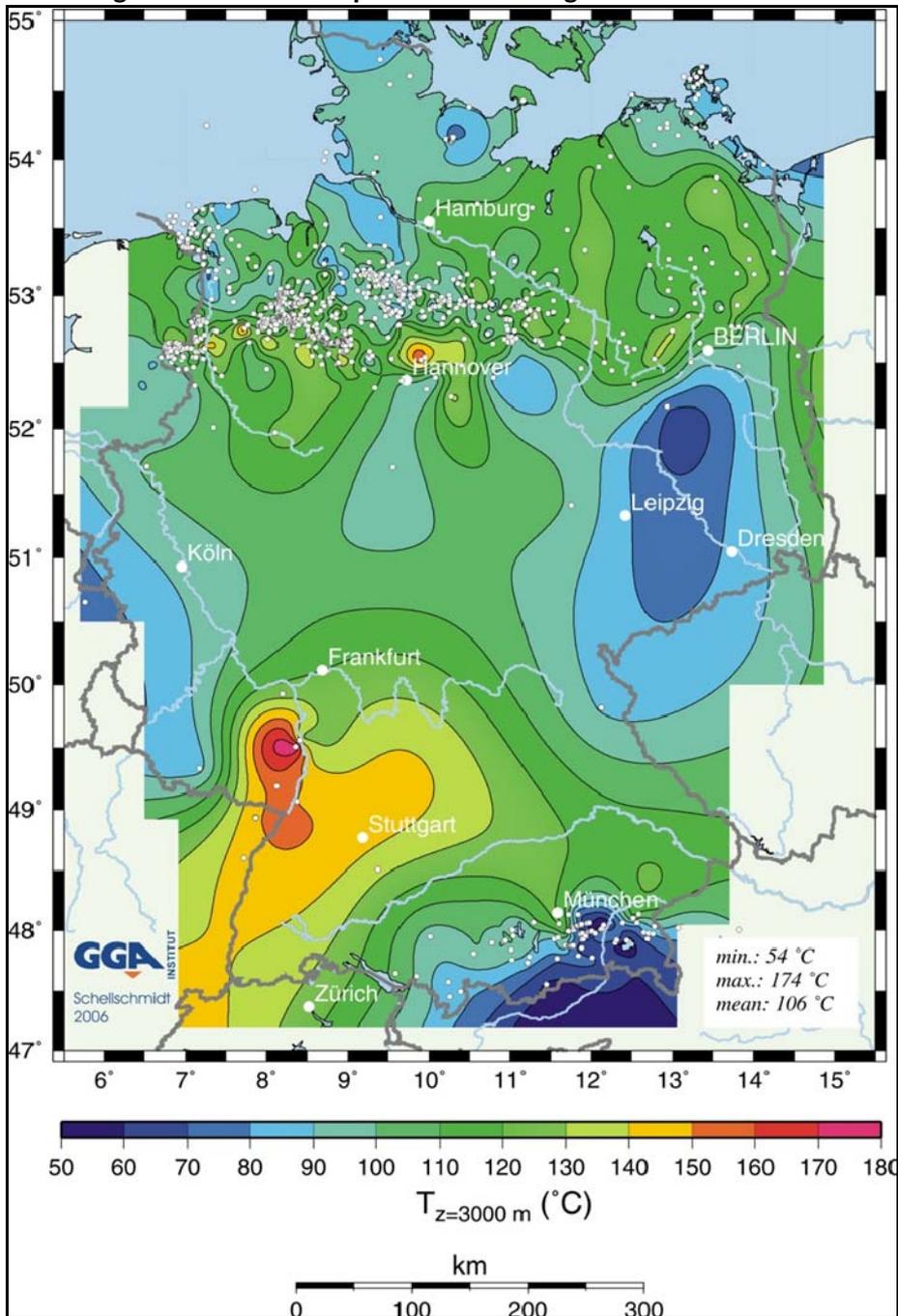
5.2 Erdgasspeicherung

5.2.1 Anwendung

Über 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Erdgases werden über Importe gedeckt (Sedlacek, 2009). Allerdings sind die Abnahmemengen unter langfristigen Lieferverträgen oftmals nicht variabel genug, um saisonale oder wetterbedingte Verbrauchsschwankungen auszugleichen. Zudem haben die politisch motivierten Lieferengpässe aus Russland Anfang 2006 und im Winter 2008/2009 gezeigt, welche wichtige Rolle eine zumindest zeitweise autarke Versorgung mit Erdgas einnimmt. Aufgrund der geringen heimischen Förderung von 16 Prozent des Verbrauchs kommt damit der Speicherung von Erdgas eine

wichtige Rolle zur Sicherstellung der Versorgung zu (WEG, 2011). Unterschieden wird zwischen täglicher und saisonaler Zwischenspeicherung und zum Ausgleich von Bedarfsspitzen.

Abbildung 12: Erwartete Temperatur des Untergrundes in 3000 m Tiefe



Quelle: LIAG, 2010

5.2.2 Technisches Potential in Deutschland

Die Speicherung von Erdgas wird bereits seit mehreren Jahrzehnten sowohl in Kavernen als auch in Porenspeichern (saline Aquifere sowie überwiegend Erdgasfelder) praktiziert. Aktuell beträgt das Arbeitsgasvolumen in den deutschen Speichern ca. 30 Milliarden $\text{m}^3(\text{V}_n)$ und könnte damit ca. 1/3 des jährlichen Erdgasverbrauchs decken (Sedlacek, 2009). Dabei dienen Porenspeicher aufgrund der niedrigeren Ein- und Auspeiserate zur Deckung saisonaler Bedarfsschwankungen. Die deutlich flexibleren Kavernenspeicher hingegen werden überwiegend zur tageszeitlichen Spitzenlastabdeckung genutzt. Das technisch

nutzbare Speicherpotential kann sowohl durch die Schaffung zusätzlicher Salzkavernen, als auch durch die Nutzung weiterer Porenspeicher erhöht werden. Dabei ist jedoch nicht mit einer beliebigen Erweiterung zu rechnen, da sich das Optimum an Speichervolumen am tatsächlichen Erdgasverbrauch orientiert. Dieser ist in Deutschland in den letzten Jahren leicht rückläufig, beispielsweise sank im Jahr 2009 das gesamte Erdgasaufkommen gegenüber dem Vorjahr um etwa 5 % auf 1.058 Milliarden kWh. Hierbei spielen konjunkturelle und wetterbedingte Faktoren eine Rolle (AGEB, 2010). Demgegenüber führt der Ausbau der regenerativen Energiequellen zu einem erhöhten Bedarf an Regel- und Backupkapazitäten in Form von Gas- und Dampfturbinenkraftwerken (GUD) und Erdgasturbinen. Diese sind in der Lage, schnell und flexibel die schwankende Stromerzeugung aus Wind und Sonne auszugleichen und emittieren im Vergleich zu Kohlekraftwerken weniger CO₂ pro bereit gestellte kWh Elektrizität.

Abbildung 13 zeigt die geografische Lage der Erdgasspeicher in Deutschland. Es wird ersichtlich, dass Porenspeicher überwiegend im Süden und Osten Deutschlands eingesetzt werden. Dabei spielen die salinen Aquifere zur Erdgasspeicherung bisher aber nur eine untergeordnete Rolle. Eine Auswertung der in Sedlacek (2009) veröffentlichten Porenspeicher in Deutschland zeigt, dass der überwiegende Teil in ehemaligen Gasfeldern angelegt wurde. Bei den dort genannten acht salinen Aquiferspeichern handelt es sich bis auf zwei Ausnahmen um Aquifere mit einer Tiefe von weniger als die für die CO₂ Speicherung notwendigen 1000 m⁹.

Im Norden und Westen Deutschlands dominieren die Kavernenspeicher, da hier unterirdische Salzstöcke in großer Zahl vorkommen und eine industrielle Nutzung der Sole bzw. die Ableitung in die Nordsee möglich ist. Diese bilden laut Sedlacek (2009) knapp 40 Prozent des genutzten Speichervolumens. Dieser Anteil steigt aber aufgrund des überproportionalen Ausbaus stetig. In Kavernenspeichern liegt aber generell keine Nutzungskonkurrenz zur CO₂ Speicherung vor (vgl. Kapitel 4.3).

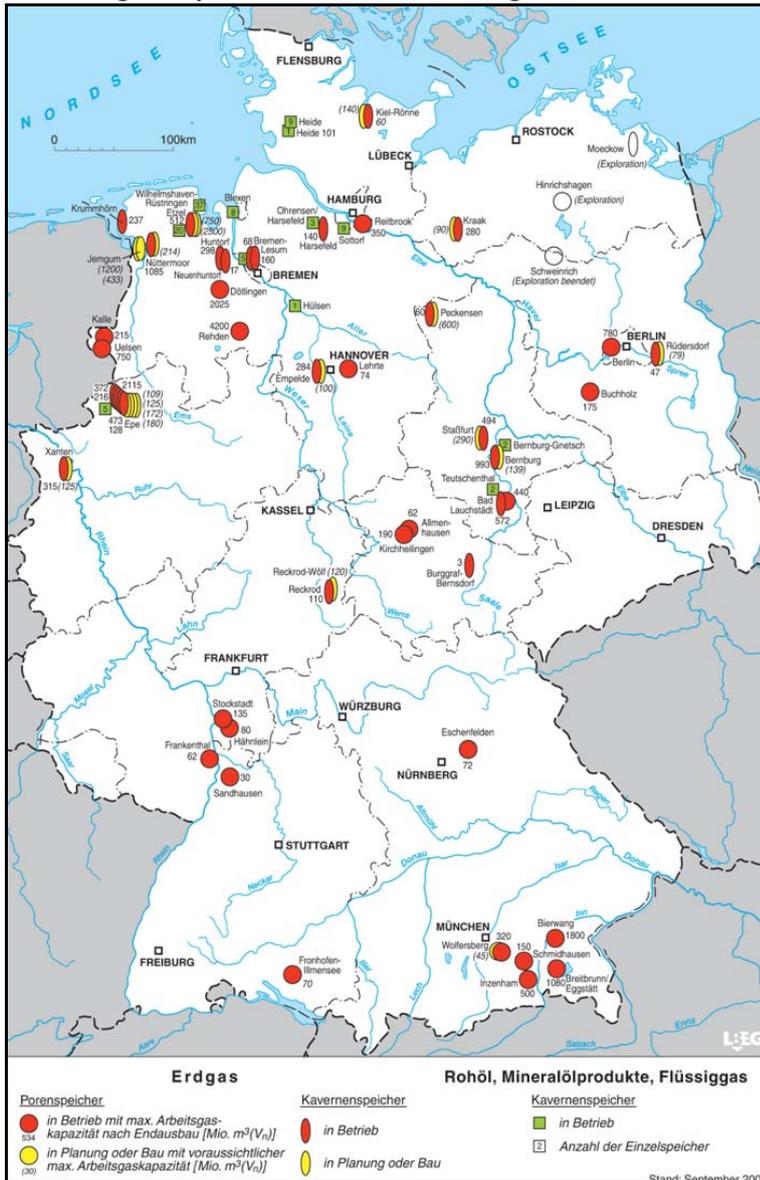
5.2.3 Mögliche Nutzungskonkurrenz zur CO₂ Speicherung

Ehemalige Erdöl- oder Erdgasfelder sind sowohl für die saisonale Speicherung von Erdgas als auch für die Speicherung von CO₂ die geeignetsten Formationen. Sie bieten mit einer kumulierten Kapazität von maximal 2,75 Gt kein alleinig ausreichendes Potential für eine mittel- oder langfristige Speicherung von CO₂ (RECCS+, 2010). Auch eine Einzelbetrachtung der potentiellen bzw. bereits in der Nutzung befindlichen Speicher dieses Typus dürfte Nutzungskonkurrenzen in der Praxis teilweise entschärfen, da die benötigten Volumina für eine langfristig-ökonomische CO₂ Speicherung für gewöhnlich deutlich über denen eines Erdgasspeichers liegen.

Die salinen Aquifere stellen das mit Abstand größte Potential zur unterirdischen Speicherung von Gasen dar. In der Praxis liegen hier aber zugleich die niedrigsten Ein- bzw. Ausspeiseraten vor (Gerling, 2010). Daher bieten sich diese, neben der CO₂ Speicherung, vor allem für die saisonale Erdgasspeicherung an. Diese niedrigen Ausspeiseraten tragen dabei gleichzeitig zu einer erhöhten Sicherheit der CO₂ Speicherung bei, da im Porenspeicher eingeschlossenes Gas nur langsam wieder aus der Injektionsbohrung austreten kann. Eine Stockwerksnutzung kann laut UBA (2009) nach aktuellem Kenntnisstand weder befürwortet noch generell abgelehnt werden. Offene Fragen betreffen vor allem die Auswirkungen saisonaler Druckänderungen und deren Auswirkungen auf die umliegenden Formationen.

⁹ GASAG Berlin mit 1000 m und RWE Kalle mit 2100 m (Sedlacek, 2009).

Abbildung 13: Speicherlokationen für Erdgas in Deutschland



Quelle: Sedlacek, 2009

5.3 Druckluftspeicher

5.3.1 Anwendung

Die zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energieträgern stellt das heutige Energiesystem vor neue Herausforderungen. Aufgrund der schwankenden und schlecht zu prognostizierenden Verfügbarkeit von Wind und Sonnenenergie wächst die Notwendigkeit von Speicherlösungen für Elektrizität. Heute kommen dafür Pumpspeicherkraftwerke zum Einsatz. Diese sind jedoch mit sehr hohen Investitionskosten verbunden, und in vielen Regionen ist bereits das Kapazitätsmaximum erreicht. Eine weitere Möglichkeit zur großtechnischen Stromspeicherung stellen Druckluftspeicher dar.

Bei der Druckluftspeicherung wird bei einem Überangebot an erzeugter Elektrizität dieses genutzt, um mit Hilfe eines Kompressors in unterirdischen Speicherformationen Druckluft einzuspeichern. Diese Druckluft kann dann in Spitzenlastzeiten genutzt werden, um zusammen mit Erdgas eine modifizierte Gasturbine und einen Generator anzutreiben. Weltweit gibt es bisher erst zwei dieser sogenannten

CAES-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage) die überschüssige Energie in Form von Druckluft speichern. Die erste Anlage ging 1978 in Huntorf, Niedersachsen ans Netz und eine weitere Anlage ging 1991 im US-Bundesstaat Alabama in Betrieb (van der Linden, 2003).

Eine Weiterentwicklung sind die adiabaten Druckluftspeicher. Hierbei wird die Kompressionswärme zwischengespeichert. Somit entfällt die Notwendigkeit einer Zufeuerung bei der Entspannung in der Gasturbine (VDE, 2009).

5.3.2 Technisches Potential in Deutschland

Druckluftspeicher benötigen große Volumina, wie sie zum Beispiel in ausgesohlenen Salzstöcken geschaffen werden können. Salzkavernenspeicher stellen einen tatsächlichen physischen Hohlraum dar, der rasch be- und entladen werden kann. Geeignete Salzformationen kommen in unterschiedlicher Tiefe in hoher Zahl an der Nordseeküste vor. Somit ist eine geografische Nähe zu den Einspeisepunkten schwankender Erzeugungskapazität in Form von Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen gegeben.

5.3.3 Mögliche Nutzungskonkurrenz zur CO₂-Speicherung

Da Druckluftspeicher vor allem zur Bereitstellung von Regelenergie oder zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden sollen, ist eine wichtige Voraussetzung die Möglichkeit zur raschen Befüllung und Entnahme. Beispielsweise kann das Kraftwerk in Huntorf die Leistung um 90 MW/min steigern (van der Linden, 2003). Diese hohen Raten sind bei salinen Aquiferen nicht gegeben, da hier eine mit salzhaltiger Flüssigkeit gefüllte, poröse Gesteinsschicht vorliegt. Diese ermöglicht nur deutlich langsamere Be- und Entladezyklen. Somit scheiden Porenspeicher in der Regel für die Nutzung als Druckluftspeicher zur Spitzenlastdeckung aus und es liegt bisher keine technische Nutzungskonkurrenz mit der Druckluftspeicherung in Kavernen vor.

Potentielle Nutzungskonkurrenzen könnten aber rechtlich begründet sein und betreffen die Fragen nach einer möglichen Stockwerksnutzung sowie benachbarte Nutzungsmöglichkeiten unter Berücksichtigung von Sicherheitsabständen (UBA, 2009).

5.4 Shale Gas

5.4.1 Anwendung

Shale Gas bezeichnet Erdgasvorkommen, welche in Schiefergestein in Form kleinster Bläschen eingeschlossen sind. Im Gegensatz zu Erdgas in Sandsteinformationen tritt dieses Gas bei der Erschließung der Vorkommen nicht selbstständig aus. Hierzu müssen künstliche Risse im Gestein geschaffen werden. Beim dem als Fracturing bezeichneten Prozess wird dazu in horizontal eingebrachte Bohrungen unter hohem Druck ein Gemisch aus Wasser, Sand und Chemikalien injiziert. Die so erzeugten Risse im Gestein werden durch den Sand offengehalten und die Chemikalien dienen unter anderem der Vorbeugung eines Verschlusses der Risse durch Bakterien (Zittel, 2010).

Die Förderung von Shale Gas wird in den USA in geringem Umfang seit mehr als 70 Jahren betrieben. Seit dem Jahr 2005 ist in den USA ein starker Anstieg der Shale Gas-Förderung zu beobachten, wodurch die Förderung im Jahr 2009 14 Prozent der US-Erdgasförderung ausmachte (EIA, 2011). Der Anstieg könnte mit einer Änderung der Regularien zusammenhängen, aufgrund derer die US-Wasserschutzbehörde nun nur noch in Ausnahmefällen kontrollieren darf, welche Chemikalien in den Untergrund injiziert werden.

5.4.2 Technisches Potential in Deutschland

In Deutschland und Europa steht die Shale Gas Förderung noch am Anfang der Entwicklung. Die europäische Förderung von Shale Gas belief sich im Jahr 2008 auf insgesamt 140 Millionen Kubikmeter (Zittel, 2010). Dies entsprach weniger als einem Promille des deutschen Verbrauchs von mehr als 100 Milliarden Kubikmeter Erdgas.

Für Europa gehen Schätzungen von einem Gesamtpotential von etwa 510 Billionen m³ aus (Rogner, 1997). Ein Großteil der erwarteten Vorkommen dürfte dabei auf Deutschland, Nordfrankreich, Österreich, die Niederlande, Polen, England, Norwegen und Schweden entfallen. Allerdings sind die Vorkommen im Vergleich zu den USA deutlich kleiner und aufgrund der dichteren Besiedlung schwerer zu erschließen. Auch die bisher ungeklärten Umweltauswirkungen der Förderung bei deutlich strengeren Umweltauflagen lassen für Deutschland momentan eine Bedeutung der Technologie wie in den USA unwahrscheinlich erscheinen.

5.4.3 Mögliche Nutzungskonkurrenz zur CO₂ Speicherung

In Schiefergesteinen können, aufgrund der sehr geringen Permeabilität, keine Flüssigkeiten oder Gase zur Speicherung eingeleitet werden. Somit liegen zunächst keine technischen Nutzungskonkurrenzen innerhalb der zur Shale Gas Produktion infrage kommenden Formationen vor. Eine Stockwerksnutzung erscheint, wie auch schon beim Hot-Dry-Rock Verfahren, aufgrund der im Gestein erzeugten Risse und einer möglichen Gefährdung des Speichers als nicht ratsam. Im Gegensatz zur Geothermienutzung kommt es bei der Shale Gas Förderung zudem zwangsläufig zu einer Förderung eines Stoffstroms an die Oberfläche, was einen möglichen Austritt von CO₂ erleichtern kann.

Eine vieldiskutierte Option zur verbesserten Förderung des Shale Gases ist die Speicherung von CO₂ während der Förderung. Vergleichbar der Speicherung von CO₂ in Kohlenflözen wird auch hier bei der Adsorption in die Schiefermatrix Methan verdrängt. Gleichzeitig führen die Bindungskräfte zu einer langfristige Speicherung von CO₂ auch in geringen Tiefen (Schepers et al., 2009). Aktuelle Studien legen aber den Schluss nahe, dass bei der gleichzeitigen Förderung und Speicherung ein Rückgang der Förderquote zu erwarten sein könnte (Schepers et al., 2009). Somit würden nur in erschöpften Shale Gas Vorkommen eine Speicherung von CO₂ möglich sein.

5.5 Ökonomische Aspekte des Speichers

5.5.1 Statische Nutzungskonkurrenzen

Eine Betrachtung und Bewertung potentieller Nutzungskonkurrenzen kann sowohl statisch als auch dynamisch erfolgen. Bei einer statischen Analyse werden mögliche zukünftige Entwicklungen von Märkten, Regularien und Technologien nicht berücksichtigt. Eine knappe Ressource soll dann derjenigen Verwendung zugeführt werden, in der sie heute den größtmöglichen Nutzen generiert. Bei einer am Markt gehandelten Ressource wird diese Entscheidung über die maximale Zahlungsbereitschaft der Konsumenten herbeigeführt. Eine kostenfreie Vergabe der möglichen CO₂ Speicher setzt diesen Mechanismus außer Kraft. Abhilfe könnte eine Verauktionierung der Nutzungsberechtigung geologischer Formationen schaffen (SRU, 2009). Aufgrund der multiplen Unsicherheiten im Bereich der CO₂ Speicherung, dies bezieht sich auch auf die generelle Notwendigkeit der CCTS Technologie im Energiesektor in Europa (Mendelevitch et al., 2010), muss eine Entscheidung heute auch den zukünftigen Wert der Ressource in verschiedenen Anwendungen berücksichtigen. Dabei stellt sich die Frage, wie beispielsweise die Geothermie oder Druckluftspeicherung, die heute nur in Ansätzen bewertet werden können, berücksichtigt werden sollen. Daher ist von einer statischen Betrachtung abzusehen.

5.5.2 Dynamische Nutzungskonkurrenzen

Die gesamte CCTS Prozesskette ist aufgrund ihres innovativen Charakters durch eine Vielzahl an technischen, ökonomischen und regulatorischen Unsicherheiten gekennzeichnet. Diese Unsicherheiten machen eine genaue Bewertung in Bezug auf die Kosten und den Nutzen der Technologie zum heutigen Zeitpunkt schwierig. Aus Unternehmenssicht sind es vor allem die zukünftigen CO₂-Preise, die tatsächlichen Kosten der Abscheidung, das verfügbare CO₂-Speicherpotential, der Regulierungsrahmen sowie die Verfügbarkeit und Kosten alternativer CO₂-armer Technologien, die bei einer Entscheidung für oder gegen die CCTS Technologie berücksichtigt werden müssen.

Eine gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsbetrachtung muss darüber hinaus noch heutige oder mögliche zukünftige Nutzeneinbußen aus einer alternativen Verwendung der begrenzten Ressource Speicher berücksichtigen. Dies bedeutet für die CO₂ Speicherung, dass beim momentanen Kenntnisstand von einer bevorzugten oder ausschließlichen Nutzung der Reservoirs abgesehen werden sollte. Dies gilt äquivalent auch für eine alleinige oder bevorzugte Verwendung innerhalb der in Kapitel 5 vorgestellten Nutzungsmöglichkeiten.

Durch die begrenzte Verfügbarkeit geologischer Speicherformationen können diese nicht unendlich genutzt werden. Weiterhin ist die CO₂-Speicherung nach heutigen Kenntnissen ein irreversibler Prozess, ein gefülltes Reservoir steht zukünftig für keine alternative Nutzung zur Verfügung. Im Gegensatz dazu wird mittel- und langfristige von einer Regenerationsfähigkeit der Atmosphäre als ebenfalls mögliches Reservoir für CO₂ ausgegangen. Damit stellt sich die Frage nach der optimalen Nutzung dieser Kapazität im Zeitverlauf. Dies umfasst sowohl den optimalen Zeitpunkt des Beginns, als auch die Geschwindigkeit der Befüllung.

Aufgrund der kurzfristig begrenzten Aufnahmefähigkeit beider Reservoirs ergibt sich zusätzlich zu den Speicherkosten ein Knappheitspreis der Nutzung. Dieser ist für die Atmosphäre aufgrund der Regenerationsfähigkeit langfristig null, kurzfristig aber positiv. Aufgrund der physischen Knappheit und der fehlenden Regenerationsfähigkeit des geologischen CO₂-Speichers sowie den positiven Kosten der Speicherung liegen dessen Nutzungskosten für die Gesellschaft immer über denen der Atmosphäre (Lafforgue et al., 2008).

Es stellt sich allerdings die Frage, wie die Verteilung des knappen Gutes „Speicherkapazität“ erfolgen soll. Selbst bei einer wie vom SRU (2009) vorgeschlagenen Verauktionierung ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer langfristig optimalen Allokation kommt. Dies begründet sich durch den unterschiedlichen Reifegrad der Nutzungsmöglichkeiten. So erscheint im Vergleich mit adiabaten Druckluftspeichern bzw. der tiefen Geothermie die CO₂ Speicherung am technologisch weitest entwickelt. Weiterhin ist davon auszugehen, dass die potentiellen Betreiber eines CO₂ Speichers auf Grund Ihrer Kapitalstärke im Vorteil wären, nicht zuletzt auch durch die bereits erfolgte und angedachte Förderung der ersten Projekte durch die Europäische Union (vgl. Herold et al., 2010b). Dies bedeutet, dass bei einer möglichen Verauktionierung der Speicherkapazität heute allenfalls ein Teil der Kapazität auf den Markt kommen sollte.

Es stellt sich aber nicht nur die Frage nach einer optimalen Nutzung zwischen verschiedenen Technologien, sondern auch welche CO₂ Emissionen aus welcher Quelle für die geologische Speicherung in Frage kommen sollen. Aufgrund der Knappheit des Speicherpotentials kann eine Speicherung von CO₂ aus dem Energiesektor, dem industriellen Sektor und der Biomassenutzung nicht unbegrenzt erfolgen. Daher sollte auch innerhalb der CO₂ Speicherung der Fokus auf diejenigen Emissionsquellen gelegt werden, die langfristig bei einem Einsatz der CCTS Technologie den größten Nutzen generieren. Aufgrund mangeln-

der alternativer Vermeidungsoptionen für prozessbedingte Industrieemissionen (Öko-Institut, 2011) und der Notwendigkeit der Atmosphäre durch den Einsatz von CCTS in Kombination mit Biomasse (IPCC, 2007) CO₂ zu entziehen, scheint eine Anwendung der CO₂ Speicherung im Energiesektor für Deutschland nicht empfehlenswert. Aufgrund der dort anfallenden Mengen an CO₂ würde die vorhandene Speicherkapazität, vor allem günstig zu erschließende Speicherkapazität, rasch erschöpft sein. Dieses Problem wird bei einer ausschließlichen Nutzung von Offshore-Senken weiter verschärft.

Wichtig ist hierbei die Unterscheidung eines Einsatzes der CCTS Technologie in Deutschland und Europa beziehungsweise Global. Aufgrund des starken Ausbaus fossiler Kraftwerkskapazitäten in den USA, China, Indien, Afrika und Südamerika kann die Anwendung der Technologie auch im Kraftwerksbereich nicht ausgeschlossen werden. So geht beispielsweise die IEA davon aus, dass eine Halbierung der CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2050 im Verhältnis zu 2005 ohne den Einsatz der CCTS Technologie weltweit bis zu 71 Prozent höhere Kosten verursachen würde.

5.6 Zukünftige Kopplung von Biomassenutzung und CCTS

Für Deutschland, aber auch für Europa, zeigt der stetige Ausbau der regenerativen Energieträger, aber auch Studien des WWF (2009) und des SRU (2011), dass ambitionierte CO₂-Reduktionen ohne den Einsatz der CCTS Technologie im Kraftwerkssektor möglich sind. Davon ausgenommen sind Kraftwerkskapazitäten zur energetischen Nutzung von Biomasse. Die hierdurch zu erzielenden Negativemissionen sind Klimamodellierungen zufolge integraler Bestandteil der Bemühungen, das 2°C Ziel bis zum Ende dieses Jahrhunderts nicht zu überschreiten (Edenhofer, 2010). Allerdings ist der alleinige Ausbau der Biomassenutzung nicht ausreichend um dieses Ziel zu erreichen. Erst die Kopplung mit CCTS, vor allem in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts, ermöglicht eine Stabilisierung der atmosphärischen CO₂ Konzentration auf 450 ppm zum Ende des 21. Jahrhunderts (Edenhofer, 2010). Dies setzt eine ausreichende Aufnahmekapazität von CO₂ in den entsprechenden geologischen Speicherformationen voraus. Dabei ist für Regionen, wie beispielsweise China und Indien, in denen CCTS auch im Kraftwerkssektor zum Einsatz kommen muss, heute noch nicht klar ob ausreichende Speicherkapazitäten vorhanden sind. Eine energetische Nutzung von Biomasse in Deutschland und Europa ist daher nicht nur für nationale CO₂-Bilanzen attraktiv, sondern kann durch die Kopplung mit CCTS und der vorrangigen Bereitstellung von Speicherkapazitäten einen wichtigen Beitrag zur Erfüllung globaler Klimaziele leisten.

Eine weitere wichtige Anwendung der CO₂ Speicherung besteht im Biokraftstoffsektor. Hierbei fällt, prozessbedingt, bereits heute ein reiner CO₂-Strom an. Eine Speicherung ist, aufgrund der im Vergleich zur Anwendung in anderen Industrien oder im Kraftwerkssektor nicht mehr notwendigen Abscheidung, zu deutlich geringeren Kosten möglich. Aufgrund mangelnder finanzieller oder regulatorischer Anreize besteht seitens der Produzenten hierfür aber noch kein Anreiz. Für Deutschland schätzt der WWF (2010) das allein aus der Bioethanolherstellung ca. 32 Mt an negativen CO₂-Emissionen erreicht werden könnten. Ein weiteres, bisher nicht quantifiziertes, Potential besteht in der Biodieselherstellung der zweiten Generation.

6 Schlussfolgerungen

Die Entwicklung und das Potential der CCTS-Technologie in Deutschland unterliegen großen Unsicherheiten. Diese sind allerdings weniger technologischer, als politischer Natur.

Die Technologien zur Abscheidung und Transport von CO₂ sind weitestgehend bekannt. Allerdings ist die großtechnische, kommerzielle Anwendbarkeit der Prozesskette im Industrie- und Kraftwerkssektor noch durch Demonstrationsprojekte nachzuweisen.

Der Transport von CO₂ mittels Pipelines wird gemeinhin als einzige wirtschaftliche Lösung für den Transport an Land erachtet. CO₂-Pipelines gelten als typische Netzwerkindustrie, die durch sehr hohe versunkene Investitionskosten und niedrigere variable Kosten charakterisiert ist. Im Falle von räumlich verteilten Quellen und Senken und daraus resultierenden langen Transportwegen kann ein integriertes Pipelinetzwerk erhebliche Effizienzvorteile bieten.

Der technisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich nutzbare Anteil der Speicherschätzungen ist noch mit sehr hohen Unsicherheiten behaftet. Fest steht jedoch schon heute, dass eine gleichzeitige Einspeicherung von Industrie- und Kraftwerksemissionen nicht über einen ausreichend langen Zeitraum möglich ist.

Die modellgestützte Potentialabschätzung zeigt, dass die CCTS-Technologie im industriellen Sektor mittelfristig einen hohen CO₂-Reduktionsbeitrag leisten kann. So lassen sich voraussichtlich zu CO₂-Preisen von unter 50 €/tCO₂ ca. 80 Prozent der maximal möglichen Restemissionen durch die CCTS-Technologie vermeiden. Der Großteil der Investitionen fällt im Eisen- und Stahlsektor an. Dieser profitiert von den voraussichtlich geringsten Abscheidungskosten, sowie von Skaleneffekten im Transport durch eine höhere Konzentration größerer Emittenten in regionalen Clustern. Dies erfordert aber die Nutzbarkeit der im BGR Speicherkataster identifizierten Speicherpotentiale an Land. Aufgrund der steigenden Komplexität der CO₂-Transportinfrastruktur kommt es bei der vollständigen Anwendung der CCTS-Technologie im Industriesektor zu stark steigenden Vermeidungskosten für die letzten 20 Prozent der Emissionen. Dies gilt, aufgrund höherer Kosten für den CO₂-Transport und die Speicherung, auch im Fall einer ausschließlichen Nutzung von Speicherstätten unter dem Meeresgrund.

CCTS kann, was die Benutzung von Untergrundspeichern betrifft, in Nutzungskonkurrenz zu anderen Technologien stehen. Geologische Formationen zur Druckluftspeicherung scheiden auf Grund der notwendigen schnellen Befüllung, als Konkurrenz für die CO₂-Speicherung aus. Dies gilt auch für das zur Shale Gas Produktion geeignete Schiefergestein mit seiner geringen Permeabilität. Eine mögliche Konkurrenz zur Erdgasspeicherung in Porenspeichern ist momentan nur bedingt vorhanden, da bereits zum heutigen Zeitpunkt ca. ein Drittel des jährlichen Erdgasverbrauchs in Deutschland gespeichert werden kann. Ein zukünftiger Ausbau von Erdgaskraftwerken als Regel- und Backupkapazität in einem überwiegend regenerativen Energiesystem kann aber zu Erweiterungen führen. Die Nutzung der tiefen Geothermie ist nach heutigem Kenntnisstand nur an ausgewählten Standorten in Deutschland lohnend, weshalb zukünftig überwiegend in Niedersachsen eine mit der CO₂-Speicherung konkurrierende Nutzung des Untergrundes wahrscheinlich ist.

Aufgrund der begrenzten Speicherpotentiale muss auch bei einer Entscheidung zur CO₂-Speicherung eine sorgfältige Abwägung in der Verwendung erfolgen. Da es im Kraftwerkssektor bereits heute Alternativen zur Nutzung fossiler Brennstoffe gibt, empfehlen wir die Anwendung der CCTS-Technologie vorrangig im industriellen Sektor. Laut dem WWF (2009) verbleiben hier langfristig unvermeidliche, jährliche Restemissionen in Höhe von 54 Mt CO₂. Es ist jedoch nicht mit einer vollständigen Anwendung der CCTS Technologie zu rechnen, da dies für kleine CO₂-Emittenten in großer Entfernung zu Speicherregionen nur bei sehr hohen CO₂-Zertifikatpreisen lohnenswert wäre. Eine mögliche Strategie könnte die zukünftige Clustering kleiner Anlagen darstellen, um stärker von Skaleneffekten im Transport zu profitieren. Aufgrund mangelnder alternativer Vermeidungsoptionen für prozessbedingte Industrieemissionen und der Not-

wendigkeit, der Atmosphäre durch den Einsatz von CCTS in Kombination mit Biomasse CO₂ zu entziehen, scheint eine Anwendung der CO₂-Speicherung im Energiesektor für Deutschland nicht empfehlenswert. Die dort anfallenden Mengen an CO₂ würden vor allem günstig zu erschließende Speicherkapazitäten rasch erschöpfen und eine Anwendung in der Zukunft verteuern oder gänzlich ausschließen.

7 Referenzen

- AGEB (2010): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2009. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., März / 2010, Berlin, Deutschland.
- BGR (2011): Speicherkataster für Deutschland. Veröffentlicht und aufgearbeitet durch Greenpeace (2011).
- BINE (2007): Druckluftspeicher-Kraftwerke. Projektinfo 05/07. BINE Informationsdienst. ISSN: 0937-8367. FIZ Karlsruhe.
- Crotogino, F. (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. Vortrag gehalten anlässlich der Tagung FORTSCHRITTLICHE ENERGIEWANDLUNG UND -ANWENDUNG der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Stuttgart 2003.
- Dahmke, A. (2010): Machbarkeit der CO₂-Speicherung in Deutschland (onshore)- geologisches Potenzial- juristische Vorgaben. Zero-Workshop 28.10.10, Berlin.
- Dardea, V., Thomsena, K., Wellb, W. Erling H., Stenbya, E. (2009): Chilled ammonia process for CO₂ capture. Energy Procedia Vol. 1, No. 1, pp. 1035-1042.
- ECOFYS (2004): Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht 2004. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf>. 06.04.2011.
- EEA (2010): The European Pollutant Release and Transfer Register. Copenhagen, Denmark. <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/member-states-reporting-art-7-under-the-european-pollutant-release-and-transfer-register-e-prtr-regulation-2/>. 24.01.2011
- EIA (2011): AEO2011 Early Release Overview. U.S. Energy Information Agency. http://www.eia.doe.gov/forecasts/aeo/executive_summary.cfm. 23.01.2011.
- GeoCapacity (2009): Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide – The EU GeoCapacity Project. Energy Procedia, Volume 1, Issue 1, February 2009, Pages 2663-2670.
- Gerling, P. (2010): CO₂-Storage - German and International Perspective. Presentation at Berlin Seminar on Energy and Climate Policy. 3rd July, 2010.
- Geske, J., Herold, J. (2010): Carbon Capture and Storage Investment and Management in an Environment of Technological and Price Uncertainties. Working Paper WP-RD-05, Dresden University of Technology.
- Greenpeace, (2011): Potentielle CO₂-Lager in Deutschland, basierend auf Daten des BGR. http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/CO2Endlager.pdf und http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/CO2-Lager-HuettenWerke.pdf. 07.03.2011.

- Heddle, G., Herzog, H. and Klett, M. (2003): The Economics of CO₂ Storage. Cambridge: MIT – Laboratory for Energy and the Environment.
- Herold, J., Rüster, S. von Hirschhausen, C. (2010a): Vertical Integration along the Extended Value Added Chain Including Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS). Project No 213744. SECURE Work package 5.3.2.
- Herold, J., Rüster, S. von Hirschhausen, C. (2010b): Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS); The Real Threat to European Supply Security with Coal. Project No 213744. SECURE Work package 5.3.5.
- Herold, J., Rüster, S. von Hirschhausen, C. (2010c): Carbon Capture, Transport and Storage in Europe: A problematic energy bridge to nowhere? Centre for European Policy Studies (CEPS), Working Document No. 341; Brussels, Belgium. <http://www.ceps.eu/book/carbon-capture-transport-and-storage-europe-problematic-energy-bridge-nowhere>. 07.03.2011.
- Höller, S. (2010): Ablagerung von CO₂ im geologischen Untergrund: Wie viel Platz gibt es in Deutschland? Bild des Monats. Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie.
- IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.
- IPCC (2007): Summary for Policy Makers. In: IPCC (Hrsg.): Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.
- IEA (2005): Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA (2009a): Technology Roadmap – Carbon Capture and Storage. OECD, Paris, France: International Energy Agency. http://www.iea.org/papers/2009/CCS_Roadmap.pdf. 07.03.2011.
- IEA (2009b): CO₂ Capture and Storage – A Key Carbon Abatement Option. Paris, France: International Energy Agency.
- Lafforgue, G., Magne, B., und Moreaux, M. (2008) Energy substitutions, climate change and carbon sinks. Ecological Economics 67.
- LIAG (2010): Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Schellschmidt, R. http://www.gga-hannover.de/institut/verschiedenes/daten/temp_daten/home.htm. 07.03.2011.
- Mendelevitch, R., Oei, P.Y., Tissen, A. and Herold, J. (2010): CO₂- Highways – Modeling Aspects of a Future CO₂ Transport Infrastructure, Centre for European Policy Studies (CEPS), Working Document No. 340; Brussels, Belgium. <http://www.ceps.eu/book/co2-highways-europe-modelling-carbon-capture-transport-and-storage-infrastructure-europe>. 07.03.2011.
- Melzer, S.L. (2007): The ‘Nuts and Bolts’ of CO₂ Enhanced Oil Recovery, A 1-Day Workshop Offered in Association with the Enhanced Oil Recovery, October 25th, Casper Wyoming.

- Mimura, T., Yasuyuki, Y., Takashi, N., Masaki, I., Ryuji, R. (2003): Development and Application of Flue Gas Carbon Dioxide Recovery Technology by Chemical Absorption Method, Proceedings of the International Conference on Power Engineering : ICOPE, 2003(2), pp. 2-325-2-328.
- MIT (2006): The Future of Geothermal Energy. Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century. An assessment by an MIT-led interdisciplinary panel. Massachusetts Institute of Technology.
- NPC (2007): UNCONVENTIONAL GAS. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/29-TTG-Unconventional-Gas.pdf. 07.03.2011.
- Oei, P.Y., Mendelevitich, R. Herold, J., Tissen, A. von Hirschhausen, C (2010): CO₂-Autobahnen für Europa? Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET Magazin), Ausgabe 12/2010, ETV Energieverlag GmbH, Essen.
- Öko-Institut (2011): Potenziale und Chancen durch CCS für die Industrie. Kurzstudie für den WWF Deutschland, Berlin.
- RECCS (2007): RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- RECCS+ (2010): RECCS plus – Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und Ablagerung (CCS) – Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- Rogner, H.H. (1997): An Assessment of World Hydrocarbon Resources,“ Institute for Integrated Energy System, University Of Victoria (1997). Annual Review of Energy and the Environment 1997. 22:217–62.
- Schepers, K., Nuttall, B., Oudinot, A. (2009): Reservoir Modeling and Simulation of the Devonian Gas Shale of Eastern Kentucky for Enhanced Gas Recovery and CO₂ Storage. 2009 SPE International Conference on CO₂ Capture, Storage, and Utilization.
- Sedlacek, R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In Erdöl Erdgas Kohle 125. Jg. 2009, Heft 1.
- SRU (2009): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten des Sachverständigenrat für Umweltfragen.
- TAB (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, TAB-Arbeitsbericht Nr. 084.
- TNO (2004): Cost Curves for CO₂ Storage, Part 2: European Sector. TNO.
- Tzimas E. (2009): The Cost of Carbon Capture and Storage Demonstration Projects in Europe, European Commission, Joint Research Center, Institute of Energy.

- UBA (2009): Geothermische Energieerzeugung und CO₂-Lagerung – mögliche Nutzungskonkurrenzen. In Beitrag „Der Geothermiekongress 2009“. Bochum, 17 – 19. November 2009.
- UGS (2011): Salzkavernen. Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH. <http://www.ugsnet.de/speicherung.php>. 15.12.2010.
- VDE (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf; Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt am Main.
- van der Linden, S. (2003): The Commercial World of Energy Storage: A Review of Operating Facilities (under construction or planned). 1st Annual Conference of the Energy Storage Council, March 3, 2003 Houston, TX.
- Vattenfall (2011): Informationstreffen mit Vattenfall zu CCTS, Cottbus 11.02.2011.
- VGIE (2010): Ursprung geothermischer Energie. Verein zur Förderung der Nutzung von Geothermie und weiteren Innovativen Energieformen e.V. <http://www.vgie.de/kompetenzen/geothermie/>. 07.03.2011.
- WEG (2011): Erdgasförderung in Deutschland. Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. <http://www.erdgas-muenster.de/de/342.php>. 24.02.2011.
- WCI (2010): World Coal Institute. <http://www.worldcoal.org>. 06.04.2011.
- WWF (2009): Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht, WWF Deutschland.
- Zittel, W. (2010): Kurzstudie „Unkonventionelles Erdgas“. Im Auftrag der ASOP Deutschland und Energy Watch Group. http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/2010-05-18_ASPO_Kurzstudie_Unkonv_Erdgas.pdf, 07.03.2011.

8 Anhang

8.1 Schlüsselannahmen der Modellberechnung des CCTSMOD

8.1.1 Allgemein

- Es handelt sich um eine Minimierung der CO₂-Reduktionskosten. Für jeden im Modell hinterlegten Emittenten besteht die Wahlmöglichkeit im Kauf von CO₂-Zertifikaten oder der Anwendung der CCTS Technologie. Diese Entscheidung wird zentral über alle Perioden getroffen.
- Aus Komplexitätsgründen findet keine Berücksichtigung von geografischen (Flüße, Berge, ...), urbanen (Städte, Ballungsräume, ...) oder biologischen (Naturschutzgebiete, Tierarten, ...) Besonderheiten bei der Standortwahl der CCTS Infrastruktur statt.
- Es findet eine räumliche, nicht kapazitative, Aggregation von einigen nah beieinander liegenden Quellen und Senken statt. Diese werden im Modell Knoten zugeordnet, welche dann mittels Pipelines verbunden werden.
- Diese Knoten haben einen im Abstand von 0.25 Breiten- bzw. Längengraden; dies entspricht einem Abstand von ca. 27 km von Norden nach Süden und 17 km von Osten nach Westen. Somit sind CO₂ Quellen im Modell im Durchschnitt weniger als 7 km, jedoch maximal 13,5 km vom realen Standort entfernt.
- Der linear steigende CO₂-Preis beginnt in jedem Szenario bei 15€/tCO₂ im Jahr 2010.
- Der Diskontsatz beträgt 5%.
- Das Betrachtungsgebiet ist Deutschland, es finden keine transnationalen CO₂-Flüsse statt.
- Die Analyse erfolgt in 5-Jahres-Schritten.

8.1.2 Abscheidung

- Es werden nur die Kalk- und Zement-, sowie die Eisen- und Stahlindustrie als CO₂ Emittenten im Modell abgebildet.
- Die maximale Capture Rate beträgt 90%, für die restlichen 10% müssen weiterhin Zertifikate gekauft werden.

8.1.3 Transport

- Es gibt ein Bündel von fest vorgegebenen (wählbaren) Pipeline-Durchmessern (5, 10, 20, 40, 60 oder 80 cm) mit deren Hilfe Skaleneffekte abgebildet werden.

8.1.4 Speicherung

- Enhanced Oil oder Gas Recovery (EOR & EGR) sind nicht im Modell integriert.

Ökonomische Aspekte von CCTS im Industriesektor

- Mögliche Nutzungskonkurrenzen mit anderen Nutzungsmöglichkeiten (Erdgasspeicherung, Geothermie, Druckluftspeicherung, Shale Gas, ...) sind nicht im Modell integriert.