



STE Research Report

05/2010

Kostenstrukturen von CCS-Technologien: Übersicht unter Berücksichtigung von CO₂-Reinheitsgraden und Lernkurven

W. Kuckshinrichs, P. Markewitz

Institut für Energieforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEF-STE)

Kurzstudie im Auftrag des Potsdam-Instituts für Klimafolgenforschung
e.V., Potsdam

Beitrag zur Studie *Anpassungs- und Vermeidungsstrategien: Eine
Marktsegmentstudie für den deutschen Versicherungssektor* für den Ge-
samtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV)

Endbericht

Jülich, Mai 2010

Inhalt

I	Einleitung	1
II	CCS-Konzepte	1
III	Methodischer Ansatz	6
III.1	Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten	6
III.2	Lernkurven	8
IV	Kostenfaktoren und Anlagenparameter	11
IV.1	Wirkungsgrad	11
IV.2	CO₂-Reinheitsgrade	13
IV.3	Transport und Speicherung von CO₂	14
IV.4	Lernparameter	16
IV.5	Kraftwerkskonzepte und wichtige Anlagenparameter	17
V	Fazit	22
VI	Literatur	23

I Einleitung

Die Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ aus der Energieumwandlung setzen sich aus den Kosten für die einzelnen Prozesse der Abscheidung inkl. Gaskonditionierung, des Transports und der Speicherung zusammen. Hinsichtlich des Anteils an den Kosten besteht breiter Konsens darüber, dass die Aufwendungen für die CO₂-Abscheidung den überwiegenden Kostenblock darstellen. Für den kommerziellen Einsatz im Kraftwerksmaßstab gibt es noch keine gesicherten Kostendaten, so dass Kostenprojektionen bisher immer auf der Basis von Schätzungen, von Erfahrungs- und Expertenwissen bzw. auf Lernkurvenkonzepten beruhen.

Für einen Vergleich der Kosten von CCS mit anderen technischen Optionen zur Reduktion von CO₂ sind mit Blick auf die Stromerzeugung die Stromgestehungskosten und hinsichtlich der CO₂-Vermeidung die CO₂-Vermeidungskosten relevant. Ziel des Beitrags ist es, für Braunkohle-, Steinkohle- und Gas-befeuerte Anlagen ohne und mit CO₂-Abscheidung-, Transport und -Speicherung Kostenstrukturen zu analysieren und Kostenprojektionen für einen kommerziellen Einsatz im Jahr 2020 zu entwickeln. Dabei werden Post-Combustion-, Oxyfuel- und Pre-Combustion-Konzepte berücksichtigt.

II CCS-Konzepte

Kohlendioxid kann bereits mit heute verfügbarer Technik aus CO₂-haltigen Gasen abgetrennt werden. Diese Technik ist z.B. bei der Erdgasaufbereitung oder der Düngemittelproduktion im Einsatz. Die Innovation der CO₂-Abscheidung auf den Kraftwerksbereich ist jedoch mit vielen technischen Neuerungen insbesondere im Bereich Systemintegration (Energie- und Stoffstrommanagement, Einbindung in den Kraftwerksprozess) verbunden. Insbesondere führen der Abscheideprozess und die CO₂-Aufbereitung zu deutlichen Einbußen beim Wirkungsgrad des Kraftwerks, die es zu verringern gilt.

Die derzeit intensiv diskutierten Abscheidetechnologien können in folgende Prozessfamilien eingeteilt werden (vgl. Abbildung 1):

- **Post-Combustion:** CO₂-Abscheidung aus dem Rauchgasstrom nach dem Verbrennungsprozess,
- **Oxyfuel:** Erhöhung der CO₂-Konzentration im Rauchgas durch eine sauerstoffgeblasene Verbrennung und
- **Pre-Combustion:** CO₂-Abscheidung aus dem reformierten Synthesegas einer Vergasungsanlage.

Ein zentraler Punkt laufender sowie zukünftiger Forschungsaktivitäten zu **Post-Combustion-Verfahren** ist die Entwicklung effizienterer Lösungsmittel. Ziel ist es, den Energieeinsatz für deren Regeneration zu reduzieren, die Lösungsmittelmenge zu

verringern sowie Kosten zu senken. Hierzu gehört auch, entsprechende Erklärungsansätze für die auftretenden Degradationsmechanismen (Oxidative und thermische Degradation, Reaktion mit sauren Gasen, Nebenreaktionen mit CO_2) zu finden.

Wesentlicher Nachteil der aminbasierten Wäsche ist der hohe Energieaufwand für die Desorption des CO_2 -beladenen Lösungsmittels. Wie laufende Forschungsarbeiten zeigen, scheint der Einsatz von sogenannten sterisch gehinderten oder tertiären Aminen¹ (mit Einsatz von Aktivatoren zur Reaktionsbeschleunigung) vielversprechend, da sie weniger Energie für die Desorption sowie für Pumpen und Verdichter benötigen. Darüber hinaus lässt sich die Korrosionsgefahr verringern. Allerdings weisen sie Nachteile beim eigentlichen Absorptionsprozess auf. Eine weitere Möglichkeit besteht im Einsatz von Aminosäuresalzlösungen, die sich durch eine geringe Absorptionenthalpie und einen niedrigen Dampfdruck auszeichnen. Sie besitzen eine hohe Selektivität, eine geringe Degradation und einen hohen Stoffumsatz. Weiterhin lassen sich hohe Reinheiten des CO_2 -Stroms erreichen.

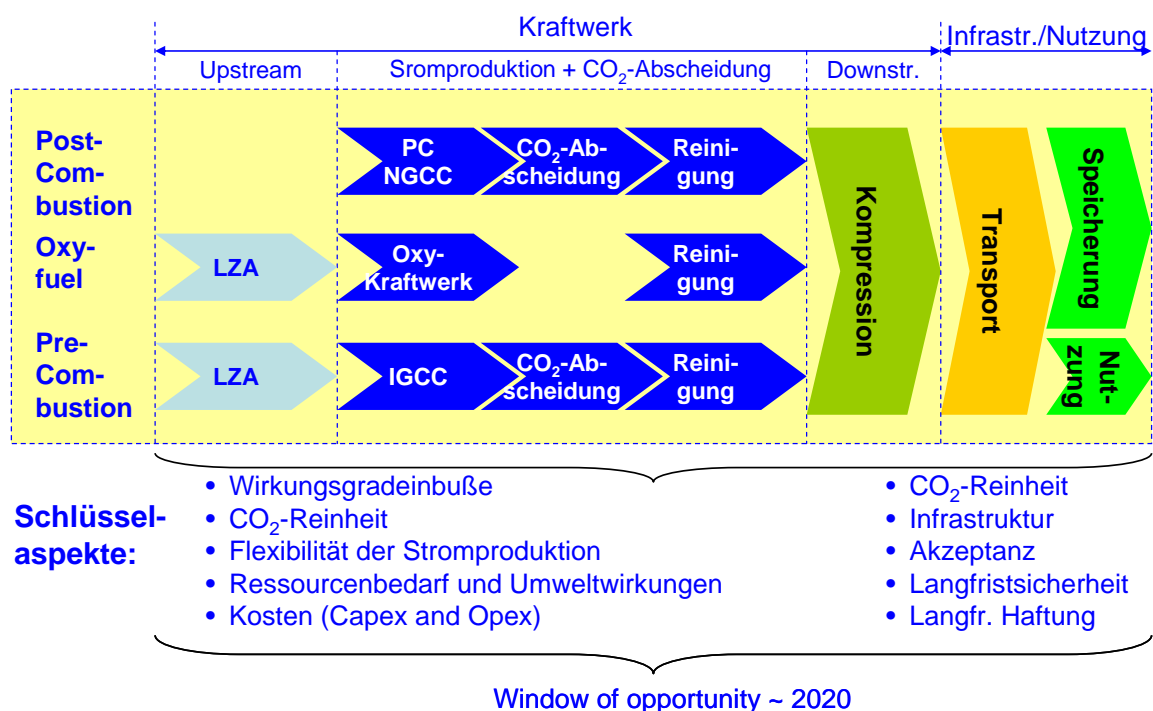
Der Einsatz von Karbonaten stellt eine weitere interessante Option dar, da diese sich insbesondere durch eine hohe thermische Stabilität, die Beständigkeit gegenüber Sauerstoff sowie durch relativ niedrige Ab- und Desorptionswärmen auszeichnen. Nachteilig sind die relativ niedrigen Reaktionsgeschwindigkeiten, die aber durch die Zugabe von Additiven erhöht werden können.

Im Mittelpunkt einiger Forschungsarbeiten steht auch das sogenannte „chilled ammonia“-Verfahren, bei dem das CO_2 mit Hilfe von Ammoniak und Wasser gebunden wird. Dieses zeichnet sich zum einen durch einen niedrigen Energieeigenbedarf für Ab- und Desorption aus. Zum anderen stellt Ammoniak ein im industriellen Maßstab kostengünstig herzustellendes Absorptionsmittel dar.

Für **Oxyfuel-Verfahren** liegt das Effizienzpotenzial neben der Optimierung des Gesamtsystems hauptsächlich bei der Sauerstoffbereitstellung. Durch prozesstechnische Verbesserungen des kryogenen Verfahrens (z.B. Drei-Säulen-Prozess) ließe sich der energetische Eigenbedarf für die Luftzerlegung um etwa 20 % senken. Zusätzlich besteht die Möglichkeit zur Sauerstoffproduktion mit anderen Verfahren wie keramischen Membranen (zur Sauerstoffabtrennung aus der Luft) und Chemical Looping.

¹ aMDEA, MDEA, KS-1

Abbildung 1: Derzeit favorisierte CCS-Prozessfamilien



LZA: Luftzerlegungsanlage

Quelle: eigene Darstellung nach [ZEP, 2008]

IEF-STE 2010

Für **Pre-Combustion-Verfahren** stellt der Einsatz des Brenngases in einer Gasturbine große Anforderungen an die Brenngasreinigung (z.B. Entstaubung). Hierfür sind verbesserte Techniken zu entwickeln. Die Nutzung von wasserstoffreichen Brenngasen (über 50 % Wasserstoffanteil) in Gasturbinen kleinerer Leistungsgrößen erfolgt derzeit hauptsächlich in Raffinerien. Die Nutzung von wasserstoffreichen Gasen in Gasturbinen der F-Klasse² (heavy-duty gas turbines) ist derzeit Gegenstand intensiver Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Die Machbarkeit der Verbrennung von wasserstoffreichen Gasen in Gasturbinen hat General Electric in einem großskaligen Demonstrator einer Brennkammer gezeigt. Verdichter/Turbinen- und Brennerdesign müssen jedoch weiter entwickelt und optimiert werden.

Die thermodynamisch optimale Integration der CO₂-Abscheidung in den Gesamtprozess ist derzeit Gegenstand von Pilotprojekten. Jedoch gilt es, in einem ersten Schritt die prinzipielle technische Machbarkeit von Kohlekombikraftwerken (IGCC) mit CO₂-Abscheidung zu belegen.

Auch für das IGCC-Kraftwerk ist der Einsatz von Sauerstoff für die Vergasung/Reformierung erforderlich, was sich in erhöhten Kosten und höheren Eigenverbräuchen

² Klassifizierungsschema für große Gasturbinen.

der Anlagen niederschlägt. Eine energieeffizientere und integrierte Bereitstellung von Sauerstoff für die Pre-Combustion-Kraftwerke kann erheblich zur Verbesserung des Wirkungsgrades und zur Minderung der Betriebskosten beitragen. Längerfristig wäre der Einsatz von membranbasierten O₂-Trennverfahren möglich.

Der **Transport von CO₂** per Pipeline wird seit vielen Jahren insbesondere in den USA praktiziert. Die Erfahrungen in den USA weisen auf Sicherheitsstandards hin, die vergleichbar mit denen von Erdgastransporten sind. Der Transport kann als Stand der Technik interpretiert werden. Die langfristige und sichere **Speicherung von CO₂** in geologischen Formationen ist Voraussetzung für einen großtechnischen Einsatz von CO₂-Abscheidung als Klimaschutzoption. Aspekte der Langfristigkeit und Sicherheit der Speicherung von CO₂ sind derzeit Gegenstand einer Reihe von Forschungs- und Pilotvorhaben. Zahlreiche Experten gehen von einer Machbarkeit aus, auch wenn für Detailfragen noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Derzeit wird im Rahmen einiger Projekte, z.B. Sleipner, In Salah, die Speicherung erfolgreich demonstriert, so dass erste Erfahrungen vorliegen.

Anforderungen an die **CO₂-Reinheit** betreffen die gesamte CCS-Kette (Kraftwerk, CO₂-Abscheidung, -Behandlung, -Transport und -Speicherung) und darüber hinaus auch die CO₂-Nutzung. Je nach Reinheitsgrad und Zusammensetzung des CO₂-Stroms können unerwünschte Wirkungen wie hoher Energiebedarf für Verdichtung, Korrosionseffekte, abnehmende Dichte mit entsprechend höherem Bedarf an Speichervolumen, usw. verbunden sein. Der nach der Abscheidung vorliegende CO₂-Strom enthält neben Kohlendioxid auch geringe Bestandteile anderer Substanzen, die als Verunreinigungen bezeichnet werden. Über den CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung sowie ggf. durch die CO₂-Nutzung werden im Prinzip Anforderungen an die CO₂-Reinheit gestellt; diese sind aber derzeit noch nicht abgestimmt spezifiziert. Daher ist die Vorgabe eines Reinheitsgrades für CO₂ derzeit nicht möglich. So fordert die CCS-Richtlinie der EU, dass das zu speichernde Gasgemisch überwiegend („overwhelmingly“) CO₂ enthalten soll. Mögliche Gefahrenaspekte werden insofern berücksichtigt, als die Konzentration der Substanzen im CO₂-Strom eine Höhe unterschreiten muss, welche die Integrität der Speicherstätte oder der Transportinfrastruktur beeinträchtigen würde und welche ein signifikantes Risiko für Umwelt und Gesundheit darstellen könnte. Darüber hinaus ist die Angabe eines Reinheitsgrades nur ein notwendiges, aber nicht hinreichendes Kriterium, da damit noch keinerlei Aussagen über die Zusammensetzung der Verunreinigungen getroffen wird, die letztendlich für unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. Korrosionseffekte) verantwortlich sind. Da die eingesetzten Pipelinewerkstoffe bekannt sind und darüber hinaus langjährige Erfahrungen mit dem CO₂-Transport vorliegen, sind die technischen Anforderungen an das Material in Kombination mit den Verunreinigungen eindeutig spezifizierbar. Die Auswirkungen bei der CO₂-Speicherung sind noch Gegenstand der Forschung. Hier ist zu unterscheiden zwischen den möglichen Wechselwirkungen mit der geologi-

schen Speicherumgebung sowie den Anforderungen, die aus der Speicherperipherie (z.B. Rohrmaterialien, Zement) in Kombination mit den Bedingungen der Injektionsumgebung resultieren. Hierzu laufen derzeit intensive Forschungsaktivitäten, im Rahmen derer beispielsweise Korrosionseffekte bei der Injektion unter Berücksichtigung der herrschenden Umgebungsbedingungen (z.B. Druckabhängigkeit) untersucht werden.

Generell gilt: Je stringenter die Reinheitsanforderungen für den CO₂-Strom definiert sind, umso größer sind der technische Aufwand und damit auch die Kosten für die CO₂-Abscheidung und -Aufbereitung. Es gilt daher, ein technisch, ökonomisch und ökologisch vertretbares Optimum über die gesamte Kette (Kraftwerk, CO₂-Abscheidung, -Behandlung, -Transport und -Speicherung sowie ggf. -Nutzung) zu finden.

Besonders innovative Lösungsansätze für CO₂-Abscheidung

Die nach Expertenmeinung derzeit aussichtsreichsten Techniken für eine langfristig angelegte großtechnische Umsetzung von CO₂-Abscheidung sind membranbasierte Verfahren, die trockene Sorption von CO₂ (Carbonate Looping) sowie innovative Verfahren zur Sauerstoffherstellung (Chemical Looping). Alle Verfahren befinden sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Mit ihrem großtechnischen Einsatz ist erst langfristig zu rechnen. Sie werden daher auch häufig als CCS-Verfahren der „zweiten Generation“ bezeichnet.

Grundvoraussetzungen für einen großtechnischen Einsatz von **Membranverfahren** in Kraftwerken sind adäquate Membranwerkstoffe, eine optimale Verfahrensauslegung und eine ausreichende Standfestigkeit der Membranen. Alle Aspekte sind noch nicht hinreichend wissenschaftlich untersucht und befinden sich in einem frühen F&E-Stadium. Die derzeitigen Erkenntnisse geben jedoch Hinweise, dass Membranverfahren durch verbesserte Integration in den thermodynamischen Prozess des Kraftwerkes eine Reduktion der Wirkungsgradeinbußen erwarten lassen.

Das sogenannte **Carbonate Looping** (oftmals auch als trockene Sorption bezeichnet) zählt zu den Post-Combustion-Verfahren. Hierzu wird die Hochtemperaturreaktion der reversiblen, exothermen Karbonisierung von Calciumoxid (CaO) in Verbindung mit der endothermen Kalzinierung des Calciumcarbonats (CaCO₃) genutzt. Im Gegensatz zum klassischen Waschverfahren kann die Absorptionswärme im Kraftwerksprozess wieder genutzt werden. Der Vorteil einer geringeren Wirkungsgradeinbuße gegenüber konventionellen Waschverfahren ist signifikant. Das Verfahren ist prinzipiell auch als Nachrüstoption für bestehende Kraftwerke denkbar.

Das **Chemical Looping** bietet eine alternative Möglichkeit der Sauerstoffbereitstellung durch die Nutzung von z.B. Metalloxiden als O₂-Träger für die Oxidation von Brennstoffen in einem Reaktor. Eine Vielzahl von potenziellen Sauerstoffträgern, insbesondere Metalloxide, wurde bereits untersucht. Die Anforderungen an die Reaktivi-

tät, die Konversionsrate und die Regenerierbarkeit in wiederholten Oxidations-Reduktions-Zyklen sind sehr hoch. Derzeit steht die unzureichende Stabilität der Metalloxide einer großtechnischen Umsetzung im Wege. Weltweit laufen Labor- und Pilotversuche zur Identifikation von geeigneten Materialien mit der notwendigen Langzeitstabilität.

III Methodischer Ansatz

III.1 Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten

Für eine Projektion der Wirtschaftlichkeit von CCS-Technologien sind mit Blick auf die Stromerzeugung die Stromgestehungskosten *EGC* [€/MWh] und hinsichtlich der Reduktion der CO₂-Emissionen die CO₂-Vermeidungskosten *CAC* [€/t CO₂] relevant. Die Stromgestehungskosten ohne CCS geben die Kosten der Stromproduktion am Kraftwerk an, die anfallen, bevor Elektrizität über die Verteilungsnetze den Kunden zur Verfügung gestellt wird. Die Stromgestehungskosten mit CCS geben die Kosten der Stromerzeugung entlang der Prozesskette Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ an. Die Bezugsgröße ist dabei eine Einheit Elektrizität, die ins Netz abgegeben wird, z.B. eine MWh. Dagegen geben die CO₂-Vermeidungskosten an, welche Kosten für die Mengen CO₂ anfallen, die nicht in die Atmosphäre abgegeben und damit ‚vermieden‘ werden. Die Bezugsgröße ist dabei eine Einheit CO₂, z.B. eine Tonne CO₂. Die Vermeidungskosten ergeben sich aus dem Vergleich der Referenztechnik ohne CCS mit den entsprechenden Techniken mit CCS und gelten streng genommen nur im Vergleich der jeweiligen Techniklinien. Die CO₂-Vermeidungskosten sind zu unterscheiden von den CO₂-Abscheidekosten. Diese ergeben sich entsprechend der Menge CO₂, die am Kraftwerk abgeschieden wird. Sie sind aufgrund der Wirkungsgradeinbuße und der notwendigen Kompensation durch eine höhere Leistung und einen höheren Brennstoffeinsatz immer höher als die CO₂-Abscheidekosten.

Die Kosten für die Stromerzeugung bzw. für die CO₂-Vermeidung ergeben sich durch eine Reihe von Faktoren, die im Wesentlichen durch die Technologie bestimmt ist (Investitions-, Betriebs- und Unterhaltungskosten für Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂, Wirkungsgrade, ...), durch Energieträgerpreise und durch weitere Faktoren, die sich auch aufgrund umwelt- und klimapolitischer Rahmensetzungen ergeben können (Preis für CO₂-Zertifikate) sowie durch die Zeitpräferenz (Zins). Die technischen Faktoren bergen erhebliche Kostenunsicherheiten, da im Wesentlichen noch keine Marktdaten zu Investitionskosten verfügbar sind und auch keine gesicherten Betriebs- und Wartungskosten. Daher muss vorausschauend mit Schätz- und Erfahrungswerten operiert werden. Die Investitionskosten unterliegen im Zeitablauf marktbedingten Änderungen. Diese können durch Änderungen der Vorleistungspreise begründet sein (z.B. Anstieg der Rohstoff- und Materialpreise), aber auch Ergebnis von Nachfrage-Angebots-Prozessen sein (z.B. Anstieg der Investiti-

onsgüterpreise bei Nachfrageüberhang). So war die Lage auf den Rohstoffmärkten in den zurückliegenden Jahren hochochturbulent. Neue Marktteilnehmer, aber auch technische Innovationen lösten unerwartet starke Impulse auf die Rohstoffnachfrage aus. Insgesamt war ein Anstieg der Materialkosten zu verzeichnen, der zwischen 1995 und 2006 für das Verarbeitende Gewerbe in Deutschland preisbereinigt ca. 60% betrug [Angerer et al., 2009]. Bei einem Anteil der Rohstoff- und Materialkosten z.B. eines Dampferzeugers von ca. 60% führt dies zu relevanten Änderungen der Investitionsgüterpreise.

Weitere Unsicherheiten ergeben sich für Energieträger- und Zertifikatspreise. Während sich die Preise für Emissionszertifikate entsprechend Nachfrage und Angebot an der Börse bilden, sind die spezifischen CO₂-Emissionen technisch bedingt und von Anlage zu Anlage unterschiedlich.

Die Zertifikatkosten resultieren aus den CO₂-Emissionen einer Anlage (ohne oder mit CCS), für die ein Zertifikat zur Verfügung gestellt werden muss, und dem Zertifikatspreis, der sich als Marktpreis des Zertifikatehandels ergibt. Unabhängig vom Mechanismus der Erstallokation von Zertifikaten (Grandfathering versus Versteigerung) ist die Berücksichtigung von Zertifikatskosten für das Stromangebot sinnvoll und notwendig, um die wirtschaftliche Situation vollständig darzustellen. Im Falle des Nichtbesitzes von Zertifikaten müssen diese ja tatsächlich zugekauft werden. Für den Fall, dass man im Besitz von Zertifikaten ist, fallen Opportunitätskosten an, da die selbst benötigten Zertifikate ja nicht für den Verkauf zur Verfügung stehen.³

Basis für die Berechnung sind die Investitionskosten des Kraftwerks sowie die fixen und variablen Betriebs- und Wartungskosten, die sich aus Kosten für Personal, Brennstoff sowie Hilfs- und Betriebsstoffen zusammensetzen. Während die fixen Wartungs- und Betriebskosten unabhängig von der produzierten Strommenge anfallen, stehen die variablen Kosten in direkter Relation zur produzierten Strommenge.

Für die Berechnung der (durchschnittlichen) Stromgestehungskosten EGC wird die folgende Formel verwendet:

$$EGC[\text{€/MWh}] = \frac{I \cdot a + M + F + C}{E} \quad \text{mit} \quad a = \frac{1 - (1+r)^{-1}}{1 - (1+r)^{-T}} \quad \text{Formel 1}$$

mit: I : Investitionskosten, M : Betriebs- und Wartungskosten, F : Brennstoffkosten, C : Zertifikatskosten, E : Nettostromproduktion, a : Annuitätsfaktor, T : verrechnete Lebensdauer der Anlage, r : Zinssatz

Die (einmal anfallenden) Investitionskosten werden durch den Annuitätsfaktor a gleichmäßig auf die Laufzeit der Anlage umgelegt. Mit der Nettostromproduktion E

³ Der Allokationsmechanismus wirkt sich aber sehr wohl auf die Gewinnsituation bzw. die Liquidität aus.

werden die annuitätisch umgelegten Investitionskosten auf die produzierte Nettostrommenge verrechnet.

Die Stromgestehungskosten lassen sich in dieser Weise für Anlagen ohne und mit CO₂-Abscheidung errechnen.

Die CO₂-Vermeidungskosten CAC [€/t] geben an, welche Kosten pro Tonne CO₂ anfallen, das nicht in die Atmosphäre abgegeben und damit „vermieden“ wird. Sie ergeben sich aus dem Vergleich der Stromgestehungskosten der Referenztechnik ohne CO₂-Abscheidung mit den entsprechenden Techniken mit Abscheidung und gelten streng genommen nur in den jeweiligen Techniklinien (z.B. Braunkohle-Dampfkraftwerk und Braunkohle-Dampfkraftwerk mit CO₂-Abscheidung). Für weitergehende Vergleiche mit anderen Optionen zur Reduktion von CO₂, z.B. im Verkehrs- oder Haushaltsbereich bedarf es umfassenderer systemanalytischer Untersuchungen.

Für die (durchschnittlichen) CO₂-Vermeidungskosten gilt folgende Formel:

$$CAC \left[\frac{\text{€}}{\text{t CO}_2} \right] = \frac{EGC_{CCS} - EGC_{REF}}{CO_{2,REF} - CO_{2,CCS}} \quad \text{Formel 2}$$

mit: EGC_{CCS} : Stromgestehungskosten der Anlage mit CO₂-Abscheidung, EGC_{REF} : Stromgestehungskosten der Anlage ohne CO₂-Abscheidung, $CO_{2,REF}$: spezifische CO₂-Emissionen ohne CO₂-Abscheidung, $CO_{2,CCS}$: spezifische CO₂-Emissionen mit CO₂-Abscheidung

Die CO₂-Vermeidungskosten errechnen sich aus der Differenz der Stromgestehungskosten [€/MWh] bezogen auf die Differenz der CO₂-Emissionen der Anlagen ohne und mit Abscheidung [t CO₂/MWh]

III.2 Lernkurven

Ein weiterer relevanter Faktor zur Beurteilung der Stromgestehungs- und Vermeidungskosten ist der Einfluss technologischer Erfahrung auf die Produktivität eines Kraftwerks. Ein derartiger Zusammenhang wird als Lernkurve bezeichnet und kann als Korrelation zwischen der kumulierten Anzahl installierter Anlagen (approximiert durch die gesamte installierte Leistung) und dem zu ihrer Errichtung erforderlichen spezifischen Kapitaleinsatz gemessen werden [Linssen et al., 2006]⁴. Es zeigt sich empirisch für den Bereich der Elektrizitätserzeugung [Rubin et al., 2004, McDonald & Schratzenholzer, 2001], dass der spezifische Kapitaleinsatz mit der gesamt installierten Leistung über lange Zeiträume mit beträchtlichen Raten sinkt.

Neben dem Learning-by-doing-Effekt, der beschreibt, wie die Kosten mit zunehmender Erfahrung in der Herstellung und Installation der Anlagen sinken, kann der Learn-

⁴ Auch andere Parameter wie z.B. der Wirkungsgrad können Lernprozessen unterworfen sein.

ing-by-using-Effekt eine Rolle spielen, der bei den Nutzern als Folge effizienterer Anwendungen auftritt. Der Reifegrad einer Technologie spielt somit eine besondere Rolle. Insbesondere der zweite Effekt kann für Demonstrationsanlagen von besonderer Bedeutung sein, da die Demonstrationsphase ausdrücklich genutzt wird, um im Rahmen der Nutzung der neuen Technologie zu lernen.

Bislang befinden sich nur wenige CCS-Anlagen in Betrieb. Deshalb lässt sich eine technologiespezifische Prognose an Hand von Erfahrungswerten nicht ableiten. Bei einem Rückgriff auf empirische Lernerfahrungen ähnlicher Technologien und unter der Annahme ähnlicher Lerngeschwindigkeiten können diese für die Projektion der Entwicklung der Investitionskosten für CCS-Anlagen herangezogen werden.⁵

Mathematisch kann der Lernkurvenansatz für die spezifischen Investitionskosten in folgender Formel dargestellt werden:

$$I_t = I_0 \left(\frac{K_t}{K_0} \right)^L \quad \text{mit } L = \ln(\% \text{ lern}) / \ln 2 \quad \text{Formel 3}$$

mit I : spezifische Investitionskosten zu einem bestimmten Zeitpunkt, K : kumulierte Kapazität, I_0 : Kosten bei einer Einheit kumulierter Kapazität, L : Lernelastizität, $\% \text{ lern}$: positiver Lernparameter

In dieser Darstellung wird der technologische Fortschritt durch einen Lernfaktor beeinflusst, der die Stückkosten einer Technologie in Abhängigkeit von der kumulierten Kapazität abbildet. Mit dieser Definition führt jede Verdopplung der installierten Kapazität zu einer Reduktion der Stückkosten um den Faktor 2^{-L} . Dieser Faktor wird auch Fortschrittsrate (Progress ratio PR) genannt und gibt die Lerngeschwindigkeit an. Die entsprechende Lernrate (LR) ist $1 - PR$ und bestimmt die prozentuale spezifische Kostenreduktion einer neu installierten Technologie für jede Verdoppelung der kumulierten Leistung.

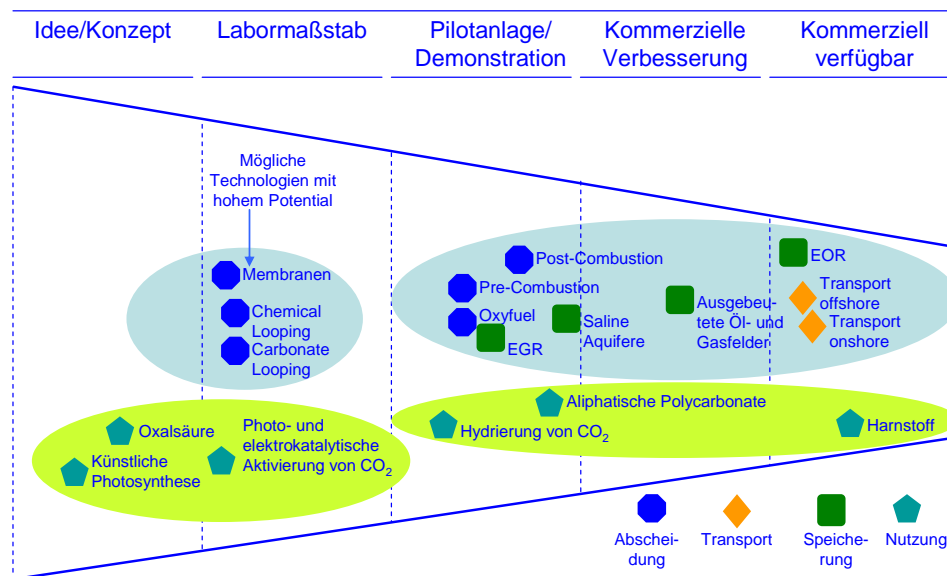
In der hier vorgestellten Form bleibt die Fortschrittsrate oder Lernrate konstant über die gesamte Lernkurve. Daraus folgt, dass junge Technologien schneller von Kapazitätserweiterungen lernen können als alte Technologien mit derselben Lernrate. Die-

⁵ Lerneffekte sind auch für die wirtschaftspolitische Diskussion relevant. Das liegt daran, dass sie als positiver externer Effekt interpretierbar sind. Positive Externalitäten führen zu Marktversagen, so dass wirtschaftspolitische Eingriffe die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt erhöhen können. Im Detail stellt nämlich realisierter Lerneffekt zunächst privates Eigentum des Erbauers einer Anlage dar. Das kann dazu führen, dass Lerneffekte (steigende Skalenerträge) Unternehmen mit einer großen Zahl von Produktionseinheiten begünstigen und somit die Entstehung von Preissetzungsmacht fördern. Alternativ kann das private Wissen durch ein Patent handelbar gemacht werden, so dass das letztere Problem relativiert wird.

selbe absolute Zunahme an kumulierter Kapazität hat einen wesentlich größeren Effekt am Beginn einer Technologiediffusion als zu einem späteren Zeitpunkt. Bei Windenergieanlagen und Photovoltaikmodulen war dieser Effekt sehr gut zu beobachten. Bewirkte eine Kapazitätsexpansion von 1 auf 2 MW beispielweise eine Kostenreduktion von 18% (bei Photovoltaik), so war bei einer installierten Leistung von 100 MW die Installation weiterer 100 MW erforderlich, um eine erneute Kostenreduktion um 18% zu erreichen.

Für Technologien, deren Komponenten unterschiedliche Reifegrade aufweisen, kann die Nutzung differenzierter Lernfaktoren sinnvoll sein [Schumacher et al., 2007]. Der Reifegrad von CCS-Technologien und einzelnen Komponenten ist durchaus unterschiedlich (vgl. Abbildung 2). Während Post-Combustion-, Pre-Combustion- und Oxyfuel-Anlagen sich in unterschiedlichem Abstand vom kommerziellen Einsatz in der Pilot- oder Demonstrationsphase befinden, werden Membranen, Chemical-Looping- und Carbonate-Looping-Verfahren erst im Labormaßstab entwickelt und getestet.

Abbildung 2: Schematische Darstellung von Innovationsphasen für Technologien zur Abscheidung, Transport und Speicherung sowie Nutzung von CO₂



Quelle: Überarbeitung von [McKinsey, 2008]

IEF-STE 2010

Insbesondere für Post-Combustion-Anlagen muss hinsichtlich des Reifegrades zwischen dem Kraftwerksprozess und der CO₂-Wäsche unterschieden werden. Für den Kraftwerksprozess werden zwar umfangreiche F+E-Anstrengungen unternommen, um z.B. neue Werkstoffe für Umwandlungsprozesse mit höheren Drücken und

Temperaturen zu entwickeln. Gleichzeitig weisen die neu gebauten Anlagen einen hohen Reifegrad auf, der auf tendenziell niedrige weitere Lernerfolge hinweist. Capture-Anlagen für den Einsatz im energiewirtschaftlichen Maßstab sind noch nicht durch einen hohen Reifegrad, aber durch hohe Lernerfolge gekennzeichnet.

Wenn die Investitionskosten in ihre Anteile für den Kraftwerksprozess ($I_{t, KW}$) und die Capture-Anlage ($I_{t, cap}$) aufgeteilt werden, ergibt sich folgende Formel mit differenzierten Lernkurvenansätzen:

$$I_t = I_{0, KW} \left(\frac{K_t}{K_0} \right)^{L_1} + I_{0, cap} \left(\frac{K_t}{K_0} \right)^{L_2} \quad \text{mit } I_0 = I_{0, KW} + I_{0, cap} \quad \text{Formel 4}$$

Mit Formel 1 ergibt sich dann

$$EGC [\text{€}/MWh] = \frac{\left[I_{0, KW} \left(\frac{K_t}{K_0} \right)^{L_1} + I_{0, cap} \left(\frac{K_t}{K_0} \right)^{L_2} \right] \cdot \alpha + M + F + C}{E} \quad \text{Formel 5}$$

Die Stromgestehungskosten ergeben sich damit auch aufgrund der technologischen Erfahrung hinsichtlich der Produktivität von Kraftwerken, indem für die spezifischen Investitionskosten ein an Komponenten orientierter kostenmindernder Lernfaktor integriert wird.

IV Kostenfaktoren und Anlagenparameter

Da sich die CCS-Technologien für die stromwirtschaftliche Nutzung noch in der Entwicklung befinden und noch nicht Marktreife erlangt haben, muss zwischen den Kosten von Demonstrationskraftwerken und von kommerziellen Kraftwerken unterschieden werden. Mit dem Bau von Demonstrationskraftwerken wird es auch zu Prozessoptimierungen mit Kostensenkungen kommen und darüber hinaus werden Lernkurveneffekte zu weiteren Kostenveränderungen beitragen.

Von besonderer Bedeutung sind die Wirkungsgradeinbußen bei einem Einsatz von CCS, die mit höheren spezifischen Investitionskosten und höherem Brennstoffbedarf einhergehen.

IV.1 Wirkungsgrad

Für die Berechnung der Netto-Stromerzeugung E sind insbesondere der Wirkungsgrad η und die Volllaststundenzahl h maßgeblich. Der Wirkungsgrad gibt an, wie viel von der im Brennstoff enthaltenen Energie in Elektrizität umgewandelt wird. Die Volllaststundenzahl (= Betriebsstunden angegeben in Volllaststunden) gibt an, wie viele Stunden pro Jahr die Anlage im Volllastbetrieb läuft. Es gilt: Je höher der Wirkungs-

grad einer Anlage und je höher die Volllaststundenzahl, umso höher ist die Nettostromproduktion, die an den Markt abgegeben werden kann.

Mit Blick auf das CO₂ ist zu unterscheiden zwischen CO₂, das durch die Umwandlung von fossilen Energieträgern zwangsläufig entsteht (CO_{2,pr}), das am Kraftwerk abgeschieden wird (CO_{2,capt}), das durch das Kraftwerk emittiert wird (CO_{2,emit}) und das vermieden wird (CO_{2,avoid}). Auch Anlagen mit CO₂-Abscheidung verursachen somit CO₂-Emissionen, aber wesentlich weniger als Anlagen ohne CO₂-Abscheidung.

Für die Unterscheidung sind der CO₂-Abscheidegrad α und die Wirkungsgrade η_1 (Anlage ohne CO₂-Abscheidung) und η_2 (Anlage mit CO₂-Abscheidung) maßgeblich (Tab. 1). Für diese Parameter gilt: Der CO₂-Abscheidegrad ist stets kleiner als 1 und der Wirkungsgrad der Referenzanlage ohne CO₂-Abscheidung ist stets größer als der Wirkungsgrad der Anlage mit CO₂-Abscheidung. Ursächlich für den geringeren Wirkungsgrad der Anlage mit CO₂-Abscheidung ist der energetische Eigenbedarf. Die folgende Tabelle 1 macht anhand des Abscheidegrades und der Wirkungsgrade folgende Zusammenhänge klar:

- Je kleiner der Wirkungsgrad der CCS-Anlage η_2 im Verhältnis zur Referenzanlage η_1 ist, umso mehr CO₂ fällt zwangsläufig aus dem Umwandlungsprozess an. Ein höherer Wirkungsgrad erfordert aber i.d.R. höhere Investitionskosten.
- Je höher der CO₂-Abscheidegrad α ist, umso mehr CO₂ wird abgeschieden. Umgekehrt gilt: je höher der Abscheidegrad ist, umso weniger CO₂ wird emittiert. Ein hoher Abscheidegrad ist aber tendenziell mit relativ hohen Investitionskosten verbunden.
- Je höher der Wirkungsgrad der Anlage mit CO₂-Abscheidung η_2 ist, umso weniger CO₂ wird emittiert. Umgekehrt, je höher der Rückgang des Wirkungsgrads ist ($\eta_1 - \eta_2$), je mehr CO₂ wird emittiert. Mit hohem Ausgangswirkungsgrad wird es aufwendiger, die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren.

Je größer der Abscheidegrad ist und je kleiner der Rückgang des Wirkungsgrads ($\eta_1 - \eta_2$) ist, umso mehr CO₂ wird vermieden. Bei einem Rückgang des Wirkungsgrads durch CO₂-Abscheidung ist die Menge an vermiedenem CO₂ stets kleiner als die Menge an abgeschiedenem CO₂. Damit sind die spezifischen Kosten für vermiedenes CO₂ stets höher als für abgeschiedenes CO₂.

Derzeit werden umfangreiche F+E-Anstrengungen unternommen, um den Wirkungsgrad von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung zu verbessern [BMW, 2007]. Dazu ist z.B. die Entwicklung neuer Werkstoffe für die Kraftwerkstechnik von zentraler Bedeutung, um Umwandlungsprozesse mit höheren Drücken und Temperaturen zu ermöglichen. Die Investition in neue Kraftwerksgenerationen mit neuen Werkstoffen wird mit hoher Wahrscheinlichkeit zunächst höhere spezifische Investitionskosten nach

sich ziehen. Im weiteren Verlauf kann auch hier die Annahme gelten, dass Lernerfolge zu einem Absinken der Investitionskosten führen.

Tabelle 1 : Zusammenhang zwischen zwangsläufig anfallendem, abgetrenntem, emittiertem und vermiedenem CO₂

	I (ohne Abscheidung)	II (mit Abscheidung)
CO _{2, pr}	$CO_{2\ pr}^I$	$\frac{\eta_1}{\eta_2} CO_{2\ pr}^I$
CO _{2, capt}	-	$\alpha \frac{\eta_1}{\eta_2} CO_{2\ pr}^I$
CO _{2, emit}	$CO_{2\ pr}^I$	$(1-\alpha) \frac{\eta_1}{\eta_2} CO_{2\ pr}^I$
CO _{2, avoid}	-	$\left[1 - (1-\alpha) \frac{\eta_1}{\eta_2} \right] CO_{2\ pr}^I$

Source: W. Kuckshinrichs, Herleitung nach IPCC (2006)

IEF-STE 2010

IV.2 CO₂-Reinheitsgrade

Der nach der CO₂-Abscheidung vorliegende Rauchgasstrom enthält neben Kohlendioxid auch geringe Bestandteile anderer Substanzen, die als Verunreinigungen bezeichnet werden. Über den CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung sowie ggf. durch die CO₂-Nutzung können Anforderungen an die CO₂-Reinheit gestellt werden; diese sind aber derzeit noch nicht abgestimmt spezifiziert. Daher ist die Vorgabe eines Reinheitsgrades für CO₂ derzeit nicht möglich. Dies manifestiert sich nicht zuletzt in der aktuellen CCS-Richtlinie der EU, in der gefordert wird, dass das zu speichernde Gasgemisch überwiegend („overwhelmingly“) CO₂ enthalten soll. Mögliche Gefahrenaspekte werden insofern berücksichtigt, als die Konzentration der Substanzen im CO₂-Strom eine Höhe unterschreiten muss, welche die Integrität der Speicherstätte oder der Transportinfrastruktur beeinträchtigen würde und welche ein signifikantes Risiko für Umwelt und Gesundheit darstellen würde. Darüber hinaus ist die Angabe eines Reinheitsgrades nur ein notwendiges, aber nicht hinreichendes Kriterium, da damit noch keinerlei Aussagen über die Zusammensetzung der Verunreinigungen getroffen wird, die letztendlich für unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. Korrosionseffekte) verantwortlich sind. Da die eingesetzten Pipelinewerkstoffe bekannt sind und darüber hinaus langjährige Erfahrungen mit dem CO₂-Transport vorliegen, sind die

technischen Anforderungen an das Material in Kombination mit den Verunreinigungen eindeutig spezifizierbar. Die Auswirkungen bei der eigentlichen CO₂-Speicherung sind noch Gegenstand der Forschung. Hier ist zu unterscheiden zwischen den möglichen Wechselwirkungen mit der geologischen Speicherumgebung sowie den Anforderungen, die aus der Speicherperipherie (z.B. Rohrmaterialien, Zement) in Kombination mit den Bedingungen der Injektionsumgebung resultieren. Hierzu laufen derzeit intensive Forschungsaktivitäten, im Rahmen derer beispielsweise Korrosionseffekte bei der Injektion unter Berücksichtigung der herrschenden Umgebungsbedingungen (z.B. Druckabhängigkeit) untersucht werden.

Generell gilt: Je stringenter die Reinheitsanforderungen, umso größer der technische Aufwand und damit auch die Kosten für CO₂-Abscheidung und die Aufbereitung. Es gilt daher, ein technisch und ökonomisch vertretbares Optimum über die gesamte Kette (Kraftwerk, CO₂-Abscheidung, -Behandlung, -Transport und -Speicherung) zu finden, das Sicherheit bei Speicherung und Transport gewährleistet.

Die in der Abscheidung erreichbaren Reinheiten werden mit >99 vol% (Post-Combustion), 95-99 vol% (Oxyfuel) und ca. 97-99 vol% (Pre-Combustion) angegeben. In [Kuckshinrichs et al., 2009] sind die Auswirkungen von unterschiedlichen CO₂-Reinheitsgraden und Zusammensetzungen des CO₂-Stroms auf Kompressionsaufwand und Speicherdichten beschrieben. Dort werden Verunreinigungen von 5% bis zu 10% exemplarisch angenommen, um die Auswirkungen zu demonstrieren. Aktuelle CCS-Projekte in Deutschland weisen aber auf geringere Verunreinigungen in der Größenordnung von 1-2% hin.

Generell gilt:

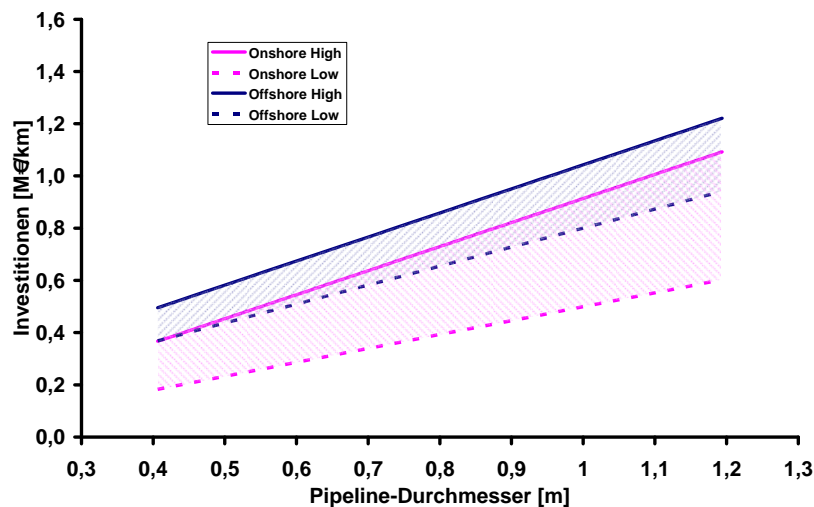
- Hohe Reinheiten bei der CO₂-Abscheidung bedeuten einen hohen technisch-energetischen Aufwand und damit hohe Kosten, wirken sich aber auf die Kompressionsarbeit vorteilhaft aus.
- Beim Transport von CO₂ führen hohe Verunreinigungen zu Druck- und damit Energieverlusten. Verunreinigungen (z.B. H₂O, SO₂) können auch zu Korrosionsproblemen führen.
- Zu den Materialanforderungen bei der Speicherperipherie laufen derzeit F&E-Aktivitäten. Die speicherspezifischen Anforderungen aufgrund der geologischen Wechselwirkungen sind derzeit noch nicht klar.

IV.3 Transport und Speicherung von CO₂

Derzeit realisiert ist der Transport per Pipeline und per Schiff. Für kleine Transportmengen (bis zu einigen zehn kt CO₂ pro Jahr) und kurze Transportentfernungen ist auch der Transport in Druckkessel-LKW denkbar. Kriterien für die Auswahl geeigneter Transporttechnik sind nicht nur Kosten und Kapazitäten sondern auch geographische Gegebenheiten, Fragen der Sicherheit und Art der Speicherung.

Aus den bereits gewonnenen Erkenntnissen der in Betrieb befindlichen Pipelines lassen sich die Kosten für neue Pipelines abschätzen. Auf Basis der Arbeiten von [IEA, 2008a, IEA, 2008b, Odenberger & Svensson, 2003] wurden Kosten für unterschiedliche Transportkapazitäten und Umgebungsbedingungen (On-/Offshore) abgeleitet. Eine Abschätzung der Bandbreiten der spezifischen Investitionen für Pipelines zeigt Abbildung 3.

Abbildung 3: Investitionskosten für CO₂-Pipelines



Wechselkurs \$/€ = 1,25

Quelle: [IEA, 2008a, IEA, 2008b]

IEF-STE 2010

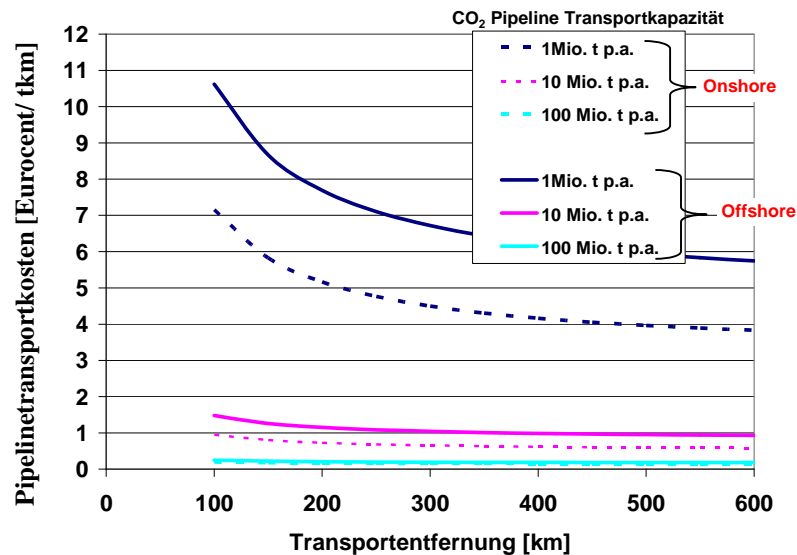
Die in Abbildung 4 dargestellten Kosten für den CO₂-Pipelinetransport berücksichtigen den finanziellen Aufwand für Zwischenverdichtung und Wartung, nicht jedoch die Kosten für die Verflüssigung/Kompression im Kraftwerk. Unter den getroffenen Annahmen liegt der Onshore-Transport zwischen ca. 0,1 und 7 Euro pro Tonne CO₂ und 100 km bzw. Offshore zwischen ca. 0,2 und knapp 11 Euro pro Tonne und 100 km (Abbildung 4). Die Kosten werden jedoch entscheidend durch die Auslastung beeinflusst, so dass ein möglichst hoher Durchsatz nahe der Kapazitätsgrenze angestrebt werden sollte.

Fremdgase im Kohlendioxid verschieben den Dichteverlauf, so dass der energetische Aufwand für Verdichtung und Verflüssigung tendenziell ansteigt. Die verschiedenen Abscheideverfahren unterscheiden sich wesentlich bezüglich ihrer erreichbaren Reinheiten des abgeschiedenen Kohlendioxids.

Potenziale zur Kostensenkung bestehen auf der Materialseite und bei der Anwendung von neuen Verlegungstechniken insbesondere im Offshore-Bereich. Da ein signifikanter Teil der Kosten auf planerische Maßnahmen entfällt, kann durch die

Wahl von optimierten Pipelinerouten z.B. entlang von bereits vorhandenen Infrastrukturrassen ein Kostensenkungspotenzial erschlossen werden.

Abbildung 4: Kosten für CO₂-Transport in Abhängigkeit von Entfernung und Kapazität



Wechselkurs \$/€ = 1,25

Quelle: [IEA, 2008a, IEA, 2008b, Odenberger & Svensson, 2003], eigene Berechnungen IEF-STE 2010

IV.4 Lernparameter

Im Vergleich zu jungen Technologien wie Windenergie oder Photovoltaik liegt für fossil befeuerte Kraftwerke eine relativ geringe Anzahl von Publikationen zu Lernkurven vor. Für CCS-Technologien gilt dies in besonderer Weise. In Analogie zu Technologieentwicklungen zur Entschwefelung und zur Entstickung von Kraftwerken werden teilweise auch Erfahrungswerte herangezogen.

Eine detaillierte Darstellung in [Van den Broek et al., 2009] differenziert Lernraten für Abscheide-Technologien (ohne Transport und Speicherung) nach Anlagenkomponenten und Parametern wie Wirkungsgrad und Verfügbarkeit. Für die Anlagenkomponenten rangieren mittlere Lernraten dann zwischen 0% für die CO₂-Kompression bis zu 11% für CO₂-Abscheidung durch Aminwäsche und 12% für Selexol-Konzepte bei IGCC-Anlagen. Die mittleren Lernraten decken eine Bandbreite mit Abweichungen von 50% nach unten und nach oben ab.

In [Neij, 2008] werden Lernraten von 5% für alle Typen von Kohle-gefeuerten Kraftwerken inklusive CCS-Technologien angenommen. Für Gas-gefeuerten Anlagen wird eine Lernrate von 10% angenommen. Weiterhin wird vorgeschlagen, für die Berücksichtigung von Unsicherheiten Sensitivitäten von $\pm 2\%$ zu rechnen.

IV.5 Kraftwerkskonzepte und wichtige Anlagenparameter

Hinsichtlich der technischen Parameter und Kosten muss zwischen Demonstrationsvorhaben und dem kommerziellen Einsatz von CCS-Kraftwerken unterschieden werden. Demonstrationsvorhaben dienen dem Nachweis der großtechnischen Machbarkeit einer Anlage und verfolgen explizit den Zweck, hinsichtlich des Einsatzes der Technologie Erfahrungen zu sammeln und Lerneffekte zu studieren.

2015: CCS-Demonstrationskraftwerke

Vor dem Hintergrund der EU-Anstrengungen zur Demonstration von CCS-Technologien ist im Rahmen der SET-Plan-Initiative⁶ ein Informationssystem für Energietechnologien (SETIS⁷) aufgebaut worden. In einer Untersuchung hat Tzimas [Tzimas, 2009] Kostendaten aus 13 unterschiedlichen Quellen zusammengetragen und harmonisiert (Tabelle 2). Diese Quellen umfassen Pre-feasibility-Studien, Kostenmodelle, Literaturübersichten und Expertenmeinungen aus Industrie und anderen Organisationen und geben somit in unterschiedlicher Weise und mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad Kostenprojektionen für CCS-Anlagen wieder. Tzimas identifiziert Pre-feasibility-Studien für konkrete Anlagenplanungen als diejenigen Datenquellen mit dem höchsten Grad an Datenrobustheit.

Für die mit Kohle befeuerten Anlagen ist kein signifikanter Unterschied in den Investitionskosten der verschiedenen Technologielinien feststellbar, auch wenn die absolute Differenz der dargestellten Werte 400 €/kW beträgt. Ausgehend vom Mittelwert 2700 €/kW beträgt die Abweichung nur $\pm 7\%$.

Für die fixen (FOM) und variablen Betriebskosten (VOM) liegt nur wenig Information vor. Dennoch liegen die Literaturdaten für IGCC-, PF- und NGCC-Anlagen mit CCS in guter Übereinstimmung. Die Kosten für Transport und Speicherung sind projektspezifisch hinsichtlich des Standorts der Umwandlungsanlage, der Speicherung, der Pipelinerouten und des Typs der Speicherstätte. Sie variieren zwischen 5 €/t und 40 €/t. Der Durchschnitt der Transport- und Speicherkosten beträgt etwa 20 €/t CO_{2, cap.}.

IPPC [IPCC, 2005] und MIT [MIT, 2007] bilden wesentlich niedrigere Kostenprojektionen ab. Im Mittel fallen für CCS-Anlagen Investitionskosten von 1829 €/kW_e an (vgl. Zusammenstellung in [Lohwasser & Madlener, 2009]). Die niedrigen Kosten müssen vor dem Hintergrund der ursprünglich optimistischeren Kostenschätzungen interpretiert werden.

⁶ SET-Plan: European Strategic Energy Technology Plan.

⁷ SETIS: SET-Plan Information System.

Tabelle 2: Übersicht über Prozessparameter (Mittelwerte) für CCS-Demonstrationskraftwerke in 2015 nach [Tzimas, 2009]

		Referenz-Anlagen		CCS-Demonstrationsanlagen			
		PF	NGCC	IGCC-CCS	PF-CCS	Oxyfuel	NGCC-CCS
Technische Daten							
Kapazität	MW _e	400	400	400	400	400	400
Wirkungsgrad	%	46	58	35	35	35	46
CO ₂ -Abscheidegrad	%	-	-	85	85	85	85
Kostendaten							
Investition	€/kW	1478	742	2700	2500	2900	1300
FOM	€/kW	64	27	75	65	90	38
VOM	€/MWh	0,9	0,05	2,1	4,5	0,9	0,9

Verfügbarkeit: 85%; PF: Pulverized Fuel, NGCC: Natural Gas Combined Cycle, IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

Quelle: [Tzimas, 2009]

IEF-STE 2010

Zu Demonstrationskraftwerken gibt es nur wenige veröffentlichte anlagenspezifische Kostenprojektionen. Die RWE Power AG plante seit dem Jahr 2006 den Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CCS am Standort Hürth. Die Anlage hätte nach den Planungen einen Nettowirkungsgrad von 34 % erreicht. Nachdem die Europäische Kommission im Oktober 2009 aber die RWE-Anlage nicht in die CCS-Vorschlagsliste für das Europäische Parlament aufgenommen hatte, wurde das Vorhaben von RWE zurückgezogen. Die ursprünglichen Planungen geben aber dennoch einen Hinweis auf die Kosten von Demonstrationskraftwerken in Deutschland. Für das Gesamtprojekt wurden Investitionskosten in Höhe von ca. 2,1 Mrd. € veranschlagt, davon 1,6 Mrd. € für das Kraftwerk⁸. Die Schätzungenauigkeit wird mit ± 25 % angegeben [Renzenbrink et al., 2008]. Die spezifischen Investitionskosten für das IGCC-CCS-Kraftwerk belaufen sich somit auf 3550 €/kW, was deutlich über dem Ansatz von Tzimas liegt. Mit der angegebenen Schätzungenauigkeit von ca. 25% käme das Kraftwerk im günstigsten Fall auf ca. 2660 €/kW und träfe damit den Wert nach Tzimas relativ genau.

⁸ Die Investitionskosten für Pipeline (430 Mio. €) und Speicher (80 Mio. €) werden auf ca. 500 Mio. € geschätzt.

2020: Kommerzielle CCS-Kraftwerke

Für erste kommerzielle CCS-Kraftwerke wurde von Lohwasser & Madlener eine Übersicht erstellt, die sich auf 6 verschiedene Datenquellen stützt. Als Primärenergiequelle steht überwiegend Steinkohle im Mittelpunkt, Braunkohle wird wenig thematisiert. Entsprechend der Klassifizierung nach Tzimas sind die Kostendaten dieser Quellen selbst im Wesentlichen aus Literatursichtungen zusammengestellt und verfügen somit nicht über einen originären Charakter wie Anlagen-spezifische Feasibility-Studien.

Tabelle 3: Übersicht über Prozessparameter für kommerzielle kohle-befeuerte CCS-Kraftwerke in 2020 nach [Lohwasser & Madlener, 2009]

		[Lohwasser & Madlener, 2009]	[Johnson & Keith, 2004]	[Martinsen et al., 2007]	[Odenberger et al., 2008]	[Damen et al., 2009]	[McKinsey, 2008]	[Wise & Dooley, 2009]
Technische Daten								
Technologie	MW _e	Mix	IGCC	PC / IGCC	PC	PC / IGCC	Mix	IGCC
Wirkungsgrad	%	40,4	37,5	37,4 / 44,3	37,2	40,0 / 43,0	40,0	43,5
CO ₂ -Abscheidegrad	%	90,3	n/a	n/a	n/a	90	91	90
Kostendaten								
Investition	€/kW	1864	2065	1750 / 1900	1614	1600 / 1600	2950	1429
FOM	€/kW	56,3	59,8	n/a	29,7	68,0 / 54,4	73,8	52,1
VOM	€/MWh	1,8	3,8	n/a	1,1	1,6 / 1,3	1,5	1,2
PC: Pulverized Coal								
Quelle: [Lohwasser & Madlener, 2009]							IEF-STE 2010	

Die spezifischen Investitionskosten liegen im Mittel bei 1864 €/kW. Im Vergleich zum Mittelwert für Investitionskosten von Demonstrationsanlagen nach Tzimas (Tabelle 2) ist ein erwarteter Rückgang der Investitionskosten um 31% sichtbar. Auffällig ist der deutliche Abstand zu den Daten von McKinsey, die auch in ihrer jüngsten Analyse lediglich einen Rückgang der Investitionskosten für Kohle-CCS auf 2.700-2.900 €/kW signalisieren [McKinsey, 2010].

IEF-STE hat für eigene Studien Kostendaten und Effizienzparameter von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung für Braun- und Steinkohle sowie für Erdgas (Tabelle 4) mit dem Verband VGB abgestimmt [Hake et al., 2009]. Hier findet der Lernkurvenansatz somit nicht explizit Eingang in die Projektion von Investitionskosten, aber implizit werden mögliche Lernerfolge für die Kostenprojektion über die Expertenabstimmung einbezogen.

Hier liegen die Investitionskosten für kommerzielle Anlagen in 2020 in Deutschland für Braunkohle-CCS bei ca. 2200 €/kW, bei Steinkohle-CCS bei ca. 2000 €/kW und bei Erdgas-CCS bei ca. 900 €/kW. Die Zusatzkosten für Abscheidung betragen dabei zwischen ca. 30-40% für Braunkohle und Steinkohle sowie ca. 40-45% für Erdgas. Die fixen Kosten liegen für Braunkohle- und Steinkohle-CCS jeweils zwischen 30 und 45 €/kW/a und für Erdgas bei 36 €/kW/a. Bei den variablen Kosten ist eine deutlichere Spreizung sichtbar mit 15 bis 18 €/MWh für Braunkohle, mit 12 bis 14 €/MWh für Steinkohle und 2,5 €/MWh für Erdgas.

Tabelle 4: Wichtige Prozessparameter für Kraftwerke ohne und mit CO₂-Abscheidung in 2020 (in Abstimmung mit VGB)

		Braunkohle					Steinkohle					Erdgas	
		Konv. Staubf. ohne Absch.	Konv. Staubf., post-combustion (MEA)	IGCC, ohne Absch.*	IGCC, pre-combustion (SELEXOL)	Oxyfuel	Konv. Staubf., ohne Absch.	Konv. Staubf., post-combustion (MEA)	IGCC, ohne Absch.**	IGCC, pre-combustion, (SELEXOL)	Oxyfuel	GuD, ohne Absch.	GuD, post-combustion (MEA)
Technische Daten													
Kapazität	MW	1100	1100		900	900	1100	1100		900	900	400	400
Wirkungsgrad	%	46,5	34,9		39,8	38,5	49,5	37,9		41,8	41,5	61,0	52,5
CO ₂ -Abscheidegrad	%	-	90		90	90	-	90		90	90	-	90
Kostendaten													
Investition	€/kW	1200	2100		2300	2200	1080	1890		2070	1980	500	890
Fixe Kosten	€/kW	20	30		45	35	20	30		45	35	30	36
Variable Kosten	€/MWh	10	15		18	18	8	12		14	14	0,7	2,5

MEA: Monoethanolamine; IGCC: Integrated gasification combined cycle

*: für kommerziellen Einsatz nicht relevant

Source: VDI-Studie [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

V Fazit

Für den kommerziellen Einsatz von CCS im Kraftwerksmaßstab gibt es noch keine gesicherten Kostendaten, so dass Kostenprojektionen bisher immer auf der Basis von Schätzungen, von Erfahrungs- und Expertenwissen bzw. auf Lernkurvenkonzepten beruhen.

Ziel des Beitrags ist es, für Braunkohle-, Steinkohle- und Gas-befeuerte Anlagen ohne und mit CO₂-Abscheidung-, Transport und -Speicherung Kostenstrukturen zu analysieren und Kostenprojektionen für einen kommerziellen Einsatz im Jahr 2020 zu entwickeln. Dabei werden Post-Combustion-, Oxyfuel- und Pre-Combustion-Konzepte berücksichtigt.

In der Literatur dargestellte Lernkurvenkonzepte weisen Lernraten von 5% für Kohle-gefeuerte Kraftwerke inklusive CCS und von 10% für Gas-gefeuerte Kraftwerke mit CCS aus. Nach Anlagenkomponenten differenziert werden Lernraten von nahe 0% für CO₂-Kompression und bis zu 11% für Aminwäschen bzw. 12% für Selexolkonzepte bei IGCC-Anlagen ausgewiesen.

Im Hinblick auf den Reifegrad ist zwischen Demonstrationsanlagen und kommerziellen Anlagen zu unterscheiden. Demonstrationsanlagen dienen dem Nachweis der großtechnischen Machbarkeit einer Anlage und verfolgen explizit den Zweck, hinsichtlich des Einsatzes der Technologie Erfahrungen zu sammeln und Lerneffekte zu studieren.

Kostenprojektionen für kommerzielle CCS-Anlagen waren ursprünglich durch optimistische Erwartungen hinsichtlich möglicher Kostensenkungspotenziale geprägt. Diese Erwartungen wurden zum Teil durch neuere Studien zu technischen Randbedingungen und durch Entwicklungen auf wichtigen Rohstoff- und Materialmärkten relativiert. Sowohl für Kraftwerke ohne CCS-Technik als auch für Anlagen mit CCS-Technik ist heute von einem deutlich höherem Niveau der Investitionskosten auszugehen.

IEF-STE hat für eigene Studien Kostendaten und Effizienzparameter von Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung für Braun- und Steinkohle sowie für Erdgas mit dem Verband VGB abgestimmt. Hier findet der Lernkurvenansatz nicht explizit Eingang in die Projektion von Investitionskosten, aber implizit werden mögliche Lernerfolge für die Kostenprojektion über die Expertenabstimmung einbezogen. Im Ergebnis werden die Investitionskosten für kommerzielle Anlagen in Deutschland in 2020 für Braun- und Steinkohle auf 1900-2300 €/kW geschätzt. Die spezifischen Kapitalkosten sind für Erdgas-CSS mit ca. 900 €/kW erheblich niedriger. Die fixen und variablen Kosten (ohne Brennstoff) variieren je nach Kraftwerkstechnik sowie CCS-Abscheideverfahren in großen Bandbreiten.

Die Wirtschaftlichkeit der CCS-Anlagen spiegelt sich in den Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten wieder. Neben den Investitionskosten und den fixen sowie den variablen Kosten spielen hier die Brennstoffpreise und die CO₂-Zertifikatspreise eine maßgebliche Rolle. Gegenüber der CO₂-Abscheidung fallen die Kosten für Transport und Speicherung sehr viel geringer aus.

VI Literatur

- ANGERER, G., MARSCHEIDER-WEIDEMANN, F., LÜLLMANN, A., ERDMANN, L., SCHARP, M., HANDKE, V. & MARWEDE, M. (2009) *Rohstoffe für Zukunftstechnologien*. Stuttgart.
- BMWI (2007) *Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen*. Berlin.
- DAMEN, K., FAIJ, A. & TURKENBURG, W. (2009) Pathway towards large-scale implementation of CO₂ capture and storage: A case study for the Netherlands. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:2, 217-236.
- HAKE, J.-F., HANSEN, P., HECKLER, R., LINßEN, J., MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. & WEBER, K. (2009) Projektionsrechnungen bis 2050 für das Energiesystem von Deutschland im Rahmen des VDI-Projektes „Future Climate Engineering Solutions“. *STE Research Report*, 03/2009.
- IEA (2008a) *CO₂ Capture And Storage*. IEA/OECD, Paris.
- IEA (2008b) *Energy Technology Perspectives - Scenarios & Strategies to 2050*. Paris.
- IPCC (2005) *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.
- JOHNSON, T. & KEITH, D. (2004) Fossil electricity and CO₂ sequestration: How natural gas prices, initial conditions and retrofits determine the cost of controlling CO₂ emissions
- KUCKSHINRICHS, W., LINSSEN, J., MARKEWITZ, P., ZAPP, P., PETERS, M., KÖHLER, B., MÜLLER, T. E. & LEITNER, W. (2009) Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂ *STE Research Report*, 07/2009.
- LINSSEN, J., MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. & WALBECK, M. (2006) Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingunge einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und -Speicherung. *STE Arbeitsbericht 1/2006*.
- LOHWASSER, R. & MADLENER, R. (2009) Impact of CCS on the economics of coal-fired power plants - why investment costs do and efficiency doesn't matter. *FCN Working Paper, E.ON Research Center, Aachen*, 7/2009.
- MARTINSEN, D., LINSSEN, J., MARKEWITZ, P. & VÖGELE, S. (2007) CCS: A future CO₂ mitigation option for Germany? A bottom-up approach. *Energy Policy*, 35:4, 2110-2120.
- MCDONALD, A. & SCHRATTENHOLZER, L. (2001) Learning rates for energy technologies. *Energy Policy*, 29:4, 255-261.
- MCKINSEY (2008) *Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics*. www.mckinsey.com.
- MCKINSEY (2010) *Roadmap 2050. A practical guide to a prosperous low-carbon Europe*.
- MIT (2007) *The future of coal*. Cambridge.

- NEIJ, L. (2008) Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36, 2200-2211.
- ODENBERGER, M., KJÄRSTAD, J. & JOHNSSON, F. (2008) Ramp-up of CO₂ capture and storage within Europe. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2:4, 417-438.
- ODENBERGER, M. & SVENSSON, R. (2003) *Transportation systems for CO₂ application to carbon sequestration*. Chalmers University, Gothenburg.
- RENZENBRINK, W., EVERS, J., KELLER, D., WOLF, K. J. & APEL, W. (2008) RWE's 450 MW IGCC/CCS Project - Status and Outlook. *Energy Procedia*, 1, 615-622.
- RUBIN, E., TAYLOR, M., YEH, S. & HOUNSHELL, D. (2004) Learning curves for environmental technology and their importance for climate policy analysis. *Energy*, 29:9-10, 1551-1559.
- SCHUMACHER, K., KOHLHAAS, M., SIRAKI, K., WAGNER, H.-J., VÖGELE, S., KREY, V., MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. & WELSCH, H. (2007) *Integration von Lernkurven in Energiesystem- und CGE-Modelle*. In FORUM FÜR ENERGIEMODELLE UND ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE SYSTEMANALYSEN IN DEUTSCHLAND (Ed.) *Energiemodelle zu Innovation und moderner Energietechnik*. 215-232, Lit Verlag.
- TZIMAS, E. (2009) *The cost of carbon capture and storage demonstration projects in Europe*. European Commission, Luxembourg.
- VAN DEN BROEK, M., HOEFNAGELS, R., RUBIN, E., TURKENBURG, W. & FAAIJ, A. (2009) Effects of technological learning on future cost and performance of power plants with CO₂ capture. *Progress in Energy and Combustion Science*, 35, 457-480.
- WISE, M. & DOOLEY, J. (2009) The value of post-combustion carbon dioxide capture and storage technologies in a world with uncertain greenhouse gas emission constraints. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:1, 39-48.
- ZEP (2008) *EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS) - ZEP's Proposal*. Brussels.

Preprints 2010

- 01/2010 Hansen, P.: Klimaschutz im Europäischen Gebäudesektor – Auf dem Weg zum Strukturwandel mit der neuen Gebäude-Richtlinie?
- 02/2010 Martinsen, D., Markewitz, P., Weber, K.: Energy scenarios for Germany up to 2050 in View of Energy Economy Indicators.
- 03/2010 Markewitz, P., Schreiber, A., Zapp, P.: Implementierung von CCS-Technik in Deutschland: Strategien und umweltseitige Auswirkungen
- 04/2010 Vögele, S., Wassermann, S. Fuchs, G.: Globalisierung, Multinationale Unternehmen und Innovationen im Kohlekraftwerkssektor.
- 05/2010 Weber, K., Martinsen, D.: Computation of transition paths towards sustainable energy systems by means of Fuzzy Optimization
- 06/2010 Weber, K., Martinsen, D.: From cost minimization to sustainability maximization – A new approach to energy systems analysis.
- 07/2010 Geske, J., Herold J.: Carbon capture transport and storage investment and management in an environment of technological and price uncertainties.
- 08/2010 Schlör, H., Fischer, W., Hake, J.-Fr.: Adjusted genuine savings and HDI - a two dimensional indicator for sustainability.
- 09/2010 Schlör, H., Fischer, W., Hake, J.-Fr.: Measuring income and energy distribution in Germany with the Atkinson Index.
- 10/2010 Schlör, H., Fischer, W., Hake, J.-Fr.: Is the German energy system sustainable? An analysis based on the UNCSO theme-based sustainability approach.
- 11/2010 Kuckshinrichs, W., Markewitz, P., Peters, M., Leitner, W.: Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂.
- 12/2010 Claas, B., Marker, S., Bickert, S., Linssen, J., Strunz, K.: Integration of plug-in hybrid and electric vehicles: Experience from Germany.
- 13/2010 Sander, M.: Structure and effects of national and transnational policy networks in the Russian-German energy relations.
- 14/2010 Geske, J.: Modeling the development of demographic urban structures via the family/household life cycle.
- 15/2010 Sander, M.: Institutionelle und personelle Netzwerke zwischen politischen und wirtschaftlichen Akteuren im russischen Energiesektor
- 16/2010 Schumann, D., Pietzner, K., Esken, A.: Umwelt, Energiequellen und CCS: Regionale Unterschiede und Veränderungen von Einstellungen der deutschen Bevölkerung.
- 17/2010 Baufumé, S., Hake, J.-Fr., Linssen, J., Markewitz, P.: Infrastructure issues of decoupled hydrogen/ electricity production with carbon capture and storage.
- 18/2010 Schumann, D., Simon, A.: Agent-based modeling of public acceptance in energy systems.
- 19/2010 Castillo, R.: Thermodynamic analysis of oxyfuel power plants with high temperature membrane for air separation.
- 20/2010 Castillo, R.: Technical evaluation of CO₂ compression and purification in CCS power plants
- 21/2010 Cyperek, M., Zapp, P., Bouwmeester, H. J. M., Modigell, M., Ebert, K., Voigt, I., Meulenberg, W.A., Singheiser, L., Stöver, D.: Gas separation membranes for zero-emission fossil power plants: MEM-BRAIN.
- 22/2010 Kronenberg, T.: What can post-Keynesian input-output models tell us about social sustainability?

- 23/2010 Kuckshinrichs, W., Kronenberg, T., Hansen, P.: Das CO₂-Gebäudesanierungsprogramm der KfW: Klimaschutz, Konjunkturreffekt, Budgeteffekt für die Förderjahre 2005-2007.

Research Reports 2010

- 01/2010 Birnbaum, U., Bongartz, R., Markewitz, P., Vögele, S, Linssen, J.: Energietechnologien 2050 – Fossil basierte Stromerzeugung, Wärmetransport, Brennstoffzellen.
- 02/2010 Martinsen, D., Weber, K.: Optimization of sustainability by means of IKARUS-FLP and Energy Indicators for sustainable Development (EISD).
- 03/2010 Schumann, D.: Scrutinizing the impact of CCS communication on the general and local public. Final project report.
- 04/2010 Bongartz, R., Markewitz, P., Zapp, P.: Prozesskette von CCS-Technologien: Technische Risiken und CO₂-Emissionen.

Systems Analysis and Technology Evaluation at the Research Centre Jülich

Many of the issues at the centre of public attention can only be dealt with by an interdisciplinary energy systems analysis. Technical, economic and ecological subsystems which interact with each other often have to be investigated simultaneously. The group Systems Analysis and Technology Evaluation (STE) takes up this challenge focusing on the long-term supply- and demand-side characteristics of energy systems. It follows, in particular, the idea of a holistic, interdisciplinary approach taking an inter-linkage of technical systems with economics, environment and society into account and thus looking at the security of supply, economic efficiency and environmental protection. This triple strategy is oriented here to societal / political guiding principles such as sustainable development. In these fields, STE analyses the consequences of technical developments and provides scientific aids to decision making for politics and industry. This work is based on the further methodological development of systems analysis tools and their application as well as cooperation between scientists from different institutions.

Head: Jürgen-Friedrich Hake

Forschungszentrum Jülich

Institut für Energieforschung (IEF)

Systems Analysis and Technology Evaluation (IEF-STE)

Wilhelm-Johnen-Straße

52428 Jülich

Tel.: +49-2461 61-6363

Fax: +49-2461 61-2540

Email : jfh@fz-juelich.de

Internet: www.fz-juelich.de/ief-ste