

STE Research Report

06/2010

Der Optionswert von CCS-Technologien im Rahmen von CO₂-Reduktionsszenarien für Deutschland

W. Kuckshinrichs, P. Markewitz, D. Martinsen, K. Weber

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

Jülich, Mai 2010

Kooperation mit dem Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e.V.,
Potsdam, im Rahmen der Studie *Anpassungs- und Vermeidungskosten:
Eine Marktsegmentstudie für den deutschen Versicherungssektor* für den
Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft (GDV)

Inhalt

I	Einleitung	1
II	CCS-Technologien	2
III	Methodischer Ansatz und Szenarienkonzeption	7
III.1	Optionswert	7
III.2	Das Ikarus-Energiesystemmodell	8
III.3	Szenarienstruktur, Rahmendaten und grundlegende Annahmen	9
IV	Energiewirtschaftliche Ergebnisse	15
IV.1	Energie- und CO₂-Bilanzen	15
IV.1.1	<i>Primärenergie</i>	15
IV.1.2	<i>Endenergie</i>	16
IV.1.3	<i>Installierte Nettokapazität</i>	16
IV.1.4	<i>Netto-Stromerzeugung</i>	17
IV.1.5	<i>Installierte Netto-CCS-Kapazität und CCS-Stromerzeugung</i>	18
IV.1.6	<i>CO₂-Emissionen</i>	19
IV.2	Kosten der Minderungsstrategien	22
IV.2.1	<i>CO₂-Minderungskosten</i>	22
IV.2.2	<i>CCS-Optionswert</i>	24
V	Fazit	25
VI	Literatur	26

I Einleitung

Stringente Klimagas-minderungsziele erfordern ein weites Spektrum von Klimagas-minderungsmaßnahmen, das alle Energiesektoren al auch Industrie Gewerbe, Verkehr sowie Haushalte umfasst. Über 40% der weltweiten CO₂-Emissionen werden durch die Stromerzeugung in fossil befeuerten Kraftwerken verursacht. Ihr kommt daher im Kontext von Klimagas-minderung eine besondere Bedeutung zu.

Die CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung liegen bei 40 % für 2020 und 80 % für 2050. Neben der CO₂-Reduktion gibt es weitere ambitionierte Ziele in der deutschen Energie- und Klimapolitik. Dazu zählen die Erhöhung der Energieeffizienz und der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese Ziele bzw. deren Erreichung sind für die Projektionen von Kapazitäten fossiler Kraftwerke zu berücksichtigen.

Aktuelle Szenarien zur Reduktion von Klimagasen in Deutschland zeigen, dass CCS-Technologien auch im Rahmen nationaler Klimagas-minderungsstrategien bei Vorgabe stringenter Minderungsziele eine bedeutende Rolle spielen können. Analysen zeigen, dass bei CO₂-Minderungszielen ab 35 % (für das Jahr 2030) der Einsatz von Kraftwerken mit CCS eine aus volkswirtschaftlicher Sicht attraktive Minderungsmaßnahme darstellen kann. Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich Investitionskosten, Energieträgerpreise etc. verdeutlichen, dass es sich auch um eine robuste Minderungsmaßnahme handelt [Linssen et al., 2006].

Andere Szenarien zeigen Pfade einer Energieversorgung vollständig auf der Basis Erneuerbarer Energien (z.B. [Krewitt et al., 2009]). Die zukünftige Nutzung von CCS-Technologie wird zum Teil explizit ausgeblendet. Dieses wird damit begründet, dass CCS-Technologien nicht kommerziell verfügbar sind und im Kraftwerksmaßstab heute allerhöchstens in wenigen Demonstrationsvorhaben realisiert werden. Zusätzlich wird ins Feld geführt, dass CCS-Technologien bei großtechnischem Einsatz auf erhebliche Akzeptanzprobleme stoßen werden, und dass insbesondere der Bau von CCS-Infrastrukturen für Transport und Speicherung von CO₂ unrealistisch erscheint. Überdies wird die Notwendigkeit des Einsatzes von CCS-Technologien aberkannt, da ja mit Erreichung der energiepolitischen Ziele für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien ausreichend Energieangebot zur Verfügung steht.

Hier setzt die Ermittlung des Optionswerts von CCS-Technologien an. Der Optionswert einer Technologie [Bauer et al., 2009, Pietzcker et al., Manger et al.] ist hier durch die zusätzlichen Vermeidungskosten bestimmt, die dadurch entstünden, wenn Klimaschutzziele ohne diese Technologie erreicht werden sollen.

Der Optionswert ist ursprünglich ein Begriff aus dem Bereich der ökonomischen Bewertung von Umweltressourcen. Er ergibt sich aus der Differenz von der Zahlungsbereitschaft von Individuen für die Erhaltung einer bestimmten natürlichen Ressource und dem Erwartungswert zukünftiger Nutzungen. Er stellt damit eine Prämie dar für

die Möglichkeit, die Ressource in der Zukunft nutzen zu können. In dem hier betrachteten Fall fällt die Prämie umgekehrt dafür an, dass eine Technologie nicht genutzt werden soll. Der Optionswert gibt somit implizit die Zahlungsbereitschaft an, die erforderlich ist, falls auf CCS-Technologie verzichtet werden soll.

Der Optionswert von CCS-Technologien stellt keine statisch gegebene Größe dar. Vielmehr hängt er von einer Vielzahl von Parametern und Rahmenannahmen ab, zu denen in erster Linie Technikparameter wie Kosten und Potenziale konkurrierender Technologien wie auch Zielvorgaben zur Reduktion von CO₂ zählen und weitere energie- und klimapolitische Vorgaben wie z.B. Zielvorgaben für den Einsatz erneuerbarer Energien oder für Kernenergie. Für diese Parameter und Rahmenannahmen sind in der Zukunft unterschiedliche Entwicklungen möglich.

Der folgende Beitrag analysiert den Optionswert von CCS in Deutschland im Rahmen konsistenter Klimagasreduktionsszenarien mit und ohne Einsatz von CCS-Technologien. Die Entwicklung wichtiger Parameter, Annahmen und energie- und klimapolitischer Vorgaben wird in Szenarien dargestellt. Methodische Basis für die Szenariorechnungen ist das Bottom-up-Energiesystemmodell IKARUS.

Dazu werden im Kapitel II CCS-Technologien im Überblick dargestellt, die gegenwärtig favorisiert werden und die als besonders innovativ gelten mit Blick auf zukünftige Lösungsansätze (2nd generation technologies). Der Fokus liegt auf der CO₂-Abscheidung. Im Kapitel III werden der methodische Ansatz und die Szenariokonzeption erläutert. Die energiewirtschaftlichen Ergebnisse werden im Kapitel IV dargestellt. Diese umfassen Energie- und CO₂-Bilanzen, Kapazitätsentwicklungen sowie die Kosten der CO₂-Reduktionsstrategien. Daraus resultiert dann der Optionswert von CCS. Abschließend wird in Kapitel V ein Fazit gezogen.

II CCS-Technologien

Kohlendioxid kann bereits mit heute verfügbarer Technik aus CO₂-haltigen Gasen abgeschieden 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 Abscheidungsprozess und die CO₂-Aufbereitung zu deutlichen Einbußen beim Wirkungsgrad des Kraftwerks wie auch zu höheren Investitionskosten (siehe dazu ausführliche Darstellungen in [Kuckshinrichs et al., 2009]).

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 CO₂) zu finden.

Wesentlicher Nachteil der aminbasierten Wäsche ist der hohe Energieaufwand für die Desorption des CO₂-beladenen Lösungsmittels. Wie laufende Forschungsarbeiten zeigen, scheint der Einsatz von sogenannten sterisch gehinderten oder tertiären Aminen¹ (mit Einsatz von Aktivator 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 CO₂-Stroms erreichen.

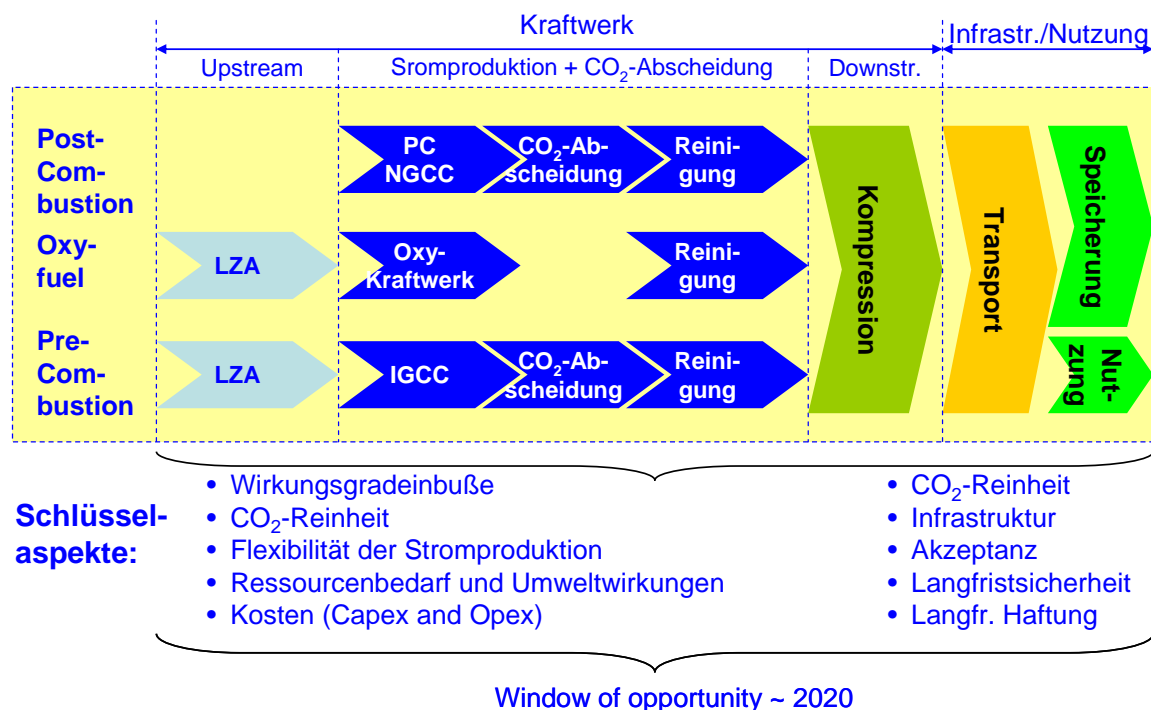
Der Einsatz von Karbonaten stellt eine weitere interessante Option dar, da diese sich insbesondere durch eine hohe thermische Stabilität, die Beständigkeit gegenüber Sauerstoff sowie durch relativ niedrige Ab- und Desorptionswärmen auszeichnen. Nachteilig sind die relativ niedrigen Reaktionsgeschwindigkeiten, die aber durch die Zugabe von Additiven erhöht werden können. Im Mittelpunkt einiger Forschungsarbeiten steht auch das sogenannte „chilled ammonia“-Verfahren, bei dem das CO₂ 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

¹ aMDEA, MDEA, KS-1

keramischen Membranen (zur Sauerstoffabtrennung aus der Luft) und Chemical Looping.

Abbildung 1: Derzeit favorisierte CCS-Prozessfamilien



LZA: Luftzerlegungsanlage

Quelle: eigene Darstellung nach [ZEP, 2008]

IEF-STE 2009

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

² Klassifizierungsschema für große Gasturbinen.

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 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 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 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 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 Er-

fahrungen 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 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 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 Reaktivität, 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 und Szenarienkonzeption

III.1 Optionswert

Der Optionswert von CCS wird hier durch die zusätzlichen CO₂-Vermeidungskosten bestimmt, die entstünden, wenn Klimaschutzziele ohne CCS erreicht werden sollen, obwohl CCS-Technologie verfügbar wäre. Er gibt praktisch eine monetäre Bewertung des Verzichts auf den Einsatz einer Klimaschutztechnologie wieder und kann als Maß für die notwendige Zahlungsbereitschaft für den Verzicht auf diese Technologie interpretiert werden.

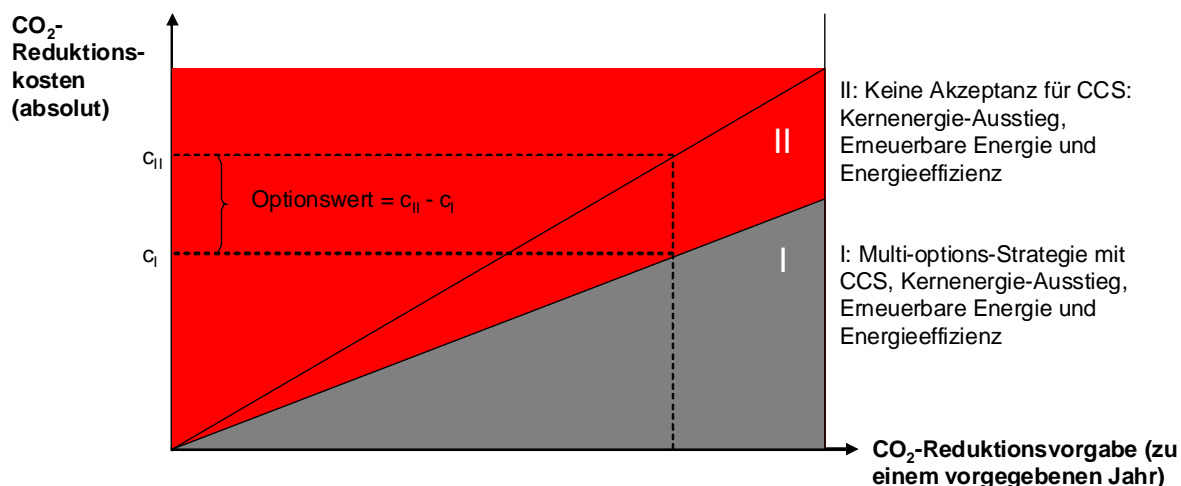
Der Optionswert von CCS-Technologien stellt keine statisch gegebene Größe dar, sondern er hängt von einer Vielzahl von Parametern und Rahmenannahmen ab, zu denen in erster Linie Technikparameter wie Kosten und Potenziale konkurrierender Technologien sowie Zielvorgaben zur Reduktion von CO₂ zählen, aber auch zum Einsatz anderer Technologien wie z.B. erneuerbarer Technologien, Energieeffizienztechnologien oder Kernenergie. Abbildung 2 verdeutlicht diesen Zusammenhang schematisch.

In einem Multi-options-Szenario (I) sind alle technischen Optionen zugelassen und es kann sich ein Energiemix einstellen, der zu einer kostenminimalen CO₂-Reduktion führt. Je stärker die Reduktionsvorgabe ist, desto höher sind die Reduktionskosten. In einem alternativen Szenario (II) muss der Beitrag konkurrierender technischer Optionen höher sein, da CCS-Technologien nicht zugelassen werden. Folgt man dem Ansatz steigender Grenzkosten der Technologien zur CO₂-Reduktion, so sind bei gegebener CO₂-Reduktionsvorgabe die jeweiligen Reduktionskosten höher. Falls die technischen Alternativen für die Substitution des CCS-Einsatzes weiter reglementiert würden und z.B. der Einsatz von Kernenergie ebenfalls abgelehnt würde, würden die Kosten für eine gegebene CO₂-Reduktion höher ausfallen. Umgekehrt gilt auch, dass die Kosten für eine gegebene CO₂-Reduktion niedriger ausfallen würden, falls Rest-

riktionen für die technischen Alternativen gelockert würden, z. B. durch die Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken.³

Die jeweiligen CO₂-Reduktionskosten der hier schematisch dargestellten zwei Fälle I und II sind mit c_I und c_{II} angegeben. Der zugehörige Optionswert ergibt sich zu $c_{II} - c_I$.

Abbildung 2: Schematische Darstellung des Optionswerts von CCS-Technologien



Linearität zwecks schematischer Veranschaulichung

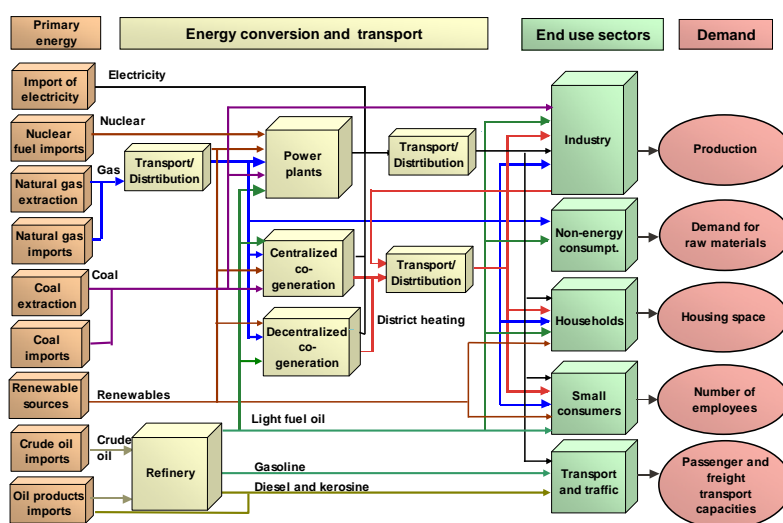
Quelle: eigene Darstellung

IEF-STE 2010

III.2 Das Ikarus-Energiesystemmodell

Die Szenarien sind mit dem Energiesystemmodell IKARUS gerechnet. IKARUS ist ein nachfrage-getriebenes bottom-up-Energiemodell, welches das deutsche Energiesystem repräsentiert und Energietechnologien detailliert darstellt. Es stellt die Energieflüsse von der Primärenergie über die Endenergie bis hin zu den energieverbrauchsbestimmenden Nachfragen dar und bildet differenziert die Primärenergieresourcen (inländisch + Import), den Umwandlungsbereich, den Energietransport, den Endenergiebedarf in den Bereichen Industrie, nicht-energetischer Bedarf, Haushalte, Kleinverbraucher und Transport, sowie die Nachfrage ab, welche durch die industrielle Produktion, energieintensive Produktion, Wohnfläche, Zahl der Beschäftigten, als auch durch Güter- und Personentransport beschrieben wird. Besonderes Gewicht liegt auf der Energieeinsparung durch Technologien zur Energieeffizienz, welche die Nachfrage und den Bedarf an Endenergieverbinden (Abbildung 3).

³ Hinsichtlich des Einsatzes von Kernenergie kommt dieser Aspekt allerdings hier nicht zum Tragen. Beide Optionen gehen vom Kernenergieausstieg aus, d.h. ab 2025 produzieren KKW's keinen Strom mehr. Andererseits sind CCS-Kraftwerke faktisch erst ab 2025 verfügbar. Siehe dazu Kapitel IV.

Abbildung 3: Struktur des IKARUS-Energiesystemmodells


Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Der Ansatz erlaubt die Definition von Restriktionen für das Energiesystem, z. B. bezüglich des Einsatzes bestimmter Energietechnologien. Hinsichtlich des Klimaschutzes liegt der Schwerpunkt auf der Vorgabe von CO₂-Zielwerten bzw. -Obergrenzen. Prinzipiell wäre der Ansatz auch in der Lage, eine Obergrenze für die Reduktionskosten vorzugeben.

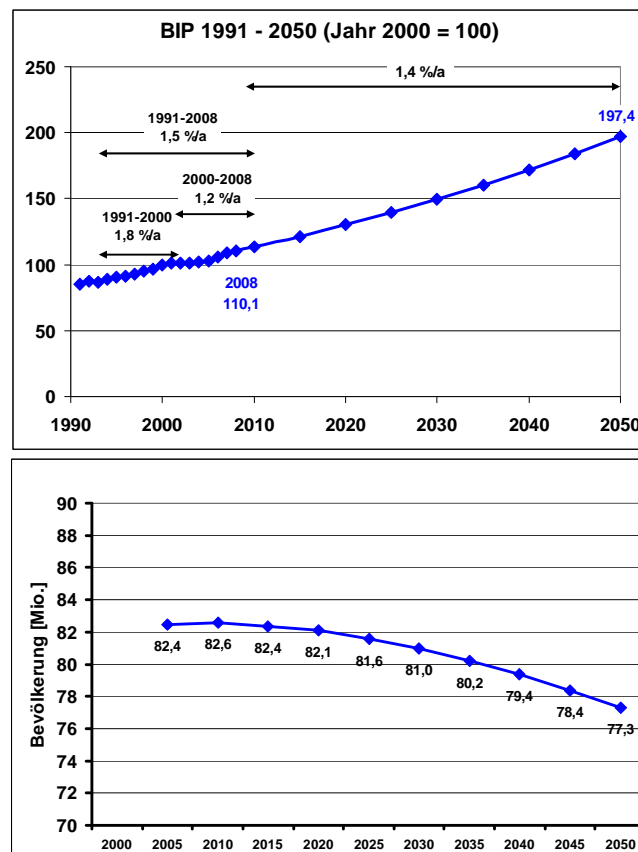
Das Modell berechnet die Primär- und Endenergieverbräuche, die korrespondierenden Treibhausgasemissionen, die (notwendige) Kapazitätsentwicklung der Technologien und weist auch die Gesamtkosten aus. Die Ergebnisse für alle Variablen sind konsistent zu den Szenariovorgaben, grundlegenden Annahmen und Technologiedaten. Sie sind reproduzierbar und entsprechend können hinsichtlich wesentlicher Annahmen und Parameter Sensitivitätsrechnungen einfach durchgeführt werden.

III.3 Szenarienstruktur, Rahmendaten und grundlegende Annahmen

Im Nachfolgenden erfolgt eine Kurzbeschreibung von wesentlichen Annahmen und Rahmensetzungen, die den Szenarien zugrundeliegen. Die Szenarien decken den Zeitraum 2005 – 2050 ab.

Für den Zeitraum 2010 bis 2050 wird angenommen, dass das Bruttoinlandsprodukt (BIP) um 1,4%/a steigt und dass die Bevölkerung bis 2050 auf ca. 77 Millionen zurückgeht (Abbildung 4). Zwar geht das BIP nicht direkt in die Modellrechnungen ein, allerdings setzt es den Rahmen für die exogen gesetzte Nachfrage nach Energiedienstleistungen.

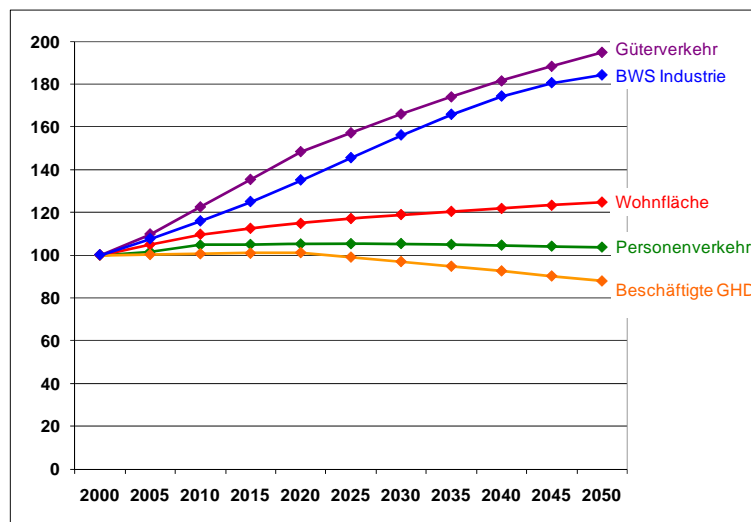
Abbildung 4: Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt und Bevölkerung



Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Abbildung 5 zeigt den zeitlichen Verlauf der wichtigsten energieverbrauchsbestimmenden Nachfragen im Modell. Die Entwicklung der Energiedienstleistungen hängt stark vom betrachteten Sektor ab. Während die Nachfrage nach Personenverkehrsleistung in etwa konstant bleibt, wird angenommen, dass die Güterverkehrsleistung sich bis zum Jahr 2050 fast verdoppelt. Die Bruttowertschöpfung der Industrie steigt ebenfalls stark an (+84% bis 2050), ist aber auch durch Strukturänderungen in Richtung weniger energieintensive Branchen gekennzeichnet. Hiervon wären insbesondere die Stahl- und Aluminiumherstellung sowie auch die Zementherstellung betroffen. Die Wohnfläche wächst moderat um 25 % im Zeitraum 2005 – 2050. Die Anzahl der Beschäftigten im Sektor GHD sinkt um etwa 12 % aufgrund der unterstellten demografischen Entwicklung.

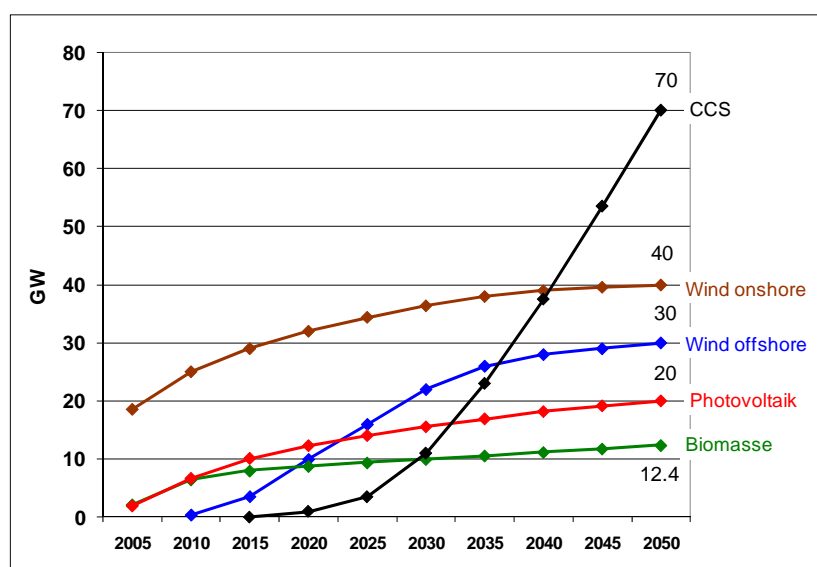
Abbildung 5: Entwicklung der Nachfragen nach Energiedienstleistungen


Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Für CCS-Kraftwerke sowie für Kraftwerke auf der Basis von erneuerbaren Energien sind Obergrenzen im Modell festgelegt bis 2050. Für CCS ist sowohl Neubau als auch Retrofitting bestehender Anlagen vorgesehen.

Abbildung 6 enthält den maximal möglichen Zubau dieser Kraftwerkstypen als installierte Nettoleistung bis zum Jahr 2050.

Abbildung 6: Obergrenzen für netto installierte Kraftwerksleistung


Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE

Tabelle 1 zeigt die Investitionskosten und den Netto-Wirkungsgrad für die wichtigsten fossilen Kraftwerkstypen. Bei den Kraftwerken mit CCS ist ein CO₂-Abscheidegrad von 90% unterstellt. In die Analyse gehen ebenfalls fixe und variable Betriebskosten ein, die auch mittlere Transport- und Speicherkosten für CO₂ enthalten.

Tabelle 1: Modellparameter für fossil befeuerte Kraftwerke

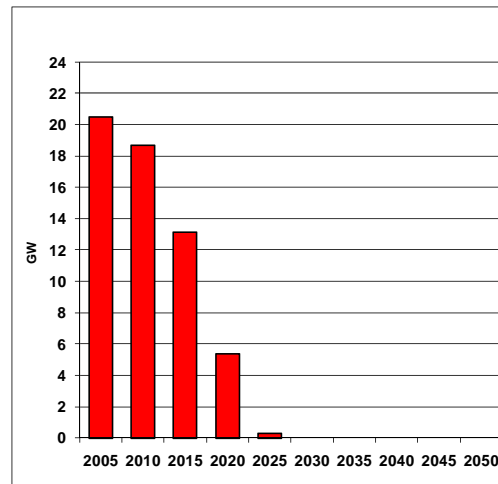
	Jahr	Ohne CCS		Mit CCS-Neubau		Mit CCS-Retrofit	
		Inv.-Kosten €/kW	Netto-Wirkungsgrad %	Inv.-Kosten €/kW	Netto-Wirkungsgrad %	Inv.-Kosten €/kW	Netto-Wirkungsgrad %
Steinkohle- kraftwerk	2010	890	44,5	-	-	-	-
	2030	990	50,1	1660	42,8	1830	41,8
	2050	1030	52,2	1690	46,8	1860	45,8
Braunkohle- kraftwerk	2010	960	43,5	-	-	-	-
	2030	1060	47,4	1790	40,3	1970	39,3
	2050	1110	50,4	1830	45,2	2010	44,2
Gas- kraftwerk	2010	380	58,2	-	-	-0	-
	2030	440	60,8	820	55,4	900	54,4
	2050	490	62,7	860	57,6	950	56,6

Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Wir unterstellen bei den folgenden Rechnungen den Ausstieg aus der Kernenergie, da trotz öffentlicher Diskussion dieses Themas die Ausstiegsvereinbarung zwischen der Regierung und den EVUs weiterhin in Kraft ist. Im Modell bedeutet dies den in Abbildung 7 dargestellten Abbau der Kernkraftwerkskapazitäten (netto).

Abbildung 7: Obergrenzen für netto installierte Kernkraftwerksleistung bei Ausstieg aus der Kernenergie

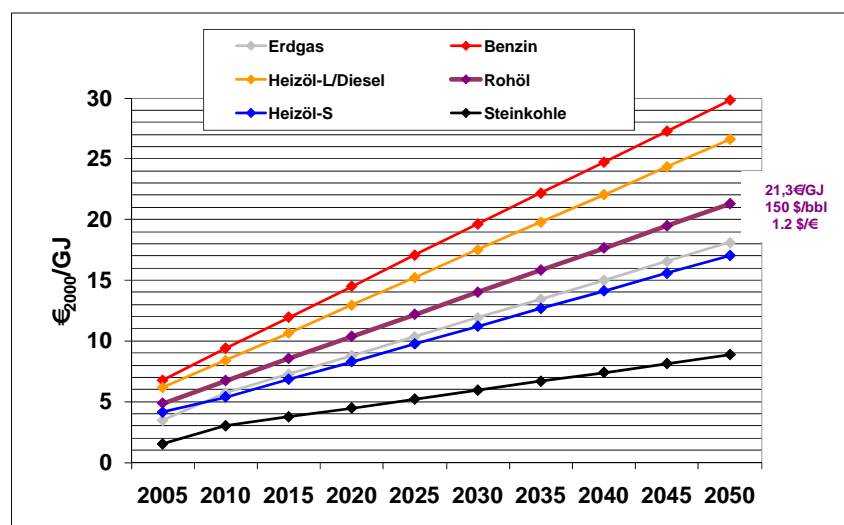


Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Die unterstellte Preisentwicklung der wichtigsten Importenergieträger im Geldwert von 2000 zeigt Abbildung 8. Dabei haben wir ein festes Verhältnis zwischen Rohölpreis und den Preisen der anderen Energieträger unterstellt, wobei das Verhältnis aus den Preisen der Vergangenheit abgeleitet ist. Der reale Rohölpreis im Jahr 2050 entspricht 150 US\$₂₀₀₀/bbl (mit 1,2 US\$/€ in 2050).

Abbildung 8: Preisentwicklung für Importenergieträger



Quelle: [Hake et al., 2009]

IEF-STE 2010

Bezüglich des Imports von Solarstrom aus Nord-Afrika wurde unterstellt, dass dieser ab dem Jahr 2030 in größeren Mengen zur Verfügung steht und sein Preis mit der Zeit abnimmt. Allerdings wird eine Begrenzung der maximal möglichen Importmenge festgelegt:

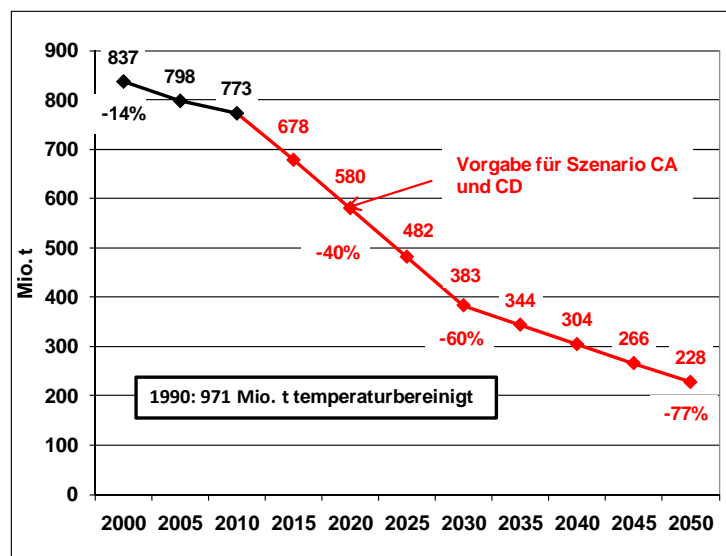
- Importpreis von 0,19 €/kWh in 2030 auf 0,15 €/kWh in 2050 sinkend (vgl. [Komendantova et al., 2010, Williges et al., 2010]).
- Obergrenze für den Import in 2050: 70 TWh oder 20 % des gesamten Strombedarfs.

Folgende Szenarien wurden mit dem IKARUS-Modell generiert:

- REF: Referenzszenario ohne CO₂-Minderungsvorgabe
- CA: CO₂-Minderungsvorgabe mit CCS-Option
- CD: CO₂-Minderungsvorgabe ohne CCS-Option

In den Szenarien mit CO₂-Minderungsvorgabe (CA, CD) werden die energiebedingten CO₂-Emissionen wie in Abbildung 9 nach 2010 begrenzt. Bis 2050 dürfen dann die energiebedingten CO₂-Emissionen höchstens 23% des 1990-Wertes (temperaturbereinigt) betragen. Der zeitliche Verlauf ergibt sich aus den zwischenzeitlichen Vorgaben von -40% im Jahr 2020 und -60% im Jahr 2030.

Abbildung 9: CO₂-Restriktion



IV Energiewirtschaftliche Ergebnisse

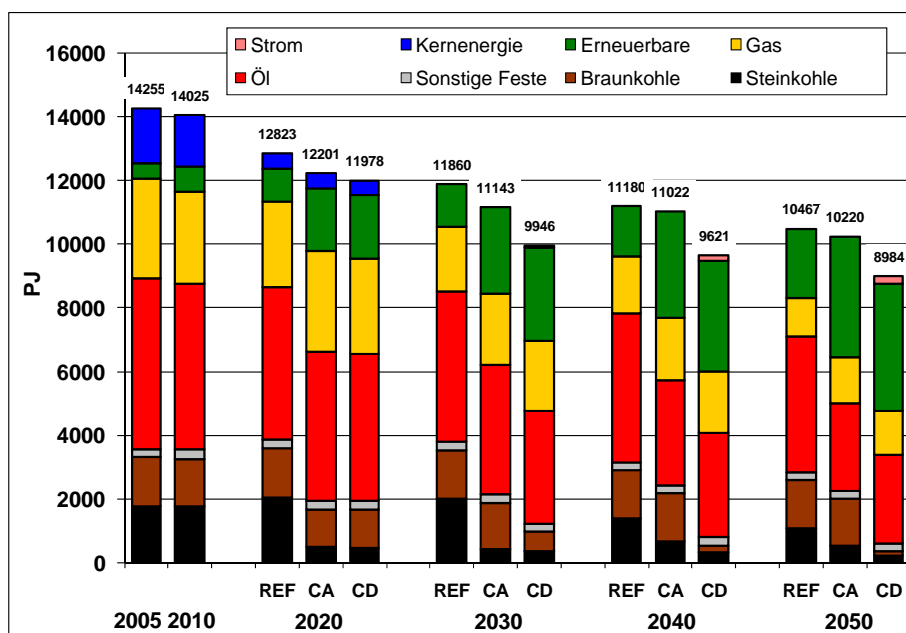
IV.1 Energie- und CO₂-Bilanzen

Im Folgenden werden für die zuvor definierten Szenarien Primärenergiebilanzen nach Energieträgern, Stromerzeugung sowie Kraftwerkskapazitäten nach Art/Typ, Endenergie nach Sektoren und CO₂-Emissionen untergliedert nach Sektoren für 2005 – 2050 im Vergleich dargestellt.

IV.1.1 Primärenergie

Auch ohne eine CO₂-Minderungsvorgabe, d.h. im Referenzszenario (REF), ist ein deutlicher Rückgang des Primärenergiebedarfs zu verzeichnen (-27% von 2005 bis 2050). Dabei ersetzen die erneuerbaren Energien Wind und Biomasse einen Teil der von den Energieträgern Steinkohle, Öl, Gas und Kernenergie bereitgestellten Primärenergie. Die CO₂-Szenarien CA und CD zeigen qualitativ die gleiche Entwicklung; allerdings sind die Veränderungen insbesondere im Szenario CD deutlich ausgeprägter (CA: -28%, CD: -37%). Im Szenario ohne CCS (CD) ist die Primärenergieeffizienz wesentlich höher als im Szenario ohne CCS. Dies liegt neben einer höheren Energieeinsparung auch an der in diesem Szenario vom Modell gewählten Option des Solarstromimports. Der primärenergieseitige Anteil an Erneuerbaren inklusive Solarstrom erhöht sich im Jahr 2050 auf ca. 21 % (REF), 37 % (CA) bzw. 47 % (CD).

Abbildung 10: Primärenergie nach Energieträgern im Vergleich

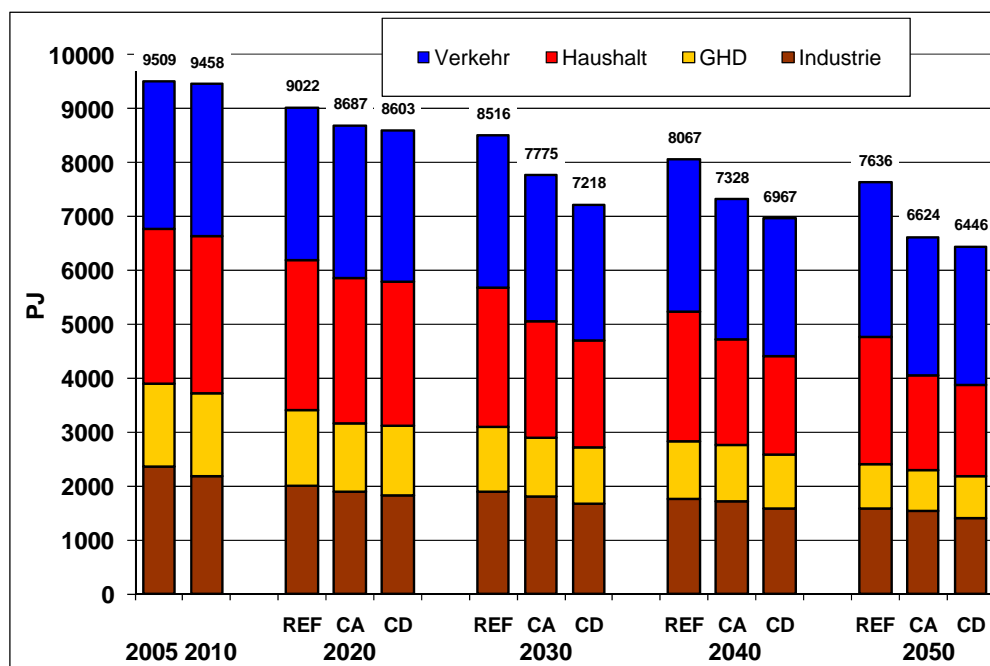


IV.1.2 Endenergie

Insgesamt geht der Endenergiebedarf im Zeitraum 2005 – 2050 um ca. 20 % (REF), 30 % (CA) und 32 % (CD) zurück. Die Änderungen des Endenergieverbrauchs fallen in den einzelnen Sektoren sehr unterschiedlich aus. Im Verkehrssektor sinkt der Endenergiebedarf nur leicht (-6 % in CA und CD), bzw. nimmt sogar leicht zu (+5 % in REF), trotz eines kräftigen Rückgangs des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs. Dies ist auf das starke Wachstum der Güterverkehrsleistung zurückzuführen. In allen anderen Sektoren sinkt der Endenergiebedarf aufgrund von Einsparmaßnahmen (z.B. Wärmedämmung) deutlich:

- Haushalte: Von -18 % (REF) bis -41 % (CD)
- Industrie: Von -33 % (REF) bis -41 % (CD)
- GHD: Von -46 % (REF) bis -51 % (CA).

Abbildung 11: Endenergie nach Sektoren im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

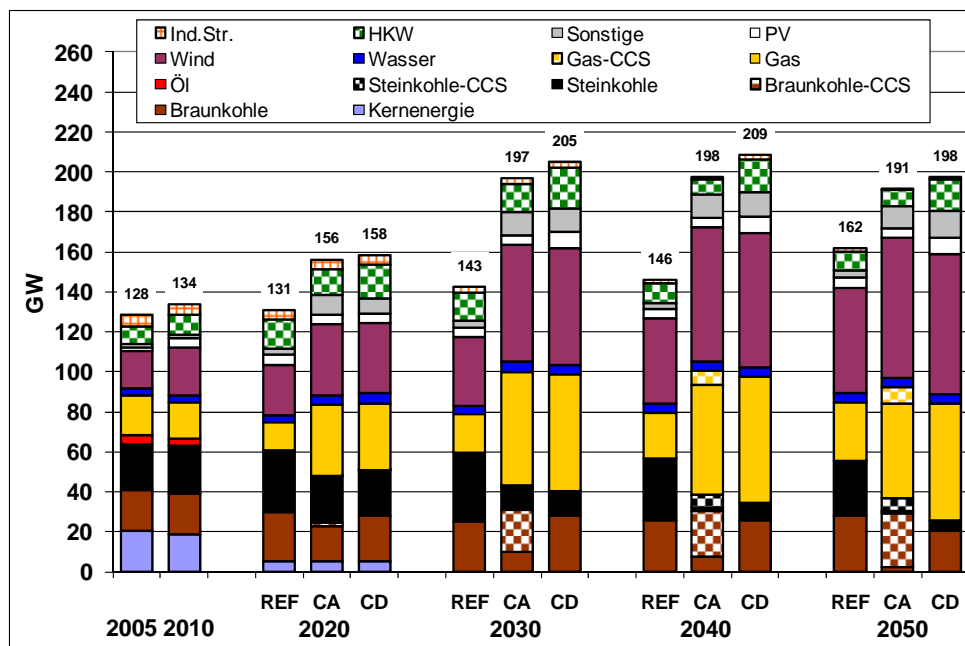
IEF-STE 2010

IV.1.3 Installierte Nettokapazität

Im Referenzszenario steigt die installierte Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen von knapp 130 GW im Jahr 2005 auf etwa 160 GW im Jahr 2050. Folgende Trends sind zu identifizieren: Zum einen wird die wegfallende Kernkraftwerkskapazität durch den Bau von Braun- und Steinkohlekraftwerken ersetzt. Zum anderen erfolgt ein Anstieg der installierten Windkraftleistung (on-shore und off-shore) auf 53 GW, wobei Gaskraftwerke als Reserveleistung (bei sehr geringer Auslastung) für kurzzeitliche Windschwankungen genutzt werden. In den Minderungsszenarien

wächst die erforderliche Kraftwerkskapazität auf rund 200 GW bis 2030 und bleibt danach etwa auf diesem Niveau. Dabei werden Windkraftwerke bis zur Obergrenze ausgebaut (insgesamt 70 GW in 2050) und Biomassekraftwerke (in Abbildung 12 unter Sonstige) tragen mit bis zu 13 GW zur installierten Kraftwerksleistung bei. Im Szenario CA (mit CCS) wird die CCS-Option zur CO₂ Minderung vom Modell genutzt, wobei bis 2050 insgesamt ca. 41 GW Kraftwerke mit CCS errichtet werden. Hiervon sind ca. 27 GW Braunkohle-CCS, ca. 6 GW Steinkohle-CCS und ca. 8 GW Gas-CCS. Im Szenario CD (ohne CCS) werden die bis 2030 vorhandenen Braun- und Steinkohlekraftwerke in den letzten Perioden kaum ausgelastet. Es werden aber zusätzliche Kapazitäten wie z.B. PV, Biomasse sowie HKW (im Wesentlichen auch Biomasse) vom Modell aufgebaut. Insgesamt ergibt sich durch den Zuwachs von intermittierenden Kraftwerkstypen ein hoher Bedarf an Reserveleistung, die durch Gaskraftwerke bereitgestellt wird.

Abbildung 12: Installierte Nettokapazität nach Kraftwerkstyp im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

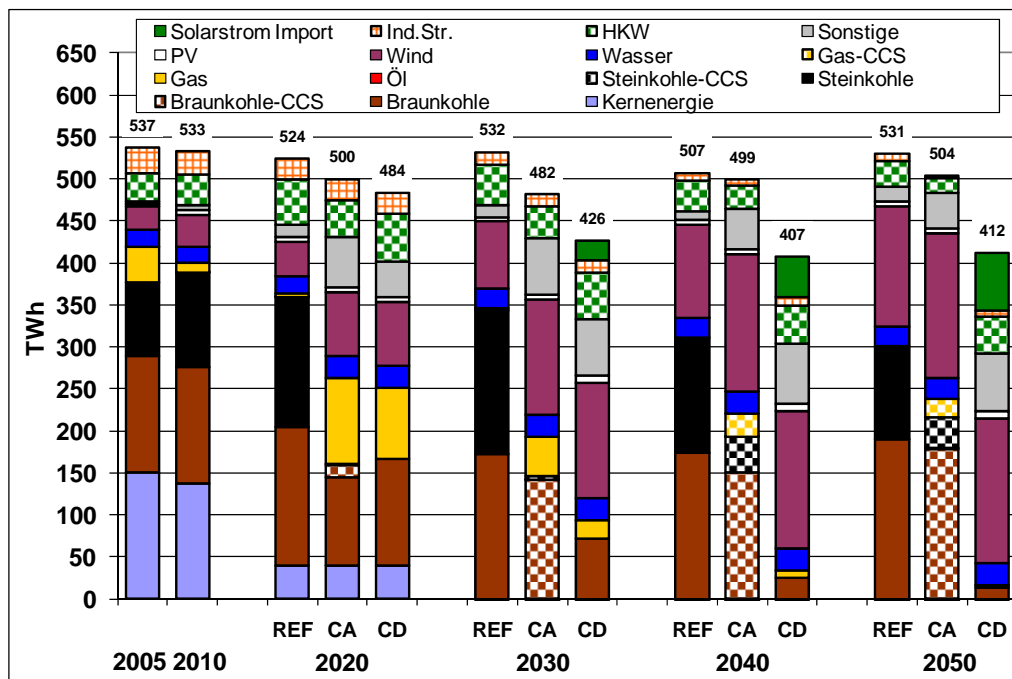
IEF-STE 2010

IV.1.4 Netto-Stromerzeugung

Im Gegensatz zur stark anwachsenden Kraftwerksleistung, bleibt die Stromerzeugung im Referenzszenario bis zum Jahr 2050 fast konstant. In Reduktionsszenarien werden dagegen zunehmend Stromeinsparmaßnahmen ergriffen, die im Szenario CA zu einem leichten Rückgang (-6 % für CA) und im Szenario CD zu einem deutlichen Rückgang führen (-23 % für CD). Der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom steigt in allen Szenarien stark an, von ca. 12 % in 2005 auf knapp 40 % (REF) bzw. sogar über 80 % (CD) in 2050. Selbst im Szenario CA (mit CCS) liegt der Anteil des

Stroms aus Erneuerbaren bei fast 50 % in 2050. Im CO₂-Szenario ohne CCS wird ein wesentlicher Teil - in 2050 bis ca. 17 % - der gesamten Stromnachfrage mit Solarstromimport (Desertec) ab 2030 gedeckt. Insgesamt ergibt sich in den CO₂-Reduktionsszenarien eine fast CO₂-freie Stromerzeugung im Jahr 2050.

Abbildung 13: Netto-Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp im Vergleich



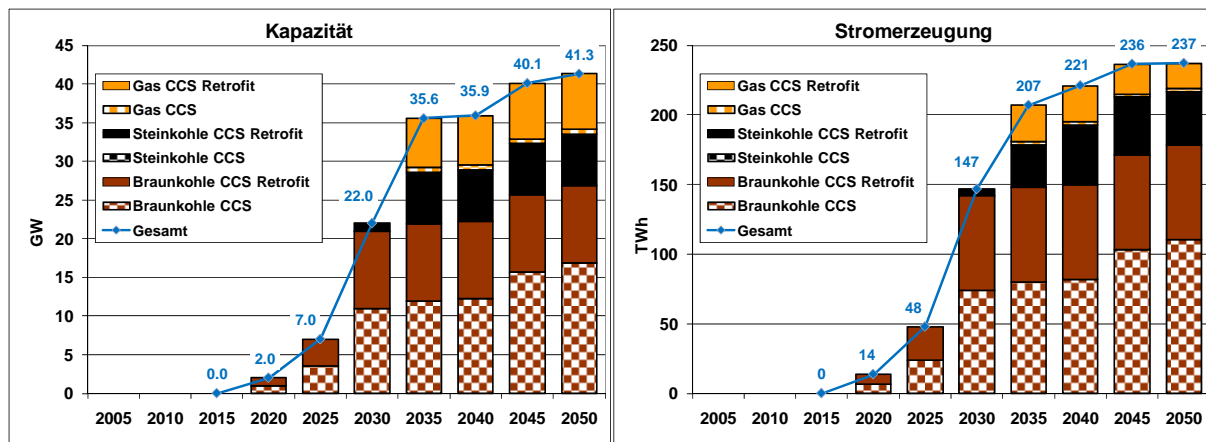
Quelle: Eigene Berechnungen

IEF-STE 2010

IV.1.5 Installierte Netto-CCS-Kapazität und CCS-Stromerzeugung

In Abbildung 14 ist für das Reduktionsszenario CA die Entwicklung der CCS-Kapazität detaillierter dargestellt. Wir unterstellen, dass CCS-Technik ab dem Jahr 2020 zur Verfügung steht mit einer danach steigenden oberen Zubaugrenze. Neben der Unterscheidung nach Kraftwerkstyp wird im Modell ebenfalls nach Neuanlagen oder Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung (Retrofit) bei vorhandenen (nach 2005 gebauten) Kraftwerken unterschieden. Bei Braunkohlekraftwerken werden – unter anderem wegen der preiswerten heimischen Braunkohle und des Grundlastbedarfs - bis 2050 sowohl CCS-Neuanlagen als auch die Option eines CCS-Retrofittings gewählt. Bei Steinkohle- und Gaskraftwerken wird fast nur nachgerüstet, da der Bau von neuen Steinkohle- und Gaskraftwerken (außer als Reserveleistung) ab dem Jahr 2020 vom Modell vermieden wird.

Abbildung 14: Installierte Netto-CCS-Kapazität und Netto-CCS-Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp im CCS-Szenario (CA)



Quelle: Eigene Berechnungen

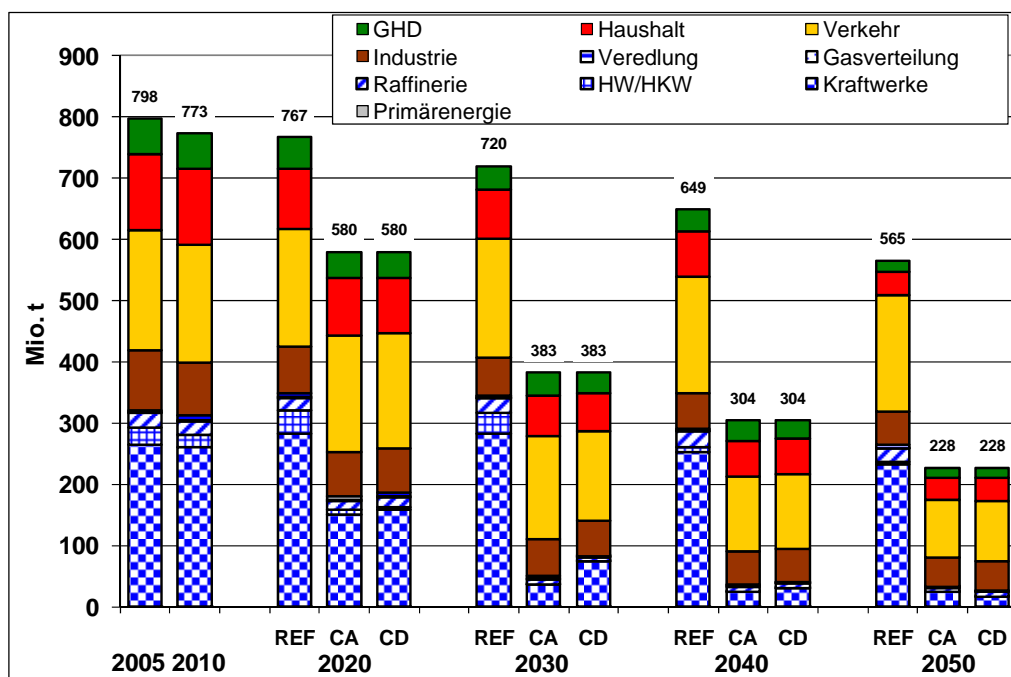
IEF-STE 2010

IV.1.6 CO₂-Emissionen

Abbildung 15 zeigt die CO₂-Emissionen aufgeteilt nach Sektoren. Im Referenzszenario (REF) ist auch ohne eine CO₂-Minderungsvorgabe eine deutliche CO₂-Abnahme bis 2050 zu verzeichnen, die ca. -29 % im Vergleich zum Jahr 2005 beträgt. Dies ist im Wesentlichen auf Entwicklungen in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte zurückzuführen. Wesentlicher Treiber sind die steigenden Energiepreise, die das Ergreifen von Einsparmaßnahmen induzieren sowie industrielle Strukturänderungen. Dem gegenüber bleiben die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Stromerzeugung etwa konstant. Im Stromsektor steigen die Emissionen wegen des Ausstiegs aus der Kernenergie sogar zwischenzeitlich (bis 2030) um bis zu 20 Mio. t an.

Bei den CO₂-Szenarien mit und ohne CCS (CA bzw. CD) ist zwar die Emissionsobergrenze vorgegeben, das Modell wählt aber sektorenübergreifend die kostenoptimalen Maßnahmen, die zur Einhaltung der Obergrenze erforderlich sind, d.h. die sektorale Aufteilung, wie in Abbildung 15 dargestellt, ist ein Ergebnis der Modellrechnung. Dabei fällt auf, dass im Vergleich zum Referenzszenario bis 2050 neben einer teilweise nur sehr geringen zusätzlichen (vgl. REF) CO₂-Minderung in den Sektoren GHD und Haushalte im Verkehrssektor eine Halbierung und im Stromsektor eine noch stärkere CO₂-Reduktion stattfindet. Im Vergleich zum Jahr 2005 errechnen sich für das Jahr 2050 folgende Reduktionen in den Szenarien CA und CD:

- Stromsektor: 92 – 97% (REF: 12%)
- Industrie: 50 – 51% (REF: 44%)
- GHD: 69 – 72% (REF: 70%)
- Haushalte: 70% (REF: 68%)
- Verkehr: 50 – 52% (REF: 3%)
- Gesamt: 71% (REF: 29%)

Abbildung 15: CO₂-Emissionen nach Sektoren im Vergleich

Quelle: Eigene Berechnungen

IEF-STE 2010

Die zeitliche sektorale Entwicklung und die teilweise geringen Unterschiede der CO₂-Emissionen für einige Sektoren (insbesondere GHD und Haushalte) zum Ende des Betrachtungszeitraumes sind in allen Szenarien zu beobachten. Eine Interpretation hierfür sei im Nachfolgenden am Beispiel des Haushaltssektors gegeben.

Haushaltssektor

Im Vergleich zum Referenzszenario liegen die CO₂-Emissionen der Szenarien CA und CD im Haushaltssektor bis zum Jahr 2040 um 10 – 15 Mio. Tonnen niedriger (zusätzliche Wärmedämmung). Nach 2040 sind die emissionsseitigen Unterschiede nur noch sehr gering. Dies bedeutet, dass die direkten CO₂-Emissionen und damit der Verbrauch von fossilen Energieträgern (Öl und Gas) so gut wie szenariunabhängig sind. Allerdings unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Höhe des Verbrauches sowie der Energieträgerstruktur (siehe Abbildung 11). Eine genauere Betrachtung der Energieträgerstruktur zeigt z.B. für das Jahr 2050, dass die Beiträge von Ölprodukten und Gas für den Endenergieeinsatz der Haushalte etwa gleich sind (REF, CA, CD), während der Bedarf an Biomasse (aufgrund von gezielter Wärmedämmung) und Strom (aufgrund von Einsparmaßnahmen) in den Szenarien CA und CD deutlich niedriger liegt als im Referenzszenario. Der gleichbleibende Verbrauch von fossilen Energieträgern in allen Szenarien lässt sich mit den Rückkopplungen

anderer Sektoren erklären. Da im Verkehrssektor der Einsatz von Kraftstoffen auf Mineralölbasis in den CO₂-Szenarien stark zurückgeht und die Raffinerien eine begrenzte Variabilität des Produktspektrums aufweisen, bleibt für den Haushaltssektor Heizöl und LPG in ländlichen Gebieten verfügbar. Dies ist Teil der mit dem Modell errechneten optimalen Lösung für das gesamte Energiesystem. Der Mindesteinsatz von Erdgas ergibt sich aus einer wirtschaftlichen Nutzung des vorhandenen Erdgasverteilungsnetzes. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird in den ersten Perioden die Biomasseheizung in Alt- und Neubaubereich stark ausgebaut (auch im Referenzszenario). Ab etwa dem Jahr 2040 befinden sich genau diese Gebäude im Renovierungszyklus. In den CO₂-Szenarien wird diese Renovierung genutzt, um eine verstärkte Wärmedämmung durchzuführen. Die dadurch weniger benötigte Biomasse wird vom Modell bevorzugt zur Stromerzeugung (inkl. HKW) genutzt, da das inländische Biomassepotenzial (das für die verschiedenen Biomassetypen als Flächenpotenziale vorgegeben ist) voll ausgeschöpft ist. Weder die Biomasseeinsparung (bedingt durch verbesserte Wärmedämmung) noch die Stromeinsparung (bedingt durch effizientere Stromanwendungen), die in den Haushalten stattfindet, haben daher eine Auswirkung auf die direkten CO₂-Emissionen dieses Sektors.

Ähnliche Entwicklungen sind auch für die Sektoren GHD und Industrie festzustellen, wobei hier bei den Szenarien CA und CD im Wesentlichen Strom eingespart wird.

Vergleich der CO₂-Minderungsszenarien

Besonders interessant ist hier der Vergleich der sektoralen CO₂-Emissionen und der Maßnahmen für die zwei CO₂-Minderungsszenarien mit CCS (CA) und ohne CCS (CD). Zusammenfassend lässt sich feststellen:

Bis zum Jahr 2030 – 2040 wird im Szenario ohne CCS (CD) mehr CO₂ im Umwandlungsbereich und dafür weniger CO₂ bei den Endverbrauchern emittiert als im Szenario mit CCS (CA). D.h. es müssen verstärkt Maßnahmen bei den Endverbrauchern ergriffen werden, um die Mehremissionen im Stromsektor zu kompensieren und das Gesamtminderungsziel erreichen zu können. Da die in den Endverbrauchssektoren zu ergreifenden CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Regel kostenträchtiger sind als Maßnahmen im Umwandlungsbereich (insbesondere Stromerzeugung), entstehen hierdurch Mehrkosten gegenüber dem Szenario mit CCS (Beitrag zum Optionswert von CO₂, s. auch Abbildung 16). Diese Verlagerung der Maßnahmen und die damit verbundenen Mehrkosten entsprechen einer Verschiebung der Reduktionslasten („Verschiebungslösung“), um das Gesamtminderungsziel zu erreichen. Etwa ab dem Jahr 2040 ist die sektorale Aufteilung der CO₂-Emissionen in beiden CO₂-Minderungsszenarien aber praktisch gleich. Trotzdem finden – wie oben beschrieben – Änderungen (im Wesentlichen Einsparungen) statt. Hiervon betroffen sind praktisch nur nicht CO₂-verursachende Energieträger wie Erneuerbare, Nah- und Fernwärme

sowie Strom. Hierdurch entstehen ebenfalls Mehrkosten, die keine sektoralen CO₂-Verschiebungen nach sich ziehen, aber als Ergebnis der Gesamtkostenminimierung ohne CCS-Option zu interpretieren sind. Dieses ab dem Jahr 2040 zu beobachtende Ergebnis („CO₂-Neutrallösung“) erscheint zunächst überraschend, hängt aber mit der Schärfe der CO₂-Restriktion zusammen. Bis zu einer CO₂-Minderung von etwa 60 – 65 % im Vergleich zu 1990 greift die „Verschiebungslösung“. Bei einer CO₂-Minderung von mehr als 65 % greift daran anschließend die „CO₂-Neutrallösung“. Kontrollrechnungen zeigen, dass dies primär von der CO₂-Restriktion abhängt und weniger vom Zeitpunkt, d.h. bei einer CO₂-Minderungsvorgabe von 60% im Jahr 2050 zeigen die Modellrechnungen nur den Effekt einer „Verschiebungslösung“.

IV.2 Kosten der Minderungsstrategien

IV.2.1 CO₂-Minderungskosten

In Abbildung 16 sind die aufgrund der CO₂-Minderungsvorgabe im Vergleich zum Referenzszenario auftretenden jährlichen Mehrkosten (Geldwert 2000) nach Sektoren dargestellt. Die Mehrkosten im Szenario ohne CCS liegen im gesamten Zeitraum höher als die Kosten des Szenarios mit CCS, d.h. die CCS-Option wird genutzt und wirkt Kosten senkend.

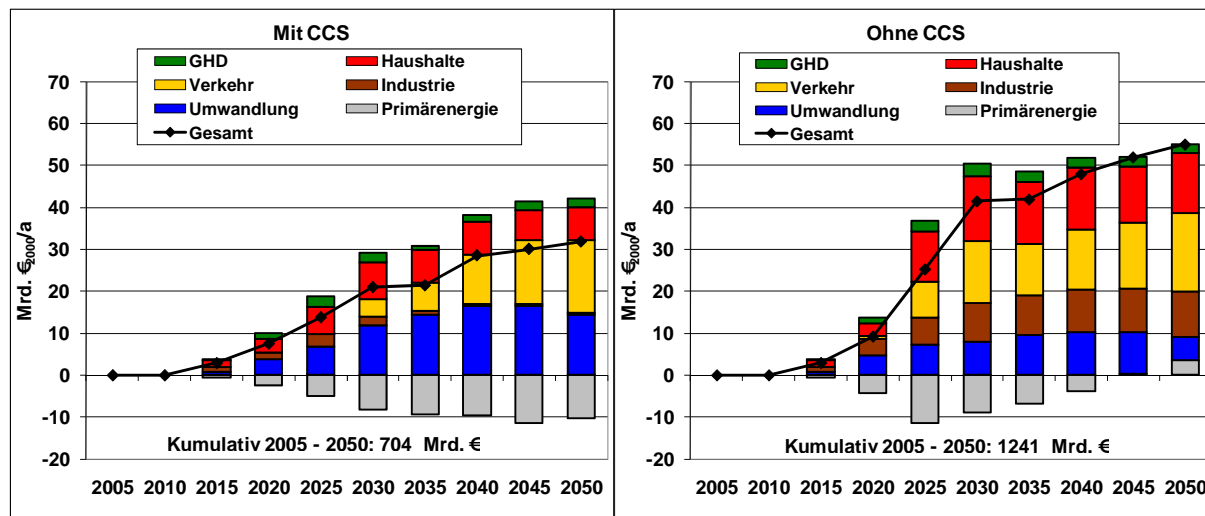
Im Szenario mit CCS entstehen Mehrkosten vor allem in den Sektoren Umwandlung (inklusive Zusatzkosten für CCS), Verkehr und Haushalte. Durch Einsparungsmaßnahmen sinkt der Bedarf an Primärenergie und somit auch die Primärenergiekosten.

Im Szenario ohne CCS entstehen zusätzliche Mehrkosten im Haushaltssektor, Industriesektor und zwischenzeitlich bis 2040 auch im Verkehrssektor. Im Umwandlungssektor liegen die Mehrkosten aufgrund von forcierter Stromeinsparung und dem Wegfall der CCS-Kosten niedriger als im Szenario mit CCS. Allerdings sind hier die Kosteneinsparungen für Primärenergieträger stetig abnehmend bedingt durch die Mehrkosten aufgrund eines steigenden Solarstromimports (s. Abbildung 13). In der Periode 2050 kehrt sich dieses Bild um, so dass im Saldo Mehrkosten vorliegen.

Aus Platzgründen ist es an dieser Stelle nicht möglich, auf die einzelnen Maßnahmen und die dadurch entstehenden Mehr- oder Minderkosten einzugehen

Insgesamt ergeben sich integrale Mehrkosten für den Zeitraum 2005 bis 2050 in Höhe von ca. 700 Mrd. € für das Szenario mit CCS und ca. 1240 Mrd. € für das Szenario ohne CCS im Vergleich zum Referenzszenario.

Abbildung 16: Jährliche Mehrkosten der CO₂-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario.



Quelle: Eigene Berechnungen

IEF-STE

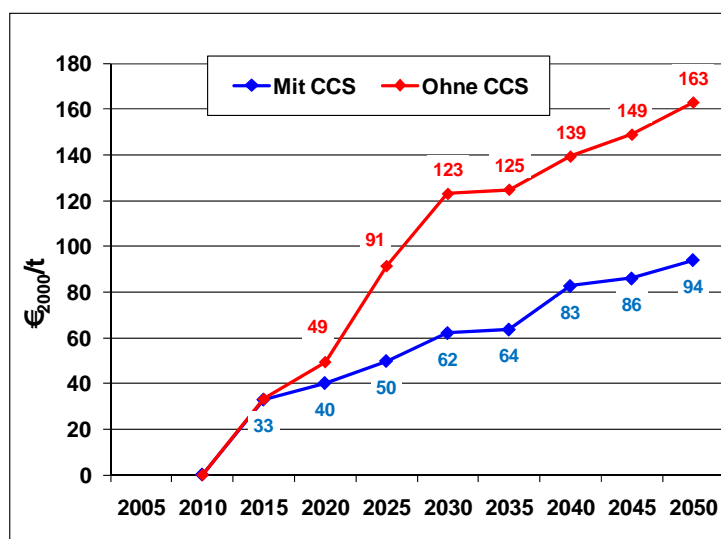
Insbesondere in langfristiger Betrachtung gewinnt die Diskontierung der Kosten an Bedeutung.⁴ Werden die Mehrkosten mit einer konstanten Diskontrate von 5 %/a auf 2005 abdiskontiert, ergeben sich die folgenden Barwerte im Geldwert 2000:

- mit CCS: 161 Mrd. €₂₀₀₀
- ohne CCS: 278 Mrd. €₂₀₀₀

Die zu den Mehrkosten in Abbildung 16 gehörigen mittleren spezifischen CO₂-Minderungskosten zeigt Abbildung 17. Bis 2050 steigen die CO₂-Kosten relativ stetig auf 94 €/t im Szenario mit CCS und auf 163 €/t im Szenario ohne CCS an. Die Differenz der spezifischen CO₂-Minderungskosten zwischen den Szenarien mit und ohne CCS steigt von 2020 bis 2030 von ca. 9 €/t auf ca. 60 €/t. Für den Zeitraum danach beträgt dieser Unterschied etwa 60 – 70 €/t.

Die marginalen CO₂-Minderungskosten liegen deutlich höher (bis auf ca. 420 €/t im Szenario mit CCS und ca. 460 €/t im Szenario ohne CCS).

⁴ Zur Modellierung der Diskontierung und zur Wahl der Diskontrate sei hier auf die ausführliche Diskussion in der Fachliteratur hingewiesen [Newel & Pizer, 2004, Kenley & Armstead, 2004, Rabl, 1996, Hellweg et al., 2003, Cairns, 2006, Dasgupta, 1982], die von ökonomischer Seite als auch von ingenieurs- und naturwissenschaftlicher Seite geführt wird.

Abbildung 17: Durchschnittliche spezifische CO₂-Minderungskosten

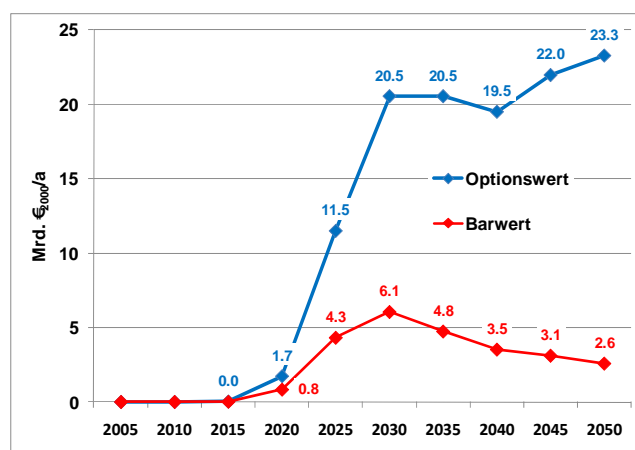
Quelle: Eigene Berechnungen

IEF-STE 2010

IV.2.2 CCS-Optionswert

Aus der Differenz der Mehrkosten mit und ohne CCS aus Abbildung 16 ergibt sich der in Abbildung 18 dargestellte laufende Optionswert und laufende Barwert von CCS in Abhängigkeit der Zeit. Der laufende Optionswert steigt von 1,7 Mrd. €/a in 2020 schnell an auf ca. 20 Mrd. €/a in 2030, geht danach bis 2040 leicht zurück und steigt dann wieder auf etwa 23 Mrd. €/a in 2050. Der entsprechende laufende Barwert₂₀₀₅ steigt von 0,8 Mrd. €/a in 2020 auf 6,1 Mrd. €/a in 2030 und sinkt danach stetig bis auf 2,6 Mrd. €/a in 2050. Der kumulierte Optionswert für den Zeitraum 2005 bis 2050 beträgt knapp 540 Mrd. €₂₀₀₀. Der entsprechende Barwert₂₀₀₅ beträgt 117 Mrd. €₂₀₀₀.

Abbildung 18: Optionswert von CCS pro Jahr

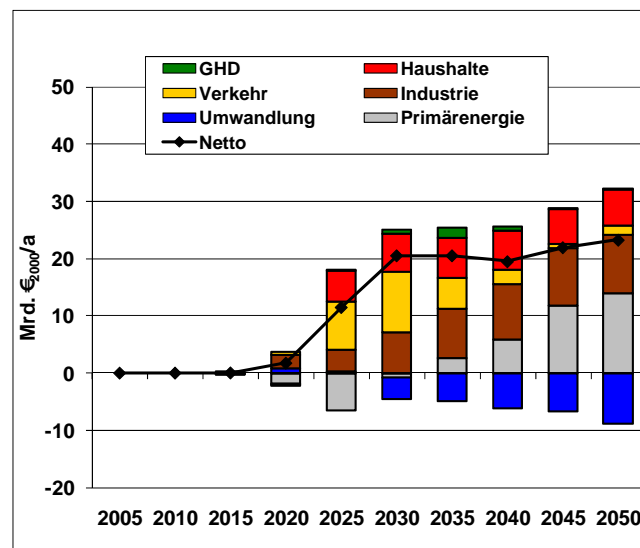


Quelle: Eigene Berechnungen

IEF-STE 2010

Abbildung 19 zeigt die Beiträge der Sektoren zum CCS-Optionswert. Alle Endverbrauchersektoren tragen in der Weise zum Optionswert bei, dass hier durch den Einsatz von CCS relativ teure Einsparmaßnahmen vermieden werden können. Ein solcher Beitrag ergibt sich ebenfalls aus der Primärenergie, wo im Falle von CCS im Wesentlichen Zusatzkosten aufgrund von Importen von Biomasse-Produkten (z.B. Bioethanol) und Solarstrom (Desertec) vermieden werden. Im Umwandlungssektor entstehen gegenläufige Beiträge zum Optionswert hauptsächlich aus dem Stromsektor (z.B. durch CCS-Zusatzkosten).

Abbildung 19: Sektorale Beiträge zum CCS-Optionswert



Quelle: eigene Berechnung

IEF-STE 2010

V Fazit

Der Beitrag analysiert den Optionswert von CCS-Technologien in Deutschland im Rahmen konsistenter Klimagasreduktionsszenarien. In diesem Rahmen ist der Optionswert einer Technologie durch die zusätzlichen Vermeidungskosten bestimmt, die dadurch entstünden, wenn Klimaschutzziele ohne diese Technologie erreicht werden sollen. Der Optionswert stellt somit implizit auch ein Maß dar für die Höhe der gesellschaftlichen Zahlungsbereitschaft für einen Verzicht auf den Einsatz von CCS-Technologien.

Der Optionswert von CCS-Technologien stellt keine statisch gegebene Größe dar. Vielmehr hängt er von einer Vielzahl von Parametern und Rahmenannahmen ab, zu denen in erster Linie Technikparameter wie Kosten und Potenziale konkurrierender Technologien, aber auch energie- und klimapolitische Vorgaben zählen. Dies sind

z.B. Zielvorgaben zur Reduktion von CO₂, aber auch weitere Vorgaben z.B. für den Einsatz erneuerbarer Energien und Kernenergie sowie für Energieeffizienz.

Methodische Basis für die Berechnung des Optionswertes von CCS-Technologien ist das IKARUS-Energiesystemmodell, ein Bottom-up-Ansatz mit detaillierter Abbildung der technischen Energieversorgungsstrukturen in Deutschland zur szenario-gestützten Analyse von CO₂-Reduktionsstrategien. Der Ansatz erlaubt die Variation wichtiger Parameter und Rahmenannahmen, für die in der Zukunft unterschiedliche Entwicklungen möglich sind.

Der Optionswert von CCS-Technologien wurde im Rahmen eines Referenzszenarios ohne CO₂-Minderungsvorgabe (REF) und zweier Szenarien mit CO₂-Minderungsvorgabe (CA: ohne CCS, CD: mit CCS) analysiert. Für erneuerbare Energien wurde der Rahmen geöffnet z.B. durch Stromimporte aus der DESERTEC-Initiative, während für Kernenergie der bis Anfang 2010 gültige Ausstiegsbeschluss umgesetzt wird. Der betrachtete Zeitraum reicht von 2005 bis 2050.

Der kumulierte Optionswert (in laufenden Werten, ohne Abdiskontierung) für CCS-Technologien beträgt für den Zeitraum 2005-2050 540 Mrd. €₂₀₀₀. Werden die Mehrkosten mit einer konstanten Diskontrate von 5%/a abdiskontiert, ergibt sich ein Barwert₂₀₀₅ des kumulierten Optionswerts von 117 Mrd. €₂₀₀₀. Für die Barwertbetrachtung sind der Verlauf der Kosten in der Zeit und die Höhe der Diskontrate von Bedeutung. Der Barwert ist umso niedriger, je später die Kosten in der Zeit anfallen (Belastung späterer Generationen) und je höher die Diskontrate (hohe Gegenwartspräferenz) ist.

Die dargestellten Optionswerte ergeben sich aus der Saldierung über alle Modellsektoren (Endverbrauchersektoren, Umwandlungssektor, Primärenergiesektor inkl. Importe). Alle Endverbrauchersektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD) tragen in der Weise zum Optionswert bei, dass hier durch den Einsatz von CCS (im Umwandlungsbereich) relativ teure Einsparmaßnahmen vermieden werden können. Ein solcher Beitrag ergibt sich ebenfalls aus dem Sektor Primärenergie inklusive Importe, wo im Falle von CCS im Wesentlichen Zusatzkosten aufgrund von Importen von Biomasse-Produkten (z.B. Bioethanol) und Solarstrom (Desertec) vermieden werden. Der Umwandlungssektor trägt entsprechend mit gegenläufigen Beiträgen zum Optionswert bei. Dort trägt hauptsächlich der Stromsektor die Kosten der CO₂-Vermeidung durch den Einsatz von CCS-Technologien zugunsten der Verbrauchssektoren und des Primärenergiesektors.

VI Literatur

BAUER, N., EDENHOFER, O. & LEIMBACH, M. (2009) Low-Stabilisation Scenarios and Technologies for Carbon Capture and Sequestration. *Energy Procedia*, 1, 4031-4038.

- CAIRNS, J. (2006) Developments in Discounting: With Special Reference to Future Health Events. *Resource and Energy Economics*, 28, 282-297.
- DASGUPTA, P. (1982) *Resource Depletion, Research and Development, and the Social Rate of Discount*. In LIND, R., ET AL. (Ed.) *Discounting for Time and Risk in Energy Policy* 273-324, Baltimore (Maryland)/London, The John Hopkins University Press.
- 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"* Forschungszentrum Jülich, Institute of Energy Research - Systems Analysis and Technology Evaluation, 5-2009, Jülich.
- HELLWEG, S., HOFSTETTER, T. B. & HUNGERBÜHLER, K. (2003) Discounting and the Environment - Should Current Impacts be Weighted Differently than Impacts Harming Future Generations? *International Journal for LCA*, 8:1, 8-18.
- KENLEY, C. R. & ARMSTEASD, D. C. (2004) Discounting Models for Long-Term Decision Making. *Systems Engineering*, 7:1, 13-24.
- KOMENDANTOVA, N., PATT, A., BARRAS, L. & BATTAGLINI, A. (2010) Perception of Risks in Renewable Energy Projects: the Case of Concentrated Solar Power in North Africa. *Energy Policy*, forthcoming.
- KREWITT, W., TESKE, S., SIMON, S., PREGGER, T., GRAUS, W., BLOMEN, E., SCHMID, S. & SCHÄFER, O. (2009) Energy [R]evolution 2008 - a sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, 37:12, 5764-5775.
- 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) Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ - Option für eine nationale Klimagasminierungsstrategie? *Brennstoff-Wärme-Kraft*, 58:7, 59-62.
- MANGER, S., PIETZCKER, R., BAUER, N., BRUCKNER, T. & LUDERER, G. Option Values of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Reaching a 2°C Climate Target. www.gfz-potsdam.de.
- NEWEL, R. G. & PIZER, W. A. (2004) Uncertain Discount Rates in Climate Policy Analysis. *Energy Policy*, 32, 519-529.
- PIETZCKER, R., MANGER, S., BAUER, N., LUDERER, GUNNAR & BRUCKNER, T. The Role of Concentrating Solar Power and Photovoltaics for Climate Protection www.aeee.at.
- RABL, A. (1996) Discounting of Long-term Costs: What Would Future Generations Prefer Us to Do? *Ecological Economics*, 17, 137-145.
- WILLIGES, K., LILLIESTAM, J. & PATT, A. (2010) Making Concentrated Solar Power Competitive with Coal: The Costs of a European Feed-in Tariff. *Energy Policy*, forthcoming.
- 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.

05/2010 Kuckshinrichs, W., Markewitz, P.: Kostenstrukturen von CCS-Technologien: Übersicht unter Berücksichtigung von CO₂-Reinheitsgraden und Lernkurven.

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