

Kapitel 14

Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von nationalen Szenarien

Während in den vorhergehenden Kapiteln die technologischen Grundlagen von CCS diskutiert und ökologische und ökonomische Vergleichsbetrachtungen zu Energieoptionen aus dem Bereich erneuerbare Energien durchgeführt wurden, wird nachfolgend eine Analyse der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Bedeutung von CCS im Gesamtzusammenhang durchgeführt. Hierzu werden zunächst die generellen Einflussgrößen auf die Umsetzung von CCS noch einmal zusammengestellt und dann an Hand von Szenariorechnungen dargelegt, welche unterschiedlichen Zukunftsperspektiven für CCS denkbar und sinnvoll sind. Die Überlegungen werden für das Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland angestellt, sind aber in Teilbereichen prinzipiell auch auf andere Länder übertragbar, insbesondere auf solche mit einem ebenfalls hohen Kraftwerkersatzbedarf.

14.1 Umfeld für die energiewirtschaftliche Relevanz von CCS

Die Rolle von CCS in der energiewirtschaftlichen Umsetzung wird von vielen Faktoren beeinflusst. Das Kapitel stellt diese zunächst in der Übersicht dar und geht dabei auch in einer zunächst eher grundsätzlichen Art auf die Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen ein.

14.1.1 Generelle Einflussgrößen für CCS

Die zukünftige Rolle von CCS wird neben technischen, ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten, den verfügbaren Alternativen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz vor allem auch von der potenziellen Nachfrage nach Kraftwerkskapazität im Zeitverlauf bestimmt. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist der Kraftwerkersatzbedarf in Abhängigkeit der technologischen Verfügbarkeit von CCS die entscheidende Einflussgröße. Er bestimmt die Grenzen der generellen Einsetzbarkeit von CCS.

Erste grobe quantitative Einschätzungen über die theoretischen (nachfrageseitigen) Grenzen von CCS finden sich in Abbildung 14-1. Ausgangspunkt der Überlegungen ist dabei ein Szenario, in dem – unter sonst gleichen

Bedingungen wie im Referenzszenario¹ – alle neuen fossilen Kraftwerke ab dem Jahr 2020 mit CO₂-Abtrennung und -Speicherung ausgeführt werden.

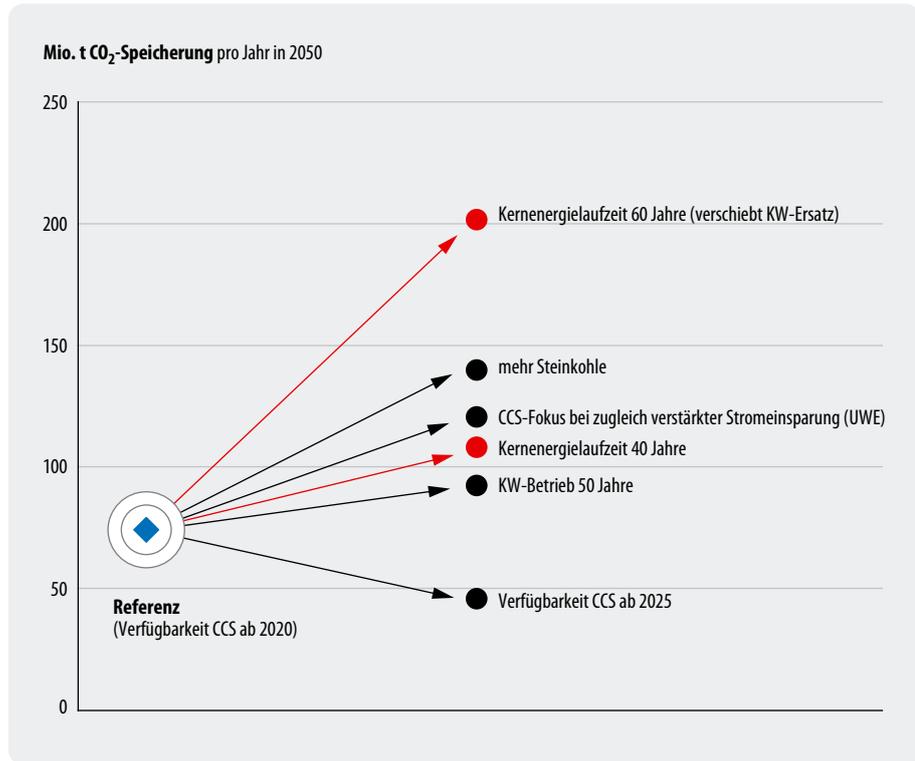
Nach dieser Vorgehensweise ermittelt sich für den Referenzfall ein jährlicher Speicherbedarf von 73,1 Mio. t CO₂. Als wesentliche Einflussfaktoren für diese theoretische Obergrenze stellt sich (nach unten) die Verfügbarkeit der Technologie dar. Bis zum Jahr 2025 muss bereits ein ganz erheblicher Teil des Kraftwerksparks im Referenzfall substituiert werden. Eine um fünf Jahre verzögerte Einsatzfähigkeit der CCS-Kraftwerktechnik reduziert daher – schließt man eine Nachrüstung von Kraftwerken zunächst aus – den Speicherbedarf auf 47,8 Mio. t CO₂. Abweichungen nach oben ergeben sich vor allem durch eine Veränderung des Kraftwerksmixes (Erhöhung des Kohleanteils gegenüber Referenzbedingungen), aber auch durch eine Veränderung der Annahmen für die Laufzeiten der Kernkraftwerke, die den Ersatzbedarf im Kraftwerkspark auf einen späteren Zeitraum verschieben würden. Eine vergleichbare Wirkung hätte auch die Verlängerung der Laufzeit der fossilen Kraftwerke selber (wie hier angenommen von 40 auf 50 Jahre), weil sie den Ersatzbedarf ebenfalls strecken würde.

Setzt man die resultierenden jährlichen Speichermengen, die zwischen knapp 50 Mio. t CO₂ und 200 Mio. t CO₂ schwanken, in Beziehung zu den in Deutschland verfügbaren Speicherpotenzialen (vgl. Kapitel 7) und unterscheidet diesbezüglich zwischen einer unteren und einer oberen Grenze der Potenziale², so zeigt sich, dass zumindest für eine Nutzung von CCS im Rahmen einer Übergangstrategie speicherseitig keine Begrenzungen zu erwarten sind. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass sich die ausgewiesenen Speicherpotenziale auch real als nutzbar, d.h. hinreichend langzeitstabil, ökologisch verträglich und kostenmäßig zu vertretbaren Bedingungen ausschöpfbar erweisen. Zudem unterstellt dies, dass kraftwerksseitig (im Rahmen einer zu schaffenden CO₂-Infrastruktur) geeignete Speicher-

1 Hier wird Bezug genommen auf das Referenzszenario aus dem Energiereport IV in (EWI/Prognos 2005).

2 Für die Berechnungen wurde hier eine *untere Grenze* der nationalen Speicherpotenziale von 14,5 Gt CO₂ unterstellt (Summe der jeweils *unteren* Potenzialabschätzungen für leer geförderte Gas- und Ölfelder sowie saline Aquifere). Für die *obere Grenze* wurden die jeweils *oberen* Potenzialabschätzungen für Gas-/Ölfelder, Aquifere und zusätzlich auch für tief liegende Kohleflöze (ECBM: Enhanced Coal Bed Methan Recovery) zu einem Gesamtpotenzial von 47,3 Gt CO₂ aufsummiert (vgl. Tabelle 7-5).

Abbildung 14-1: Wesentliche Einflussfaktoren auf das theoretische nachfrageseitige Speicherpotenzial bei der Stromerzeugung (Zeitpunktanalyse für 2050)



stätten auch gefunden werden können, die für die gesamte Betriebszeit des Kraftwerks eine Einspeicherung ermöglichen.

Abbildung 14-2 zeigt in diesem Zusammenhang den Anteil des jährlichen Speicherbedarfs an den verfügbaren Potenzialen, und Abbildung 14-3 zeigt die damit korrespondierende Rechengröße „statische Reichweite“ der Speicherpotenziale. Legt man die untere Potenzialschranke als Maßstab, werden demnach durch die jährliche Speichermenge im Jahr 2050 im besten Fall 0,3

Prozent und im schlechtesten Fall 1,4 Prozent ausgeschöpft (Abbildung 14-2).

Noch deutlicher wird dies im Hinblick auf die statischen Reichweiten, die aus vorgenannten Überlegungen resultieren: Umgerechnet auf die statische Reichweite ergibt sich für die untere Potenzialschranke je nach Szenario eine mögliche Speicherdauer von 72 bis 305 Jahren (Abbildung 14-3). Wie die Darstellungen zeigen, wird die mögliche Umsetzung von CCS im Kraftwerkspark maßgeblich von dem heute schon mas-

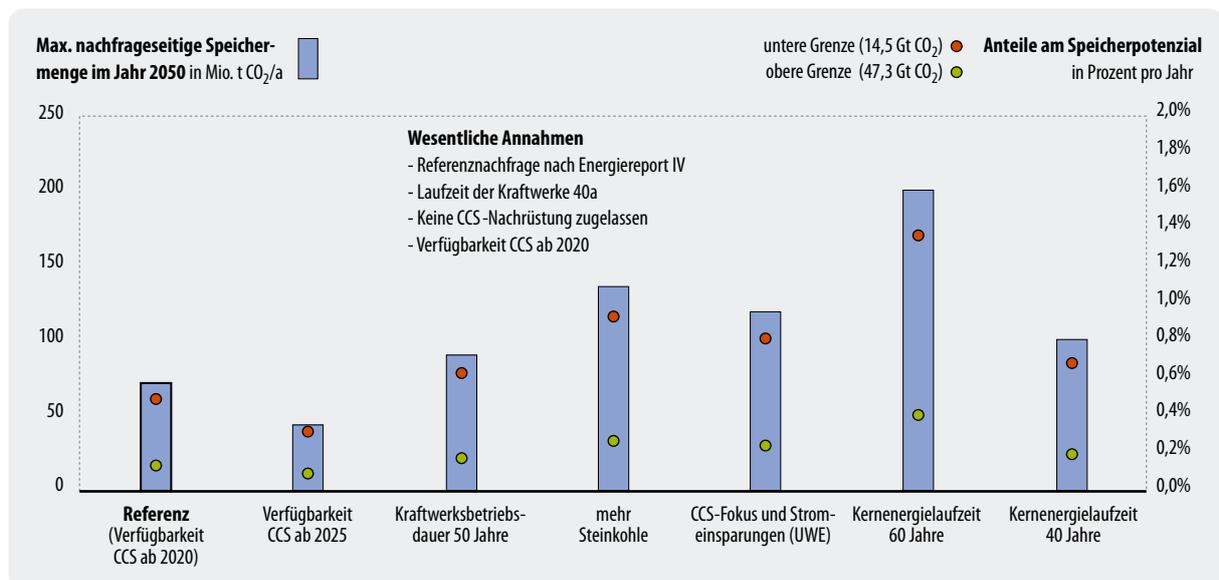


Abbildung 14-2: Verhältnis von Speicherbedarf und verfügbaren Speicherpotenzialen² (s. Fußnote 2) für verschiedene Szenarien

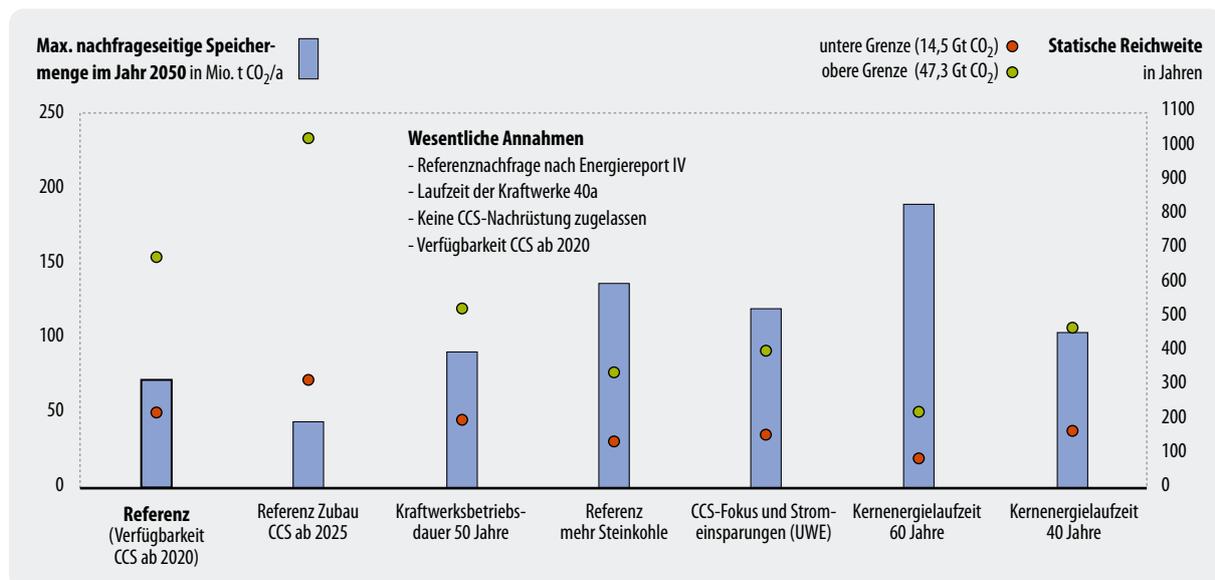


Abbildung 14-3: Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speicherszenarien² (s. Fußnote 2)

siven Ersatzbedarf aufgrund der zunehmend alternden Kraftwerke bestimmt. Vor diesem Hintergrund kommt auch der Frage der Nachrüstung von CCS in bestehenden Kraftwerken eine hohe Bedeutung zu, der im folgenden Kapitel 14.1.2 nachgegangen wird. Gleichmaßen bedeutsam ist eine potenzielle Ausweitung der CO₂-Abtrennung auf die Wasserstoffherzeugung. Kapitel 14.3.4 greift diesen Aspekt in quantitativen Szenarioanalysen detaillierter auf.

14.1.2 Einflussgröße Nachrüstung von Kraftwerken

Zur Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht: Zum einen die CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas (Post-Combustion), z.B. mittels MEA³-Wäsche, und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende MEA-Speichermöglichkeiten. Darüber hinaus ist zu klären, wie hoch der Betriebsaufwand für eine ggf. prozessbedingt notwendige weitere Abreinigung des Rauchgases ist. Kommen beispielsweise Amin-Wäschen für die CO₂-Abtrennung zum Einsatz, so müssen die zulässigen SO₂- und NO_x-Konzentrationen über die gesetzlichen Emissionsgrenzwerte hinaus weiter abgesenkt werden. Auch wirkt der Sauerstoffüberschuss aus der Verbrennung störend. Über die Entwicklung stabilerer Lösungsmittel könnten die zulässigen Rest-O₂-Konzentrationen gegenüber der Verwendung des üblichen MEA erhöht werden.

Im Falle einer Nachrüstung zum Oxyfuel-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO₂ aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird.

Für die Nachrüstung sind die Kraftwerke während der Umbauphase nur eingeschränkt oder gar nicht betriebsfähig, was mit entsprechenden finanziellen Ausfällen verbunden ist. Aufgrund der hohen Wirkungsgradabschläge ist eine Nachrüstung nur bei denjenigen Kraftwerken überhaupt sinnvoll, die von einem hohen Wirkungsgradniveau ausgehen. Eine Nachrüstung kommt aus heutiger Sicht – auch vor dem Hintergrund der für die Amortisation der Zusatzmaßnahmen notwendigen noch verbleibenden Restlaufzeit – damit wohl nur für solche Kraftwerke in Betracht, die im Rahmen des jetzt anstehenden Kraftwerksersatzbedarfs errichtet werden (vgl. Fishedick et al. 2006). Dies sind für den Steinkohlebereich beispielsweise Kraftwerke nach dem Referenzkraftwerksprinzip mit einem elektrischen Wirkungsgradniveau von 46 Prozent und perspektivisch Kraftwerke der 700 °C-Technologie mit einer Umwandlungseffizienz von dann möglicherweise über 50 Prozent.

Zu berücksichtigen sind bei einer Nachrüstung auch die mögliche Einflussmaßnahme auf die Betriebsmöglichkeiten der Anlagen. Im Fall einer nachgeschalteten CO₂-Abtrennung (Post-Combustion) ist am konventionellen Kohlekraftwerk wohl keine nachteilige Beeinflussung der Lastdynamik und Regelbarkeit zu erwarten, da die MEA-Wäsche vergleichbare Anforderungen wie die in der Regel bereits vorhandenen Wäscher zur Rauchgasentschwefelung stellt.

3 MEA: Monoethanolamin

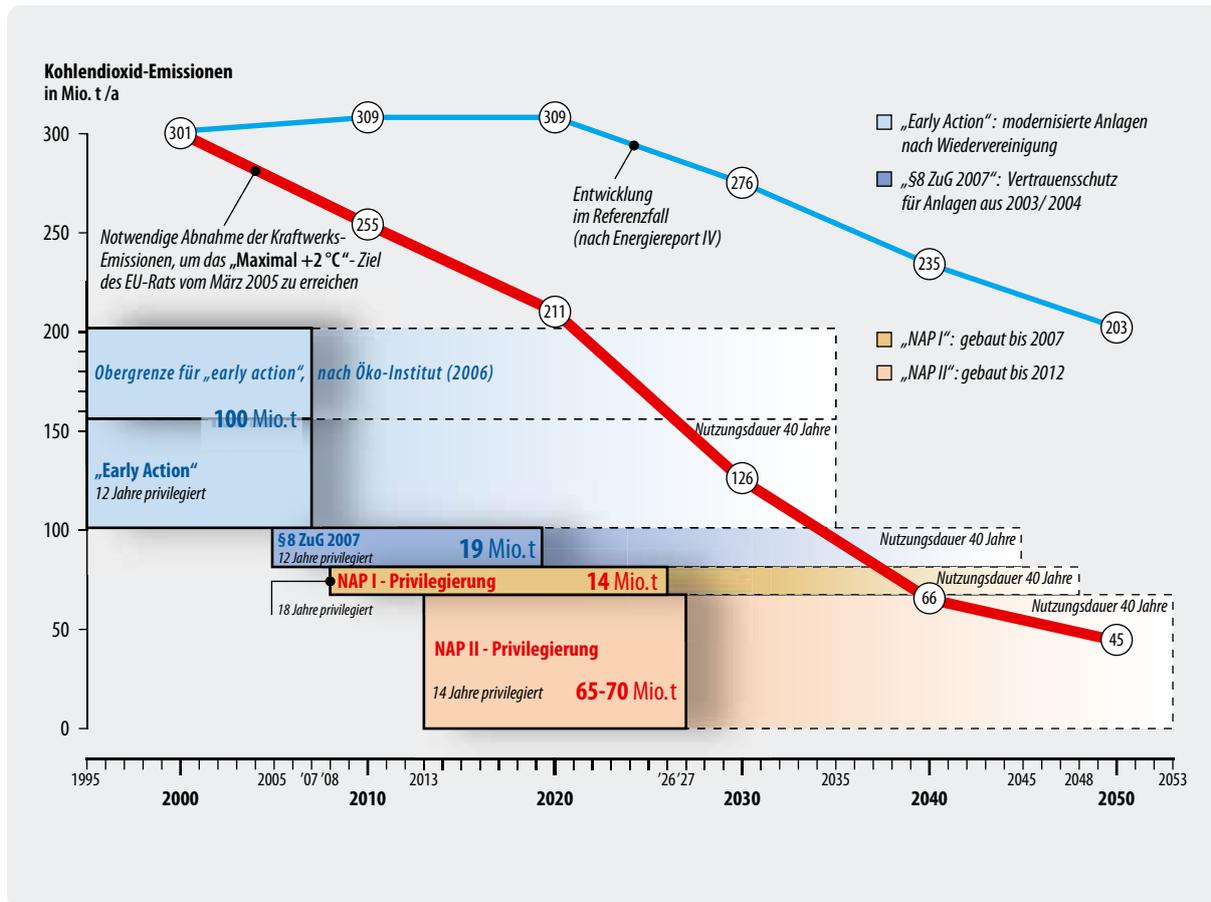


Abbildung 14-4: Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im Vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden

Bei einer Pre-Combustion-Abtrennung in einem IGCC-Prozess ist die CO₂-Abtrennung ein wesentlicher Prozessschritt zwischen Vergasung und Gasturbine, welche eine enge regelungstechnische Kopplung der Prozessschritte bedingt. Weil die Prozessschritte nicht unabhängig voneinander betrieben werden können, sind bei diesem Konzept systemrelevante Auswirkungen der CO₂-Abtrennung zu erwarten, was eine Nachrüstbarkeit zwar nicht prinzipiell ausschließt, aber doch zumindest einschränkt. Im Vergleich zu Pre- und Post-Combustion-Konzepten zur CO₂-Abtrennung wird beim Oxyfuel-Kraftwerk die Lastdynamik und Regelbarkeit durch die CO₂-Abtrennung nicht oder nur geringfügig beeinflusst. Da bei der Sauerstoffverbrennung das Abgas hauptsächlich aus CO₂ und H₂O besteht, wird nicht das CO₂ aus dem Gas separiert, sondern der Wasserdampf durch Kondensation abgetrennt. Der Verbrennungs- und Dampfprozess ist davon weitgehend entkoppelt.

Die Frage der Nachrüstung von Kraftwerken einerseits und der Möglichkeiten, vorbereitend Maßnahmen treffen zu können (so genanntes „Capture-ready“-Konzept) andererseits, wird zunehmend zur Forschungsfrage. Diesbezügliche Arbeiten laufen z.B. im Rahmen des niederländischen CATO-Programms. Untersuchungen über eine „Capture-ready“-Konzeption werden derzeit aber auch für ein 350 bis 450 MW Kohlekraftwerk der Canadian Clean Power Coalition und Sask

Power angestellt. In Deutschland hat RWE Power angekündigt, neben der Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂-Abtrennung bis zum Jahr 2014 auch an Nachrüstkonzepten arbeiten zu wollen (in Kooperation mit BASF und Linde). In den Niederlanden ist in der Diskussion, den Nachweis über „capture ready“ sogar verpflichtend für den Neubau von Kraftwerken zu machen.

Energiewirtschaftlich und klimapolitisch könnte der Nachrüstung dann eine hohe Bedeutung zukommen, wenn die derzeitigen Kraftwerksplanungen vollständig umgesetzt werden und sich früher oder später ein deutlicher Konflikt mit engagierten Klimaschutzzielen einstellt.

In dem anstehenden Investitionsprogramm stecken zweifelsohne viele Chancen: Es ist wirtschafts- und beschäftigungspolitisch aussichtsreich, es ist industriepolitisch sinnvoll und hilft der deutschen Wirtschaft mit Blick auf die Exportmärkte. Es ist aber auch eine große Chance ökologischer Modernisierung. Geht man von den bisher bekannt gewordenen Planungen von bis zu 32 Kraftwerken mit einer installierten Leistung von rund 18 GW aus⁴ und unterstellt in erster Näherung,

⁴ Hiermit wird eine eher konservative Bilanz aufgestellt. Verschiedene Quellen sprechen auch von Kraftwerksplanungen in Höhe von bis zu 40 GW.

dass diese Anlagen lediglich Altkraftwerke gleichen Brennstoffs mit deutlich schlechterer Brennstoffausnutzung ersetzen, ergibt sich ein theoretischer CO₂-Einspareffekt von beachtlichen 24 Prozent.

Auf der anderen Seite stellen die nun angekündigten Kraftwerksneubauten strukturelle Festlegungen dar, die weit in die Zukunft reichen und deshalb auf Konflikte mit zukünftigen Entwicklungen hin zu prüfen sind. Dies gilt insbesondere für den langfristigen Umgang mit der klimapolitischen Herausforderung. Die Summe aller Bauvorhaben könnte sich damit als unverträglich erweisen. Dass die Neukraftwerke gegenüber dem Bestand, den sie ablösen, erheblich effizienter sind, verhindert das genannte Problem nicht: Selbst „viel besser“ kann in Zeiten des Klimawandels „nicht gut genug“ sein. Oder anders ausgedrückt: Neben der „Klasse der Anlagen“ ist für den Klimaschutz auch die bloße „Masse der Anlagen“ von Bedeutung.

Vergleicht man die Neubauplanungen mit spezifischen Vorgaben für die Entwicklung der CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 14-4), ist der potenzielle Konflikt offensichtlich.

Danach kommen Klimaschutzanforderungen und heute geplante Kraftwerke ab der dritten Dekade dieses Jahrhunderts in Konflikt. Anders ausgedrückt: Würden alle Kraftwerke wie geplant gebaut, würde damit schon heute festgelegt, dass eine restriktive (aber notwendige) Klimaschutzvorgabe nicht proportional auf den Kraftwerkssektor zu übertragen sein wird. Infolgedessen müsste der Kraftwerkssektor gegenüber anderen Sektoren besser gestellt werden, sollen die Gesamtziele eingehalten werden. Es ist fraglich, ob dies auf Dauer politisch so durchgehalten werden kann.

Wie bereits angesprochen, beruht der Konflikt in erster Linie auf der Masse der neu geplanten Anlagen. Ihre Anzahl könnte aber durch gezielte, volkswirtschaftlich zudem zumeist hoch attraktive Stromeinsparmaßnahmen und eine weitere Diversifizierung des Angebots erneuerbarer Energien deutlich verringert werden (vgl. Kapitel 14.3). Sind die Kraftwerke einmal gebaut, könnte sich mittelfristig die Notwendigkeit ergeben, die Anlagen mit einer CO₂-Abtrennung nachzurüsten. Insofern ist es konsequent, wenn für neu gebaute Kraftwerke schon heute die Möglichkeit der Nachrüstung von Einrichtungen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung vorgesehen wird (Capture-ready-Anlagen). Entsprechende Anreizregelungen sind bisher nicht vorhanden, wären aber durchaus denkbar und werden insbesondere auf europäischer Ebene derzeit diskutiert.

14.1.3 Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen

Aus energiewirtschaftlicher Sicht interessiert auch, auf welche Anwendungsbereiche sich die CCS-Technologie heute und perspektivisch bezieht und wie diese im Kontext zu anderen Klimaschutzstrategien zu sehen ist,

d.h. inwieweit sie mit diesen kompatibel ist oder aber es zu Konkurrenzbeziehungen kommt.

Anwendungsbereich von CCS

Die CO₂-Abtrennung und -Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralistischen Großkraftwerksstruktur an. Es bleibt zu diskutieren, in wie weit die CO₂-Abtrennung und Speicherung nur auf diese zentralen Einrichtungen beschränkt bleibt oder ob und wie perspektivisch auch die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Brennstoffzellen zur stationären Hausenergieversorgung, Kraftfahrzeuge⁵) hierfür direkt oder indirekt (z.B. durch vorgeschaltete Vergasung, CO₂-Abtrennung aus der Luft) erschlossen werden können.

Die Einbeziehung in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt, über neue oder bestehende⁶ Rohrleitungssysteme verteilt und könnte dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste impliziert, auf der anderen Seite ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade. Inwieweit und in welchen Applikationen und Zeiträumen der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft sinnvoll ist und zu einer vernünftigen Energiebilanz führt, bleibt demnach zu prüfen.

Kompatibilität oder Nutzungskonkurrenz

Eine weitere Frage im Rahmen der energiewirtschaftlichen Analyse ist die der Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzoptionen. In Tabelle 14-1 ist eine tabellarische Übersicht dargestellt, in der eine Kompatibilitätsprüfung von CCS mit denjenigen Klimaschutzstrategien durchgeführt wird, die innerhalb des Szenarios NaturschutzPlus (BMU 2004) eine maßgebliche Rolle spielen. In dieser Matrix werden dabei sowohl auf mögliche negative Wechselwirkungen hingewiesen als auch positive Überschneidungen bzw. Überschneidungsmöglichkeiten aufgezeigt. Die Matrix stellt damit eine entscheidende Ausgangsbasis für die in Kapitel 14.3 dargelegte Szenariodefinition dar und behandelt bereits ansatzweise die Frage, ob CCS eher als Konkurrenz oder Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien zu sehen ist.

5 Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und würde sich zwangsläufig deutlich negativ auf die Energiebilanz auswirken.

6 Zum Beispiel Einspeisung in das Erdgasnetz.

Tabelle 14-1 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS (Grundannahme: Verfügbarkeit ab 2020) und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Betrachtungsebene Deutschland)

Grundannahme Verfügbarkeit CCS ab 2020/2025					
Technologie/ Strategie	Verfügbarkeit	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS	Potenziale	Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Fossile bzw. nukleare Stromerzeugung					
Effizientere zentrale Stromerzeugung	Sofort (700 °C-Kraftwerk ab ca. 2015)	Wirkungsgradsteigerung schafft Spielraum für CCS	Wirkungsgradminderung; im Verbund mit REG ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW vermutlich nur eingeschränkt aufweisen (zusätzliche Komponenten)	Signifikant abnehmend im Zeitverlauf	
Zentrale öffentliche und industrielle KWK	Sofort		In der Regel Gaskraftwerke wg. hoher Stromkennzahl (geringerer CCS-Anreiz), apparativer Aufwand für ind. Betreiber hoch (Platzbedarf kritisch)	Ersatz bestehender Kraftwerke	(Ja)
Dezentrale KWK	Sofort	Über Brennstoffversorgung mit Wasserstoff (insbesondere perspektivisch bei Brennstoffzelleneinsatz)	CCS nicht praktikabel für dezentrale Anwendungen (hohe Kosten)	Deutlicher Ausbau (16% Stromerzeugungsanteil in 2050), später mit Brennstoffzellen	(Ja)
Kernenergie	Sofort			Kein Neubau – Entwicklung gemäß Ausstiegsbeschluss	Ja – Frage der Akzeptanz aber entscheidender
Regenerative Stromerzeugung					
Wasserkraft	Sofort			Läuft in Sättigung	Nein
Windenergie (onshore)	Sofort		Im Verbund mit fluktuierender REG-Stromeinspeisung ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Läuft in Sättigung (jedoch Onshore-Repowering)	Nein
Windenergie (offshore)	2010		s.o.	Hoher Beitrag langfristig, Wind insgesamt 33% REG-Stromanteil (davon > 2/3 offshore)	Ja
REG-Import	Ab 2025			Anteil langfristig steigend (65 TWh in 2050, 13 % Stromerzeugungsanteil in 2050)	Ja – zeitlich starke Konkurrenz
Photovoltaik	Sofort		Im Verbund mit fluktuierender REG-Stromeinspeisung ist hohe Flexibilität gefordert, die CCS-KW ggf. nicht aufweisen	Mittelfristig begrenzte absolute Bedeutung in Deutschland	(Nein)
Biomasse	Vergasung ab 2015	Doppelte Dividende bei CCS (negative Emissionen), Multi-Fuel-Use denkbar z.B. bei Mitverbrennung von Biomasse in Kraftwerken oder Kombivergasung	Wegen Brennstofflogistik, üblicherweise kleinere Anlagen, insbesondere bei KWK (< 20 MW)	Hohe Bedeutung der Biomasse	Über Kombikzept nachdenken
Geothermie (Wärme, Strom)	Ab 2015	Synergieprojekte denkbar (vgl. RWTH-Projekt ¹)	Konflikte denkbar, vor allem mit Blick auf die Wärmebereitstellung, CCS ab 800 m Tiefe offene Prüffrage	Vorsichtig abgeschätzt 14,5 TWh in 2050 (entspricht gut 3 %)	

Technologie/ Strategie	Verfügbarkeit	Synergiepotenzial zu CCS	Konfliktpotenzial zu CCS	Potenziale	Schlussfolgerung (konkurrierender Entwicklungspfad)
Effizienzsteigerung auf der Nachfrageseite					
Stromeinsparung	Sofort			Hoch, Einsparpotenzial in 2050 ca. 20 % gegenüber Referenzentwicklung	Ja – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Wärmeeinsparung	Sofort			Insbesondere im Gebäudebereich sehr hoch (z.B. Einsparpotenzial Passivhaus vs. EnEV-Haus: 80 %)	(Ja) (zu CCS-H ₂) – aber Effizienz-Technologien zeitlich früher verfügbar
Kraftstoff- bzw. Energieträgerbereitstellung					
Bio-Kraftstoffe				Begrenzter Einsatz von Bio-Kraftstoff (111 PJ in 2050 ²)	Nein
Wasserstoff (Kraftstoff, Erdgas- netzeinspeisung)		CO ₂ -armer Wasserstoff kann importiert werden (CO ₂ -Abtrennung am Bohrloch), Wasserstoffbereitstellung in IGCC-Anlagen (Kombiprozesse – Multi-Purpose)		Wasserstoff in begrenzten Mengen im Szenario (189 PJ in 2050) auf der Basis von REG-Strom	Über Kombikzept nachdenken
Mineralöl		Enhanced Oil Recovery schafft günstige wirtschaftliche Rahmenbedingungen			Internationaler Einstieg für CCS
Erdgas		Abtrennung von CO ₂ als Erdgas-Begleitgas			Internationaler Einstieg für CCS
Speichersysteme					
Druckluftspeicher	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind Speicher für REG-Fluktuationsausgleich wichtig		(Ja)
Wärme- und Kältespeicher (saisonal)	Prinzipiell sofort, derzeit intensivere Forschung		Konkurrenz um geeignete geologische Speicherformationen, grundsätzlich sind saisonale Speicher für REG-Wärme- (und Kälte) Ausbau von hoher Bedeutung		(Ja)
<p>1 Einkopplung von CO₂ in den (Wasser-)Rücklauf von Geothermieprojekten zur Wärmeabgewinnung (geothermische Tiefbohrungen bei z.B. 1 500 m Tiefe) → Calzitbildung</p> <p>2 Sehr restriktive Verwendung in Szenario NaturSchutzPlus I (Schwerpunkteinsatz im stationären Bereich); im Szenario NaturSchutzPlus II liegt der Anteil bei 300 PJ (dafür hier kein REG-H₂-Einsatz), eine vergleichbare Größenordnung zeichnet sich jetzt auch für das UBA-Kraftstoffsszenario ab.</p>					

Der Tabelle 14-1 folgend ergeben sich dabei die größten Konkurrenzbeziehungen (auch in zeitlicher Hinsicht) zum zentralen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Wind offshore, REG-Import). Kompatibilitätsprobleme stellen sich vor allem mit Blick auf die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung ein. Synergiemöglichkeiten und Kombinationslösungen scheinen bezüglich der Wasserstoffherzeugung möglich. Bei der Geothermie sind durchaus noch offene Fragen zu klären: Hier scheinen sowohl Konkurrenzbeziehungen möglich als auch Synergieeffekte ausschöpfbar, da

es sich jedes Mal um die Nutzung der Untergrundstrukturen handelt. Aufgrund der wohl eng limitierten Anzahl von potenziell zu erschließenden CO₂-Speicherstandorten müssten diese aber in Summe begrenzt zu halten sein. Weitere Nutzungskonkurrenzen könnten sich ergeben, sollten Druckluftspeicher an Bedeutung gewinnen, etwa zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Evident sind die Nutzungskonkurrenzen mit der Erdgasspeicherung, die heute bereits teilweise auch in tief liegenden Aquiferen stattfindet.

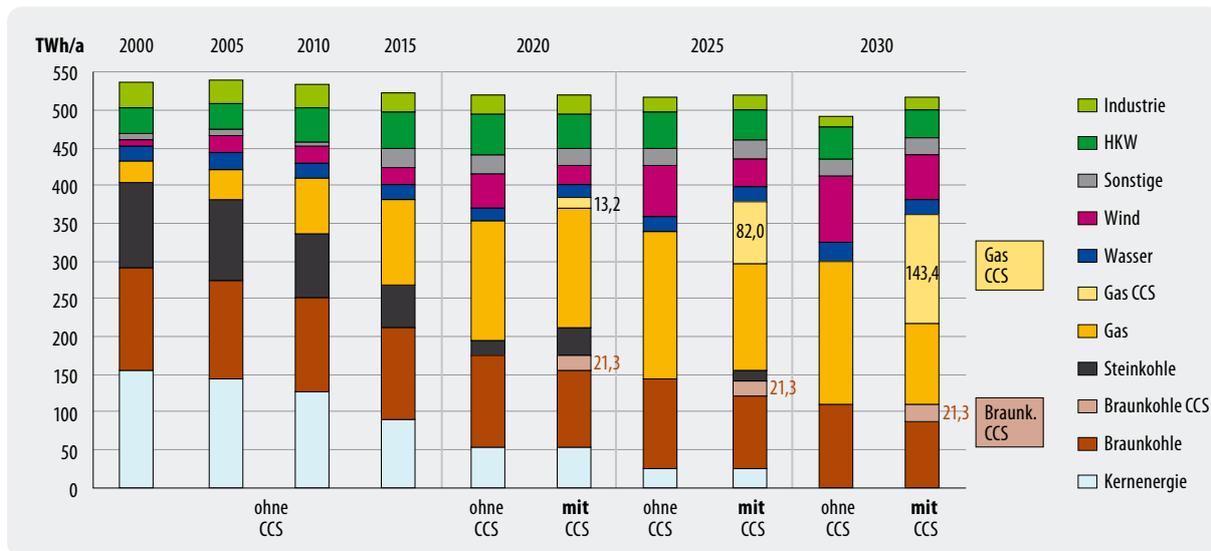


Abbildung 14-5: Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40-Prozent-CO₂-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)

14.2 CCS in ausgewählten nationalen Klimaschutzszenarien aus der Literatur

Umfangreiche Untersuchungen über die zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung sind auf nationaler Ebene insbesondere vom Forschungszentrum Jülich durchgeführt worden (FZ Jülich 2006). Dabei wird unterschieden zwischen einer Referenzentwicklung und CO₂-Reduktionspfaden, für die entweder konkrete Minderungsziele vorgegeben (40 % Minderung bis 2030 gegenüber dem Jahr 1990) oder aber feste Zertifikatspreise gesetzt werden. Für beide zuletzt genannte Varianten wird zudem zwischen solchen mit und ohne Einbeziehung von Technologien zur CO₂-Abtrennung und Speicherung unterschieden. Frühestmöglicher Inbetriebnahmezeitpunkt von CCS-Anlagen ist das Jahr 2020. Modelltechnisch wird auf der Grundlage des getroffenen Annahmensets die kostenoptimale Minderungsstrategie bestimmt.

Erwartungsgemäß führt die Vorgabe eines Emissionsziels zu deutlichen Auswirkungen auf die Entwicklung des Kraftwerksmixes (vgl. Abbildung 14-5). Insbesondere der Anteil der erneuerbaren Energien aber auch derjenige von Erdgas nimmt gegenüber Referenzbedingungen zu. Die Stromnachfrage insgesamt liegt leicht unterhalb des Referenzwertes. Vergleicht man die Klimaschutzszenarien untereinander, fällt auf, dass gegenüber dem SubszENARIO ohne CCS im SubszENARIO mit CCS der Zubau der Windenergie einerseits und von Heizkraftwerken andererseits geringer ausfällt. Zudem werden unter Einschluss der Option CCS im geringeren Umfang Stromeinsparmaßnahmen umgesetzt.

Vom Modell werden die Zubbaumöglichkeiten für CCS-Kraftwerke vollständig ausgeschöpft, wobei zu größte-

ren Anteilen solche auf Erdgasbasis zugebaut werden. Nach eigenen Angaben reagiert das Modell diesbezüglich aber sehr sensitiv auf die eingestellte Relation zwischen Erdgas- und Kohlepreisen. Trotz der erst späten Einführungsphase wird im SubszENARIO mit CCS im Jahr 2030 bereits ein Anteil von CCS-Kraftwerken von ca. 32 Prozent erreicht⁷. Würde man auf die im Modell gesetzten Zubaurestriktionen verzichten, resultierte ein Beitrag von sogar 43 Prozent bezogen auf die Stromerzeugung des Jahres 2030.

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Umwandlungssektor im noch stärkeren Maße als ohne Berücksichtigung von CCS zur Erreichung der Klimaschutzziele bei. Mit 85 Prozent (70 Prozent ohne CCS) wird der weit überwiegende Anteil der Emissionsminderung im Umwandlungsbereich erbracht, der heute für etwas mehr als 40 Prozent der CO₂-Emissionen verantwortlich ist. Im Vergleich zu anderen Arbeiten (z.B. dem NaturschutzPlus-Szenario (BMU 2004)) scheint damit – auch wenn die Verringerung der Stromnachfrage gegenüber Referenzbedingungen sich im Umwandlungssektor emissionsseitig niederschlägt – die nachfrageseitige Minderung der CO₂-Emissionen deutlich unterschätzt worden zu sein. Maßgeblich hierfür sind einerseits die relativ optimistischen Kostenannahmen für CCS-Kraftwerke sowie die Annahme niedriger Steigerungsraten für zukünftige Preise fossiler Energien (die teilweise noch unter den Annahmen aus EWI/Prognos 2005 liegen). Andererseits wirkt sich aber in noch stärkeren Maße aus, dass die Realisationsmöglichkeiten von Energieeinsparungen vom FZ Jülich grundsätzlich pessimistischer eingeschätzt und hierfür deut-

⁷ Auch der für 2020 angesetzte Stromerzeugungsanteil aus CCS-Kraftwerken erscheint optimistisch bzw. ist nicht plausibel, da dieses Jahr allgemein hin erst als Beginn der Kommerzialisierung angesehen wird.

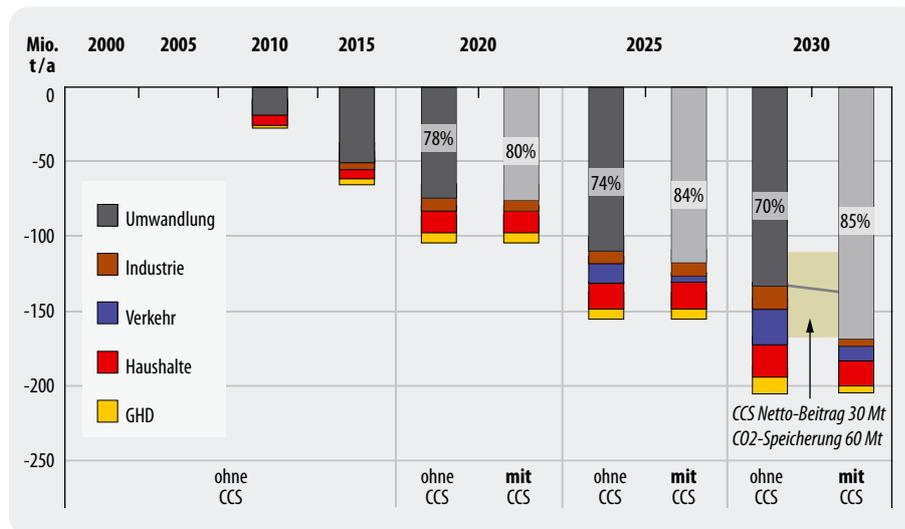


Abbildung 14-6: Sektorale Aufteilung der CO₂-Reduktionen im 40-Prozent-CO₂-Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)

lich höhere Kosten angesetzt werden. Ähnliches gilt im übrigen auch für den Ausbau erneuerbarer Energien. Eine Modellrechnung mit Kostenannahmen, die den in dem RECCS-Bericht benutzten entsprechen, wäre daher eine sinnvolle Fortführung der Analysen.

Unter diesen Voraussetzungen trägt der Einsatz von CCS-Kraftwerken im Vergleich zwischen beiden Sub-szenarien netto ungefähr 30 Mio. t CO₂ (rund 15 Prozent) zum Erreichen des Minderungsziels bei. Damit – so die Ergebnisse der Modellrechnungen – soll über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 eine Kosteneinsparung von kumuliert etwa 20 Mrd. EUR verbunden sein. Die spezifischen Differenzkosten (gegenüber der Referenzentwicklung) für die Erreichung des Klimaschutzziel könnten dadurch etwa halbiert werden.

In den parallel durchgeführten Rechnungen vom FZ Jülich zeigt sich, dass auch die Vorgabe einer CO₂-Zertifikatspreisentwicklung eine signifikante Auswirkung auf die Einbeziehung von CCS-Kraftwerken hat. Bei einem Zertifikatspreis von 40 EUR/t CO₂ im Jahr 2030 erhöht sich der CO₂-Minderungsbeitrag gegenüber dem Sub-szenario ohne CCS um rund 50 Mio. t auf dann insgesamt 150 Mio. t CO₂/a gegenüber der Referenzentwicklung deutlich.

Zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der Steuerungswirkung von Zertifikatspreisen kommen Untersuchungen am DIW in Berlin. Hier wurde untersucht, welchen Einfluss umwelt- und klimaschonende Innovationen – insbesondere Gas- und Dampfkraftwerke auf Erdgasbasis (NGCC) oder mit integrierter Kohlevergasung (IGCC), Windenergie (on- und offshore) sowie CCS – auf ein künftiges Stromsystem in Deutschland haben könnten. Mit Hilfe des energieökonomischen Simulationsmodells SGM Germany werden dort die ökologischen und wirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Technologie- und Politikannahmen analysiert. Es zeigt sich, dass weiterentwickelte Windkraftanlagen und Kohleverstromung mit CO₂-Rückhaltung von 2015 an ab

einem CO₂-Preis von ungefähr 30 Euro pro Tonne zum Einsatz kommen könnten. Mit steigendem Zertifikatspreis erhöht sich dieser Anteil, so dass bis Mitte des Jahrhunderts bei einem möglichen Zertifikatspreis von etwa 50 EUR/t CO₂ schon ungefähr 50 Prozent der deutschen Stromerzeugung auf diesen Technologien beruhen könnten.

14.3 Strategische Bedeutung von CCS auf Basis eigener Szenarioanalysen

Wie im vorhergehenden Kapitel bereits abgeleitet wurde, sind die Ergebnisse von Modellrechnungen im hohen Maße von den getroffenen Annahmen abhängig. Das gilt insbesondere für die ökonomischen Grunddaten der zur Verfügung stehenden Alternativen und die Entwicklung der Energieträgerpreise. Nachfolgende Überlegungen setzen am Beispiel Deutschlands darauf auf und stellen im Rahmen eigener Szenariobetrachtungen jenseits von Optimierungsmodellen die Frage nach der strategischen Bedeutung von CCS für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele.

14.3.1 Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien

Vor dem Hintergrund der zuvor dargelegten Wechselwirkungsmatrix (Tabelle 14-1) und Vorüberlegungen, wie sie im Rahmen der Szenariostudien für BMU und Umweltbundesamt (UBA 2006b, BMU 2004, WI/DLR 2002) für den Umgang mit engagierten Klimaschutzziele⁸ vorliegen, werden im Rahmen dieses Projektes drei verschiedene Szenarien abgeleitet (Bezeichnung in Klammern = Szenariobezeichnung):

⁸ Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent gegenüber dem Bezugsjahr 1990.

- **CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie**, also maximaler Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (hinsichtlich Energieverbrauch und Ausbau erneuerbarer Energien) aus Referenzentwicklungen abgeleiteten Entwicklung (Kurzbezeichnung: **CCSMAX**)
- **Vermeidung von CCS** durch große Erfolge bei der Effizienzsteigerung und durch den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung von erneuerbaren Energien, wie er z.B. in den Szenarien „NaturschutzPlus“ nach [BMU 2004 und BMU 2005] beschrieben wurde (Kurzbezeichnung: **NATP**)
- **CCS als Brücke zu Erneuerbaren Energien** in einem Szenario, bei dem Effizienzsteigerungen und Ausbau erneuerbarer Energien nicht in ausreichendem Maße mobilisiert werden können, um alleine das Klimaschutzziel rechtzeitig zu erreichen (Kurzbezeichnung: **BRIDGE**)

Dabei werden keine vollständig neuen Szenarien entwickelt, sondern als Ausgangsszenarien das modifizierte und an die aktuellen Rahmenbedingungen angepasste Szenario NaturschutzPlus (vgl. BMU 2004, UBA 2006b)⁹ und die Referenzprognose des Energiereports IV von EWI/Prognos verwendet. Für alle Ansätze wird von einem im Jahr 2050 zu erreichenden Klimaschutzziel ausgegangen bzw. geprüft, ob es erreichbar ist. Dieses Ziel wird durch das Szenario NATP vorgegeben und beträgt 242 Mio. t CO₂ im Jahr 2050. Darüber hinaus sind die Szenarien durch spezifische Storylines bestimmt, die nachfolgend dargestellt werden. Die Szenarien sind in ihren Kernergebnissen im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

Szenario „CCS als Hauptklimaschutzstrategie (CCSMAX)“

Wird CCS als Hauptstrategieelement für den Klimaschutz gewählt, kann dies auf zwei Ebenen zum Tragen kommen:

- *Zentrale Stromerzeugung* (im wesentlichen Kondensationsstromerzeugung): Treibende Kräfte sind hier, dass an bestehenden Strukturen (inklusive Betreiberstrukturen) festgehalten werden könnte, dass Kohle als der reservenreichste fossile Energieträger weiterhin Verwendung finden könnte und dass diese Option industriepolitisch auch ein Modell für andere Länder mit größeren Kohlevorkommen sein könnte.
- *Zentrale Wasserstoffbereitstellung* (Basis Kohlevergasung): Mit einer emissionsarmen Stromerzeugung

allein kann der notwendige Reduktionsbedarf an CO₂ nicht erbracht werden. Im Verkehrssektor können darüber hinaus biogene Kraftstoffe – neben der Effizienzsteigerung – nur einen begrenzten Klimaschutzbeitrag leisten. Treibende Kraft einer Erweiterung der CCS-Option wäre hier also eine Diversifizierung des Kraftstoffangebots in Richtung Wasserstoff aus Gründen der Versorgungssicherheit.

Aufgrund der strukturellen Vorgaben (starke Fokussierung auf Großkraftwerkstechnologien) bietet es sich an, das Szenario ausgehend vom vorliegenden Energiereport IV (d.h. einer „Business-as-usual“-Betrachtung) mit der Zielsetzung zu entwickeln, dass vergleichbare Klimaschutzvorgaben (80-Prozent-Ziel) eingehalten werden.

Beim Ausbau der CCS-Struktur wirkt einerseits die vorhandene Altersstruktur des Kraftwerkspark restriktiv, andererseits ist zu berücksichtigen, dass ein Wasserstoffsystem nicht beliebig schnell aufgebaut werden kann. Denkbare Schritte in der zeitlichen Abfolge wären hier zunächst der Einstieg über die zentrale Versorgung von Großverbrauchern (z.B. Flughäfen), der Aufbau von Inselsystemen und die Teileinspeisung ins Erdgasnetz. Daraufhin könnte der sukzessive Aufbau von ersten Mischgasstrukturen (inklusive notwendiger Anpassungen der Anwendungstechnologien an das Mischgas) und schließlich der zeitlich und regional schrittweise Übergang auf Wasserstoffsysteme folgen.

Szenario „CCS als Brücke zum Ausbau erneuerbarer Energien (BRIDGE)“

CCS versteht sich in diesem Szenario als ergänzende Technologie zu einer Klimaschutzstrategie, die zwar auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz setzt, diese aber aufgrund uneinheitlicher Interessenkonstellationen bzw. zu großer Hemmnisse nicht mit ausreichender Intensität umsetzen kann.

Im Unterschied zu Überlegungen, CCS ausschließlich in der Funktion einer reinen Back-Stop-Technologie zu betrachten (die Technologie kommt erst dann zum Einsatz, wenn andere Maßnahmen nicht die hinreichende Wirkung zeigen), wird hier also von vornherein ein Zukunftspfad entwickelt, der das Strategieelement CCS einbezieht und für das rechtzeitige Erreichen des Klimaschutzziels als notwendig erachtet. Analysiert werden soll hier insbesondere zum einen die Frage, in wie weit über CCS der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen (inkl. dem Ausbau der dezentralen KWK) gestreckt werden kann. Zum anderen soll geprüft werden, ob sich CCS auch als längerfristige (dem Ausbau erneuerbarer Energien kompatible) Ergänzungs- und Übergangsoption für die im Szenario NATP stark ausgebauten Technologieoptionen erweisen kann.

⁹ Im Rahmen der Untersuchung von Kraftstoffstrategien für das Umweltbundesamt (UBA 2006b) wurden die für das BMU entwickelten Klimaschutzszenarien (BMU 2004) auf die sich mittlerweile veränderten Ausgangsbedingungen (z.B. Bevölkerungsentwicklung) im Einklang mit dem Energiereport IV von EWI/Prognos abgestimmt.

Tabelle 14-2: Demografische und ökonomische Eckdaten der Szenarien

Eckdaten	1996	1998	2000	2002	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Bevölkerung (Mio.)	81,94	82,11	82,21	82,41	82,41	82,41	81,39	79,42	77,30	75,12
Erwerbstätige (Mio.)	37,27	37,62	38,75	38,67	38,76	38,92	38,95	37,50	37,00	35,80
Haushalte (Mio.)	37,30	37,60	38,15	38,76	39,15	39,67	40,02	39,72	39,20	38,50
Wohnungen (Mio.)	36,10	36,80	37,06	37,27	37,60	38,20	39,80	40,85	39,50	38,50
Wohnfläche (Mio. m ²)	3 080	3 200	3 281	3 347	3 450	3 615	4 010	4 406	4 560	4 510
Beheizte Nutzfläche (Mio. m ²)	1 310	1 385	1 458	1 465	1 485	1 514	1 539	1 500	1 480	1 432
BIP (Mrd. EUR, 2000)	1 870	1 934	2 030	2 050	2 110	2 306	2 691	3 050	3 355	3 600
Anzahl Pkw (Mio.)	41,00	41,70	42,84	44,52	44,83	46,96	50,60	51,90	52,38	52,09
Personenverkehr (Mrd. Pkm)			1 169	1 186	1 220	1 285	1 433	1 511	1 560	1 536
Güterverkehr (Mrd. tkm)			490	496	535	607	748	843	918	980
Spezifische Werte										
Personen/Haushalt	2,20	2,18	2,15	2,13	2,11	2,08	2,03	2,00	1,97	1,95
Wohnfläche/Kopf (m ²)	37,6	39,0	39,9	40,6	41,9	43,9	49,3	55,5	59,0	60,0
Wohnfläche/Wohnung (m ²)	85,3	87,0	88,5	89,8	91,8	94,6	100,7	107,9	115,4	117,1
Pkw/Haushalt	1,10	1,11	1,12	1,15	1,15	1,18	1,26	1,31	1,34	1,35
Nutzfläche/Beschäftigte (m ²)	35,1	36,8	37,6	37,9	38,3	38,9	39,5	40,0	40,0	40,0
BIP/Kopf (EUR, 2000)	22 822	23 554	24 692	24 875	25 603	27 982	33 062	38 403	43 402	47 923
Personenverkehr/Kopf (Pkm)			14 219	14 391	14 804	15 593	17 606	19 025	20 181	20 447
Güterverkehr/Kopf (tkm)			5 960	6 018	6 492	7 366	9 190	10 614	11 876	13 046
Index (2000 = 100)										
Bevölkerung	99,7	99,9	100,0	100,2	100,2	100,2	99,0	96,6	94,0	91,4
Beschäftigte	96,2	97,1	100,0	99,8	100,0	100,4	100,5	96,8	95,5	92,4
Haushalte	97,8	98,6	100,0	101,6	102,6	104,0	104,9	104,1	102,8	100,9
Wohnungen	97,4	99,3	100,0	100,6	101,5	103,1	107,4	110,2	106,6	103,9
Wohnfläche	93,9	97,5	100,0	102,0	105,2	110,2	122,2	134,3	139,0	137,5
beheizte Nutzfläche	89,8	95,0	100,0	100,5	101,9	103,8	105,6	102,9	101,5	98,2
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	92,1	95,3	100,0	101,0	103,9	113,6	132,6	150,2	165,3	177,3
Anzahl Pkw	95,7	97,3	100,0	103,9	104,6	109,6	118,1	121,1	122,3	121,6
Personenverkehr	0,0	0,0	100,0	101,5	104,4	109,9	122,6	129,3	133,4	131,4
Güterverkehr	0,0	0,0	100,0	101,2	109,2	123,9	152,7	172,0	187,3	200,0
BIP-Wachstum %/a		1,68	2,42	0,49	0,96	1,78	1,54	1,25	0,95	0,70
Bis 2030: nach EWI/Prognos 2005; eigene Fortschreibung bis 2050										
Verkehrsleistung und Anzahl Pkw nach UBA 2006										

14.3.2 Definition und Eckdaten der Szenarien

Die für alle Szenarien erforderlichen demografischen und ökonomischen Ausgangsgrößen sind (EWI/Prognos 2005) entnommen. Sie wurden lediglich hinsichtlich der Entwicklung der Verkehrsleistung modifiziert. Dazu wurden Überlegungen aus (UBA 2006) verwendet (Tabelle 14-2). Allerdings wurde die hier benutzte Referenzentwicklung ausgehend vom Jahr 2005 bestimmt. Damit ergeben sich für die nahe Zukunft (Stützjahr

2010) einige Abweichungen zu den energetischen Eckdaten im Energiereport IV. In allen Szenarien wird auch der vereinbarte Ausstieg aus der Kernenergie zeitgerecht vollzogen.

Die in (BMU 2004) entwickelten Szenarien NaturschutzPlus I und II, die als Basis für das hier verwendete Szenario NATP dienen, basierten hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Daten im Wesentlichen auf dem Jahr 2000. Zwischen-

Tabelle 14-3: Primär- und Endenergieverbrauch sowie Bruttostromerzeugung der drei Szenarien aufgeschlüsselt nach Energiequellen

Zeitpunkt/ Szenarien	Gesamte Energieversorgung (PJ/a)						Stromerzeugung							
	Primärenergie (PEV)		Endenergie (END)		Erneuerbare (EE)		Bruttoerzeugung (TWh/a)				Installierte Leistung (GW)			
	Gesamt	davon fossil	Gesamt	davon Strom	(PEV)	(END)	Gesamt	EE	Kern-energie	Fossil	Gesamt	EE	Kern-energie	Fossil
2005	14 238	11 833	9 118	1 836	658	572	613	62	163	387	131,2	26,9	21,3	83,0
2020														
CCSMAX	12 980	11 556	8 800	1 886	1 097	892	591	112	30	449	139,4	40,9	4,3	94,2
BRIDGE	12 565	10 861	8 531	1 796	1 377	1 072	575	127	30	418	144,3	51,3	4,3	88,7
NATP	12 071	10 174	8 291	1 710	1 570	1 230	551	159	30	362	147,7	61,1	4,3	82,3
2030														
CCSMAX	12 375	11 068	8 403	1 853	1 300	1 084	581	145	0	436	142,5	49,1	0,0	93,4
BRIDGE	11 699	9 957	7 977	1 746	1 742	1 392	559	168	0	391	147,5	61,2	0,0	86,3
NATP	10 534	8 237	7 689	1 638	2 297	1 886	529	265	0	264	158,4	87,1	0,0	71,3
2050														
CCSMAX	12 483	10 837	7 309	1 782	1 646	1 392	569	197	0	372	146,2	63,8	0,0	82,4
BRIDGE	10 419	8 010	6 523	1 598	2 409	2 002	542	245	0	297	148,3	74,2	0,0	74,1
NATP	8 122	4 696	6 025	1 512	3 426	2 881	534	384	0	150	158,3	111,5	0,0	46,8

zeitlich sind beträchtliche Veränderungen sowohl im energiewirtschaftlichen Umfeld als auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien eingetreten. Bereits die „Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030“ im Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) kommt im Hinblick auf wahrscheinliche Trendentwicklungen zu deutlich anderen Ergebnissen als die von der Enquete-Kommission im Jahr 2002 vorgestellte Referenzentwicklung. Aber auch in dieser relativ aktuellen Studie – die im wesentlichen auf Daten des Jahres 2002 aufbaut – sind die jüngsten Energiepreisanstiege und der rasche Anstieg des Beitrags der erneuerbaren Energien im Strom- und Kraftstoffbereich in den letzten Jahren nicht berücksichtigt. Die im Kraftwerksbereich in absehbarer Zeit anstehenden Kraftwerkserrichtungen sind entsprechend den bekannten Planungen der Energieversorger eingebaut.

Das **Szenario NATP** beschreibt eine Entwicklung, die den energiepolitisch eingeleiteten Ausbau erneuerbarer Energien verstetigt und ihn zunehmend mit wachsenden Beiträgen einer effizienteren Umwandlung (KWK) und Nutzung (EFF) von Energie verknüpft. Es beschreibt die kurz- bis mittelfristigen Wirkungen der gegenwärtigen Energiepolitik der Bundesregierung und setzt diese günstigen Rahmenbedingungen fort. Es wird an den Klimaschutzzielen der Bundesregierung und an den vereinbarten Ausbauzielen der EE festgehalten. Die dazu erforderlichen Instrumente bleiben in dem jetzigen Ausmaß wirksam (z.B. EEG, KWK-Gesetz; Steuerbefreiung bzw. Beimischungspflicht für Biokraftstoffe) bzw. werden noch verstärkt (EE-Förderinstrument im Wärmemarkt). In früheren und laufenden Untersuchungen (BMU 2004; BMU 2006) hat sich gezeigt,

dass die bisher angestoßene Wachstumsdynamik der erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit noch mindestens in dem jetzigen Umfang beibehalten werden muss, wenn die Energiepolitik in diesem Bereich zum abschließenden Erfolg, d.h. zu einer Konkurrenzfähigkeit der erneuerbaren Energien im Energiemarkt ohne weitere Förderinstrumente, führen soll.

Das Szenario NATP führt in konsequenter Fortsetzung des Ausbaus der erneuerbaren Energien bis 2050 und unter der Annahme einer erfolgreichen Mobilisierung von Effizienzpotenzialen bei der Energienutzung und -wandlung zu einer deutlichen Reduktion fossiler Energien und damit zu einer beträchtlichen Reduktion von CO₂-Emissionen. Es folgt im Wesentlichen dem in Abbildung 14-4 gezeigten unteren Reduktionspfad. Im Jahr 2050 werden noch rund 240 Mio. t CO₂/a emittiert, was einer Reduktion des Bezugswerts von 1990 um 76 Prozent entspricht. Der Einsatz von CCS-Technologien wird aus Klimaschutzgründen nicht erforderlich. Dieses Szenario ist der Idealtyp einer engagierten Klimaschutzpolitik auf der Basis der Strategieelemente „Effizienz“ und „Erneuerbare-Energien-Ausbau“ und dient so auch als Messlatte für die anderen Szenarien hinsichtlich der zu vermeidenden CO₂-Emissionen mittels CCS.

Das ursprüngliche Szenario NaturschutzPlus wurde vor diesem Hintergrund aktualisiert. Als Basis für alle energetischen Ausgangsdaten dient das Jahr 2005¹⁰. Sowohl die Effizienzpotenziale im Strom-, Wärme-

¹⁰ Hierbei waren zum Zeitpunkt der Bearbeitung einige Daten der Gesamtenergieversorgung 2005 noch vorläufig.

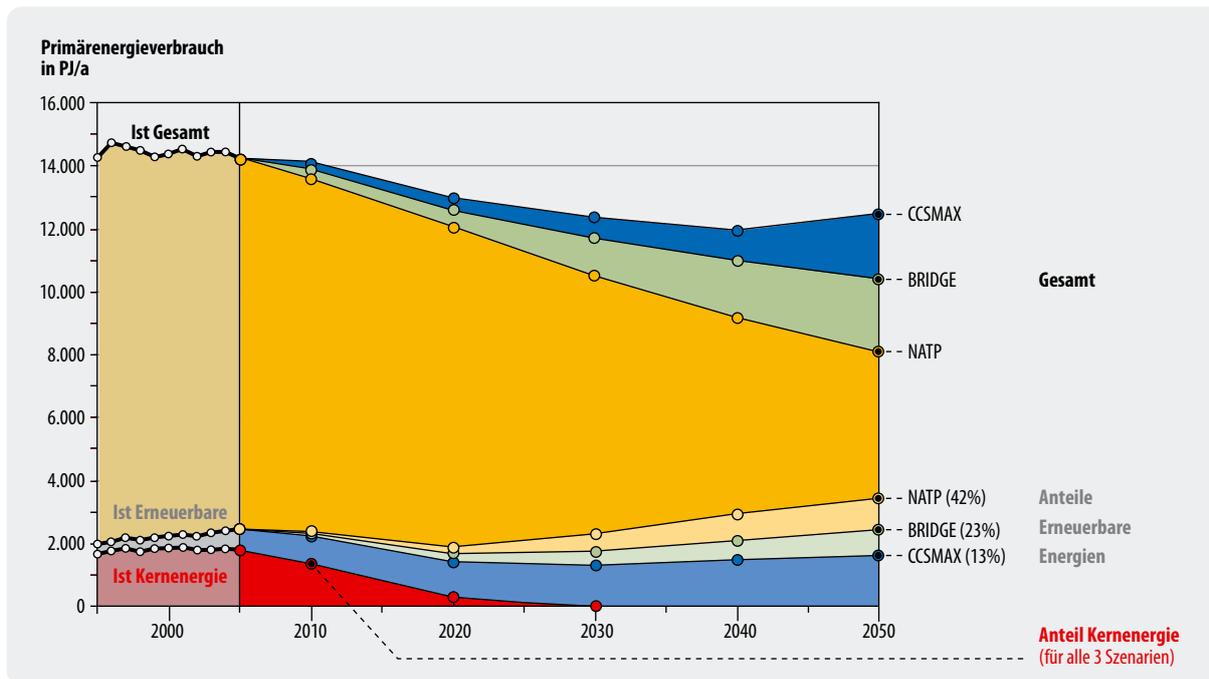


Abbildung 14-7: Entwicklung der Primärenergieverbräuche in den drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten Nuklear und Erneuerbar

und Verkehrssektor als auch das Teilsegment „Kraft-Wärme-Kopplung“ wurden unter Verwendung der aktuellen Datenbasis neu bewertet. Die wichtigsten Anpassungen in diesen Bereichen beziehen sich einerseits auf den kurzfristig zu erwartenden Stromverbrauch, andererseits auf die derzeit tatsächlich in KWK erzeugte Strom- und Wärmemenge und ihre kurzfristigen Ausbauperspektiven. Der Ausgangswert für die Bruttostromerzeugung wird mit 613 TWh/a in 2005 (Vergleichswert für 2000: 571 TWh/a) deutlich höher angenommen als noch in (BMU 2004). Der aus fossilen Energieträgern bereitgestellte KWK-Strom stagniert seit rund 10 Jahren bei rund 50–53 TWh/a. In jüngerer Zeit ist aber, vor dem Hintergrund steigender Strompreise und dem Handel mit CO₂-Zertifikaten, wieder ein leichter Anstieg festzustellen. Für 2005 wird von einem Wert von 53 TWh/a ausgegangen. Infolge der günstigen Rahmenbedingungen des EEG kommen derzeit bereits rund 10 TWh/a KWK-Strom aus Biomasse einschließlich Biogas hinzu.

Das **Szenario CCSMAX** führt in Fortführung der derzeitigen Energiepolitik (auf der Basis der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose nach EWI/Prognos 2005) zwar zu gewissen trendmäßigen Fortschritten bei der weiteren Verbreitung von Effizienz- und EE-Technologien. Allerdings ist der Fortschritt bei weitem nicht ausreichend, um die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Das Szenario bildet damit eine mittelfristig unzulängliche Klimaschutzpolitik ab, die ab etwa 2020 auch den Einsatz von CCS-Technologien erforderlich machen würde, wenn dann versucht wird, das Klimaschutzziel 2050 doch noch rechtzeitig zu erreichen. Mit ihm lässt sich der maximale Beitrag von CCS von der

Nachfrageseite her abbilden, der für die deutsche Energieversorgung bis 2050 benötigt würde. Ein Zurückfallen hinter dem in der Referenzentwicklung angenommenen Ausbau von Effizienz und EE-Technologien wird nicht angenommen.

Im Sinne einer gegenüber der Referenzentwicklung forcierten Klimaschutzpolitik wird das **Szenario BRIDGE** definiert, das einerseits Effizienz- und EE-Strategien im Vergleich zur Referenzentwicklung stärkt. Da aber andererseits wesentliche Akteure in Energiepolitik und -wirtschaft von vornherein damit rechnen, dass diese beiden Strategieelemente nicht ausreichen werden, um das 80-Prozent-Klimaschutzziel zu erreichen, werden hier CCS-Technologien ab etwa 2020 als Teil einer Gesamtstrategie zum Erreichen der Klimaschutzziele einbezogen.

Die sich aus diesen Annahmen ergebenden Eckdaten für die Gesamtenergieversorgung und im Speziellen für die Stromerzeugung fasst Tabelle 14-3 zusammen. Die strukturellen Unterschiede in der Primärenergieversorgung der Szenarien und den Anteilen der Energiequellen macht Abbildung 14-7 deutlich.

Der Primärenergieverbrauch zeigt bereits in der Referenzentwicklung und damit auch in CCSMAX eine leicht abnehmende Tendenz, da davon ausgegangen wird, dass durch die stetige trendmäßige Fortschreibung der Verbesserung der Energieproduktivität das angenommene Wachstum an Energiedienstleistungen (ausgedrückt durch das BIP-Wachstum) überkompensiert werden kann. Längerfristig wirkt sich zusätzlich der Bevölkerungsrückgang in Deutschland aus. Den

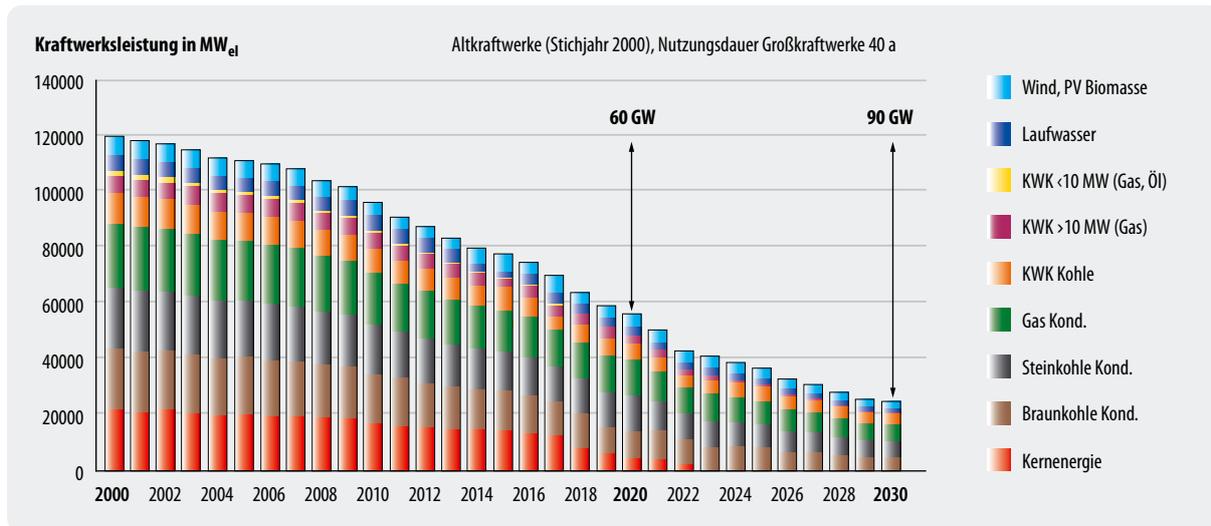


Abbildung 14-8: Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“, differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030

großen Spielraum bei der Ausschöpfung der technisch-strukturellen Effizienzpotenziale nutzt aber nur das Szenario NATP aus. Dabei sind nur die zum jeweiligen Zeitpunkt wirtschaftlichen Potenziale berücksichtigt. Bei den beiden anderen Szenarien werden strukturelle und institutionelle Hemmnisse unterstellt, die eine wirkungsvolle Ausschöpfung dieser Potenziale in unterschiedlich starkem Ausmaß behindern.

In den beiden Szenarien *mit* Einsatz von CCS wird die Abnahme des Primärenergieverbrauchs nach 2020 gebremst durch den zunehmenden Primärenergieeinsatz für die CO₂-arme Strom- und Wasserstoffbereitstellung. Beim Szenario CCSMAX steigt dadurch der Primärenergieeinsatz nach 2040 sogar wieder an. In diesem Szenario ist daher der fossile Energieeinsatz im Jahr 2050 mit 10 837 PJ/a nur um 9 Prozent niedriger als heute mit 11 830 PJ/a. Im Szenario BRIDGE sinkt der fossile Primärenergieeinsatz bereits um 33 Prozent und im Szenario NATP beträchtlich um 60 Prozent. Da bis 2050 das BIP um 75 Prozent gegenüber 2005 wächst, reduziert sich in diesem Szenario die Primärenergieintensität bis 2050 auf 34 Prozent des heutigen Wertes. Damit sind die technisch-strukturellen Grenzen, die nach ausführlichen Untersuchungen der Enquete-Kommission (Enquete 2002) bei einem mittleren Wert von ca. 25 Prozent liegen („Faktor Vier“) jedoch noch nicht erreicht. Insbesondere der Verkehrssektor und der Stromeinsatz besitzen dann noch weitere Reduktionspotenziale.

In allen Szenarien steigt der Beitrag der erneuerbaren Energien. Gemessen an der Wachstumsgeschwindigkeit der letzten 5–7 Jahre ist aber im Szenario CCSMAX der weitere Zuwachs sehr stark gedämpft. So steigt ihr Beitrag im Szenario CCSMAX innerhalb der nächsten 45 Jahre nur leicht auf das 2,5-fache des heutigen Wertes an. Das entspricht einer Politik, die bestehende Förderinstrumente in absehbarer Zeit auslaufen lässt bzw. in

einigen Bereichen (z.B. Wärmeversorgung) erst gar nicht etabliert. Im anderen Grenzfall NATP wird die gegenwärtige Wachstumsgeschwindigkeit der EE dagegen über die nächsten Jahrzehnte aufrechterhalten. Weiterhin hängt vom Verlauf des Primärenergieverbrauchs ab, wie rasch die relativen Anteile der EE wachsen. Ihr Beitrag liegt im Szenario NATP im Jahr 2050 mit 3 426 PJ/a absolut um den Faktor 2 über demjenigen des Szenarios CCSMAX, erreicht aber mit 42 Prozent mehr als den dreifachen Anteil.

14.3.3 Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor

Die Intensität des Strukturwandels in der Stromerzeugung wird in wesentlichem Ausmaß durch den notwendigen Ersatzbedarf fossiler Kraftwerke vorgegeben. Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie, der weitere Verlauf des Wachstums der erneuerbaren Energien und die Entwicklung des Stromverbrauchs beeinflussen diesen Wandel zusätzlich.

Abbildung 14-8 gibt für den Zeitraum nach 2000 eine sog. Kraftwerks-Sterbelinie für den deutschen Kraftwerkspark wieder. Unter der Annahme einer 40-jährigen Nutzungsdauer für Großkraftwerke lässt sich aus dieser Sterbelinie folgender Kraftwerksersatzbedarf ableiten: Von den bis zum Jahr 2000 errichteten Kraftwerken sind bis 2020 insgesamt 60 GW zu ersetzen und zwar ca. 35 GW fossile Kraftwerke (davon ca. 8 GW KWK-Anlagen), 8 GW Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien und 18 GW Kernkraftwerke. Bis 2030 müssen insgesamt bereits 90 GW, also 75 Prozent der Kraftwerkskapazität des Jahres 2000, substituiert werden.

In Wechselwirkung mit dem Ausbau der EE-Anlagen und der energiepolitisch ebenfalls angestreb-

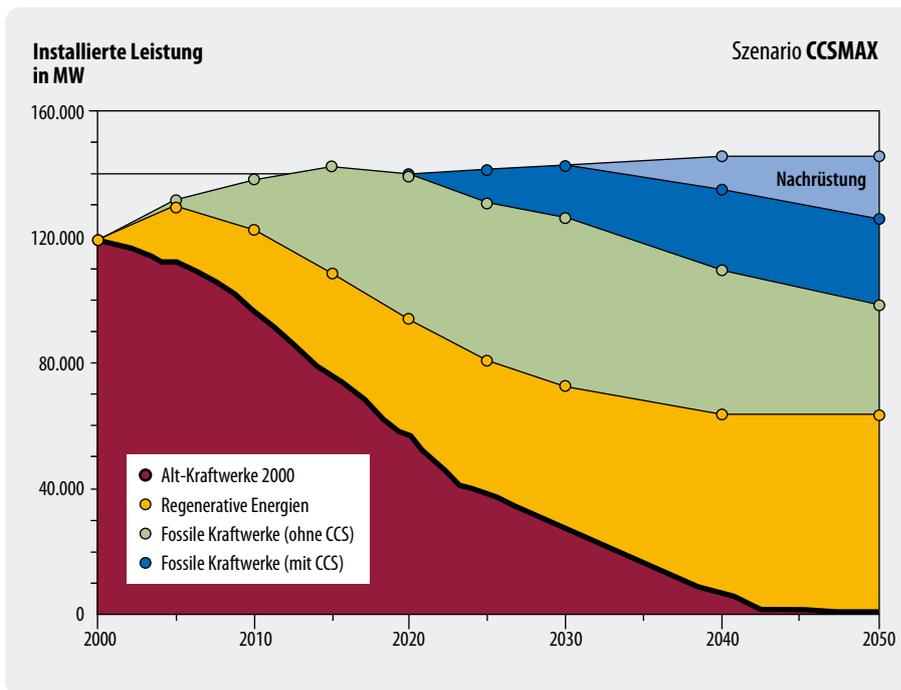


Abbildung 14-9:
Entwicklung der installierten Leistung im **Szenario CCSMAX**, getrennt nach Alt-Kraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS

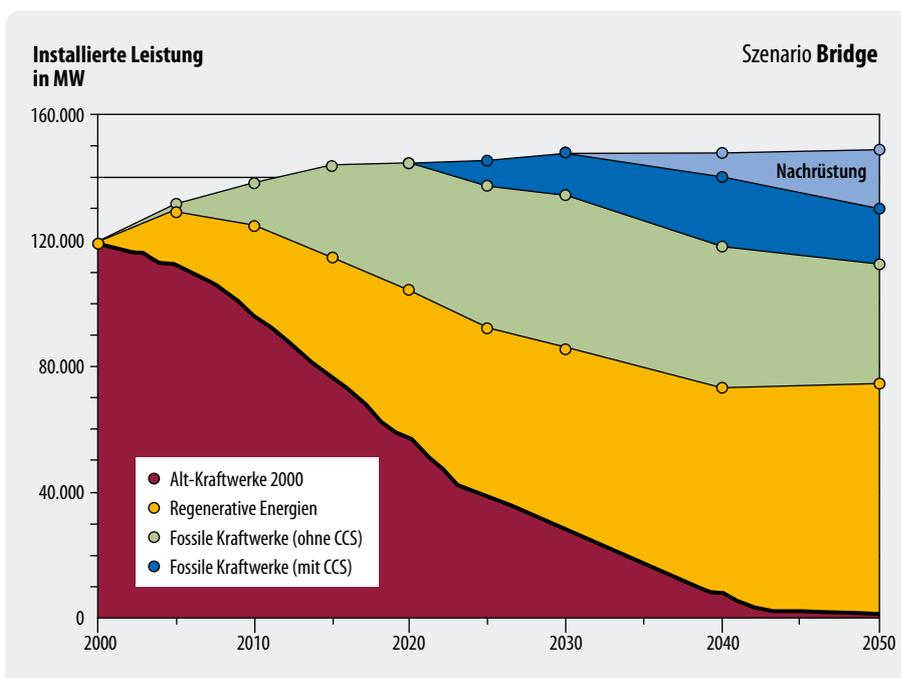


Abbildung 14-10:
Entwicklung der installierten Leistung im **Szenario BRIDGE**, getrennt nach Alt-Kraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS

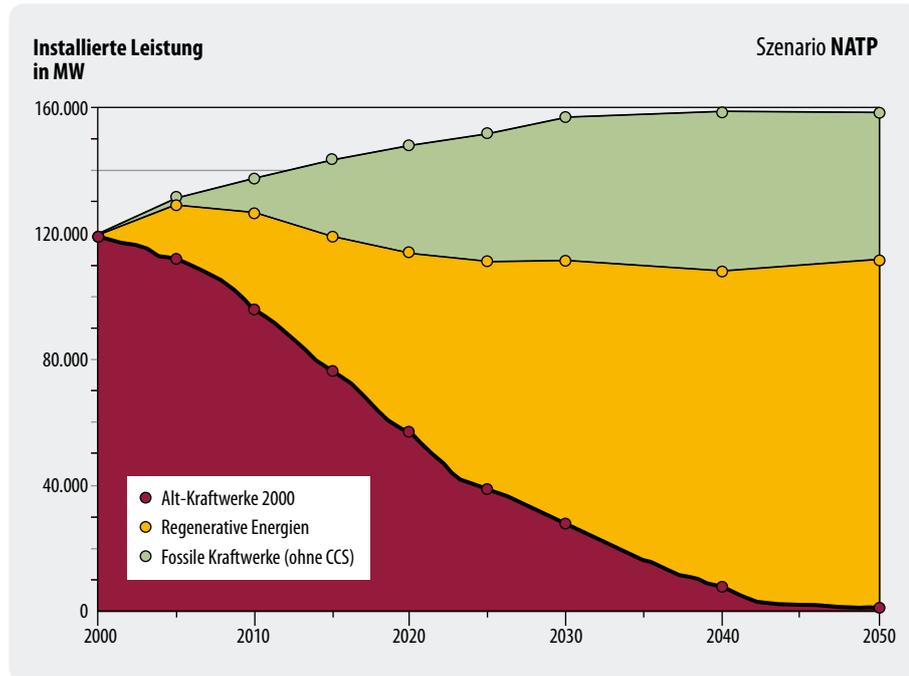
ten Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung (vor allem im dezentralen Bereich) ist damit auch der potenzielle „Markt“ für die Errichtung von CCS-Kraftwerken vorgezeichnet. Während jedoch EE-Anlagen und KWK-Anlagen bereits von dem Strukturwandel bis 2020, der gut die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität betrifft, profitieren, werden CCS-Anlagen erst ab diesem Zeitpunkt (so die Annahme in den vorliegenden Szenarien) in diesem Markt realisiert werden können. Eine Vergrößerung des potenziellen Marktvolumens für CCS-Anlagen könnte dann eintreten,

wenn bei fossilen Kraftwerken, die zwischen 2005 und 2020 neu installiert werden, eine Nachrüstung mit CCS-Technik möglich ist.

Auch beim Stromverbrauch tritt bereits in der Referenzentwicklung eine kleine Verringerung ein¹¹ (siehe Tabelle 14-3). In 2050 liegt die Endenergienachfrage

¹¹ Allerdings baut die Referenzentwicklung auf Ausgangsdaten des Jahres 2000 auf. Damals betrug die Bruttostromerzeugung noch 571 TWh/a (ohne Pumpspeicher), der relativ hohe Anstieg bis 2005 ist also nicht berücksichtigt.

Abbildung 14-11:
Entwicklung der installierten Leistung im Szenario NATP, getrennt nach Altanlagen, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS



nach Strom im Szenario CCSMAX allerdings nur um 3 Prozent unter dem Wert von 2005 (und ist damit ebenso hoch wie der Verbrauch im Jahr 2000). Die partielle Ausschöpfung von Einsparpotenzialen bei der Stromnutzung im Szenario NATP steigert die Einsparungen auf 18 Prozent. In allen Szenarien beginnt ab 2030 auch die Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. In 2050 werden in CCSMAX dafür zusätzlich 22 TWh/a EE-Strom benötigt (in BRIDGE: 31 TWh/a; in NATP: 47 TWh/a).

Im Stromsektor ist die Wechselwirkung mit den EE besonders groß, da diese hier schon heute einen Anteil von über 10 Prozent haben und das derzeitige Wachstum dort am dynamischsten verläuft. Im Szenario CCSMAX dominiert aber auch in 2050 noch die fossile Strombereitstellung mit einem Anteil von 65 Prozent. Im Szenario BRIDGE sind beide Energiequellen nahezu gleich stark beteiligt (fossil 56 Prozent), während im Szenario NATP die erneuerbaren Energien mit 72 Prozent eindeutig überwiegen.

Die installierbare CCS-Kapazität im Stromsektor wird unter folgenden Annahmen bestimmt:

- Der kommerzielle Einsatz beginnt im Jahr 2020, für alle Großkraftwerke wird von einer Nutzungsdauer von 40 Jahren ausgegangen,
- ab diesem Zeitpunkt werden 90 Prozent der neu zu errichtenden Kondensationskraftwerke und 50 Prozent der großen Heizkraftwerke mit CCS-Technik ausgerüstet,
- zwischen 2005 und 2010 errichtete Neukraftwerke werden zwischen 2045 und 2050 ebenfalls durch CCS-Neuanlagen ersetzt,

- zwischen 2011 und 2020 errichtete Neukraftwerke (große Kondensationskraftwerke, große Heizkraftwerke) werden nach 2030 mit CCS-Technik nachgerüstet und zwar mit denselben Anteilen wie Neuanlagen,
- die Kenndaten der Kraftwerke ohne und mit CCS sind Kapitel 12 entnommen; es werden nur die direkten CO₂-Emissionen betrachtet¹²; in allen Szenarien haben fossil betriebene Kraftwerke ohne CCS dieselben Kenndaten,
- EE- und KWK-Anlagen werden in dem oben beschriebenen Umfang ausgebaut.

Der sich jeweils einstellende Leistungsverlauf der verschiedenen Kraftwerksarten in den Szenarien ist in Abbildung 14-9 bis Abbildung 14-11 für alle Szenarien dargestellt (siehe auch Tabelle 14-3).

Das jeweilige obere Segment kennzeichnet die installierten CCS-Kraftwerke, getrennt nach Neuanlagen und nachgerüsteten Anlagen. Bis 2020 sind in den Szenarien bereits 42 GW (CCSMAX), 36 GW (BRIDGE) und 30 GW (NATP) an neuen fossilen Großkraftwerken zu installieren, die zunächst nicht mit CCS-Technologien ausgerüstet werden können. Es verbleiben aufgrund der gesetzten Randbedingungen bis 2050 noch folgende maximal installierbare Leistungen in CCS-Kraftwerken:

¹² Das heißt, die *indirekten* (aus den Vorketten resultierenden) CO₂-Emissionen sowie sonstige Treibhausgase (z.B. Methan) werden an dieser Stelle nicht berücksichtigt. Dass diese Emissionen – insbesondere bei Kohle – aber durchaus eine nicht vernachlässigbare Größenordnung annehmen, wird in der Ökobilanz in Kapitel 10 gezeigt.

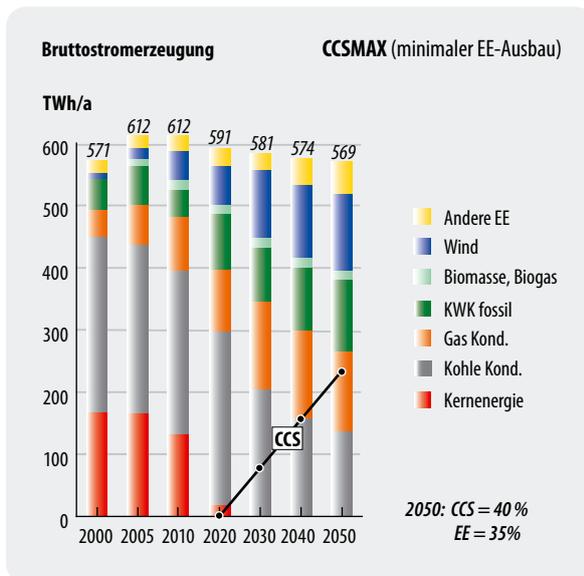


Abbildung 14-12: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario CCSMAX

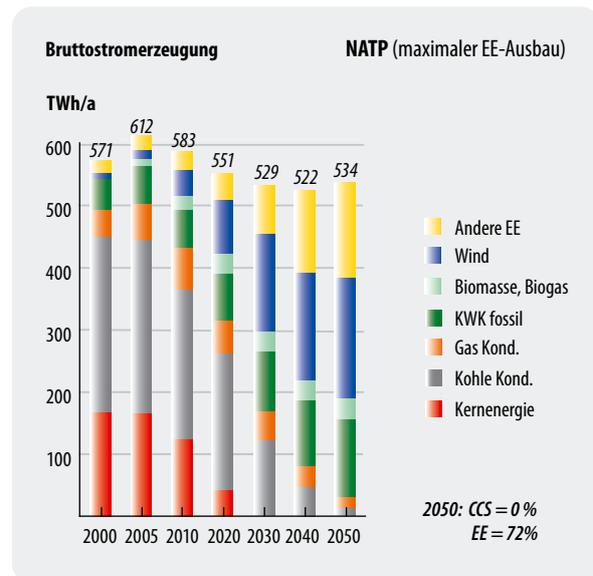


Abbildung 14-13: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario NATP

Szenario CCSMAX: 47 GW (davon 7 GW Steinkohle, 14 GW Braunkohle, 27 GW Erdgas; die Kraftwerksstruktur wurde bis 2030 vom Energiereport IV (EWI/Prognos 2005) übernommen)

Szenario BRIDGE: 36 GW (14 GW Steinkohle, 8 GW Braunkohle, 14 GW Erdgas)

Die installierte Leistung aller erneuerbarer Energien, die derzeit bei 27 GW liegt, steigt entsprechend der Ausbauannahmen auf 64 GW (CCSMAX) bis 112 GW (NATP). Ihre Ausnutzung ist, bis auf die Biomasse und die thermische Speicherung bei solarthermischen und geothermischen Kraftwerken, vom Energieangebot abhängig. Die bereitzustellende Leistung an fossiler Kraftwerkskapazität erreicht im Szenario CCSMAX nach einem Anstieg bis 2020 mit rund 83 GW in etwa wieder das heutige Niveau. Sie sinkt in BRIDGE bis 2050 leicht auf 74 GW und deutlich in NATP auf 47 GW. Hierin ist auch die tendenziell wachsende fossile KWK-Kapazität eingeschlossen (derzeit 18 GW, im Jahr 2050 in CCSMAX 31 GW, in BRIDGE und NATP 36 GW).

Aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen wird in den Szenarien eine große Bandbreite möglicher Investitionsstrategien abgebildet. Infolge dessen sind auch die Auslastungen der Kraftwerke unterschiedlich. Im Jahr 2050 werden im Szenario CCSMAX 228 TWh/a (40 Prozent) und im Szenario BRIDGE 146 TWh/a (27 Prozent) Strom aus CCS-Kraftwerken erzeugt.

Wie diese Daten sich in die gesamte Erzeugungsstruktur einfügen, zeigen die Abbildung 14-12 bis Abbildung 14-14. Das Szenario CCSMAX verlangt ein extrem rasches Wachstum der CCS-Technologien, wenn die vom Kraftwerksbedarf sich ergebenden Spielräume ausgeschöpft werden sollen. Zwischen 2020 und 2050

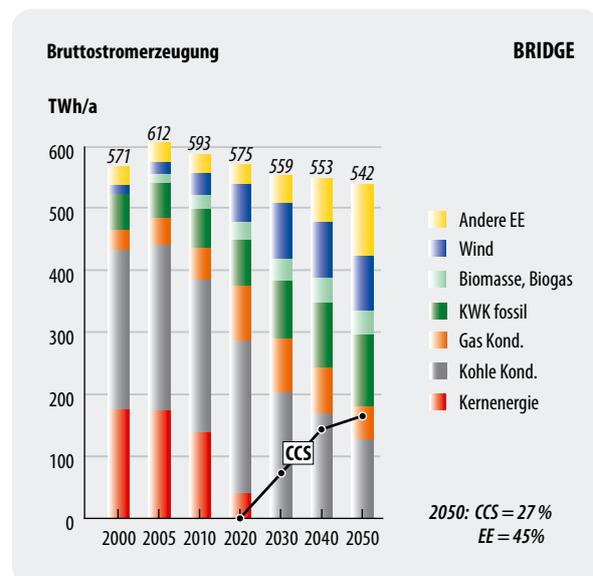


Abbildung 14-14: Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE

wären jahresdurchschnittlich 1 600 MW/a CCS-Kraftwerke in Betrieb zu nehmen (bzw. nach 2030 nachzurüsten). In BRIDGE wären es mit 1 200 MW/a zwar deutlich weniger, aber immer noch eine erhebliche Größe.

In allen Szenarien werden im Jahr 2050 zwischen 72 Prozent und 75 Prozent des Stroms emissionsfrei bzw. emissionsarm erzeugt mit unterschiedlichen Gewichten der beiden Technologiekategorien (Abbildung 14-12 bis Abbildung 14-14). Wegen der unterschiedlichen Gesamterzeugung liegen die betreffenden

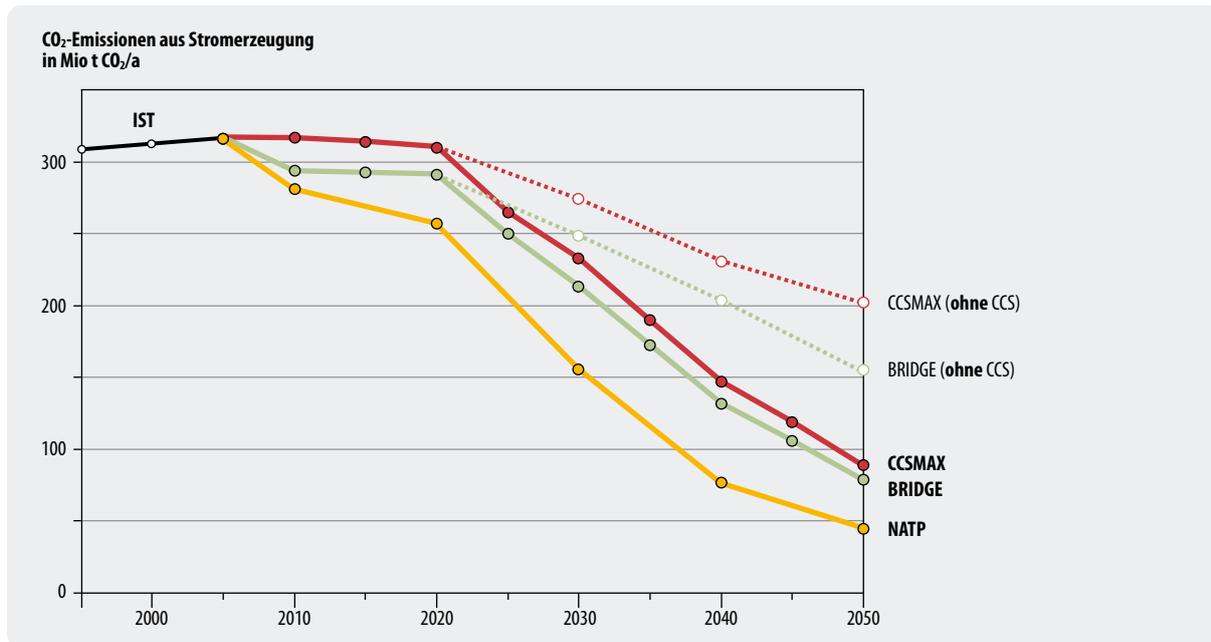


Abbildung 14-15: Entwicklung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS-Technologien; bei KWK-Stromerzeugung inkl. Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung)

Absolutmengen zwischen 384 TWh/a (NATP: 72 Prozent EE + 0 Prozent CCS von insgesamt 534 TWh/a) und 425 TWh/a (CCSMAX: 35 Prozent EE + 40 Prozent CCS von insgesamt 569 TWh/a).

Die Wirkungen der Investitionsstrategien in den Szenarien auf die Verminderung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung macht Abbildung 14-15 deutlich: Bis 2020 führt die Kombination von ambitionierten Effizienzmaßnahmen und der Weiterführung der EE-Ausbaustrategie im Szenario NATP zu einer deutlichen Absenkung der CO₂-Emissionen, die den Wegfall der Kernenergie überkompensiert. Die angenommene geringere Ausschöpfung der EFF+EE-Strategie im Szenario BRIDGE führt zu einem etwa stabilen Emissionsniveau während der Phase des deutlichen Abbaus der Kernenergie zwischen 2010 und 2020. Im Szenario CCSMAX bleibt das heutige Emissionsniveau bis 2020 bestehen. Die Szenarien mit Einsatz von CCS-Technologien erreichen nach 2020 vergleichbare Gradienten der CO₂-Minderung, können aber den bis 2020 eingetretenen Rückstand gegenüber der konsequenten Umsetzung der EFF+EE-Strategie im Szenario NATP nicht aufholen. Mit nur noch 45 Mio. t CO₂/a wird in diesem Szenario in 2050 der niedrigste Emissionswert für den Stromsektor erreicht. Im Gegensatz dazu kommt das Szenario CCSMAX auf 90 Mio. t CO₂/a und das Szenario BRIDGE auf 80 Mio. t CO₂/a. Die durch den Einsatz der CCS-Technologien im Jahr 2050 vermiedenen CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung betragen im Szenario BRIDGE 76 Mio. t/a und im Szenario CCSMAX 113 Mio. t/a.

Theoretisch ließe sich auch das Szenario NATP nach 2020 mit einer CCS-Strategie kombinieren und damit ähnlich niedrige Emissionswerte in 2050 erreichen.

Dazu müsste aber die bis 2020 in diesem Szenario bewusst forcierte Entwicklung des EE-Ausbaus danach drastisch zurückgefahren werden, um Spielräume für einen verstärkten Zubau von CCS-Kraftwerken zu erhalten. Dazu besteht jedoch unter diesen Szenariobedingungen kein Anlass, da bis dahin gerade durch ihren dynamischen Ausbau die EE nahezu vollständig (bis auf die Fotovoltaik) auf dem Strommarkt konkurrenzfähig sein werden. Es ist dann sehr unwahrscheinlich, dass in diesem Szenario CCS-Technologien noch in nennenswertem Umfang in der Stromversorgung Fuß fassen können. Bleibt die Ausbaudynamik der EE wie in NATP weiter bestehen, so lassen sich bis 2050

Tabelle 14-4: Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050

	CO ₂ -Vermeidung	Abzuscheidendes CO ₂	Mehrbedarf an Primärenergie
	Mio. t/a	Mio. t/a	PJ/a
Szenario CCSMAX	112,8	156,9	382
aus Steinkohle	16,7	21,9	44
aus Braunkohle	65,9	96,4	225
aus Erdgas	30,3	38,6	112
Szenario BRIDGE	75,5	103,6	241
aus Steinkohle	27,8	36,5	74
aus Braunkohle	33,4	48,8	114
aus Erdgas	14,4	18,3	53

zwar theoretisch noch etwa 15 GW an CCS-Leistung installieren. Dies müsste aber vorwiegend in HKW und in Kraftwerken mit geringer Ausnutzungsdauer geschehen, so dass lediglich 40 TWh/a CCS-Strom damit erzeugt werden könnte. Dies wäre eine völlig unattraktive Marktnische.

Ein von vornherein langsamerer Ausbau von EE, wie im Szenario BRIDGE unterstellt, bei gleichzeitig geringeren Effizienzerfolgen bietet der CCS-Technologie dagegen mehr Chancen, sich ab 2020 in der deutschen Stromversorgung zu etablieren. Das in diesem Szenario bis 2050 erreichbare Marktvolumen für CCS-Technologien beträgt rund 47 GW. Damit stellt sich ein relativ ausgewogenes Verhältnis von EE-Strom (245 TWh/a), CCS-Strom (146 TWh/a) und konventionell erzeugtem fossilen Strom (150 TWh/a) im Jahr 2050 ein. CCS könnte in diesem Fall eine Technologie sein, die eine nicht optimale Entwicklung von EE- und Effizienztechnologien kompensiert und so für ein tolerierbar niedriges Emissionsniveau bei der Stromerzeugung (80 Mio. t/a in 2050) sorgt. Eine Zwischenbilanz der Wirkungen eines Einsatzes von CCS-Technologien für die Stromerzeugung im Jahr 2050 zeigt Tabelle 14-4.

14.3.4 Szenarien-Entwicklung von CCS-Technologien im Wasserstoffsektor

Emissionsmindernde Maßnahmen allein im Strombereich reichen auch bei großen Erfolgen nicht aus, die Gesamtemissionen so weit zu reduzieren, um das 80-Prozent-Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Will man auch hier auf CCS-Technologien setzen, so bietet sich die technologische Möglichkeit an, Wasserstoff unter Rückhaltung des CO₂ aus fossiler Primärenergie zu erzeugen. Aus Ressourcen- und Kostengründen kommt dafür nur die Steinkohlevergasung infrage.

Die bereitzustellenden Wasserstoffmengen werden in den Szenarien so gewählt, dass in der Gesamtbilanz das Klimaschutzziel 2050 (Emissionsniveau des Szenarios NATP mit 240 Mio. t CO₂/a) für die deutsche Energieversorgung erreicht wird. Folgende Annahmen werden getroffen:

- Der Gesamtnutzungsgrad der Kohlevergasung einschließlich CO₂-Rückhaltung beträgt 65 Prozent, die jährliche Ausnutzung der Anlage beträgt 7 800 h/a. Der CO₂-Abscheidegrad beträgt 88 Prozent, CCS-Wasserstoff ist damit noch mit einer CO₂-Emission von 0,017 Mio. tCO₂/PJ_{H₂} behaftet (bezogen auf die eingesetzte Kohle sind es 0,011 Mio. tCO₂/PJ_{th}),
- CCS-Wasserstoff ersetzt ausschließlich Mineralöl (also Heizöl, Benzin und Diesel). Je eingesetztem PJ Wasserstoff können somit 0,055 Mio. t CO₂ vermieden werden (soll Erdgas substituiert werden, sinkt der Substitutionseffekt entsprechend und beträgt nur noch 0,039 Mio. t CO₂/PJ_{H₂}),
- in allen Szenarien wird in 2030 ein Sockelbetrag von 300 PJ/a erreicht; dazu werden 16,5 GW_{th} Vergasungsleistung benötigt und 460 PJ/a Steinkohle eingesetzt, damit können 310 PJ/a Rohöl substituiert werden.

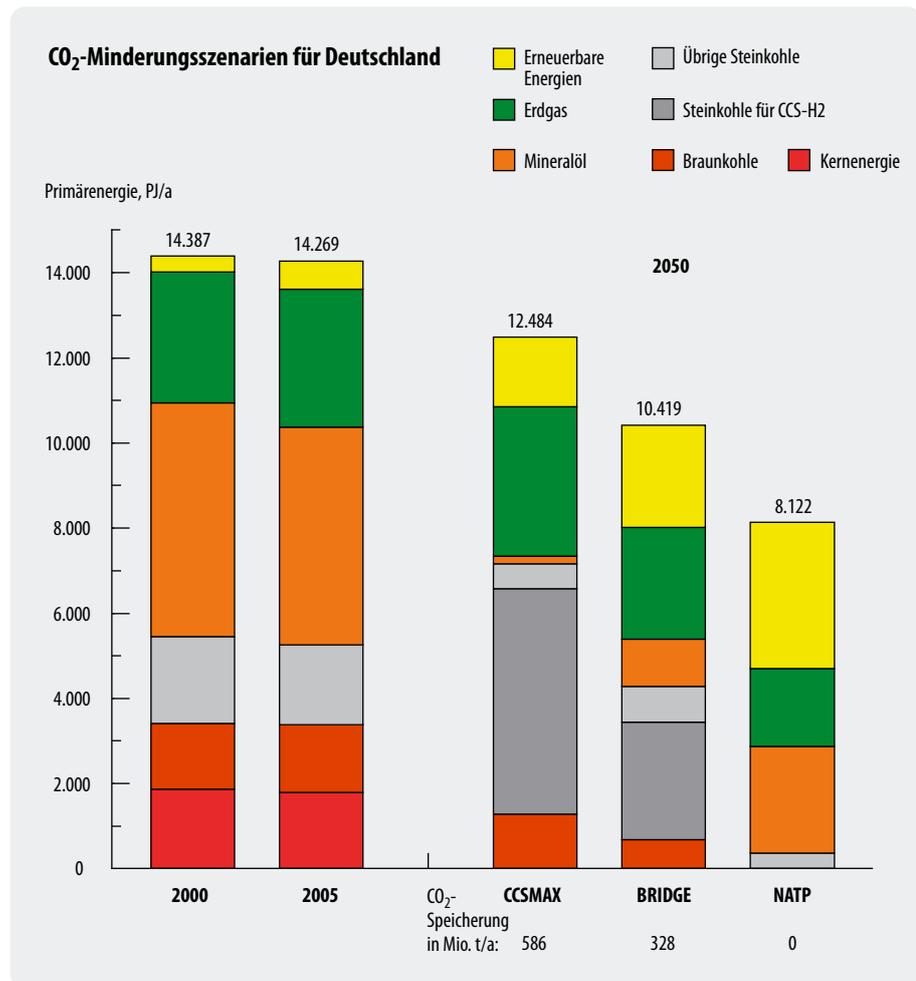
Je nach angenommener Verringerung der Endenergienachfrage durch Steigerung der Nutzungseffizienz und angenommenem EE-Ausbau in den Szenarien nimmt die in 2050 erforderliche H₂-Menge in den CCS-Szenarien unterschiedliche Ausmaße an. Die Eckdaten sind in Tabelle 14-5 zusammengestellt.

Um das angestrebte CO₂-Reduktionsziel von 242 Mio. t CO₂/a zu erreichen, müssen im Szenario BRIDGE rund 60 Prozent des in 2050 noch eingesetzten Mineralöls durch 1 800 PJ/a Wasserstoff ersetzt werden, im

	Wasserstoff	Kohlebedarf	Vergasungsleistung	CO ₂ -Minde- rung*)	Abzuscheidendes CO ₂	Mehrbedarf an Primärenergie*)
	PJ/a	PJ/a	GW _{th}	Mio. t/a	Mio. t/a	PJ/a
2030						
Beide	300	462	16,5	17	37	152
2040						
CCSMAX	1 000	1 538	55	55	125	502
BRIDGE	700	1 077	38	38	87	351
2050						
CCSMAX	3 440	5 290	188	189	429	1 725
BRIDGE	1 800	2 770	99	99	224	904
*) durch Substitution von Mineralöl						

Tabelle 14-5:
Kenndaten des Einsatzes von
CCS bei der Wasserstoffbe-
reitstellung in den Szenarien
CCSMAX und BRIDGE für die
Jahre 2030, 2040 und 2050

Abbildung 14-16:
Primärenergiestrukturen
2000 und 2005 und in den
Szenarien für das Jahr 2050
mit Ausweisung der für die
Herstellung von CCS-
Wasserstoff erforderlichen
Steinkohlemenge



Szenario CCSMAX müssten es mit 3 440 PJ/a Wasserstoff bereits 95 Prozent sein. Der Wasserstoffbeitrag in diesem Szenario würde auch den Einsatz fossiler Rohstoffe in der Chemie (nichtenergetische Verwendung) beeinflussen, es wäre dann teilweise auf Erdgas oder auf das bei der Kohlevergasung entstehende Synthesegas auszuweichen. Diese Wechselwirkungen sind hier aber nicht näher untersucht worden. Auf die Substitution von Erdgas überzugehen ist wegen des geringen Substitutionseffekts nicht sinnvoll bzw. bewirkt relativ hohe CO₂-Vermeidungskosten. Die zusätzlich einzusetzenden Kohlemengen belaufen sich auf 27 Prozent (BRIDGE) bis 42 Prozent (CCSMAX) des gesamten Primärenergiebedarfs im Jahr 2050.

Der Ausbau der Vergasungsleistung müsste außerordentlich rasch erfolgen: Zwischen 2020 und 2030 müssen 1 650 MW_{th}/a errichtet werden. Diese Zubaurate muss im Zeitabschnitt 2040 bis 2050 auf 6 100 MW_{th}/a im Szenario BRIDGE und auf beachtliche 15 000 MW_{th}/a im Fall des Szenarios CCSMAX gesteigert werden. Eine Mindestanforderung zur Umsetzung dieser Entwicklung wäre daher, dass ab 2020 große kommerzielle Anlagen zur Kohlevergasung ohne wesentliche Einführungs- und Akzeptanzprobleme in großem Ausmaß errichtet werden können und Wasserstoffproduk-

tion sowie CO₂-Abscheidung und -Speicherung mit hoher Auslastung sichergestellt sind.

Ein zweites wesentliches Kriterium ist die Notwendigkeit, die Wasserstoffinfrastruktur diesem Zuwachs folgen zu lassen. Bis 2040 überschreitet der Anteil von Wasserstoff am Endenergiebedarf zwar nicht 14 Prozent (CCSMAX) bzw. 10 Prozent (BRIDGE), aber bereits in 2050 wäre im Szenario CCSMAX Wasserstoff mit 47 Prozent der dominierende Endenergieträger. Das scheint aus heutiger Sicht eine zu hohe Barriere zu sein (vgl. UBA 2006). Ein Anteil von 29 Prozent (= 1 900 PJ/, einschließlich 100 PJ/a EE-Wasserstoff), wie er im Szenario BRIDGE benötigt wird, um das Klimaschutzziel zu erreichen, scheint dagegen aus infrastruktureller Sicht bis 2050 erreichbar zu sein.

14.4 Fazit der Szenarienanalyse für Deutschland

In der Gesamtbilanz ergeben sich sehr verschiedenartige Strukturen der Primärenergiebereitstellung in Deutschland für das Jahr 2050. Das Szenario CCSMAX ist eine stark von der Kohle geprägte Energie-

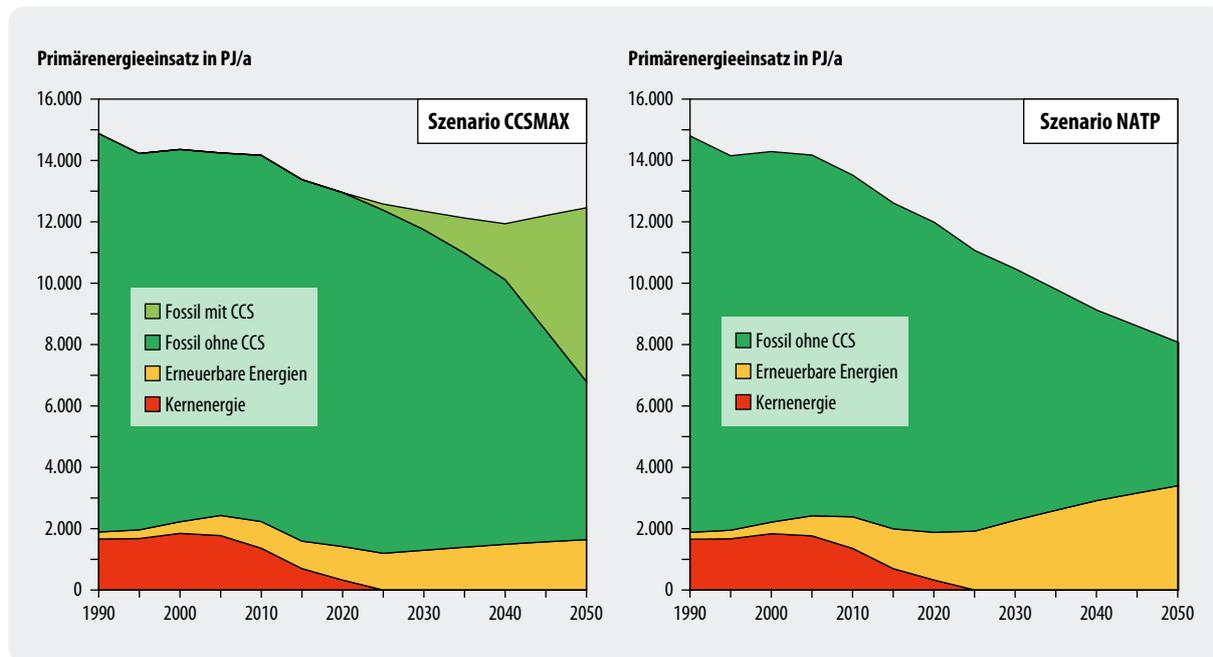


Abbildung 14-17: Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP

zukunft, von einer „Kohlerenaissance“ zu sprechen ist hier nicht übertrieben. Steinkohle stellt hier 47 Prozent der Primärenergie, dazu kommen noch 10 Prozent Braunkohle. Zusammen mit Erdgas (die Erdgasmengen in diesem Szenario entsprechen etwa der heutigen Menge) liegt der Anteil fossiler Primärenergie mit 87 Prozent höher als heute mit 83 Prozent (Abbildung 14-16). Auch im Szenario BRIDGE überwiegen noch die fossilen Energieträger mit insgesamt 77 Prozent.

Steinkohle ist mit 35 Prozent zwar kein dominierender Energieträger mehr, stellt aber den größten Teil der fossilen Energieträger. Bemerkbar sind aber auch schon Effizienzerfolge (17 Prozent weniger Primärenergie als in CCSMAX) und ein merklicher Beitrag der erneuerbaren Energien. Wegen der wirkungsvollen Umsetzung der großen Effizienzpotenziale im Szenario NATP kann dort der absolute Beitrag an fossilen Energien deutlich reduziert werden. Sie sind im Jahr 2050 noch mit 58 Prozent an der Energiebedarfsdeckung beteiligt.

In Abbildung 14-17 wird die Veränderung der Primärenergiestruktur der Szenarien CCSMAX und NATP einander gegenübergestellt. Vereinfacht ausgedrückt wird die in NATP vollzogene Vermeidung von Energienachfrage und der höhere Beitrag an EE im CCSMAX-Szenario durch fossile Primärenergie ersetzt, deren CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CCS-Technologien beträchtlich vermindert werden. Um jedoch das Klimaschutzziel 2050 zu erreichen, sind nach 2020 sehr hohe Zuwachsraten dieser Technologien vorauszusetzen, welche diejenigen des derzeitigen EE-Ausbaus deutlich übertreffen

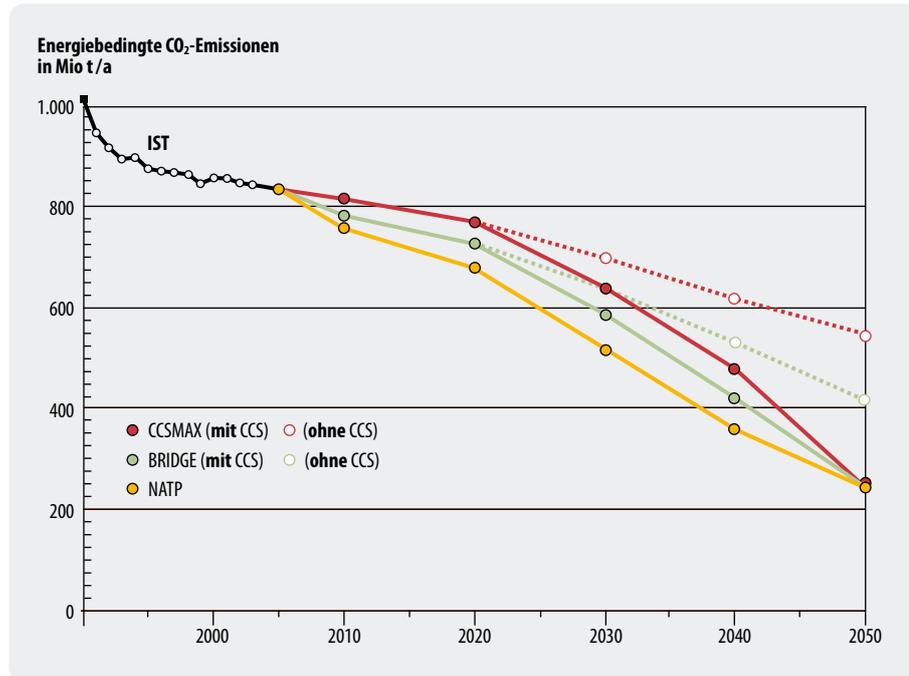
müssten. Alle Szenarien erreichen in 2050 das definierte Klimaschutzziel (Abbildung 14-18).¹³

Die in CCSMAX bis 2020 zu langsam verlaufenden Klimaschutzmaßnahmen müssten später „nachgeholt“ werden, um das Klimaschutzziel noch rechtzeitig bis 2050 zu erreichen. Insgesamt können mittels CCS in 2050 zwischen 175 Mio. t CO₂/a (BRIDGE) und 300 Mio. t CO₂/a (CCSMAX) vermieden werden. In 2030 und 2040 überwiegt noch der Beitrag des Stromsektors, in 2050 dominiert der Beitrag der Wasserstoffbereitstellung (Tab. 14-6). In den CCS-Szenarien müssen dazu aber beträchtliche CO₂-Mengen abgeschieden und gespeichert werden. Insbesondere die Substitution von Mineralöl durch Kohle-Wasserstoff (inklusive CCS-Technik) verlangt die Abscheidung von 2,26 Mio. t CO₂ je vermiedener Tonne CO₂. Damit liegt die im Jahr 2050 abzuschiedende und zu speichernde CO₂-Menge zwischen 586 Mio. t/a (CCSMAX) und 328 Mio. t/a (BRIDGE). Das in Deutschland verfügbare Speichervolumen würde demnach im Falle des Szenarios CCSMAX in einem Zeitraum von 25 Jahren (Untergrenze) bis 80 Jahren (Obergrenze der Speicherpotenziale) ausgeschöpft sein, während die betreffenden Werte für das Szenario BRIDGE bei 44 bzw. 145 Jahren liegen.

Wie Tabelle 14-6 zeigt, ist der gegenüber der Verwendung fossiler Energien *ohne* CCS-Technik zusätzliche Primärenergieaufwand beträchtlich: Er liegt mit 1 150

¹³ Hier wurde das Klimaschutzziel nur hinsichtlich des Klimagases CO₂ definiert. Bei den in BRIDGE und insbesondere in CCSMAX erforderlichen hohen Kohlemengen sind aber auch die vorgelagerten Methanemissionen beim Abbau der Kohle von erheblicher klimabeeinträchtigender Wirkung (vgl. Kapitel 10).

Abbildung 14-18:
Verlauf der energiebedingten
CO₂-Emissionen in den
Szenarien CCSMAX, BRIDGE
und NATP bis 2050
(gestrichelt = CCSMAX bzw.
BRIDGE ohne CCS-
Technologien)



PJ/a (BRIDGE) bzw. 2 100 PJ/a (CCSMAX) zwischen 11 Prozent und 18 Prozent des gesamten Primärenergieverbrauchs der betreffenden Szenarien.

Als **Fazit** kann festgehalten werden:

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, wie im **Szenario CCSMAX** abgebildet, stößt CCS an strukturelle Grenzen, wenn das Klimaschutzziel einer 80 %igen Reduktion von CO₂ bis 2050 eingehalten werden soll und die weitere Effizienz- und EE-Entwicklung nur mit einer „Business-as-usual“-Dynamik verlief. Der mit 2020 angenommene frühestmögliche kommerzielle Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien erzwingt im darauf folgenden Zeitraum bis 2050 zu hohe Aufbauraten für CCS-Anlagen und für die Bereitstellung einer Wasserstoffinfrastruktur. Die hohe Nachfrage nach Steinkohle (mit ca. 5 900 PJ/a in CCSMAX das 3,1-fache des heutigen Beitrags) verlangt eine weitgehende Beschaffung auf dem Weltmarkt. Dies würde zu entsprechenden Preisreaktionen führen. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereitgestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus erneuerbaren Energien hergestellten nicht (Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F&E und Demonstrationsanlagen würde zudem zu Unverträglichkeiten mit dem derzeitigen energiepolitischen Stellenwert von Effizienzstrategie und EE-Ausbau führen. Außerdem müsste bereits kurzfristig eine sehr hohe Klarheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und der Sicherheit der CO₂-Speicherung erreicht werden. Auch beide Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (EE-Ausbau und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), um dann eine Option weitgehend zu ignorieren, stellt keine sinnvolle Vorgehensweise dar. Ebenso sind die möglichen Speicherkapazitäten für CO₂ bei dem erforderlichen massiven Ausbau von CCS nicht ausreichend.
- Eine Klimaschutzstrategie entsprechend **Szenario NATP**, die ohne CCS-Technologien auskommt, ist heute noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen dynamischen Ausbaus regenerativer Energien im Strombereich und ihrer signifikanten Ausweitung im Wärmesektor sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für eine deutlich wirksamere Effizienz in der Nutzung und Umwandlung von Energie erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Die bereits relativ kurzfristigen wirksamen Maßnahmen Ausbau erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerung erlauben es jedoch – falls die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen – den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im obigen Fall möglich wäre. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden zwar ebenfalls hohe Anforderungen gestellt, die aber stufenweise umgesetzt werden können. Eine insbesondere auf Erhöhung der Energie-

Zeitpunkt/ Szenarien	CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)					abzuscheidende Menge CO ₂ (Mio. t/a)			CCS-bedingter zusätzlicher PE-Bedarf (PJ/a)		
	Gesamt ohne CCS	CCS-bedingte Minderung			Gesamt mit CCS	H ₂	Strom	gesamt	CCS H ₂	CCS- Strom	Gesamt
		durch Strom	durch H ₂	gesamt							
2005	824 *)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2020											
CCSMAX	696	41	17	58	638	37	67	94	152	139	291
BRIDGE	638	35	17	52	586	37	48	85	152	110	262
NATP	517	0	0	0	517	0	0	0	0	0	0
2030											
CCSMAX	616	84	55	139	477	125	117	242	502	286	788
BRIDGE	530	72	38	110	420	87	100	187	351	228	579
NATP	357	0	0	0	357	0	0	0	0	0	0
2050											
CCSMAX	544	113	189	302	242	429	157	586	1725	382	2107
BRIDGE	417	76	99	175	242	224	104	328	904	241	1145
NATP	242	0	0	0	242	0	0	0	0	0	0

*) temperaturbereinigt

Tabelle 14-6:
CO₂-Emissionen in den
Szenarien mit und ohne
CCS-Technologien, abzu-
scheidende CO₂-Mengen
und resultierender Mehrbe-
darf an Primärenergie

produktivität setzende Strategie ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, da ein großer Teil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen unabhängig von erzeugungsseitigen Maßnahmen die ökonomisch günstigste Option für den Klimaschutz darstellt. Bei einer Einbeziehung externer Kosten würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen. Insofern stellt das Szenario eine „Idealstrategie“ dar, die aber kurzfristig sehr wirksame energiepolitische Weichenstellungen verlangt, vor allem eine deutliche Effektivierung und Ausweitung der Energieeffizienzpolitik (inklusive Kraft-Wärme-Kopplung). Längerfristig sind in diesem Szenario erhebliche strukturelle Veränderungen notwendig. Dies gilt sowohl für die zunehmende Netz- und Systemintegration regenerativer Energien auf der Stromseite und die Einbeziehung von Stromimportstrukturen (z.B. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika) als auch für einen deutlichen Ausbau von Nahwärmenetzen.

- Auch eine Entwicklung entsprechend **Szenario BRIDGE** verlangt in jedem Fall aus heutiger Sicht zusätzliche Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten EE-Ausbau, die über die jetzige Referenzentwicklung hinausgehen müssen. Die notwendigen Veränderungen dürften allerdings leichter durchsetzbar sein als im Fall des Szenarios NATP. Sie sind zudem anderen Ländern, die sich weit weniger als Deutschland auf dem Weg in Richtung der „idealen“ NATP-Strategie befinden oder die stärker an der Nutzung von Kohle interessiert sind, leichter zu vermitteln. Die Anforderungen an die Einführung

von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur sind geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Optionen noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität.

Angesichts der realen Interessenlagen und der unterschiedlichen Einschätzung von Technologieoptionen im Energiebereich (insbesondere im globalen Kontext) kann eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE als „pragmatische“ Strategie bezeichnet werden. Sie verlangt generell eine Intensivierung der energiepolitischen Anstrengungen auf breiter Front (CCS, Energieeffizienz, Erneuerbare Energien), wenn längerfristige Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen. Gleichzeitig bietet diese Strategie die Möglichkeit, in der Zeitspanne bis 2020 die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten und in ersten Pilotanlagen ihre Machbarkeit zu demonstrieren.

Die Analysen zu den Kosten von EE- und CCS-Technologien zur Strom und Wasserstoffbereitstellung zeigen keine offensichtlichen wirtschaftlichen Vorteile für die CCS-Option. Unter der Voraussetzung des weiteren Durchlaufens der Lernkurven bei den EE-Technologien und unter der Annahme der hier angenommenen Preisentwicklungen für fossile Energieträger

wird die Stromerzeugung aus den meisten EE-Technologien um das Jahr 2020 eher kostengünstiger als eine CCS-Stromerzeugung sein. Letztere verlangt in jedem Fall die Berücksichtigung von CO₂-Preisen zwischen 30 und 50 EUR/t CO₂, wenn sie für private Investoren gegenüber der konventionellen fossilen Stromerzeugung attraktiv sein soll. Nach 2020 zeigen die EE-Technologien weiter sinkende Kosten. Die Kosten der Stromerzeugung aus Kohle mittels CCS dürften bei entsprechender technischer Weiterentwicklung real dagegen in etwa konstant bleiben. Bezieht man die externen Kosten mit ein, ergeben sich weitere Vorteile für den auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz bauenden Entwicklungspfad.

Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.

Hemmend für eine umfassende CCS-Strategie könnte sich auch auswirken, dass ein früherer Einstieg in eine breite Nutzung von generell teurem CO₂-armen bzw. CO₂-freien Wasserstoff im Vergleich zu einer Strategie im Sinne des Szenarios NATP notwendig ist.

Aus den genannten Gesichtspunkten folgt, dass eine konsequente Strategie im Sinne des Szenarios NATP mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigere Strategie darstellen dürfte und damit energiepolitisch angestrebt werden sollte. Gleichzeitig empfiehlt es sich, die Option CCS weiterhin einer gründlichen Prüfung und insbesondere einer realistischen praktischen Demonstration zu unterziehen, um nach etwa einer Dekade über präzisere Erkenntnisse zu den Potenzialen und Grenzen dieser Technologie zu verfügen. Stellt sich dann heraus, dass weltweit die Umstrukturierung der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und EE-Ausbau „nur“ gemäß der im Szenario BRIDGE dargelegten Intensität verläuft, stünde mit CCS eine zusätzliche Klimaschutzoption zur Verfügung.

14.5 Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Länder

Die vorgenannten Analysen sind für Deutschland vor dem spezifischen Hintergrund der dort gegebenen Rahmenbedingungen durchgeführt worden. Damit sind sie nicht vollständig auf andere Länder übertragbar. Gleichwohl sind nicht nur einige Grundtendenzen auch auf andere Länder anwendbar, sondern liegen zum Teil durchaus auch ähnliche Ausgangsbedingungen vor (z.B. hoher kurzfristiger Kraftwerksersatzbedarf). Im Rahmen dieser Untersuchung kann nicht detailliert auf die Rolle von CCS in anderen Ländern eingegan-

gen werden, sondern sollen nachfolgend die mehr allgemein gültigen, aus der Szenarioanalyse für Deutschland ableitbaren Erkenntnisse zusammen getragen werden. Zudem beschäftigt sich das abschließende Kapitel 15 dieses Gutachtens – wengleich von einem eher top down geprägten Ansatz her – mit der Diskussion der Rolle von CCS aus globaler Sicht.

Folgende Aspekte sind vor diesem Hintergrund eher allgemeiner Natur:

- Aus heutiger Sicht wird die zukünftige Rolle von CCS von verschiedenen Faktoren geprägt. Dazu gehört neben der Struktur und dem Alter des Kraftwerksparks vor allem die heimische Verfügbarkeit fossiler Energieträger. Länder mit hohen eigenen Kohlevorkommen (z.B. China, Australien) werden bestrebt sein, diese möglichst intensiv nutzen zu können, auch wenn sich die Rahmenbedingungen (insbesondere Klimaschutzvorgaben) signifikant geändert haben.
- Die CCS-Technologie wird vermutlich erst nach dem Jahr 2020 großtechnisch zur Verfügung stehen. Gleichzeitig hält international der Trend des massiven Zubaus insbesondere neuer Kohlekraftwerke an (allein in China wird jede Woche ein Großkraftwerk in Betrieb genommen). Dies führt zu der Notwendigkeit, nicht nur den Neubau, sondern vor allem auch die Option der Nachrüstung verstärkt in das Blickfeld zu nehmen. Zwischen 2006 und 2020 werden in China rund 6 bis 8 mal mehr fossile Kraftwerke dazugebaut werden, als überhaupt in Deutschland derzeit installiert sind. Entwicklungsanstrengungen sind diesbezüglich vor allem hinsichtlich der Reduzierung des Brennstoffmehrbedarfs bei der CCS-Nachrüstung (z.B. durch effizientere Waschverfahren) notwendig. Aber auch die Frage, wie Kraftwerke bei der Planung und damit vor der Inbetriebnahme bereits auf eine spätere Nachrüstung vorbereitet werden können (Capture-ready-Status), muss beantwortet werden.
- Eine hauptsächlich auf CCS setzende Klimaschutzstrategie erscheint weder für Deutschland noch für die meisten anderen Länder denkbar. Strukturelle Grenzen (z.B. Speicherpotenziale, Infrastrukturaspekte) sprechen dagegen ebenso wie die Notwendigkeit, nach Ansicht der Klimawissenschaftler schon deutlich vor 2020 erhebliche Schritte für den Klimaschutz nicht nur einzuleiten, sondern auch umzusetzen.
- Für Deutschland zeigen die Analysen, dass engagierte Klimaschutzziele auch ohne CCS erreicht werden können. Für andere Länder mit einer noch stärkeren Fokussierung auf den Einsatz von Kohle oder höheren Zuwachsraten beim Energiebedarf mag dies schwieriger sein oder noch weiter gehende strukturelle Veränderungen erfordern. Gleichwohl gilt auch für diese Länder, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien und die Verbesserung der

- Energieeffizienz die primär umzusetzenden Klimaschutzstrategien sind.
- Es wird ganz entscheidend davon abhängen in wie weit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz Widerstände entgegenzutreten, die ihrer Umsetzung zuwiderlaufen und die Nachfrage nach ergänzenden Klimaschutzmaßnahmen erhöhen. Dies kann von Land zu Land unterschiedlich sein und die Notwendigkeit von CCS als Brückentechnologie erhöhen.
 - Der entscheidende Faktor für die Einführung von CCS muss nicht zwingend der Bereich der Stromerzeugung sein. Aus heutiger Sicht ist auch vorstellbar, dass die größten Impulse über die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern kommen. Angesichts der in den letzten Jahren auf bis über 90 \$ pro Barrel gestiegenen Rohölpreise und der nahezu vollständigen Abhängigkeit des Transportsektors von fossilen Energieträgern (insbesondere Mineralölen) steigen die Anreize, alternative Optionen der Kraftstoffbereitstellung aufzugreifen. Neben Biokraftstoffen der ersten und zweiten Generation gehört dazu auch die Kraftstoffbereitstellung aus Kohle. Diese Coal-to-Liquid-Verfahren (CTL), also die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen aus Kohle, werden in verschiedenen Ländern derzeit aktiv verfolgt. Dies gilt vor allem für China, die USA und Südafrika. Sie haben aber den erheblichen Nachteil, dass sie (bei Betrachtung der gesamten Prozesskette von der Gewinnung bis zur Verbrennung) 90 Prozent höhere CO₂-Emissionen aufweisen als konventionelles Benzin oder Diesel. Selbst wenn das im Prozess entstehende CO₂ bei den herkömmlichen Kohleverflüssigungsverfahren abgetrennt und gespeichert wird, verbleiben über die Prozesskette betrachtet immer noch höhere Emissionen als bei den Referenzkraftstoffen. Will man mittels Kohle konventionelle Treibstoffe substituieren, verbleibt unter Einhaltung der Klimaschutzrestriktionen derzeit somit als einzige Option die Wasserstoffbereitstellung aus Kohle mit CO₂-Abtrennung. Damit verbundenen sind die beschriebenen infrastrukturellen Anforderungen nicht nur auf der Seite der CO₂-Logistik, sondern auch beim Aufbau einer vollständig neuen Wasserstoffinfrastruktur.
 - Türöffner für derartige Entwicklungen sind Polygeneration-Projekte, wie sie derzeit von RWE in Deutschland aber auch von anderen Akteuren an verschiedenen anderen Stellen der Welt geplant werden bzw. sich in der Umsetzung befinden. Diese auf der Vergasungstechnik basierenden Anlagen verfügen nicht nur über eine brennstoffseitige Flexibilität, sondern auch auf der Produktseite über Steuermöglichkeiten. Mögliche Produkte sind neben Strom auch Synthesegas, synthetische Kraftstoffe (über die Fischer-Tropsch-Synthese) sowie auch Wasserstoff.
 - Letztlich ist zu vermuten, dass vor allem diejenigen Länder zu den Vorreitern gehören werden, die auch ein kommerzielles Interesse an der Nutzung des CO₂ haben. Dies sind Länder mit Potenzialen für EOR bzw. EGR. Bei Unternehmen aus diesen Ländern besteht zum Teil auch Interesse, die Abscheidung von CO₂ bei der Erdgasgewinnung (z.B. bei LNG- oder H₂-Projekten) weiter auszubauen.
 - Maßgebliche Impulse werden auch aus den Ländern zu erwarten sein, die über eine starke Gaswirtschaft verfügen (z.B. Norwegen, Großbritannien). Dabei geht es nicht nur darum, das eigene Know-how gewinnbringend zu nutzen, sondern auch um die potenzielle Nachnutzung der bestehenden Gasfelder.
 - Neben dem Aspekt Klimaschutz wird die Umsetzung der CCS-Technologie demnach noch durch weitere, zum Teil sehr pragmatische Aspekte bestimmt. Insbesondere auch handfeste ökonomische Vorteile werden einige Länder bzw. genauer gesagt einige Akteure aus diesen Ländern zu Vorreitern machen. Dies gilt vor allem für solche Länder wie Großbritannien und Norwegen, die über ein beträchtliches Speicherpotenzial unterhalb des Meeresbodens in Kohlenwasserstofflagerstätten und salinen Aquiferen im tiefen Untergrund der Nordsee verfügen.