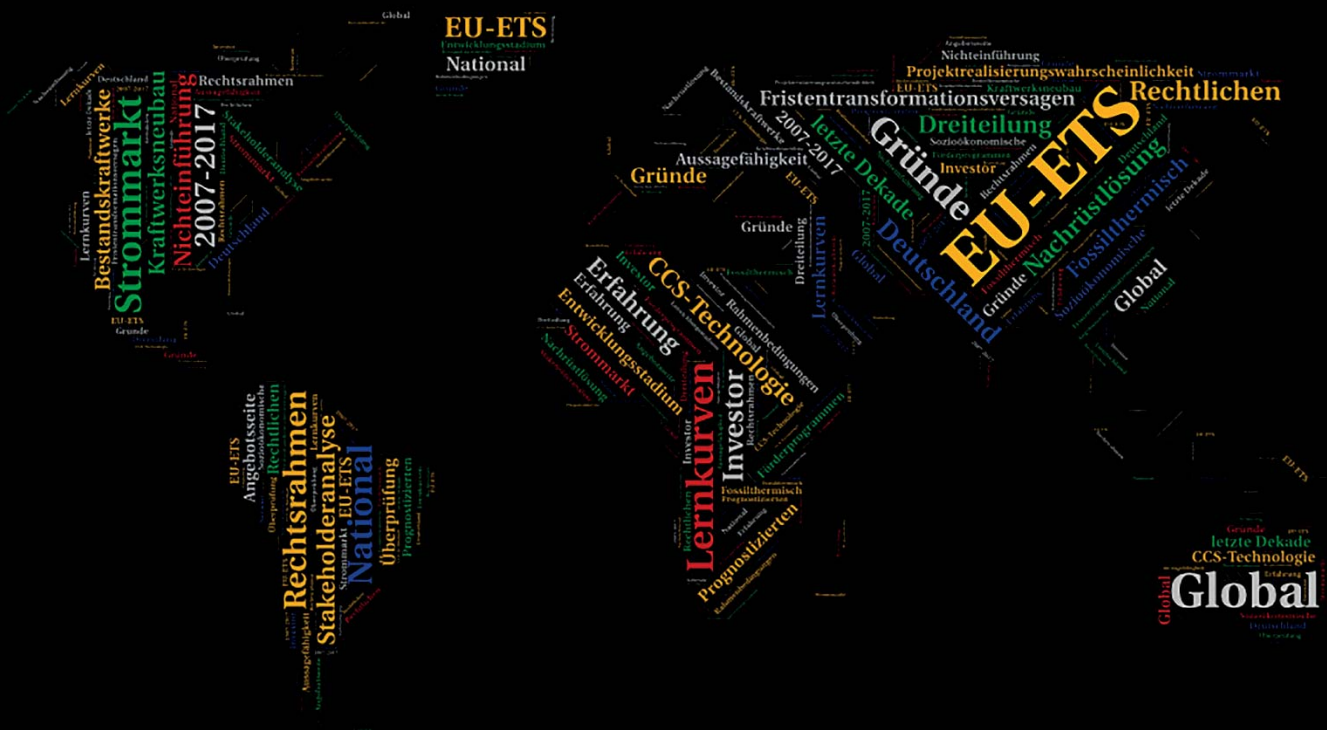


# Volkswirtschaftliche Betrachtung der Carbon Capture and Storage-Technologie in Deutschland

## Ursachen für deren Nichteinführung

Thomas Stiefelhagen





**Volkswirtschaftliche Betrachtung  
der Carbon Capture and Storage-Technologie  
in Deutschland – Ursachen für deren Nichteinführung**

INAUGURALDISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades eines

DOKTORS DER WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTEN

durch die Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der

WESTFÄLISCHEN WILHELMS-UNIVERSITÄT MÜNSTER

**vorgelegt von**

**Thomas Stiefelhagen**

**aus Bergisch Gladbach-Refrath**

Münster 2017

Erstgutachter: Prof. Dr. Wolfgang Ströbele

Zweitgutachter: Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig

Dekanin: Prof. Dr. Theresia Theurl

Mündliche Prüfung: 19. April 2017

**Thomas Stiefelhagen**

**Volkswirtschaftliche Betrachtung der Carbon Capture and Storage-Technologie in Deutschland**



Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster

## **Reihe IV**

**Band 12**

**Thomas Stiefelhagen**

# **Volkswirtschaftliche Betrachtung der Carbon Capture and Storage-Technologie in Deutschland**

Ursachen für deren Nichteinführung

## Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster

herausgegeben von der Universitäts- und Landesbibliothek Münster

<http://www.ulb.uni-muenster.de>



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Dieses Buch steht gleichzeitig in einer elektronischen Version über den Publikations- und Archivierungsserver der WWU Münster zur Verfügung.

<http://www.ulb.uni-muenster.de/wissenschaftliche-schriften>

Thomas Stiefelhagen

„Volkswirtschaftliche Betrachtung der Carbon Capture and Storage-Technologie in Deutschland. Ursachen für deren Nichteinführung“

Wissenschaftliche Schriften der WWU Münster, Reihe IV, Band 12

Verlag readbox publishing GmbH – readbox unipress, Münster

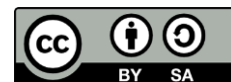
<http://unipress.readbox.net>

Zugl.: Diss. Universität Münster, 2017

Dieses Werk ist unter der Creative-Commons-Lizenz vom Typ 'CC BY-SA 4.0 International'

lizenziert: <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Von dieser Lizenz ausgenommen sind Abbildungen, welche sich nicht im Besitz des Autors oder der ULB Münster befinden.



ISBN 978-3-8405-0157-9

(Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:hbz:6-02239632386

(elektronische Version)

direkt zur Online-Version:

© 2018 Thomas Stiefelhagen

Alle Rechte vorbehalten

Satz:

Thomas Stiefelhagen

Titelbild:

Thomas Stiefelhagen

Umschlag:

ULB Münster



## Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand als Dissertation berufsbegleitend am Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie der Westfälische Wilhelms-Universität Münster.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Wolfgang Ströbele, welcher mir mit schier unendlicher Geduld und einer einzigartigen Atmosphäre der konstruktiven Zusammenarbeit stets unermüdlich beistand.

Daneben möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. Karl-Hans Hartwig für die Übernahme des Zweitgutachtens bedanken.

Mein privates Umfeld hat entscheidend zum Gelingen dieser Dissertation beigetragen:

Liebe Margot und lieber Karlo, Ihr habt die Basis für alles gelegt und ich möchte mich bei Euch an dieser Stelle nochmals ganz herzlich bedanken.

Liebe Margret und lieber Max, auch Euch gilt mein Dank für die herzliche Unterstützung.

Liebste Angela, ich liebe Dich über alles und ohne Deine Geduld mit mir und Deinem Zuspruch, sowie Deine Liebe wäre all dies sicherlich nicht möglich gewesen.

Lieber Clemens und liebe Ilke, Eure Freundschaften sind für mich stets von herausragender Bedeutung und ich bedanke mich für Eure schonungslose, sowie konstruktive Kritik an mir.

Bei Euch allen möchte ich mich für die stetige Zuversicht und den unermüdlichen Einsatz herzlich bedanken.

**» Euch allen ist diese Arbeit gewidmet «**

*„Der beste Platz für Politiker ist das Wahlplakat. Dort ist er tragbar, geräuschlos und leicht zu entfernen.“* LORIENT († 22. August 2011)

*„Nun aber bleiben Glaube, Hoffnung, Liebe“* 1. KORINTHER 13



Filou, Luna & Sylvester...





# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	VII
<b>1. Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>2. Allgemeine Darstellung der CCS-Technologie.....</b>	<b>5</b>
2.1. Eigenschaften von Kohlendioxid .....	5
2.2. Prozesskette der CCS-Technologie .....	8
2.2.1. CO <sub>2</sub> -Abscheidung (Carbon Capture) .....	8
2.2.2. Transport des Kohlendioxids .....	16
2.2.3. Speicherung bzw. Sequestrierung (geological Storage) von CO <sub>2</sub> .....	21
2.3. Bestimmung von CO <sub>2</sub> -Speicherkapazitäten .....	27
2.4. Globales CO <sub>2</sub> -Speicherpotential .....	28
2.5. CO <sub>2</sub> -Speicherpotential in Deutschland .....	28
2.6. Zusammenfassung für die Energie- und Umweltpolitik .....	31
<b>3. Nationale und internationale Erfahrungen.....</b>	<b>33</b>
3.1. Stand der CCS-Technologie in Deutschland.....	33
3.2. Internationale Erfahrungen mit fossilthermischen CCS- Kraftwerken zur Energieerzeugung.....	34
3.3. Übersicht US-amerikanischer CCS-Förderprogramme .....	40
3.3.1. Ausschreibungswettbewerb industrieller CCS-Projekte (ICCSP).....	41
3.3.2. Clean Coal Power Initiative (CCPI).....	42
3.3.3. FutureGen 2.0 Projekt .....	45
3.3.4. Regionale amerikanische CCS-Partnerschaften (RCSP) .....	46
<b>4. Ursachen für die Nichteinführung der CCS-Technologie in     Deutschland .....</b>	<b>53</b>
4.1. Rechtliche Rahmenbedingungen.....	53

4.2. Technologische Lernraten .....	57
4.2.1. Grundzüge des Lernkurvenkonzeptes .....	57
4.2.2. Analyse prognostizierter Lernkurven .....	58
4.2.3. Fazit der Analyse prognostizierter Lernkurven .....	74
4.3. Soziale Rahmenbedingungen.....	74
4.4. Stakeholderanalyse .....	85
4.4.1. Bundestag als Verfassungsorgan der Bundesrepublik Deutschland .....	91
4.4.2. Bundespolitische Parteien als Stakeholder politischer Willensbildung .....	94
4.4.3. Landesparlamente der 16 Bundesländer .....	106
4.4.4. Umweltbundesamt (UBA) als Stakeholder einer Bundesoberbehörde.....	121
4.4.5. Institutionalisierte wissenschaftliche Politikberatung im Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).....	124
4.4.6. Stakeholder staatlicher Regierungsorganisationen.....	127
4.4.7. Stakeholder nichtstaatlicher Regierungsorganisationen (NGOs).....	131
4.4.8. Lobbyistische Interessenverbände der Energiewirtschaft...	137
4.4.9. Kirchliche Organisationen .....	141
4.4.10. Dachorganisation deutscher Einzelgewerkschaften als Stakeholder der Arbeitnehmer .....	145
4.5. Fazit der Stakeholderanalyse.....	147
<b>5. Volkswirtschaftliche Bewertung der CCS-Technologie in Deutschland .....</b>	<b>149</b>
5.1. Marktversagen bzw. Marktmacht.....	149
5.1.1. Strommarkt.....	151
5.1.2. EU-ETS .....	157
5.1.3. Stein- und Braunkohlemarkt.....	161

5.2. Risikotransformation und Fristentransformation des EU-ETS....	175
5.3. Zusammenfassende Bewertung der gewonnenen Erkenntnisse ...	179
5.4. Grundkonsens bzw. Einstimmigkeitsregel als alternativer Ansatz zu marktlicher oder staatlicher Koordination.....	187
<b>6. Fazit.....</b>	<b>191</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>195</b>



# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Kohlenstoffdioxid-Phasendiagramm.....	6
Abbildung 2.2:	Dichtediagramm von CO <sub>2</sub> [kg/m <sup>3</sup> ] .....	7
Abbildung 2.3:	CO <sub>2</sub> -Abscheideverfahren im Überblick.....	10
Abbildung 2.4:	Darstellung der Post-Combustion-Capture-Technologie .....	11
Abbildung 2.5:	Pre-Combustion-Capture-Technologie im Überblick .....	13
Abbildung 2.6:	Prinzipdarstellung der Oxyfuel-Technik.....	14
Abbildung 2.7:	Schematische Darstellung eines LNG-Tankers.....	19
Abbildung 2.8:	Querschnitt eines Aquiferspeichers.....	22
Abbildung 2.9:	„Stratigraphische und Strukturelle Falle“ (Fall A) sowie die „Stratigraphische Falle“ (Fall B).....	23
Abbildung 2.10:	Schematische Darstellung von Enhanced Oil Recovery ...	24
Abbildung 2.11:	CO <sub>2</sub> -Speicherung in tiefliegenden Kohleflözen.....	26
Abbildung 2.12:	Techno-Economic-Resource-Reserve-Pyramid for CO <sub>2</sub> Storage Capacity .....	27
Abbildung 2.13:	Übersicht von Speicheroptionen und deren Bewertung ...	29
Abbildung 2.14:	Bedeutende CO <sub>2</sub> -Punktquellen und Regionen mit CO <sub>2</sub> -Speichermöglichkeiten in Deutschland.....	30
Abbildung 4.1:	Vergleich der Studienergebnisse bzgl. der Investitions- kosten der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle .....	62
Abbildung 4.2:	Vergleich der technologischen Parameter der Post- Combustion-Abscheidetechnologie für den Primär- energieträger Steinkohle .....	64
Abbildung 4.3:	Studienergebnisse in Bezug auf die Investitionskosten der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle .....	65
Abbildung 4.4:	Vergleich der technologischen Parameter der Pre- Combustion-Abscheidetechnologie für den Primär- energieträger Steinkohle .....	67
Abbildung 4.5:	Studienergebnisse bzgl. der Investitionskosten der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas.....	69

Abbildung 4.6:	Vergleich der technologischen Parameter der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas .....	70
Abbildung 4.7:	Studienergebnisse bzgl. der Investitionskosten der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas .....	72
Abbildung 4.8:	Vergleich der technologischen Parameter der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas .....	73
Abbildung 4.9:	CO-Pipeline Trassenführung der Covestro AG.....	79
Abbildung 4.10:	Übersichtsdarstellung der deutschen Stromleitungsvorhaben (Stand: drittes Quartal 2015) der Hoch- und Höchstspannungsebene (220 und 380 Kilovolt) .....	83
Abbildung 4.11:	Protestplakate der Bürgerinitiative gegen potentielle CO <sub>2</sub> -Speicherstätten sowie Frackingvorhaben in Nordfriesland (Schleswig-Holstein).....	84
Abbildung 4.12:	Deutschlandweite Potenzialkarte für CO <sub>2</sub> -Speicher: Ablagerungen des Permokarbon als potenzieller Speicherkomplex. Kategorisierung nach Mächtigkeit und Tiefenlage .....	107
Abbildung 4.13:	Gebietskarte für Deutschland mit hydrothermaleme Potenzial an Energieressourcen .....	108
Abbildung 4.14:	Übersichtskarte der Braunkohlereviere und Braunkohlekraftwerksstandorte in Deutschland.....	110
Abbildung 5.1:	CO <sub>2</sub> European Emission Allowances in Euro für den Zeitraum von Januar 2013 bis Dezember 2016.....	158
Abbildung 5.2:	Prinzipdarstellung der Jahresdauerlinie und Lastbereiche...	162
Abbildung 5.3:	Allgemeine Darstellung der deutschen Merit Order .....	180

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Übersicht geplanter europäischer CCS-Kraftwerke .....	37
Tabelle 3.2:	Übersichtsdarstellung der geplanten CCS-Kraftwerke außerhalb Europas.....	39
Tabelle 3.3:	ICCS-Projekte der II. Phase.....	42
Tabelle 3.4:	CCPI-Projekte der III. Phase.....	44
Tabelle 3.5:	RCSP-Projekte der Validation Phase (2. Phase).....	50
Tabelle 3.6:	RCSP-Projekte der Development Phase (3. Phase).....	51
Tabelle 4.1:	Ergebnis der Literaturrecherche von Lernkurven- effekten verschiedener CO <sub>2</sub> -Abscheidetechnologien im Zeitraum von 2002 bis 2016 .....	60
Tabelle 4.2:	Chronologie der Stakeholder Begriffsbestimmung .....	87
Tabelle 4.3:	Ergebnis der Recherche im gemeinsamen Dokumenta- tions- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge (DIP) des deutschen Bundestags und Bundesrats .....	93
Tabelle 4.4:	Ergebnis der Bundestagswahlen der Bundesrepublik Deutschland für die 16. bis 18. Wahlperiode .....	95
Tabelle 4.5:	Ergebnis der parteispezifischen Datenbankrecherche .....	105
Tabelle 4.6:	CCS-Entscheidungen der Bundesländer BB, NI und ST mit potenziellen CO <sub>2</sub> -Speichermöglichkeiten und Braunkohlerevieren .....	117
Tabelle 4.7:	CCS-Entscheidungen der Bundesländer BW, BY, HE, RP, SL und TH ohne potenzielle CO <sub>2</sub> -Speichermöglich- keiten und fehlenden Braunkohlerevieren .....	119
Tabelle 4.8:	CCS-Entscheidungen der Bundesländer NRW und SN ohne potenzielle CO <sub>2</sub> -Speichermöglichkeiten jedoch mit Braunkohlerevieren .....	120
Tabelle 4.9:	Ergebnis der UBA-internen Datenbankrecherche .....	123
Tabelle 4.10:	Ergebnis der Publikationsrecherche des TAB .....	126
Tabelle 4.11:	Ergebnis Datenbankrecherche des RNE.....	129
Tabelle 4.12:	Ergebnis der SRU-Datenbankrecherche.....	130
Tabelle 4.13:	Ergebnis der Datenbankrecherche von Greenpeace Deutschland e. V. ....	135



Tabelle 4.14:	Ergebnis der Germanwatch e. V. Datenbankrecherche.....	136
Tabelle 4.15:	Ergebnis der BDEW-Datenbankrecherche.....	140
Tabelle 4.16:	Ergebnis der Datenbankrecherche des VKU.....	141
Tabelle 4.17:	Ergebnis der EKD-Datenbankrecherche .....	143
Tabelle 4.18:	Ergebnis der Datenbankrecherche des ZdK.....	145
Tabelle 4.19:	Ergebnis der DGB-Datenbankrecherche .....	147
Tabelle 5.1:	Jahresvolllaststunden der Kraftwerke in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2015 (in Stunden) .....	163
Tabelle 5.2:	Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern ...	164
Tabelle 5.3:	Grenzübergangspreise für Steinkohlen zum Einsatz in Kraftwerken (Kesselkohle).....	166
Tabelle 5.4:	Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung.....	167
Tabelle 5.5:	Reserven der Weichbraunkohlen 2015.....	169
Tabelle 5.6:	Ressourcen der Weichbraunkohlen 2015.....	170
Tabelle 5.7:	Hartkohlenreserven in 2015.....	171
Tabelle 5.8:	Hartkohlenressourcen in 2015.....	172
Tabelle 5.9:	Hartkohlenimportländer in 2015.....	174
Tabelle 5.10:	Hartkohlenexportländer in 2015 .....	175

# 1. Einleitung

Die Nutzung fossiler Primärenergieträger zur Wärme- und Stromerzeugung ist eine wesentliche Voraussetzung für die Industrialisierung und das damit verbundene Wirtschaftswachstum seit Mitte des 18. Jahrhunderts. Der weltweite kontinuierlich ansteigende Energiebedarf wird derzeit zu rund 85 % von fossilen Primärenergieträgern abgedeckt. Der Anteil der Stein- und Braunkohleverstromung beträgt hierbei rund 25 %.<sup>1</sup>

Die bei der Verbrennung fossiler Primärenergieträger entstehenden Treibhausgasemissionen haben die Konzentration von CO<sub>2</sub> seit Beginn der Industrialisierung um mehr als 40 % ansteigen lassen.<sup>2</sup> Der damit einhergehende anthropogene Treibhauseffekt hat in den zurückliegenden 100 a zu einer Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um 0,85 K geführt.<sup>3</sup>

Zur Vermeidung der mit dem anthropogenen Treibhauseffekt verbundenen negativen externen Effekte wurden neben der Implementierung eines europäischen Emissionsrechtehandelssystems (EU-ETS) verschiedene technologische Optionen weltweit erprobt, um den Anstieg der Konzentration von Treibhausgasemissionen in der Atmosphäre abzubremsen. Alternativ zu den CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen, wie bspw. dem Einsatz der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, stehen auch verschiedene CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien zur Verfügung. Die Kombination der Abscheidetechnologie als Nachrüst- und Ergänzungsoption für fossilthermische Kraftwerke mit anschließender Verpressung von CO<sub>2</sub> in unterirdischen Lagerstätten wird als sogenannte Carbon Capture and Storage Technologie (CCS-Technologie) bezeichnet.

Im Gegensatz zum kontinuierlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiewende in Deutschland mit einem Anteil von insgesamt 32,3 % in 2016<sup>4</sup> an der Stromerzeugung, wurde bislang kein einziges CCS-Kraftwerk in Betrieb genommen.

Die vorliegende Arbeit untersucht die Gründe für die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland. Der Untersuchungszeitraum umfasst die letzte Dekade (2007 bis 2017). Hierbei gliedert sich die Arbeit in sechs Kapitel.

---

<sup>1</sup> Vgl. BP (2015).

<sup>2</sup> Vgl. IPCC (2001, S. 16 ff).

<sup>3</sup> Vgl. NOAA (2017).

<sup>4</sup> Vgl. BMWi (2017).

Nach der Einleitung (1. Kapitel) folgt im zweiten Kapitel mit der allgemeinen Darstellung der CCS-Technologie eine Einführung in die Thematik. Hierbei werden zunächst die Eigenschaften von Kohlendioxid sowie die Prozesskette, bestehend aus:

- der Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus einer CO<sub>2</sub>-intensiven Quelle,
- dem Transport des Kohlendioxids und
- der CO<sub>2</sub>-Speicherung erläutert.

Anschließend erfolgt die übergeordnete Darstellung der Bestimmung von CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten. Das zweite Kapitel schließt mit der Beschreibung des CO<sub>2</sub>-Speicherpotentials in Deutschland sowie einer Zusammenfassung der Ergebnisse für die Energie und Umweltpolitik ab.

Die wissenschaftliche Grundlage für das sich anschließende dritte Kapitel bildet eine Literaturrecherche über die nationalen und internationalen Erfahrungen in Bezug auf die Einführung der CCS-Technologie. Unterlagert wird das dritte Kapitel mit einer umfassenden Darstellung der US-amerikanischen CCS-Förderprogramme und deren Einfluss auf die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit von CCS-Kraftwerken.

Den ersten Schwerpunkt dieser Arbeit bildet das vierte Kapitel. Ziel ist eine möglichst umfassende Ursachenanalyse für die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland. Zunächst werden die für einen Investor bedeutsamen und derzeit vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen bewertet. Anschließend werden die in den derzeitigen Studien prognostizierten Lernkurven hinsichtlich ihrer Aussagefähigkeit analysiert.

Hiernach werden die sozialen Rahmenbedingungen untersucht, unter denen die Einführung der CCS-Technologie stattfinden würde.

Den Hauptteil dieses Kapitels bildet die sich anschließende Stakeholderanalyse. Im Rahmen dieser wurde eine Vielzahl der relevanten Stakeholder detailliert untersucht und deren Einfluss auf die Nichteinführung der CCS-Technologie bewertet. Die Systematik der Stakeholderanalyse erfolgt in dieser Arbeit in Anlehnung an das Stakeholder-Relationship-Management (SRM) in Form einer Erweiterung des Customer-Relationship-Managements (CRM). In diesem Kontext wurden zahlreiche Gremien, Organisationen und Verbände für die Stakeholderanalyse als repräsentative übergeordnete Anspruchs- und wichtige Entscheidungsgruppen identifiziert und

mit Hilfe einer qualitativen sowie quantitativen Datenbankrecherche untersucht.

Einen weiteren Schwerpunkt dieser Arbeit wird mit dem fünften Kapitel gesetzt. Gegenstand dieses Kapitels ist die ökonomische Bewertung der in den vorangegangenen Kapiteln einzeln gewonnenen Erkenntnisse über die Nicht-einführung der CCS-Technologie in Deutschland.

Vorangestellt wird zunächst eine Untersuchung auf Marktversagen bzw. Marktmacht in den für die CCS-Technologie relevanten Märkten, da derzeit à priori nicht ausgeschlossen werden kann, dass der politische Prozess in dieser Richtung durch marktmächtige Interessentengruppen beeinflusst wird. Anschließend erfolgt eine Analyse der Risiko- und Fristentransformationsfähigkeit des EU-ETS vor dem Hintergrund, dass es sich bei der Klimaschutzproblematik um eine spezielle globale und zeitlich weit in die Zukunft reichende Aufgabe handelt. Abschließend werden die einzeln gewonnenen Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst und bewertet.

Die vorliegende Arbeit schließt mit einer Diskussion über den Grundkonsens bzw. die Einstimmigkeitsregel als möglichen Ansatz zu marktlicher oder staatlicher Koordination ab.

Eine Zusammenfassung der Ergebnisse (6. Kapitel) beschließt die Arbeit.



## 2. Allgemeine Darstellung der CCS-Technologie

Bei der Strom- und Wärmeproduktion von Kraftwerken sowie in vielen industriellen Prozessen (z. B. Kokereien, Raffinerien, Chemieanlagen) kommen vor allem fossile Primärenergieträger (Kohle, Erdöl und Erdgas) und Erneuerbaren Energien (Solarenergie, Windenergie, Biomasse und Geothermie) sowie auch noch bis 2022 die Kernenergie (Kernbrennstoff) zum Einsatz. In Folge der Verbrennung von fossilen Energieträgern entsteht neben den Schadstoffen Staub, Quecksilber, Dioxine, Furane, Kohlenmonoxid (CO), Stickoxide (NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxyde (SO<sub>x</sub>) hauptsächlich Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). Die Bildung von NO<sub>x</sub>, CO und Asche lässt sich durch einen guten Ausbrand (Primärmaßnahme) des fossilen Energieträgers signifikant reduzieren. Die Schadstoffe Staub, NO<sub>x</sub> und SO<sub>x</sub> werden in Reinigungsanlagen (z. B. Entschwefelungsanlagen) weitgehend aus dem Rauchgas entfernt (Sekundärmaßnahmen). Durch den Einsatz eines Elektrofilters wird die Flugasche abgeschieden und kann zusammen mit dem Gips aus der Entschwefelungsanlage in der Baustoffindustrie eingesetzt werden. Das bei der Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> wird bislang überwiegend an die Atmosphäre abgegeben.

### 2.1. Eigenschaften von Kohlendioxid

CO<sub>2</sub> begegnet uns im Alltag als farb- und geruchloses, nicht brennbares sowie ungiftiges Gas, dessen spezifische Dichte ungefähr 1,5-mal so hoch ist wie die von Luft. In geringen Konzentrationen (0,03 bis 0,04 Volumenprozent) ist CO<sub>2</sub> ein natürlicher Bestandteil der Atmosphäre. CO<sub>2</sub> kann jedoch ab einer Konzentration von ca. 8 Volumenprozent für den Menschen toxisch und somit lebensbedrohlich sein.<sup>5</sup> In Abhängigkeit von Druck und Temperatur kann CO<sub>2</sub> in den Aggregatzuständen fest, flüssig und gasförmig vorliegen. Weiterhin kann CO<sub>2</sub> einen superkritischen Zustand (vgl. Abbildung 2.1) annehmen.

---

<sup>5</sup> Vgl. Seilnacht (2016).

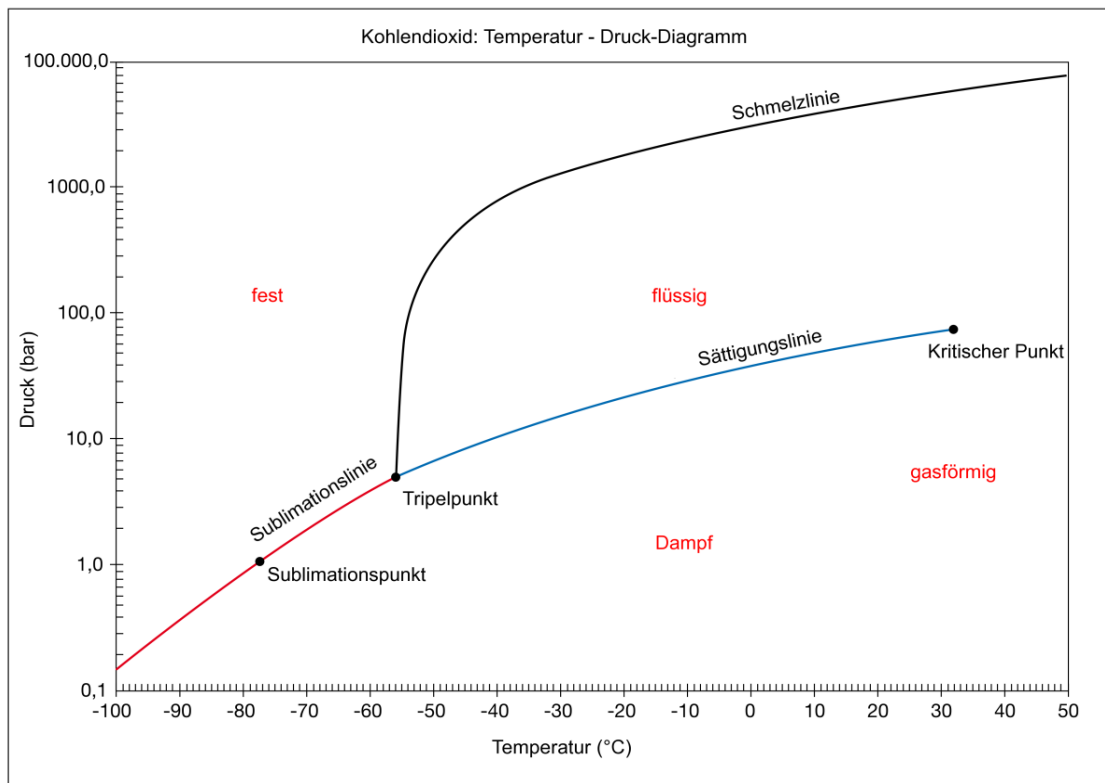


Abbildung 2.1: Kohlenstoffdioxid-Phasendiagramm

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an IPCC (2005, S. 385).

CO<sub>2</sub> ist bei etwa 1 bar ab dem Sublimationspunkt, d.h. unter atmosphärischen Bedingungen, gasförmig. Fluide Eigenschaften besitzt CO<sub>2</sub> bei Temperaturen zwischen -56,6 °C und +31,4 °C und zeitgleich ab einem Druck von mindestens 5,2 bar. Ab -56,6 °C und darunter liegt CO<sub>2</sub> in einem festen Zustand vor. Im Tripelpunkt (-56,6 °C & 5,2 bar) liegen alle drei Aggregatzustände (fest, flüssig und gasförmig) vor. Sind sowohl Flüssigkeit als auch Gas nicht mehr voneinander unterscheidbar, liegt ein überkritischer bzw. superkritischer Aggregatzustand vor. Im Fall von CO<sub>2</sub> ist das oberhalb des kritischen Punktes bei +31,4 °C und 73 bar.<sup>6</sup> Bei Drücken um ca. 73,8 bar und einem Temperaturbereich zwischen -56,6 °C und +31,4 °C liegt CO<sub>2</sub> als dichte Phase vor. In der dichten und der superkritischen Phase hat CO<sub>2</sub> vergleichbare Fließeigenschaften mit denen einer Flüssigkeit. Die spezifische Dichte ist hierbei jedoch größer als bei flüssigem CO<sub>2</sub>.<sup>7</sup>

Die Dichte von CO<sub>2</sub> in Abhängigkeit von Temperatur und Druck sowie die zugehörigen Aggregatzustände werden in der Abbildung 2.2 dargestellt.

<sup>6</sup> Vgl. GESTIS (2016).

<sup>7</sup> Vgl. Skovholt (1993, S. 1096 ff.).

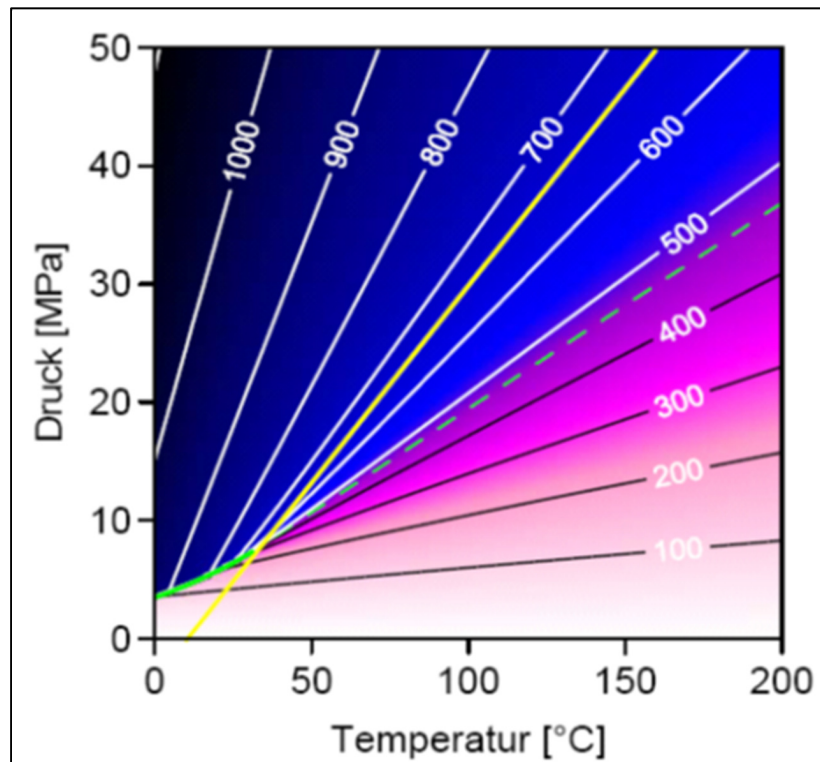


Abbildung 2.2: Dichtediagramm von CO<sub>2</sub> [kg/m<sup>3</sup>]  
Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 78).

Bis zum kritischen Punkt können entlang der grünen Linie gasförmiges (rosa) und flüssiges (blau) CO<sub>2</sub> gemeinsam vorliegen. In allen anderen Druck- und Temperaturkombinationen liegt das CO<sub>2</sub> einphasig vor. Einen allgemeingültigen Druckgradienten für einen ungespannten Aquifer (Grundwasserleiter) in circa 1 km bis 5 km Tiefe zeigt die gelbe Linie auf. Bei 1 bar (0,1 MPa) und 0 °C ist die Dichte von CO<sub>2</sub> 1,9783 kg/m<sup>3</sup>. Im kritischen Punkt liegt diese bei 467,6 kg/m<sup>3</sup>. Unter speichertypischen Bedingungen liegt die Dichte von CO<sub>2</sub> zwischen 600 kg/m<sup>3</sup> (30 °C, 80 bar) und 800 kg/m<sup>3</sup> (160 °C, 700 bar). Die Viskosität liegt hierbei zwischen ca. 0,04 Pa·s (30 °C, 80 bar) und 0,08 Pa·s (160 °C, 700 bar).<sup>8</sup> Aufgrund der Halbwertszeit (50 a – 100 a) von CO<sub>2</sub> hat die Atmosphäre die Funktion einer Deponie übernommen. Die begrenzte Aufnahmekapazität der Atmosphäre und die stetig steigenden CO<sub>2</sub>-Emissionen führen zu einer zunehmenden Konzentration an CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre.

Die steigende Konzentration an Kohlendioxid in der Atmosphäre wird für die globale Erwärmung der Erde (sog. anthropogener Treibhauseffekt) und den damit verbundenen Klimawandel mitverantwortlich gemacht.

<sup>8</sup> Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 78 ff.).



Derzeit werden folgende Maßnahmen zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre diskutiert:<sup>9</sup>

- **Energieeinsparungen** (vorrangig durch private und öffentliche Haushalte),
- **Energieeffizienzmaßnahmen** (z. B. Wirkungsgradverbesserungen in Kraftwerken und Industrieanlagen),
- **Nutzung Erneuerbarer Energien** (i. w. durch den Ausbau von Wind-, Wasser- und Solarkraftwerken),
- **Technische Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung** (Carbon Capture and Storage – CCS).

## 2.2. Prozesskette der CCS-Technologie

Die CCS-Technologie besteht aus den folgenden drei Hauptprozessschritten:

- (1) **CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Carbon Capture):** Der Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus einer CO<sub>2</sub>-intensiven Quelle (bspw. dem Abgasstrom eines fossilthermischen Kraftwerks).
- (2) **Transport des Kohlendioxids:** Nach der Abscheidung von CO<sub>2</sub> erfolgen die Konditionierung und der Transport zur Lagerstätte (per Schiff, LKW, Bahn oder Pipeline).<sup>10</sup>
- (3) **Speicherung bzw. Sequestrierung (geological Storage) von CO<sub>2</sub>:** Ziel ist die dauerhafte Lagerung von Kohlendioxid in geologischen on- bzw. offshore Formationen.

Nachfolgend werden die Hauptprozessschritte zum besseren Verständnis ausführlich erläutert.

### 2.2.1. CO<sub>2</sub>-Abscheidung (Carbon Capture)

Als erster Hauptprozessschritt der CCS-Technologie wird das entstehende CO<sub>2</sub> abgeschieden. Eine vorübergehende Zwischenlagerung von komprimiertem Rauchgas auf dem Kraftwerksgelände scheidet aufgrund des großen

---

<sup>9</sup> Vgl. BMWi et al. (2007, S. 8 ff.).

<sup>10</sup> Hinweis: Bei nicht-leitungsgebundenem Transport sind zusätzliche Prozessschritte wie die Verflüssigung, die Zwischenspeicherung sowie die Be- und Entladung notwendig.

Platzbedarfs und dem mit der Verdichtung verbundenen hohen Energieaufwand in der Regel aus.<sup>11</sup> Die Auswahl des geeigneten CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahrens wird durch den fossilthermischen Kraftwerksprozess determiniert.<sup>12</sup> Folgende Kriterien werden bei der Auswahl des CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahrens berücksichtigt:

- **Art des eingesetzten Brennstoffs** (Gas, Kohle, Öl, sowie sonstige feste, flüssige oder gasförmige Primärenergieträger),
- **Verwendetes Oxidationsmittel** (Luft oder reiner Sauerstoff),
- **Eingesetzte Kraftwerkstechnik** (einfacher Kreisprozess wie Dampf- oder Gasturbine; kombinierter Kreisprozess wie GuD oder Integrated Gasification Combined Cycle, IGCC).

Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> bei fossilthermischen Kraftwerksprozessen kann durch drei unterschiedliche verfahrenstechnische Prozesseingriffe erfolgen (vgl. Abbildung 2.3):

- (1) **Post-Combustion Capture (Rauchgasdecarbonisierung)**  
(CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas nach der Verbrennung).
- (2) **Pre-Combustion Capture (Brenngasdecarbonisierung)**  
(CO<sub>2</sub>- Abscheidung aus dem Rauchgas vor der Verbrennung).
- (3) **Oxyfuel-Prozess** (Verbrennung von CO<sub>2</sub> mit reinem Sauerstoff).

---

<sup>11</sup> Vgl. Duckat et al. (2004, S. 10).

<sup>12</sup> Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 47 ff).

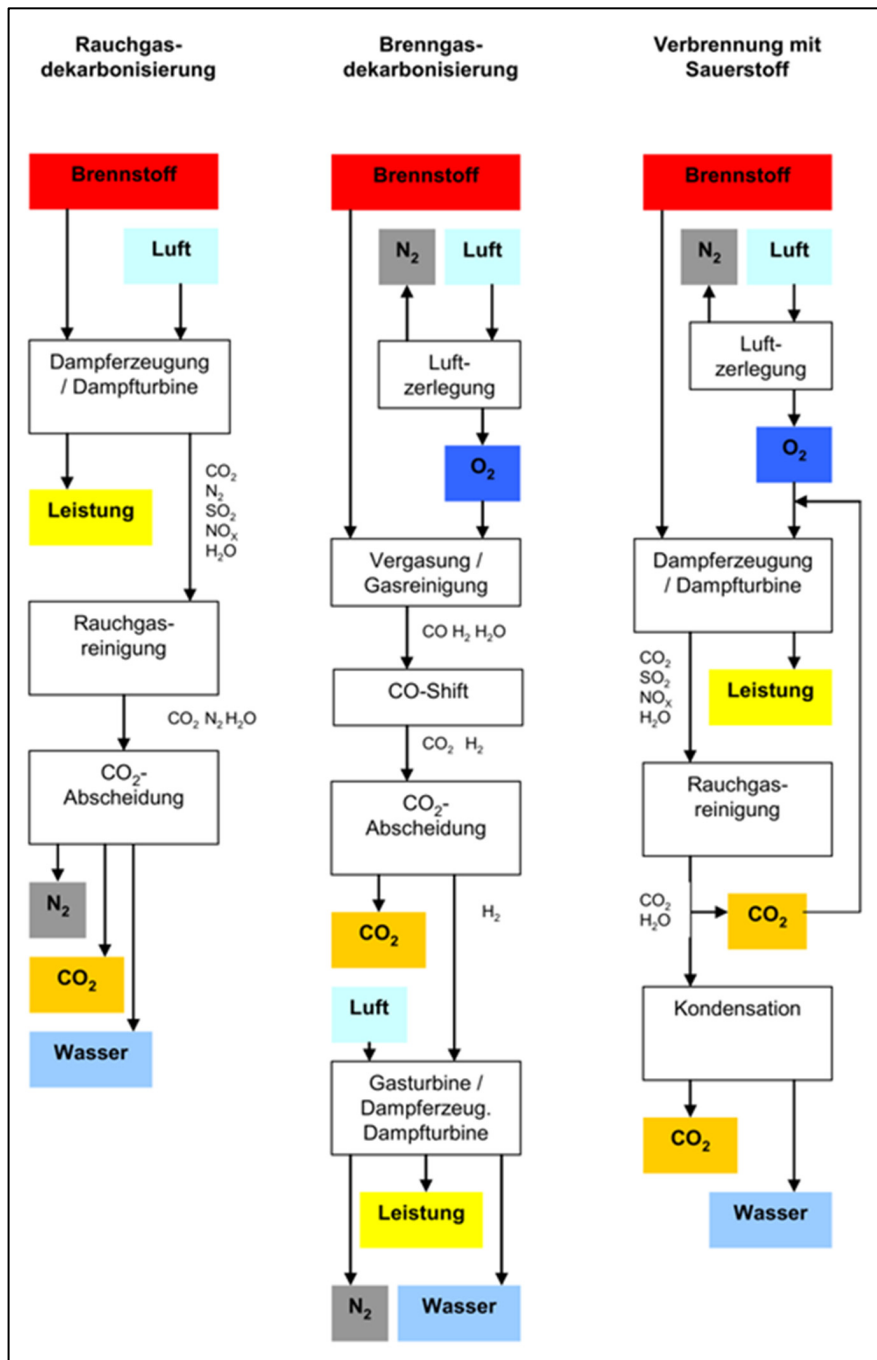


Abbildung 2.3: CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren im Überblick  
 Quelle: Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 51).

Die drei genannten verfahrenstechnischen Prozesseingriffe zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> können bereits in der Planungsphase von Neuanlagen in den gesamten Kraftwerksprozess integriert werden. Das Alleinstellungsmerkmal des Post-Combustion-Capture-Verfahrens ist, dass es sich auch für Bestandskraftwerke (Altanlagen) nachrüsten lässt (Retrofit).<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 51 ff).

## Post-Combustion Capture (Rauchgasdecarbonisierung)

Die Rauchgasdecarbonisierung (vgl. Abbildung 2.4) erfolgt nach der Verbrennung des Primärenergieträgers, welche der heute üblichen Rauchgasreinigung, bestehend aus der Entstaubung (ESP), der Entstickung (DeNO<sub>x</sub>) und der Entschwefelung (REA) nachgeschaltet ist.

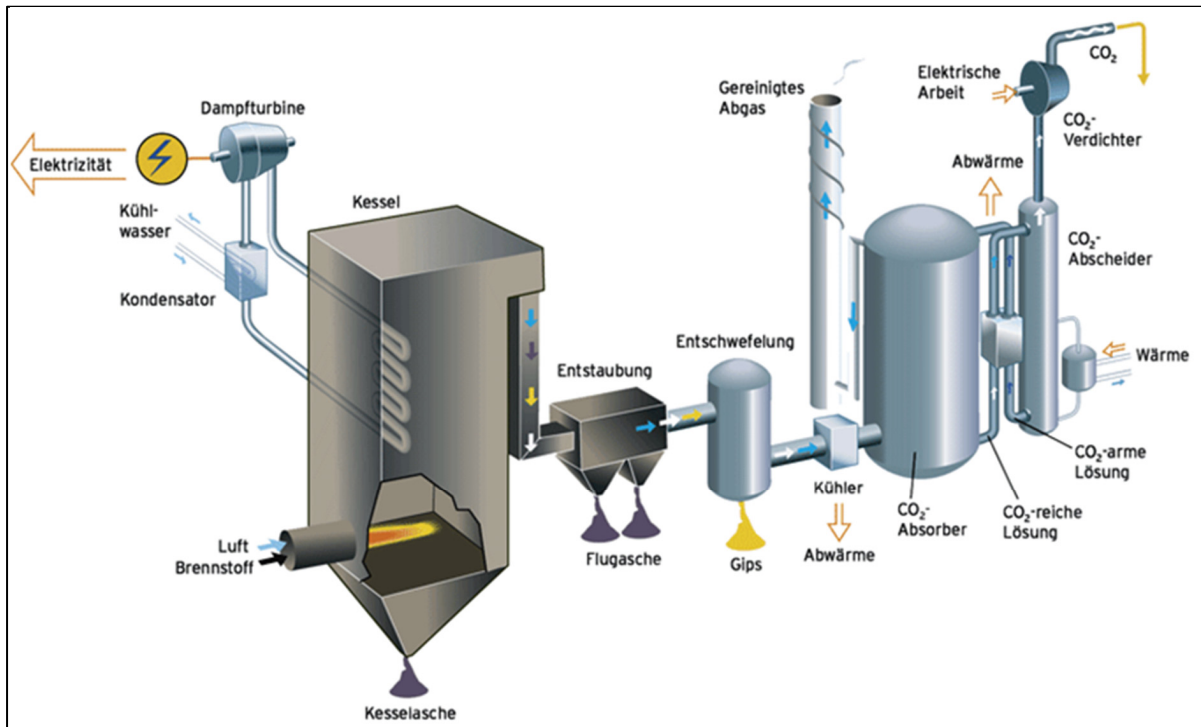


Abbildung 2.4: Darstellung der Post-Combustion-Capture-Technologie

Quelle: Vattenfall in IZ Klima (2008a).

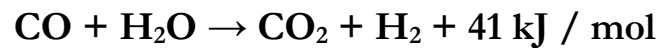
Die verfahrenstechnischen Optionen der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas werden nachfolgend detailliert beschrieben. Am häufigsten erfolgt die Rauchgasdecarbonisierung durch Absorption mittels einer chemischen Rauchgaswäsche. Dieser verfahrenstechnische Prozess ist vergleichbar mit der eigentlichen Rauchgasreinigung und findet bereits heutzutage in der chemischen Industrie breite Anwendung (z. B. in der Ammoniaksynthese und der chemischen Wäsche von Erdgas zwecks Brennwärterhöhung und Vermarktung bzw. der Standardisierung durch Reduktion des Anteils an CO<sub>2</sub> im gefördertem Erdgas). Die Möglichkeit der Nachschaltung der (chemischen) Rauchgaswäsche stellt insbesondere eine Nachrüstungsoption für bestehende (Alt-)Anlagen dar. Die hierfür notwendige Fläche ist jedoch erheblich, so benötigt ein Steinkohlekraftwerk mit 1000 MW thermischer Leistung (entspricht ca. 400 MW elektrischer Leistung) etwa 6 Absorberkolonnen mit einer Höhe von 35 m und einem Durchmesser von 3 m zuzüglich Hilfs- und Nebenaggregaten wie z. B. Pumpen, Verdichter,

Gebläse, Kühler etc. Dies hat häufig eine Erweiterung des genehmigten Kraftwerksstandortes und einen damit verbundenen aufwändigen Genehmigungsprozess zur Folge. Je nach eingesetztem Verfahren kann ein CO<sub>2</sub>-Abscheidegrad von 60 % bis 95 % erreicht werden. Die Wirkungsgradverluste können bis zu 12 Prozentpunkte des elektr. Nettowirkungsgrades (NWG) betragen.<sup>14</sup>

### **Pre-Combustion Capture (Brenngasdecarbonisierung)**

Der Pre-Combustion Capture Prozess ermöglicht die CO<sub>2</sub>- Abscheidung aus dem Rauchgas vor der Verbrennung des Primärenergieträgers. Aufgrund des geringen Anteils von 3 bis 15 Prozent an CO<sub>2</sub> im Rauchgas je nach eingesetztem Brennstoff besteht bei der Brenngasdecarbonisierung die Notwendigkeit der CO<sub>2</sub>-Kompression, da große Volumenströme an Brenngas behandelt werden müssen. Das Verfahren kommt vorwiegend in Kombi(kohle-)kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung zur Anwendung (sog. IGCC – Integrated Gasification Combined Cycle). Der Primärenergieträger (Kohle) wird bei Temperaturen von über 1000 °C durch die Zugabe von Sauerstoff (O<sub>2</sub>) in ein brennbares Synthesegas umgewandelt (vgl. Abbildung 2.5). Hierbei entsteht Kohlenmonoxid (CO) welches mit dem vorhandenen Wasserdampf (H<sub>2</sub>O<sub>[g]</sub>) zu Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) reagiert:

Die Reaktionsgleichung der „*Wassergasreaktion*“ bzw. dem „*CO-Shift*“ lautet:



---

<sup>14</sup> Ebenda S. 55 ff.

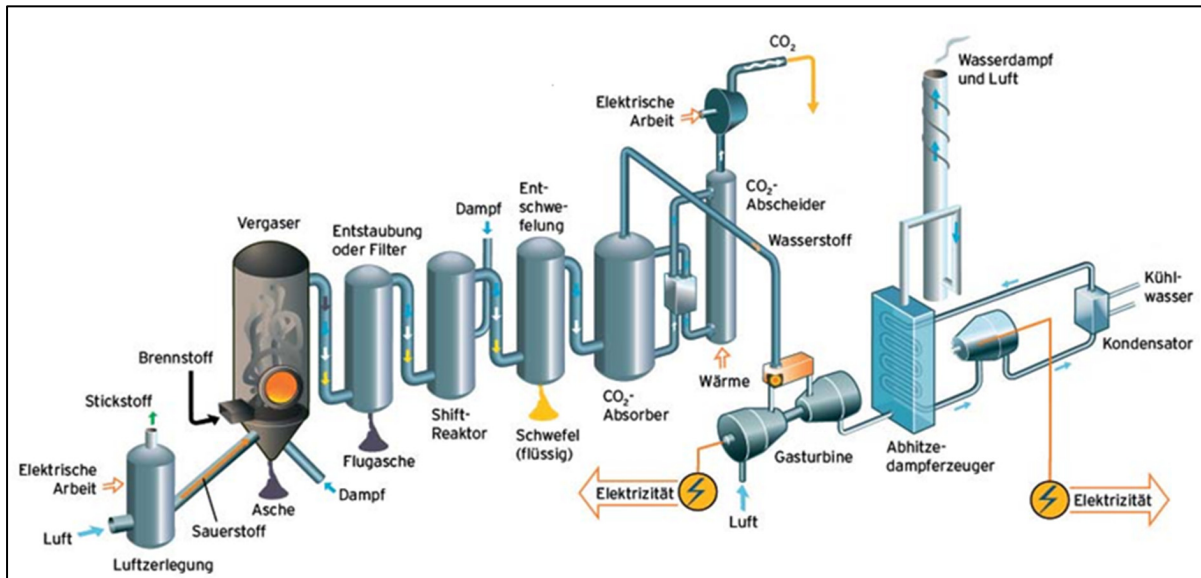


Abbildung 2.5: Pre-Combustion-Capture-Technologie im Überblick  
Quelle: Vattenfall in IZ Klima (2008b).

Das  $\text{CO}_2$  kann nach der Wassergasreaktion in hoher Konzentration (ca. 30 Vol. % des Prozessgases) abgeschieden und anschließend für den weiteren Transport komprimiert werden.<sup>15</sup>

Im Vergleich zum Post-Combustion Verfahren ist der Energiebedarf für das Regenerieren des Absorbenten und das Volumen des Synthesegases im Absorber deutlich geringer. Nachteilig ist jedoch, dass für den Einsatz des Verfahrens umfangreiche Änderungen im Kraftwerksdesign unerlässlich sind. Die erzielbaren  $\text{CO}_2$ -Abscheidegrade liegen zwischen 40 % und 45 %. Die Nettowirkungsgradverluste betragen etwa 6 Prozentpunkte vom elektr. NWG.<sup>16</sup>

### Oxyfuel-Prozess (Verbrennung von $\text{CO}_2$ mit reinem Sauerstoff)

Die Verbrennung sowohl mit reinem Sauerstoff, welcher mit Hilfe einer Luftzerlegungsanlage zunächst gewonnen werden muss, als auch die Verbrennung des fossilen Primärenergieträgers (v.a. Kohle) mit rezirkuliertem Rauchgas sind die wesentlichen Merkmale des Oxyfuel-Prozesses. Eine anschließende Reinigung und Kondensation des Rauchgasstromes ermöglicht die Abscheidung von nahezu reinem Kohlendioxid (vgl. Abbildung 2.6).

<sup>15</sup> Vgl. Duckat et al. (2004, S. 10 ff.).

<sup>16</sup> Ebenda S. 10 ff. und Stroink (2007, S. 10).

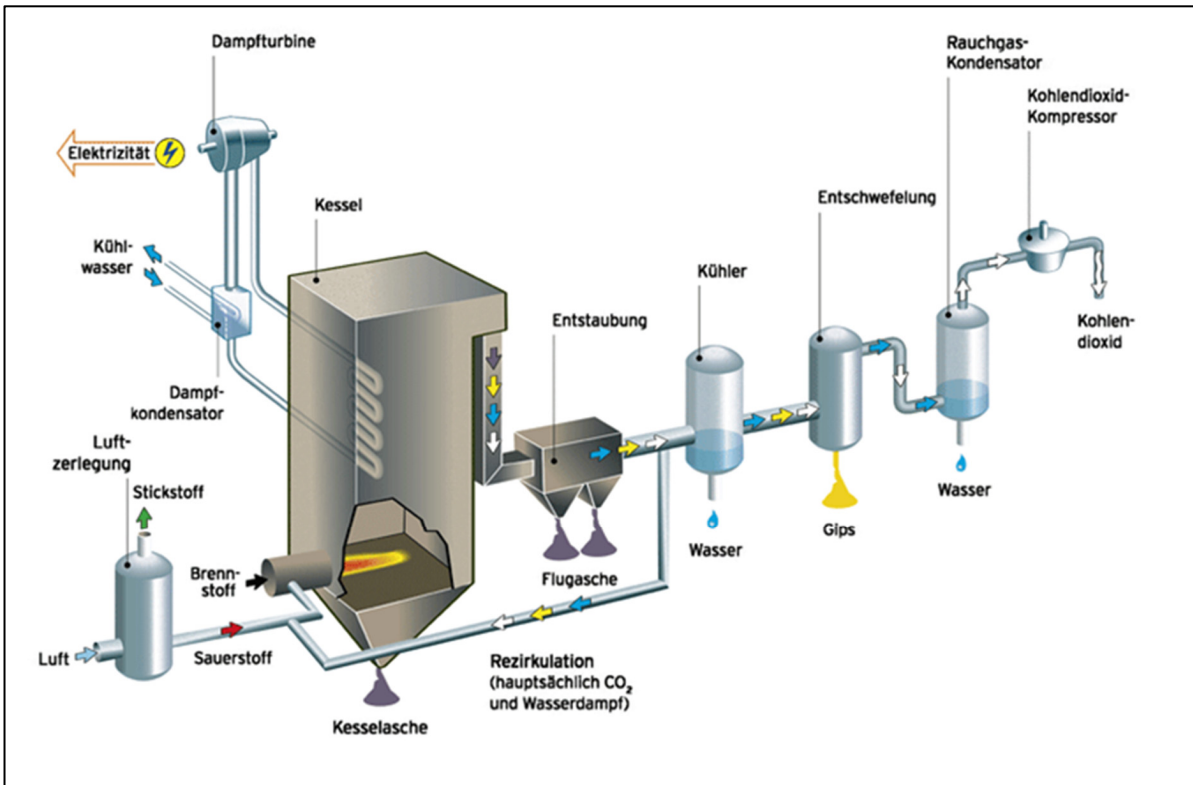


Abbildung 2.6: Prinzipdarstellung der Oxyfuel-Technik  
Quelle: Vattenfall bei IZ Klima (2008c).

Der Oxyfuel-Prozess ist aufgrund der Gewinnung von reinem Sauerstoff bei minus 200 °C aus flüssiger Luft sehr energieintensiv (200 kWh/t O<sub>2</sub> bis 270 kWh/t O<sub>2</sub>). Der CO<sub>2</sub>-Abscheidegrad ist zwischen 75 % und 80 %. Bei 7 bis 10 Prozentpunkten des elektr. NWG liegen die Nettowirkungsgradverluste. Die Oxyfuel-Technik eignet sich nicht zur Nachrüstung von Bestandskraftwerken.<sup>17</sup>

### Verfahrenstechnische Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus dem Rauchgas (gemeint ist hier die Rauchgas- bzw. Brenngasdecarbonisierung) kann mit Hilfe unterschiedlicher verfahrenstechnischer Möglichkeiten erfolgen:

#### ➤ Absorption (chemischer Rauchgaswäsche)

Die chemische Rauchgaswäsche besteht aus einem Absorber, dem sog. Wäscher, welcher mit Hilfe eines Lösemittels das CO<sub>2</sub> bindet und einem nachgelagerten Desorber in dem unter Energiezufuhr das Kohlendioxid separiert und anschließend für den Transport verflüssigt wird. Das „entladene“ Lösemittel wird

<sup>17</sup> Vgl. Stroink (2007, S. 10) und BMWi et al. (2007, S. 7) sowie Duckat et al. (2004, S. 11 ff.).

hierbei für einen erneuten Waschvorgang rezirkuliert.<sup>18</sup> In dem Prozess können unterschiedliche Lösemittel eingesetzt werden:

– **Ammoniak-Wäsche**

Das im Rauchgas enthaltene Kohlendioxid wird durch den Einsatz von Wasser und Ammoniak in Hirschhornsalz umgebildet. Die anschließende Zufuhr von Energie führt zum Zerfall des Hirschhornsalzes und einer kontrollierten Freisetzung von CO<sub>2</sub>.

– **Einsatz von Advanced-Aminen**

Nach der Rauchgasreinigung erfolgt die Durchleitung des Rauchgasstroms durch ein aminhaltiges Lösemittel, wie z. B.: Diethanolamin (DEA), Methyldiethanolamin (MDEA) und Monoethanolamin. Das Kohlendioxid verbindet sich hierbei mit den Aminen.<sup>19</sup> Nachfolgend kann dann das CO<sub>2</sub> durch Energiezufuhr (Wärme) wieder unter kontrollierten Bedingungen freigesetzt sowie für den Transport verdichtet (verflüssigt) werden.<sup>20</sup>

– **Kalkwäsche**

Das gereinigte Rauchgas wird in einen 600 °C bis 700 °C heißen Karbonator eingeleitet. Das Kohlendioxid verbindet sich dort in Anwesenheit von Kalk zu Kalziumkarbonat. Das Kalziumkarbonat wird anschließend einem auf über 920 °C erhitzten Regenerator zugeführt. Hierbei wird das CO<sub>2</sub> wieder herausgelöst und für den weiteren Transport konditioniert.

➤ **Adsorption**

Die Neigung flüssiger und gasförmiger Stoffe sich an festen Oberflächen anzulagern bzw. anzureichern bezeichnet man als das Phänomen der Adsorption und kann bei der Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas durch den Einsatz von Feststoffen, wie beispielsweise Zeolite, Tonerde oder Aktivkohle großtechnisch nutzbar gemacht werden. Nach erfolgter Adsorption des CO<sub>2</sub> am Feststoff kann dieser entweder durch Druckverringerung – Pressure Swing Adsorption (PSA) oder durch Energiezufuhr in Form von Wärme – Temperature Swing Adsorption (TSA) bzw. durch einen mittels niedriger Spannung

---

<sup>18</sup> Vgl. Göttlicher (1999, S. 12 ff.).

<sup>19</sup> Vgl. DPG (2005, S. 71 ff.).

<sup>20</sup> Vgl. ZSW (1998) in WI et al. (2007, S. 337 ff.).



am Feststoff induzierten elektrischen Stromfluss – Electric Swing Adsorption (ESA) wieder regeneriert werden.<sup>21</sup>

➤ **Membranverfahren**

Die CO<sub>2</sub>-Trennung kann auch durch den Einsatz spezifischer Membranen, welche die unterschiedlichen Membranpermeabilitäten der verschiedenen Rauchgase ausnutzen, erfolgen. Der Rückhaltegrad liegt bei ca. 60 Prozent und erfordert einen spezifischen Energieeinsatz von etwa 1,15 MJ/kg CO<sub>2</sub>.<sup>22</sup>

➤ **Kryogene Verfahren (Tiefemperaturverfahren)**

Liegt CO<sub>2</sub> in hoher Konzentration im Rauchgas vor kann Kohlendioxid durch Kondensation oder Sublimation bzw. Destillation aus diesem getrennt werden. Voraussetzung hierfür ist ein Temperatur- bzw. Druckverhältnis unterhalb von CO<sub>2</sub> bei denen die übrigen Rauchgase kondensieren oder sublimieren können. Mit Hilfe dieses sehr energieintensiven Verfahrens, bei dem der spezifische Energiebedarf bei etwa 4,35 MJ/kg CO<sub>2</sub> liegt, ist ein Rückhaltegrad von 90 Prozent realisierbar.<sup>23</sup>

➤ **Natürliche Verfahren**

Kohlendioxid kann aus dem Rauchgas durch Mineralisierung, die aktive (Algenzüchtung, die Kultivierung von Energiepflanzen) bzw. passive (Pflanzenwachstum im Allgemeinen) Bildung von Biomasse getrennt werden. Diese natürlichen CO<sub>2</sub>-Abtrennungsverfahren haben jedoch im Vergleich zu den emittierten Rauchgasmengen eine zu geringe Reaktionsgeschwindigkeit und können daher für den kraftwerkstechnischen Bereich derzeit ausgeschlossen werden.

## 2.2.2. Transport des Kohlendioxids

### Physikalisch-technische Eigenschaften der Konditionierung von CO<sub>2</sub>

Kohlendioxid kann in den Aggregatzuständen gasförmig, flüssig, superkritisch oder fest (in Form von Trockeneis) transportiert werden. Bei den o.g. Kraftwerksprozessen werden erhebliche Mengen an CO<sub>2</sub> emittiert, weshalb ein wirtschaftlicher Transport aus Kostengründen nur im superkritischen Zustand,

---

<sup>21</sup> Vgl. Duckat et al. (2004, S. 13 f.).

<sup>22</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 341 ff.).

<sup>23</sup> Vgl. Duckat et al. (2004, S. 13 f.) und Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 67 ff.).

d.h. bei hoher Dichte, sinnvoll ist.<sup>24</sup> Hierbei wird das CO<sub>2</sub> auf 80 bar bis 120 bar komprimiert.<sup>25</sup> Der kritische Punkt von reinem CO<sub>2</sub> liegt bei 74,9 bar<sub>abs</sub>/31,1 °C und Verunreinigungen machen einen höheren Druck erforderlich.<sup>26</sup> Das so konditionierte CO<sub>2</sub> liegt dann in fluider, inkompressibler Form vor und lässt sich, vergleichbar mit Wasser, wirtschaftlich transportieren. Die benötigte Energie für den Pipelinetransport über eine Distanz von 100 km liegt bei etwa 113 kWh/t CO<sub>2</sub> im superkritischen Zustand und bei ca. 26 kWh/t CO<sub>2</sub> im gasförmigen Zustand.<sup>27</sup> Die zur Gaskonditionierung von CO<sub>2</sub> notwendige Verdichterleistung für den Transport hat Wirkungsgradeinbußen von ca. 2 Prozentpunkten bei Gaskraftwerken und ca. 3 bis 4 Prozentpunkten bei Kohlekraftwerken zur Folge.<sup>28</sup>

### **Transportmöglichkeiten von CO<sub>2</sub>**

In Abhängigkeit von der Distanz zwischen CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage und Speicherstätte sowie der benötigten Kapazität und der Lage (on- bzw. offshore) der Speicher ergeben sich folgende Transportmöglichkeiten für CO<sub>2</sub>:

#### **(1) LKW**

Aufgrund ihrer geringen Transportkapazität (20 t CO<sub>2</sub> je LKW) sind LKWs für kurze Distanzen und als intermediäre Lösung (z. B. bei Demonstrationsanlagen) annehmbar, solange bis eine ökonomisch sinnvollere Transportinfrastruktur geschaffen worden ist.<sup>29</sup>

#### **(2) Bahn**

Mit einer Transportkapazität von 1000 t bis 3000 t pro Zug eignet sich der schienegebundene Transport von CO<sub>2</sub> nur für die Kraftwerksstandorte, bei denen ein Transport mit dem LKW ausgeschlossen ist bzw. die Kosten für einen Pipelinetransport höher sind. Langfristig schließt auch diese Transportmöglichkeit sich unter ökonomischen Aspekten aus.<sup>30</sup>

---

<sup>24</sup> Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 78).

<sup>25</sup> Ebenda S. 78 und WI et al. (2007, S. 8).

<sup>26</sup> Vgl. IPCC (2005, S. 184).

<sup>27</sup> Vgl. VGB (2002) in WI et al. (2007, S. 7 ff.).

<sup>28</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 74).

<sup>29</sup> Vgl. Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 91).

<sup>30</sup> Ebenda S. 91.

### (3) Schiff

Im offshore Bereich sind Schiffe ab einer Transportentfernung von mehr als 1000 km wirtschaftlicher als Pipelines.<sup>31</sup> Bei Distanzen unter 1000 km ist der Einsatz von Schiffen auch dann eine Möglichkeit, wenn aufgrund von geologischen Einschränkungen (v.a. des Meeresbodens bzw. der Wassertiefe) Offshore-Pipelines nicht zweckmäßig sind. Grundsätzlich kann der Schiffstransport von flüssigem CO<sub>2</sub> in dafür geeigneten Tanks erfolgen. Für den ungekühlten Transport bei gleichzeitig hohem Druck werden sog. Druck-Tanks eingesetzt. Nachteilig sind hierbei die vergleichsweise geringen Transportmengen von verflüssigtem CO<sub>2</sub>. Der wirtschaftliche Transport großer Mengen an CO<sub>2</sub> kann sowohl in Tieftemperaturtanks unter Atmosphärendruck als auch semirefrigerated in Hybridtanks bei Temperaturen von ca. -54 °C bis -50 °C, sowie einem Druck zwischen 6 bar und 7 bar bei einer CO<sub>2</sub>-Dichte von etwa 1.156 kg/m<sup>3</sup> erfolgen.<sup>32</sup> Der Transport von festem CO<sub>2</sub> in Form von Trockeneis scheidet aufgrund des hohen Energieaufwands aus. Für die Herstellung einer Tonne Trockeneis und anschließendem Transport über eine Distanz von 200 Meilen mit dem Schiff liegt der spezifische Energieverbrauch beispielsweise bei rund 466 kWh/t CO<sub>2</sub>, einschließlich der vor- und nachgelagerten Prozesse. Der Energieeinsatz für den Pipelinetransport über 100 km von flüssigem CO<sub>2</sub> liegt bei ca. 113 kWh/t CO<sub>2</sub> (gasförmiges CO<sub>2</sub> etwa 26 kWh/t CO<sub>2</sub>) und beinhaltet die Verflüssigungsenergie von 93 kWh/t CO<sub>2</sub>. Dies entspricht Wirkungsgradverlusten in Höhe von circa 2 Prozentpunkten bei Gaskraftwerken bzw. 3,5 Prozentpunkten bei Kohlekraftwerken. Demnach eignen sich insbesondere Schiffe zum Transport von flüssigem CO<sub>2</sub>, welche vergleichbar mit denen von Flüssigerdgastransporten (engl. Liquid Natural Gas, sogenannte LNG) sind. Die Abbildung 2.7 zeigt einen solchen LNG-Tanker.

---

<sup>31</sup> Vgl. IPCC (2005, S. 192).

<sup>32</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 77 ff.).

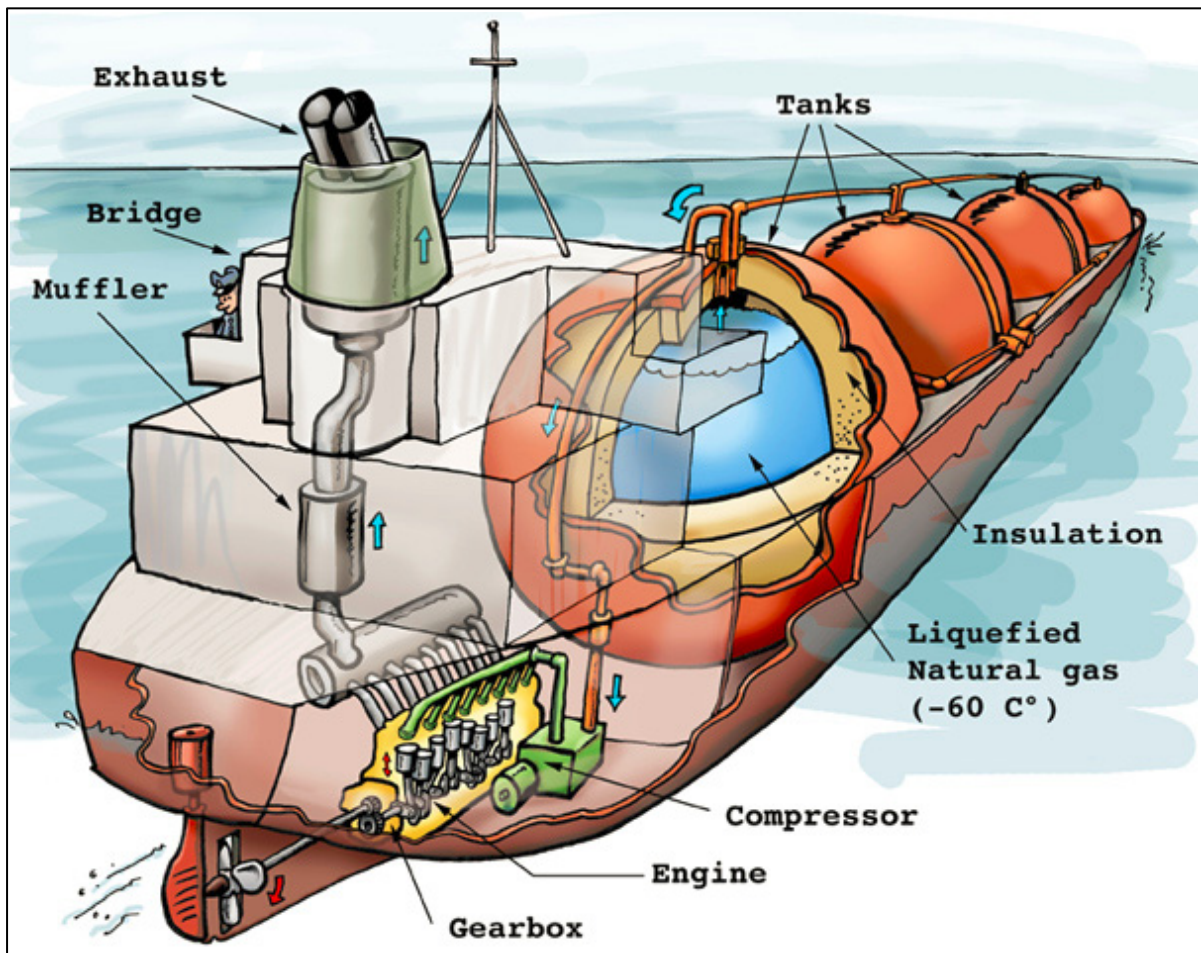


Abbildung 2.7: Schematische Darstellung eines LNG-Tankers

Quelle: Wikipedia (2007).

Das Transportvolumen von LNG-Tankern liegt derzeit im Bereich von 125.000 m<sup>3</sup> bis 147.000 m<sup>3</sup>. Bei einer vergleichsweise höheren Dichte von flüssigem CO<sub>2</sub> (ca. 1.156 kg/m<sup>3</sup>) als LNG (ca. 500 kg/m<sup>3</sup>) können bei gleichbleibendem Transportvolumen größere Mengen verschifft werden. Derzeit werden Transportkapazitäten von bis zu 250.000 m<sup>3</sup> avisiert.<sup>33</sup> Nachteilig für den Schiffstransport von CO<sub>2</sub> sind die mit 24 bis 27 Monaten vergleichsweise sehr langen Errichtungszeiträume und die damit verbundenen hohen Investitionskosten in LNG-Tanker.<sup>34</sup> Gleichzeitig können die im Vergleich zum LNG-Transport verschärften sicherheitstechnischen Anforderungen zu Mehrkosten für den Bau von CO<sub>2</sub>-Transportschiffen im Bereich von 30 % bis 50 % führen.<sup>35</sup>

<sup>33</sup> Vgl. IPCC (2005, S. 186).

<sup>34</sup> Vgl. Hansa (2016).

<sup>35</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 75 ff.).

#### (4) Pipeline

Pipelines sind für den kontinuierlichen Transport von großen Mengen an abgetrenntem CO<sub>2</sub> im superkritischen Zustand bei einem Druck zwischen 80 bar und 100 bar besonders geeignet. In den USA werden vorwiegend CO<sub>2</sub>-Pipelines in Verbindung mit einer erweiterten Ausbeute von Erdöllagerstätten (engl. Enhanced Oil Recovery – EOR) eingesetzt. Die physikalisch-chemischen Eigenschaften von CO<sub>2</sub> erfordern die Verwendung korrosionsbeständiger Werkstoffe für die Nutzung von Pipelines zum Zwecke des CO<sub>2</sub>-Transports.<sup>36</sup> In der Planungsphase einer CO<sub>2</sub>-Pipeline sind neben sicherheitstechnische Anforderungen wie z. B.:

- geforderte bzw. benötigte Durchflussmenge, Druck, Temperatur,
- der Aggregatzustand des CO<sub>2</sub>,
- Rohrdurchmesser, -länge, -wanddicke, -schutzummantelung, -material und Innenrohrrauigkeit,
- die notwendigen Verdichter- und Messstationen,
- die Zusammensetzung bzw. Reinheit des Kohlendioxidstromes,
- die Anzahl bzw. Anordnung der Sicherheitsventile und Zwischenspeicher und
- dem Aufbau eines Monitoring-Konzeptes

auch ökologische Gegebenheiten, welche die Berücksichtigung von Naturschutz- und Flora-Fauna-Habitatgebieten (FFH-Gebiete) erforderlich machen, zu berücksichtigen. Hinzu kommen die ökonomischen Rahmenbedingungen welche durch eine beispielsweise technisch-wirtschaftlich anspruchsvolle Topographie (z. B. Berge, Gewässer), die Verlegeart der Pipeline (ober- bzw. unterirdisch) als auch durch die Bodenbeschaffenheit (z. B. bestehende bzw. parallel verlaufende Trassen, Hindernisse und Straßen) determiniert werden können. Daneben gibt es auch gesellschaftliche Anforderungen an die Planung einer CO<sub>2</sub>-Pipeline, wie z. B. eine möglichst geringe Siedlungsdichte (sog. Not-in-my-backyard-Problematik bzw. NIMBY-Problematik), eine Null-Leckage-Toleranz und die Durchführung von Rekultivierungsmaßnahmen, welche für die Realisierung eines solchen Vorhabens unabdingbar sind.<sup>37</sup>

---

<sup>36</sup> Ebenda S. 75 ff.

<sup>37</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 71 ff.), Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 81 ff.), Hendriks et al (2000).

Der leitungsgebundene CO<sub>2</sub>-Transport ist unter ökonomischen Aspekten vergleichbar mit einem natürlichen Monopol. Kennzeichnend hierfür sind sowohl die Subadditivität der Kosten, d.h. es ist günstiger eine Transportinfrastruktur für alle Anschlusspetenten zu errichten, als auch die hohen Investitions- und Betriebskosten (sog. sunk costs), welche wiederum wirksame Markteintrittsbarrieren darstellen können. Dies erfordert für eine flächendeckende CCS-Transportinfrastruktur mit diskriminierungsfreiem Zugang Dritter den Aufbau einer staatlichen Bau- und Betreibergesellschaft bzw. die öffentliche Förderung von Public-Private-Partnership-Projekten auf der Basis von Durchleitungs- und (End-)Lagerungsgebühren.<sup>38</sup>

### 2.2.3. Speicherung bzw. Sequestrierung (geological Storage) von CO<sub>2</sub>

Der dauerhafte und sichere (d.h. leakagefreie) Einschluss von CO<sub>2</sub> außerhalb der Erdatmosphäre ist das Ziel der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Optionen hierfür können sowohl die marine Speicherung (v.a. die Ablagerung von Trockeneis in den Ozeanen) als auch die unterirdische geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> sein. Aus der Perspektive von Kraftwerksbetreibern werden an potentielle Speicher folgende grundlegende Anforderungen gestellt:<sup>39</sup>

- **Ausreichende Speicherkapazität:**  
Entspricht der Lebensdauer eines Assets (Kraftwerk) von bis zu ca. 40 Jahren,
- **Stabile tektonische Lage des Speichers:**  
Kein erhöhtes Leakage-Risiko aufgrund von tektonischen Aktivitäten bzw. geologischen Deformationen z. B. aufgrund von Erdbebenrisiken,
- **CO<sub>2</sub>-undurchlässige Speicherdeckschicht (sog. „caprock“):**  
Homogenes Deckgestein mit einer geringen CO<sub>2</sub>-Permeabilität,
- **Ausreichende Speichertiefe von 800 bis 1000 m:**  
Diese Tiefe gewährleistet ein Speicherinnendruck von ca. 80 bar bis

---

<sup>38</sup> Vgl. WI et al. (2007, S. 105 ff.) und Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 84 ff.).

<sup>39</sup> Vgl. Plötz (2003, S. 8 ff.), Bachu (2002, S. 87 ff.) und Bentham et al. (2005, S. 559 ff.).

100 bar<sup>40</sup> und CO<sub>2</sub> hat hierbei den Aggregatzustand eines superkritischen Fluids.<sup>41</sup>

In diesem Zusammenhang sind folgende potentielle unterirdische geologische Speicherformationen wegen ihrer besseren Risikoquantifizierung und -qualifizierung für Kraftwerksbetreiber von besonderer Bedeutung:

### Tiefe saline Aquifere

Kennzeichnend für tiefe saline Aquifere als Speicherformation ist eine poröse und ausreichend durchlässige Sedimentschicht.

Die Porenräume der Sedimentschicht können sowohl mit salzhaltigen Fluiden als auch mit Trinkwasser (sog. Aquifere) ausgefüllt sein (vgl. Abbildung 2.8).

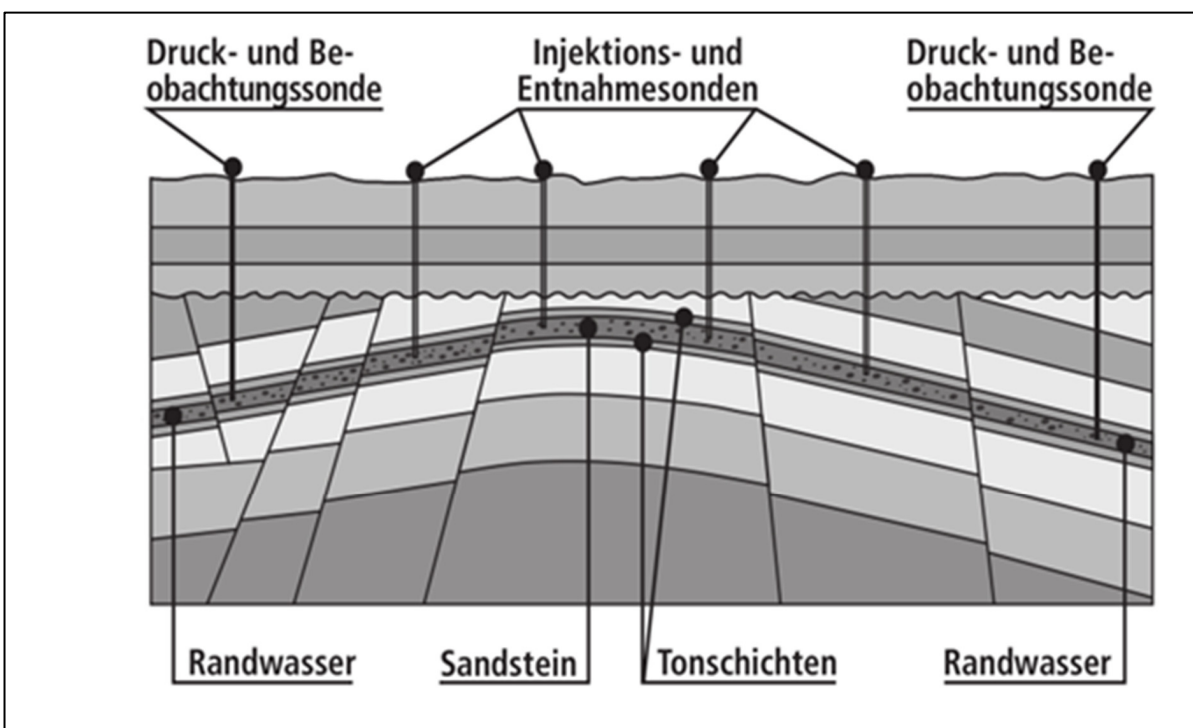


Abbildung 2.8: Querschnitt eines Aquiferspeichers

Quelle: VSG (2006, S. 2).

Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität eines Aquifers hängt im Wesentlichen von der Gesteinsporosität ab. Aufgrund ihres großen Porenvolumens sind insbesondere Kalk- und Sandsteine für die Speicherung von CO<sub>2</sub> geeignet. Ebenso ist die Permeabilität eines Aquifers, welches die injizierte Menge an CO<sub>2</sub> pro Zeiteinheit ohne den Aufbau eines entsprechenden Speichergegendrucks kennzeichnet, ein weiteres bedeutsames Speichercharakteristikum. Das in den Aquifer

<sup>40</sup> Hinweis: Der Hydrostatische Druck steigt pro 100 m Tiefe um ca. 10 bar<sub>abs</sub>.

<sup>41</sup> Der Kritische Punkt von reinem CO<sub>2</sub> liegt bei 74,9 bar<sub>abs</sub> / 31,1 °C.

injizierte  $\text{CO}_2$  verdrängt das in den Porenräumen vorhandene Fluid (Porenwasser) und verbleibt dort aufgrund folgender Einschlussmechanismen:

### (1) Strukturelle Einschlüsse

Einen langfristigen strukturellen Einschluss von  $\text{CO}_2$  gewährleisten sowohl die Form als auch die Gesteinszusammensetzung der Aquiferendeckschicht. Deckgesteine, welche gleichzeitig eine vertikale und laterale Migration von  $\text{CO}_2$  wirksam unterbinden können, werden als „*stratigraphische und strukturelle Fallen*“ bezeichnet (vgl. Abbildung 2.9 – Fall A). Im Gegensatz hierzu können stratigraphische Fallen ausschließlich die vertikale Migration von  $\text{CO}_2$  verhindern (vgl. Abbildung 2.9 – Fall B).

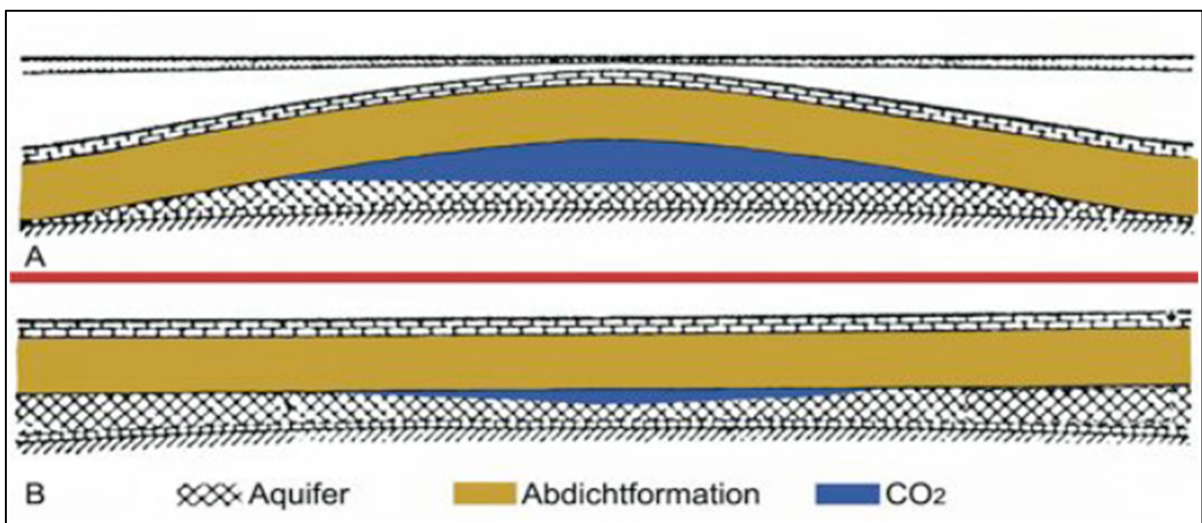


Abbildung 2.9: „Stratigraphische und Strukturelle Falle“ (Fall A) sowie die „Stratigraphische Falle“ (Fall B)

Quelle: WI (o. J., S. 20).

### (2) Lösung von $\text{CO}_2$ in Porenwasser

Die Lösung von  $\text{CO}_2$  in Fluiden bzw. dessen Löslichkeitsprodukt ( $L$ ) ist einerseits abhängig vom Druck ( $p$ ) mit  $(L \uparrow) \leftrightarrow (p \uparrow)$ , der Temperatur ( $T$ ) mit  $(L \downarrow) \leftrightarrow (T \uparrow)$  und dem Salzgehalt des Porenwassers ( $s$ ) mit  $(L \downarrow) \leftrightarrow (s \uparrow)$ . Der Lösungsprozess von  $\text{CO}_2$  im Porenwasser erfolgt, entsprechend den genannten thermodynamischen Faktoren, nach ca. 10 bis 100 Jahren.

### (3) Mineralisierung durch Karbonatbildung

Mit zunehmender Löslichkeit von  $\text{CO}_2$  im Porenwasser sinkt dessen pH-Wert. Hierdurch werden Salze aus dem Gestein herausgelöst, welche anschließend



mit dem CO<sub>2</sub> in einem Zeitraum von 100 bis 1000 Jahren dauerhaft mineralisieren (sog. Karbonatbildung). Mit Abschluss der Mineralisierung von CO<sub>2</sub> ist das Leckagerisiko eines tiefen salinaren Aquifers am geringsten.<sup>42</sup>

### **(Teil-)entleerte Erdgas- und Erdöllagerstätten**

(Teil-)entleerte Erdgas- und Erdöllagerstätten ermöglichen die dauerhafte Ablagerung von CO<sub>2</sub> in deren überwiegenden porösen Sand- und Kalksteinschichten. Das CO<sub>2</sub> kann sich in diesen freien Poren dauerhaft ablagern. Durch die Einleitung von CO<sub>2</sub> bei der tertiären Erdöl- bzw. Erdgasförderung (engl. Enhanced Oil/Gas Recovery – EOR/EGR) kann die Ausbeute dieser beiden Primärenergieträger durch eine Erhöhung des Speicherinnendrucks, was eine weitergehende Verdrängung des noch in den Poren verbliebenen Erdgases bzw. Erdöls zur Folge hat, gesteigert werden (vgl. Abbildung 2.10). Das EOR- bzw. EGR-Verfahren wird seit mehreren Jahren in den entsprechenden Industriezweigen angewendet.

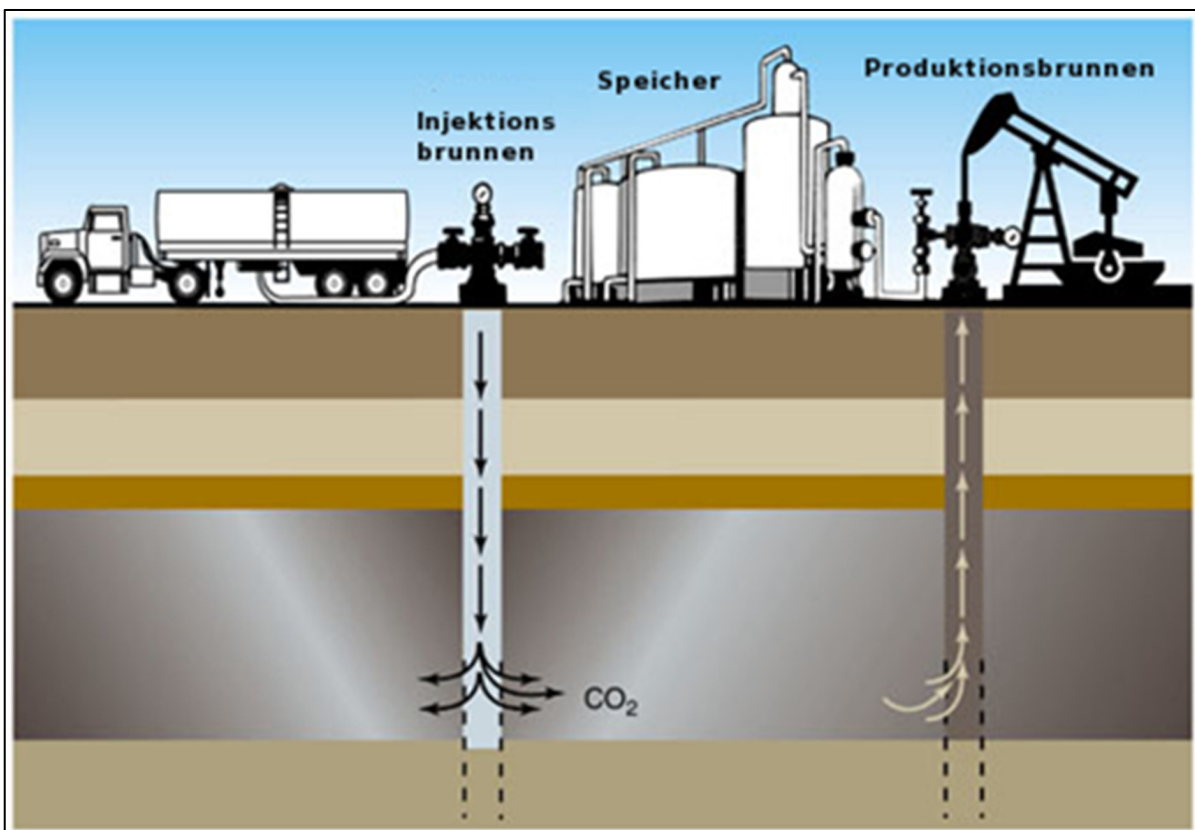


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung von Enhanced Oil Recovery  
Quelle: Kirkendall et al. (2001).

<sup>42</sup> Vgl. Grotzinger (2008, S. 686 ff.), Proksch (2005, S. 5), Bentham et al. (2005, S. 560 ff.) und Finkenrath (2005, S. 15) sowie WI (o. J., S. 20).

Die CO<sub>2</sub>-Speicherung in (teil-)entleerten Erdgas- und Erdöllagerstätten bietet den Vorteil der mehrjährigen geologischen (Vor-)erfahrung mit dem potentiellen Speicher und einer damit verbundenen Minimierung des Explorationsaufwandes. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit zur Nutzung bestehender Infrastrukturen (z. B. Bohrungen, Pipelines). Basierend auf den bereits geförderten Erdgas- und Erdölmengen ist die Vorhersagegenauigkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität vergleichsweise hoch. Weiterhin ist die Permeabilität der Speichersteine durch das im Speicher verbliebene Kissengas hoch, was eine erneute Befüllung mit CO<sub>2</sub> durch den geringeren Injektionsdruck vereinfacht. Schließlich kann im Zusammenhang mit EOR/EGR die Erschließungs- und Vorbereitungszeit eines Speichers bis zur endgültigen Nutzung halbiert werden. Dies kann für Unternehmen von erheblichem wirtschaftlichem Vorteil sein.<sup>43</sup>

### **Nicht abbaubare Kohleflöze**

Nach derzeitigem Stand der Technik ist ein ökonomischer (wettbewerblicher) Abbau von Kohle aus tiefliegenden Kohleflözen unterhalb von 1.500 m nicht möglich. In diesem Zusammenhang bietet sich die Möglichkeit des ECBM-Verfahrens (engl. Enhanced Coal Bed Methan) zur Speicherung von CO<sub>2</sub> in den tiefen Kohleflözen. Die größere Affinität von Kohle ggü. CO<sub>2</sub> verdrängt hierbei das sog. Flözgas (Methan CH<sub>4</sub>) aus den Lagerstätten und kann anschließend entnommen und zur Energieumwandlung weiterverwendet werden (vgl. Abbildung 2.11).

---

<sup>43</sup> Vgl. Stroink (2007, S. 16 ff.) und May et al. (2003, S. 164 ff.).

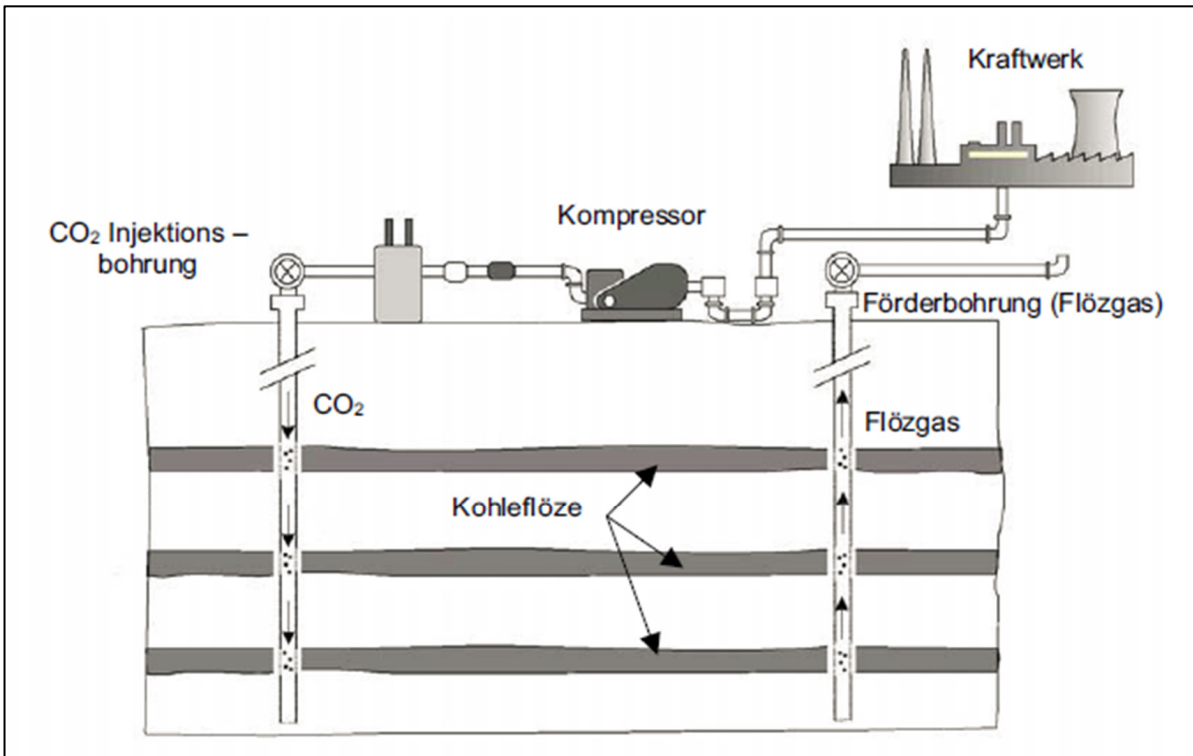


Abbildung 2.11: CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefliegenden Kohleflözen

Quelle: Byrer & Guthrie (1998) in Fraunhofer ISI et al. (2006, S. 110).

Die Erfahrungen aus dem RECOPOL-Projekt haben gezeigt, dass unterhalb einer Tiefe von ca. 4000 m die Speicherung von CO<sub>2</sub> bei gleichzeitiger Förderung von Methan derzeit nicht wirtschaftlich realisierbar ist. Die Ursachen hierfür sind zum einen die hohe Dichte der Kohle, welche das Eindringen des gasförmigen CO<sub>2</sub> erschwert und in Folge dessen sich die Einspeisemenge signifikant verringert. Auf der anderen Seite wird durch Sorption (sog. „Kohlequellen“) das Volumen der Kohle und damit auch deren Permeabilität negativ beeinflusst, da die Verdrängung des absorbierten CH<sub>4</sub> eine Absenkung der Permeabilität begünstigt, wodurch die Injektion von CO<sub>2</sub> behindert wird.<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Vgl. Plötz (2003, S. 9 ff.).

### 2.3. Bestimmung von CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten

Im Rahmen der Exploration wird die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität auf der Grundlage detaillierter Untersuchungen ermittelt. Diese Untersuchungen lassen eine Klassifizierung der verschiedenen Speicherkapazität zu. Die so genannte Kapazitätspyramide (engl. „*Techno-Economic-Resource-Pyramid for CO<sub>2</sub> Storage*“) dient hierbei der Strukturierung der klassifizierten Speicherkapazitäten (vgl. Abbildung 2.12).

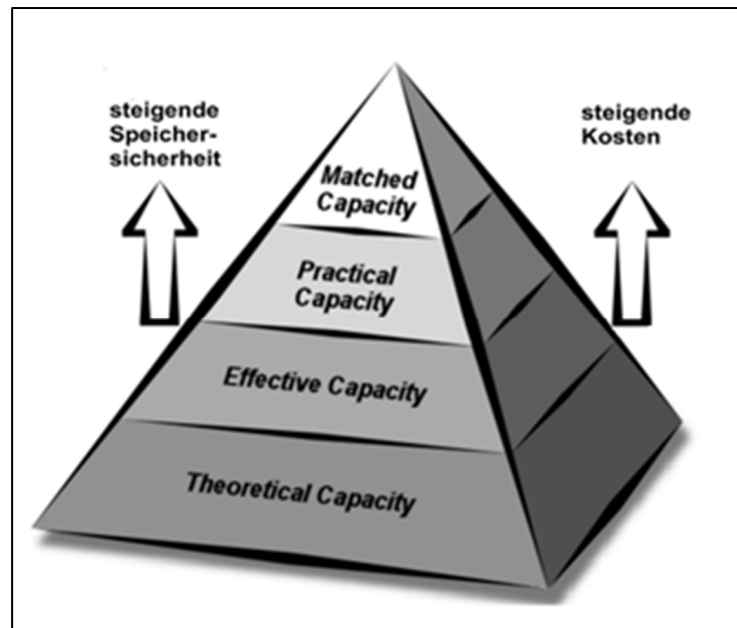


Abbildung 2.12: Techno-Economic-Resource-Reserve-Pyramid for CO<sub>2</sub> Storage Capacity  
Quelle: Bachu (2008, S. 4 ff.).

Die theoretische Speicherkapazität (Theoretical Storage Capacity) beinhaltet die maximal verfügbare Kapazität durch die vollständige Ausnutzung aller verfügbaren Porenräume bei gleichzeitiger Lösung des CO<sub>2</sub> im Formationswasser bis zur maximalen Sättigung sowie durch eine 100 %ige Anlagerung des CO<sub>2</sub> an die tiefliegenden Kohleflöze.

Die effektive bzw. realistische Speicherkapazität (Effective Storage Capacity / Realistic Capacity) ergibt sich unter Berücksichtigung der individuellen geologischen und technischen Gegebenheiten des theoretischen Speicherpotentials. Die praktische Speicherkapazität (Practical Storage Capacity) umfasst den Teil der effektiven Kapazität unter Berücksichtigung der technischen, infrastrukturellen und ökonomischen Einschränkungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung (z. B. durch eine konkurrierende Speichernutzung).

Standortspezifische Untersuchungen und die präzise Zuordnung von CO<sub>2</sub>-Quellen zu geeigneten geologischen Speicherstätten kennzeichnet die *matched storage capacity* als einen weiteren Anteil der praktischen Speicherkapazität. Die verbleibende Speicherkapazität wird als *stranded storage capacity* bezeichnet. Sie umfasst die aus Mangel an infrastrukturellen Einrichtungen nicht nutzbaren Speicherkapazitäten.

Eine präzisere Abschätzung der Speicherkapazität ist mit zunehmendem Detaillierungsgrad in den Untersuchungen während des Explorationsprozesses möglich. Gleichzeitig sind jedoch auch die steigenden Kosten für die notwendige und komplexer werdende Datenerhebung (z. B. durch Seismik bzw. Erkundungsbohrungen) zu berücksichtigen.<sup>45</sup>

## 2.4. Globales CO<sub>2</sub>-Speicherpotential

Das globale Speicherpotential für CO<sub>2</sub> wurde bislang nicht präzise bestimmt. Derzeit sind überschlägige Schätzung seitens des Intergovernmental Panel on Climate Change (sog. IPCC) veröffentlicht worden. Das IPCC schätzt die *theoretical storage capacity* für CO<sub>2</sub>-Speicherpotentiale auf 1.678 Gt CO<sub>2</sub> bis 11.100 Gt CO<sub>2</sub>. Hiervon entfallen 675 Gt CO<sub>2</sub> bis 900 Gt CO<sub>2</sub> auf Erdöl- und Erdgaslagerstätten, weitere ca. 200 Gt CO<sub>2</sub> auf nicht abbaubare Kohleflöze sowie 1.000 Gt CO<sub>2</sub> bis 10.000 Gt CO<sub>2</sub> auf saline Aquifere. Die *practical storage capacity* wird vom IPCC mit ca. 2.000 Gt CO<sub>2</sub> angegeben. Dies entspricht derzeit einer statischen Reichweite der technisch nutzbaren CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten von ca. 70 Jahren.<sup>46</sup>

## 2.5. CO<sub>2</sub>-Speicherpotential in Deutschland

Nach Extrapolation regionaler Untersuchungsergebnisse der bedeutendsten Speicherpotentiale in Deutschland wurden die *practical storage capacities* für saline Aquifere auf 12 Gt CO<sub>2</sub> bis 28 Gt CO<sub>2</sub> und für (teil-)entleerte Erdgaslagerstätten auf ca. 2,6 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt.

---

<sup>45</sup> Vgl. Bradshaw et al. (2007, S. 62 ff.) und Bachu (2008, S. 4 ff.).

<sup>46</sup> Vgl. WI (o. J., S. 16) und Stroink (2007, S. 19) sowie Meyer et al. (2007, S. 3 ff.). Hinweis: Die Abschätzungen der globalen sowie deutschen CO<sub>2</sub>-Speicherpotentiale sind mit signifikanten Unsicherheiten verbunden. Dies führt zu einer erheblichen Unschärfe bei der Abschätzungsgenauigkeit bzgl. der statischen Reichweite potentieller Speicherstätten.

Damit ergibt sich eine statische Reichweite von ca. 30 bis 63 Jahren<sup>47</sup> für die bedeutendsten potentiellen deutschen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Punktquellen (Stand 2005) mit 393 Mio. t CO<sub>2</sub>/a sowie einer Steigerung der Emissionen durch den erhöhten Eigenbedarf auf insgesamt 484 Mio. t CO<sub>2</sub>/a.<sup>48</sup>

Die Abbildung 2.13 zeigt eine Bewertung der jeweiligen CO<sub>2</sub>-Speicheroptionen unter Beachtung von Kriterien wie der Langzeitstabilität, den Speicherkosten, der technischen Verfügbarkeit (Stand der Technik) und möglicher Nutzungskonflikte sowie spezifischer Speicherrisiken. Die eingeklammerten Bewertungen kennzeichnen mögliche Unsicherheiten.

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeitstabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungskonflikte	Allgemeine Risiken
<b>Ausgeförderte Gasfelder</b>	+ 2,3-2,5**	+	+	+ (+)	-	+
<b>Tiefe saline Aquifere</b>	++ 12-28**	+	--	+	-	(+)
<b>Tiefe Kohleflöze</b>	+ (+) 3,7-16,7	+	--	-	-	-
<b>Ausgeförderte Ölfelder</b>	-- 0,11	+	++	++	-	+
<b>Salzkavernen</b>	-- 0,04	--	k. A.	+	--	--
<b>Stillgelegte Kohlebergwerke</b>	+ 0,78	--	--	--	--	-

\* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)

\*\* Zahlen nach May et al 2006

Bewertungshinweise:

- Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft
- noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar
- + gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse
- ++ sehr gute Bewertung
- () Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden

Abbildung 2.13: Übersicht von Speicheroptionen und deren Bewertung

Quelle: WI et al. (2007, S. 11 der Kurzfassung).

Im Ergebnis ist bei den bedeutendsten CO<sub>2</sub>-Speicheroptionen die Langzeitstabilität u.a. aufgrund einer geringen Einschätzung der allgemeinen Risiken gegeben. Weiterhin werden die Kosten für tiefe saline Aquifere im Vergleich

<sup>47</sup> Siehe vorangegangener Hinweis.

<sup>48</sup> Vgl. WI (o. J., S. 16) und Meyer et al. (2007, S. 3 ff.).

zu den ausgeförderten Erdgasfeldern signifikant höher geschätzt. Nutzungskonflikte werden bei allen vorhandenen Speicheroptionen erwartet. Die derzeitige technische Entwicklung (der sog. Stand der Technik) wird bei tiefen Kohleflözen und stillgelegten Kohlebergwerken kritisch bewertet.

Die geographische Verteilung der deutschen CO<sub>2</sub>-Speicher sowie Punktquellen wird in der Abbildung 2.14 veranschaulicht. Demnach sind die größten Punktquellen (v.a. Braunkohlekraftwerke) im Rhein-Ruhr-Gebiet und die bedeutendsten CO<sub>2</sub>-Speicherpotentiale in Norddeutschland (v.a. in Niedersachsen).

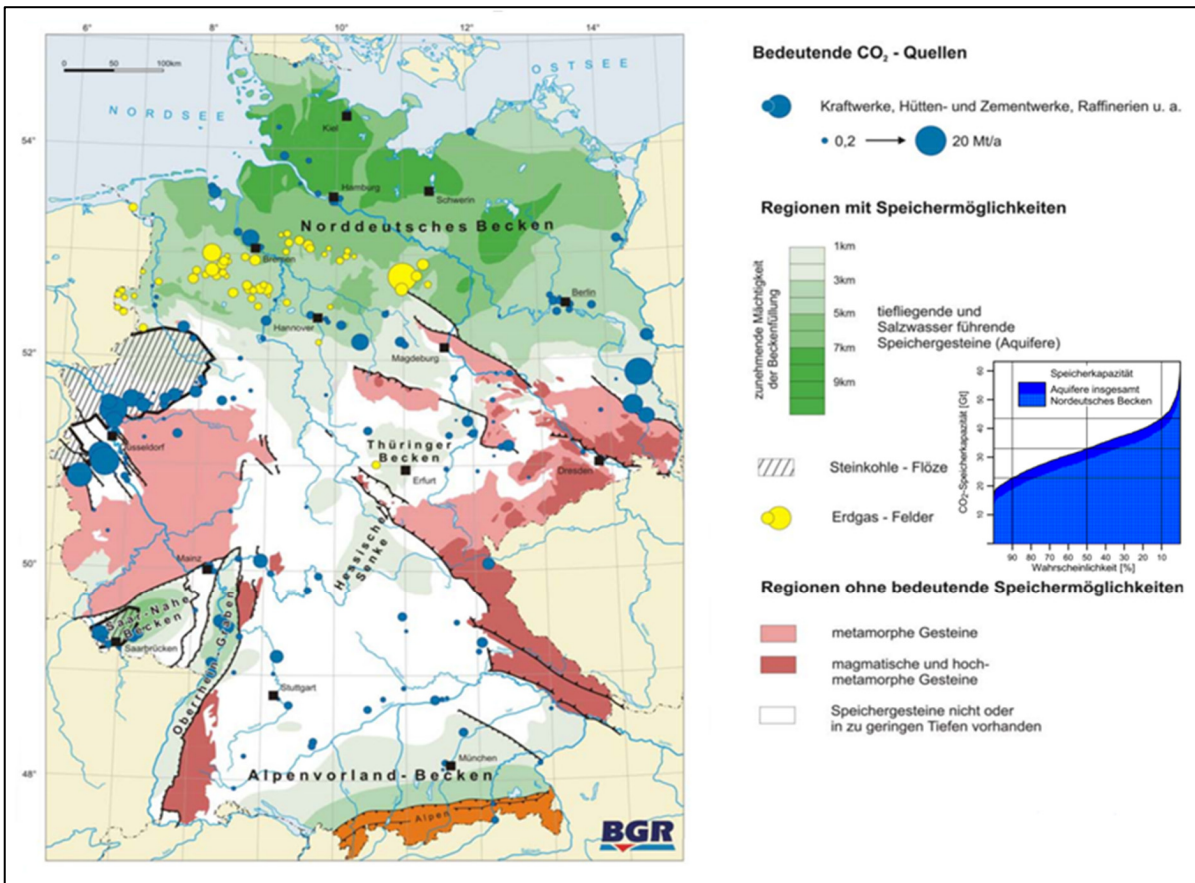


Abbildung 2.14: Bedeutende CO<sub>2</sub>-Punktquellen und Regionen mit CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten in Deutschland

Quelle: Obersteller (2007, S. 13.)

Die ungleichmäßige geographische Verteilung der deutschen Punktquellen sowie die regionalen CO<sub>2</sub>-Speicherpotentiale machen die Errichtung einer leistungsgebundenen Transportinfrastruktur (Pipeline) aus wirtschaftlichen Aspekten unabdingbar.

## 2.6. Zusammenfassung für die Energie- und Umweltpolitik

Die CCS-Technologie ist im Ergebnis keine auf viele zehntausend Jahre angelegte strategische Option zur dauerhaften Beseitigung des Kohlendioxids aus der Atmosphäre. Solche Forderungen sind jedoch zu Recht an die Beseitigung des Atommülls aus Kernreaktoren zu stellen. Geringfügige Leckagen können bei CO<sub>2</sub> sogar in Kauf genommen werden. Entscheidend ist ein hinreichend großer Zeitgewinn über mehrere Jahrhunderte oder sogar tausend Jahre, um den anzustrebenden Strukturwandel hin zu nicht fossilen Quellen weltweit zu ermöglichen.





### **3. Nationale und internationale Erfahrungen**

Das dritte Kapitel zeigt den aktuellen Entwicklungsstand der bereits realisierten und sich in Planung befindenden CCS-Projekte auf. Zunächst wird für Deutschland eine Bestandsaufnahme der CCS-Projekte durchgeführt, gefolgt von einer umfassenden Analyse der internationalen Erfahrungen mit fossilthermischen CCS-Kraftwerken zur Energieerzeugung. Abschliessend wird exemplarisch am Beispiel der US-amerikanischen CCS-Förderprogramme deren Einfluss auf die Weiterentwicklung der CCS-Projekte untersucht.

#### **3.1. Stand der CCS-Technologie in Deutschland**

Die Erforschung und Erprobung der CCS-Technologie in Deutschland wurde im Wesentlichen von dem europäischen Forschungsprogramm Energy Program for Recovery (EEPR) geprägt. Das EEPR-Forschungsprogramm wurde 2009 initiiert und mit insgesamt 4 Mrd. € finanziell ausgestattet. Ziel ist die konsortiale Finanzierung von energietechnischen Projekten aus den Bereichen der Gas- und Strominfrastruktur, der offshore Windenergieerzeugung und der CCS-Technologie. Insgesamt erhielten 59 europäische Projekte Fördermittel, welche sich auf 44 Gas- und Strominfrastrukturprojekte, neun offshore Windenergieprojekte und sechs CCS-Projekte verteilten.<sup>49</sup>

Der Fördermittelanteil für den Bereich der CCS-Technologie betrug hierbei rund 1. Mrd €. Die europäische Kommission wählte 2009 unter den sechs CCS-Pilotprojekten auch das brandenburgische Jänschwalde Projekt des Betreibers Vattenfall aus. Dieses CCS-Pilotprojekt wurde mit 180 Mio. € aus dem EEPR-Programm gefördert und aufgrund von zunehmenden öffentlichen Protesten in 2011 eingestellt. Ebenfalls wurde das Goldenbergwerk Projekt des Betreibers RWE in Nordrhein-Westfalen vor dem Hintergrund andauernder öffentlicher Proteste nicht weiter verfolgt. Schließlich wurden auch die Pilotanlage zur Erprobung der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien an den Kraftwerksstandorten Staudinger, Heilbronn, Niederaußem und Schwarze Pumpe eingestellt.

Im Ergebnis wird derzeit die Erprobung und Weiterentwicklung der CCS-Technologie von der Pilotanlage hin zur großtechnischen Kraftwerksanlage

---

<sup>49</sup> Vgl. EEPR (2016).

nicht weiterverfolgt. Die Bundesregierung hat in diesem Zusammenhang auch die finanzielle Förderung der CCS-Technologie eingestellt.

### **3.2. Internationale Erfahrungen mit fossilthermischen CCS-Kraftwerken zur Energieerzeugung**

Das weltweit erste und bislang einzige fossilthermische Braunkohlekraftwerk mit integrierter CCS-Technologie nahm nach einer vierjährigen Retrofitphase des Blocks 3 im Oktober 2014 seinen kommerziellen Betrieb auf. Der Kraftwerksstandort befindet sich in der **Stadt Estevan der kanadischen Provinz Saskatchewan**. Das CCS-Kohlekraftwerk (Projektname: Boundary Dam) des Kraftwerksbetreibers SaskPower mit einer Bruttoleistung von 139 MW (110 MW<sub>el</sub>) setzt zur Trennung von CO<sub>2</sub> aus dem Abgasstrom nach der Verbrennung eine Aminwäsche ein. Die von SaskPower verwendete Aminwäsche (Post-Combustion-Amin-Technologie) besteht aus einer Reihenschaltung von Filter- und Reinigungsmodulen mit einer Abscheidungsrate von 95 % CO<sub>2</sub> und einem Abscheidungsvolumen von jährlich 1 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>50</sup> 90 % des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> werden zur tertiären Ölgewinnung<sup>51</sup> genutzt. Der Transport des EOR-CO<sub>2</sub> erfolgt mittels einer 66 km langen Pipeline, welche von Cenovus Energy, einer kanadischen Mineralölgesellschaft mit Sitz in Calgary, gebaut wurde. Der verbleibende CO<sub>2</sub>-Überschuss wird für das Aquistore Projekt in 2 km Entfernung genutzt. Im Aquistore Projekt, einem Forschungsvorhaben des Petroleum Technology Research Centre (PTRC), wird das CO<sub>2</sub> in der Deadwood und Winnipeg Formation, einem mit salzhaltigem Wasser gefüllten Sandstein Aquifer, in ca. 3.000 m Tiefe verpresst. Die Kosten für das Boundary Dam Projekt belaufen sich auf insgesamt 1,3 Mrd. US-\$. Davon entfallen 800 Mio. US-\$ für die CCS-Technologie und 500 Mio. US-\$ auf das Retrofit des Kraftwerks. Die kanadische Bundesregierung unterstützt die Provinz Saskatchewan mit 240 Mio. US-\$ in Form einer direkten Investitionskostenbeihilfe für das Boundary Dam Projekt. Die Refinanzierung des Projektes soll einerseits durch den Erlös aus dem Stromverkauf und andererseits aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>, Schwefelsäure und Flugasche erfolgen.<sup>52</sup>

---

<sup>50</sup> Vgl. Stéphenne (2014).

<sup>51</sup> Enhanced Oil Recovery (EOR).

<sup>52</sup> Vgl. MIT (2016).

Derzeit befinden sich zwei weitere Kraftwerksprojekte, Kemper County IGCC (**Mississippi, USA**) und W.A. Parish Petra Nova (**Texas, USA**) in der finalen Errichtungsphase.<sup>53</sup>

Das Kemper County IGCC Projekt im amerikanischen Bundesstaat Mississippi besteht aus einem fossilthermischen Braunkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 582 MW<sub>el</sub> und einem Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung (Pre-combustion IGCC<sup>54</sup>). Die geplante CO<sub>2</sub>-Abscheidungsrate wird von Seiten des Kraftwerksbetreibers Southern Company subsidiary Mississippi Power mit 65 % angegeben. Dies entspricht einem jährlichen Abscheidungsvolumen von ca. 3,5 Mio. t CO<sub>2</sub>.<sup>55</sup> Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird zur Refinanzierung des Projektes verkauft, in einer ca. 96 km langen Pipeline zur tertiären Ölgewinnung für ausgebeutete Ölfelder in Mississippi transportiert und dort verpresst. Als Starttermin für die Aufnahme des kommerziellen Kraftwerksbetriebs wurde das Jahresende 2016 avisiert. Die Investitionskosten wurden im März 2010 mit 2,4 Mrd. US-\$ projiziert. Gegenwärtig beläuft sich die Investitionssumme aufgrund von einer zweijährigen Projektablaufverzögerung und einem Anstieg der Kosten bei den Anlagenherstellern auf insgesamt ca. 5,6 Mrd. US-\$. Die Kostensteigerung für das Kemper County IGCC Projekt liegt demnach aktuell bei ca. 233 %. Die Finanzierung des Kemper County IGCC Projekts erfolgte analog zu dem bereits realisierte Boundary Dam Projekt mittels einer staatlichen Investitionskostenbeihilfe aus der zweiten Phase der Clean Coal Power Initiative (CCPI-Phase 2) des amerikanischen Energieministeriums (DOE)<sup>56</sup> in Höhe von 270 Mio. US-\$ und einem Investitionskostenfreibetrag der US-Bundessteuerbehörde von 133 Mio. US-\$.<sup>57</sup> Den Investitionskostenfreibetrag hat der Kraftwerksbetreiber Southern Company subsidiary Mississippi Power aufgrund der Nichteinhaltung des Projektfertigstellungstermins bereits vollständig an die US-Bundessteuerbehörde zurückgezahlt.<sup>58</sup>

Das zweite in der finalen Errichtungsphase gegenwärtige Projekt (W.A. Parish Petra Nova) befindet sich in der texanischen Stadt Thompsons 60 km von

---

<sup>53</sup> Ebenda.

<sup>54</sup> Integrated Gasification Combined Cycle.

<sup>55</sup> Vgl. NETL (2013a).

<sup>56</sup> Department of Energy.

<sup>57</sup> Vgl. NETL (2013a).

<sup>58</sup> Vgl. MIT (2016).

Houston entfernt. Das W.A. Parish Petra Nova Projekt wird durch ein Konsortium bestehend aus NRG Energy und JX Nippon Oil & Gas Exploration Corp., welche jeweils 50 % der Geschäftsanteile halten, betrieben. An diesem fossilthermischen Kohlekraftwerksstandort soll aus dem Block 8 mit einer elektrischen Leistung von 610 MW<sub>el</sub> ein 250 MW<sub>el</sub> äquivalenter Abgasstrom aus dem Rauchgas entkoppelt und 90 % des darin enthaltenen CO<sub>2</sub> in einer Absorptionsanlage mit hochentwickelten Aminen abgeschieden werden. Das geplante Abscheidungsvolumen beträgt ca. 1,6 Mio. t CO<sub>2</sub> per anno. Das zur Verfügung stehende CO<sub>2</sub> soll in einer 132 km langen Pipeline zum West Ranch Oil Field in Jackson County (Texas) transportiert werden. Dort soll im Rahmen der tertiären Ölgewinnung dieses CO<sub>2</sub> zur Refinanzierung des Projekts wirtschaftlich genutzt werden. Die beiden Partner des Betreiberkonsortiums haben zur Projektfinanzierung jeweils eine Kapitalinvestition in Höhe von 300 Mio. US-\$ getätigt. Des Weiteren haben die Japan Bank for International Cooperation und die Mizuho Bank Kredite von insgesamt 250 Mio. US-\$ dem Projekt zur Verfügung gestellt. Zusätzlich hat im März 2010 der Projektpartner NRG Energy eine Investitionskostenbeihilfe aus der Clean Coal Power Initiative (CCPI) des amerikanischen Energieministeriums (DOE) in Höhe von 167 Mio. US-\$ erhalten. Der Fertigstellungstermin für das W.A. Parish Petra Nova Projekt wurde mit Ablauf des Jahres 2016 angegeben.<sup>59</sup>

Darüber hinaus sind derzeit (Stand September 2016) weltweit noch 12 weitere fossilthermische CCS-Kraftwerke mit einer elektrischen Nettoleistung > 60 MW<sub>el</sub> geplant.

### **Planungsstand europäischer CCS-Kraftwerke**

In Europa sind zurzeit vier CCS-Kraftwerke, hiervon zwei in **Schottland (UK)** und zwei weitere in **Yorkshire (UK)**, mit jeweils unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien in Planung (siehe Tabelle 3.1). Die geplante elektrische Kraftwerksleistung liegt zwischen 385 MW<sub>el</sub> und 650 MW<sub>el</sub> und repräsentiert damit die technologische Untergrenze von Großkraftwerken gemäß dem aktuellen Stand der Technik. Eine kommerzielle Nutzung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> ist nicht geplant. Die Inbetriebnahme der vier geplanten CCS-Kraftwerke wird nicht vor 2019 erwartet. Darüber hinaus werden alle vier projektierten CCS-

---

<sup>59</sup> Ebenda.

Kraftwerke aus dem staatlichen „£1bn UK CCS Vermarktungsprogramm“ im Rahmen einer Investitionskostenbeihilfe gefördert.

Tabelle der geplanten fossilthermischen CCS-Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung > 60 MW <sub>el</sub> (Stand: September 2016)								
Projekt	Standort	Primär-energeträger	elektrische Kraftwerksleistung [MW <sub>el</sub> ]	CO <sub>2</sub> -Abscheidungsverfahren	CO <sub>2</sub> -Nutzung	Projektkosten [Mio. US-\$]	Investitionskostenbeihilfe	geplante Dauer des Planungs- und Errichtungszeitraums
<b>Europa</b>								
<b>Peterhead Projekt</b>	Peterhead, Schottland, <b>UK</b>	Gas	385	Post-Combustion Capture (Retrofit)	<b>keine kommerzielle Nutzung</b>	–	<b>derzeit unbestimmter Anteil</b> aus dem staatlichen £1bn UK CCS Vermarktungsprogramm	8 a (bis 2019)
<b>Captain Clean Energy Projekt</b> vormals: "Caledonia Clean Energy"	Summit Power Caledonia IGCC, Grangemouth, Schottland, <b>UK</b>	Kohle	570	Pre-Combustion Gasification	<b>keine kommerzielle Nutzung</b>	–	<b>derzeit unbestimmter Anteil</b> aus dem staatlichen £1bn UK CCS Vermarktungsprogramm	6 a (bis 2018)
<b>White Rose Projekt</b> vormals: "UK Oxy CCS Project"	Drax power station, North Yorkshire, <b>UK</b>	Kohle	448	Oxyfuel Combustion Capture	<b>derzeit keine kommerzielle Nutzung</b>	–	<b>300 Mio. €</b> aus dem EU New Entrance Reserve (NER300)	8 a (bis 2020)
<b>Don Valley Power Projekt</b> vormals: "Hatfield Project"	Stainforth, South Yorkshire, <b>UK</b>	Kohle	650	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>keine kommerzielle Nutzung</b>	7.715	<b>180 Mio. €</b> aus dem Economic Energy Programme for Recovery (EEPR) der EU	10 a (bis 2019)

Tabelle 3.1: Übersicht geplanter europäischer CCS-Kraftwerke  
(Stand: September 2016)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von MIT (2016).

## Planungsstand außereuropäischer CCS-Kraftwerke

Außerhalb Europas sind noch acht weitere CCS-Kraftwerke geplant (siehe Tabelle 3.2). In den **USA** wird derzeit im Rahmen des Texas Clean Energy Projekts (TCEP) ein CCS-Kraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von 245 MW<sub>el</sub> projektiert. Als CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie soll eine Pre-Combustion-IGCC-Anlage zum Einsatz kommen. Weiterhin ist geplant das abgeschiedene

CO<sub>2</sub> zur Onshore EOR Nutzung einzusetzen. Nach dem derzeitigen Planungs- und Errichtungszeitraum von insgesamt 10 a mit einer prognostizierten Inbetriebnahme bis 2019 werden die Projektkosten mit ca. 1,727 Mrd. US-\$ angegeben. Das amerikanische CCS-Kraftwerksprojekt wird hierbei mit einer staatlichen Investitionskostenbeihilfe in Höhe von über 1 Mrd. US-\$ finanziell unterstützt.

Die **Volksrepublik China** hat aktuell fünf CCS-Kraftwerke in Planung. Die ausschließlich mit dem Primärenergieträger Steinkohle befeuerten Kraftwerke werden mit einer elektrischen Nettoleistung von 101 MW<sub>el</sub> bis 1.350 MW<sub>el</sub> projektiert. Neben den bekannten Post- und Pre-Combustion-Abscheidetechnologien für CO<sub>2</sub> ist auch der Einsatz einer Ammoniak-Wäsche, dem sogenannten Chilled-Ammonia-Verfahren, geplant. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> soll zu On- und Offshore EOR Zwecken genutzt werden. Sowohl zu den Projektkosten als auch zu den staatlichen Investitionskostenbeihilfen sind keine detaillierten Informationen bislang veröffentlicht worden. Die Inbetriebnahme eines CCS-Kraftwerks in Dongguan war nach insgesamt sechsjähriger Planungs- und Errichtungsphase für 2015 avisiert und wurde auf unbestimmte Zeit verschoben. Die übrigen CCS-Kraftwerke sollen 2017 (Lianyungang & Shengli Oil Field EOR) und 2020 (Daqing & GreenGen) in Betrieb genommen werden.

In **Südkorea** und den **Vereinigten Arabischen Emiraten** ist die Errichtung von jeweils einem CCS-Kraftwerk beabsichtigt. Das südkoreanische Korea CCS 1 & 2 Projekt plant die Errichtung eines CCS-Kohlekraftwerks mit einer elektrischen Nettoleistung von 300 MW<sub>el</sub> bzw. 500 MW<sub>el</sub> bis 2020. Als CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie soll entweder ein Oxyfuel Prozess oder ein Post-Combustion Capture Prozess eingesetzt werden. Die Verpressung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> soll offshore in tiefen salinen Aquiferen erfolgen. Die südkoreanische Regierung finanziert das Korea CCS 1 & 2 Projekt in Form einer Investitionskostenbeihilfe in Höhe von 145 Mio. US-\$ mit. Die Vereinigten Arabischen Emirate planen in Abu Dhabi im Rahmen des Taweelah Projekts ein CCS-Gaskraftwerk mit derzeit noch unbekannter elektrischer Kraftwerksleistung. Der Planungs- und Errichtungszeitraum wird mit 11 a angegeben. Die Inbetriebnahme ist für 2018 geplant. Das Taweelah Projekt wird mit 15 Mrd. US-\$ von der regionalen Abu Dhabi Regierung finanziell gefördert.

Tabelle der geplanten fossilthermischen CCS-Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung > 60 MW <sub>el</sub> (Stand: September 2016)								
Projekt	Standort	Primär-energie-träger	elektri-sche Kraft-werks-leistung [MW <sub>el</sub> ]	CO <sub>2</sub> -Ab-schei-dungs-ver-fahren	CO <sub>2</sub> -Nut-zung	Pro-jekt-kosten [Mio. US-\$]	Investitionskosten-beihilfe	geplante Dauer des Planungs- und Er-richtungs-zeitraums
<b>USA</b>								
Texas Clean Energy Projekt (TCEP)	Penwell, Ector County, Texas	Kohle	245	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>On-shore EOR</b>	~ 1.727	DOE CCPI mit <b>450 Mio. US-\$</b> und <b>637 Mio. US-\$</b> als Investitionskosten-freibetrag seitens DOE und US-Finanzministerium	10 a (bis 2019)
<b>China</b>								
<b>Daqing</b>	Daqing Provinz und Dongying Shandong Provinz	Kohle	1.350	Oxy-Firing, Chilled Ammonia oder Advanced Amines	<b>On-shore EOR</b>	–	–	IBN nach 2020
<b>Dong-guan</b>	Dongguan	Kohle	750	Pre-Combustion Capture	<b>On- und Off-shore EOR</b>	–	–	6 a (bis 2015)
<b>Shengli Oil Field EOR</b>	Dongying, Shangdong Provinz	Kohle	101 - 250	Post-Combustion Capture (Retrofit)	<b>On-shore EOR</b>	–	–	5 a (bis 2017)
<b>Green-Gen</b>	Tianjin City, Bohai Rim	Kohle	101 - 400	Pre-Combustion Capture	<b>On-shore EOR</b>	–	<b>46 Mio. US-\$</b> von der chin. Regierung	13 a (bis 2020)
<b>Li-anyun-gang</b>	Lianyungang Jiangsu Provinz	Kohle	1.200	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>On-shore EOR</b>	–	–	8 a (bis 2017)
<b>Südkorea</b>								
<b>Korea CCS 1&amp;2 Projekt</b>	Korea	Kohle	300 oder 500	Oxyfuel oder Post-Combustion Capture	<b>Offshore tiefe sa-line Aq-uifere</b>	–	<b>145 Mio. US-\$</b> von der südkorea-nischen Regierung	10 a (bis 2020)
<b>Vereinigte Arabische Emirate</b>								
<b>Ta-weelah Projekt</b>	Abu Dhabi	Erdgas	–	Post Combustion Ab-sorption	<b>On-shore EOR</b>	–	<b>15 Mrd. US-\$</b> von der Abu Dhabi Regierung	11 a (bis 2018)

Tabelle 3.2: Übersichtsdarstellung der geplanten CCS-Kraftwerke außerhalb Europas (Stand: September 2016)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von MIT (2016).



Die Auswertung zeigt, dass derzeit erst ein einziges großtechnisches CCS-Kraftwerksprojekt erfolgreich realisiert wurde. In diesem Zusammenhang ist jedoch ein grundsätzlich weltweiter Bedarf für die Nutzung der CCS-Technologie erkennbar. Hierbei steht allerdings nicht die Vermeidung von THG-Emissionen bzw. die Opportunität vermiedener CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Vordergrund. Von Seiten der Investoren wird vielmehr eine ausschließlich wirtschaftliche Option fokussiert, nämlich mittels EOR die Ressourcenreichweite, d.h. eine zusätzliche Ausbeutung vor allem des fossilen Primärenergieträgers Erdöl, zu vergrößern. Darüber hinaus zeigt sich, dass bei der Erprobung und Weiterentwicklung, insbesondere in Bezug auf das Upscaling der CCS-Technologie, derzeit noch ein vorrangiger finanzieller Förderungsbedarf planerischerseits besteht.

### 3.3. Übersicht US-amerikanischer CCS-Förderprogramme

Der im vorangegangenen Kapitel aufgezeigte Bedarf an technologischem Upscaling ist zurzeit eng an den Umfang und die Verfügbarkeit staatlicher CCS-Förderprogramme gekoppelt. Nachfolgend wird exemplarisch am Beispiel der Vereinigten Staaten von Amerika, welche weltweit derzeit eines der umfangreichsten CCS-Förderprogramme aufgelegt haben, dieser Sachverhalt analysiert.

#### Vereinigte Staaten von Amerika (USA)

Zu Beginn der 44. Präsidentschaft hat Barack Obama im Februar 2009 finanzielle Unterstützung für landesweite CCS-Projekte in Höhe von insgesamt 3,55 Mrd. US-\$ im Rahmen des amerikanischen Aufschwungs- und Reinvestitionsgesetzes, dem American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (AARA), gebilligt.<sup>60</sup> Die freigegebenen Gelder wurden auf drei verschiedene Förderprogramme verteilt:

- I. 1,52 Mrd. US-\$ für einen Ausschreibungswettbewerb industrieller CCS-Projekte, das **Industrial Carbon Capture and Storage Program (ICCS)**,
- II. 1,03 Mrd. US-\$ für die „*Saubere Kohlekraftwerksinitiative*“, die **Clean Coal Power Initiative (CCPI)** und
- III. 1 Mrd. US-\$ für das **FutureGen 2.0 Projekt**<sup>61</sup>, welches im Februar 2015 eingestellt wurde.

---

<sup>60</sup> Vgl. AARA (2009).

<sup>61</sup> Vgl. NCC (2015).

Das ICCS-Programm sowie die CCPI-Initiative sind dem amerikanischen Energieministerium, dem U.S. Department of Energy (DOE), direkt unterstellt und werden vom National Energy Technology Laboratory (NETL) geleitet.<sup>62</sup>

### **3.3.1. Ausschreibungswettbewerb industrieller CCS-Projekte (ICCS)**

Der Ausschreibungswettbewerb industrieller CCS-Projekte (ICCS) wurde unmittelbar im Anschluss an die Verabschiedung des AARA im Oktober 2009 gestartet. Der ICCS ist in zwei Phasen aufgeteilt. In der ersten Phase, im Zeitraum von Oktober 2009 bis Juni 2010, wurden seitens des DOE 12 großtechnische CCS-Projekte ausgewählt, deren Zielsetzung in der Erforschung einer optimierten CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus industriellen Quellen zur Speicherung oder weiterführenden kommerziellen Nutzung besteht.

Die Kosten für die Projekte der ersten Phase in Höhe von 44,1 Mio. US-\$ wurden zwischen der amerikanischen Regierung (21,6 Mio. US-\$) und der Industrie (22,5 Mio. US-\$) aufgeteilt. Am 10. Juni 2010 wurden nachfolgende drei Projekte aus der ersten in die zweite Phase, mit dem Vorhaben die Planung, den Bau und Betrieb der ausgewählten Projekte zu realisieren, überführt (siehe Tabelle 3.3).

---

<sup>62</sup> Vgl. Falwell (2013).

Projekt	Betreiber	Standort	CO <sub>2</sub> -Quelle	CO <sub>2</sub> -Nutzung	Projektkosten [Mio. US-\$]	Investitionskostenbeihilfe	Status
<b>Decatur</b> <sup>a, b</sup>	Archer Daniels Midland, MGSC (Led by Illinois State Geological Survey), Schlumberger Carbon Services und Richland Community College	Decatur, Illinois	Ethanolproduktion mit Alstoms Amin-Prozess	Speicherung in saliner Mount Simon Sandsteinformation	208	<b>141,5 Mio. US-\$</b> seitens des DOE (68 %)	Projektbeginn im November 2011 und Ende im September 2015
<b>Port Arthur</b> <sup>c</sup>	Air Products and Chemicals, Denbury Onshore LLC, University of Texas Bureau of Economic Geology und Valero Energy Corporation	Port Arthur, Texas	Wasserstoffproduktion mit Post Combustion (90 % Abscheidung) durch Vakuum Swing Adsorptions-technologie	EOR in West Hasting's und Oyster Bayou Ölfeldern, Texas	431	<b>284 Mio. US-\$</b> seitens des DOE (66 %)	Projektbeginn im Januar 2013 und Ende im September 2015
<b>Lake Charles</b> <sup>d</sup>	Leucadia Energy (Mississippi Gasification), Denbury, General Electric, Haldor Topsoe, Black & Veatch, Turner Industries, und The University of Texas's Bureau of Economic Geology	Lake Charles, Louisiana	Methanolproduktion	EOR in West Hasting's Ölfeld, Texas	435,6	<b>261,4 Mio. US-\$</b> seitens des DOE (60 %)	Projekt wurde im Oktober 2014 annulliert

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von: <sup>a</sup> Vgl. Gollakota (2014). <sup>b</sup> Vgl. Streibel (2014). <sup>c, d</sup> Vgl. Folger (2014).

Tabelle 3.3: ICCS-Projekte der II. Phase  
(Stand: Januar 2016).

Die drei ausgewählten Projekte haben ein Investitionsvolumen von insgesamt 980 Mio. US-\$, inklusive dem anteiligen Projektvolumen von Lake Charles, welches im Oktober 2014 annulliert wurde. Hierbei stammen 686,9 Mio. US-\$ aus dem AARA und 368 Mio. US-\$ aus dem Industriesektor.

### 3.3.2. Clean Coal Power Initiative (CCPI)

Die CCPI wurde als öffentlich-private Partnerschaft (PPP)<sup>63</sup> 2002 zwischen dem DOE und der Industrie mit der Absicht gegründet sowohl den Umweltschutz als auch die langfristige Zuverlässigkeit der amerikanischen Energieversorgung zu forcieren. Im Mittelpunkt der PPP steht die Demonstration

<sup>63</sup> Public private partnership.

größtechnischer Anwendungen zukünftiger emissionsarmer Kohlekraftwerkstechnologien, wie bspw. der GuD-Prozess<sup>64</sup> mit integrierter vorgeschalteter Brennstoffvergasung (IGCC-Technologie).<sup>65</sup> In den ersten beiden Phasen von 2002 bis 2009 wurden an großtechnische Kraftwerksprojekte Investitionskostenbeihilfen von insgesamt 647 Mio. US-\$ seitens der CCPI ausgezahlt. Hierzu gehörte u.a. auch das bereits von der CCPI zurückgestellte Kemper County IGCC Projekt aus der II. CCPI-Phase mit einer Investitionskostenbeihilfe in Höhe von 270 Mio. US-\$.<sup>66</sup>

Der AARA ermöglichte 2009 eine weitere III. CCPI-Phase in der zunächst sieben Projekte mit insgesamt 800 Mio. US-\$ seitens der CCPI gelistet wurden. Nach Abschluss vorangegangener Prüfung der jeweiligen projektspezifischen Erfolgsaussichten durch das DOE erhielten drei Projekte eine Investitionskostenbeihilfe (siehe Tabelle 3.4).

---

<sup>64</sup> Gas-und Dampf-Prozess.

<sup>65</sup> Integrated Gasification Combined Cycle.

<sup>66</sup> Vgl. Falwell (2013).

Projekt	CO <sub>2</sub> -Abscheidungsverfahren	CO <sub>2</sub> -Nutzung	Projektkosten [Mio. US-\$]	Investitionskostenbeihilfe	Status
Texas Clean Energy Projekt (TCEP) <sup>a</sup>	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>Onshore EOR</b> in der Permian Basin	~ 1.727	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>450 Mio. US-\$</b> und <b>637 Mio. US-\$</b> seitens DOE und US-Finanzministerium	<b>AKTIV</b> (bis 2019)
Hydrogen Energy California Projekt (HECA) <sup>b</sup>	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>Onshore EOR</b> im Occidental's Elk Hills Ölfeld, Kalifornien	~ 4.028	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>408 Mio. US-\$</b> und <b>437 Mio. US-\$</b> aus 48a Tax Credits	<b>AKTIV</b> (bis 2020)
<b>W.A. Parish Petra Nova</b> <sup>c</sup>	Post-Combustion Capture KM-CDR-Aminwäsche	<b>Onshore EOR</b> im West Ranch Ölfeld in Jackson County, Texas	~ 1.000	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>167 Mio. US-\$</b>	<b>Geplanter Start:</b> Ende 2016
<b>AEP Mountaineer</b> <sup>d</sup>	Post-Combustion Capture mit gekühltem Ammoniak	<b>Saliner Aquifere-Speicher</b> im Mount Simon Sandstein in 1km Tiefe	668	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>334 Mio. US-\$ (Fördergelder nicht erhalten)</b>	<b>Investitionskostenbeihilfe seitens CCPI widerrufen</b> aufgrund von Unsicherheiten bzgl. Ausrichtung der Klimapolitik
<b>Plant Barry</b> <sup>e</sup>	Post-Combustion Capture KM-CDR-Aminwäsche	<b>Sequestration</b> in das Citronelle Ölfeld	665	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>295 Mio. US-\$ (Fördergelder nicht erhalten)</b>	<b>Investitionskostenbeihilfe seitens CCPI widerrufen</b> aufgrund von finanziellen Unsicherheiten
<b>Kemper County IGCC</b> <sup>f</sup>	Pre-Combustion Capture IGCC	<b>Onshore EOR</b> in Mississippi Ölfelder	5.600	DOE CCPI-Phase 2 mit <b>270 Mio. US-\$</b> und <b>133 Mio. US-\$</b> aus Tax Credits ( <b>Fördergelder teilweise erstattet</b> )	<b>Investitionskostenbeihilfe seitens CCPI widerrufen</b> aufgrund von Verzögerungen bei der Projektrealisation
<b>Antelope Valley</b> <sup>g</sup>	Post-Combustion Capture	<b>Onshore EOR</b> in Kanada	387	DOE CCPI-Phase 3 mit <b>100 Mio. US-\$ (Fördergelder nicht erhalten)</b>	<b>Investitionskostenbeihilfe seitens CCPI widerrufen</b> aufgrund von Kostensteigerungen und zeitlichen Projektunsicherheiten

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von: <sup>a-g</sup> Vgl. Folger (2014).

Tabelle 3.4: CCPI-Projekte der III. Phase (Stand: Januar 2016).

### 3.3.3. FutureGen 2.0 Projekt<sup>67</sup>

Das FutureGen 2.0 Projekt (vormals im Zeitraum von 2003 bis 2008 das FutureGen Projekt) bestand aus einem transnationalen Konsortium globaler Kraftwerksbetreiber und Energieversorger.<sup>68</sup> Gegenstand des Projektes war ein Großversuch der Oxy-Combustion Capture Technologie mit einem geplanten jährlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsvolumen von etwa 1 Mio. t CO<sub>2</sub>. Projektzugehörig war auch der Aufbau und Betrieb einer ca. 48 km langen Pipelineinfrastruktur mit einem dazugehörigen CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt, dessen Speichervolumen über die avisierte Projektdauer von ungefähr 20 a mit insgesamt 20 Mio. t CO<sub>2</sub> angegeben wurde. Das vorangegangene FutureGen Projekt sollte als Bestandteil der amerikanischen Umweltpolitik im Rahmen des National Environmental Policy Act (NEPA) die großtechnische Realisierbarkeit der IGCC-Technologie demonstrieren. Das Projekt wurde jedoch aufgrund von rechtlichen Unsicherheiten und Investitionskostensteigerungen wieder eingestellt. Im Zusammenhang mit dem ARRA wurde im August 2009 das ehemalige FutureGen Projekt (jetzt: FutureGen 2.0 Projekt), mit einem Gesamtvolumen von rund 1,78 Mrd. US-\$<sup>69</sup>, wieder aufgenommen. Das FutureGen 2.0 Projekt wurde daraufhin von Seiten des DOE mit einem Investitionskostenbeihilfeanteil in Höhe von ca. 1 Mrd. US-\$<sup>70</sup> unterstützt. Die Investitionskostenbeihilfen sollten über einen Zeitraum von 10 a<sup>71</sup> für den Großversuch der Oxy-Combustion Capture Technologie und über einen Zeitraum von 12a<sup>72</sup> für die CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur mit angeschlossener CO<sub>2</sub>-Speicherung verteilt werden.<sup>73</sup> Im Februar 2015 konnten die Bedingungen

<sup>67</sup> Hinweis: Das Projekt wurde im Februar 2015 eingestellt.

<sup>68</sup> Die Konsortialpartner sind:

Anglo American Services (UK) Limited mit Hauptsitz in London (UK), BHP Billiton Energy Coal Inc. mit Hauptsitz in Melbourne (Australien), China Huaneng Group mit Hauptsitz in Beijing (China), CONSOL Energy Inc. mit Hauptsitz in Pittsburgh (Pennsylvania, USA), E.ON U.S. LLC mit Hauptsitz in Louisville (Kentucky, USA), Foundation Coal Corporation mit Hauptsitz in Linthicum Heights (Maryland, USA), Peabody Energy Corp. mit Hauptsitz in St. Louis (Missouri, USA), Rio Tinto Energy America Services mit Hauptsitz in Gillette (Wyoming, USA) und Xstrata Coal Pty Limited mit Hauptsitz in Sydney (Australien).

<sup>69</sup> 1,2 Mrd. US-\$ für den großtechnischen Oxy-Combustion Capture Technologietest und 572 Mio. US-\$ für die CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur.

<sup>70</sup> 589 Mio. US-\$ für den großtechnischen Oxy-Combustion Capture Technologietest und 405 Mio. US-\$ für die CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur.

<sup>71</sup> Starttermin der Förderung seitens DOE war der 01.10.2010 und avisierte Endtermin war der 28.02.2020.

<sup>72</sup> Förderungsbeginn war der 01.10.2010 und das geplante Ende der Förderung am 31.12.2022.

<sup>73</sup> Vgl. NETL (2014a).

an die die Investitionskostenbeihilfen seitens des DOE geknüpft waren nicht eingehalten werden. Die Konsortialpartner konnten ihren Investitionsanteil in Höhe von 725 Mio. US-\$, verteilt über die gesamte Projektlaufzeit, nicht garantieren und in Folge dessen wurde das FutureGen 2.0 Projekt eingestellt.<sup>74</sup>

### 3.3.4. Regionale amerikanische CCS-Partnerschaften (RCSP)<sup>75</sup>

2003 wurden vom DOE nachfolgende sieben landesweite RCSPs gegründet, welche mehr als 400 Firmen in 43 amerikanischen Bundesstaaten und vier kanadischen Provinzen umfassen:

- I. Southwest Regional Partnership on Carbon Sequestration (SWP),<sup>76</sup>
- II. Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB),<sup>77</sup>
- III. Plains CO<sub>2</sub> Reduction Partnership (PCOR),<sup>78</sup>
- IV. Midwest Geological Sequestration Consortium (MGSC),<sup>79</sup>
- V. Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (MRCSP),<sup>80</sup>
- VI. Big Sky Regional Carbon Sequestration Partnership (BSCSP)<sup>81</sup> und
- VII. West Coast Regional Carbon Sequestration Partnership (WESTCARB).<sup>82</sup>

---

<sup>74</sup> Vgl. William (2015).

<sup>75</sup> Regional Carbon Sequestration Partnerships.

<sup>76</sup> Vgl. NETL (2013b). SWP wird vom New Mexico Institute of Mining and Technology geleitet und umfasst die Bundesstaaten Arizona, Colorado, Oklahoma, New Mexico, Utah, Kansas, Nevada, Texas sowie Wyoming.

<sup>77</sup> Vgl. NETL (2013c). SECARB wird vom Southern States Energy Board (SSEB) verwaltet und beinhaltet die Bundesstaaten Alabama, Arkansas, Florida, Georgia, Louisiana, Mississippi, North Carolina, South Carolina, Tennessee, Texas, Virginia sowie die Landkreise in Kentucky und West Virginia.

<sup>78</sup> Vgl. NETL (2015a). PCOR wird von der University of North Dakota's Energy & Environmental Research Center (EERC) geleitet und inkludiert die Bundesstaaten Iowa, Minnesota, Missouri, Montana, Nebraska, North Dakota, South Dakota, Wisconsin, Wyoming sowie die kanadischen Provinzen Alberta, British Columbia, Manitoba und Saskatchewan.

<sup>79</sup> Vgl. NETL (2015b). MGSC wird gemeinsam von dem Bodenforschungsamt des Bundesstaates Illinois in Kooperation mit den Bodenforschungsämtern der Bundesstaaten Indiana und Kentucky geführt und fokussiert die Regionen Illinois, Southwest Indiana sowie Western Kentucky.

<sup>80</sup> Vgl. NETL (2014b). MRCSP ist dem Battelle Memorial Institute (Battelle) unterstellt und umfasst die Bundesstaaten Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, New York, Ohio, Pennsylvania sowie West Virginia.

<sup>81</sup> Vgl. NETL (2013d). BSCSP wird von der Montana State University geleitet und deckt die Bundesstaaten bzw. Regionen Idaho, Montana, Eastern Oregon, South Dakota, Eastern Washington sowie Wyoming ab.

<sup>82</sup> Vgl. NETL (2009). WESTCARB, seit 2015 ruhendes Projekt, wird von California Energy Commission verwaltet und beinhaltet die Bundesstaaten Alaska, Arizona, California, Nevada, Oregon, Washington, Hawaii sowie British Columbia.

Die regionalen CCS-Partnerschaften sollen einerseits lokale CCS-Projekte unterstützen und andererseits u.a. Machbarkeitsstudien im Zusammenhang mit der Abscheidung und dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub> durchführen. Strukturell sind die RCSPs in drei Phasen<sup>83</sup> gegliedert:

### **Characterization Phase (1. Phase)**

Im Zeitraum von 2003 bis 2005 wurden im Rahmen der Characterization Phase erste Einschätzungen bzw. Bewertungen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in unterschiedlichen geologischen Formationen innerhalb der regionalen CCS-Partnerschaften durchgeführt. Nach Angaben des National Energy Technology Laboratory (NETL) wurde im Juni 2005 diese erste Phase erfolgreich abgeschlossen und nachfolgende Ergebnisse veröffentlicht:

- Gründung eines nationalen Netzwerks von Unternehmen und Fachkräfte zwecks Weiterentwicklung der CO<sub>2</sub>-Speicherung,
- Entwicklung von regionalen und nationalen CO<sub>2</sub>-Speicherkarten für die USA und angrenzende kanadische Landesteile,
- Evaluation der bedeutendsten amerikanischen stationären CO<sub>2</sub>-Quellen<sup>84</sup> sowie die technologische Bewertung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren,
- Vertiefte Erkenntnisse der Genehmigungsvoraussetzungen für zukünftige CO<sub>2</sub>-Speicheraktivitäten sowie die Identifikation von Genehmigungs- und Regelungslücken im Zusammenhang mit dem großtechnischen Einsatz von Speichertechnologien,
- Sensibilisierung der Öffentlichkeit sowie Akzeptanzsicherung innerhalb der Industrie und der gesamten Bevölkerung für die Speicherung von CO<sub>2</sub> als eine mögliche Treibhausgasminderungsoption,
- Identifikation der aussichtsreichsten CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten für zukünftige Großversuche,
- Einführung allgemeingültiger verbindlicher Verfahrensvorschriften im Zusammenhang mit der Projektrealisation, dem Rechnungswesen sowie dem Projektmanagement und

---

<sup>83</sup> Vgl. DOE/NETL (2010).

<sup>84</sup> Im Wesentlichen sind dies fossilthermische Kraftwerke.



- die Implementierung von Informationen in Bezug auf ortsfeste CO<sub>2</sub>-Quellen<sup>85</sup> und Speicher in die National Carbon Sequestration Database und das Geographic Information System (NATCARB<sup>86</sup>).<sup>87</sup>

### **Validation Phase (2. Phase)**

Die sich anschließende 2. Phase (Zeitraum 2005 bis 2013) diente der Bewertung der aussichtreichsten CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten auf der Basis einer Reihe kleinerer Feldversuche mit einem Gesamtspeichervolumen von weniger als einer Million t CO<sub>2</sub> und einem jährlichen CO<sub>2</sub>-Speichervolumen von max. 500.000 t CO<sub>2</sub> p.a. Darüber hinaus sollte ein vertiefter Praxisbezug bzw. Praxiserfahrung für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in unterschiedlichen geologischen Formationen<sup>88</sup> gewonnen werden. Insgesamt wurden die nachfolgenden 19 kleineren Feldversuche, verteilt über die sieben RCSPs, in der Validation Phase durchgeführt (siehe Tabelle 3.5).

---

<sup>85</sup> Hier sind i. W. fossilthermische Kraftwerke mit gemeint.

<sup>86</sup> Das NATCARB Geoportal ermöglicht den Zugang zu räumlich-geographischen Informationen und Werkzeugen bzgl. der CO<sub>2</sub>-Speicherung in den Vereinigten Staaten.

<sup>87</sup> Vgl. Capalbo (2005), Finley (2005), Battelle (2005), Steadman (2006), Kenneth (2006), McPherson (2006) und Meyer (2007).

<sup>88</sup> Hierzu gehören i. W. Basalt, nicht-abbaubare Kohleflöze, salzwasserführende Bodenschichten sowie öl- und gasführende Bodenschichten.

Projekt	RCSP	Projekt Typ	geologische CO <sub>2</sub> -Speicherformation (Reservoir)	gesamtes CO <sub>2</sub> -Einspeisevolumen [t CO <sub>2</sub> ]	Projektkosten [Mio. US-\$]	Investitionskostenbeihilfe
Walulla Basalt Pilot Study - Basalt Field Validation Test (G1) <sup>a</sup>	BSCSP	Basalt	unechter Grundwasserabfluß (Interflow Zones), Grande Ronde Basalt	907	29,9	22,6 Mio. US-\$ seitens des DOE (76 %)
Loudon Single Well Huff N Puff Project - Loudon Oil Field Huff 'n Puff Test (G2) <sup>b</sup>	MGSC	Huff and Puff EOR <sup>t</sup>	Cypress und Mississippi Weiler Sandstein	39	28,9	22,8 Mio. US-\$ seitens des DOE (79 %)
Mumford Hills Project - Mumford Hills Oil Field Test (G3) <sup>c</sup>		Enhanced Oil Recovery (EOR)	Clore Sandstein	6.300		
Sugar Creek Project - Sugar Creek Oil Field Test (G4) <sup>d</sup>			Jackson Sandstein	6.560		
Tanquary Well Project - Coal Test (G5) <sup>e</sup>		Enhanced Coalbed Methane Recovery	Springfield Kohle	91		
Appalachian Basin Geologic Test at the R.E. Power Plant: Fegenco Fell - Appalachian Basin Geologic Test (G1) <sup>f</sup>	MRCSP	Saline Storage	Clinton Sandstein, Salina Formation, Oriskany Sandstein	50	28,8	22,3 Mio. US-\$ seitens des DOE (77 %)
Duke Energy – East Bend Well Site - Cincinnati Arch Geologic Test (G2) <sup>g</sup>			Mt. Simon Sandstein	910		
Michigan Basin Geologic Test (G3) <sup>h</sup>			Bass Island Dolomite	60.000		
Zama Acid Gas EOR, CO <sub>2</sub> Storage, and Monitoring Project - Zama Field Validation Test (G1) <sup>i</sup>	PCOR	Enhanced Oil Recovery (EOR)	Middle Devonian Keg River Formation	133.350 <sup>v</sup>	29,3	16,5 Mio. US-\$ seitens des DOE (56 %)
Lignite CCS Project - Lignite in North Dakota Field Validation Test (G2) <sup>j</sup>		Enhanced Coalbed Methane Recovery	Lignite Seams in Ft. Union Formation	80		
Northwest McGregor EOR Huff N Puff Project - Williston Basin EOR Field Test (G3) <sup>k</sup>		Huff and Puff EOR <sup>u</sup>	Mission Canyon Kalkstein	400		
Gulf Coast Stacked Storage Project (G1) <sup>l</sup>	SE-CARB	Enhanced Oil Recovery (EOR)	Tuscaloosa Formation	627.744	28,9	19,8 Mio. US-\$ seitens des DOE (69 %)
Plant Daniel Project - Saline Reservoir Field Test: The Mississippi Test Site (G4) <sup>m</sup>		Saline Storage	Massive Sand, Lower Tuscaloosa	2.740		
Central Appalachian Basin Coal Test (G2) <sup>n</sup>		Enhanced Coalbed Methane Recovery	Pocahontas and Lee Formation	907		
Black Warrior Project - Black Warrior Basin Coal Test (G3) <sup>o</sup>			Pottsville Formation (coal zones)	252		

Projekt	RCSP	Projekt Typ	geologische CO <sub>2</sub> -Speicherformation (Reservoir)	gesamtes CO <sub>2</sub> -Einspeisevolumen [t CO <sub>2</sub> ]	Projektkosten [Mio. US-\$]	Investitionskostenbeihilfe
<b>Aneth EOR Sequestration Test - Paradox Basin, Utah: Aneth EOR-Storage Test (G1)<sup>p</sup></b>	SWP	Enhanced Oil Recovery (EOR)	Desert Creek and Ismay Formation	292.000	22,1	<b>17,1 Mio. US-\$</b> seitens des DOE (77 %)
<b>SACROC CO<sub>2</sub> Injection Project - Permian Basin, Texas: SACROC EOR Storage Test (G2)<sup>q</sup></b>			Horseshoe Atoll and Pennsylvanian Reef/Bank Play	157.000		
<b>Pump Canyon CO<sub>2</sub>-ECBM/Sequestration Demonstration - San Juan Basin, New Mexico: Enhanced Coalbed Methane (ECBM) Storage Test (G3)<sup>r</sup></b>		Enhanced Coalbed Methane Recovery	Fruitland Coal Formation	16.700		
<b>Arizona Utilities CO<sub>2</sub> Storage Pilot (G2)<sup>s</sup></b>	WEST-CARB	Saline Storage	Martin and Naco Formations	–	30,9	<b>19,9 Mio. US-\$</b> seitens des DOE (64 %)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von:

<sup>a</sup> Vgl. NETL (2012a). <sup>b-c</sup> Vgl. NETL (2012b). <sup>f-h</sup> Vgl. NETL (2012c). <sup>i-k</sup> Vgl. NETL (2012d).

<sup>l-o</sup> Vgl. NETL (2012e). <sup>p-r</sup> Vgl. NETL (2012f). <sup>s</sup> Vgl. NETL (2012g).

<sup>t,u</sup> Das Huff and Puff EOR wird in den genannten Einzelfällen unter den Rahmenbedingungen (Bohrlochtiefe > 1.000 m; Druck im Reservoir > 200 bar; Temperatur im Reservoir > 80 °C) für die tertiäre Ölgewinnung eingesetzt. Das Huff and Puff EOR teilt sich in die folgenden drei Phasen auf: Die 1. Phase dient der Injektion von CO<sub>2</sub>. Die 2. Phase soll mittels kurzzeitigem Einweichen die löslichen Ölbestandteile in den geologischen Formationen quellen lassen und die 3. Phase (die sog. Produktionsphase) wird schließlich für die tertiäre Ölgewinnung genutzt.

<sup>v</sup> Hierbei handelt es sich i. W. um hochkonzentriertes, säurebildendes Schwefelwasserstoffgas.

Tabelle 3.5: RCSP-Projekte der Validation Phase (2. Phase)  
(Stand: Dezember 2016).

### Development Phase (3. Phase)

Die 3. Phase erstreckt sich über einen geplanten Zeitraum von 2013 bis über 2018 hinaus. Ziel ist die Gewinnung von sowohl projektspezifischer als auch großtechnischer Anlagenerfahrung. Hierbei sollen auch regulatorische, eigentumsrechtliche und planerische Themenkomplexe untersucht werden. Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse sollen Rückschlüsse über die Möglichkeiten einer landesweiten Implementierung der CCS-Technologie und den damit verbundenen externen Effekten gezogen werden. Die nachfolgende Tabelle 3.6 zeigt die Projekte der Development Phase.

Die Analyse der US-amerikanischen CCS-Förderprogramme zeigt den derzeit noch als erheblich einzustufenden finanziellen Förderungsbedarf eindrucksvoll auf. Die amerikanische Regierung erhofft sich mit der Förderung der CCS-Technologie vor allem eine Reichweitenverlängerung ihrer landesspezifischen Erdgas- und Erdölressourcen und eine damit verbundene langfristige Rohstoffunabhängigkeit. Ein Erfolg der CCS-Förderprogramme ist momentan nicht absehbar und kann womöglich unter der Präsidentschaft von Donald J. Trump, aufgrund kurzfristiger Fördermittelkürzungen bis hin zur vollständigen Einstellung dieser, nicht mehr realisiert werden.

Name des Projektes	Art des Projektes	Gesteinsinformation	prognostizierte Gesamtinjektionsmenge an CO <sub>2</sub>
Big Sky Carbon Sequestration Partnership – Kevin Dome Project	Saline Storage	Kevin Dome	1 Mio. t
Midwest Geological Sequestration Consortium – Illinois Basin Decatur Project	Saline Storage	Illinois Basin	1 Mio. t
Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership – Michigan Basin Project	Enhanced Oil Recovery	Michigan Basin	1 Mio. t
Plains CO <sub>2</sub> Reduction Partnership – Bell Creek Field Project	Enhanced Oil Recovery	Powder River Basin	1 Mio. t
Plains CO <sub>2</sub> Reduction Partnership – Ft. Nelson Field Project	Saline Storage	Alberta Basin	3 Mio. t
Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership – Citronelle Project	Saline Storage	Interior Salt Basin, Gulf Coast Region	bis zu 300 Tsd.t
Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership – Cranfield Project	Saline Storage	Interior Salt Basin, Gulf Coast Region	über 5. Mio. t
Southwest Regional Carbon Sequestration Partnership – Farnsworth Unit – Ochiltree Project	Enhanced Oil Recovery	Anadarko Basin	1 Mio. t

Tabelle 3.6: RCSP-Projekte der Development Phase (3. Phase)  
(Stand: Dezember 2016)  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von MIT (2016).



## 4. Ursachen für die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland

Ziel dieses Kapitels ist eine möglichst umfassende Ursachenanalyse für die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland. Zunächst werden die für einen Investor bedeutsamen und derzeit vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen bewertet. Anschließend werden die in den derzeitigen Studien prognostizierten Lernkurven hinsichtlich ihrer Aussagefähigkeit analysiert. Hiernach werden die sozialen Rahmenbedingungen untersucht, unter denen die Einführung der CCS-Technologie stattfinden würde. Den Hauptteil dieses Kapitels bildet die anschließende Stakeholderanalyse. Im Rahmen dieser wird eine Vielzahl der relevanten Stakeholder detailliert untersucht und deren Einfluss auf die Nichteinführung der CCS-Technologie bewertet.

### 4.1. Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Einführung einer neuen risikobehafteten Technologie, wie die der CCS-Technologie, erfordert die Implementierung eines vollumfänglichen, d.h. alle wichtigen Wertschöpfungsstufen bzw. Prozessschritte umfassenden Rechtsrahmens. Der Rechtsrahmen schafft hierdurch einerseits für potentielle Investoren Sicherheit in Bezug auf die Durchsetzung ihrer Eigentumsrechte und definiert gleichzeitig die (technologischen) Anforderungen an ein Investitionsvorhaben. Hierdurch ist es dem Investor möglich, eine fundierte Abschätzung hinsichtlich des notwendigen Zeit- und Kapitalbedarfs vorzunehmen sowie die (wirtschaftliche) Vorteilhaftigkeit einer Investition mit weiteren Investitionsalternativen zu vergleichen und zu bewerten.

Andererseits gehört zu den Aufgaben eines umfassenden Rechtsrahmens die Regelung der mit dem Einsatz einer solchen Technologie zwangsläufig verbundenen negativen technologischen Externalitäten<sup>89</sup>. Hierbei wägt der Gesetzgeber im Idealfall den Schutz der betroffenen Marktteilnehmer vor zusätzlichen Risiken bzw. Emissionen mit der Vorteilhaftigkeit bspw. einer Emissionsreduktion von THGs oder anderer Schadstoffe durch den Einsatz einer neuen Technologie ab.

---

<sup>89</sup> Hier als Synonym für „*negative externe Effekte*“ zu verstehen.

Auf europäischer Ebene wurden am 23. April 2009 mit der Verabschiedung der CCS-Richtlinie 2009/31/EG<sup>90</sup> über die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> als Bestandteil des EU-Klimapakets erste rechtliche Rahmenbedingungen in Bezug auf die Einführung der CCS-Technologie in den jeweiligen Mitgliedsstaaten geschaffen.

Das EU-Klimapaket setzte sich darüber hinaus aus den folgenden drei weiteren Rechtsetzungsakten zusammen:

- (1) Der **Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG**<sup>91</sup> zwecks Förderung der Erneuerbarer Energien und
- (2) der **Effort-Sharing-Entscheidung Nr. 406/2009/EG**<sup>92</sup>, welche die nationalen Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Sektoren abseits des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) determiniert sowie
- (3) der **Emissionshandels-Richtlinie 2009/29/EG**<sup>93</sup> mit dem Ziel der Erweiterung des EU-ETS.

In der der Richtlinie 2009/31/EG vorangestellten Begründung stuft das europäische Parlament bzw. der Rat **die CCS-Technologie als zwingend notwendige Brückentechnologie** zur Erreichung der klimapolitischen Ziele (Reduktion der THG-Emissionen um 50 % bis 2050) ein. Das Speicherpotenzial wird in diesem Kontext auf bis zu 160 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2030 geschätzt.

Des Weiteren wird auf die Möglichkeit der CO<sub>2</sub>-Speicherung in geologischen Schichten unterhalb des Meeresbodens durch die Änderung des Übereinkommens über den Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks „*OSPAR-Übereinkommen*“ hingewiesen. Grundlage hierfür war die Annahme von Regelungen in Bezug auf das Risikomanagement und die Risikobewertung „*Londoner Protokoll von 1996*“.

Besonders hervorzuheben ist auch, dass die Richtlinie 2009/31/EG bzgl. der mit der Abscheidung von CO<sub>2</sub> verbundenen Ströme ausdrücklich auf die Anwendbarkeit bestehender Regelungen, insbesondere der Richtlinie 2008/1/EG<sup>94</sup>

---

<sup>90</sup> Vgl. EU-RL 2009/31/EG (2009).

<sup>91</sup> Vgl. EU-RL 2009/28/EG (2009).

<sup>92</sup> Vgl. EU 406/2009/EG (2009).

<sup>93</sup> Vgl. EU-RL 2009/29/EG (2009).

<sup>94</sup> Vgl. EU-RL 2008/1/EG (2008).

vom 15. Januar 2008 und der Richtlinie 2011/92/EU<sup>95</sup> des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011, verweist.

Inhaltlich befasst sich die Richtlinie 2009/31/EG mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen mit einem geplanten Gesamtspeichervolumen von mehr als 100 Kilotonnen (Artikel 1, Abschnitt 1) sowie einer in diesem Zusammenhang stehenden Gewährleistung der Umweltverträglichkeit durch die Minimierung negativer Externalitäten (Artikel 1, Abschnitt 2). Hierbei regelt die Richtlinie 2009/31/EG die nachfolgende Themenkomplexe im Detail:

- Die Auswahl der CO<sub>2</sub>-Speichertstandorte sowie die damit notwendigen Explorationsgenehmigungen (Kapitel 2),
- die Anforderung, den Inhalt und den Ablauf von zu erteilenden Speichergenehmigungen (Kapitel 3),
- die Kriterien für den Speicherbetrieb, dessen Schließung und die sich anschließenden Nachsorgeverpflichtungen insbesondere im Zusammenhang mit dem Auftreten von Leckagen und außergewöhnlichen Abweichungen vom Normalbetrieb (Kapitel 4) sowie
- den diskriminierungsfreien Zugang Dritter zur CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur und den daran angeschlossenen Speicherstätten.

Für das 6. und letzte Kapitel der Richtlinie 2009/31/EG ist besonders erwähnenswert, dass die Mitgliedsstaaten zur Erstellung eines Speicherkatasters und zur transparenten Information der Öffentlichkeit hierüber verpflichtet wurden. Den Mitgliedsstaaten wurde eine Frist zur Umsetzung der Richtlinie 2009/31/EG bis zum 25. Juni 2011 eingeräumt.

Insgesamt schafft die Richtlinie 2009/31/EG einen umfassenden Rechtsrahmen für die Einführung der CCS-Technologie und das europäische Parlament bzw. der Rat betont hierbei ausdrücklich deren Bedeutsamkeit als Brückentechnologie für die Erreichung der gesetzten THG-Emissionsreduktionsziele. Demzufolge wäre unter den gegebenen Voraussetzungen zu erwarten, dass die Mitgliedsstaaten, welche gemeinsam der Richtlinie zugestimmt haben, diese bald unverändert und vollumfänglich innerhalb der Umsetzungsfrist in nationales Recht überführen würden.

---

<sup>95</sup> Vgl. EU-RL 2011/92/EU (2011).



Tatsächlich wurde mit einer Verspätung von 13 Monaten nach einer langwierigen und teilweise kontroversen Diskussion innerhalb der damaligen Regierungskoalition, bestehend aus dem Unionsbündnis aus CDU und CSU sowie dem Koalitionspartner FDP, das Kohlendioxidspeicherungsgesetz (KSpG)<sup>96</sup> am 17. August 2012 verabschiedet.

Ursächlich verantwortlich hierfür war im Wesentlichen die mangelnde Akzeptanz der Letztverbraucher und Staatsbürger gegenüber der Einführung dieser neuen Technologie (siehe dazu soziale Rahmenbedingungen – Kapitel 4.3 und Stakeholderanalyse – Kapitel 4.4).

Folglich stellt das KSpG im Ergebnis lediglich den kleinsten gemeinsamen Nenner der damaligen Regierungskoalition dar und kann als lästige Verpflichtung einer Umsetzung der Richtlinie 2009/31/EG interpretiert werden.

Erkennbar ist dies zunächst an der Eingrenzung des KSpG auf den ausschließlichen Regelungsgegenstand der Erforschung, Erprobung und Demonstration der CCS-Technologie (§ 1). Somit wird nicht, wie in der Richtlinie 2009/31/EG gefordert, die Implementierung eines nationalen Rechtsrahmens für die großtechnische Einführung der CCS-Technologie umgesetzt. Darüber hinaus werden zwar alle in der Richtlinie 2009/31/EG genannten Themenkomplexe formal im KSpG aufgeführt. Diese werden jedoch nur sehr diffus konkretisiert und nicht in entsprechende Verordnungsermächtigungen überführt. In Folge dieser geringen Regelungsdichte gibt es einen erheblichen Interpretationsspielraum und Unsicherheit und faktisch eine damit verbundene hohe Markteintrittsbarriere aufgrund der damit entstehenden überproportionalen Investitionsrisiken für potentielle Investoren.

Schließlich hat die Übertragung der Umsetzung des KSpG auf das jeweilige Landesrecht dazu geführt, dass die Bundesländer bislang keinerlei weiterführende Konkretisierung vorgenommen haben. Hintergrund hierfür ist der Versuch der Bundesregierung und der jeweiligen Bundesländer sich aufgrund der mangelhaften öffentlichen Akzeptanz von einer gesetzlichen Regelung in Bezug auf die großtechnische Einführung der CCS-Technologie in Deutschland zu exkulpieren.

Faktisch existiert somit seit der Verabschiedung der Richtlinie 2009/31/EG bis heute keinerlei sehr konkret ausgefüllter Rechtsrahmen. Dieser Umstand

---

<sup>96</sup> Vgl. KSpG (2012).

hat einen wesentlichen Anteil an der bisherigen Nichteinführung der großtechnischen CCS-Technologie in Deutschland. Ein Beleg hierfür ist auch die Tatsache, dass bis zum Stichtag, dem 31. Dezember 2016 kein einziger Antrag auf Genehmigung eines CO<sub>2</sub>-Speichers bei den zuständigen Landesbehörden, wie im KSpG § 2 gefordert, eingereicht wurde. Im Ergebnis kann seit dem Jahresbeginn 2017 kein CO<sub>2</sub> in Deutschland, auch nicht zu Forschungszwecken, eingespeichert werden. Damit fehlt eine weitere wichtige Voraussetzung für die zukünftige Einführung der CCS-Technologie.

## **4.2. Technologische Lernraten**

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Bedürfnisses der Marktteilnehmer valide Aussagen über zukünftige Entwicklungen im Energiesektor treffen zu können, haben innerhalb der Präzisierung makroökonomischer Zusammenhänge durch den Einsatz komplexerer Energiesystemmodelle technologische Lernraten bzw. das Lernkurvenkonzept an Bedeutung gewonnen.

Im nachfolgenden Kapitel werden die Grundzüge des Lernkurvenkonzeptes dargestellt und auf Basis einer Literaturrecherche deren Implikationen für das Quasi-Scheitern der CCS-Technologie erläutert.

### **4.2.1. Grundzüge des Lernkurvenkonzeptes**

Das allgemeine Lernkurvenkonzept für die Produktion von Industriegütern basiert auf der empirischen Beobachtung, dass bei jeder Verdoppelung der produzierten Ausbringungsmenge die Produktionskosten über einen längeren Zeitraum mit einem nahezu konstanten Faktor sinken. Die empirischen Beobachtungen werden innerhalb der mikroökonomischen Produktionstheorie als mobilisierbare Skaleneffekte durch zunehmende Nutzung (auf Englisch: economies of scale) beschrieben. Der Skaleneffekt stellt den Zusammenhang zwischen der Produktionsmenge und den hierfür eingesetzten Produktionsfaktorbündeln dar.

Neben konstanten Skaleneffekten, bei denen eine proportionale Erhöhung der Produktionsfaktoren um einen gegebenen Faktor eine Zunahme der Produktionsmenge um den gleichen Faktor folgt, sind für das Lernkurvenkonzept steigende Skaleneffekte von besonderer Relevanz. Im Fall steigender Skaleneffekte sinken mit zunehmender Produktionsmenge die Grenzkosten eines Produktes. Verantwortlich für positive Skaleneffekte sind wiederum Effizienzsteigerungen

in der Güterproduktion. Beispielhaft kann hierfür die Anwendung arbeitsteiliger Produktionsverfahren, welche den Übergang von der Einzelfertigung über die Serienfertigung bis hin zur Massenfertigung ermöglichen, angeführt werden. Hierbei wird das gesamte Produktionsverfahren in standardisierte Produktionsschritte fragmentiert. Dies führt wiederum zu einer Spezialisierung der einzelnen Produktionsschritte, welche sich einerseits besser überwachen lassen sowie andererseits höhere Stückzahlen zulassen und somit zu einer Verringerung der Grenzkosten führen. Darüber hinaus können technologischer Fortschritt oder die Substitution von Arbeit durch neue Maschinen mit inkorporierten Innovationen einen zusätzlichen Beitrag zur Absenkung der Grenzkosten leisten. Die einfachste mathematische Darstellung des Lernkurvenkonzepts im Bereich der Energiewirtschaft ist:

$$Y = c_0 \cdot x^{-b} \quad (1)$$

mit:

- Y**, welches die Investitionskosten einer Kraftwerkseinheit zu einem bestimmten Zeitpunkt widerspiegelt,
- c<sub>0</sub>**, entspricht den Kosten der ersten im Markt installierten Kraftwerkseinheit,
- x**, stellt die gesamte installierte Kraftwerkskapazität in MW im Markt dar und
- b**, ist die Rate der Kostenreduzierung.<sup>97</sup>

Im Ergebnis reduzieren sich die Investitionskosten um einen konstanten Faktor mit der zunehmenden installierten Kraftwerkskapazität im Markt.

Im Fall der CCS-Technologie, deren Einführung derzeit noch aussteht, kann folglich das Lernkurvenkonzept nicht originär angewendet werden, da:

**Y = 0** kein Ergebnis, aufgrund der bislang fehlenden CCS-Kraftwerkskapazität, liefert.

#### 4.2.2. Analyse prognostizierter Lernkurven

Die Prognose von Lernkurven ist sowohl für Marktteilnehmer, welche vor der wirtschaftlichen Erwägung einer Investition in eine neue (Kraftwerks-)Technologie stehen, als auch für die Planer von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen von grundlegender Bedeutung. Beide treffen ihre Entscheidungen

---

<sup>97</sup> Vgl. Arrow (1962, S. 155–173) sowie McDonald und Schrattenholzer (2001, S. 255–261).

gen auf der Basis von Studien, welche Lernkurveneffekte in ihrer Zukunftsprognose mitberücksichtigen und deren Auswirkungen in energiewirtschaftlichen Modellen bewerten.

Auf Basis dieser Studien kann ein Marktteilnehmer im Ergebnis den von ihm präferierten Investitionszeitpunkt und die zeitgleich verfügbaren Investitionsalternativen bestimmen. Ein Planer kann seinerseits bspw. die Anfangshöhe einer finanziellen Förderung einer spezifischen Technologie bestimmen und darüber hinaus den Degressionsverlauf der Förderung festlegen.

Voraussetzung für die Nutzung solcher Studien als Entscheidungsgrundlage ist die wissenschaftliche Fundierung eben dieser. Die Marktteilnehmer und Planer besitzen in der Regel selbst nicht die für ihre Entscheidungen notwendigen (Fach-)Kenntnisse und sind auf die Aussagefähigkeit der von ihnen zugrunde gelegten Studien angewiesen.

Die Autoren der Studien sind wiederum ihrerseits auf die Validität der ihnen zur Verfügung stehenden Daten angewiesen. Die Datenvalidität muss bei der Studienerstellung entsprechend geprüft und mitberücksichtigt werden. Im Ergebnis müssen die Autoren die Grenzen der Aussagefähigkeit ihrer Studien transparent gegenüber den Marktteilnehmern und Planern kommunizieren bzw. kennzeichnen. Hierdurch kann eine Überinterpretation von Studienergebnissen sicher vermieden werden. Im Idealfall erhält man nach einiger Zeit eine bestmögliche Schätzung auf der Grundlage der besten verfügbaren Informationen, sofern die Studien jeweils unabhängig voneinander nach bestem individuellem Wissenstand der Forscher erstellt wurden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Literaturrecherche für den Zeitraum von 2002 bis 2016 mit dem Fokus auf Lernkurveneffekte in Bezug auf unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Abscheidetechniken durchgeführt.

Das qualitative Ergebnis der Literaturrecherche ist in der nachfolgenden Tabelle zusammengestellt (siehe Tabelle 4.1).

Jahr der Veröffentlichung	Quelle	CCS-Abscheidetechnologie	Primärenergieträger
2002	IEA (2002)	Post-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
2004	IEA (2004)	Post-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
2005	Metz et al. (2005)	Pre-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
2006	Linßen et al. (2006)	Post-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Braunkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
		Pre-Combustion	Steinkohle
		Oxy-Fuel-Combustion	Braunkohle
		Oxy-Fuel-Combustion	Steinkohle
2007	Broeck et al. (2007)	Post-Combustion	Steinkohle
		Post-Combustion	Erdgas
		Pre-Combustion	Steinkohle
	Damen (2007)	Post-Combustion	Steinkohle
		Post-Combustion	Erdgas
		Pre-Combustion	Steinkohle
	Hendriks (2007)	Post-Combustion	Steinkohle
		Post-Combustion	Erdgas
		Pre-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
		Oxy-Fuel-Combustion	Steinkohle
		Oxy-Fuel-Combustion	Erdgas
Peeters et al. (2007)	Post-Combustion	Erdgas	
2008	IEA (2008)	Post-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Steinkohle
		Pre-Combustion	Erdgas
2010	Viebahn et al. (2010)	Post-Combustion	Steinkohle
		Post-Combustion	Braunkohle
		Post-Combustion	Erdgas
		Pre-Combustion	Steinkohle

Tabelle 4.1: Ergebnis der Literaturrecherche von Lernkurveneffekten verschiedener CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien im Zeitraum von 2002 bis 2016

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005), Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), Peeters et al. (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

Insgesamt berücksichtigen 10 Studien Lernkurveneffekte von unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien. Die relevanten Studien erstrecken sich auf einen Zeitraum von 2002 bis 2010. Im Zeitraum von 2010 bis 2016 sowie in den beiden Jahren 2003 und 2009 wurden keine weiteren relevanten Studien veröffentlicht.

Mit Ausnahme einer Häufung von vier publizierten Studien im Jahr 2007 wurde im übrigen Zeitraum jeweils eine Studie pro Jahr veröffentlicht.

Der übergeordnete Untersuchungsgegenstand aller Studien ist eine modellbasierte Zukunftsprognose über die Entwicklung der Energiewirtschaft im Erzeugungsbereich unter Berücksichtigung von fossilthermischen Kraftwerken mit unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien. Die analysierten Studien nehmen jeweils eine Differenzierung nach Abscheidetechnologie und eingesetztem Primärenergieträger vor. Die Kombination der untersuchten Abscheidetechnologien mit den jeweiligen Primärenergieträgern kann ebenfalls der Tabelle 4.1 entnommen werden.

Ausschließlich in den beiden Studien von Linßen et al. (2006) und Hendriks (2007) wurde die Oxy-Fuel-Combustion-Technologie untersucht. Der Primärenergieträger Braunkohle wurde darüber hinaus nur in zwei Studien, bei Linßen et al. (2006) und Viebahn et al. (2010), mitberücksichtigt. Aufgrund des damit verbundenen geringen Datenumfanges werden diese (Teil-)Ergebnisse im Rahmen dieser Arbeit nicht weiterführend analysiert.

Die untersuchten Studien weisen als Ergebnis ihrer energiewirtschaftlichen Modellierung jeweils eine Unter- und eine Obergrenze für die Investitionskosten in €/kW sowie einen minimalen und einen maximalen Nettowirkungsgrad in % für Kraftwerke aus. Die Spannbreite sowohl bei den Investitionskosten als auch bei den Kraftwerkswirkungsgraden wurde von den jeweiligen Autoren der Studien mit Lernkurveneffekten in Bezug auf die eingesetzte CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie begründet. Diese Begründung ist aus energietechnischer Sicht zutreffend, da mit einer (technischen) Effizienzsteigerung auch gleichzeitig eine Degression der Kosten verbunden ist.

Des Weiteren kann grundsätzlich darüber hinaus auch angenommen werden, dass eine Erhöhung des Nettowirkungsgrades eines Kraftwerks aufgrund von Lernkurveneffekten die apparatebautechnische Größe der nachgelagerten CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen zusätzlich reduziert. In Folge dieser Einflussfaktoren sinkt das zur Errichtung einer solchen CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage notwendige umbaute Volumen an Stahl bzw. Beton. Unter der Annahme, dass ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen umbautem Volumen an Stahl bzw. Beton und den Investitionskosten besteht, werden diese mit großer Wahrscheinlichkeit sinken.

Diese Voraussetzungen lassen für den Untersuchungszeitraum von 2002 bis 2016 tendenziell fallende Investitionskosten bei einem gleichzeitigen Anstieg des Kraftwerksnettowirkungsgrades erwarten.

Nachfolgend wurden die Studienergebnisse diesbezüglich detailliert analysiert. Zur Vergleichbarkeit der zu unterschiedlichen Zeitpunkten getroffenen Aussagen der jeweiligen Studien in Bezug auf die Investitionskosten, wurden diese inflationsbereinigt sowie zeitpunktbezogen für das Bezugsjahr 2016 dargestellt.<sup>98</sup> Zunächst wurden die jeweiligen Studienergebnisse in Bezug auf die Investitionskosten der **Post-Combustion-Abscheidetechnologie** für den **Primärenergieträger Steinkohle** verglichen. Die Ergebnisse sind in der Abbildung 4.1 graphisch dargestellt.

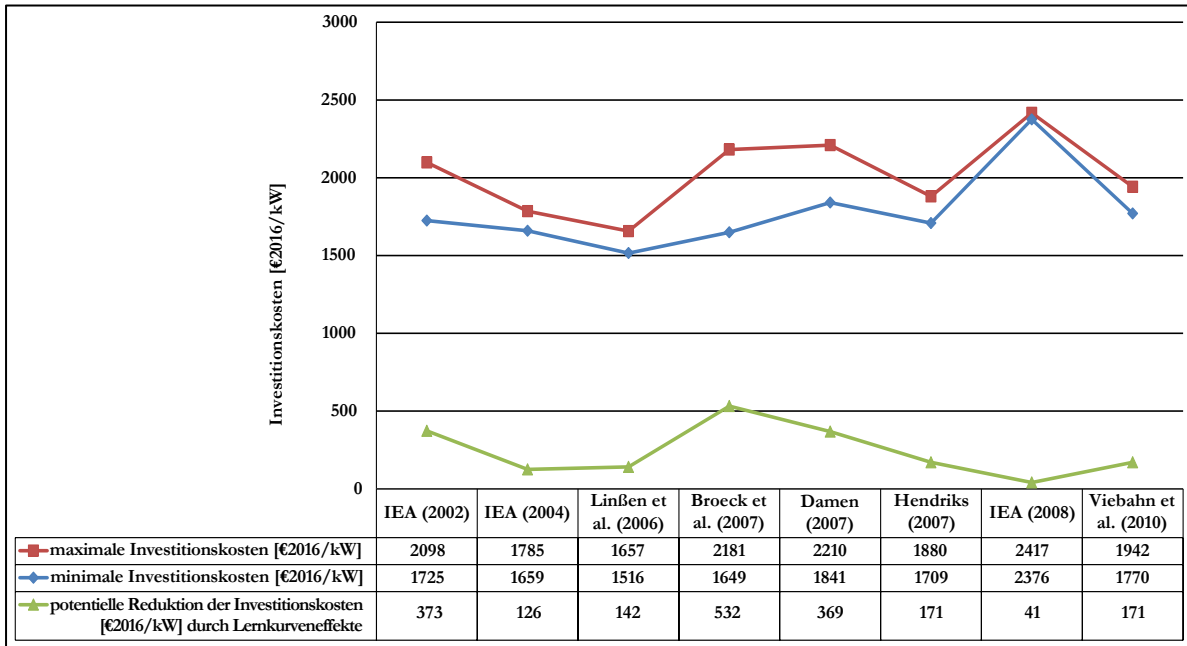


Abbildung 4.1: Vergleich der Studienergebnisse bzgl. der Investitionskosten der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

Ein Vergleich der Investitionskosten sowie deren potentielle Reduktion durch Lernkurveneffekte für die **Post-Combustion-Abscheidetechnologie** unter Nutzung des **Primärenergieträgers Steinkohle** konnte für insgesamt acht Studien<sup>99</sup> durchgeführt werden.

Die Ergebnisse der acht Studien zeigt eine Schwankungsbreite der minimalen Investitionskosten von 1.516 €<sub>2016</sub>/kW bei Linßen et al. (2006) bis 2.376 €<sub>2016</sub>/kW

<sup>98</sup> Vgl. Destatis (2017, S. 141). Hinweis: Berechnungsgrundlage hierfür bildet der Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) nach dem Güterverzeichnis für Produktionsstatistiken, Ausgabe 2009 (GP 2009) - Lange Reihen der Fachserie 17, Reihe 2 von Januar 2000 bis Januar 2017 -, speziell GP = 28 für Maschinen (Maschinenbauerzeugnisse).

<sup>99</sup> Vgl. IEA (2002), IEA (2004), Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

bei IEA (2008). Die maximalen Investitionskosten schwanken im Bereich von 1.657 €/2016/kW bei Linßen et al. (2006) bis 2.417 €/2016/kW bei IEA (2008).

Des Weiteren ergibt sich für die minimalen Investitionskosten ein Mittelwert von 1.781 €/2016/kW mit einer empirischen Standardabweichung von  $\pm 242$  €/2016/kW.

Der Mittelwert beträgt für die maximalen Investitionskosten mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung  $2.021$  €/2016/kW  $\pm 234$  €/2016/kW.

Die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte liegt im Bereich von 41 €/2016/kW bei IEA (2008) bis 532 €/2016/kW bei Broeck et al. (2007) mit einem Mittelwert von  $241$  €/2016/kW  $\pm 155$  €/2016/kW der dazugehörigen empirischen Standardabweichung.

Die Auswertung der Studienergebnisse zeigt über den Untersuchungszeitraum keine tendenziell fallenden Investitionskosten. Vielmehr unterliegen die Ergebnisse einer erheblichen Schwankungsbreite bei den maximalen Investitionskosten in Höhe von 760 €/2016/kW und den minimalen Investitionskosten mit 860 €/2016/kW.

Die Ergebnisse der Studien in Bezug auf potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte sind vor dem Hintergrund einer ebenfalls erheblichen Schwankungsbreite von 491 €/2016/kW als kritisch anzusehen. Ursache hierfür können entweder eine unzureichende Validität der zugrunde gelegten Daten sein oder seitens der Autoren eine Überschätzung der Leistungsfähigkeit der in den Studien verwendeten mathematischen Modellen. In den Studien finden sich diesbezüglich keinerlei Aussagen. Die Analyse zeigt auch, dass die in den Studien verwendeten Eingangsparameter über den zeitlichen Verlauf keine Verbesserung der Datenvalidität erkennen lassen.

Der Vergleich der technologischen Parameter der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle (siehe Abbildung 4.2) unterstützt die zuvor genannte Argumentation.



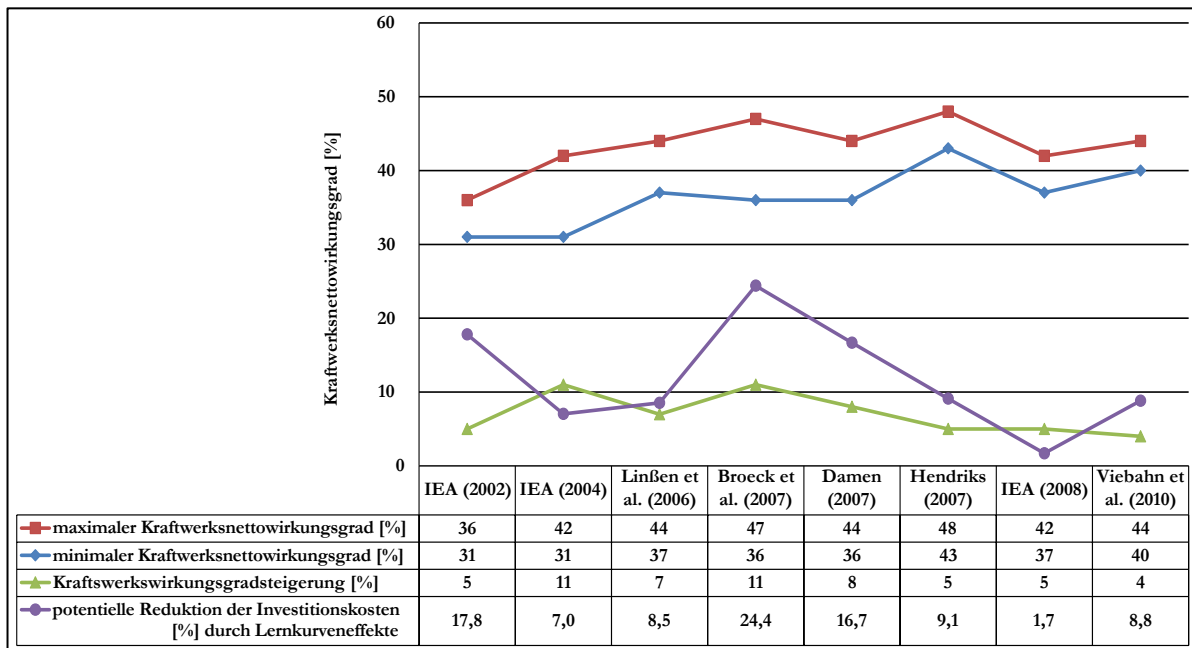


Abbildung 4.2: Vergleich der technologischen Parameter der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

Die Schwankungsbreite des maximalen Nettowirkungsgrades liegt zwischen 36 % bei IEA (2002) und 48 % bei Hendriks (2007) bei einem Mittelwert von 43 %  $\pm$  3 % empirischer Standardabweichung. Der minimale Nettowirkungsgrad schwankt von 31 % bei IEA (2002) & IEA (2004) bis 43 % bei Hendriks (2007). Der zugehörige Mittelwert ist 36 %  $\pm$  4 % empirischer Standardabweichung.

Ein tendenziell ansteigender Kraftwerksnettwirkungsgrad über den Untersuchungszeitraum ist gegeben. Diese Tatsache spricht einerseits für die grundsätzliche Richtigkeit der von den Autoren der Studien eingesetzten technologischen Parameter und andererseits für einen prinzipiellen Einfluss durch Lernkurveneffekte.

Weiterführend zeigt sich jedoch eine erhebliche Schwankungsbreite sowohl in Bezug auf den minimalen und maximalen Nettowirkungsgrad als auch auf die errechneten Wirkungsgradsteigerungen durch Lernkurveneffekte. Der Mittelwert für die Kraftwerkswirkungsgradsteigerung liegt mit einer empirischen Standardabweichung von  $\pm$  3 % bei 7 %. Hierbei wird in den Studien die Kraftwerkswirkungsgradsteigerung mit einer Schwankung von 4 % bei Viebahn et al. (2010) bis 11 % bei IEA (2004) & Broeck et al. (2007) angegeben. Darüber hinaus finden sich auch in den errechneten Werten bzgl. einer potentiellen Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte vergleichbare Schwankungsbreiten.

Diese liegen zwischen 7,0 % bei IEA (2004) und 24,4 % bei Broeck et al. (2007) mit einem Mittelwert von 11,8 %  $\pm$  6,8 % empirischer Standardabweichung. Zusammenfassend ist festzustellen, dass sowohl die technologischen Parameter als auch die Ergebnisse in Bezug auf die Investitionskosten der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle in den untersuchten Studien aufgrund der unzureichenden Validität der Daten, keine detaillierten sowie weiterführenden Schlussfolgerungen zulassen. Auf dieser Datenbasis ist eine energiewirtschaftliche Modellierung nicht sinnvoll durchführbar, da die erzeugten Ergebnisse nicht bewertet werden können und zukunftsgerichtete Aussagen demnach nicht belastbar sind. Ein weiterer Vergleich der Investitionskosten sowie deren potentielle Reduktion durch Lernkurveneffekte wurde für die **Pre-Combustion-Abscheidetechnologie** unter Nutzung des **Primärenergieträgers Steinkohle** für insgesamt neun Studien<sup>100</sup> durchgeführt (siehe Abbildung 4.3).

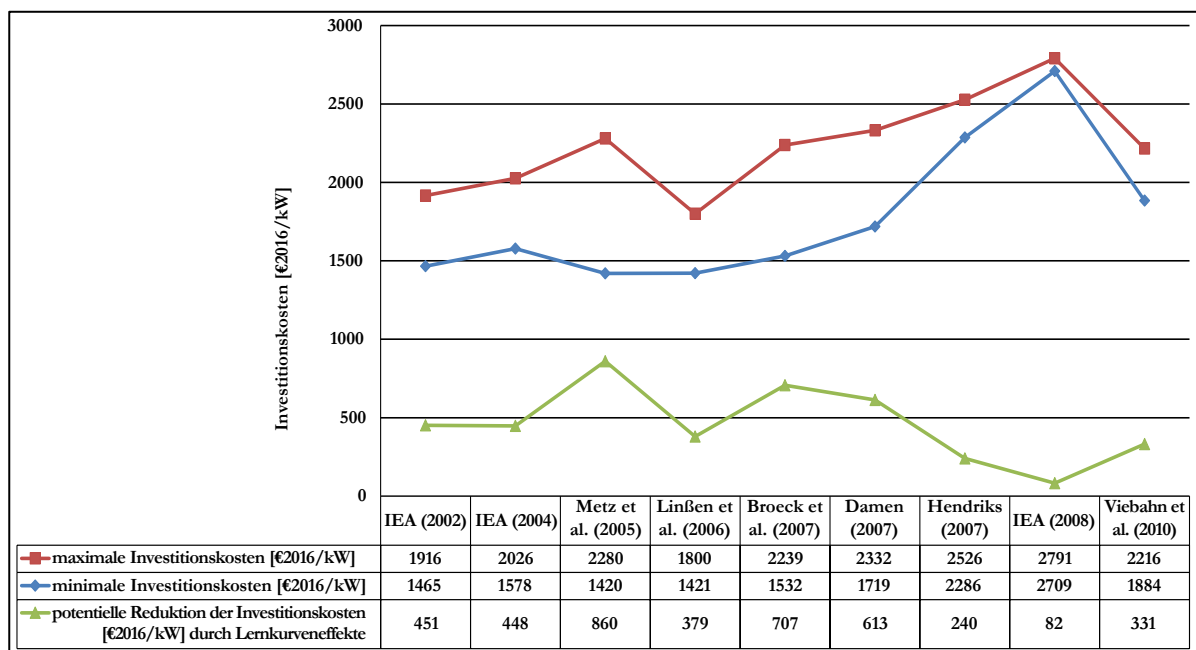


Abbildung 4.3: Studienergebnisse in Bezug auf die Investitionskosten der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005) Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

<sup>100</sup> Vgl. IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005), Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

Die Daten weisen ebenfalls eine vergleichbar und als erheblich einzuordnende Schwankungsbreiten auf:

- ***Minimale Investitionskosten:***

Im Intervall von 1.420 €<sub>2016</sub>/kW bei Metz et al. (2005) bis 2.709 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2008) mit einer Schwankungsbreite von 1.289 €<sub>2016</sub>/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung beträgt 1.779 €<sub>2016</sub>/kW ± 421 €<sub>2016</sub>/kW.

- ***Maximale Investitionskosten:***

Im Intervall von 1.916 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2002) bis 2.791 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2008) mit einer Schwankungsbreite von 875 €<sub>2016</sub>/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung ist 2.236 €<sub>2016</sub>/kW ± 287 €<sub>2016</sub>/kW.

Aufgrund der erheblichen Schwankungsbreite ist auch hier die Validität der Daten zweifelhaft. Darüber hinaus zeigen sich tendenziell ansteigende anstatt wie zu erwarten fallende Investitionskosten. Steigende Investitionskosten sind nur dann plausibel, wenn bspw. die Kosten für Stahl bzw. Beton im Untersuchungszeitraum gleichfalls ansteigen, da diese Werkstoffkosten apparatebau-technisch für den Anlagenbau mit zu der bedeutsamsten Kostenart gehören. Ein Anstieg der Werkstoffkosten würde jedoch alle Abscheidetechnologien gleichsam betreffen und müsste folglich auch bei den weiteren Vergleichen der Investitionskosten ebenfalls dieselbe Tendenz aufweisen, was im Untersuchungszeitraum nicht der Fall ist. Im Ergebnis verstärkt sich hier der Eindruck mangelhafter Datenvalidität.

Aussage über die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte sind ebenfalls als kritisch zu betrachten, da diese Daten ebenfalls mit 778 €<sub>2016</sub>/kW im Bereich von 82 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2008) bis 860 €<sub>2016</sub>/kW Metz et al. (2005) einer erheblichen Schwankungsbreite unterliegen und in Folge dessen keinerlei Aussagen über den tatsächlichen Einfluss von Lernkurveneffekten ermöglichen.

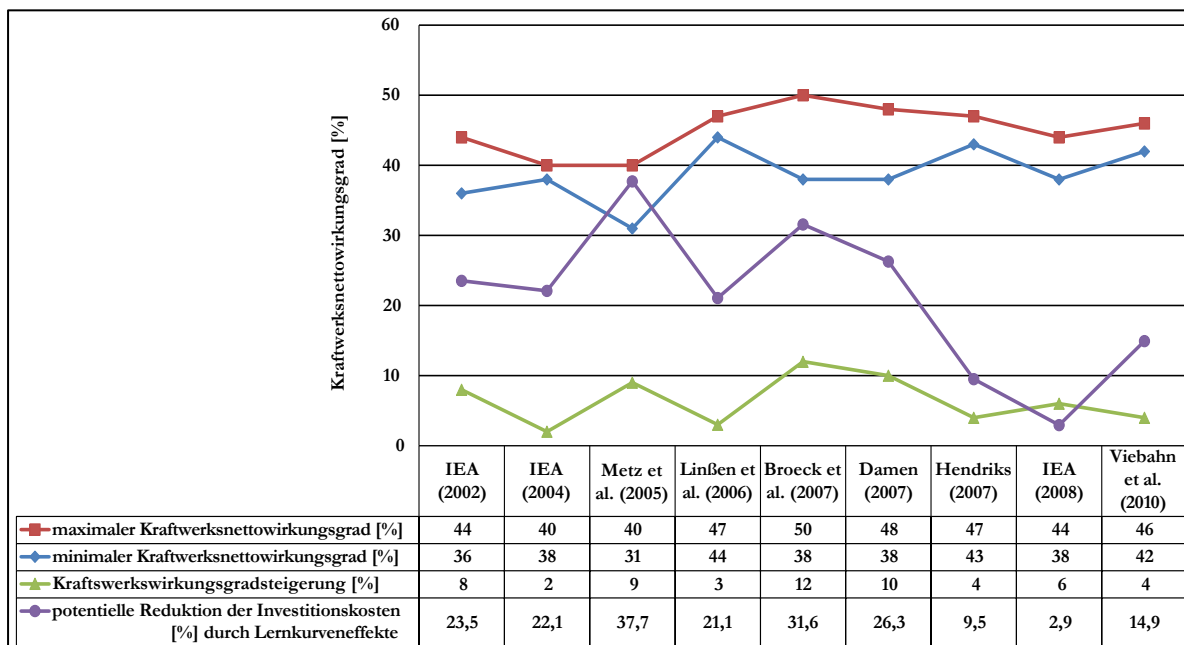


Abbildung 4.4: Vergleich der technologischen Parameter der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005) Linßen et al. (2006), Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), IEA (2008), Viebahn et al. (2010).

Ebenfalls stützt auch hier der Vergleich der technologischen Parameter der **Pre-Combustion-Abscheidetechnologie** für den **Primärenergieträger Steinkohle** (siehe Abbildung 4.4) die vorangestellte Argumentation.

Die Daten weisen wiederum eine große Schwankungsbreite auf:

- **Minimaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankung im Bereich von 31 % bei Metz et al. (2005) bis 44 % bei Linßen et al. (2006). Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung beträgt  $39 \% \pm 4 \%$ .

- **Maximaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankungsbreite im Intervall von 40 % bei IEA (2004) & Metz et al. (2005) bis 50 % bei Broeck et al. (2007). Der Mittelwert mit zugehöriger empirischer Standardabweichung ist  $45 \% \pm 3 \%$ .

Ein tendenziell ansteigender Kraftwerksnettowirkungsgrad ist auch hier über den Untersuchungszeitraum hinweg erkennbar. Die Wirkungsgradsteigerung schwankt ebenfalls erheblich zwischen 3 % bei Linßen et al. (2006) und 12 % bei Broeck et al. (2007). Hierbei liegt der Mittelwert mit zugehöriger empirischer Standardabweichung bei  $6 \% \pm 3 \%$ .

Schließlich zeigen sich ebenfalls im Bereich der errechneten Werte in Bezug auf die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte vergleichbar erhebliche Schwankungsbreiten. Die Werte liegen im Bereich von 2,9 % bei IEA (2004) und 37,7 % bei Metz et al. (2007) mit einem Mittelwert von  $21,1 \% \pm 10,1 \%$  empirischer Standardabweichung.

Im Ergebnis zeigt sich auch hier, dass sowohl die technologischen Parameter als auch die Ergebnisse in Bezug auf die Investitionskosten der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Steinkohle in den untersuchten Studien wiederum aufgrund der unzureichenden Validität der Daten keine detaillierten sowie weiterführenden Schlussfolgerungen zulassen. Insbesondere wird in den Studien nicht auf die steigenden statt der zu erwartenden fallenden Investitionskosten weiterführend eingegangen. Die Datenbasis ermöglicht auch hier wiederum keine konsistente energiewirtschaftliche Modellierung. Eine Bewertung der Ergebnisse ist somit nicht möglich und zukunftsgerichtete Aussagen können folglich nicht gemacht werden.

Der Investitionskostenvergleich sowie die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte wurde für die **Post-Combustion-Abscheidetechnologie** unter Nutzung des **Primärenergieträgers Erdgas** bei insgesamt fünf Studien<sup>101</sup> durchgeführt (siehe Abbildung 4.5).

---

<sup>101</sup> Vgl. Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), Peeters et al. (2007), Viebahn et al. (2010).

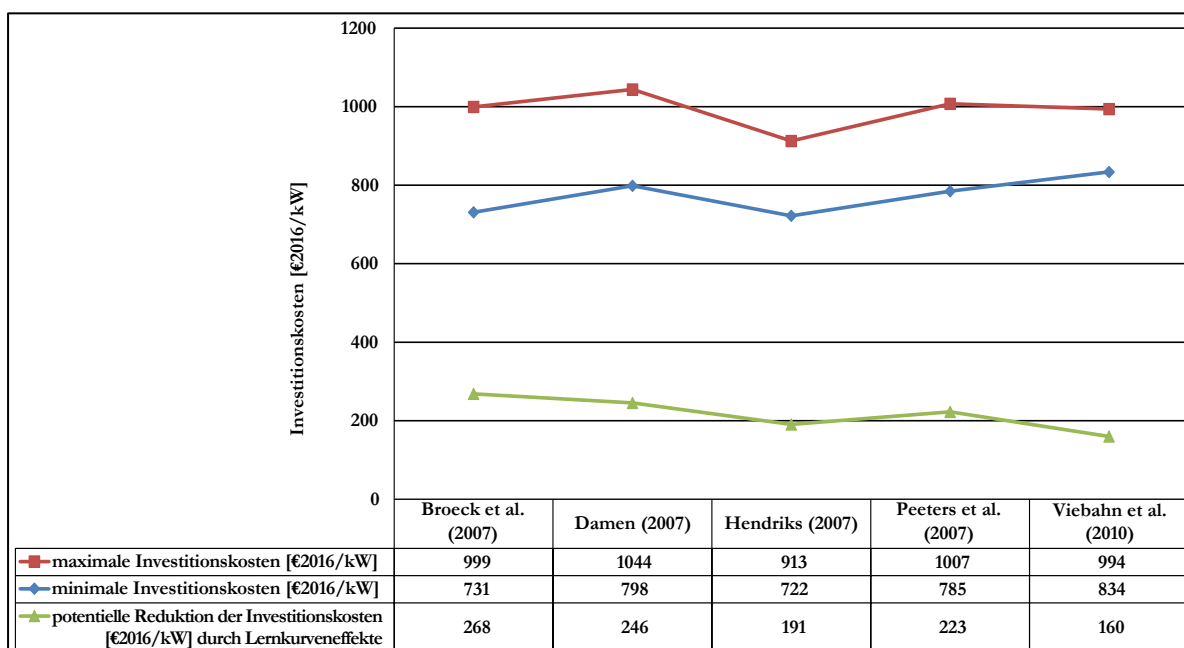


Abbildung 4.5: Studienergebnisse bzgl. der Investitionskosten der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), Peeters et al. (2007), Viebahn et al. (2010).

Die Studienergebnisse zeigen nahezu konstante Investitionskosten über den Zeitraum von 2007 bis 2010. Hierbei ist zudem zu beachten, dass vier der fünf Studien im Jahr 2007 veröffentlicht wurden:

- **Minimale Investitionskosten:**

Im Bereich von 731 €/2016/kW bei Broeck et al. (2007) bis 834 €/2016/kW bei Viebahn et al. (2007) mit einer Schwankungsbreite von 103 €/2016/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung liegt bei 774 €/2016/kW  $\pm$  42 €/2016/kW.

- **Maximale Investitionskosten:**

In den Grenzen von 913 €/2016/kW bei Hendriks (2007) bis 1.044 €/2016/kW bei Damen (2007) mit einer Schwankungsbreite von 131 €/2016/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung ist 991 €/2016/kW  $\pm$  43 €/2016/kW.

Die potentielle Reduktion der Investitionskosten wird zwar von den Autoren tendenziell fallend angegeben und schwankt im Bereich von 191 €/2016/kW bei Hendriks (2007) bis 268 €/2016/kW bei Broeck et al. (2007). Der zugehörige Mittelwert liegt bei 217 €/2016/kW  $\pm$  39 €/2016/kW empirischer Standardabweichung.

Im Ergebnis deuten die nahezu konstanten Investitionskosten über den Untersuchungszeitraum jedoch daraufhin, dass die Autoren der jeweiligen Studien annähernd die gleiche oder sehr ähnliche Datenbasis als Grundlage für die Erstellung ihrer Studien verwendet haben. Eine Bewertung hinsichtlich eines möglichen Einflusses von Lernkurveneffekten ist hierdurch nicht mehr möglich.

Der Vergleich der technologischen Parameter der **Post-Combustion-Abscheidetechnologie** für den **Primärenergieträger Erdgas** (siehe Abbildung 4.6) bestätigt wiederum die vorangestellte Argumentation.

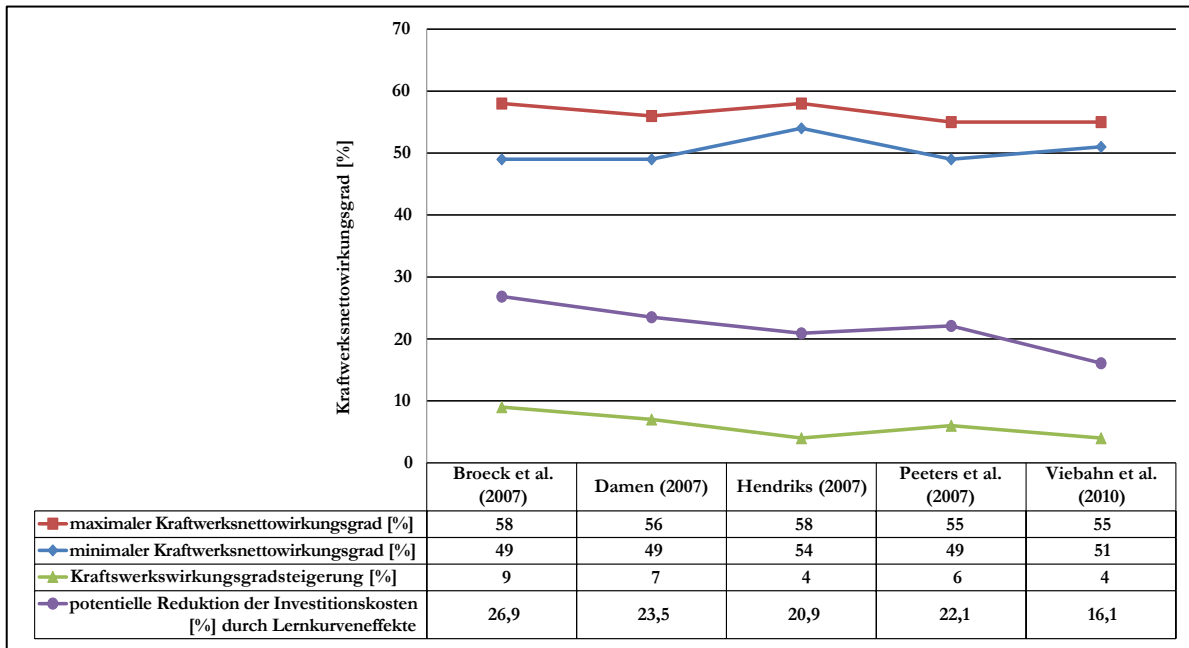


Abbildung 4.6: Vergleich der technologischen Parameter der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Broeck et al. (2007), Damen (2007), Hendriks (2007), Peeters et al. (2007), Viebahn et al. (2010).

Die Entwicklung der Kraftwerksnettowirkungsgrade verläuft insgesamt nahezu konstant und die Schwankungsbreite ist im Untersuchungszeitraum relativ gering:

- **Minimaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankung im Bereich von 49 % bei Broeck et al. (2007) & Damen (2007) & Peeters et al. (2007) bis 54 % bei Hendriks (2007). Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung beträgt  $50 \% \pm 2 \%$ .

- **Maximaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankungsbreite im Intervall von 55 % bei Peeters et al. (2007) & Viebahn et al. (2010) bis 58 % bei Broeck et al. (2007) & Hendriks (2007). Der Mittelwert mit zugehöriger empirischer Standardabweichung ist  $56 \% \pm 1 \%$ .

Sowohl die Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades sinkt im Untersuchungszeitraum von 9 % bei Broeck et al. (2007) bis 4 % bei Viebahn et al. (2010) als auch die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte fällt von 26,9 % bei Broeck et al. (2007) bis auf 16,1 % bei Viebahn et al. (2010). Der Mittelwert für die Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades beträgt  $6 \% \pm 2 \%$  empirischer Standardabweichung. Die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte hat einen Mittelwert von  $21,9 \% \pm 3,5 \%$  empirischer Standardabweichung.

Zusammenfassend erhärtet sich der Verdacht, dass die Autoren der Studien bei der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas eine übereinstimmende Datenbasis als Grundlage für die Erstellung ihrer Studien verwendet haben. Wie bereits bei den Investitionskosten kann eine Bewertung hinsichtlich eines möglichen Einflusses von Lernkurveneffekten hierdurch nicht mehr erfolgen.

Zuletzt wurde ein Vergleich der Investitionskosten und der potentiellen Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte für die **Pre-Combustion-Abscheidetechnologie** unter Nutzung des **Primärenergieträgers Erdgas** bei insgesamt sechs Studien<sup>102</sup> durchgeführt (siehe Abbildung 4.7).

---

<sup>102</sup> Vgl. IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005), Linßen et al. (2007), Hendriks (2007), IEA (2008).



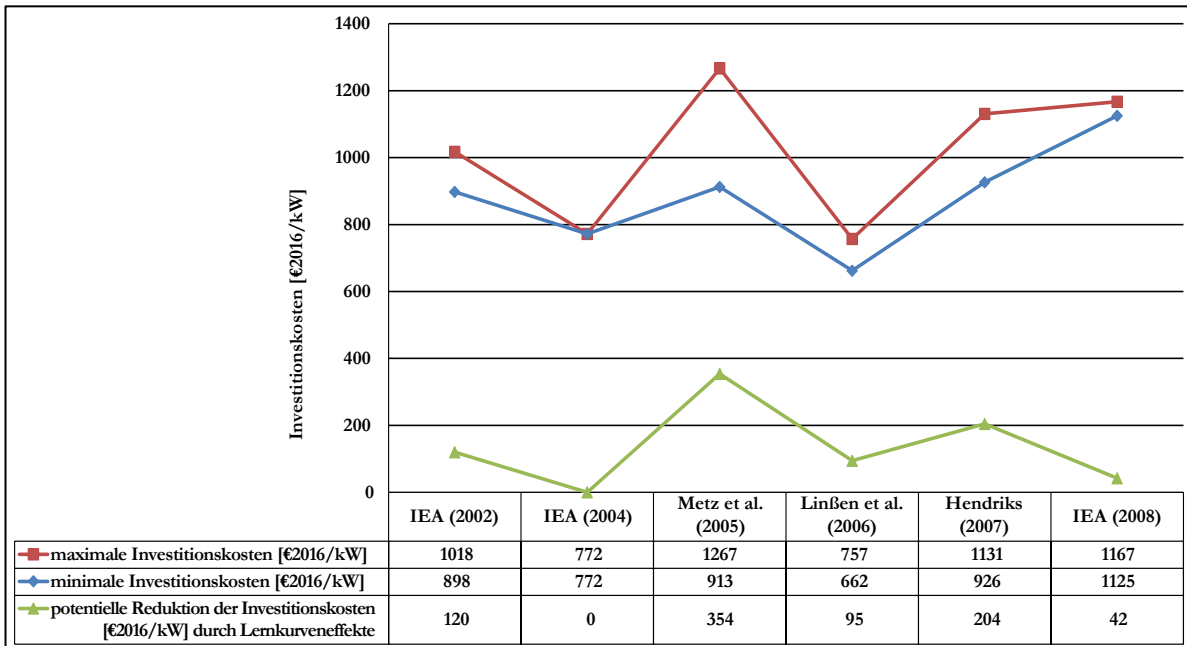


Abbildung 4.7: Studienergebnisse bzgl. der Investitionskosten der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005), Linßen et al. (2007), Hendriks (2007), IEA (2008).

Die Studienergebnisse zeigen einen stark fluktuierenden Verlauf der Investitionskosten über den Zeitraum von 2002 bis 2008.

- **Minimale Investitionskosten:**

Die Ergebnisse schwanken im Bereich von 662 €<sub>2016</sub>/kW bei Linßen et al. (2006) bis 1.125 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2008) mit einer Schwankungsbreite von 463 €<sub>2016</sub>/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung liegt bei 883 €<sub>2016</sub>/kW ± 143 €<sub>2016</sub>/kW.

- **Maximale Investitionskosten:**

In den Grenzen von 757 €<sub>2016</sub>/kW bei Linßen et al. (2006) bis 1.267 €<sub>2016</sub>/kW bei Metz et al. (2005) mit einer Schwankungsbreite von 510 €<sub>2016</sub>/kW. Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung ist 1.019 €<sub>2016</sub>/kW ± 194 €<sub>2016</sub>/kW.

Die potentielle Reduktion der Investitionskosten schwankt ebenfalls erheblich im Bereich von 0 €<sub>2016</sub>/kW bei IEA (2004) bis 354 €<sub>2016</sub>/kW bei Metz et al. (2005). Der zugehörige Mittelwert liegt bei 136 €<sub>2016</sub>/kW ± 117 €<sub>2016</sub>/kW empirischer Standardabweichung. Das bedeutet im Ergebnis eine äußerst geringe Zuverlässigkeit derartiger Schätzungen.

Aufgrund der starken Fluktuation der Ergebnisse ist einerseits ein genereller Einfluss durch Lernkurveneffekte nicht nachweisbar und andererseits zeigt

sich eine erhebliche Unsicherheit bei der Kostenschätzung im Bereich der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas. Der Vergleich der technologischen Parameter der **Pre-Combustion-Abscheidetechnologie** für den **Primärenergieträger Erdgas** ist in der nachfolgenden Abbildung 4.8 dargestellt.

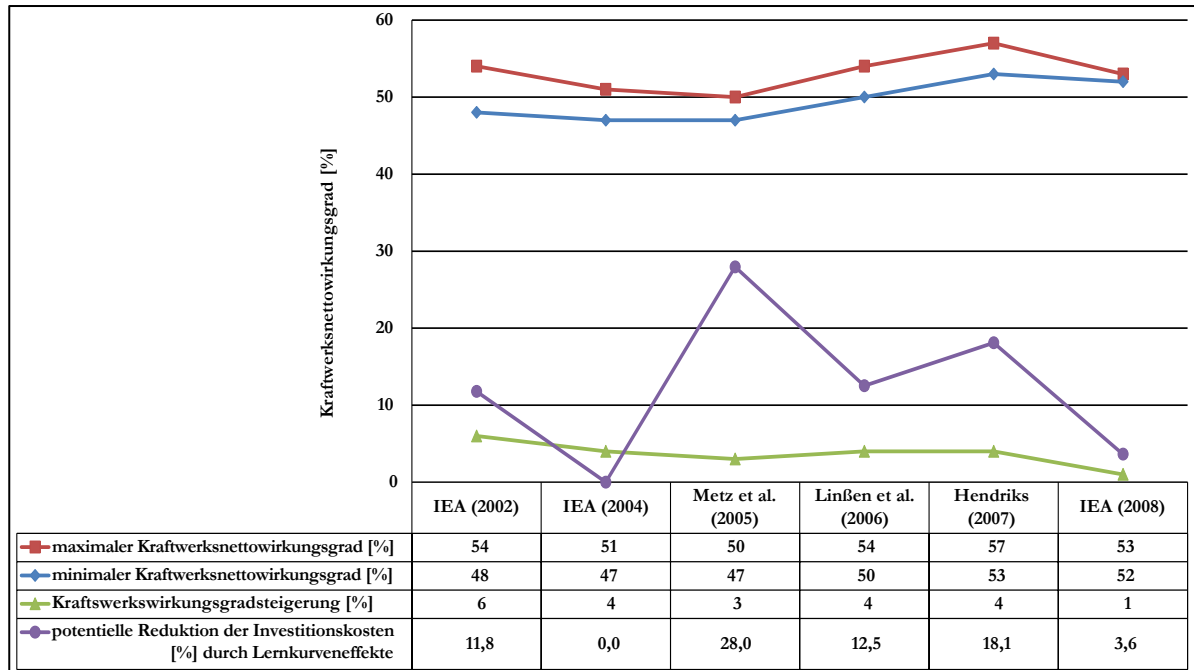


Abbildung 4.8: Vergleich der technologischen Parameter der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IEA (2002), IEA (2004), Metz et al. (2005), Linßen et al. (2007), Hendriks (2007), IEA (2008).

Die Entwicklung der Kraftwerksnettowirkungsgrade verläuft insgesamt, wie im Fall der Post-Combustion-Abscheidetechnologie für den Primärenergieträger Erdgas, ebenfalls nahezu konstant und die Schwankungsbreite ist im Untersuchungszeitraum vergleichbar relativ gering:

- **Minimaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankung im Bereich von 47 % bei IEA (2004) & Metz et al. (2005) bis 53 % bei Hendriks (2007). Der Mittelwert mit der dazugehörigen empirischen Standardabweichung beträgt  $49,5 \% \pm 2 \%$ .

- **Maximaler Kraftwerksnettowirkungsgrad:**

Schwankungsbreite im Intervall von 51 % bei IEA (2004) bis 57 % bei Hendriks (2007). Der Mittelwert mit zugehöriger empirischer Standardabweichung ist  $53 \% \pm 2 \%$ .

Die Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades ist im Untersuchungszeitraum mit einem Bereich von 1 % bei IEA (2008) bis 6 % bei IEA (2002) relativ konstant. Der Mittelwert liegt bei  $4 \% \pm 1 \%$  empirischer Standardabweichung.

Die potentielle Reduktion der Investitionskosten durch Lernkurveneffekte fluktuiert jedoch im Bereich von 0 % bei IEA (2004) bis auf 28 % bei Metz et al. (2005) erheblich. Der zugehörige Mittelwert ist  $12,3 \% \pm 9,2 \%$  empirischer Standardabweichung.

Insgesamt zeigt sich eine erhebliche Unsicherheit der Daten in Bezug auf die Investitionskosten für den Einsatz der Pre-Combustion-Abscheidetechnologie im Zusammenhang mit dem Primärenergieträger Erdgas. Im Fall der technologischen Parameter erhärtet sich auch hier der Verdacht, dass die Autoren der Studien eine übereinstimmende Datenbasis als Grundlage für ihre Studien verwendet haben. Wie zuvor kann auch hier eine Bewertung hinsichtlich eines möglichen Einflusses von Lernkurveneffekten sinnvoll nicht mehr erfolgen.

#### **4.2.3. Fazit der Analyse prognostizierter Lernkurven**

Die Ergebnisse zeigen die Schwierigkeiten zuverlässiger Prognosen von Lernkurveneffekten im Zusammenhang mit der Einführung neuer Technologien. Die Datenbasis der ausgewerteten Studien ermöglicht den Autoren der Studien für den Untersuchungszeitraum keine konsistente Realisierung einer energiewirtschaftlichen Modellierung. Eine Bewertung der Ergebnisse ist insgesamt nicht möglich.

Zukunftsgerichtete Aussagen können in Folge dessen weder über die Investitionskosten selbst noch über den Einfluss von Lernkurveneffekten auf diese gemacht werden. Potenziellen Investoren bieten demnach die untersuchten Studien keinerlei Entscheidungshilfen bei der Frage der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit in Bezug auf die Einführung der CCS-Technologie.

### **4.3. Soziale Rahmenbedingungen**

Die Erfahrungen aus der Vergangenheit in Bezug auf die Einführung risikobehafteter Technologien sowie Infrastrukturprojekte, wie bspw. der Kerntechnik und dem Stromübertragungsnetzausbau zeigten, dass die sozialen und gesetzlichen Rahmenbedingungen signifikanten Einfluss auf deren Realisierungswahrscheinlichkeit haben können. Das nachfolgende Kapitel analysiert

den Einfluss der sozialen Rahmenbedingungen im Kontext der Nichteinführung der CCS-Technologie. Hierbei werden die beiden Pole, der Umgang mit der **NIMBY-Problematik** einerseits sowie die Wahrnehmung der langfristigen Nützlichkeit andererseits, fokussiert.

Der angelsächsische Begriff **NIMBY** (**N**ot **I**n **M**y **B**ack **Y**ard) wurde erstmals 1980 von Umweltstaatssekretär<sup>103</sup> Nicholas Ridley<sup>104</sup>, Kabinettsmitglied der konservativen Premierministerin<sup>105</sup> Margret Thatcher<sup>106</sup>, öffentlich verwendet. Nicholas Ridley bezeichnete den damaligen Widerstand der britischen Mittelschicht gegen die Liberalisierung der Wirtschaft als „*crude nimbyism*“.

Der NIMBY-Begriff steht hierbei für den lokalen Widerstand einzelner Personen bzw. Interessengruppen gegen ein konkretes Vorhaben in deren unmittelbarer Nachbarschaft.

In der jüngsten Vergangenheit waren solche Projekte typischerweise geplante Bauvorhaben von Kraftwerken, Müllverbrennungsanlagen sowie Deponien, aber auch vereinzelt der Bau von neuen Kindergärten und Schulen mit dem Hinweis auf die damit verbundenen Lärmemissionen.

Besonders hervorzuheben ist, dass die Betroffenen die Output-Nutzung solcher technologischer Anlagen bzw. Prozesse grundsätzlich nicht ablehnen. Für die vorangegangenen Beispiele bedeutet dies, dass der aus Kraftwerken produzierte Strom und die Nutzung von Wärme nicht abgelehnt wird, das dem Recycling von Müll, deren fachgerechte Entsorgung sowie der Nutzung von Müll als Primärenergieträger zu Heizzwecken die Akteure positiv gegenüberstehen.

Gleichfalls wird auch die Notwendigkeit einer Kinderbetreuung grundsätzlich nicht in Frage gestellt. Jedoch werden von den Betroffenen die aufgezeigten Beispiele in deren unmittelbarer Nachbarschaft nicht akzeptiert.

Die differenzierte Betrachtungsweise zeigt, dass die NIMBY-Problematik sich grundlegend von bspw. Anti-Atomkraftbewegungen, TTIP-Gegnern<sup>107</sup> sowie Gegenparteien in Bezug auf die Anwendung der Gentechnik unterscheidet. Diese Interessengruppen haben im Gegensatz zur NIMBY-Problematik keinen

---

<sup>103</sup> Secretary of State for Environment, Food and Rural Affairs.

<sup>104</sup> Geboren am 17. Februar 1929; † 4. März 1993.

<sup>105</sup> Regierungszeit war von Mai 1979 bis November 1990.

<sup>106</sup> Geboren am 13. Oktober 1925 als Margaret Hilda Roberts; † 8. April 2013.

<sup>107</sup> Transatlantic Trade and Investment Partnership, übersetzt: Transatlantisches Freihandelsabkommen.

regionalen Bezug und zeigen häufig auch alternative Lösungsmodelle auf. Anti-Atomkraftbewegungen befürworten zum Beispiel den Einsatz der Erneuerbaren Energien und weisen auf die aus ihrer Sicht überproportionalen Risiken in Bezug auf die Nutzung der Kerntechnik hin. Ähnliche Qualität haben sehr langfristig orientierte Argumente der Kernenergiekritiker, wie z. B. die seit Anfang an offene Endlagerfrage für Atommüll, die auch auf konkrete Versäumnisse der Politik hingewiesen haben. Dies steht im Widerspruch zu dem tendenziell fundamentaloppositionellen Verhalten der lokal von einem Vorhaben betroffenen Personen, welche ihre Argumente häufig kompromisslos vertreten.

Im Folgenden werden im Zusammenhang mit der CCS-Technologie zwei erwartbare NIMBY-Probleme sowie ein existierendes analysiert. Grundsätzlich lassen sich die NIMBY-Probleme entlang der CCS-Wertschöpfungskette zuordnen. Die erwartbaren NIMBY-Probleme liegen in den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Transportinfrastruktur. Im Fall der potenziellen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten existieren bereits NIMBY-Probleme.

Für die Wertschöpfungsstufe Erzeugung sind die zu erwartenden NIMBY-Probleme vergleichbar mit bereits existierenden fossilthermischen Kraftwerken. Die zusätzlich für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung benötigten Großkomponenten sind denen der Rauchgasreinigung (flue-gas-cleaning-plant) sehr ähnlich. Unterschiede ergeben sich hinsichtlich des zusätzlich benötigten Platzbedarfs zwecks Erfüllung der Capture-Ready-Anforderungen. Die Capture-Ready-Anforderungen sehen bei fossilthermischen Neubaukraftwerken die Möglichkeit einer kosteneffizienten Nachrüstung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen vor. In der Praxis bedeutet dies für die Genehmigung von neu zu errichtenden Kraftwerken eine ausreichende Platzvorhaltung.

Des Weiteren sieht das Genehmigungsverfahren nach BImSchG für fossilthermische Kraftwerke mit Capture-Readiness, die auch eine UVP (Umweltverträglichkeitsprüfung) beinhaltet, eine Beteiligung der Öffentlichkeit vor. Das Genehmigungsverfahren selbst unterscheidet sich grundsätzlich nicht von fossilthermischen Kraftwerken, bei denen keine CO<sub>2</sub>-Abscheidung vorgesehen ist.

Im Ergebnis besteht im Bereich der Wertschöpfungsstufe Erzeugung für die CCS-Technologie kein überproportionales Realisationsrisiko, welches durch unerwartete NIMBY-Probleme induziert werden könnte. Grundsätzlich sind NIMBY-Probleme immer zu erwarten, diese werden sich aber nicht massiv von fossilthermischen Kraftwerken ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung unterscheiden.

Problematisch ist jedoch die Tatsache, dass eine mögliche Wahrnehmung von CO<sub>2</sub> als „*Giftstoff*“ emotional andere Ängste auslösen kann, wenn es komprimiert und konzentriert gesammelt werden soll, als normales Rauchgas über einen hohen Schornstein. Letzteres richtet aus der Sicht der Gegner „*nur*“ langfristige Klimaschäden an.

Im Bereich der Transportinfrastruktur von CO<sub>2</sub> kommen sowohl der LKW-Transport, der Transport per Schiff als auch Pipelines in Betracht. In Kapitel 2 wurde bereits ausgeführt, dass eine leitungsgebundene Transportinfrastruktur von CO<sub>2</sub> in Anbetracht der geographischen Randbedingungen (Lastzentren in Süddeutschland, Erzeugungszentren etwa in Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und CO<sub>2</sub>-Speicherstätten vorwiegend im Norden Deutschlands) die kosteneffizienteste Transportmöglichkeit darstellt. Unter volkswirtschaftlichen Aspekten hat die Subadditivität der Kosten einer solchen Pipelinetransportinfrastruktur zur Folge, dass ein deutschlandweites reguliertes natürliches Monopol als CO<sub>2</sub>-Pipeline-System implementiert werden kann, welches den diskriminierungsfreien Zugang Dritter gewährleistet. Die Kosten würden über die zu erhebenden Netznutzungsentgelte auf die Pipeline-Nutzer gewälzt.

In Bezug sowohl auf die Regulierung von leitungsgebundenen Infrastrukturen als auch bei der Wälzung von Netznutzungsentgelten gibt es langjährige Erfahrungen seit der Liberalisierung der Energiewirtschaft 1998. Hierbei kann auf die rechtlich-ökonomischen Erfahrungen mit der bestehenden Anreizregulierung, der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)<sup>108</sup> sowie der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)<sup>109</sup> zurückgegriffen werden und eine hohe Kosteneffizienz sowie eine vernünftige Zurechnung der Transporttarife zu den verursachten Kosten seitens des Regulators sichergestellt werden.

Ein doch bedeutsamer Unterschied zur Netzregulierung bei Strom oder Erdgas liegt in der historischen Entwicklung der Energiewirtschaft in Deutschland. Diese Netze waren bereits über Jahrzehnte durch die großen Unternehmen als Trassen entwickelt worden. Hierdurch entstanden zwar teilweise Redundanzen wie in Süddeutschland die nicht optimale Anbindung des RWE-Netzes im Bayerischen Regierungsbezirk Schwaben mit dem damaligen Netz der Bayernwerk und Energie-Versorgung Schwaben in Baden-Württemberg, welche heute Teile

---

<sup>108</sup> Vgl. StromNEV (2005).

<sup>109</sup> Vgl. GasNEV (2005).

von E.On bzw. der EnBW AG sind. Jedoch wurden die Trassen damals relativ gut auf die regional verteilten Erzeugungskapazitäten abgestimmt. Diese nahezu optimale Netzentwicklung für ein CO<sub>2</sub>-Netz müsste vorab zu klären sein und hängt natürlich auch von den CCS-Rahmenbedingungen für potentielle Anschlusskunden ab. In diesem Kontext stellt sich die Frage der Planbarkeit für Unternehmen aus den Bereichen der Stahl-, Zement- und Chemieindustrie sowie für Kohlkraftwerksbetreiber für einen Zeitraum von bspw. 25 bis 30 Jahren.

Trotz der genannten ökonomischen Vorteilhaftigkeit kann von erheblichem sowohl regionalem als auch überregionalem Widerstand bei der Implementierung einer solchen regulierten leitungsgebundenen Transportinfrastruktur von CO<sub>2</sub> ausgegangen werden. Diese Aussage beruht auf den zahlreichen Erfahrungen mit vergleichbaren Projekten, von denen zwei nachstehend beispielhaft erläutert werden.

Als beispielhaftes regionales Pipelineinfrastrukturprojekt, welches trotz NIMBY-Problemen politisch und planerisch realisiert wurde, jedoch bislang nicht in Betrieb ging, kann die nordrhein-westfälische Kohlenstoffmonoxid-Pipeline (CO-Pipeline) angeführt werden.

Die ca. 76 km lange CO-Pipeline (Projektname: Rohstoffverbund Nordrhein-Westfalen) wurde nach über siebenjähriger Planungs- und Bauzeit von der Covestro AG (vormals Bayer MaterialScience AG) fertiggestellt. Die CO-Pipeline verbindet die beiden chemischen Industriestandorte Dormagen und Krefeld-Uerdingen.

Zweck des Infrastrukturprojektes ist es, das als Kuppelprodukt im Chemiepark Dormagen anfallende CO als Rohstoff für die Kunststoffherstellung am Standort in Krefeld-Uerdingen nutzbar zu machen (siehe Abbildung 4.9).



Abbildung 4.9: CO-Pipeline Trassenführung der Covestro AG  
Quelle: Covestro (2015).

Das Vorhaben stieß von Beginn an auf lokalen Widerstand. Die Gründe hierfür lagen in den Gesundheitsgefahren des zu transportierenden Stoffes Kohlenstoffmonoxid (CO). CO ist eine in geringer Konzentration natürlich vorkommende chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff.

Gemäß der EU-Gefahrstoffkennzeichnung<sup>110</sup> wird CO als farbloses, geruchloses und geschmacksneutrales sowie giftiges Gas eingestuft.

Darüber hinaus wurde die durch dicht besiedeltes Gebiet und an einer Stelle unterhalb des Rheins verlaufende Trasse in Verbindung mit dem aus Sicht der zu diesem Vorhaben gegründeten Interessengemeinschaften (federführend vertreten durch die IG-Erkrath)<sup>111</sup> nicht ausreichenden betreiberseitigen Sicherheitskonzept kritisiert.

<sup>110</sup> Vgl. CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 (2008).

<sup>111</sup> Vgl. Internetseite der IG-Erkrath: <http://www.stopp-co-pipeline.de>.



Die 14. NRW Landesregierung<sup>112</sup> unterstützte aktiv das Infrastrukturprojekt nach dem Abschluss des Raumordnungsverfahrens der zuständigen Bezirksregierung in Düsseldorf mit dem Erlass eines CO-Pipeline-Gesetzes.<sup>113</sup> Ziel dieses Gesetzes war ausschließlich die Sicherstellung der Projektrealisation mittels einer Enteignung der vom Trassenverlauf betroffenen Grundstückseigentümer. Dieses Vorgehen einer Landesregierung mit Hilfe einer Legalenteignung<sup>114</sup> ein solches Vorhaben auch mit dem schärfsten rechtsstaatlichen Mittel, dem Entzug des grundgesetzlichen Rechtes auf Eigentum, war bis dato einmalig gewesen und führte zu einer weiteren Eskalation des NIMBY-Problems.

Auf der neu geschaffenen gesetzlichen Grundlage konnte zwar die Bezirksregierung im Februar 2007 den Planfeststellungsbeschluss zum Bau und Betrieb der CO-Pipeline erlassen, jedoch schöpften die von der Enteignung betroffenen Grundstückseigentümer alle möglichen rechtlichen Schritte letztendlich erfolgreich aus. Nach einem siebenjährigen Rechtsstreit erklärte Ende August 2014 das Oberverwaltungsgericht (OVG) in Münster das Gesetz für verfassungswidrig und überwies den Sachverhalt zur endgültigen Entscheidung an das Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe. Die endgültige Entscheidung steht derzeit (Stand: Februar 2016) noch aus.

Ein Hauptproblem liegt hier darin, dass schon ein mittleres Leck durchaus akute Gefahren wegen des giftigen CO mit sich brächte, anders als bei CO<sub>2</sub>, bei dem im Falle eines größeren Lecks bereits die Verwirbelung per Hub-schrauber oder Gebläse die Situation entspannen würde.

Das Beispiel zeigt einerseits, dass sich NIMBY-Probleme nicht einfach gesetzlich abregeln lassen und andererseits ein dauerhafter Vertrauensverlust sowohl bei den Projektinitiatoren als auch bei den betroffenen Grundstückseigentümern gegenüber den politisch verantwortlichen Akteuren entsteht. Darüber hinaus sind die ökonomischen Konsequenzen für alle Beteiligten negativ. Das mögliche Scheitern des Projektes bzw. die zeitverzögerte Inbetriebnahme der CO-Pipeline ist für die beteiligten Unternehmen mit zusätzlichen Risiken und den damit verbundenen Kosten behaftet. Die betroffenen Grundstückseigen-

---

<sup>112</sup> Die Regierungskoalition von CDU und FDP wurde durch den Ministerpräsidenten Jürgen Rüttgers (CDU) angeführt.

<sup>113</sup> Vgl. CO-Pipeline-Gesetz (2006).

<sup>114</sup> Die Legalenteignung beschreibt den Entzug des Eigentumsrechtes durch ein hierfür neu erlassenes Gesetz.

tümer müssen wiederum eine dauerhafte Entwertung ihrer Grundstücke hinnehmen und haben bislang nicht die Gewissheit, der Enteignung wirksam widersprochen zu haben.

Der Staat hat in dem genannten Beispiel durch sein Handeln nicht dem Marktversagen entgegengewirkt, sondern dieses sogar gefördert. Die Akzeptanz und damit die Kooperationsbereitschaft der Marktteilnehmer wurde durch den staatlichen Eingriff dauerhaft gehemmt. Das noch ausstehende Marktergebnis wird für alle Akteure weder kosteneffizient noch das soziale Optimum darstellen und damit den beiderseitigen Nutzen nicht maximieren können.

Im Ergebnis wird in diesem Fall das NIMBY-Problem wohl dauerhaft festgeschrieben werden.

An einem weiteren Beispiel, dem Ausbau des Stromübertragungsnetzes im vom Kernenergieausstieg besonders betroffenen Bundesland Bayern, wird aufgezeigt, wie eine Eskalation lokaler NIMBY-Probleme zu weitreichenden überregionalen Konsequenzen führen kann.

Die 800 km langen SuedLink-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜs) wurde Anfang Februar 2014 im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) von den beiden Übertragungsnetzbetreibern TransnetBW GmbH<sup>115</sup> & TenneT TSO GmbH<sup>116</sup> als Freileitungen geplant. Aufgabe der SuedLink-HGÜs ist die Übertragung des hauptsächlich im Norden Deutschlands produzierten on- und offshore Windenergiestroms in die Stromlastzentren Süddeutschlands.

Der bayerische Ministerpräsident Horst Seehofer (CSU) reagierte im Mai 2015 nach heftigem lokalem Widerstand in seinem Bundesland mit einem Vorschlag, der die Verlegung der geplanten SuedLink beinhaltete.

Der alternative HGÜ-Freileitungsverlauf sollte nicht mehr unmittelbar durch Bayern gehen, sondern über einen Umweg durch die Bundesländer Hessen und Baden-Württemberg nach Bayern führen. Horst Seehofer wurde im Tagesspiegel am 18. Mai 2015 mit den Worten: „*Das hat nichts mit Sankt-Florians-Prinzip*<sup>117</sup> *zu tun, sondern mit einer vernünftigen Energiepolitik*“<sup>118</sup> zitiert.

---

<sup>115</sup> Der 100%ige Anteilseigner der TransnetBW GmbH ist die EnBW AG mit Sitz in Stuttgart und Karlsruhe.

<sup>116</sup> Die TenneT TSO GmbH (ehemals E.ON Netz GmbH) ist seit 01. Januar 2010 in vollständigem Eigentum des niederländischen Stromnetzbetreibers Tennet.

<sup>117</sup> Das Sankt-Florians-Prinzip steht synonym für die NIMBY-Problematik.

<sup>118</sup> Siehe Tagesspiegel Online vom 18. Mai 2015 des Verlages: Der Tagesspiegel GmbH.

Erwartungsgemäß reagierten sowohl der Ministerpräsident Volker Bouffier (CDU) aus Hessen als auch der baden-württembergische Ministerpräsident Winfried Kretschmann (Bündnis 90/Die Grünen) mit Unverständnis und beide lehnten schließlich den bayerischen Vorschlag ab. Die Bundesregierung hat daraufhin im Juli 2015 die genehmigungsrelevanten Anforderungen an die Planung von Freileitung-HGÜs zugunsten einer Erdverkabelung abgeändert. An diesem Beispiel zeigen sich die möglichen Konsequenzen einer überregionalen Eskalation der NIMBY-Problematik; die politisch verantwortlichen Akteure werden zu ineffizienten Entscheidungen gezwungen, welche mit erheblichen Kostensteigerungen, technologischen Nachteilen und Zeitverzögerungen für die betroffenen Projekte verbunden sind.

Nach Angaben des Übertragungsnetzbetreibers 50hertz Transmission GmbH ist eine Verlegung mit Erdkabeln im Vergleich zu Freileitungen (Kosten liegen hier pro Kilometer bei ca. 1 Mio. €) in Abhängigkeit der topologischen Rahmenbedingungen mit ca. 4 bis 16 Mio. € p. km bis zu 16-fach kostenintensiver. Gleichzeitig sind Erdverkabelungen mit technologischen Nachteilen hinsichtlich der Verfügbarkeit (sinkt von > 99,8 % bei Freileitungen auf nunmehr > 93 %), Komponentenlebensdauer (sinkt von 80 a bis 100 a bei Freileitungen auf 20 a bis 40 a) und Ausfallzeit im Reparaturfall (steigt von wenigen Stunden bis einige Tage bei Freileitungen auf mehrere Wochen bis Monaten) verbunden. Darüber hinaus fehlt eine mit Freileitungen vergleichbare Langzeiterfahrung für den Betrieb von Erdverkabelungen.<sup>119</sup>

Hinzu kommt, dass die Betroffenen der jeweiligen Bundesländer gegeneinander ausgespielt werden und insgesamt die notwendige Akzeptanz für diese überregionalen Projekte sinkt.

Im Ergebnis führt die ungelöste NIMBY-Problematik zu einer geringeren Realisierungswahrscheinlichkeit solcher Projekte und die effizientesten technischen Lösungen werden langfristig nicht oder nur mit beträchtlichen Kostensteigerungen zeitverzögert und damit letztendlich ineffizient umgesetzt. Die politisch bequemste Lösung setzt sich aber auch nur deshalb durch, weil die deutlich höheren Mehrkosten in den von vielen Millionen Stromkunden zu tragenden „*Netzentgelten*“ als vermeintlich kleine Zusatzbelastung versteckt werden können. Eine transparente Ausweisung der einzelnen Positionen erfolgt bisher nicht.

---

<sup>119</sup> Vgl. 50hertz (2012).

Die Abbildung 4.10 zeigt in einer Übersichtsdarstellung die geplanten deutschen Stromleitungsvorhaben (Stand: drittes Quartal 2015) der Hoch- und Höchstspannungsebene (220 und 380 Kilovolt).

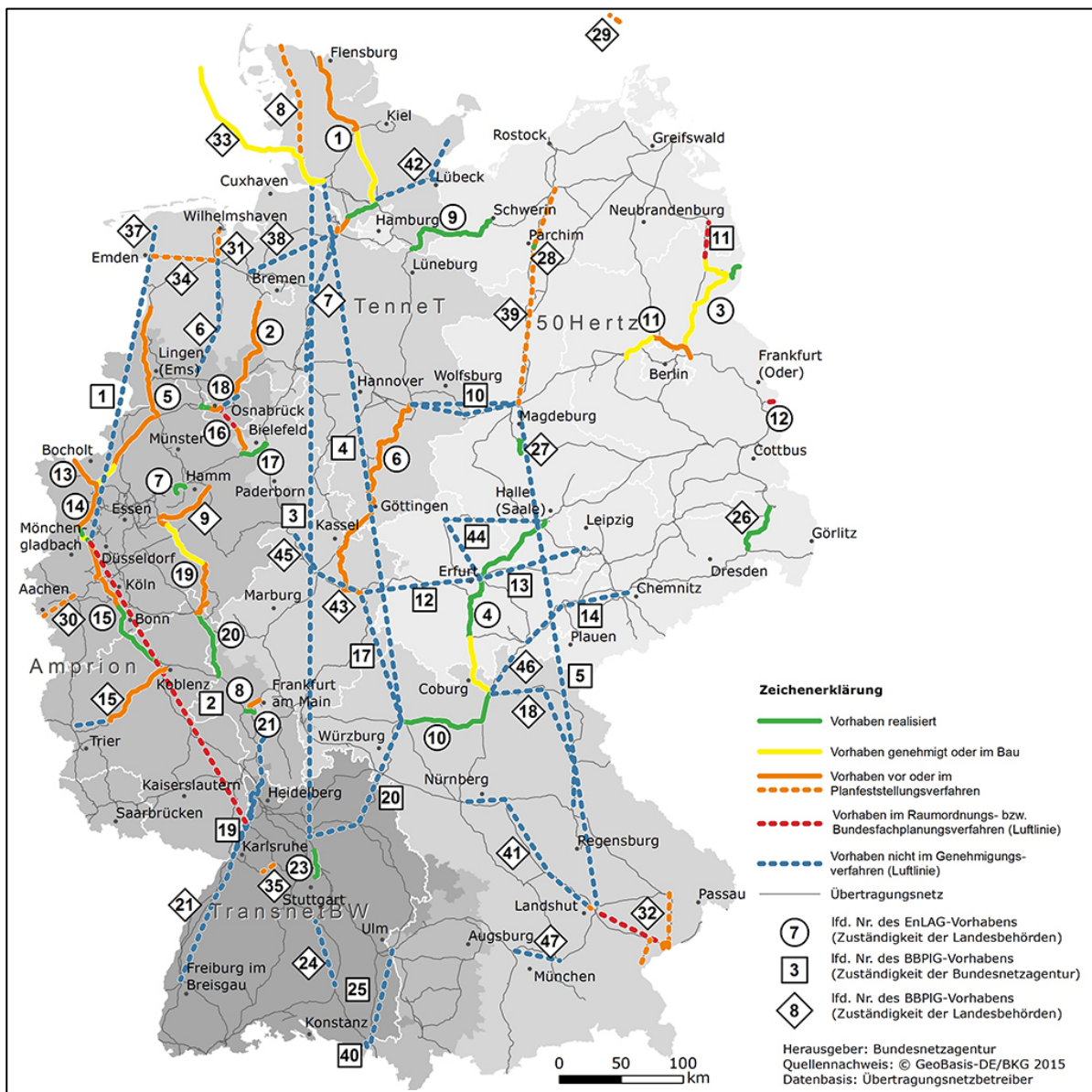


Abbildung 4.10: Übersichtsdarstellung der deutschen Stromleitungsvorhaben (Stand: drittes Quartal 2015) der Hoch- und Höchstspannungsebene (220 und 380 Kilovolt)  
 Quelle: BNetzA (2015).

Bereits existierende NIMBY-Probleme sind im Bereich der potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten in Norddeutschland anzutreffen. Hier gründete sich unmittelbar nach Bekanntwerden von CO<sub>2</sub>-Speicherstättenvorhaben der ehemaligen

RWE-Tochtergesellschaft RWE Dea AG<sup>120</sup> die Bürgerinitiative gegen CO<sub>2</sub>-Endlager e. V. Nach Angaben der Bürgerinitiative hat der Verein mehr als 3000 Mitglieder, ist mit anderen thematisch gleichartigen Bürgerinitiativen vernetzt und hat bereits eine Petition<sup>121</sup> gegen die unterirdische Verpressung von CO<sub>2</sub> in Schleswig-Holstein mit 100.000 Unterschriften dem Petitionsausschuss des Deutschen Bundestages übergeben.<sup>122</sup>

Auffallend ist sowohl die professionelle Organisation der Bürgerinitiative als auch die Nutzung eines bereits semantisch eindeutig besetzten Begriffs; dem des Endlagers (siehe Abbildung 4.11). Der „Endlager“ Begriff wurde bislang nur im Zusammenhang mit unterirdischen Lagerstätten für nuklearen Abfall verwendet. Hier werden bewusste Analogien seitens der Bürgerinitiative eingesetzt und ein bislang ungelöstes NIMBY-Problem zweckentfremdet instrumentalisiert.<sup>123</sup>



Abbildung 4.11: Protestplakate der Bürgerinitiative gegen potentielle CO<sub>2</sub>-Speicherstätten sowie Frackingvorhaben in Nordfriesland (Schleswig-Holstein)

Quelle: Stoppt CO<sub>2</sub>-Endlager (2015).

<sup>120</sup> Die RWE Dea AG wurde 2015 an den russischen Oligarchen Michail Maratowitsch Fridman über die Alfa Group AG verkauft und ist heute wieder unter dem von 1899 – 1988 bekannten Namen DEA Deutsche Erdöl AG operativ tätig.

<sup>121</sup> Gemäß Artikel 17 Grundgesetz.

<sup>122</sup> Vgl. Stoppt CO<sub>2</sub>-Endlager (2015).

<sup>123</sup> Während eine Endlagerstätte für nuklearen Abfall nach heutigem Kenntnisstand einige 100.000 Jahre den Abfall von der Biosphäre auch in geringen Mengen fernhalten muss, könnte bei CO<sub>2</sub>-Lagerstätten durchaus eine Leckage-Rate von bis zu 0,5 % o.ä. jährlich hin-genommen werden. Das Plakat suggeriert jedoch eine Giftigkeit von CO<sub>2</sub>, die für normale Konzentrationen nicht gegeben ist. Für Plutonium wäre das hingegen zutreffend.

Darüber hinaus zeigt sich am Beispiel dieser Bürgerinitiative, dass schon vor einer sich konkret anbahnenden Betroffenheit durch eine bspw. veröffentlichte bzw. öffentlich bekanntgewordene Grobplanung eines solchen Infrastrukturprojektes Widerstand gebildet werden kann. Hierbei handelt es sich nicht mehr um ein originäres NIMBY-Problem, sondern vielmehr um ein **DETOMBY (Don't Even Think Of My Back Yard) Problem**.

#### 4.4. Stakeholderanalyse

Gegenstand dieses Kapitels ist die Durchführung einer Stakeholderanalyse mit dem Ziel alle relevanten Anspruchsgruppen hinsichtlich ihres Einflusses auf die CCS-Technologie zu bewerten.

Zunächst erfolgt eine Übersicht der unterschiedlichen Stakeholder Begriffsdefinitionen. Darauf aufbauend wird die Systematik der angewandten Stakeholderanalyse erläutert und die Ergebnisse ausgewertet.

Der Begriff Stakeholder stammt aus dem Angloamerikanischen und setzt sich aus den beiden Substantiven „*Stake*“, welches mit „*Anteil*“, „*Einsatz*“ oder „*Einlage*“ übersetzt werden kann und „*holder*“, dessen Übersetzung „*Halter*“, „*Inhaber*“, „*Besitzer*“ bzw. „*Vertreter*“ bedeutet, zusammen.

Eine erste Definition des Begriffs Stakeholder wurde 1963 in einem Memo der Stanford University von Kalifornien vorgenommen und wurde von Freeman & Reed (1983) sowie Freeman (1984) erstmals zitiert. Die wörtliche Übersetzung der Begriffsdefinition im Stanford Memo lautet: „*Jene Gruppen, ohne deren Unterstützung die Organisation (gemeint ist in diesem Zusammenhang: die Firma) aufhören würde zu existieren*“.<sup>124</sup>

Die Tabelle 4.2 zeigt für den Zeitraum von 1963 bis 1995 die weitere chronologische Auflistung einer Vielzahl unterschiedlicher Definitionen des Begriffs Stakeholder. Diese wurden im Rahmen der Stakeholderanalyse wörtlich bzw. sinngemäß übersetzt.

Eine einheitliche und konkret abgrenzbare Begriffsbestimmung kann hieraus nicht abgeleitet werden. Dies betrifft insbesondere die Eingrenzung der relevanten Anspruchsgruppen. Jedoch ist ein abstraktes, aktives Verhältnis zwischen dem Unternehmen und dessen Anspruchsgruppen ersichtlich. Eine weiterführende umfassende Detailanalyse des Begriffs Stakeholder ist bspw. bei Mitchell et al. (1997) zu finden.

---

<sup>124</sup> Siehe Mitchell et al. (1997, S. 858).

Chronologie der Begriffsbestimmung „Stakeholder“ (1963 - 1995)		
Jahr der Veröffentlichung	Quelle	Stakeholderdefinition
1963	Stanford memo (1963)	„Jene Gruppen, ohne deren Unterstützung die Organisation aufhören würde zu existieren“ zitiert in Freeman & Reed (1983) sowie Freeman (1984)
1964	Rhenman (1964)	„In Abhängigkeit von der Firma, um ihre persönlichen Ziele zu erreichen und von denen die Existenz der Firma abhängt“ zitiert in Nasi (1995)
1971	Ahlstedt & Jahnukainen (1971)	„Getrieben von ihren eigenen Interessen und Ziele sind die Beschäftigten in einer Firma und damit abhängig von ihr und von dem Willen der Firma“ zitiert in Nasi (1995)
1983	Freeman & Reed (1983)	<b>Offene Definition:</b> „kann das Erreichen von Unternehmenszielen beeinflussen oder durch das Erreichen von Unternehmenszielen betroffen sein“ <b>Konkrete Definition:</b> „von denen das weitere Überleben der Organisation abhängt“
1984	Freeman (1984)	„Können Einfluß nehmen oder werden durch die Zielerreichung der Organisation betroffen“
1987	Freeman & Gilbert (1987)	„Können beeinflussen oder sind von einem Unternehmen betroffen“
1987	Cornell & Shapiro (1987)	„Antragsteller“, welche „Verträge“ haben
1988	Evan & Freeman (1988)	„Haben eine Beteiligung an der Firma oder Anspruch auf die Firma“ <b>sowie</b> „Profitieren von oder sind geschädigt durch die Firma und deren Rechte durch die Vorgehensweise der Firma verletzt oder respektiert werden“
1988	Bowie (1988)	„ohne deren Unterstützung die Organisation würde aufhören zu existieren“
1989	Alkhafaji (1989)	„Gruppen, für die das Unternehmen verantwortlich ist“
1989	Carroll (1989)	„Behauptet einen oder mehrere dieser Anteile zu haben“ – „in einem Bereich ausgehend von einem Interesse über einen (moralischen bzw. rechtlichen) Anspruch bis hin zu Eigentumsrechten bzw. einem Rechtsanspruch auf das Unternehmensvermögen und/ oder deren Immobilien“
1990	Freeman & Evan (1990)	„Vertragsinhaber“
1991	Thompson et al. (1991)	in „Beziehung zu einer Organisation“
1991	Savage et al. (1991)	„Haben ein Interesse an den Handlungen einer Organisation und ... die Fähigkeit, diese zu beeinflussen“
1992	Hill & Jones (1992)	„Wähler, die einen legitimen Anspruch auf die Firma haben ... durch das Vorhandensein einer Austauschbeziehung“, diese beliefern „das Unternehmen mit kritischen Ressourcen (Beiträgen) und im Gegenzug erwartet jeder, dass seine Interessen befriedigt werden (durch Zuwendungen)“
1993	Brenner (1993)	„Haben eine legitime, nicht-triviale Beziehung mit einer Organisation [wie z. B.] Börsengeschäfte, Aktionen, Auswirkungen und moralischen Verantwortung“
1993	Carroll (1993)	„Behauptet eine oder mehrere verschiedene Formen von Beteiligungen am Unternehmen zu haben“ – dieser kann betroffen sein oder beeinflussen ...
1994	Freeman (1994)	Teilnehmer in „dem menschlichen Prozess der gemeinsamen Wertschöpfung“
1994	Wicks et al. (1994)	„Interagieren mit und geben der (Aktien-) Gesellschaft eine Bedeutung und Definition“

Jahr der Veröffentlichung	Quelle	Stakeholderdefinition
1994	Langtry (1994)	<i>„...die Firma ist im Wesentlichen verantwortlich für ihr Wohlbefinden, alternativ halten sie einen moralischen oder rechtlichen Anspruch auf die Firma aufrecht...“</i>
1994	Starik (1994)	<i>„Können und machen ihre tatsächlichen Beteiligungen kenntlich“ – „sind oder können durch folgende Faktoren beeinflusst werden, oder sind oder möglicherweise sind Beeinflusser von einigen Organisationen“</i>
1994	Clarkson (1994)	<i>„Tragen in vielfältiger Form das Risiko als Ergebnis ihrer Kapitalinvestition, in Form von Humankapital oder anderen finanziellen Beteiligungsformen bzw. etwas Werthaltiges in einem Unternehmen“ oder „sind dem Risiko ausgesetzt aufgrund von unternehmerischen Aktivitäten“</i>
1995	Clarkson (1995)	<i>„Haben einen Anspruch, Eigentum, Rechte oder Interessen an einem Unternehmen und dessen Tätigkeiten“</i>
1995	Nasi (1995)	<i>„Mit der Firma interagieren und somit deren operative Tätigkeit ermöglichen“</i>
1995	Brenner (1995)	<i>„Sind oder können von den Auswirkungen der Firma/Organisation beeinflusst werden“</i>
1995	Donaldson & Preston (1995)	<i>„Personen oder Gruppen mit einem berechtigten Interesse an den Verfahren und/ oder inhaltlichen Aspekten der Unternehmenstätigkeit“</i>

Tabelle 4.2: Chronologie der Stakeholder Begriffsbestimmung

Quelle: Eigene Darstellung und eigene Übersetzung mit Daten von Mitchell et al. (1997).

Die aktuelle Begriffsbestimmung wurde dem Duden Wörterbuch entnommen und im Zusammenhang mit der Durchführung der Stakeholderanalyse angewendet. Das Duden Wörterbuch erklärt den Begriff Stakeholder als: *„Person, für die es aufgrund ihrer Interessenlage von Belang ist, wie ein bestimmtes Unternehmen sich verhält (z. B. Aktionär, Mitarbeiter, Kunde, Lieferant)“*.<sup>125</sup>

Die Systematik der Stakeholderanalyse erfolgt in dieser Arbeit in Anlehnung an das Stakeholder-Relationship-Management (SRM). Das SRM stellt eine Erweiterung des Customer-Relationship-Managements (CRM) dar. Das CRM beschreibt ausschließlich die Interaktion zwischen Kunden (in diesem Kontext die einzige relevante Anspruchsgruppe) und einem Unternehmen im betriebswirtschaftlichen Umfeld.

Das SRM erweitert diese fokussierte Betrachtungsweise mit dem Ziel möglichst alle relevanten Anspruchsgruppen miteinzubeziehen. In der Praxis bedeutet dies eine Vergrößerung der Anspruchsgruppen um z. B. Eigentümer (in Form von Aktionären und Mitgliedern), Führungskräfte und nicht-leitende Angestellte eines Unternehmens, Zulieferer, Fremdkapitalgeber (bspw. Banken, Versicherungen und Investmentfonds), der Staat (Bundesregierung,

<sup>125</sup> Siehe Duden Online-Wörterbuch (2016).



Landtage und Kommunen), die Öffentlichkeit (bspw. vertreten durch Partei- und Verbandsorganisationen, Religionsgemeinschaften und Medien) sowie nichtstaatliche Organisationen (NGOs) etc.

Vorteil einer möglichst vollumfänglichen Erweiterung auf alle relevanten Anspruchsgruppen ist die Anwendbarkeit des SRM auf sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftliche Stakeholderanalysen. Im Gegenzug ist jedoch eine individuelle Festlegung der relevanten Anspruchsgruppen notwendig, um die Ergebnisse der Stakeholderanalyse hinreichend konkret bewerten zu können.

Aufbauend auf den Begriffsdefinitionen und der SRM-Methodik wurde die Stakeholderanalyse in dieser Arbeit nachfolgend strukturiert:

Zunächst wurden die relevanten Anspruchsgruppen bestimmt. Anschließend wurde die jeweilige Anspruchsgruppe dargestellt und ihre Positionierung gegenüber der CCS-Technologie erläutert. Weiterhin wurde die Fragestellung untersucht: Welche Relevanz bislang die CCS-Technologie für die jeweiligen Stakeholder hatte? Abschließend wurde der Einfluss der Stakeholder auf das Quasi-Scheitern der CCS-Technologie in Deutschland untersucht.

### **Festlegung der relevanten Anspruchsgruppen**

Zunächst kann die Relevanz der jeweiligen Anspruchsgruppen zwischen (a) anlassbezogenen d.h. projektspezifischen und damit direkt vor Ort Betroffenen sowie (b) übergeordneten bzw. allgemeinen differenziert werden.

#### **(a) Anlass- bzw. projektspezifische Anspruchsgruppen**

Derzeit werden in Deutschland keine großtechnischen CCS-Projekte geplant. Für den Fall der Notwendigkeit einer anlassbezogenen Festlegung relevanter Stakeholder bietet sich eine Orientierung an dem förmlichen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (§ 10 BImSchG)<sup>126</sup> mit Öffentlichkeitsbeteiligung an. Hierbei wird der Genehmigungsantrag durch die zuständige Genehmigungsbehörde im amtlichen Mitteilungsblatt und im Anzeigenteil der lokalen Presse sowie im Internet veröffentlicht. Die Antragsunterlagen liegen anschließend für die Dauer eines Monats in der Kommune oder Stadt, in der die Anlage errichtet werden soll, aus. Alle natürlichen Personen (Bürger) und juristischen Personen (wie z. B. Unternehmen, Verbände, Vereine, Kommunen und Städte) die sich durch das Vorhaben negativ beeinflusst sehen, können bis zu vierzehn Tage nach Ablauf der Auslegungsfrist

---

<sup>126</sup> Vgl. BImSchG (2013).

schriftlich ihre Einwendungen formulieren. In einem darauffolgenden Erörterungstermin werden die Einwendungen zusammen mit den betroffenen natürlichen und/oder juristischen Personen, dem antragstellenden Anlagenbetreiber und der zuständigen Fach- bzw. Genehmigungsbehörde diskutiert. Im Anschluss erfolgt eine erneute behördliche Prüfung mit der abschließenden Erteilung bzw. Ablehnung des Vorhabens in einem Genehmigungsbescheid.

Hiernach steht allen Beteiligten die Möglichkeit der Ausschöpfung von Rechtsmitteln (Widerspruch bzw. Klage) gegen den Genehmigungsbescheid offen. Im Fall der Ausschöpfung von Rechtsmitteln muss zunächst ein Widerspruch formuliert werden. Wird dieser in einem Widerspruchsbescheid abgelehnt, kann im Weiteren der Klageweg beschritten werden.

Der Gesetzgeber hat folglich durch das förmliche immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung eine anlassbezogene Festlegung der relevanten Anspruchsgruppen vorgenommen. Demnach sind alle widerspruchsberechtigten natürlichen und juristischen Personen von Relevanz. Weiterhin versucht der Gesetzgeber eine räumliche Abgrenzung der Anspruchsgruppen sowohl über die Unmittelbarkeit ihrer Betroffenheit als auch über die Art der Veröffentlichung (vornehmlich in, mit dem Vorhaben im räumlichen Zusammenhang stehenden, lokalen Medien) des Genehmigungsantrags vorzunehmen. Gleichzeitig vermeidet der Gesetzgeber wiederum eine konkrete räumliche Abgrenzung der relevanten Stakeholder.

Eine solche Konkretisierung ist im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie zunächst nicht zielführend, da die erste Generation eine projektspezifische überregionale Infrastrukturinvestition darstellt und eine präzise geographische Eingrenzung der relevanten Anspruchsgruppen nicht möglich ist. Fossilthermische Kraftwerke würden in der ersten Generation mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie nachgerüstet bzw. neu errichtet werden und zeitgleich besteht die Notwendigkeit der Implementierung einer überregionalen Transportinfrastruktur für den leitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Transport sowie die Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Speicherinfrastruktur.

Für die nachfolgenden Generationen der CCS-Technologie kann der Gesetzgeber wiederum eine räumliche Abgrenzung der relevanten Stakeholder vornehmen. Voraussetzung hierfür ist das Vorhandensein einer überregionalen CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur. Hierdurch konzentriert sich das förmliche immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung auf die zu genehmigenden Anlagenteile am jeweiligen Kraftwerksstandort.

## **(b) Übergeordnete bzw. allgemeine Anspruchsgruppen**

Eine Erweiterung der relevanten Anspruchsgruppen auf einen übergeordneten Rahmen ist im Kontext mit der Einführung der CCS-Technologie angemessen, da die hiermit verbundenen Chancen und Risiken volkswirtschaftlich bewertet werden können. Diese Ausweitung geht mit dem SRM konform, dessen Zielsetzung die Einbeziehung möglichst aller relevanten Anspruchsgruppen ist.

Typische übergeordnete Stakeholder sind der Staat und dessen Verfassungsorgane wie bspw. der Bundestag und die Landesparlamente der jeweiligen Bundesländer. Darüber hinaus gehört die Öffentlichkeit vertreten durch Partei- und Verbandsorganisationen, Religionsgemeinschaften und Medien sowie nichtstaatliche Organisationen (NGOs) gleichfalls zu den allgemeinen Anspruchsgruppen.

In der vorliegenden Arbeit wurden für die Stakeholderanalyse folgende repräsentative übergeordnete Anspruchsgruppen identifiziert:

- **Verfassungsorgane der Bundesrepublik Deutschland:**
  - Bundestag
- **Bundespolitische Parteien:**
  - BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Bundestagsfraktion),
  - CDU/CSU (Bundestagsfraktion),
  - DIE LINKE (Bundestagsfraktion),
  - SPD (Bundestagsfraktion),
  - FDP (Bundestagsfraktion bis einschl. der 17. Wahlperiode).
- **16 Landesparlamente der jeweiligen Bundesländer**
- **Bundesoberbehörde:**
  - Umweltbundesamt (UBA).
- **Wissenschaftliche institutionalisierte Politikberatung des Deutschen Bundestags:**
  - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB).
- **Staatliche Regierungsorganisationen:**
  - Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE),
  - Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU).

- **Nichtstaatliche Regierungsorganisationen (NGOs):**
  - Greenpeace International & Greenpeace Deutschland e. V.,
  - Germanwatch e. V.
- **Lobbyistische Interessenverbände der Energiewirtschaft:**
  - Bundesverband der Energie- & Wasserwirtschaft e. V. (BDEW),
  - Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU).
- **Kirchliche Organisationen:**
  - Evangelische Kirche in Deutschland (EKD),
  - Zentralkomitee der deutschen Katholiken (ZdK).
- **Dachorganisation deutscher Einzelgewerkschaften:**
  - Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB).

#### 4.4.1. Bundestag als Verfassungsorgan der Bundesrepublik Deutschland

Die Verfassungsorgane der Bundesrepublik Deutschland sind nach dem grundgesetzlich verankerten Prinzip der Gewaltenteilung<sup>127</sup> aufgestellt.

---

<sup>127</sup> Die Gewaltenteilung in der Bundesrepublik Deutschland ist Gegenstand folgender Artikel des Grundgesetzes:

- Art. 20 (1): Die Bundesrepublik Deutschland ist ein demokratischer und sozialer Bundesstaat (Vertikale Gewaltenteilung, Föderalismus).
- Art. 20, (2): Alle Staatsgewalt geht vom Volke aus. Sie wird vom Volke in Wahlen und Abstimmungen und durch besondere Organe der Gesetzgebung, der vollziehenden Gewalt und der Rechtsprechung ausgeübt (Horizontale Gewaltenteilung).
- Art. 20, (3): Die Gesetzgebung ist an die verfassungsmäßige Ordnung, die vollziehende Gewalt und die Rechtsprechung sind an Gesetz und Recht gebunden.
- Art. 28 (1): Die verfassungsmäßige Ordnung in den Ländern muss den Grundsätzen des republikanischen, demokratischen und sozialen Rechtsstaates im Sinne dieses Grundgesetzes entsprechen.
- Art. 28 (2): Den Gemeinden muss das Recht gewährleistet sein, alle Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaft im Rahmen der Gesetze in eigener Verantwortung zu regeln (Kommunale Selbstverwaltung).
- Art. 70 (1): Die Länder haben das Recht der Gesetzgebung, soweit dieses Grundgesetz nicht dem Bunde Gesetzgebungsbefugnisse verleiht.
- Art. 70 (2): Die Abgrenzung der Zuständigkeit zwischen Bund und Ländern bemisst sich nach den Vorschriften dieses Grundgesetzes über die ausschließliche und die konkurrierende Gesetzgebung.
- Art. 97 (1): Die Richter sind unabhängig und nur dem Gesetz unterworfen (Judikative Gewaltenteilung).

Der Bundestag übernimmt in diesem Zusammenhang die Aufgabe der legislativen (gesetzgebenden) Gewaltenteilung.

In direktem Bezug zur CCS-Technologie hat der Bundestag am 24. August 2012 mit dem Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG)<sup>128</sup> die Richtlinie 2009/31/EG<sup>129</sup> des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 umgesetzt.

Die Bundesrepublik Deutschland ist damit ihrer Verpflichtung nachgekommen, die genannte EU-Richtlinie in nationales Recht umzusetzen. Der § 1 des KSpG definiert den Zweck des Gesetzes und § 2 (1) den Geltungsbereich sowie die landesrechtliche Gebietsbestimmung aus denen hervorgeht, dass die CCS-Technologie gegenwärtig nicht vollumfänglich gesetzlich geregelt werden soll. Zunächst soll die technologische Erforschung, Erprobung und Demonstration einer permanenten Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten reguliert werden.<sup>130</sup> Des Weiteren hat der Gesetzgeber in einer sogenannten „*Länderklausel*“<sup>131</sup> den einzelnen Bundesländern die landesrechtliche Gebietsbestimmung übertragen.

Zur Untersuchung der Fragestellung, welche Relevanz die CCS-Technologie für den Bundestag als Verfassungsorgan der Bundesrepublik Deutschland hat, wurde mit Hilfe des gemeinsamen Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge (DIP) des deutschen Bundestags und Bundesrats eine quantitative und zeitlich differenzierte Datenbankrecherche durchgeführt. Der Untersuchungszeitraum beinhaltet die 16. bis 18. Bundestagswahlperioden, was einem elfjährigen Zeitraum seit dem 18.10.2005 entspricht. Die quantitative Analyse umfasst sowohl die Anzahl als auch die prozentualen Anteile der CCS-relevanten, Erneuerbaren Energien bezogenen und energiewirtschaftlich relevanten Drucksachen.

Die Tabelle 4.3 zeigt die Ergebnisse der DIP-Datenbankrecherche.

---

<sup>128</sup> Vgl. KSpG (2012).

<sup>129</sup> Vgl. EU-RL 2009/31/EG (2009).

<sup>130</sup> Vgl. KSpG (2012).

<sup>131</sup> Ebenda § 2 (5).

<b>Deutscher Bundestag Verfassungsorgan der Bundesrepublik Deutschland</b>		
<b>Anzahl der CCS-relevanten Drucksachen</b>		
16. Wahlperiode (18.10.2005 - 27.10.2009)	17. Wahlperiode (27.10.2009 - 22.10.2013)	18. Wahlperiode (ab 22.10.2013)
74	153	41
<b>Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Drucksachen</b>		
16. Wahlperiode (18.10.2005 - 27.10.2009)	17. Wahlperiode (27.10.2009 - 22.10.2013)	18. Wahlperiode (ab 22.10.2013)
3,1	4,1	1,7
<b>Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogene Drucksachen</b>		
16. Wahlperiode (18.10.2005 - 27.10.2009)	17. Wahlperiode (27.10.2009 - 22.10.2013)	18. Wahlperiode (ab 22.10.2013)
851	1.258	589
<b>Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogene Drucksachen</b>		
16. Wahlperiode (18.10.2005 - 27.10.2009)	17. Wahlperiode (27.10.2009 - 22.10.2013)	18. Wahlperiode (ab 22.10.2013)
35,3	34,1	24,0
<b>Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Drucksachen</b>		
16. Wahlperiode (18.10.2005 - 27.10.2009)	17. Wahlperiode (27.10.2009 - 22.10.2013)	18. Wahlperiode (ab 22.10.2013)
2.410	3.687	2.454

Tabelle 4.3: Ergebnis der Recherche im gemeinsamen Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge (DIP) des deutschen Bundestags und Bundesrats

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von DIP (2016).

Insgesamt liegen sowohl die Anzahl als auch der Anteil CCS-relevanter Drucksachen über die untersuchten Wahlperioden mit einer Anzahl von  $n = 41$  bis  $n = 153$ , dies entspricht einem prozentualen Anteil von 1,7 % bis 4,1 % bezogen auf alle im Vergleichszeitraum energiewirtschaftlich relevanten Drucksachen (von  $n = 2410$  Drs.<sup>132</sup> in der 16. WP<sup>133</sup> bis auf  $n = 3687$  Drs. in der 17. WP), auf einem sehr geringen Niveau. Im Vergleich hierzu waren mit  $n = 589$  (18. WP) bis  $n = 1258$  (17. WP) die Anzahl und der prozentuale Anteil (24 % in der 18. WP und 34,1 % in der 17. WP) der auf Erneuerbare Energien

<sup>132</sup> Hinweis: Drs. ist die Abkürzung für Drucksachen.

<sup>133</sup> Hinweis: WP ist die Kurzform von Wahlperioden.

bezogenen Drucksachen erheblich bedeutsamer. Der größte sowohl prozentuale Anteil (4,1 %) als auch die höchste Anzahl (n = 153) CCS-relevanter Drucksachen fällt mit der Verabschiedung des KSpG am 24. August 2012 in der 17. WP zusammen.

Im Ergebnis hat der Bundestag als übergeordneter Stakeholder durch sowohl die fehlende vollumfängliche gesetzliche Regelung der CCS-Technologie als auch durch die marginale politische Relevanz sein untergeordnetes politisches Interesse an dieser neuen Technologie und deren zeitnahe Einführung verdeutlicht. Der Bundestag musste in einer akzeptablen Form die EU-Richtlinie „umsetzen“; dies geschah möglichst geräuschlos und wenig aktiv.

Darüber hinaus hat sich der Gesetzgeber durch die Übertragung der Gebietsbestimmung für die Erprobung der dauerhaften CO<sub>2</sub>-Speicherung auf das Landesrecht teilweise von seiner legislativen Verantwortung exkulpiert und damit die im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie notwendige Implementierung einer Transportinfrastruktur für CO<sub>2</sub> zusätzlich erschwert.

#### **4.4.2. Bundespolitische Parteien als Stakeholder politischer Willensbildung**

Die bundespolitischen Parteien sind wesentlicher Bestandteil des Mehrparteiensystems in Deutschland. Als demokratisch gewählte Volksvertreter sind sie aktiv an der politischen Willensbildung auf Bundesebene beteiligt. Die Stakeholderanalyse dieser Arbeit umfasst für die 16. bis 18. Legislaturperiode alle im Bundestag vertretenen Parteien, konkret die jeweiligen Bundestagsfraktionen, hinsichtlich ihrer Haltung zur CCS-Technologie und deren thematische Relevanz.

Nachfolgend sind für die 16. bis 18. Legislaturperiode die bundespolitischen Parteien aufgelistet:

- **BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Bundestagsfraktion),**
- **CDU/CSU (Bundestagsfraktion),**
- **DIE LINKE<sup>134</sup> (Bundestagsfraktion),**
- **SPD (Bundestagsfraktion),**
- **FDP (Bundestagsfraktion 16. & 17. Wahlperiode).**

---

<sup>134</sup> DIE LINKE ist die Kurzbezeichnung für „Die Linkspartei“.

Die Bundestagswahlergebnisse sind für den Betrachtungszeitraum in der Tabelle 4.4 zusammengefasst.

Bundestagswahlergebnisse der Bundesrepublik Deutschland (2005: 16. WP   2009: 17. WP   2013: 18. WP)						
	2005		2009		2013	
	%	Sitze	%	Sitze	%	Sitze
<b>Wahlbeteiligung</b>	77,7	614	70,8	622	71,5	631
<b>CDU/CSU</b>	35,2	226	33,8	239	41,5	311
<b>SPD</b>	34,2	222	23	146	25,7	193
<b>FDP</b>	9,8	61	14,6	93	4,8	–
<b>GRÜNE</b>	8,1	51	10,7	68	8,4	63
<b>DIE LINKE<sup>a</sup></b>	8,7	54	11,9	76	8,6	64
<b>Sonstige</b>	4	–	6	–	11,1	–

<sup>a)</sup> bis 2002: PDS, seit 2005: Die Linke.PDS

Orange bedeutet Partei mit Regierungsverantwortung, Blau steht für parlamentarische Opposition und Gelb kennzeichnet die außerparlamentarische Opposition.

Tabelle 4.4: Ergebnis der Bundestagswahlen der Bundesrepublik Deutschland für die 16. bis 18. Wahlperiode

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Wahlrecht (2016).

In der 16. und 18. Legislaturperiode bildeten die CDU/CSU zusammen mit der SPD eine große Koalition mit Regierungsverantwortung. Bevor die FDP in der 18. Wahlperiode erstmals mit 4,8 % an der Fünf-Prozent-Hürde bei einer Bundestagswahl seit Gründung der Bundesrepublik Deutschland am 23. Mai 1949 scheiterte, war sie von 2009 bis 2013 (17. WP) in einer Regierungskoalition mit der CDU/CSU.

### **BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (Bundestagsfraktion)**

Die Partei BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN geht aus dem Zusammenschluss der am 13. Januar 1980 in Karlsruhe gegründeten Partei „Die Grünen“ und der Partei „Bündnis 90“, welche von ehemaligen Bürgerbewegungen und oppositionellen Gruppen der ehemaligen DDR am 21. September 1991 in Potsdam konstituiert wurde, hervor. Die Vereinigung zu einer gesamtdeutschen Partei erfolgte auf einem Parteitag am 14. Mai 1993 in Leipzig.

Politischer Markenkern der Partei BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN ist eine nachhaltige Energie- und Umweltpolitik mit dem Fokus auf Erneuerbare



Energien. Weitere Themenkomplexe, wie bspw. die soziale Gerechtigkeit erstrecken sich über alle Bereiche der sozialen Marktwirtschaft.

Derzeit hat die Partei 61.596 Mitglieder (Stand: Februar 2017). In den drei untersuchten Legislaturperioden war BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN nicht in der Regierungsverantwortung.

Erwartungsgemäß haben BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN eine kritische Haltung zur CCS-Technologie. Die Partei hat sich für eine grundsätzliche Abkehr von der Braun- und Steinkohleverstromung ausgesprochen und in diesem Kontext den Einsatz der CCS-Technologie als nicht zukunftsweisend eingestuft. Bemerkenswert ist jedoch die Entwicklung in der 17. und 18. Legislaturperiode.

In der 17. Legislaturperiode wurde in einem Entschließungsantrag<sup>135</sup> der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN vom 06. Juli 2011 die CCS-Technologie als Second-Best-Lösung für unvermeidbare industrielle Emissionen aus der Grundstoffindustrie wie z. B. der Stahl-, Zement- und chemischen Industrie eingeordnet. Die Bundesregierung wurde aufgefordert die Forschung und Erprobung der CCS-Technologie diesbezüglich zu fokussieren. Eine prinzipielle Ablehnung sowohl die Erforschung und Erprobung betreffend als auch die grundsätzliche Ablehnung des Einsatzes der CCS-Technologie war zu diesem Zeitpunkt nicht erkennbar.

Der Beschluss der 39. ordentlichen Bundesdelegiertenkonferenz<sup>136</sup>, welche in der ersten Hälfte der 18. Wahlperiode in Halle vom 20. bis 22. November 2015 stattfand, zeigt die grundsätzliche Abkehr der Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN von der CCS-Technologie.

Hintergrund war die Befürchtung der Bundesdelegierten, dass der in der 15. Legislaturperiode von der damaligen Regierungskoalition aus SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN initiierte Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland von der aktuellen Regierungskoalition gehemmt werden könnte.

Die Bundesdelegierten fordern in ihrem Beschluss einen zeitnahen Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle für fossilthermische Kraftwerke

---

<sup>135</sup> Vgl. BT-Drs. 17/6513 (2011).

<sup>136</sup> Vgl. BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2015, S. 6).

und eine Reform des EEG.<sup>137</sup> In diesem Kontext lehnen die Bundesdelegierten die CCS-Technologie generell ab. Nach Ansicht der Bundesdelegierten verhindert die Möglichkeit einer Nachrüstung fossilthermischer Kraftwerke mit der CCS-Technologie den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien.

### **CDU/CSU (Bundestagsfraktion)**

Die Unionsfraktion (CDU/CSU Bundestagsfraktion) wurde am 1. September 1949 im Bonner Bürgervereinshaus nach der ersten Bundestagswahl in Deutschland gegründet.

Die Unionsfraktion besteht aus den jeweils eigenständigen konservativen Schwesterparteien der Christlich Demokratischen Union Deutschlands (CDU) und der Christlich-Sozialen Union in Bayern e. V. (CSU).

Die CDU konstituierte sich mit dem öffentlichen Gründungsaufruf „*Deutsches Volk!*“ am 26. Juni 1945 zunächst lokal in Berlin. Der Zusammenschluss aus den CDU-Landesverbänden der amerikanischen, britischen und französischen Besatzungszonen auf Bundesebene fand auf dem ersten Bundesparteitag, welcher vom 20. bis 22. Oktober 1950 abgehalten wurde, in Goslar statt. Im Rahmen der Wiedervereinigung Deutschlands 1990 wurden Mitglieder der ehemaligen Bürgerrechtsbewegung der DDR wie bspw. der Demokratische Aufbruch, die Demokratische Bauernpartei Deutschlands (ehemalige DDR-Blockpartei) und die CDU (Ost) in die heutige gesamtdeutsche CDU integriert.

Die CDU hat aktuell 431.000 Mitglieder (Stand: Januar 2017) und sieht sich gemäß ihrem Grundsatzzprogramm vom 21. Parteitag in Hannover, welcher zwischen dem 3. und 4. Dezember 2007 stattfand, als „*Volkspartei der Mitte*“.<sup>138</sup>

Die CSU wurde am 13. Oktober 1945 auf der gesamt-bayerischen Gründungsversammlung in Würzburg gegründet und ist auf Landesparlamentsebene in Bayern politisch aktiv. Mit über 142.000 Mitgliedern (Stand: Februar 2017) ist die CSU, bezogen auf die Anzahl an Parteimitgliedern, die drittgrößte Partei Deutschlands, welche seit 1957 durchgängig den Ministerpräsidenten in Bayern stellt. Auf Bundesebene ist sie mit der CDU in der Unionsfraktion tätig.

---

<sup>137</sup> Bei einem Kernenergieausstieg innerhalb von weiteren 6 Jahren müsste allein zum Ersatz von deren Stromerzeugung 2015 = 92 TWh die Erzeugung aus EE-Strom um 50 % zunehmen; dann ist immer noch kein einziges Kohlekraftwerk abschaltbar!

<sup>138</sup> Vgl. CDU (2007, S. 6.)

Das konservative Politikverständnis der CSU fokussiert in erster Linie die Belange der Menschen in Bayern und umfasst u.a. die soziale Verantwortung, die Bewahrung der Schöpfung und darüber hinaus auch die Verantwortung für Europa.<sup>139</sup>

Die beiden jeweils eigenständigen konservativen Schwesterparteien bildeten im Untersuchungszeitraum die größte Bundestagsfraktion aller Parteien und waren gleichzeitig in Koalitionen mit Regierungsverantwortung. Die Unionsfraktion stellte hierbei auch die Bundeskanzlerin Frau Dr. Angela Dorothea Merkel.

Die Unionsfraktion hat sich zur CCS-Technologie explizit in ihrem Wahlprogramm für die 17. Legislaturperiode geäußert und indirekt in dem vorangegangenen sowie nachfolgenden Wahlprogramm.

In der 16. Wahlperiode setzte sich die Unionsfraktion grundsätzlich für eine gleichberechtigte technologieoffene Energieforschung ein. Die CCS-Technologie wurde zwar nicht direkt thematisiert, jedoch betont die Unionsfraktion die Notwendigkeit einer vielfältigen Energieversorgung, welche sowohl die fossilthermischen Kraftwerke als auch die Erneuerbaren Energien beinhaltet. Eine eindeutige Präferenz für eine bestimmte Technologie wird ausdrücklich verneint und auf die effiziente Nutzung von Energieumwandlungsprozessen hingewiesen.<sup>140</sup>

Im Ergebnis steht die Unionsfraktion in der 16. Legislaturperiode der CCS-Technologie als eine mögliche Option für den Einsatz im Kraftwerksbereich neutral gegenüber. Des Weiteren wird von der Unionsfraktion mit ihrer Forderung für eine gleichberechtigte technologieoffene Energieforschung die CCS-Technologie miteinbezogen.

Im nachfolgenden Wahlprogramm zur 17. Legislaturperiode wird direkt Bezug auf die CCS-Technologie genommen. Die Unionsfraktion bewertet die CCS-Technologie als einen bedeutsamen Bestandteil der fossilthermischen Energieumwandlung, insbesondere im Zusammenhang mit dem Retrofit (technischen Nachrüstungen) sowie Neubau von fossilthermischen Kraftwerken.<sup>141</sup>

---

<sup>139</sup> Vgl. CSU (2016, S. 7 ff.).

<sup>140</sup> Vgl. CDU/CSU (2005, S. 20 ff.).

<sup>141</sup> Vgl. CDU/CSU (2009 S. 25 ff.).

Folglich befürwortet nun die Unionsfraktion ausdrücklich den Einsatz der CCS-Technologie und setzt sich, wie auch in dem vorangegangenen Wahlprogramm, für eine gleichberechtigte technologieoffene Energieforschung ein. Bemerkenswert ist hierbei, dass in den beiden Wahlprogrammen sich die Unionsfraktion nicht mit den Risiken, die mit dem Einsatz der CCS-Technologie einhergehen können, auseinandersetzt.

In dem Wahlprogramm der aktuellen Legislaturperiode ist eine Relativierung der Notwendigkeit für den Einsatz der CCS-Technologie erkennbar. Die Nutzung der Braunkohle als Primärenergieträger für modernste fossilthermische Kraftwerke wird nur noch als „*Kann-Option*“ seitens der Unionsfraktion eingestuft.<sup>142</sup>

Die Unionsfraktion befürwortet somit nicht mehr direkt den Einsatz der CCS-Technologie, welche für den Betrieb modernster fossilthermischer Braunkohlekraftwerke eine unabdingbare Voraussetzung sind. Fossilthermische Kraftwerke sollen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, als sog. Reservekapazität, eingesetzt werden. Solche schnell regelbaren Kraftwerke sind vornehmlich Gaskraftwerke mit Open-Cycle-Technologie, d.h. ohne Nutzung der entstehenden (Ab-)Wärme und KWK-Anlagen, welche den Primärenergieträger (Erd-)Gas sowohl in Strom als auch Wärme technisch nutzbar umwandeln. Die Anwendung der CCS-Technologie steht hierbei nicht im Vordergrund, da deren Einsatz nach derzeitigem Forschungsstand zunächst ausschließlich für Grundlastkraftwerke vorgesehen ist.<sup>143</sup>

Beachtenswert ist die Forderung eines sicheren Ausschlusses von Risiken für trinkwasserführende Gesteinsschichten bei der Nutzung von Fracking zur Gewinnung von Erdgas im aktuellen Wahlprogramm der Unionsfraktion. Hier zeigt sich die derzeitige Risikoaversion der Unionsfraktion gegenüber Fracking, einer neuen risikobehafteten Technologie, welche hinsichtlich ihres Risikopotenzials vergleichbar mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung ist. Eine grundlegende Ablehnung in Bezug auf die Speicherung von CO<sub>2</sub> kann hieraus zwar nicht abgeleitet werden, jedoch sind die Ausführungen der Unionsfraktion bzgl. Fracking ein Indiz für eine eher kritische Einschätzung vergleichbarer neuer risikobehafteter Technologien, zu denen auch CCS gehört.

---

<sup>142</sup> Vgl. CDU/CSU (2013, S. 30 ff.).

<sup>143</sup> Diese einfachen Gasturbinen haben auf Grund ihres sehr schlechten Wirkungsgrads in der Stromerzeugung fast genauso hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen wie ein Kohlekraftwerk.

## **DIE LINKE (Bundestagsfraktion)**

Die jüngste bundespolitische Partei, DIE LINKE, konstituierte sich am 16. Juni 2007 durch den Zusammenschluss von Die Linkspartei.PDS und der Partei Arbeit & soziale Gerechtigkeit – Die Wahlalternative (WASG). Die Partei Die Linkspartei.PDS entstammt aus der Sozialistischen Einheitspartei Deutschlands (SED), der ehemaligen Staatspartei der Deutschen Demokratischen Republik (DDR), welche nach der Wiedervereinigung Deutschlands als die Sozialistische Einheitspartei Deutschlands – Partei des Demokratischen Sozialismus (SED-PDS) eine Fortführung ihrer politischen Arbeit vergeblich versuchte. Nach einer politischen Neuausrichtung wurde am 4. Februar 1990 die SED-PDS zunächst in die Partei des Demokratischen Sozialismus (PDS) umfirmiert und nannte sich ab Juli 2005 Die Linkspartei.PDS. Die WASG war bis zu ihrer Parteigründung am 22. Januar 2005 der Verein Wahlalternative Arbeit und soziale Gerechtigkeit e. V. (WAsG e. V.), dessen Mitglieder hauptsächlich Gewerkschaftsangehörige waren.

DIE LINKE ist im linkspolitischen Spektrum angesiedelt und strebt ideologisch einen demokratischen Sozialismus als Ersatz für den bestehenden Kapitalismus an. Die Partei hat derzeit 58.910 Mitglieder (Stand: Dezember 2016) und bildet in der aktuellen Legislaturperiode die größte Oppositionsfraktion. Die CCS-Technologie wurde im Parteiprogramm zur 16. Bundestagswahl von der Partei DIE LINKE nicht direkt thematisiert. DIE LINKE spricht sich für einen vorrangigen Ausbau der Erneuerbaren Energien, mit dem Ziel in 2050 die Energieversorgung überwiegend aus diesen gewährleisten zu können, aus.<sup>144</sup> Demnach lehnte die Partei DIE LINKE die CCS-Technologie weder grundsätzlich ab noch wurde diese von ihr ausdrücklich befürwortet.

In den beiden nachfolgenden Wahlperioden veränderte die Partei ihre Haltung zur CCS-Technologie. Diese wurde nun vollumfänglich abgelehnt und darüber hinaus wurde ein deutschlandweites sowie europäisches Verbot der CCS-Technologie gefordert.<sup>145</sup>

Diese veränderte Einstellung zur CCS-Technologie wurde jedoch zwischen der Landtagsfraktion Brandenburgs, welche in einer Koalition unter Führung

---

<sup>144</sup> Vgl. DIE LINKE (2005, S. 20).

<sup>145</sup> Vgl. DIE LINKE (2009 S 12 ff.) und DIE LINKE (2013, S. 66 ff.).

der SPD das Bundesland seit dem 21. Oktober 2009 (17. WP) regieren und der Bundestagsfraktion kontrovers diskutiert.<sup>146</sup>

Der Kern des Disputs bildete die zukünftige Ausrichtung der Energiepolitik in Brandenburg. Diese ist derzeit durch den Braunkohletagebau im Lausitzer Braunkohlerevier geprägt und die Landtagsfraktion befürchtete einen erheblichen Arbeitsplatzabbau in diesem energiewirtschaftlichen Umfeld, falls die energiepolitische Ausrichtung auf Bundesebene die Braunkohleverstromung nicht mehr ausreichend mitberücksichtigen würde.

Im Ergebnis einigte sich die Partei DIE LINKE auf eine übergeordnete energiepolitische Zieltrias, die den Klimaschutz, die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit sowie eine Bürgerbeteiligung und eine umfängliche öffentliche Akzeptanz in den Vordergrund stellt. Der Einsatz der CCS-Technologie wurde seitdem sowohl von der Landtags- als auch Bundestagsfraktion bewusst offen gehalten.<sup>147</sup>

### **Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD) (Bundestagsfraktion)**

Die SPD ist die älteste parlamentarische Partei Deutschland. Trotz eines konkret fehlenden Gründungsdatums kann der Gothaer Vereinigungsparteitag vom 22. bis 27. Mai 1875 als Konstituierungszeitpunkt der SPD angesehen werden. Auf dem Gothaer Vereinigungsparteitag fusionierten die beiden Vorläuferparteien, der am 23. Mai 1863 gegründete Allgemeine Deutsche Arbeiterverein (ADAV) und die am 8. August 1869 gegründete Sozialdemokratische Arbeiterpartei (SDAP), zur Sozialistischen Arbeiterpartei Deutschlands (SAPD).<sup>148</sup>

Die SPD versteht sich als linksorientierte Volkspartei und hat zurzeit 438.829 Parteimitglieder (Stand: Februar 2017).

Am 4. Juli 2005 hat der SPD-Parteivorstand anlässlich der bevorstehenden 16. Legislaturperiode ein Wahlmanifest vorgelegt, welches am 31. August 2005 auf einem außerordentlichen Bundesparteitag von den Delegierten beschlossen wurde. In diesem Grundsatzpapier hat sich die SPD explizit für die Nutzung der Braun- und Steinkohle zur Stromgewinnung ausgesprochen und als

---

<sup>146</sup> Vgl. DIE LINKE (2012a, S. 19).

<sup>147</sup> Vgl. DIE LINKE (2012b).

<sup>148</sup> Am 30. September 1890 (Satz 1 G vom 18. März 1888, RGBl. S. 109) trat das Gesetz gegen die gemeingefährlichen Bestrebungen der Sozialdemokratie (sog. Sozialistengesetz), welches am 21. Oktober 1878 (RGBl. S. 351) erlassen wurde, außer Kraft und die Partei änderte ihren Namen in „*Sozialdemokratische Partei Deutschlands*“.

Ziel die Entwicklung von emissionsfreien fossilthermischen Kraftwerken formuliert. Hierzu gehören nach Ansicht der SPD die wirksame CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung, welche wesentliche Prozessschritte der CCS-Technologie darstellen. Die SPD spricht sich darüber hinaus für die Fortsetzung der Forschung und Erprobung in diesem Bereich aus.<sup>149</sup>

Nach der 16. Legislaturperiode finden sich wiederum im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD vom 11. November 2005 außer allgemein gehaltener Formulierungen zu energiepolitischen Themen keine Konkretisierungen zur CCS-Technologie bzw. deren (Teil-)Prozessschritten.<sup>150</sup> Die Delegierten stimmten diesem Koalitionsvertrag auf einem ordentlichen Bundesparteitag in Karlsruhe, welcher vom 14. bis 16. November 2005 stattfand, zu.

Unmittelbar vor der 17. Wahlperiode scheiterte die damalige große Koalition aus CDU/CSU und SPD bei dem Versuch den gemeinsamen Gesetzentwurf von BMU und BMWi zur Regelung der Abscheidung, dem Transport und der dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid zu verabschieden.<sup>151</sup>

Nachdem die SPD die Bundestagswahl zur 17. Legislatur verloren hatte und sich in der Opposition wiederfand, wurde die Ursache für das Scheitern des von der großen Koalition eingebrachten Gesetzentwurfs auf dem ordentlichen SPD-Bundesparteitag in Dresden, welcher vom 13. bis 15. November 2009 stattfand, sichtbar. In dem Parteitagsprotokoll spricht der Parteivorsitzende Sigmar Gabriel unter dem Tagesordnungspunkt: *ANTRAGSBERATUNG LEITANTRAG* die bestehenden innerparteilichen Differenzen zwischen Befürwortern und Gegnern der CCS-Technologie offen an und schlägt eine vertiefende Diskussion vor. Bedeutsam ist auch der damalige Wahlkampf in Schleswig-Holstein, in dem die Landtagsfraktion der SPD sich eindeutig gegen die CCS-Technologie aussprach und damit im Widerspruch zu Teilen der SPD-Bundestagsfraktion stand.<sup>152</sup>

Letztmalig hat sich die SPD-Bundestagsfraktion in der 17. Legislaturperiode über ihre Arbeitsgruppe Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vertreten durch den Bundestagsabgeordneten Dr. Matthias Miersch zum Einsatz der CCS-Technologie geäußert. Zwei Pressemitteilungen (NR. 849/2011 vom 06. Juli 2011

---

<sup>149</sup> Vgl. SPD (2005a, S. 38 ff.).

<sup>150</sup> Vgl. SPD (2005b).

<sup>151</sup> Vgl. BT-Drs. 16/12782 (2009).

<sup>152</sup> Vgl. SPD (2009 S. 363 und S. 371 sowie S 407).

und NR. 1095/2011 vom 22. September 2011)<sup>153</sup> nehmen direkten Bezug zur CCS-Technologie. In den beiden Pressemitteilungen wird deutlich, dass die SPD sich nicht mehr explizit in jedem Anwendungsbereich für die Einsatz der CCS-Technologie ausspricht. Lediglich der Einsatz als Second-Best-Lösung unter der Voraussetzung, dass alle Risiken erforscht und bekannt sind, ist nun für die SPD die denkbar einzige Alternative. Hierbei spricht sich die Arbeitsgruppe für eine weitere Erforschung der CCS-Technologie unter der Prämisse einer zukünftigen Anwendung für emissionsintensive Industrieprozesse aus.

### **Freie Demokratische Partei (FDP) (Bundestagfraktion)**

Die FDP wurde am 12. Dezember 1948 auf dem Gründungsparteitag in Heppenheim durch die Fusion der 13 Landesverbände der westlichen Besatzungszonen von den Mitgliedern der beiden ehemaligen Parteien der Weimarer Republik, der Deutsche Demokratische Partei (DDP) aus dem linksliberalen politischen Spektrum und der nationalliberalen Deutschen Volkspartei (DVP), konstituiert.

Im Zuge der Wiedervereinigung Deutschlands schlossen sich die beiden Blockparteien der einstigen DDR, die Liberal-Demokratische Partei Deutschlands (LDP bzw. LDPD) und die National-Demokratische Partei Deutschlands (NDPD) sowie die Deutsche Forumpartei (DFP), eine Splittergruppierung der DDR-Bürgerbewegung Neues Forum und die Freie Demokratische Partei der DDR (F.D.P.) auf dem Parteitag am 12. August 1990 in Hannover zu einer gesamtdeutschen Partei zusammen.

Die FDP sieht den Ursprung ihres liberalen Politikverständnisses in der Zeit der Aufklärung, welche sich zu Beginn des 19. Jahrhunderts entwickelte. Hierbei stellt sie die Freiheit des Menschen und eine liberale sowie soziale Marktwirtschaft in den Vordergrund. Staatliche Eingriffe sollen ihrem liberalen Politikverständnis nach auf ein absolutes Mindestmaß reduziert werden. Die Partei hat zurzeit etwa 54.000 Mitglieder (Stand: Januar 2017) und ist seit der 18. Legislaturperiode nicht mehr im Bundestag vertreten.

In dem FDP-Parteiprogramm anlässlich der 16. Bundestagswahl spricht sich die Partei für eine Förderung und Intensivierung der energietechnischen Forschungsaktivitäten aus, welche im kraftwerkstechnologischen Bereich ausdrücklich die CCS-Technologie fokussieren soll.<sup>154</sup>

---

<sup>153</sup> Vgl. SPD (2011a) und SPD (2011b).

<sup>154</sup> Vgl. FDP (2005, S. 27).



Im Zusammenhang mit der 17. Wahlperiode erweiterte und verstärkte die FDP in ihrem Parteiprogramm die Forderung einer Erprobung und anschließende großtechnische Anwendung der CCS-Technologie in fossilthermischen Kraftwerken. CCS-Pilotprojekte und ein umfassender diesbezüglicher Rechtsrahmen sollten nach Ansicht der FDP schnellstmöglich implementiert werden. Zusätzlich wurde eine Capture-Readiness-Nachrüstverpflichtung, d.h. die Möglichkeit der nachträglichen Implementierung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage für fossilthermische Kraftwerksneubauvorhaben gefordert. Des Weiteren will die FDP die Transportinfrastruktur für CO<sub>2</sub> unter Anwendung des Gesetzes zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG)<sup>155</sup> errichten.<sup>156</sup>

Das InfraStrPlanVBeschlG ermöglicht einerseits eine zeitliche Verkürzung von Infrastrukturvorhaben und andererseits kann auf eine Öffentlichkeitsbeteiligung in Form eines Erörterungstermins verzichtet werden. Die FDP lässt hierdurch erkennen, dass sie u.U. auch ohne öffentliche Anhörung von lokal Betroffenen und damit im Zweifelsfall auch gegen deren Willen solche Projekte realisieren würde. Dies kann im Ergebnis die NIMBY-Problematik verschärfen und insgesamt die gesellschaftliche Akzeptanz für solche Infrastrukturvorhaben eher negativ beeinflussen.

In der aktuellen 18. Legislaturperiode nimmt die FDP in ihrem Parteiprogramm keinen direkten Bezug mehr zur CCS-Technologie.<sup>157</sup> Aus diesem Sachverhalt kann jedoch nicht abgeleitet werden, dass die FDP die CCS-Technologie gegenwärtig ablehnt. Die FDP befürwortet den Ausbau von transnationalen Erdgaspipelines zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und schlägt zudem die Nutzung der Fracking-Technologie vor. Die Energiepolitik soll nach Ansicht der FDP zukünftig mit dem Verzicht auf die Anwendung föderaler Strukturen zentral geplant und umgesetzt werden. Hierfür soll zukünftig, auf Anregung der FDP, das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) zuständig sein.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die FDP die CCS-Technologie befürwortet und diese höher bewertet als die anderen bundespolitischen Parteien. Die FDP sieht in der CCS-Technologie keine Second-Best-Lösung

---

<sup>155</sup> Vgl. InfraStrPlanVBeschlG (2006).

<sup>156</sup> Vgl. FDP (2009, S. 57 ff.).

<sup>157</sup> Vgl. FDP (2013, S. 17 ff.).

sondern eine Möglichkeit fossilthermische Kraftwerke zukünftig emissionsarm betrieben zu können. Ferner spricht sich die FDP für eine kurzfristige Implementierung einer CO<sub>2</sub>-Speicher- und Transportinfrastruktur aus. Die Umsetzung soll durch das BMWi zentral koordiniert werden und im Bedarfsfall auch gegen möglicherweise öffentliche Widerstände erfolgen.

Die Ergebnisse der quantitativen Datenbankrecherche sind parteispezifisch in der Tabelle 4.5 abgebildet.

BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN	CDU/CSU	DIE LINKE	SPD	FDP
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)				
45	78	50	9	2
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)				
2,9	0,2	1,6	0,7	0,4
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogene Veröffentlichungen (2007 - 2015)				
421	20.293	148	178	115
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogene Veröffentlichungen (2007 - 2015)				
27,6	49,9	4,9	14,1	25,7
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)				
1.526	40.634	3.040	1.260	447

Tabelle 4.5: Ergebnis der parteispezifischen Datenbankrecherche  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN (2016), CDU/CSU (2016), DIE LINKE (2016), SPD (2016), FDP (2016).

Die Analyse zeigt, dass für keine der bundespolitischen Parteien die CCS-Technologie im Gegensatz zu den Erneuerbaren Energien von besonderer Relevanz war, erkennbar am prozentualen Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen von 2007 bis 2015 mit 0,2 % (CDU/CSU) bis 2,9 % (Bündnis 90/Die Grünen).

Im Vergleich hierzu lag im gleichen Zeitraum der prozentuale Anteil der auf Erneuerbare Energien bezogenen Veröffentlichungen im Bereich von 4,9 % (DIE LINKE) bis 49,9 % (CDU/CSU) deutlich darüber.

Die Relevanzanalyse zeigt darüber hinaus aufgrund der geringen Anzahl an CCS-relevanten Veröffentlichungen im Betrachtungszeitraum (min. n = 2 [FDP] bis max. n = 78 [CDU/CSU]), so dass eine mit den Veröffentlichungen zu den Erneuerbaren Energien vergleichbare (min. n = 115 [FDP] bis max. n = 20.293 [CDU/CSU]) öffentlich geführte parteipolitische Diskussion bisher nicht erfolgt ist bzw. bislang für nicht notwendig erachtet wurde.

#### 4.4.3. Landesparlamente der 16 Bundesländer

Mit der Verabschiedung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG<sup>158</sup> am 24. August 2012 hat der Gesetzgeber in § 2 Abs. 5, der sog. „*Länderklausel*“, den Landesparlamenten der 16 Bundesländer eine direkte Einflussnahme auf die Implementierung wesentlicher Prozessschritte der CCS-Technologie eingeräumt.

Die „*Länderklausel*“ ermöglicht jedem einzelnen Bundesland die individuelle Entscheidung einer Zulassung bzw. einem Verbot der Demonstration und Erprobung einer dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub>. Hierdurch haben die Landesparlamente eine herausgehobene Bedeutung in Bezug auf die Realisierungswahrscheinlichkeit der CCS-Technologie in Deutschland.

Im Rahmen der Stakeholderanalyse dieser Arbeit wurden die 16 Landesparlamente diesbezüglich qualitativ untersucht. Zunächst wurden die 16 Bundesländer für eine differenzierte Beurteilung ihrer jeweiligen Entscheidungen hinsichtlich ihrer CCS-relevanten Nutzungsmöglichkeiten aufgeteilt. Die Grundlage hierfür bildete die geowissenschaftliche Planungs- und Bewertungsgrundlage der Staatlichen geologischen Dienste der Bundesländer unter dem Vorsitz der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Das Projekt „*Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland – eine Grundlage zur klimafreundlichen geotechnischen und energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes (Speicher-Kataster-Deutschland)*“<sup>159</sup> weist potenzielle Speichermöglichkeiten aus (siehe Abbildung 4.12) und ermöglicht eine Einteilung der Bundesländer in folgende Gruppen:

- **Bundesländer mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten,**
- **Bundesländer ohne potenzielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten.**

---

<sup>158</sup> Vgl. KSpG (2012).

<sup>159</sup> Siehe Reinhold et al. (2011).

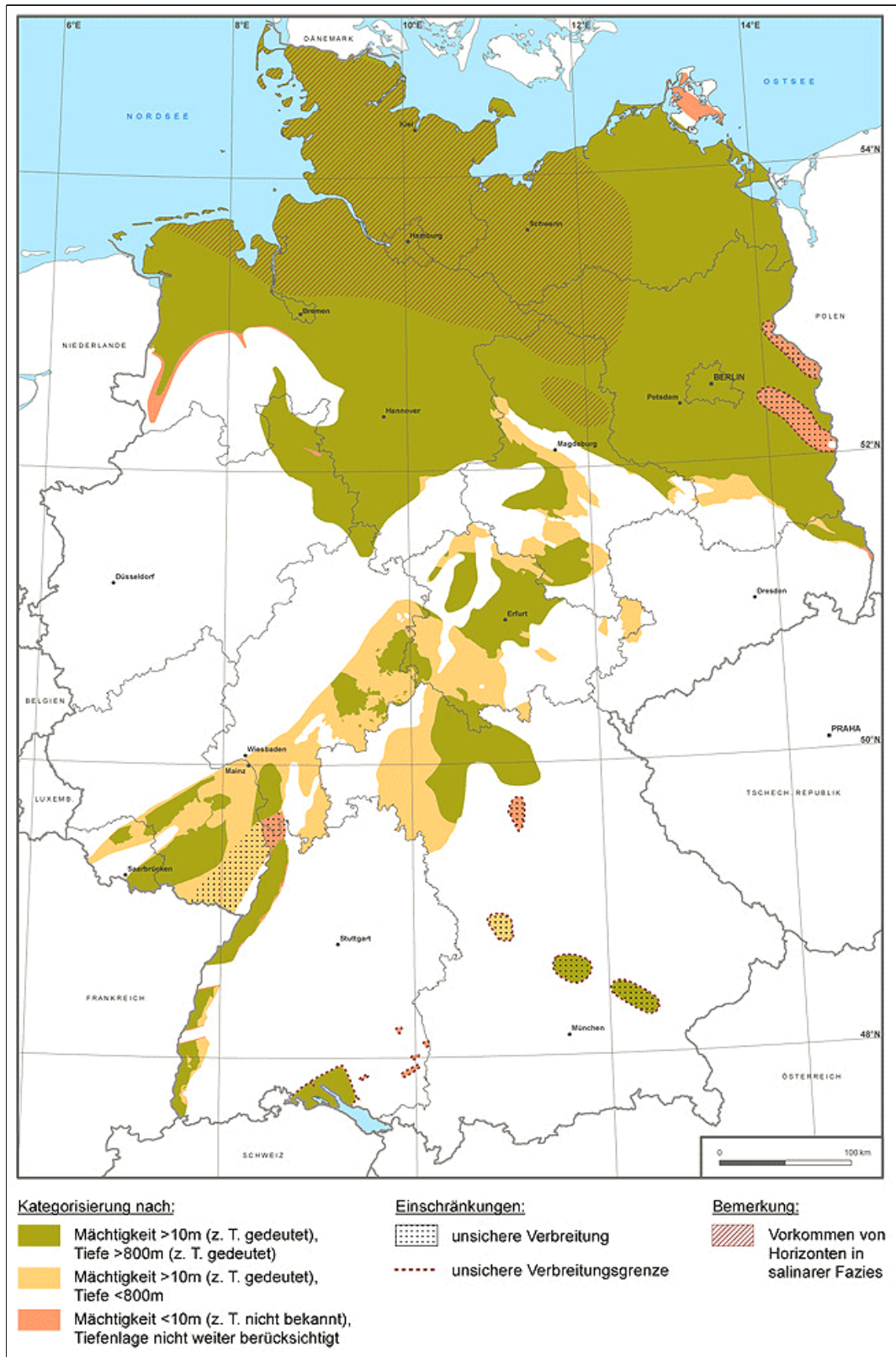


Abbildung 4.12: Deutschlandweite Potenzialkarte für CO<sub>2</sub>-Speicher: Ablagerungen des Permokarbon als potenzieller Speicherkomplex. Kategorisierung nach Mächtigkeit und Tiefenlage

Quelle: Reinhold et al. (2011, S. 25).

Die Bundesländer mit den größten zusammenhängenden potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten liegen im Norddeutschen Becken. Dort finden sich ausreichend tiefe und mächtige geologische Speicherkomplexe aus der rotgefärbten Sedimentationsschicht Oberrotliegend des Perm und Buntsandstein, einer Gesteinsabfolge frühtriassischen Alters, unter dem Barrierekomplex Zechstein (Ablagerungen des Kupferschiefers), welche vom BGR als untersuchungswürdig eingestuft wurden. In diesem west- bis mitteleuropäischen Sedimentationsgebiet liegen auch die Regionen mit den größten nachgewiesenen hydrothermalen Energieressourcen, welche in einer direkten Nutzungskonkurrenz zu den möglichen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten stehen (siehe Abbildung 4.13).

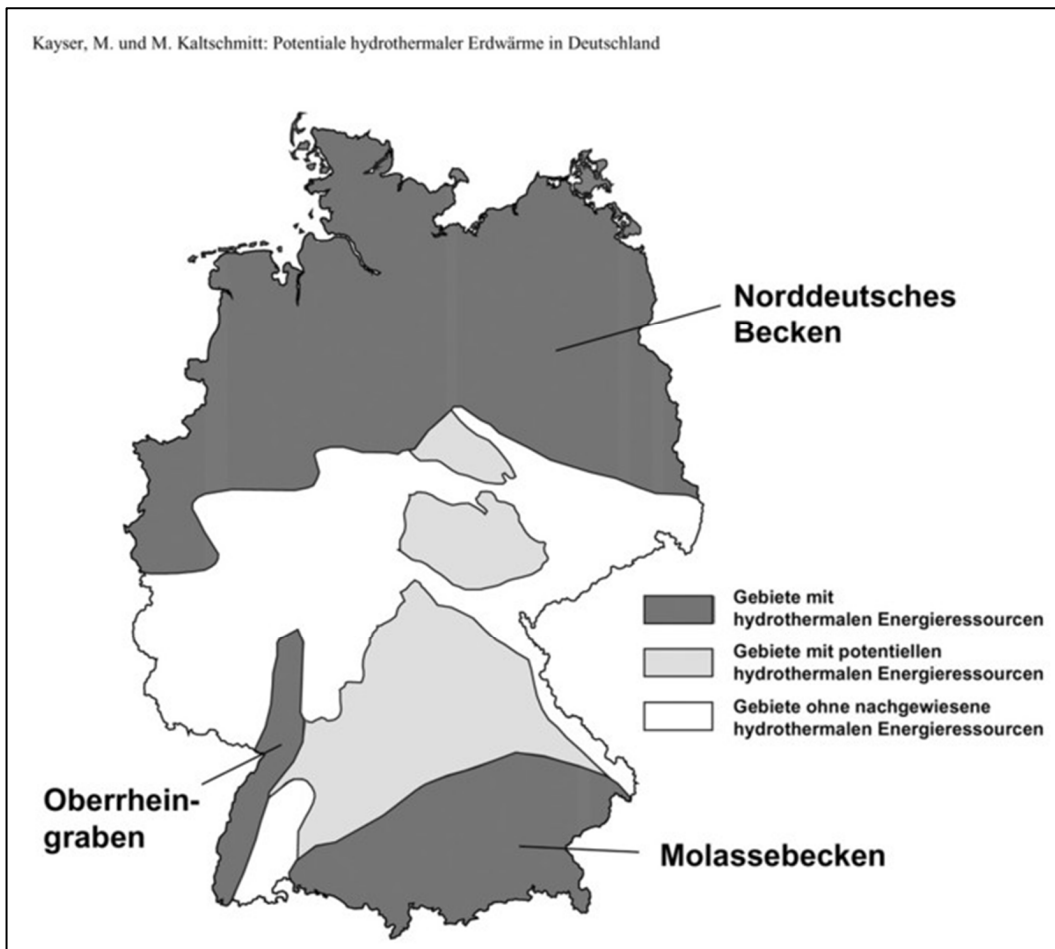


Abbildung 4.13: Gebietskarte für Deutschland mit hydrothermale Potenzial an Energieressourcen

Quelle: LIAG/GeoTIS (2016).

In Süddeutschland sind im Untersuchungsgebiet des Speicher-Kataster-Deutschlands, dem Molassebecken (Region vor der nördlichen Alpenfront) und dem Oberrheingraben (Tiefenlandgebiet am oberen Mittellauf des Rheins), tendenziell kleinteiligere Speicherkomplexe vorgefunden worden, welche gerade noch die Mächtigkeitsanforderungen an den Speicherkomplex für die

CO<sub>2</sub>-Speicherung erfüllen. Eine vorrangige Nutzung dieser süddeutschen Speicherkomplexe wird seitens des BGR derzeit als ineffizient eingeschätzt. Diese Gebiete eignen sich jedoch für die Nutzung hydrothermalen Energieressourcen (siehe Abbildung 4.13).

### **Bundesländer mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten**

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurden in dieser Arbeit nachfolgende Bundesländer im Norddeutschen Becken mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten identifiziert:

- **Berlin,**
- **Brandenburg,**
- **Freie Hansestadt Bremen,**
- **Freie Hansestadt Hamburg,**
- **Mecklenburg-Vorpommern,**
- **Niedersachsen,**
- **Sachsen-Anhalt,**
- **Schleswig-Holstein.**

Das Bundesland **Nordrhein-Westfalen** tangiert ausschließlich an seiner nordöstlichen Grenze das Norddeutsche Becken und wird deshalb nicht zu den Bundesländern mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten eingruppiert.

### **Bundesländer ohne potenzielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten**

Darüber hinaus können auf Grundlage der Ergebnisse des Projektes Speicherkataster-Deutschland (siehe Abbildung 4.13) fehlende potenzielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten nachfolgenden Bundesländern zugeordnet werden:

- **Baden-Württemberg,**
- **Bayern,**
- **Hessen,**
- **Rheinland-Pfalz,**
- **Saarland,**
- **Sachsen,**
- **Thüringen.**

## Bundesländer mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten und Braunkohlerevieren

Eine weitere Einteilung in Bundesländer mit sowohl potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten als auch Braunkohlerevieren (siehe Abbildung 4.14) wurde in dieser Arbeit vorgenommen. In diesen Bundesländern werden einerseits besonders emissionsintensive fossilthermische Braunkohlekraftwerke betrieben und andererseits besteht dort die Möglichkeit das entstehende CO<sub>2</sub> unmittelbar speichern zu können.

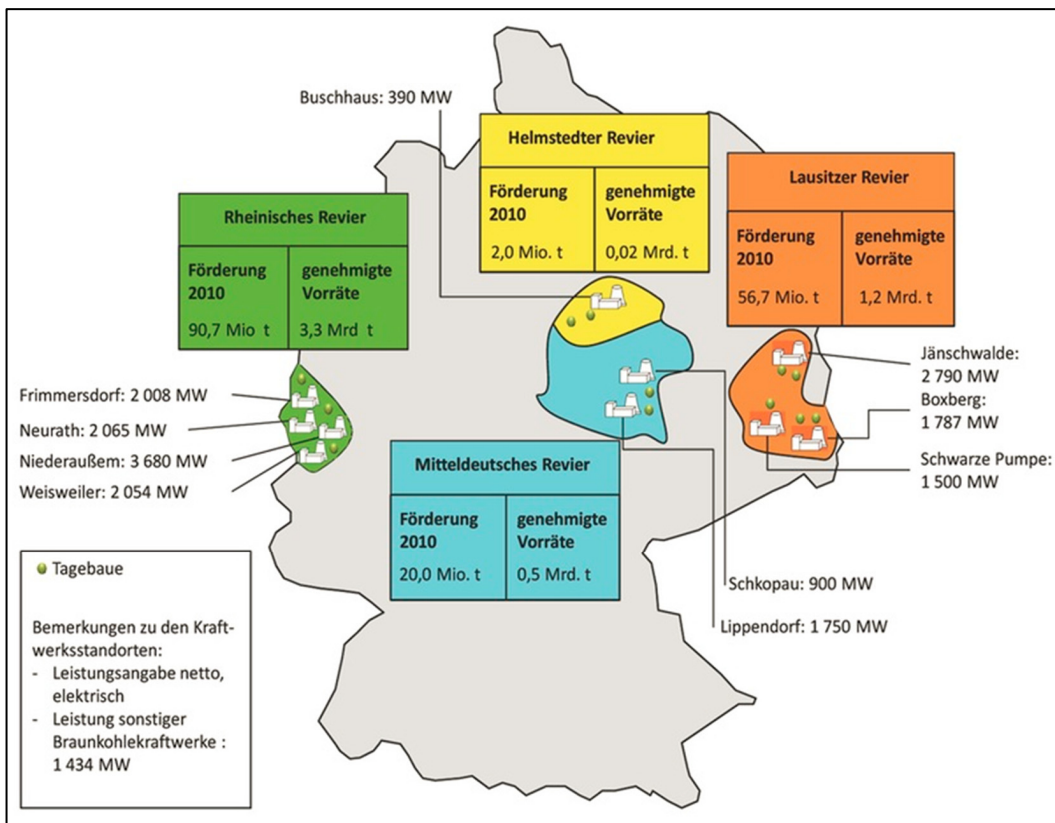


Abbildung 4.14: Übersichtskarte der Braunkohlereviere und Braunkohlekraftwerksstandorte in Deutschland

Quelle: Fahl et al. (2012).

In Deutschland gibt es derzeit vier Braunkohlereviere mit genehmigten abbaubarer Braunkohlevorräten von insgesamt rund 5 Mrd. t. Das kleinste Braunkohlerevier ist das Helmstedter Braunkohlerevier, welches in den beiden Bundesländern **Niedersachsen** und **Sachsen-Anhalt** liegt. Die Braunkohleförderung wurde 1874 mit dem Tagebau Trendelbusch aufgenommen. Insgesamt besteht das Helmstedter Braunkohlerevier aus 10 Tagebauen, von denen bereits neun stillgelegt worden sind. Gegenwärtig wird aus dem niedersächsischen Südfeld des Tagebaus Schöningen voraussichtlich bis Ende 2017

Braunkohle gefördert. Der Tagebau Schöningen wurde für das Wärmekraftwerk Buschhaus mit einer Bruttoleistung von 392 MW<sub>el</sub> Ende der 1970er-Jahre errichtet. Derzeit ist geplant, das Kraftwerk am 01. Oktober 2020 nach einer vierjährigen Teilnahme als Reservekraftwerk gemäß der Reservekraftwerksverordnung (ResKV)<sup>160</sup> vom 06. Juli 2013 stillzulegen. Wegen der Bauzeit für CCS-Projekte ist das Helmstedter Revier damit politisch nicht mehr von Bedeutung.

Das Mitteldeutsche Revier liegt im Ballungsraum Leipzig-Halle (Saale) der beiden Bundesländer **Sachsen** und **Sachsen-Anhalt**. Das Mitteldeutsche Revier grenzt direkt an das Helmstedter Braunkohlerevier und bildet mit diesem eine gemeinsame geographische Region. Derzeit sind für den oberirdischen Abbau Braunkohlevorräten von insgesamt ca. 0,5 Mrd. t genehmigt worden. Mit 20 Mio. t p. a. fördert das Mitteldeutsche Revier zehnmal so viel Braunkohle wie das Helmstedter Braunkohlerevier. Auf dem Gelände des Mitteldeutschen Reviers befinden sich zwei Kraftwerkskomplexe, das Kraftwerk Lippendorf mit einer elektrischen Bruttoleistung von 1867 MW<sub>el</sub> (Aufnahme des kommerziellen Leistungsbetriebs im Oktober 1999) und das Kraftwerk Schkopau (Betriebsaufnahme 1995) mit einer Bruttoleistung von 900 MW<sub>el</sub> sowie einer 110 MW<sub>el</sub> Bahnstromturbine der Deutsche Bahn AG. Die beiden Kraftwerkskomplexe sollen analog der geplanten 40 jährigen Nutzungsdauer der Tagebaue Vereinigtes Schleenhain (Kraftwerk Lippendorf) und der Tagebaue Profen (Kraftwerk Schkopau) voraussichtlich bis Ende 2039 betrieben werden.

Die beiden Bundesländer **Brandenburg** und **Sachsen** teilen sich das Lausitzer Braunkohlerevier. Mit einer jährlichen Braunkohleförderung von über 55 Mio. t ist das Lausitzer Braunkohlerevier das zweitgrößte in Deutschland. Das Lausitzer Braunkohlerevier setzt sich aus 31 Tagebauen zusammen, von denen derzeit noch die vier Tagebaue Jänschwalde, Nochten, Reichwalde und Welzow-Süd aktiv für den Braunkohleabbau genutzt werden. Die drei Kraftwerkskomplexe Boxberg, Jänschwalde und Schwarze Pumpe sind dem Lausitzer Braunkohlerevier angeschlossen und haben insgesamt eine elektrische Bruttoleistung von 6077 MW<sub>el</sub>. Das voraussichtliche Betriebsende der vier Tagebaue liegt zwischen 2021 (Jänschwalde) über 2040 (Welzow-Süd) bis ca. 2045 für Nochten und Reichwalde.

---

<sup>160</sup> Vgl. ResKV (2013).



In **Nordrhein-Westfalen**, einem Bundesland ohne nennenswerte potentielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten, befindet sich mit genehmigten abbaubaren Braunkohlevorräten von insgesamt 3,3 Mrd. t das größte europäische Braunkohlerevier. Das Rheinische Braunkohlerevier liegt in der Kölner Bucht und besteht aus 19 Tagebauen. Die drei in Betrieb befindlichen Tagebauen Garzweiler, Hambach und Inden fördern zusammen jährlich über 90 Mio. t Braunkohle. Die Betriebszeit wird nach derzeitigem Stand der Genehmigung 2045 mit dem Braunkohletagebau Garzweiler enden. Die dort ansässigen vier Kraftwerkskomplexe Frimmersdorf, Neurath, Niederaußem und Weisweiler produzieren eine elektrische Bruttoleistung von 9807 MW<sub>el</sub>.

In Bezug auf die CCS-Technologie haben die Bundesländer Berlin, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten, jedoch fehlenden Braunkohlerevieren, die „*Länderklausel*“ folgendermaßen gehandhabt:

### **Berlin (BE)**

Der Berliner Stadtstaat mit der Bundeshauptstadt und den rund 3,5 Mio. Einwohnern<sup>161</sup> wurde in der 17. Legislaturperiode (18. September 2011 bis 18. September 2016) von einer großen Koalition aus CDU und SPD regiert. Mit dem Beschluss des Abgeordnetenhauses vom 8. Mai 2014 initiierte das Berliner Abgeordnetenhaus die Einsetzung einer Enquete-Kommission mit dem Titel „*Neue Energie für Berlin – Zukunft der energiewirtschaftlichen Strukturen*“. In ihrem Abschlussbericht empfiehlt die Enquete-Kommission einen vollumfänglichen Strukturwandel für die Energieversorgung von Berlin, welcher u.a. aus der Beendigung der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2020 und einem Ausstieg aus der Steinkohlenutzung bis zum Jahr 2030 besteht.

Begründet wird dies mit dem Anspruch einer Vorbildfunktion der Hauptstadt in Bezug auf die Energiewende in Deutschland.<sup>162</sup>

Die Enquete-Kommission nimmt darüber hinaus auch direkten Bezug zur CCS-Technologie. Die CCS-Technologie wird nach Ansicht der Enquete-Kommission aufgrund unzureichender öffentlicher Akzeptanz zukünftig nicht vollumfänglich angewendet werden können. Auf Seite 14 der Drucksache 17/2500 (04.11.2015) heißt es wörtlich: „*Da in Deutschland die Nutzung der*

---

<sup>161</sup> Die Bevölkerungsdichte in Berlin beträgt 3.948 Einwohner je km<sup>2</sup> bei einer Fläche von insgesamt 891,68 km<sup>2</sup> (Stand: 31. Dezember 2015).

<sup>162</sup> Vgl. BE-Drs. 17/2500 (2015).

*Kernenergie im überparteilichen Konsens bis zum Jahr 2022 beendet wird und die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Verpressung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS) – unter anderem aufgrund mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz – als Breitentechnologie nicht verfügbar ist, bedeutet dies, die Energieversorgung in Berlin und Deutschland nahezu vollständig durch Erneuerbare Energien sicherzustellen.“<sup>163</sup>*

In diesem Zusammenhang ist hervorzuheben, dass die Enquete-Kommission den derzeitigen Entwicklungsstand der CCS-Technologie bewertet hat und diesen für die Zukunft unverändert fortschreibt. Eine weitere Bezugnahme zu potentiellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten erfolgt darüber hinaus weder durch das Berliner Abgeordneten Haus noch durch die eingesetzte Enquete-Kommission. Weiterhin wird jedoch auch die Nutzung der CCS-Technologie nicht explizit ausgeschlossen. Die teilweise ambivalenten Äußerungen des Berliner Abgeordnetenhauses zeigen einerseits den mangelnden politischen Umsetzungswillen für die CCS-Technologie sowie andererseits das Fehlen eindeutiger Aussagen zum Nutzungsausschluss dieser Technologie.

### **Freie Hansestadt Bremen (HB)**

Die Freie Hansestadt Bremen als Stadtstaat mit ihrer Hauptstadt Bremen und der zweiten Großstadt Bremerhaven ist mit einer Einwohnerzahl von 557.464 (Stand: 31. Dezember 2015) das kleinste deutsche Bundesland.<sup>164</sup> Im Betrachtungszeitraum 2007 bis 2015 wurde das Bundesland von einer SPD-geführten Koalition zusammen mit dem Koalitionspartner Bündnis 90/Die Grünen regiert.

Im Zusammenhang mit dem Bremer Aktionsprogramm Klimaschutz 2010 und dem bremischen Klimaschutz- und Energieprogramm 2020 fokussiert die Landesregierung nach eigener Darstellung eine nachhaltige Klimaschutzstrategie. Die Umsetzung dieser Bremer Klimaschutzstrategie wird in dem Antrag Drucksache 17 / 1228 der beiden regierungsverantwortlichen Koalitionspartner vom 18. März 2010 in Bezug auf die CCS-Technologie weiter konkretisiert. Vier Forderungen werden an die Bremer Bürgerschaft (Landtag) formuliert:

- (1)** Ausschluss zukünftiger Nutzungskonkurrenzen von potentiellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten mit Geothermie- und Druckluftanwendungen zugunsten der Erneuerbaren Energien.

---

<sup>163</sup> Ebenda S. 14.

<sup>164</sup> Die Bevölkerungsdichte in Bremen beträgt 1.712 Einwohner je km<sup>2</sup> bei einer Fläche von insgesamt 325,56 km<sup>2</sup>.

- (2) Explorationsverbot in Bezug auf potentielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten sowie ein Errichtungsverbot für eine CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, welches auch ein Durchleitungsverbot für überkritisches CO<sub>2</sub> beinhaltet.
- (3) Beschränkung des CCS-Gesetzes auf die Forschung und Erprobung der CCS-Technologie.
- (4) Überprüfung alternativer Technologie zur Reduktion von industriellen CO<sub>2</sub>-Emissionen.<sup>165</sup>

Im Ergebnis stufen die Bremer SPD und Bündnis 90/Die Grünen die CCS-Technologie als eine im Vergleich zu den Erneuerbaren Energien kostenintensivere und risikoreichere Option ein, welche aus ihrer Sicht für die Realisierung der Bremer Klimaschutzstrategie nicht weiter präferiert werden sollte. Zusätzlich wird ein Verbot für die Nutzung von CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten gefordert, jedoch wird von der Bremer Landesregierung die Forschung und Erprobung im Bereich der CCS-Technologie aufgrund der ihrerseits geforderten Eingrenzung des CCS-Gesetzes auf CCS-Forschungsprojekte wiederum gebilligt.

### **Freie und Hansestadt Hamburg (HH)**

Die Freie und Hansestadt Hamburg mit ihrer zweitgrößten deutschen Stadt Hamburg (ca. 1,77 Mio. Einwohner)<sup>166</sup> ist sowohl kommunaler Stadtstaat als auch Bundesland. Der zur Freien und Hansestadt Hamburg gehörende Hafen ist der bedeutendste Seehafen Deutschlands und einer der größten globalen Containerhäfen. Im Untersuchungszeitraum der Stakeholderanalyse wechselten viermal die Regierungskoalitionen. In der 18. Wahlperiode zur Hamburger Bürgerschaftswahl konnte die CDU mit absoluter Mehrheit regieren.

Die hamburgische Bürgerschaft hat sich in der Drucksache 20/4601 vom 06.07.2012 positiv in Bezug auf die CCS-Technologie geäußert. Auf Seite 4 heißt es wortwörtlich: *„Besonderer Handlungs- und Forschungsbedarf besteht im Zusammenhang mit der Entwicklung von Demonstrationsvorhaben zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung im großtechnischen Maßstab. Hamburg hat sich daher für eine praxisgerechte Ausgestaltung des CCS-Gesetzes eingesetzt, die den Bau von Anlagen dieser Art möglich macht.“*<sup>167</sup>

---

<sup>165</sup> Vgl. HB-Drs. 17/1228 (2010).

<sup>166</sup> Die Bevölkerungsdichte in Hamburg beträgt 2.367 Einwohner je km<sup>2</sup> bei einer Fläche von insgesamt 755,22 km<sup>2</sup> (Stand: 30. November 2015).

<sup>167</sup> Siehe HH-Drs. 20/4601 (2012).

Diese Entscheidung der hamburgischen Bürgerschaft steht im Zusammenhang mit der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung des 2015 in Betrieb genommenen Steinkohlekraftwerks Moorburg. In der im Dezember 2007 getroffenen Vereinbarung zwischen dem Kraftwerksbetreiber der Vattenfall Europe AG und der Genehmigungsbehörde der Freien und Hansestadt Hamburg wurde die Vattenfall Europe AG verpflichtet eine Nutzungsfläche für die nachträgliche Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage vorzuhalten. Die eigentliche Errichtung der CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage ist in dieser sog. „Moorburg-Vereinbarung“ an das Vorhandensein der notwendigen rechtlichen und technischen Voraussetzungen gekoppelt, welche bislang noch nicht gegeben sind.

Im Ergebnis hat sich die hamburgische Bürgerschaft mit der Moorburg-Vereinbarung grundsätzlich für den Einsatz der CCS-Technologie ausgesprochen. Hiervon unabhängig hat sich die Freie und Hansestadt Hamburg nicht zur Nutzung der vorhandenen landesspezifischen potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten geäußert.

### **Mecklenburg-Vorpommern (MV)**

Das Bundesland Mecklenburg-Vorpommern mit seinen rund 1,61 Mio. Einwohnern<sup>168</sup> wurde im Zusammenhang mit der Wiedervereinigung Deutschlands 1990 aus dem Zusammenschluss von Mecklenburg und Vorpommern neu gegründet. Die Landeshauptstadt Schwerin hat u.a. wirtschaftliche Beziehungen zu den beiden norddeutschen Metropolregionen Berlin und Hamburg. Das Bundesland wird seit 2008 von einer SPD-geführten Koalition mit der CDU von dem Ministerpräsidenten Erwin Sellering (SPD) regiert.

In der 6. Wahlperiode hat sich die Regierungskoalition in der Drucksache 6/1483<sup>169</sup> vom 16.01.2013 für die Entwicklung eines landesspezifischen KSpG ausgesprochen. Ziel ist die Nutzung der Länderklausel für die Zurückstellung möglicher Anträge auf Exploration von CO<sub>2</sub>-Speicherstätten bis zum 23.08.2015. Der Antrag blieb bislang unbearbeitet und ist seit dem 01.01.2017 mit der Fristverstreichung des KSpG nicht mehr bedeutsam.

Die Regierungskoalition Mecklenburg-Vorpommerns konnte sich im Ergebnis von einer Entscheidung in Bezug auf die CCS-Technologie erfolgreich exkulpieren. Tendenziell ließ jedoch der gestellte Antrag erkennen, dass die rot-

---

<sup>168</sup> Die Bevölkerungsdichte in Mecklenburg-Vorpommern beträgt 69 Einwohner je km<sup>2</sup> bei einer Fläche von insgesamt 23.211,05 km<sup>2</sup> (Stand: 31. Dezember 2015).

<sup>169</sup> Vgl. MV-Drs. 6/1483 (2013).

schwarze Koalition einer Nutzung ihrer potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten kritisch gegenüber stand.

### **Schleswig-Holstein (SH)**

Das Bundesland Schleswig-Holstein mit der Landeshauptstadt Kiel hat ca. 2,86 Mio. Einwohner<sup>170</sup> und entstand nach dem zweiten Weltkrieg aus der Provinz Schleswig-Holstein des damaligen Freistaates Preußen. Nach der 18. Landtagswahl vom 06. Mai 2012 wird zur Zeit das Land Schleswig-Holstein von einer SPD-geführten Koalition zusammen mit BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und der dänischen Minderheitspartei dem Südschleswigschen Wählerverband (SSW) regiert.

Die derzeitige Regierungskoalition hat am 27. März 2014 als erstes deutsches Bundesland ein landeseigenes Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG SH) verabschiedet.<sup>171</sup> Das KSpG SH verbietet die Exploration sowie eine dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> innerhalb des Landes Schleswig-Holsteins. Darüber hinaus schreibt das KSpG SH eine verpflichtende und umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung bei der Durchleitung von CO<sub>2</sub> mittels Transportleitungen vor. Mit dieser Gesetzesverabschiedung hat sich das Land Schleswig-Holstein eindeutig gegen die Einführung der CCS-Technologie ausgesprochen und für die Durchleitung von CO<sub>2</sub> im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung hohe Hürden gesetzt.

Die Bundesländer **Brandenburg (BB)** und **Niedersachsen (NI)** haben sich mit ihren jeweiligen potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten und den in ihren Ländern vorhandenen Braunkohlerevieren im Rahmen der „*Länderklausel*“ des KSPG gegen jegliche Erprobung und Speicherung von CO<sub>2</sub> ausgesprochen. Lediglich der brandenburgische Forschungsspeicher in Ketzin bleibt hiervon unberührt. **Sachsen-Anhalt (ST)** hat sich bislang weder für noch gegen eine unterirdische Speicherung von CO<sub>2</sub> entschieden. Ein entsprechender Antrag blieb bis heute hierzu unbeantwortet. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle 4.6 zusammengestellt.

---

<sup>170</sup> Die Bevölkerungsdichte in Schleswig-Holstein beträgt 181 Einwohner je km<sup>2</sup> bei einer Fläche von insgesamt 15.799,65 km<sup>2</sup> (Stand: 31. Dezember 2015).

<sup>171</sup> Vgl. KSpG SH (2014).

Bundesland	Landesregierung in der über die CCS-Technologie entschieden wurde	Entscheidung bzgl. CCS-Technologie
Brandenburg	SPD geführte Koalition mit DIE LINKE	<b>Drucksache 5/7843-B (29.08.2013)</b> Beschluss des Landtages Brandenburg Gesetz zur Regelung der Kohlendioxid-Speicherung in Brandenburg (KSpGBrbg): S. 1: „ <b>Der Landtag spricht sich - mit Ausnahme des Forschungs-speichers in Ketzin - gegen jede Speicherung von CO<sub>2</sub> im Land Brandenburg aus</b> und unterstützt die Position der Landesregierung.“ sowie S. 1: „Der Landtag fordert die Landesregierung auf, bei möglichen Planungen für ein transeuropäisches CO <sub>2</sub> -Leitungssystem eine frühzeitige Beteiligung und Information der Öffentlichkeit, insbesondere der betroffenen Kommunen, zu gewährleisten.“
Niedersachsen	SPD geführte Koalition mit BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN	<b>Niedersächsisches Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (NKSpG) vom 14. Juli 2015 (Nds. GVBl. Nr. 10/2015 S. 150), geändert durch Art. 2 § 16 des Gesetzes v. 12.11.2015 (Nds. GVBl. Nr.19/2015 S. 307) – VO-RIS 75200 –</b> : „... <b>Eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid</b> nach dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726) <b>ist unzulässig</b> 1. im niedersächsischen Tiefland ... 2. im niedersächsischen Bergland ...“
Sachsen-Anhalt	CDU geführte große Koalition mit der SPD	<b>Drucksache 6/1571 (06.11.2012)</b> : „... Ein Ausschluss der unterirdischen CO <sub>2</sub> -Verpressung muss rechtssicher gemacht werden. Die Landesregierung soll deshalb von der so genannten Länderklausel nach § 2 Abs. 5 des Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012 (im weiteren Kohlendioxid-Speicherungsgesetz genannt) Gebrauch machen und dem Landtag ein Landesgesetz zuleiten ...“ <b>der Antrag blieb bis heute unbearbeitet</b> und wurde lediglich im <b>Kurzbericht 6/WIR/26 (26.09.2013)</b> wie folgt erwähnt: „Der Ausschuss für Wissenschaft und Wirtschaft wird von der Landesregierung darüber unterrichtet, dass der Landesregierung nach wie vor kein Antrag auf Kohlendioxid-Speicherung vorliegt. Darüber hinaus wird dem Ausschuss für Wissenschaft und Wirtschaft ein Kabinettsbeschluss vom 16.07.2013 dargelegt. Die Landesregierung wird dem Ausschuss für Wissenschaft und Wirtschaft diesen Kabinettsbeschluss und weitergebende zugehörige Unterlagen zukommen lassen.“

Stand: 31. Dezember 2016

Tabelle 4.6: CCS-Entscheidungen der Bundesländer BB, NI und ST mit potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten und Braunkohlerevieren  
Quelle: Eigene Darstellung.

Die Bundesländer **Baden-Württemberg (BW)**, **Bayern (BY)**, **Hessen (HE)**, **Rheinland-Pfalz (RP)**, **Saarland (SL)** und **Thüringen (TH)** haben sowohl keine potenziellen CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten als auch keine Braunkohlerevieren. In der folgenden Tabelle 4.7 sind die Ergebnisse in Bezug auf die landesspezifischen CCS-Entscheidungen aufgelistet.

Zusammenfassend zeigt hier die Stakeholderanalyse, dass mit Ausnahme der Bundesländer Saarland, Thüringen und Hessen sich diese gegen den Einsatz der CCS-Technologie insbesondere im Zusammenhang mit der Nutzung fossiler Kraftwerke aussprechen. Die saarländische und die hessische Landesregierung haben sich bislang zu diesem Themenkomplex nicht geäu-

Bert. Thüringen befürwortet grundsätzlich die Erprobung der CCS-Technologie. Jedoch geht die Landesregierung aufgrund des geringen Speicherpotenzials derzeit von keiner Relevanz für den Freistaat selbst aus.

Der Freistaat Bayern befürwortet als einziges Bundesland explizit die Erprobung der CCS-Technologie im Zusammenhang mit den in industriellen Prozessen anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen. Wie auch die übrigen Bundesländer lehnt der Freistaat Bayern ausdrücklich die Nutzung der CCS-Technologie bei fossilthermischen Kraftwerken ab.

Bundesland	Landesregierung in der über die CCS-Technologie entschieden wurde	Entscheidung bzgl. CCS-Technologie
Baden-Württemberg	BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN geführte Koalition mit der SPD	<b>Drucksache 15/5474 (08. 10. 2014)</b> Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Europa und Internationales zu der Mitteilung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft vom 7. Juli 2014 – Drucksache 15/5446: S. 3: „Der Ausschuss für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft sei in seiner Beratung zu der Auffassung gelangt, dass <b>nicht auf Technologien wie Atomenergie, CCS und Fracking gesetzt werden sollte</b> . Die Fraktion GRÜNE und die Fraktion der SPD habe dabei zur vorliegenden Mitteilung einen Antrag eingebracht (vgl. Bericht über die Beratung des Ausschusses für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft zur Drucksache 15/5446), den der Ausschuss für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft mit den Stimmen der Vertreter der Regierungsfractionen und bei Enthaltung der Stimmen der Vertreter der übrigen Fraktionen angenommen habe.“
Bayern	CSU geführte Koalition mit der FDP	<b>Drucksache 16/17500 (02.07.2013)</b> Abschlussbericht der Kommission zur parlamentarischen Begleitung der Energiewende in Bayern: S. 12: „Die <b>Energiekommission befürwortet daher die Erprobung und weitere Erforschung der Abscheidung von CO<sub>2</sub> insbesondere bei Industrieanlagen, bei denen die CO<sub>2</sub>-Emissionen prozessbedingt anfallen (z. B. Zement- und Kalkherstellung, Eisen- und Stahlerzeugung)</b> . Ebenso ist ein forschungspolitisches Ziel der Einsatz des CO <sub>2</sub> bei der Methanisierung.“ sowie S. 34: „Die CCS-Technologie stellt eine erhebliche Gefährdung für die Umwelt und insbesondere für das Grundwasser dar, da die Dichtigkeit der unterirdischen CO <sub>2</sub> -Lager weder festgestellt, geschweige denn garantiert werden kann. Der Einsatz von CCS bei fossil betriebenen Kraftwerken führt unweigerlich zu einem deutlich höheren Brennstoffeinsatz sowie zu großen Wirkungsgradverlusten. Hinzu kommen die enormen Investitionskosten sowie die Kosten für den Transport und die Lagerung des CO <sub>2</sub> . <b>Daher lehnt die Energiekommission den Einsatz der CCS-Technologie bei fossil betriebenen Kraftwerken ab.</b> “
Hessen	Aktuell: CDU geführte Koalition mit BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN	Der hessische Landtag wurde bzgl. der CCS-Technologie direkt in einem Berichtsantrag angesprochen, ließ diesen jedoch bis heute unbeantwortet: <b>Drucksache 18/2940 (30.09.2010)</b> .

Bundesland	Landesregierung in der über die CCS-Technologie entschieden wurde	Entscheidung bzgl. CCS-Technologie
Rheinland-Pfalz	SPD geführte Koalition mit BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN	<p><b>Ausschussprotokoll Ausschuss für Umwelt, Forsten, Landwirtschaft, Ernährung und Weinbau 16/5 (25.10.2011) (öffentlich):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Zugang: öffentlich</li> <li>- gehört zum Vorgang: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung</li> <li>- CO<sub>2</sub>-Speicherung</li> </ul> <p><b>Ablehnung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten (CCS-Gesetz) im Bundesrat;</b> Berichterstattung der Landesregierung im Ausschuss für Umwelt, Forsten, Landwirtschaft, Ernährung und Weinbau zu möglichen Risiken und Folgen dieses Verfahrens für die Umwelt</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Antrag nach § 76 (2) GOLT SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN</li> </ul> <p>14.10.2011 Vorlage 16/386 APr Ausschuss für Umwelt, Forsten, Landwirtschaft, Ernährung und Weinbau 16/5 25.10.2011 S. 27-28</p> <p><b>* Für erledigt erklärt (öffentlich)</b></p>
Saarland	Aktuell: CDU geführte Koalition mit der SPD	-
Thüringen	CDU geführte Koalition mit der SPD	<p><b>Thüringer Landtag 5. Wahlperiode Plenarprotokoll 5/65 (16.09.2011): Die Mündliche Anfrage des Abgeordneten Dr. Augsten (BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN) CCS-Gesetz: Haltung der Thüringer Landesregierung im Bundesrat - Drucksache 5/3267 - S. 5986: „...<b>Die Landesregierung sieht grundsätzlich die Notwendigkeit, die Möglichkeit der Abtrennung und Lagerung von CO<sub>2</sub> zu erproben.</b> Bei erfolgreichem Abschluss der Demonstrationsprojekte können die CCS-Technologien zum Erreichen der politisch definierten Klimaschutzziele und zu einer möglichst sicheren, effizienten und umweltverträglichen Energieversorgung und Industrieproduktion beitragen.“ ... „Die Landesregierung geht derzeit davon aus, dass aufgrund der geologischen Situation eher nur ein geringes Speicherpotenzial vorhanden ist. <b>Aufgrund der jetzigen Erkenntnisse zur Möglichkeit einer CO<sub>2</sub>-Speicherung im Bereich des Territoriums des Freistaats Thüringen wird kein Antrag für ein Demonstrationsvorhaben erwartet.</b>“</b></p>

Stand: 31. Dezember 2016

Tabelle 4.7: CCS-Entscheidungen der Bundesländer BW, BY, HE, RP, SL und TH ohne potenzielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten und fehlenden Braunkohlerevierne  
Quelle: Eigene Darstellung.

Die beiden Bundesländer **Nordrhein-Westfalen (NRW)** und **Sachsen (SN)** sprechen sich explizit für die Erprobung der CCS-Technologie aus. Wie auch der Freistaat Bayern so befürwortet NRW insbesondere die Nutzung der CCS-Technologie zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus Prozessen der Chemie-, Stahl- und Zementindustrie. Die nachstehende Tabelle 4.8 fasst die Ergebnisse zusammen.



Bundesland	Landesregierung in der über die CCS-Technologie entschieden wurde	Entscheidung bzgl. CCS-Technologie
Nordrhein-Westfalen	Minderheitsregierung einer SPD geführten Koalition mit BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN	<b>Drucksache 15/3756:</b> Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage 1329 vom 1. Dezember 2011 des Abgeordneten Rainer Deppe CDU Drucksache 15/3475: „... Die Landesregierung vertritt nach wie vor – wie auch im Koalitionsvertrag ausgeführt – <b>die Auffassung, dass die Erforschung und Erprobung der CCS-Technologie sinnvoll ist, auch um eine Option zur Beseitigung von prozessbedingten Emissionen aus der Stahl-, Zement-, Chemieindustrie usw. zu erhalten, für die es bisher keine Vermeidungsperspektive gibt.</b> “ ... „ <b>Der Koalitionsvertrag spricht sich nicht grundsätzlich gegen die CCS-Technologie aus ...</b> “
Sachsen	CDU geführte Koalition mit der FDP	<b>Drucksache 5/10286 (2012):</b> Kleine Anfrage des Abgeordneten Heiko Kosel Fraktion DIE LINKE Thema: Landesweites Verbot der unterirdischen Verpressung von CO <sub>2</sub> in Sachsen: ... „ <b>Die Staatsregierung verfolgt nicht das Ziel, die unterirdische Verpressung von CO<sub>2</sub> auf dem gesamten Territorium bzw. für einzelne Regionen des Freistaates Sachsen zu verbieten.</b> Weitere, konkrete Planungen bzw. Vorstellungen innerhalb der Staatsregierung liegen derzeit nicht vor ...“

Stand: 31. Dezember 2016

Tabelle 4.8: CCS-Entscheidungen der Bundesländer NRW und SN ohne potenzielle CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten, jedoch mit Braunkohlerevieren  
Quelle: Eigene Darstellung.

Im Ergebnis zeigt die Stakeholderanalyse der 16 Bundesländer ein differenziertes Bild in Bezug auf die Entscheidungen zur potentiellen Nutzung der CCS-Technologie. Keiner der Stakeholder, mit Ausnahme der Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Sachsen, befürworteten uneingeschränkt die Erprobung und perspektivische Nutzung der CCS-Technologie (**absolute Vorteilhaftigkeit**). Hintergrund der Entscheidungen beider Bundesländer ist der Versuch die Nutzung der Braunkohle und den damit verbundenen Erhalt von Arbeitsplätzen in den betroffenen Regionen durch die Einführung der CCS-Technologie langfristig abzusichern.

Die Freie und Hansestadt Hamburg hat vor dem Hintergrund der immissionsschutzrechtlichen Vereinbarungen mit der Vattenfall Europe AG die Flächenvorhaltung für eine spätere Nachrüstung einer CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage vorgeschrieben und sich damit grundsätzlich für die Einführung der CCS-Technologie ausgesprochen. Jedoch wird der tatsächliche Einsatz mit dem Vorhandensein der notwendigen rechtlichen und technischen Voraussetzungen verbunden, welche derzeit nicht vorliegen.

Die übrigen Bundesländer befürworteten nicht den Einsatz der CCS-Technologie und haben auch teilweise entsprechende KSpG Landesgesetze erlassen.

Insgesamt wird ein erheblicher Forschungsbedarf an die Bundesregierung adressiert. Einige Bundesländer sehen ein partielles Potenzial für die Nutzung der CCS-Technologie im Zusammenhang mit der Abscheidung industrieller CO<sub>2</sub>-Emissionen (**relative Vorteilhaftigkeit**).

#### 4.4.4. Umweltbundesamt (UBA) als Stakeholder einer Bundesoberbehörde

Das 1974 gegründete Umweltbundesamt (UBA) ist Bestandteil des Geschäftsbereichs des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Als Bundesoberbehörde nimmt das UBA neben der Erhebung umweltrelevanter Daten und der Erstellung von Prognosen sowohl politikberatende als auch die Öffentlichkeit informierende Aufgaben wahr. Das UBA fungiert hierbei als vornehmliche Umweltbehörde Deutschlands.

Das UBA hat sich im Zeitraum von 2006 bis 2013 in drei Veröffentlichungen umfassend mit der CCS-Technologie beschäftigt.

Die erste diesbezügliche Veröffentlichung des UBA war ein Positionspapier vom August 2006, welches die technischen Anforderungen, Auswirkungen und Potenziale der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung fokussierte. Zu den wesentlichen Schlussfolgerungen des Positionspapiers gehören die Einordnung der CCS-Technologie als Second-Best-Lösung im Vergleich zu den erneuerbaren Energien, die Forderung einer intensivierten Diskussion über die in Deutschland verfügbaren CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten, eine vollständige Berücksichtigung der jeweiligen Projektkosten<sup>172</sup>, die Vermeidung von Umwelt- und Gesundheitsrisiken insbesondere im Bereich der CO<sub>2</sub>-Speicherstätten<sup>173</sup> und die Entwicklung eines geeigneten Rechtsrahmens sowie eine Erweiterung der öffentlichen Diskussion um Gerechtigkeitsaspekte.<sup>174</sup>

Mit der Veröffentlichung eines Thesenpapiers aus der UBA-Schriftenreihe: HINTERGRUNDPAPIER im Mai 2009 mit dem Titel „*CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik*“<sup>175</sup> hat das UBA nach eigenen

---

<sup>172</sup> Hinweis: Hierzu gehören sowohl die Investitionskosten (CAPEX: „*Capital expenditures*“) als auch die einsatzabhängigen, variablen Betriebskosten (OPEX: „*operational expenditures*“).

<sup>173</sup> Hinweis: Das UBA fordert eine Begrenzung der Leckagerate für CO<sub>2</sub>-Speicher auf max. 0,01 % und ein Verbot für die ozeanische Speicherung von CO<sub>2</sub>.

<sup>174</sup> Vgl. UBA (2006).

<sup>175</sup> Siehe UBA (2009).

Angaben eine Aktualisierung des vorangegangenen Positionspapiers vom August 2006 vorgenommen. In diesem Thesenpapier werden seitens des UBA einerseits die bereits bekannten Positionen nochmals erläutert und andererseits der aktuelle technologische Entwicklungsstand beschrieben. Die signifikantesten Unterschiede zum ersten Positionspapier stellen die Themenkomplexe der Vermeidung einer Nutzungskonkurrenz von geologischen Speicherformationen und die Integration der CCS-Technologie in den bestehenden Emissionshandel sowie die Klärung rechtlicher Haftungsfragen dar.

Zuletzt hat im Januar 2015 das UBA eine Stellungnahme in Bezug auf den gemeinsamen Antrag der Landtagsfraktionen DIE LINKE und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN von Sachsen-Anhalt veröffentlicht. Das UBA kommt zu dem Schluss, dass die CCS-Technologie keine effektive Klimaschutzoption für den Energiesektor, insbesondere zur Vermeidung von CO<sub>2</sub> Emissionen aus fossilthermischen Kraftwerken, darstellt. Jedoch wird eine weitere Erforschung der CCS-Technologie im Sinne einer Second-Best-Lösung empfohlen, mit dem Ziel diese Technologie ausschließlich im Zusammenhang mit unvermeidbaren industriellen Emissionen bzw. der Biomasse einzusetzen.<sup>176</sup>

In der nachfolgenden Tabelle 4.9 sind die Ergebnisse der quantitativen UBA-interne Datenbankrecherche für den Zeitraum von 2007 bis 2015 dargestellt.

---

<sup>176</sup> Vgl. UBA (2015).

<b>Umweltbundesamt (UBA)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	210
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	1,8
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	5.924
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	49,8
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	11.893

Tabelle 4.9: Ergebnis der UBA-internen Datenbankrecherche  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von UBA (2016).

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass sowohl die geringe Anzahl ( $n = 210$ ) als auch der niedrige prozentuale Anteil von 1,8 % der CCS-relevanten Veröffentlichungen auf eine am unteren Rand liegende öffentliche Relevanz dieses Themenkomplexes hindeutet. Zum Vergleich wird diesbezüglich auf die Anzahl ( $n = 5924$ ) und den prozentualen Anteil (49,8 %) der auf Erneuerbare Energien bezogenen Veröffentlichungen des UBA hingewiesen.

Darüber hinaus hat das UBA in Bezug zur CCS-Technologie eine tendenziell kritische Haltung. Dies zeigt sich insbesondere in der Einstufung der CCS-Technologie als eine für den Klimaschutz relevante Second-Best-Lösung. Nach Ansicht des UBA überwiegen beim Einsatz dieser Technologie derzeit die Risiken bei weitem die Chancen. Dennoch spricht sich das UBA für eine weitere Erforschung und Erprobung aus und schließt gleichzeitig den Einsatz der CCS-Technologie in Bezug auf unumgängliche Industrieemissionen sowie der Biomassenutzung nicht aus.

Inwieweit diese Einschätzungen ein Kompromiss zwischen unterschiedlich orientierten UBA-Mitarbeitern und Wissenschaftlern ist, kann jedoch nur schwer nachvollzogen werden. Wenn ein CO<sub>2</sub>-Molekül aus einem Kohlekraftwerk billiger über CCS abgetrennt und gespeichert werden kann gegenüber

den inzwischen fast 10.000 Biogasanlagen zur Stromerzeugung, müsste das aus klimapolitischer Sicht vorteilhafter erscheinen.

#### **4.4.5. Institutionalisierte wissenschaftliche Politikberatung im Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)**

Das TAB ist die erste institutionalisierte wissenschaftliche Politikberatung des Deutschen Bundestags und kann als Stakeholder unmittelbaren Einfluss auf die parlamentarische Meinungsbildung, insbesondere im Bereich der Folgenabschätzung neuer Technologien wie bspw. der CCS-Technologie nehmen. Demzufolge ist der TAB Gegenstand der Stakeholderanalyse dieser Arbeit.

Erstmalig nahm der TAB am 29. August 1990 seine Arbeit auf. Seit Gründung des TAB 1990 wird dieses basierend auf einem zeitlich befristeten Vertrag mit einer jeweils fünfjährigen Laufzeit vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und dessen Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) geführt. Zuständiges Kontrollgremium gegenüber dem TAB ist der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung. Seit der letzten Vertragsverlängerung in 2013 ist das KIT federführend eine Kooperation mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ, dem Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH (IZT) sowie der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, deren Gesellschafter die VDI GmbH und der VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. sind, eingegangen. Einziger Auftraggeber des TAB ist der Deutsche Bundestag. Aufgabe und zugleich Ziel des TAB ist hierbei die wissenschaftliche Unterstützung der Parlamentarier in Fragen der Abschätzung von technologischen Risiken und Chancen, welche vor, während und nach der Implementierung neuer Technologien, wie bspw. der CCS-Technologie, bestehen können. Die Umsetzung erfolgt durch die Projektierung und Realisation von Projekten, welche thematisch ausschließlich die Technikfolgenabschätzung fokussieren (so genannte TA-Projekte). Auf Grundlage dieser Projektergebnisse leitet das TAB Handlungsempfehlungen für die Parlamentarier des Deutschen Bundestages ab. Der Bundestag hat den TAB in 2006 mit einem zweijährigen TA-Projekt (Laufzeitende: 2007) aus dem Themenbereich Energie, Ressourcen und Umwelt beauftragt umfassend die CCS-Technologie wissenschaftlich zu untersu-

chen.<sup>177</sup> Projektschwerpunkte bildeten hierbei einerseits eine Überblicksdarstellung des aktuellen Forschungsstandes und andererseits die technologischen, ökonomischen sowie ökologischen Chancen und Risiken zu analysieren. Darüber hinaus sollte der zukünftige Forschungsbedarf sowie weiterführende Handlungsempfehlungen, zwecks Ableitung eines angemessenen Rechts- und Regulierungsrahmens für die CCS-Technologie, ermittelt werden.

Der TAB kommt in seinem Arbeitsbericht Nr. 120 vom November 2007 zu dem Ergebnis, dass hinsichtlich der Verfügbarkeit und Effizienz der bestehenden CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren noch umfangreicher Forschungsbedarf besteht. Des Weiteren weist der TAB in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren, die zeitliche und räumliche Implementierung einer Transportinfrastruktur von CO<sub>2</sub> sowie für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung auf die Notwendigkeit der Schaffung eines geeigneten vollumfänglichen Rechts- und Regulierungsrahmens hin. In diesem Zusammenhang wird auf die Notwendigkeit einer dauerhaften Lösung bestehender Akzeptanzprobleme seitens des TAB hingewiesen. Darüber hinaus wird in Bezug auf die untertägige Speicherung von CO<sub>2</sub> eine zuverlässige Ermittlung der tatsächlich verfügbaren Speicherkapazität gefordert.<sup>178</sup>

Der TAB sieht Handlungsbedarf bei der Vertiefung des derzeitigen Kenntnisstands von CCS. Hierbei sollten zukünftige CCS-Pilotprojekte mit sozio-ökologischer Begleitforschung kombiniert werden. Zusätzlich wurde seitens des TAB Handlungsbedarf bei der zu erwartenden NIMBY-Problematik identifiziert. Vorgeschlagen wird diesbezüglich ein ergebnisoffener öffentlich geführter Dialogprozess mit allen Stakeholdern. Abschließend plädiert der TAB bei der Implementierung eines CCS-Rechtsrahmens zunächst für die kurzfristige Umsetzung einer nationalen Übergangslösung hinsichtlich der Erforschung und Erprobung einer Speicherung von CO<sub>2</sub>.

Im Anschluss sollte ein EU-weiter und international koordinierter langfristiger sowie umfassender Rechts- und Regulierungsrahmen für die CCS-Technologie geschaffen werden.<sup>179</sup>

Der Eindruck einer untergeordneten thematischen Relevanz der CCS-Technologie für die Bundesregierung wird durch die Ergebnisse der Recherche in der TAB-Publikationsdatenbank (siehe Tabelle 4.10) verfestigt.

---

<sup>177</sup> Projekttitle: „CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken“.

<sup>178</sup> Vgl. TAB (2007a, S. 5 ff.).

<sup>179</sup> Vgl. TAB (2007b S. 11 ff.).

<b>Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	31
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	6,3
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	97
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	19,7
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	493

Tabelle 4.10: Ergebnis der Publikationsrecherche des TAB<sup>180</sup>

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von TAB (2016).

Die für den Zeitraum von 2007 – 2015 durchgeführte quantitative Stakeholderanalyse des TAB bestätigt mit einem prozentualen Anteil von 6,3 % der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a. (n = 31) im Vergleich zu den auf Erneuerbare Energien bezogenen Veröffentlichungen mit 19,7 % und n = 97 p.a. den vorgenannten Eindruck. Ein weiteres Indiz ist die Tatsache, dass die Bundesregierung bislang nur ein einziges TA-Projekt zur CCS-Technologie in Auftrag gegeben hat.

Die Bundesregierung ist zwar der Empfehlung des TAB hinsichtlich einer kurzfristigen Implementierung einer Interimslösung für die Erforschung und Erprobung von CO<sub>2</sub>-Ablagerungen gefolgt. Im Anschluss wurde jedoch nicht die Handlungsempfehlung des TAB bzgl. der Weiterentwicklung eines vollumfänglichen CCS-Rechts- und Regulierungsrahmen sowohl auf europäischer als auch internationaler Ebene umgesetzt.

<sup>180</sup> Hinweis: Die Publikationsrecherche des TAB umfasst die TAB-Briefe, den TAB-Fokus, die TAB-Berichte und die TAB-Bücher.

#### 4.4.6. Stakeholder staatlicher Regierungsorganisationen

In der Stakeholderanalyse dieser Arbeit wurden zwei Anspruchsgruppen als repräsentative Vertreter staatlicher Organisationen in Bezug zur CCS-Technologie und deren Einfluss auf die Entscheidungen der Bundesregierung untersucht:

##### **Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE)**

Der RNE wurde 2001 von der Bundesregierung gegründet und besteht aus 15 Ratsmitgliedern des öffentlichen Lebens, welche für eine Amtszeit von drei Jahren berufen werden. Die Aufgaben des RNE beinhalten die Mitwirkung bei nationalen Nachhaltigkeitsstrategien, die Identifikation spezifischer Handlungsfelder und Projekte sowie die Forcierung einer öffentlichen Debatte zum Themenkomplex der Nachhaltigkeit.

Im November 2009 hat der RNE in einem Peer Review zur deutschen Nachhaltigkeitspolitik die Bundesregierung für die Ablehnung des damaligen Gesetzentwurfs zum KSpG im Juni 2009 gerügt und das Verhalten als Ausdruck mangelnder Nachhaltigkeit bezeichnet. Darüber hinaus hat der RNE auf die Herausforderungen bei der Umsetzung einer nationalen Nachhaltigkeitsstrategie<sup>181</sup> innerhalb einer föderalistischen Staatsorganisation hingewiesen und eine koordinierte Herangehensweise sowohl von staatlicher als auch unternehmerischer sowie zivilgesellschaftlicher Seite gefordert.<sup>182</sup>

In einer Stellungnahme des RNE vom 26. März 2015 korrigiert dieser seine Einschätzung bzgl. der Entwicklung des deutschen Strommarktes aus dem Jahr 2008, welche die Grundlage für das im November 2009 veröffentlichte Peer Review zur deutschen Nachhaltigkeitspolitik bildete. Der RNE kommt in seiner Stellungnahme zu dem Schluss, dass ein Neubau von fossilthermischen CCS-Kraftwerken, aufgrund der fundamentalen Veränderungen des deutschen Strommarktes insbesondere durch den derzeitigen Verfall der Großhandelsstrommarktpreise, unwahrscheinlich geworden ist.<sup>183</sup>

---

<sup>181</sup> Anmerkung: Gemeint ist in diesem Zusammenhang im Wesentlichen die Energiewende.

<sup>182</sup> Vgl. RNE (2009).

<sup>183</sup> Vgl. RNE (2015, S. 4 ff.).



## Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)

Am 28. Dezember 1971 wurde mit dem Einrichtungserlass (GMBL 1972, Nr. 3, S. 27)<sup>184</sup> des Bundesinnenministeriums (BMI) der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) gegründet. Der SRU war Bestandteil des im Oktober 1971 initiierten Umweltprogramms der damaligen von Bundeskanzler Willy Brandt (SPD) angeführten Bundesregierung. Erstmals operativ tätig wurde der SRU im Frühjahr 1972.

Der SRU setzt sich aus sieben Wissenschaftlern (Hochschullehrern), welche von der Bundesregierung für die Dauer von vier Jahren eingesetzt werden, interdisziplinär zusammen. Die Beantwortung umweltrelevanter Themenkomplexe soll nach Angabe des SRU insbesondere unter Berücksichtigung technisch-naturwissenschaftlicher sowie ökonomischer, ethischer und juristischer Aspekte erfolgen.

In der Stellungnahme Nr. 13 vom April 2009 zum Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte warnt der SRU vor der Verabschiedung des Gesetzentwurfs. Der SRU sieht insbesondere den damit verbundenen Versuch einer vollumfänglichen gesetzlichen Regelung der großtechnischen Anwendung der CCS-Technologie, mit dem Hinweis auf die derzeit noch mit dieser Technologie verbundenen unbekanntem Risiken, kritisch. Des Weiteren führt der SRU aus, dass durch eine solche aus seiner Sicht übereilte Gesetzesverabschiedung der öffentliche Diskurs gehemmt wird und demzufolge die mit der Einführung einer solchen neuen Technologie verbundenen NIMBY-Herausforderungen verkannt werden. Der SRU spricht sich in dieser Stellungnahme ausdrücklich für ein CCS-Gesetz aus, welches ausschließlich die Erforschung und Erprobung der CCS-Technologie regelt.<sup>185</sup>

Sechs Jahre später formuliert der SRU in dem Kommentar zur Umweltpolitik Nr. 14 vom Juni 2015 10 Thesen zur Zukunft der Kohle bis 2040. Die Zukunftsfähigkeit des Primärenergieträgers Kohle in der Stromerzeugung sieht der SRU ab 2050 nur dann gegeben, wenn dies unter Einbeziehung der CCS-Technologie erfolgt und die abgeschiedenen THG-Emissionen beständig gespeichert werden können. Der SRU stuft den Einsatz der CCS-Technologie

---

<sup>184</sup> Hinweis: Änderungen des ursprünglichen Errichtungserlasses erfolgten durch das BMUB am 10. August 1990 (GMBL 1990, Nr. 32, S. 831 f.) sowie am 1. März 2005 (GMBL 2005, Nr. 31, S. 662 f.).

<sup>185</sup> Vgl. SRU (2009, S. 4 ff.).

in diesem Zusammenhang, aufgrund der aus seiner Sicht begrenzten Speicherkapazität, als ausschließlich intermediäre Option ein.<sup>186</sup>

Die sowohl in Bezug auf den RNE und als auch bzgl. des SRU durchgeführte quantitative und zeitlich differenzierte Stakeholderanalyse zeigt übereinstimmende Ergebnisse (siehe Tabelle 4.11 und Tabelle 4.12).

<b>Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE)</b>								
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
6	12	16	3	2	3	1	5	1
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
2,8	4,7	5,2	1,3	1,0	1,7	0,6	2,6	1,0
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
50	54	80	57	47	33	29	55	22
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
23,7	20,9	26,1	25,6	24,5	18,8	18,7	28,8	21,2
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
211	258	307	223	192	176	155	191	104

Tabelle 4.11: Ergebnis Datenbankrecherche des RNE  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von RNE (2016).

<sup>186</sup> Vgl. SRU (2015, S. 8 ff.).

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)							
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.							
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
5	13	1	3	3	1	0	1
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.							
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
12,5	30,2	5,9	17,6	14,3	3,8	0,0	5,9
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.							
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
15	14	7	6	7	10	10	7
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.							
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
37,5	32,6	41,2	35,3	33,3	38,5	43,5	41,2
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen p.a.							
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
40	43	17	17	21	26	23	17

Tabelle 4.12: Ergebnis der SRU-Datenbankrecherche

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von SRU (2016).

In beiden staatlichen Organisationen nimmt das Thema CCS-Technologie eine untergeordnete Stellung ein. Dies zeigt sich sowohl an der Anzahl (RNE:  $n = 1$  [2013/2015] bis  $n = 16$  [2009] und SRU:  $n = 0$  [2014] bis  $n = 13$  [2009]) und am prozentualen Anteil (RNE: 0,6 % [2013] bis 5,2 % [2009] sowie SRU: 0,0 % [2014] bis 30,2 % [2009]) CCS-relevanter Veröffentlichungen p.a. als auch im Vergleich zu den Erneuerbaren Energien hinsichtlich Anzahl und prozentualem Anteil.

Lediglich in den Jahren 2008/2009, in denen der erste Gesetzentwurf KSpG im politischen Umfeld diskutiert wurde, sind in beiden staatlichen Organisationen zwei Peaks hinsichtlich der Anzahl (RNE:  $n = 12$  [2008] &  $n = 16$  [2009] sowie SRU:  $n = 5$  [2008] &  $n = 13$  [2009]) und prozentualen Anteile (RNE: 4,7 % [2008] & 5,2 % [2009] sowie SRU: 12,5 % [2008] & 30,2 % [2009]) an CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a. erkennbar.

Im Ergebnis ähneln sich die Einschätzungen der beiden Stakeholder. Der RNE stuft den zukünftigen Einsatz der CCS-Technologie aufgrund der ökonomischen Rahmenbedingungen als eher unwahrscheinlich ein und betont die mit

einer föderalistischen Staatsstruktur verbunden Herausforderungen bei der Implementierung einer neuen risikobehafteten Technologie.

Demgegenüber sieht der SRU die CCS-Technologie nur als Second-Best-Lösung aufgrund der begrenzten CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität. Beide Stakeholder sprechen sich 2009 übereinstimmend gegen eine vollumfängliche gesetzliche Regelung, mit dem Hinweis auf die bislang noch nicht vollständig erforschten technologischen Risiken und die fehlende öffentliche Diskussion, aus.

Rückblickend ist die damalige Bundesregierung dieser Einschätzung gefolgt und hat den ersten vollumfänglichen Gesetzentwurf aus dem Jahr 2009 zum KSpG entsprechend abgeändert. Das letztendlich im August 2012 verabschiedete KSpG beschränkt sich, wie vom RNE und SRU gefordert, ausschließlich auf die technologische Erforschung, Erprobung und Demonstration einer permanenten Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten.

Hieraus kann ein bedeutsamer Einfluss der beiden Stakeholder auf den damaligen Gesetzgeber abgeleitet werden.

#### **4.4.7. Stakeholder nichtstaatlicher Regierungsorganisationen (NGOs)**

Zwei Vertreter nichtstaatlicher Regierungsorganisationen wurden im Rahmen der Stakeholderanalyse untersucht. Hierzu gehört zum einen Greenpeace International bzw. Greenpeace Deutschland e. V. als eine der finanzstärksten und mitgliederstärksten international agierende NGO und stellvertretend für die kleineren nationalen NGOs Germanwatch e. V.

##### **Greenpeace International & Greenpeace Deutschland e. V.**

Die Umbenennung der von Friedens- und Umweltaktivisten in Vancouver (British Columbia, Kanada) gegründeten Gruppe „*Don't Make a Wave Committee*“ in GREENPEACE im Jahr 1971 gilt als der Ursprung der heutigen Greenpeace International<sup>187</sup> mit Sitz im niederländischen Amsterdam. Nach der Gründung weiterer zahlreicher namensgleicher Umweltorganisationen von Anfang bis Mitte der 1970er Jahre durch andere Umweltaktivisten wurden diese mit der Gründung der Greenpeace International am 14. Oktober 1979 zusammengeführt.

---

<sup>187</sup> Hinweis: Die Rechtsform der Greenpeace International ist eine Stiftung nach niederländischem Recht.

Die inzwischen international agierende NGO<sup>188</sup>, zu der nach eigenen Angaben 3 Mio. Fördermitglieder zählen, setzt sich schwerpunktmäßig für die Abschaffung der Kernkraft, gegen den anthropogenen Treibhausgaseneffekt (die so genannte globale Erderwärmung), für den Erhalt der Biodiversität und Artenschutz sowie gegen die agrartechnische Nutzung der Gentechnik und gegen die Erteilung von sogenannten Biopatenten<sup>189</sup> ein.

Die Greenpeace Deutschland e. V. wurde 1980 im nordrheinwestfälischen Bielefeld gegründet. Derzeit gehört Greenpeace in Deutschland mit über 580 Tsd. Fördermitgliedern und einem jährlichen Spendenvolumen von mehr als 50 Mio. € zu den finanzstärksten und mitgliederstärksten NGOs im umweltschutzrelevanten Spektrum.

Erwartungsgemäß spricht sich Greenpeace prinzipiell gegen den Einsatz der CCS-Technologie aus und fordert in einem übergeordneten Kontext den grundsätzlichen Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle zur fossilthermischen Stromerzeugung. Auffällig ist hierbei der Gebrauch eines häufig aggressiv wirkenden Vokabulars.<sup>190</sup>

Untermauert wird die Ablehnung der CCS-Technologie durch eine von Greenpeace beauftragte Studie mit dem Titel: „*Falsche Hoffnung - Warum CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung das Klima nicht retten werden*“, welche im Mai 2008 veröffentlicht wurde. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der Einsatz der CCS-Technologie unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten nicht sinnvoll ist.<sup>191</sup>

Darüber hinaus hat Greenpeace die Forderung nach einem generellen Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle zur fossilthermischen Stromerzeugung mit einer Anfang Dezember 2015 in Auftrag gegebenen Umfrage, welche von dem privaten Marktforschungsinstitut TNS Emnid GmbH & Co.

---

<sup>188</sup> Englische Begriffsabkürzung für Non-Governmental Organization übersetzt: „*Nichtregierungsorganisation*“.

<sup>189</sup> Erläuterung: Biopatente sind Patente aus dem biotechnologischen Umfeld. Hierzu gehören bspw. Impfstoffe und Diagnostika aber auch Erfindungen, welche sich auf Tiere und Pflanzen beziehen oder diese beinhalten. Gegen letztgenanntes richten sich die Aktivitäten von Greenpeace.

<sup>190</sup> Vgl. Franzenburg (2015).

<sup>191</sup> Vgl. Greenpeace (2008, S. 3 ff.).

KG durchgeführt worden ist, hinterlegt. Hiernach sprechen sich 68 % der Befragten für einen Ausstieg aus Braun- und Steinkohlenutzung zur Energieumwandlung innerhalb der nächsten 20 bis 25 Jahre aus.<sup>192</sup>

In einer Kurzstellungnahme vom 09. Februar 2009 zum Referentenentwurf des CCS-Gesetzes verknüpft Greenpeace die CCS-Technologie, insbesondere die langfristige Speicherung von CO<sub>2</sub>, mit der Diskussion über die dauerhafte Endlagerung von radioaktivem Abfall. Hierbei unternimmt Greenpeace den gezielten Versuch, die bestehenden Ängste der Bevölkerung in Bezug auf die Endlagerung von radioaktivem Abfall auf die der CO<sub>2</sub>-Speicherung zu übertragen. Darüber hinaus weist Greenpeace auf die aus ihrer Sicht derzeit nicht abschließend beurteilbare Sicherstellung einer dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub> hin. Gleichzeitig fordert Greenpeace auch eine weitere Erforschung und Erprobung von versuchsmaßstäblichen CO<sub>2</sub>-Speichern, was im Widerspruch zu der grundsätzlichen Ablehnung der CCS-Technologie steht.<sup>193</sup>

### **Germanwatch e. V.**

In Bonn wurde am 24. Februar 1991 Germanwatch e. V. als nationaler nicht-staatliche NGO/Think-Tank<sup>194</sup> gegründet. Der gemeinnützige Verein hat über 570 Mitglieder und verzeichnet jährliche Einnahmen in Höhe von ca. 3 Mio. €, welche i. w. aus Spenden, Projektmitteln, Mitgliedsbeiträgen und Zuschüssen der Germanwatch e. V. nahestehenden Stiftung Zukunftsfähigkeit stammen.<sup>195</sup>

Das Hauptaugenmerk von Germanwatch e. V. liegt auf der internationalen Umwelt- und Klimaschutzpolitik. Hierzu gehören die Entwicklung von Klimaschutz- und Anpassungsstrategien sowie die verursachergerechte Zuordnung von negativen externen klimatischen Effekten. Ein weiterer Fokus liegt

---

<sup>192</sup> Vgl. TNS EMNID (2015). Hinweis: Nach Angaben von TNS Emnid war der Befragungszeitraum zwischen dem 05.12.2015 und dem 07.12.2015. An der Befragung haben nach Angaben von TNS Emnid 1005 Teilnehmer teilgenommen. Die Langfassung der gestellten Frage lautete: „*Engagement der Bundesregierung für den Kohleausstieg nach der Weltklimakonferenz in Paris. Bundesumweltministerin Barbara Hendricks hat erklärt, dass die Bundesregierung direkt nach der Welt-Klimakonferenz in Paris den Kohleausstieg für die kommenden 20 bis 25 Jahre angeben müsste. Stimmen Sie dem zu?*“

<sup>193</sup> Vgl. Greenpeace (2009, S. 4 ff.).

<sup>194</sup> Die wörtliche Übersetzung bedeutet: „*Denkfabrik*“.

<sup>195</sup> Vgl. Germanwatch (2015a).

in der Durchsetzung eines weltweiten Grundrechts für Menschen auf Nahrung und die unternehmerische Achtung der Menschenrechte sowie ein effizienter Umgang mit natürlichen Ressourcen.<sup>196</sup>

Germanwatch e. V. plädiert in einem im April 2009 überarbeiteten Hintergrundpapier für eine ergebnisoffene Prüfung der CCS-Technologie als THG-Minderungsoption. Weiterhin fordert Germanwatch e. V. die Verabschiedung eines CCS-Gesetzes in der damaligen 16. Wahlperiode, welche im Oktober 2009 endete. Darüber hinaus wird eine zeitnahe Umsetzung der 12 europäischen CCS-Demonstrationsprojekte befürwortet, um mit Hilfe der dort gewonnenen Erkenntnisse die großtechnische Einführung der CCS-Technologie beurteilen zu können.<sup>197</sup>

In einem weiteren Hintergrundpapier vom Juni 2011 setzte sich Germanwatch e. V. mit einem Ergebnis des Klimagipfels der COP 16<sup>198</sup> in Cancún vom Dezember 2010, der Einbeziehung der CCS-Technologie in den Clean Development Mechanism (CDM) des Kyoto-Protokolls, auseinander. Germanwatch e. V. bewertet CCS als kapital- und energieintensive sowie ökologisch anspruchsvolle Technologie, welche in bestimmten Bereichen als Second-Best-Lösung angewendet werden kann. Hierzu gehören bspw. der Einsatz der CCS-Technologie zur Abscheidung von industriellen Emissionen in Deutschland und perspektivisch die Kombination mit der Biomassenutzung. Vorangestellt werden eine abschließende Klärung von Haftungsfragen und eine weitere technologische Erprobung, zwecks Risikominimierung, gefordert.<sup>199</sup>

Die Ergebnisse der quantitativen und zeitlich differenzierten Stakeholderanalyse sind in der Tabelle 4.13 und Tabelle 4.14 zusammengefasst.

---

<sup>196</sup> Vgl. Germanwatch (2015b).

<sup>197</sup> Vgl. Germanwatch (2009, S. 28 ff.).

<sup>198</sup> Hinweis: COP steht für Conference of the Parties, was übersetzt Vertragsstaatenkonferenz bedeutet.

<sup>199</sup> Vgl. Germanwatch (2011, S. 7 ff.).

Greenpeace e. V.								
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
58	76	45	73	40	48	5	2	21
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
24,1	35,2	25,6	34,0	19,8	23,0	6,5	1,7	13,9
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
149	123	114	120	138	144	68	115	116
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
61,8	56,9	64,8	55,8	68,3	68,9	88,3	96,6	76,8
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
241	216	176	215	202	209	77	119	151

Tabelle 4.13: Ergebnis der Datenbankrecherche von Greenpeace Deutschland e. V.  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Greenpeace (2016).



Germanwatch e. V.								
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
0	0	3	2	1	0	0	1	1
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
0,0	0,0	20,0	16,7	8,3	0,0	0,0	5,3	3,0
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
0	0	1	1	2	1	1	2	7
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
0,0	0,0	6,7	8,3	16,7	11,1	6,7	10,5	21,2
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen p.a.								
2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
3	4	15	12	12	9	15	19	33

 Tabelle 4.14: Ergebnis der Germanwatch e. V. Datenbankrecherche<sup>200</sup>

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Germanwatch (2016).

Als Ergebnis der Datenbankrecherche spiegeln die CCS-relevanten Veröffentlichungen sowohl hinsichtlich ihrer Anzahl als auch dem prozentualen Anteil die thematische Bedeutung der CCS-Technologie, insbesondere in Verbindung mit der Forderung eines Ausstiegs aus der Nutzung von Braun- und Steinkohle für fossilthermische Kraftwerke, für Greenpeace Deutschland e. V. wider. Die Anzahl und der prozentuale Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen p.a. liegt mit Ausnahme der beiden Jahre 2013/2014 auf einem vergleichsweise hohen Niveau (n = 21 [2015] bis n = 76 [2008] und 13,9 % [2015] bis 35,2 % [2008]).

Darüber hinaus zeigt sich auch anhand der auf Erneuerbare Energie bezogenen Veröffentlichungen p.a. (n = 68 [2013] bis n = 149 [2007] und 55,8 % [2010] bis 96,6 % [2014]) die Bedeutsamkeit dieses energiewirtschaftlichen Themenkomplexes für Greenpeace Deutschland e. V. Außerdem ist aufgrund der Vielzahl an Veröffentlichungen p.a. (zwischen n = 77 [2013] und n = 241 [2007]) die im

<sup>200</sup> Hinweis: Im Fall der Germanwatch e. V. Datenbankrecherche wurden nur Veröffentlichungen mit separat gekennzeichnetem Publikationsdatum berücksichtigt, damit Doppelzählungen von Artikeln sicher ausgeschlossen werden konnten.

Vergleich zu Germanwatch e. V. (zwischen  $n = 3$  [2007] und  $n = 33$  [2014]) große Finanzkraft von Greenpeace Deutschland e. V. erkennbar.

Die Datenbankrecherche für Germanwatch e. V. wies im Ergebnis nur vereinzelte CCS-relevante Veröffentlichungen p.a. auf. Lediglich ist in 2009, dem Jahr der parlamentarischen Diskussion zum ersten Gesetzentwurf des KSpG, ein leichter Anstieg mit  $n = 3$  zu verzeichnen. Ursache hierfür kann eine eher sachorientierte Auseinandersetzung mit diesem Themenkomplex sein, da wesentliche technologische Fortschritte im Betrachtungszeitraum in Bezug auf CCS für Deutschland nicht gegeben waren und somit für Germanwatch e. V. CCS-relevante Veröffentlichungen im großen Umfang nicht notwendig erschienen.

#### **4.4.8. Lobbyistische Interessenverbände der Energiewirtschaft**

Bestandteil der Stakeholderanalyse dieser Arbeit sind auch die beiden größten deutschen lobbyistischen Interessenverbände der Energie- und Wasserwirtschaft, nämlich der BDEW und der VKU.

##### **Bundesverband der Energie- & Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)**

Der BDEW mit Sitz in Berlin wurde am 19. Juni 2007 durch die Fusion von vier Interessenverbänden der Energiewirtschaft, dem 1948 gegründeten Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), dem Verband der Netzbetreiber (VDN) und dem Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) sowie dem Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorger in Deutschland (VRE) gegründet.

Der VDN ging im Jahr 2001 aus der Vereinigung der Fachgruppe Netze des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) und der Deutschen Verbundgesellschaft (DVG) hervor und war neben dem ARE<sup>201</sup>, BDI<sup>202</sup>, VDEW, VIK<sup>203</sup>, VKU einer der federführenden Verbände, welcher an Entwicklung und Konzeption der Verbändevereinbarung VV II + (Strom)<sup>204</sup> vom 13. Dezember 2001 mitgearbeitet hat.

Der BDEW versteht sich als „*Spitzenverband der Energie- und Wasserwirtschaft*“. Nach BDEW-internen Angaben vertritt dieser mit 1.888 Mitgliedsunternehmen, zu denen auch die fossilthermischen Großkraftwerksbetreiber gehören,

---

<sup>201</sup> Arbeitsgemeinschaft regionaler Energieversorgungs-Unternehmen – ARE – e. V.

<sup>202</sup> Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.

<sup>203</sup> VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.

<sup>204</sup> Vgl. VVIIplus (2001).

die u.a. 90 % des Strom- und Erdgases Absatzes repräsentieren sowie 95 % der energie- und wasserwirtschaftlichen Investitionen verantworten.

Am 17. Juni 2010 veröffentlichte der BDEW ein Positionspapier zur Umsetzung der CCS-Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in deutsches Recht.<sup>205</sup> Der BDEW befürwortet ausdrücklich die Umsetzung der CCS-Richtlinie in nationales Recht und betont gleichzeitig, vor allem auf Druck der norddeutschen wasserwirtschaftlichen Mitgliedsunternehmen, auch die Notwendigkeit einer ausreichenden Berücksichtigung des Grundwasserschutzes, insbesondere dem Schutz von Porenwasser in tiefen salinen Aquiferen, bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Der BDEW hat sein Positionspapier mit umfassenden Forderungen an den Gesetzgeber verbunden. Die wichtigste ist hierbei die Einbettung der CCS-Technologie in einen internationalen Kontext. Konkrete Forderung ist in diesem Zusammenhang der Aufbau einer transnationalen Transport- und Speicherinfrastruktur für CO<sub>2</sub>. Die Umsetzung soll nach Vorschlag des BDEW durch eine Public-private-Partnership (PPP)<sup>206</sup> erfolgen. Hinsichtlich der Ausgestaltung der PPP – rein vertraglich in Form einer Kooperation zwischen der öffentlichen Hand und privatwirtschaftlichen Unternehmen oder als institutionalisierte PPP durch die Neugründung einer Betreibergesellschaft – erfolgt keine eindeutige Abgrenzung durch den BDEW. Mit dem Hinweis auf das Infrastrukturplanungsrecht sollen nach Ansicht des BDEW die im Zusammenhang mit dem Aufbau der CCS-Infrastruktur zu erwartenden lokalen Widerstände reguliert werden. Dies schließt auch eine Enteignung der Betroffenen gegen eine Entschädigungszahlung nicht aus.<sup>207</sup>

### **Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)**

Gegründet 1949 vertritt der VKU die Interessen der Kommunalwirtschaft in Deutschland. Nach eigenen Angaben sind derzeit 1.428 kommunalwirtschaftliche Unternehmen<sup>208</sup> aus der Abfall- und Energiewirtschaft sowie der Wasser- und Abwasserwirtschaft Mitglied im VKU. Neben einer Hauptgeschäftsstelle in

---

<sup>205</sup> Vgl. BDEW (2010).

<sup>206</sup> Hinweis: PPP bedeutet öffentlich-private Partnerschaft (ÖPP).

<sup>207</sup> Ebenda S. 3 ff.

<sup>208</sup> Hinweis: Die kommunalwirtschaftlichen Unternehmen teilen sich in folgende Rechtsformen auf: 300 Eigenbetriebe, 108 Zweckverbände sowie Wasser- und Bodenverbände, 80 Anstalten des öffentlichen Rechts (AöR), 117 sonstige öffentliche Organisationsformen, 61 AGs, 707 GmbHs und 55 sonstige Gesellschaften.

Berlin hat der VKU 12 Landesgruppen<sup>209</sup> und eine Vertretung in Brüssel. Innerhalb der europäischen Gemeinschaft kooperiert der VKU mit drei weiteren kommunalwirtschaftlichen Dachverbänden.<sup>210</sup>

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), d.h. die zeitgleiche Umwandlung von Erd- bzw. Biogas aber auch Steinkohle in Strom und Wärme, nimmt innerhalb des VKU im Bereich der Energieerzeugung eine exponierte Stellung ein. Hintergrund ist, dass 75 % der kommunalwirtschaftlich installierten Kraftwerkskapazität auf KWK-Anlagen basiert. Die KWK-Anlagen werden derzeit nach dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)<sup>211</sup> aufgrund ihrer technisch-ökologischen Hocheffizienz<sup>212</sup> finanziell gefördert. Im Fall einer zukünftigen Neubau- oder Nachrüstverpflichtung für die KWK-Anlagen mit der CCS-Technologie besteht die Unsicherheit, dass aufgrund der damit verbundenen Wirkungsgradverschlechterungen von bis zu 20 % (vgl. Kapitel 2) dieser Kraftwerkstyp als nicht mehr hocheffizient eingestuft wird und die finanziellen Förderungen teilweise oder vollständig entfallen könnten.

Vor diesem Hintergrund steht der VKU der CCS-Technologie grundsätzlich kritisch gegenüber. Dies hat der VKU in zahlreichen Stellungnahmen und Pressemitteilungen öffentlich bekundet.<sup>213</sup> Exemplarisch wird in diesem Zusammenhang auf eine Stellungnahme vom 31. Januar 2012 zum Entwurf der Kommissionsmitteilung mit dem Titel: „*Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012*“ hingewiesen.<sup>214</sup> In der vorgenannten Stellungnahme kritisiert der VKU den derzeit seiner Meinung nach unvollständigen technologischen Reifegrad und die mit

---

<sup>209</sup> Im Einzelnen sind dies die Landesgruppe (LG) Baden-Württemberg LG Bayern, LG Berlin/Brandenburg, LG Landesgruppe Hessen, LG Niedersachsen/Bremen, LG Nord (Schleswig-Holstein, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern), LG Nordrhein-Westfalen, LG Rheinland-Pfalz, LG Saarland, LG Sachsen, LG Sachsen-Anhalt und die LG Thüringen.

<sup>210</sup> Die drei europäischen kommunalwirtschaftlichen Dachverbände sind: der Europäische Verband der öffentlichen Arbeitgeber und Unternehmen (CEEP), der Europäische Verband der lokalen Energieunternehmen (CEDEC) und der Verband der kommunalen Entsorger (Municipal Waste Europe).

<sup>211</sup> Vgl. KWKG (2015).

<sup>212</sup> Hinweis: Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von bis zu 90 % gelten nach dem KWKG als hocheffizient.

<sup>213</sup> Vgl. [www.vku.de](http://www.vku.de).

<sup>214</sup> Vgl. VKU (2012).

dem Einsatz der CCS-Technologie verbundenen Wirkungsgradverluste sowie die derzeit nicht absehbaren wirtschaftlichen Investitionsrisiken.

Ein weiterer Aspekt wird in den VKU-Veröffentlichungen nicht so deutlich ausgesprochen: Die kommunalen KKW-Anlagen stehen i.d.R. recht nahe oder sogar in den Städten, häufig nahe dicht besiedelter Gebiete. Es wäre also mit erheblichen lokalen Widerständen gegen eine innerstädtische CO<sub>2</sub>-Pipeline zu rechnen. Die Ergebnisse der quantitativen Stakeholderanalyse sind in der Tabelle 4.15 und Tabelle 4.16 dargestellt. Die Stakeholderanalyse umfasste sowohl Stellungnahmen und Hintergrundpapiere als auch Pressemitteilungen der beiden Interessenverbände für den Zeitraum von 2007 bis 2015.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass der Themenkomplex der CCS-Technologie für beide lobbyistischen Interessenverbände keine vorrangige Bedeutung hat. Dies zeigt sich sowohl anhand der Anzahl (BDEW: n = 16 & VKU: n = 82) als auch dem prozentualen Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (BDEW: 2,1 % & VKU: 1,4 %) im Vergleich zu den auf Erneuerbare Energien bezogenen Veröffentlichungen (BDEW: n = 395 & 51,4 % sowie VKU: n = 1.435 & 25,2 %).

<b>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW )</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	
	16
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	
	2,1
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	
	395
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	
	51,4
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	
	769

Tabelle 4.15: Ergebnis der BDEW-Datenbankrecherche

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BDEW (2016).

<b>Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	82
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	1,4
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	1.435
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	25,2
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	5.693

Tabelle 4.16: Ergebnis der Datenbankrecherche des VKU  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von VKU (2016).

Auffällig ist jedoch das innerverbandliche Spannungsfeld des BDEW zwischen den Forderungen der Energiewirtschaft für eine umfassende Regulierung und internationale Einbettung der CCS-Technologie und den Befürchtungen der wasserwirtschaftlichen Mitgliedsunternehmen negative externe Effekte in Bezug auf den Grundwasserschutz hinnehmen zu müssen.

Der VKU wiederum spiegelt mit seiner kritischen Haltung gegenüber der CCS-Technologie einerseits die Interessen der kommunalen energiewirtschaftlichen Mitgliedsunternehmen, welche auch größtenteils KWK-Anlagenbetreiber sind, wider. Andererseits geht diese Kritik auch konform mit den Mitgliedsunternehmen der Wasser- und Abwasserwirtschaft.

#### 4.4.9. Kirchliche Organisationen

In die Stakeholderanalyse dieser Arbeit wurden auch die beiden kirchlichen Organisationen – die Evangelische Kirche in Deutschland (EKD) und das Zentralkomitee der deutschen Katholiken (ZdK) – aufgenommen. Ausschlaggebend hierfür war, dass sich beide übergeordnete Anspruchsgruppen im Betrachtungs-

zeitraum von 2007 bis 2015 zur CCS-Technologie geäußert und/oder entsprechende Arbeitsgemeinschaften gebildet haben und somit Bestandteil der öffentlichen Diskussion geworden sind.

### **Evangelische Kirche in Deutschland (EKD)**

Die EKD ist eine 1945 gegründete parafiskale<sup>215</sup> Religionsgemeinschaft öffentlichen Rechts. Sie vereint 20 lutherische, reformierte und unierte Mitgliedskirchen in Deutschland mit insgesamt 22,629 Mio. Mitgliedern.

Die Konferenz kirchlicher Werke und die Verbände der EKD (KKWV) bilden die innerkirchlichen Organisationen der EKD ab. Zu den in der Öffentlichkeit geläufigsten KKMV gehört bspw. der Evangelische Bundesverband – Diakonie Deutschland sowie der Evangelische Entwicklungsdienst – Brot für die Welt. Die CCS-Technologie betreffend ist die Arbeitsgemeinschaft der Umweltbeauftragten der Gliedkirchen der Evangelischen Kirche in Deutschland (AGU) von besonderer Bedeutung. Die AGU begleitet die Energiewende für die EKD und versteht sich in erster Linie als moralisches Korrektiv mit der Fokussierung auf die übergeordneten christlichen Werte von Frieden, Gerechtigkeit sowie dem Schutz der Schöpfung und nicht als technologisch fachlich kompetenter Stakeholder.

Die Evangelische Kirche im Rheinland (EKiR) hat erstmals im Februar 2012 auf der Grundlage eines Beschlusses der Landessynode stellvertretend für die EKD in einem Diskussionspapier Eckpunkte für ein nachhaltiges Energiekonzept formuliert. In der überarbeiteten Fassung des Diskussionspapiers vom April 2013 nimmt die Evangelische Kirche im Rheinland direkten Bezug zur CCS-Technologie. Die EKiR setzt in ihrem Diskussionspapier die CCS-Technologie unter die Prämisse, dass die mit der Anwendung dieser neuen Technologie verbundenen Risiken mit dem Prinzip der präventiven Abwehr von Gefahren bewertet werden. Demzufolge kann die EKiR den Einsatz der CCS-Technologie nur dann befürworten, wenn zuvor einerseits alle Risiken umfassend erforscht und bewertet wurden sowie andererseits Interessenkollisionen mit den übergeordneten christlichen Werten, hierbei steht im Mittelpunkt der Schutz der Schöpfung, sicher ausgeschlossen werden können.<sup>216</sup>

---

<sup>215</sup> Parafiskus kennzeichnet eine juristische Person mit eigenem Haushaltsplan, die weder als Staat noch als Privatwirtschaft eingeordnet werden kann. Hierzu gehört auch die EKD als Religionsgemeinschaft.

<sup>216</sup> Vgl. EKiR (2013, S. 4ff.).

Darüber hinaus sieht die EKIR die großtechnische Einsatzreife nicht vor dem Jahr 2025 und nur unter der Voraussetzung, dass zuvor die NIMBY-Problematik dauerhaft gelöst sein wird.<sup>217</sup>

Insgesamt hat der Themenkomplex der CCS-Technologie keine besondere Relevanz für die EKD, erkennbar ist dies an den Ergebnissen der quantitativen Stakeholderanalyse, bezogen auf die Anzahl CCS-relevanter Veröffentlichungen mit n = 10 und einem prozentualen Anteil von 0,4 %, für den Untersuchungszeitraum von 2007 bis 2015 (siehe Tabelle 4.17). Demgegenüber zeigt sich anhand der Anzahl (n = 2562) der energiewirtschaftlichen Veröffentlichungen ein deutliches Engagement der EKD für umweltrelevante Themenbereiche.

<b>Evangelische Kirche in Deutschland (EKD)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	10
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	0,4
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	304
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	11,9
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	2.562

Tabelle 4.17: Ergebnis der EKD-Datenbankrecherche  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von EKD (2016).

### **Zentralkomitee der deutschen Katholiken (ZdK)**

1868 gilt als Gründungsjahr des ZdK in seiner heutigen Form. Der ZdK ist ein Verbund von Mitgliedern des Diözesanrates der Katholiken, katholischen Laienvertretungen und Verbänden sowie Personen des öffentlichen Lebens.

<sup>217</sup> Ebenda S. 34.



Zudem ist der ZdK Veranstalter des alle zwei Jahre stattfindenden deutschen Katholikentages. Aufgabe des ZdK ist u.a. die Beobachtung von kirchlichen, gesellschaftlichen und staatlichen Strömungen sowie die öffentliche Interessenvertretung der Katholiken in Deutschland.

In einer öffentlichen Erklärung vom 22. November 2008 hat sich das ZdK zur CCS-Technologie geäußert. Das ZdK verbindet wie die EKIR den Klimaschutz mit dem Bewahrungsgedanken der Schöpfung und fordert die Nutzer fossiler Primärenergieträger zu einem verantwortungsvollen Umgang mit dieser auf. Der ZdK sieht den Einsatz von Braun- und Steinkohle in fossilthermischen Kraftwerken als nicht zukunftsgerichtet an. Der ZdK lehnt den Einsatz der CCS-Technologie grundsätzlich ab und fordert den Ausbau von KWK-Anlagen mit dem Hinweis auf die in diesem Zusammenhang hocheffiziente Nutzung fossiler Primärenergieträger.<sup>218</sup>

Die quantitative Stakeholderanalyse der ZdK-Datenbank zeigt eine vergleichbare thematische Relevanz der CCS-Technologie wie für die EKD (CCS-relevante Veröffentlichungen mit  $n = 3$  & 2,2 %). Darüber hinaus zeigt sich im Zeitraum von 2007 – 2015, dass das ZdK sich deutlich seltener zu energiewirtschaftlichen Themen öffentlich geäußert hat (Anzahl energiewirtschaftlicher relevanter Veröffentlichungen: ZdK  $n = 138$  & EKD  $n = 2526$ ).

Die Ergebnisse der Stakeholderanalyse sind in der Tabelle 4.18 aufgelistet.

---

<sup>218</sup> Vgl. ZdK (2008).

<b>Zentralkomitee der deutschen Katholiken (ZdK)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	3
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	2,2
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	13
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogenen Veröffentlichungen (2007 - 2015)	9,4
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	138

Tabelle 4.18: Ergebnis der Datenbankrecherche des ZdK  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von ZdK (2016).

#### 4.4.10. Dachorganisation deutscher Einzelgewerkschaften als Stakeholder der Arbeitnehmer

Als Vertreter der Arbeitnehmer wurde auch die größte Dachorganisation deutscher Einzelgewerkschaften der Deutsche Gewerkschaftsbund (DGB) als Stakeholder in die Analyse dieser Arbeit aufgenommen.

##### **Deutscher Gewerkschaftsbund (DGB)**

Der DGB mit Sitz in Berlin und über 6,1 Mio. Mitgliedern wurde am 12. Oktober 1949 gegründet. Acht Mitgliedsgewerkschaften<sup>219</sup> sind unter dem DGB vereint und teilen das Verständnis einer Einheitsgewerkschaft.<sup>220</sup> Aufgabe des DGB ist die gewerkschaftliche Interessenvertretung von Arbeitnehmern und

<sup>219</sup> Hierzu gehören: IG Bauen-Agrar-Umwelt (IG BAU), IG Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE), Gewerkschaft Erziehung und Wissenschaft (GEW), IG Metall (IGM), Gewerkschaft Nahrung-Genuss-Gaststätten (NGG), Gewerkschaft der Polizei (GdP), Eisenbahn- und Verkehrsgewerkschaft (EVG) und die Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di).

<sup>220</sup> Unter einer Einheitsgewerkschaft wird eine Arbeitnehmervertretung verstanden, die unabhängig von der politischen und weltanschaulichen Sichtweise ihrer Mitglieder deren gewerkschaftliche Interessen vertritt.

den Mitgliedsgewerkschaften gegenüber der Politik, Unternehmen und lobbyistischen Verbänden. Im internationalen Umfeld kooperiert der DGB mit dem Europäischen Gewerkschaftsbund (EGB) und dem Internationalen Gewerkschaftsbund (IGB). Darüber hinaus ist der DGB die Vertretung der deutschen Gewerkschaftsbewegung gegenüber internationalen Institutionen wie bspw. den Vereinten Nationen (VN) und der Europäischen Union.

Hinsichtlich der CCS-Technologie hat sich der DGB-Bundesvorstand im Zusammenhang mit der Braunkohleverstromung in einem Positionspapier vom 02. Juli 2013 geäußert.<sup>221</sup> Mit dem Argument der Importunabhängigkeit und Versorgungssicherheit bei der energetischen Nutzung der Braunkohle sowie der Notwendigkeit die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren spricht sich der DGB langfristig für den Einsatz der CCS-Technologie aus. Kurzfristig sieht der DGB noch weiteren Forschungsbedarf, insbesondere um die CCS-Technologie auch im Bereich der bislang unvermeidbaren industriellen Emissionen und der Nutzung der Biomasse anwenden zu können. Perspektivisch könnte sich nach Ansicht des DGB durch die CCS-Technologie eine neue industrielle Kreislaufwirtschaft entwickeln.

Die quantitative Stakeholderanalyse (siehe Tabelle 4.19) zeichnet hinsichtlich der thematischen Relevanz sowohl in Bezug auf die CCS-Technologie als auch für die Erneuerbaren Energien ein einheitliches Bild.

Beide Themenkomplexe dominieren mit  $n = 15$  [CCS-relevante Veröffentlichungen] und  $n = 139$  [auf Erneuerbare Energien bezogene Veröffentlichungen] nicht die Anzahl der energiewirtschaftlichen Veröffentlichungen ( $n = 3287$ ) des DGB.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse wird die Bedeutung des Erhalts von Arbeitsplätzen, eine der wichtigsten Aufgaben des DGB, im fossilthermischen energiewirtschaftlichen Umfeld verdeutlicht. Hier sind derzeit historisch bedingt diese Arbeitsplätze noch größtenteils mit dem Betrieb und Erhalt von fossilthermischen (Groß-)Kraftwerken verbunden.

---

<sup>221</sup> Vgl. DGB (2013).

<b>Deutscher Gewerkschaftsbund Bundesvorstand (DGB)</b>	
Anzahl der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	15
Prozentualer Anteil der CCS-relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	0,5
Anzahl der auf Erneuerbaren Energien bezogene Veröffentlichungen (2007 - 2015)	139
Prozentualer Anteil der auf Erneuerbaren Energien bezogene Veröffentlichungen (2007 - 2015)	4,2
Anzahl der energiewirtschaftlich relevanten Veröffentlichungen (2007 - 2015)	3.287

Tabelle 4.19: Ergebnis der DGB-Datenbankrecherche  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von DGB (2016).

## 4.5. Fazit der Stakeholderanalyse

Der Themenkomplex der CCS-Technologie wird von den analysierten Stakeholdern insgesamt kritisch betrachtet. Keiner der Stakeholder, mit Ausnahme zweier Bundesländer, befürworten uneingeschränkt die Erprobung und perspektivische Nutzung der CCS-Technologie (**absolute Vorteilhaftigkeit**). Aus wissenschaftlicher Sicht wird insbesondere ein noch zwingend notwendiger Forschungsbedarf adressiert. Einige Stakeholder sehen ein Nutzungspotenzial für die CCS-Technologie zur Abscheidung industrieller CO<sub>2</sub>-Emissionen (**relative Vorteilhaftigkeit**).

Bei den Parteien und Verbänden spielt die Thematik der CCS-Technologie insgesamt eine eher untergeordnete Rolle. Dies kann damit begründet werden, dass die Parteien und Verbände nicht beliebig viele Ressourcen haben. Sie müssen gegenüber ihren Mitgliedern und der Öffentlichkeit einerseits die dringend anstehenden Probleme, wie bspw. aktuell anstehende Gesetzesänderungen, politische Einflüsse der Gegenseite etc. bearbeiten. Dabei ist es als Organisation „*rational*“, sich an einer Nutzen-Kosten-Bewertung zu orientieren: Wenn ich mich als Organisation für eine Sache A stark mache, die derzeit eher

als problematisch (wenn auch aus sehr verschiedenen Gründen) eingeschätzt wird, dann setze ich überproportional viele meiner knappen Ressourcen ein mit zu geringen Erfolgsaussichten auf einen mir später zurechenbaren Erfolg. Daraus entsteht ein Anreiz, eher kurzfristig erfolgversprechende Maßnahmen zu bevorzugen.

Ähnliches gilt für Umfragen, bei denen befragte Menschen tendenziell dem gerade vermuteten „*Mainstream*“ folgen, vor allem, wenn das komplexe Thema analytisch von ihnen nicht durchdrungen ist.

Dadurch entstehen regelmäßig Gelegenheiten – ob sachlich berechtigt oder nicht, mag noch offen sein – für spezielle gut organisierbare Einzelinteressen (Bürgerinitiativen gegen spezielle Stromtrasse) oder für vermeintliche „*Außen-seiter*“-Fachleute (bei fachlich strittigen oder unbearbeitet gelassenen Problemen), Opposition zu organisieren.

Der Verweis auf ein reines NIMBY-Problem kann deshalb nur ein Spezialfall in dieser möglichen Liste sein.

## **5. Volkswirtschaftliche Bewertung der CCS-Technologie in Deutschland**

Ziel dieses Kapitels ist die ökonomische Bewertung der in den vorangegangenen Kapiteln einzeln gewonnenen Erkenntnisse über die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland. Vorangestellt ist in diesem Kapitel die Untersuchung auf Marktversagen bzw. Marktmacht in den für die CCS-Technologie relevanten Märkten, da nicht à priori ausgeschlossen werden kann, dass der politische Prozess in dieser Richtung durch marktmächtige Interessentengruppen beeinflusst wird. Darauf folgt eine Analyse der Risiko- und Fristentransformationsfähigkeit des EU-ETS, da es sich bei der Klimaschutzproblematik um eine spezielle globale und zeitlich weit in die Zukunft reichende Aufgabe handelt. Abschließend werden die einzeln gewonnenen Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst und bewertet. Das Kapitel schließt mit einer Diskussion über den Grundkonsens bzw. die Einstimmigkeitsregel als möglichen Ansatz zu marktlicher oder staatlicher Koordination ab.

### **5.1. Marktversagen bzw. Marktmacht**

Marktversagen ist definiert als die ineffiziente Allokation knapper Ressourcen und Güter. Voraussetzung für die Feststellung von Marktversagen ist eine ansonsten effiziente Marktkoordination in der Ausgangssituation. Diese beruht dann auf einem autonom funktionierenden marktlichen Steuerungsmechanismus, welcher die Fähigkeiten besitzt, die einzelwirtschaftlichen Marktergebnisse in einen gesamtgesellschaftlichen Kontext einzubinden, den Marktteilnehmern mit Hilfe von Preissignalen die relative Ressourcenknappheit darzulegen und eine effiziente sowie leistungsgerechte Ressourcenverteilung sicherzustellen. Darüber hinaus bestehen für eine effiziente Marktkoordination die Notwendigkeit einer wirksamen Sanktionierung von kooperationsunwilligen Marktteilnehmern sowie die Förderung von kontinuierlichen Anpassungs- und Innovationsanreizen.

Im Mittelpunkt einer effizienten Marktkoordination stehen hierbei vor allem die Preissignale. Mit Hilfe dieser soll für knappe Ressourcen eine nutzen- und produktivitätsmaximierende Lenkungswirkung entfaltet werden. Hierzu müs-

sen auf den Märkten Preise gebildet werden, die den Grenzkosten der jeweiligen Ressourcen präzise entsprechen und somit eine Fehlallokation dieser wirksam unterbinden.

Marktpreise auf Grenzkostenbasis sind wiederum Vorbedingungen für einen perfekten, d.h. Markt mit vollkommener Konkurrenz. Ein perfekter Markt stellt analytisch ein eher theoretisches Konstrukt dar, da die sehr restriktiven Anforderungen an diesen in der Realität kaum erfüllt werden können. Der perfekte Markt kann aber als Referenzsystem dienen, um Gründe für ein Abweichen oder hochgradiges Marktversagen herauszuarbeiten. Kennzeichnend für einen vollkommenen Markt sind folgende Spezifika:

- Vollständige Teilbarkeit, Homogenität und Flexibilität (d.h. Standortunabhängigkeit) der auf dem Markt gehandelten Güter.
- Keine Informationsasymmetrie der Marktteilnehmer gegenüber den gehandelten Gütern.<sup>310</sup>
- Keinerlei relevanten Time lags bei der Marktpreisbildung, insbesondere im Kontext des Zusammenspiels zwischen actio und reactio seitens der Marktteilnehmer. Hierdurch können länger anhaltende Arbitragegewinne<sup>311</sup> wirksam unterbunden werden.

In vielen theoretischen Modellen wird deshalb im ersten Schritt von Raum und Zeit abstrahiert; in anspruchsvolleren Konzepten zumindest eine der beiden Dimensionen hinzu genommen.

Die effiziente Allokation der gehandelten Güter wird darüber hinaus durch das Verhalten der Marktakteure als Preisnehmer und Mengenanpasser aufgrund der Abwesenheit von Marktmacht sichergestellt. Weiterhin sind ein ungehinderter Marktzugang sowie die vollständige Gewährleistung bzw. Durchsetzung von Eigentumsrechten bedeutsam für eine effiziente Güterallokation. Die Nichterfüllung dieser genannten Spezifika kann zu einem allokativen Marktversagen führen und die Notwendigkeit staatlicher Markteingriffe rechtfertigen. Die staatlichen Markteingriffe stellen hierbei gegenüber der marktlichen Selbststeuerung nur eine Second-Best-Lösung dar. Staatliche Markteingriffe sind kein Selbstzweck und dienen möglichst der Wiederbelebung hin zu einer effizienten

---

<sup>310</sup> Gemeint ist hiermit das Vorliegen vollständiger Informationen sowohl über den Markt und die Marktteilnehmer als auch über die dort gehandelten Güter.

<sup>311</sup> Arbitrage kennzeichnet die risikolose Ausnutzung von Preisunterschieden an unterschiedlichen Marktplätzen zu einem definierten Zeitpunkt.

Marktkoordination. Hieraus ergibt sich auch ein grundsätzliches Verbot behördlicher Preisbildung, in dessen Folge die Preise keinerlei Knappheitssignale mehr widerspiegeln können. Staatliche Markteingriffe sind darüber hinaus nur dann legitim, wenn die hieraus resultierenden Korrekturen im Markt den langfristigen Konsens der Marktteilnehmer beinhalten. So muss bspw. eine lokale Fischerei vorübergehende Fangquoten akzeptieren, um das Überleben der Fischpopulation in einer gewissen Größe auf Dauer auch im Interesse der Fischerei zu sichern. Die individuellen kurzfristigen Interessen der Fischer können hierbei mit den längerfristigen durchaus kollidieren.

Im Kontext mit der Nichteinführung der CCS-Technologie wird nachfolgend analysiert, ob die in dieser Arbeit gewonnenen Erkenntnisse den Schluss zulassen können, dass ein Marktversagen in den für die CCS-Technologie bedeutsamen Märkten vorliegt. Darüber hinaus wird der Themenkomplex der Marktmacht, insbesondere dessen Einfluss auf den bisher (quasi) gescheiterten Markteintritt der CCS-Technologie in Deutschland, untersucht.

Die CCS-Technologie kann ihre Opportunität durch die Teilnahme auf den für sie relevanten Märkten (Stromerzeugung, Märkte für fossile Energieträger, hilfsweise geschaffene CO<sub>2</sub>-Handelssysteme, ...) gewinnen und hierbei zeitgleich auch von Marktversagen betroffen sein. Zu diesen Märkten gehören vor allem der Strommarkt und der EU-ETS sowie der Markt für die eingesetzten Primärenergieträger Braun- bzw. Steinkohle.

### **5.1.1. Strommarkt**

Der deutsche Strommarkt ist als Energy-only-Markt (EOM), in dem ausschließlich die gelieferte Menge an Strom [MWh] vergütet wird, konzipiert. Derzeit ist aufgrund fehlender Preissignale, induziert durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien, ein den EOM ergänzender Kapazitätsmarkt in der wissenschaftlichen und politischen Diskussion. Der Kapazitätsmarkt kann hierbei einerseits als erweiterte Regelenergiebereitstellung und andererseits als Substitut für die fehlenden Preissignale durch die Vergütung von bereits vorgehaltener Stromerzeugungskapazität [in MW], welche im Fall eines drohenden Angebots-Nachfrage-Ungleichgewichts an Strom unmittelbar abgerufen werden kann, fungieren.



Derzeit werden übergangsweise saisonale bilaterale Verträge zwischen Kraftwerksbetreibern und der Bundesnetzagentur in Form einer „*strategischen Reserve*“ geschlossen. Die strategische Reserve erfüllt hierbei ähnliche Aufgaben und Funktionen eines dauerhaft implementierten Kapazitätsmarktes. Bereits diese Hilfskonstruktion beruht auf einem politischen Eingriff, weil ein vorangegangener anderer politischer Eingriff, nämlich der fast unbedingte Vorrang für die Einspeisung erneuerbar erzeugten Stroms ein im Markt immanentes Problem, das dort aber Lösungen haben könnte, verschärft hat.

Der deutsche Strommarkt gliedert sich in eine Einzelhandels- und eine Großhandelsebene. Die Einzelhandelsebene bildet hierbei die Schnittstelle zwischen Energielieferanten (bspw. Stadtwerke, Regionalversorger, überregionale Stromanbieter etc.) und Letztverbrauchern. Hierzu gehören etwa private Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungsunternehmen. Die bilaterale Vertragsgestaltung erfolgt durch standardisierte Verträge auf der Grundlage des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB).

In dieser Arbeit wird ausschließlich die Großhandelsebene des Strommarktes analysiert, da diese für einen etwaigen Markteintritt der CCS-Technologie relevant ist.<sup>312</sup> Innerhalb der Großhandelsebene ist der Strommarkt zwischen den Marktteilnehmern, zu denen Kraftwerksbetreiber und Energiehändler gehören, sowohl börslich<sup>313</sup> als auch bilateral „*over the counter*“ (OTC) innerhalb des europäischen UCTE-Netzes organisiert.

Allen europäischen Strommärkten<sup>314</sup> mit Ausnahme des skandinavischen Nord Pools, einem Pool-Modell, welchem Dänemark, Finnland, Norwegen und Schweden angehören, liegt hierbei zwecks Lösung des Allokationsproblems von Angebot und Nachfrage das Marktdesign des offenen Handelsmodells zugrunde. Das offene Handelsmodell basiert auf kontinuierlichen offenen Handelsauktionen mit sowohl physischer als auch finanzieller Erfüllung. Von wesentlicher Bedeutung ist in diesem Zusammenhang, dass das Gut

---

<sup>312</sup> Anmerkung: Nachfolgend wird die Großhandelsebene des Strommarktes als Strommarkt bezeichnet.

<sup>313</sup> In Deutschland ist dies die in Leipzig ansässige Strommarktbörse European Energy Exchange (EEX).

<sup>314</sup> Hierzu gehören bspw. APX (Niederlande), EEX (Deutschland), GME (Italien) und Powernext (Frankreich).

Strom in den für Volkswirtschaften relevanten Mengen bisher nicht speicherbar ist. Eine einfache Arbitrage über einige Tage oder Stunden im Voraus wie bei Aktien oder anderen lagerfähigen Gütern scheitert deshalb.

Hierzu koordiniert und aggregiert das offene Handelsmodell explizit voneinander separierte Märkte hinsichtlich ihrer zeitlichen Reihenfolge.

Der langfristige Terminhandel (zeitlicher Vorlauf  $> 1$  Tag) mit GermanPower-Futures (Futures mit physischer Erfüllung) und PHELIX-Futures (Futures mit finanzieller Erfüllung) erfolgt im Terminmarkt. Die kurzfristigen Auktionen werden im Spotmarkt realisiert. Dieser ist aufgegliedert in den Day-Ahead-Markt (Vorlaufzeit 1 Tag) und dem tagesaktuellen Intraday-Markt. Überlagert werden der Termin- und der Spotmarkt durch die Regelenergiebeschaffung mit einem zeitlichen Vorlauf zwischen einem Monat und einem Tag zwecks Ausgleichs von Leistungsungleichgewichten in den vier Regelzonen des Übertragungsnetzes. Im Ergebnis aggregiert das offene Handelsmodell eine EOM-Merit-Order für den Strommarkt, welche unter vollkommenen Marktbedingungen die variablen Grenzkosten der jeweiligen Kraftwerkstypen widerspiegelt.

Das Pool-Modell wiederum versucht das Allokationsproblem durch einen Poolmanager zu lösen. Dieser aggregiert die Gebote der Handelspartner und bildet im Ergebnis eine Merit Order sowie eine Nachfragekurve. Im Gegensatz zum offenen Handelsmodell bezieht der Poolmanager zusätzlich den Netzzustand in sein Handelskalkül mit ein. Der Poolmanager führt hierzu eine Netzoptimierung mit dem Ziel der Vermeidung von Netzengpässen durch. Bei der Gebotszuteilung berücksichtigt der Poolmanager dann nur die Gebote, welche entweder einen Netzengpass vermeiden oder die Kosten eines solchen beinhalten. Vorteil eines solchen Pool-Modells ist die unmittelbare Abbildung der Netzengpasskosten im Gebotspreis. Jedoch können sich netzengpassinduzierte Preiszonen bilden und zum market splitting, dem Zerfall des einheitlichen Marktgebietes, führen. In Folge dessen kann durch die Fragmentierung des Marktgebietes die Liquidität im Markt sinken und die Transaktionskosten ansteigen lassen. Die Minimierung der Transaktionskosten, d.h. die Effizienz eines solchen Pool-Modells, wird daher im Wesentlichen vom eingesetzten Optimierungsmodell determiniert.

Grundsätzlich ist ein börsliches Organisationsmodell eines Marktes, wie das des Energiegroßhandelsmarktes, auf die Kooperationsbereitschaft der Markt-

teilnehmer und deren regelkonformes Verhalten angewiesen. Das nicht markt-konforme Verhalten umfasst in diesem Kontext insbesondere die Tatbe-stände, welche den Insiderhandel, Kartellabsprachen und Marktmanipulationen sowie anderen Marktmachtmissbrauch betreffen.

Entsprechende Verstöße gegen diese Voraussetzungen müssen zur Vermeidung von Marktineffizienzen und zur Gewährleistung der Eigentumsrechte der gehandelten Güter wirksam sanktioniert werden. Der Staat hat in seiner Funktion als legislativer Gewaltmonopolist dies erkannt und entsprechende verwaltungstechnische sowie ordnungsrechtliche und gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen.

Im Folgenden werden die zuvor genannten Rahmenbedingungen skizziert und auf ihren Einfluss in Bezug auf Marktversagen bzw. Marktmacht die CCS-Technologie betreffend analysiert.

Der Gesetzgeber hat zur Regelung des börslichen Geschäftsverkehrs das Börsengesetz (BörsG)<sup>315</sup> erlassen.<sup>316</sup> Das BörsG regelt einerseits die grundsätzliche Struktur, den Aufbau und den Ablauf der Wertpapierhandelsgeschäfte und andererseits mögliche Sanktionen, in Form von Straf- und Bußgeldvorschriften, für den Fall von börsengesetzlichen Verstößen.

Die EEX hat sich selbst ein Regelwerk gegeben. Das Regelwerk der EEX beinhaltet eine Börsenordnung, welche die Organisation und den Zugang zum

---

<sup>315</sup> Vgl. (BörsG 2007).

<sup>316</sup> Darüber hinaus setzt das BörsG folgende europäische Richtlinien um:

- Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente, zur Änderung der Richtlinien 85/611/EWG und 93/6/EWG des Rates und der Richtlinie 2000/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinie 93/22/EWG des Rates (ABl. EU Nr. L 145 S. 1, 2005 Nr. L 45 S. 18),
- Richtlinie 2006/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 zur Änderung der Richtlinie 2004/39/EG über Märkte für Finanzinstrumente in Bezug auf bestimmte Fristen (ABl. EU Nr. L 114 S. 60),
- Richtlinie 2006/49/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2006 über die angemessene Eigenkapitalausstattung von Wertpapierfirmen und Kreditinstituten (ABl. EU Nr. L 177 S. 201) und
- Richtlinie 2006/73/EG der Kommission vom 10. August 2006 zur Durchführung der Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die organisatorischen Anforderungen an Wertpapierfirmen und die Bedingungen für die Ausübung ihrer Tätigkeit sowie in Bezug auf die Definition bestimmter Begriffe für die Zwecke der genannten Richtlinie (ABl. EU Nr. L 241 S. 26).

Energiegroßhandelsmarkt regelt, eine Zulassungsordnung, die Börsenhändlerzulassung betreffend und Handelsbedingungen, welche die Handelsprozesse definieren.

Darüber hinaus hat die EEX mittels einer freiwilligen Selbstverpflichtung einen Verhaltenskodex, den Code of Conduct, initiiert, welcher an die Kooperationsbereitschaft der Marktteilnehmer appelliert und marktkonformes Verhalten dieser einfordert.

Der Energiegroßhandelsmarkt an der EEX wird von der Börsenaufsichtsbehörde, dem Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, hinsichtlich der Einhaltung des börsenrechtlichen Regelwerks (Rechtsaufsicht) und der Sicherstellung des regelkonformen operativen Handels (Marktaufsicht), gemäß dem BörsG überwacht.

Das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr hat im Rahmen der Rechtsaufsicht die Sächsische Börsenrechtsdurchführungsverordnung vom 9. Februar 2012 (SächsGVBl. S. 180)<sup>317</sup> verabschiedet. Die Sächsische Börsenrechtsdurchführungsverordnung regelt die Erlaubnisverfahren und Anzeigeverfahren bedeutsamer Beteiligungen nach dem Börsengesetz (1. Abschnitt), Zusammensetzung und Wahlverfahren in Bezug auf den Börsenrat der EEX (2. Abschnitt), den Aufbau und die Struktur sowie die organisatorischen Prozesse des Sanktionsausschusses (3. Abschnitt) und die im Zusammenhang mit der Börsenaufsicht stehenden Kosten (4. Abschnitt).

Im Zusammenhang mit der Marktaufsicht wird die Börsenaufsichtsbehörde von der an der EEX implementierten Handelsüberwachungsstelle (HÜSt) unterstützt. Die HÜSt kontrolliert in Echtzeit die ordnungsgemäße Abwicklung der Börsenhandelsgeschäfte und meldet Unregelmäßigkeiten bzw. potenzielle Verstöße gegen das Wertpapierhandelsgesetz (WpHG)<sup>318</sup> sowohl an die Geschäftsführung der EEX als auch an die Börsenaufsichtsbehörde, die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Die BaFin kooperiert wiederum mit der jeweiligen Landeskartellbehörde und dem Bundeskartellamt (BKartA).

---

<sup>317</sup> Vgl. SächsBörsDVO (2012).

<sup>318</sup> Vgl. WpHG (1998).

### **Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur (BNetzA)**

Die Markttransparenzstelle für Energie der BNetzA setzt die EU-Verordnung Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT)<sup>319</sup> um. REMIT soll den Insiderhandel und Marktmanipulation am Energiegroßhandelsmarkt verhindern. Zu diesem Zweck generiert die Markttransparenzstelle für Energie relevante Marktdaten auf Großhandelsebene für Strom und Gas. Diese werden anschließend hinsichtlich eventueller Verstöße gegen das Kartell-, Finanzmarkt- und Börsenrecht ausgewertet und an das BKartA zwecks Strafverfolgung weitergeleitet.

### **Wertpapierhandelsgesetz (WpHG)**

Der Insiderhandel, d.h. die Verwendung und der Handel mit nicht-öffentlich zugänglichen Informationen (Insiderinformationen) im Zusammenhang mit dem Erwerb oder Verkauf von Wertpapieren sowohl auf eigene als auch fremde Rechnung und der Tatbestand der Marktmanipulation sind grundsätzlich nach dem Wertpapierhandelsgesetz (WpHG)<sup>320</sup> verboten. Auf dem Energiegroßhandelsmarkt trifft dies insbesondere auf die PHELIX-Futures (Futures mit finanzieller Erfüllung) des Terminmarktes zu, da diese in ihren Eigenschaften vergleichbar mit Wertpapieren sind.

Insiderinformationen in Bezug auf die CCS-Technologie können, wie bei jeder konventionellen Stromerzeugungstechnologie, bspw. die Kraftwerksverfügbarkeit, den Zeitpunkt und die Dauer von Kraftwerksrevisionen, den aktuellen Kraftwerkswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Kühlwassereinlauftemperatur, geplante sowie ungeplante Kraftwerksausfälle umfassen. Diese Insiderinformationen können dazu genutzt werden, Kraftwerkskapazität mit dem Ziel zurückzuhalten, um höhere Marktpreise zu erzielen.

### **Gesetz gegen Wettbewerbsverstöße (GWB)**

Kartellrechtsverstöße, wie bspw. Kartellabsprachen, und Marktmachtmissbrauch (insbesondere der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung) werden auf der Grundlage des Gesetzes gegen Wettbewerbsverstöße (GWB)<sup>321</sup> geahndet. Der Energiegroßhandelsmarkt kann hierbei von drei übergeordneten

---

<sup>319</sup> Vgl. REMIT (2011).

<sup>320</sup> Das WpHG regelt dies insbesondere in den §§ 14 ff.

<sup>321</sup> Vgl. GWB (2013). Hinweis: Die Energiewirtschaft unterliegt im fünften Abschnitt des GWB § 29 einer diesbezüglichen Sonderregelung.

Missbrauchstatbeständen, der Missbrauchskontrolle in Bezug auf Preisabsprachen, der Fusionskontrolle, dem Zusammenschluss von Energieversorgungsunternehmen mit dem Ziel des Aufbaus einer marktbeherrschenden Stellung und wettbewerbswidrigen horizontalen und vertikalen Vereinbarungen zwecks Ausübung von Marktmacht betroffen sein.

### **Zusammenfassung**

Der Energiegroßhandelsmarkt wird von einer Vielzahl an verwaltungstechnischen, ordnungsrechtlichen und gesetzlichen Vorschriften eingerahmt. Die Überprüfung ihrer tatsächlichen Wirksamkeit bedarf langfristiger Untersuchungen, welche zum Zeitpunkt der Fertigstellung dieser Arbeit noch nicht vorlagen. Jedoch weist die Vielzahl der Vorschriften auf eine besondere Anfälligkeit des Energiegroßhandelsmarktes gegenüber Marktmacht bzw. Marktversagen hin. Dies lässt sich auch aus den technologischen Eigenschaften des gehandelten Gutes Strom, insbesondere dessen Nichtspeicherbarkeit, ableiten. Ein Beweis für Marktmacht bzw. Marktversagen auf diesem speziellen Markt wurde bisher jedoch nicht gefunden.

### **5.1.2. EU-ETS**

Der EU-ETS ist für den Markteintritt der CCS-Technologie von besonderer potentiell positiver Bedeutung. Einerseits würden ausreichend hohe CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zu einem fuel switch in der kurzfristigen Angebotsplanung (Merit Order) führen und den Einsatz von fossilthermischen Kraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie bevorzugen. Andererseits würden ein langfristig hohes und wenig fluktuierendes Preissignal den potenziellen Kraftwerksinvestoren einen positiven Ausblick auf die Opportunität neu zu errichtender Kraftwerke mit CCS-Technologie geben.

Die bisherige Förderung der Erneuerbaren Energie in der deutschen Stromerzeugung ignoriert hingegen den EU-Emissionshandel praktisch völlig. Die bisherigen Fördersätze für Photovoltaik oder Windenergie sorgen zum einen für implizite CO<sub>2</sub>-Preise von deutlich über 150 €/t CO<sub>2</sub>, was mindestens dem 15-fachen der zuletzt erzielten CO<sub>2</sub>-Preise entspricht, zum anderen sind sie auch nicht an den CO<sub>2</sub>-Preis gekoppelt.<sup>322</sup>

---

<sup>322</sup> Eigene überschlägige Berechnungen: Die EEG-Förderung für PV oder Wind von durchschnittlich nur 12 Cent/kWh verglichen mit 800 g CO<sub>2</sub>/kWh aus einem Steinkohlekraftwerk führt zu 150 €/t CO<sub>2</sub>. Die tatsächliche Förderung älterer Anlagen ist deutlich höher.

Seit der Implementierung des EU-ETS konnte dieser insgesamt kein für die Wirtschaftlichkeit sowohl der CCS-Technologie als auch der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung notwendiges Preissignal bilden (siehe Abbildung 5.1).

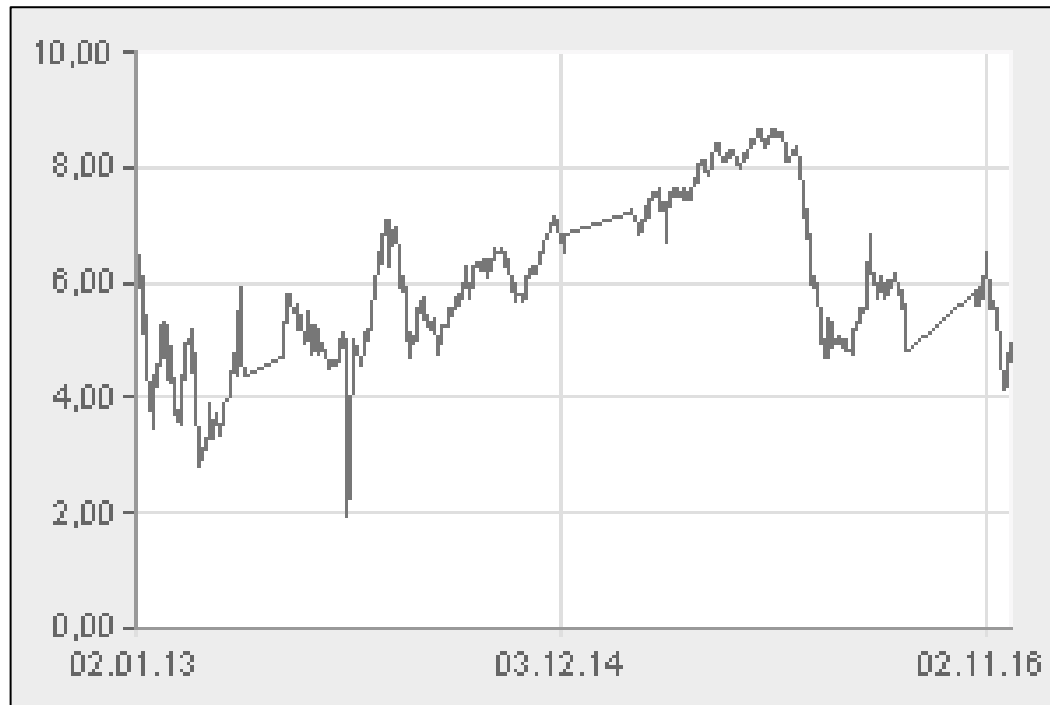


Abbildung 5.1: CO<sub>2</sub> European Emission Allowances in Euro für den Zeitraum von Januar 2013 bis Dezember 2016  
Quelle: EEX (2017).

Dies kann jedoch nicht mit Marktversagen bzw. Marktmacht begründet werden. Die Ursachen für das fehlende Preissignal liegen vor allem in der strukturellen Ausgestaltung des EU-ETS und in der separaten Förderung von erneuerbarem Strom:

In der **ersten Handelsperiode (2005 – 2007)** wurden mit 95 % fast alle Emissionszertifikate kostenfrei an die Marktteilnehmer ausgegeben in Verbindung mit einer Überausstattung dieser. Diese Voraussetzungen setzten nicht ausreichende Anreize für eine über die ohnehin geplante Emissionsreduktion seitens der Marktteilnehmer. Die Überausstattung an Zertifikaten verhinderte wiederum die Ausprägung eines Knappheitssignals in Form eines entsprechenden Preissignals. Dahinter steckte natürlich auch eine politische Rücksichtnahme auf verschiedene EU-Länder wie Polen, Tschechien oder Griechenland, die sonst relativ schnell starke Anpassungslasten zu tragen hätten. Die deutsche Position war dank des Basisjahres 1990 und dem dadurch hohen Startwert durch die technisch schlechten ostdeutschen Braunkohlkraftwerke relativ entspannt.

Für die **zweite Handelsperiode (2008 – 2012)** wurden von den damals 27 europäischen Mitgliedsstaaten nationale Allokationspläne (NAPs) aufgestellt. Somit konnte jedes Mitgliedsland seine eigene Zertifikatsobergrenze festlegen. Im Ergebnis führte dies nur zu einer minimalen Unterausstattung an Zertifikaten in Höhe von ca. 40 Mio. t CO<sub>2</sub>, was einer Emissionsreduktion von lediglich 1,9 Prozentpunkten gegenüber der ersten Handelsperiode entspricht.<sup>323</sup> Die minimale Unterausstattung und die zusätzlichen Möglichkeiten der Nutzung flexibler Ausgleichsmechanismen<sup>324</sup> abseits des EU-ETS sowie der inzwischen wachsende Zubau erneuerbarer Stromerzeugung verhinderten im Ergebnis wiederum die Bildung eines für die CCS-Technologie opportunen Preissignals.

Die aktuell **dritte Handelsperiode (2013 – 2020)** beinhaltet weitere Änderungen am Marktdesign. Hierzu gehört bspw. die Einführung einer europaweit einheitlichen Emissionsgrenze (EU-Cap). Eine weitere Änderung stellt die aufgestockte Versteigerung der Zertifikate (+10 % gegenüber der zweiten Handelsperiode) dar. Weiterhin findet auch ein Systemwechsel in der Zuteilung kostenloser Zertifikate statt. Anstatt wie zuvor nach dem Grandfathering-Prinzip (auf Basis historischer Emissionen der Kraftwerke) werden die kostenlosen Zertifikate nach dem Best-Available-Technology (BAT) Konzept, dem sogenannten Stand der Technik einer Kraftwerksgeneration bzw. der vergleichbaren Anlagenklasse, vergeben. Inwiefern diese Maßnahmen die Ausprägung eines für den Markteintritt der CCS-Technologie notwendigen Preissignals fördert, kann derzeit noch nicht abschließend beurteilt werden. Jedoch zeigen sich erste Hinweise auf mögliche Mängel im derzeitigen Marktdesign des EU-ETS. Die europäische Kommission hat mit der Änderung der EU-EHS-Versteigerungsverordnung Ende Februar 2014<sup>325</sup> die Versteigerung von 900 Mio. Zertifikaten bis 2019 bzw. 2020 zeitlich ausgesetzt. Das sogenannte „*Backloading*“ verändert nicht die Gesamtmenge an Zertifikaten, sondern steuert als kurzfristige Maßnahme die Verteilung der zu versteigernden Zertifikate über den Zeitraum von 2014 (400 Mio.) über 300 Mio. im Jahr 2015 bis 200 Mio. in 2016. Darüber hinaus soll mit der Bildung einer Marktstabilitätsreserve dem Zertifikateüberschuss entgegengewirkt werden. Geplant ist die durch das Backloading zurückgehaltenen Zertifikate nicht mehr am

---

<sup>323</sup> Vgl. IP/07/1869 (2007).

<sup>324</sup> Hierzu gehören i. w. die Clean-Development-Mechanism (CDM) und die Joint Implementation (JI) Mechanismen.

<sup>325</sup> Vgl. EU-EHS (2014).



Ende der Handelsperiode zu versteigern, sondern in eine Reserve zu überführen.<sup>326</sup> Diese beiden Maßnahmen wurden ergriffen aufgrund der Erkenntnis der EU-Kommission, dass auch in der III. Handelsperiode ein Zertifikateüberschuss existieren wird, welcher ein der (politisch neu eingeschätzten) Güterknappheit von CO<sub>2</sub> entsprechendes Preissignal nicht erwarten lässt.

Der Grund für die bisherige tendenziell hohe Ausstattung an Zertifikaten in den drei Handelsperioden kann wie folgt begründet werden:

- Ein auf Ressourcenverbrauch ausgelegtes Wirtschaftswachstum führt bei einer Steigerung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit eines Landes, dem sog. Bruttoinlandsprodukt (BIP), bei unveränderter Technik automatisch zu einer Erhöhung des Ressourcenverbrauchs an Primärenergieträgern und damit zu einem Anstieg der THG-relevanten Emissionen. Würden die Marktteilnehmer einer sehr restriktiveren Reduktion der Zertifikatshöchstmengen zustimmen, hätte dies unmittelbaren Einfluss auf deren Wirtschaftswachstum. Die Folgen eines negativen Wirtschaftswachstums wären neben politischer Instabilität vor allem mit einer Steigerung des nicht natürlichen Anteils an Arbeitslosigkeit verbunden. Die Regierungen müssten in Folge dessen sich um ihre Wiederwahl und damit um ihren Machterhalt sorgen und würden aus diesen Gründen solche Maßnahmen nicht präferieren.
- Andererseits wollten die Regierungen auch die zügigere Umsetzung des erreichten technischen Wissen in Form implementierten technischen Fortschritts (höhere Wirkungsgrade, Wärmerückführung, ...) induzieren. Damit dafür die privaten (und staatlichen) Akteure auch über entsprechende Investitionsmittel verfügen konnten, musste eine Schätzung über das „vernünftige“ Ausmaß der Druckmittel in Form verknappter CO<sub>2</sub>-Zertifikate erfolgen.
- Mildere Winter, Wirtschaftskrisen wie insbesondere nach 2008 im Mittelmeerraum führen zu einem Minderbedarf an Zertifikaten, der aber vorab schwer einzuschätzen war. Dies ist ein dem System inhärentes Problem, zumal ja auch entgegengesetzte Entwicklungen denkbar gewesen waren.

---

<sup>326</sup> Vgl. SWD (2015).

- Der unverhofft starke Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten vor allem nach 2010 sorgte de facto für eine „zu reichliche“ Zertifikateausstattung für die konventionelle Restmenge.

Im Zusammenwirken dieser vier Einflussfaktoren kam es im Ergebnis zu einer eher weichen Vorgabe der EU-ETS-Gesamtmenge, so dass tendenziell „zu niedrige“ CO<sub>2</sub>-Preise – gemessen an den ambitionierten politischen Zielen – erreicht wurden.

### **5.1.3. Stein- und Braunkohlemarkt**

Eine potentielle Einführung der CCS-Technologie in Deutschland kommt aufgrund von technischen Restriktionen, zu denen bspw. die notwendige Druckhaltung innerhalb der leitungsgebundenen Transportinfrastruktur für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> und die Aufrechterhaltung des Einspeisedrucks in den CO<sub>2</sub>-Speichern gehören, vor allem für Grund- und Mittellastkraftwerke mit einer Vollastbenutzungsstundenzahl (Vbh) von 1.500 h bis über 8.000 h jährlich in Betracht.

### Exkurs: Jahresdauerlinie und Lastbereiche

Die Einteilung der Kraftwerkstypen erfolgt auf Basis der Jahresdauerlinie, welche die Verteilung der Last über ein Jahr angibt (siehe Abbildung 5.2). Kraftwerke, welche die größte Nachfrage nach Strom für einen Zeitraum von bis zu 1.500 h abdecken, werden als Spitzenlastkraftwerke bezeichnet. Die Spitzlastkraftwerke stellen ca. 10 % der Kraftwerkskapazität dar. Im Bereich von 1.500 h bis zu 4.000 h wird die Nachfrage als Mittellast gekennzeichnet. Mittellastkraftwerke sind für zusätzliche 23 % Kraftwerkskapazität verantwortlich. Die restlichen 67 % Kraftwerkskapazität werden von den Grundlastkraftwerken bereitgestellt. Grundlastkraftwerke haben zwischen 4.000 und 8.760 Vbh.

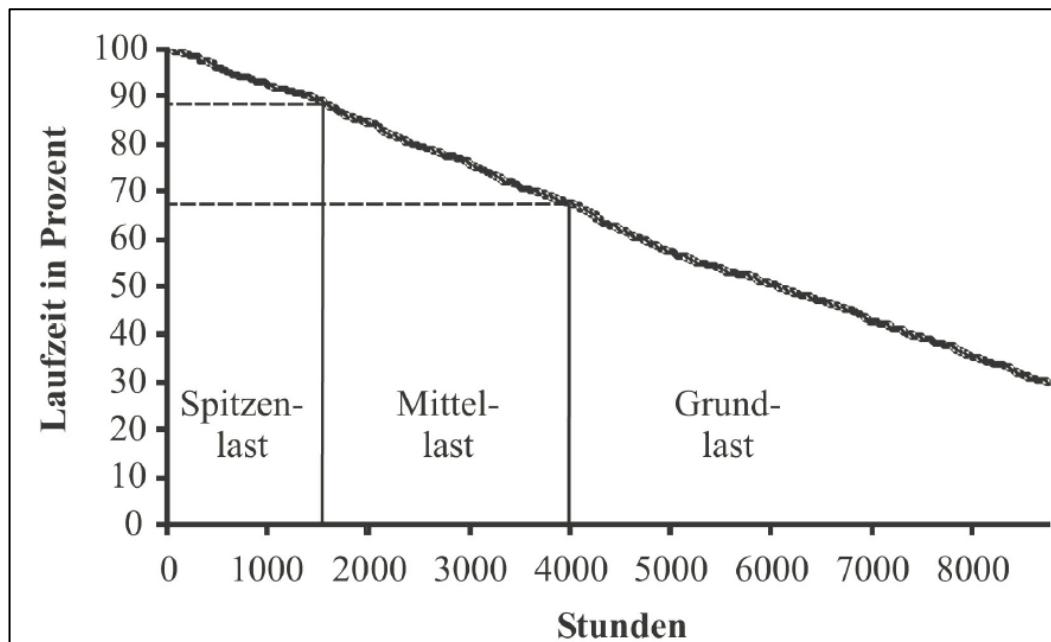


Abbildung 5.2: Prinzipdarstellung der Jahresdauerlinie und Lastbereiche  
Quelle: Ströbele et al. (2010, S. 217).

In der nachfolgenden Tabelle 5.1 sind die Jahresvolllaststunden deutscher Kraftwerke nach Energieträgern im Jahr 2015 (in Stunden) aufgelistet. Hiernach waren Braunkohlekraftwerke mit durchschnittlich 6.840 Vbh nach der Kernenergie mit 7.590 Vbh die am zweithäufigsten eingesetzten Kraftwerkstypen im Bereich der Grundlast. Steinkohlekraftwerke bildeten mit 3.950 Vbh den Beginn der Mittellast, gefolgt von Wind offshore (3.420 Vbh) sowie Lauf- und Speicherwasserkraftwerken mit 3.380 Vbh.

Lastbereich	Kraftwerkstyp	Vbh
Grundlast	Kernenergie	7.590
	Braunkohle	6.840
	Biomasse	6.000
Mittellast	Steinkohle	3.950
	Wind offshore*	3.420
	Lauf- und Speicherwasser	3.380
	Erdgas	1.990
	Wind onshore	1.980
Spitzenlast	Öl	1.080
	Pumpspeicher	1.010
	Photovoltaik	990

\* Hinweis: Wert für 2014. Ergänzung seitens der Quelle BDEW: „aufgrund geringer Anlagenzahl Wert nicht signifikant; nur „ALPHA VENTUS“ und „RIFFGAT“; „BARD OFFSHORE 1“ wegen mehrmonatigem Stillstand nicht berücksichtigt.“ Die Angaben berücksichtigen bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen. Angaben vorläufig; Stand: April 2016.

Tabelle 5.1: Jahresvolllaststunden der Kraftwerke in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2015 (in Stunden)  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BDEW (n.d.).

Grund- und Mittellastkraftwerke nutzen neben angereichertem Uran als Kernenergiebrennstoff ausschließlich Braun- und Steinkohle aufgrund der niedrigen Brennstoffkosten. Bei der Beurteilung des Vorliegens von Marktmacht bzw. Marktversagen im Zusammenhang mit der Nichteinführung der CCS-Technologie in den jeweiligen Primärenergieträgermärkten für Stein- und Braunkohle werden die Faktoren:

- Bedeutung für die deutsche Energiewirtschaft,
- Verfügbarkeit (Reserven- und Ressourcenreichweite) und
- Angebotsstruktur (Importabhängigkeit)

nachfolgend analysiert.

### **Bedeutung der Braunkohle für die deutsche Energiewirtschaft**

Braunkohle ist, wie die folgende Tabelle 5.2 zeigt, für die deutsche Energiewirtschaft nach den Erneuerbaren Energien sowohl mengenmäßig mit 54,9 Mio. t SKE in 2015 als auch strukturell mit einem Anteil von 39,3 % in 2015 der bedeutsamste heimische Primärenergieträger.

Energieträger	1990	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
<b>Primärenergiegewinnung in Mio. t SKE</b>													
Steinkohle	71,3	34,5	25,8	21,9	22,2	17,8	14,1	13,2	12,3	11,1	7,8	7,8	6,4
Braunkohle	107,2	52,1	55,0	54,3	55,5	53,8	52,2	52,4	54,4	57,2	56,6	55,2	54,9
Mineralöle	5,3	4,5	5,2	5,1	5,0	4,5	4,1	3,6	3,8	3,8	3,8	3,5	3,5
Gase	19,6	22,1	20,4	21,3	21,0	18,6	18,5	15,8	15,7	13,8	13,3	10,6	9,3
Erdgas, Erdölgas	19,2	21,8	20,0	20,8	20,6	18,3	18,2	15,4	15,2	13,3	12,8	10,2	8,9
Erneuerbare Energien	6,8	14,2	26,3	32,0	38,1	39,1	41,2	48,5	49,9	47,0	51,5	52,7	57,7
Sonst. Energieträger	2,1	1,9	7,2	5,4	5,4	6,9	7,7	8,3	8,7	7,9	7,1	7,7	7,9
<b>Insgesamt</b>	<b>212,4</b>	<b>129,4</b>	<b>139,8</b>	<b>140,0</b>	<b>147,2</b>	<b>140,7</b>	<b>137,7</b>	<b>141,8</b>	<b>144,9</b>	<b>140,7</b>	<b>140,2</b>	<b>137,6</b>	<b>139,6</b>
<b>Struktur der Primärenergiegewinnung in %</b>													
Steinkohle	33,6	26,7	18,4	15,6	15,1	12,6	10,3	9,3	8,5	7,9	5,6	5,7	4,6
Braunkohle	50,5	40,3	39,3	38,8	37,7	38,2	37,9	36,9	37,6	40,6	40,4	40,1	39,3
Mineralöle	2,5	3,5	3,7	3,7	3,4	3,2	3,0	2,6	2,6	2,7	2,7	2,6	2,5
Gase	9,2	17,1	14,6	15,2	14,2	13,2	13,4	11,1	10,8	9,8	9,5	7,7	6,6
Erdgas, Erdölgas	9,1	16,8	14,3	14,9	14,0	13,0	13,2	10,9	10,5	9,5	9,1	7,4	6,4
Erneuerbare Energien	3,2	11,0	18,8	22,9	25,9	27,8	29,9	34,2	34,5	33,4	36,8	38,3	41,3
Sonst. Energieträger	1,0	1,5	5,2	3,8	3,7	4,9	5,6	5,9	6,0	5,6	5,1	5,6	5,6
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Veränderungen der Primärenergiegewinnung gegenüber dem Vorjahr in %</b>													
Steinkohle		-15,2	-3,6	-15,1	1,5	-19,9	-20,4	-6,7	-6,6	-10,3	-29,3	0,4	-18,3
Braunkohle		5,1	-3,0	-1,2	2,3	-3,1	-3,0	0,4	3,9	5,1	-1,0	-2,6	-0,6
Mineralöle		13,0	1,6	-1,7	-2,9	-10,5	-9,1	-10,3	4,6	-1,0	1,5	-7,8	-1,1
Gase		-5,5	-5,1	4,4	-1,6	-11,3	-0,9	-14,6	-0,6	-12,0	-3,7	-19,9	-12,7
Erdgas, Erdölgas		-5,4	-5,0	3,9	-1,0	-11,2	-0,6	-15,4	-1,1	-12,5	-4,2	-19,9	-13,2
Erneuerbare Energien		3,2	18,3	22,0	19,0	2,7	5,4	17,6	2,9	-5,8	9,7	2,2	9,5
Sonst. Energieträger			28,2	-25,7	1,5	26,8	11,1	8,6	4,7	-9,4	-10,0	8,6	2,1
<b>Insgesamt</b>		<b>-1,6</b>	<b>1,5</b>	<b>0,1</b>	<b>5,2</b>	<b>-4,5</b>	<b>-2,1</b>	<b>3,0</b>	<b>2,2</b>	<b>-2,9</b>	<b>-0,4</b>	<b>-1,9</b>	<b>1,5</b>

\*) Vorläufige Angaben

Tabelle 5.2: Primärenergiegewinnung<sup>327</sup> im Inland nach Energieträgern  
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von AGE B (2016).

Die Bedeutung des Primärenergieträgers Braunkohle wird auch vor dem Hintergrund eines kontinuierlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien deutlich. Trotz eines Anstiegs der Erneuerbaren Energien seit 1990 von 3,2 % auf 38,3 %

<sup>327</sup> Synonym: Energiebereitstellung.

in 2014 hatte der Primärenergieträger Braunkohle im Vergleichszeitraum mit nahezu unveränderten 40 % den größten Anteil an der Energiebereitstellung in Deutschland. Lediglich in der ersten Dekade (von 1990 bis 2000), vor allem bedingt durch die Restrukturierung der Energiewirtschaft nach der Wiedervereinigung, sank der prozentuale Anteil der Braunkohle an der Energiebereitstellung von 50,5 % auf 40,3 %. Erst im Jahr 2015 stellten mit einem Vorsprung von zwei Prozent vor der Braunkohle die Erneuerbaren Energien mit 41,3 % den größten Anteil an der Primärenergiegewinnung (siehe Tabelle 5.2).

Hinsichtlich der Bedeutsamkeit der heimischen Braunkohle für die Energiewirtschaft in Deutschland und deren intensive Gewinnung als Primärenergieträger (d.h. keinerlei erkennbare Kapazitätszurückhaltung) ist das Vorhandensein von Marktmacht bzw. einem Marktversagen, diesen Faktor betreffend, im Zusammenhang mit der Nichteinführung der CCS-Technologie derzeit nicht erkennbar. Des Weiteren kann im Zusammenhang mit der Nutzung der heimischen Braunkohle und dem damit verbundenen THG-Emissionspotenzial die bislang fehlende Einführung der CCS-Technologie nicht erklärt werden.

### **Bedeutung der Steinkohle für die deutsche Energiewirtschaft**

Die heimische Steinkohle ist als Primärenergieträger für die Energiewirtschaft in Deutschland nahezu bedeutungslos geworden. Im Zeitraum von 1990 bis 2015 ging die Steinkohlegewinnung in Deutschland von 71,3 Mio. t SKE auf 6,4 Mio. t SKE zurück. Damit belegt die Steinkohle als heimischer Primärenergieträger vor Mineralöl mit 3,5 Mio. t SKE den vorletzten Platz (siehe Tabelle 5.2). Die Ursache für die untergeordnete Rolle heimischer Steinkohle als Primärenergieträger liegt in ihrem beträchtlichen Kostennachteil. Im Vergleich zur global verfügbaren Importkohle liegen die Förderkosten der deutschen Steinkohle bei ca. 270 €/t SKE<sup>328</sup> und sind damit fast viermal so hoch (siehe Tabelle 5.3).

---

<sup>328</sup> Vgl. Ströbele et al. (2010, S. 89).

Grenzübergangspreise für Steinkohlen in €/t SKE - Einsatz in Kraftwerken					
Jahr	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	Mittelwert
2015	71,99	69,64	66,10	64,06	67,95
2016	56,87	56,12	65,03	n.v.	n.v.

Tabelle 5.3: Grenzübergangspreise für Steinkohlen zum Einsatz in Kraftwerken (Kesselkohle)

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von VDKi (2017).

Aus diesem Grund und mit dem Verweis auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurde die deutsche Steinkohle seit den 50er Jahren durch eine Vielzahl gesetzlicher Regelungen sowohl direkt subventioniert als auch indirekt finanziell (bspw. durch Steuererleichterungen) unterstützt. Die jüngste diesbezügliche gesetzliche Regelung war die Verabschiedung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes im Dezember 2007.<sup>329</sup> Ziel des Steinkohlefinanzierungsgesetzes ist im Wesentlichen die sozialverträgliche Beendigung des deutschen Steinkohlebergbaus bis 2018<sup>330</sup> sowie die finanzielle Sicherstellung der Verpflichtungen aus den bergbaulichen Ewigkeitslasten. In diesem Kontext wurde zur operationellen Umsetzung die RAG Stiftung gegründet.

Import- und heimische Steinkohle sind seit 1990, unabhängig vom Ausbau der Erneuerbaren Energien und einem Rückgang der Stromproduktion aus Kernkraftwerken, bedingt durch den schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022, der dritt wichtigste Primärenergieträger zur Stromerzeugung in Deutschland. 2015 hatte die Steinkohle einen Anteil von 19,7 % bzw. einen Energieeinsatz von 33,6 Mio. t SKE an der Stromerzeugung (siehe Tabelle 5.4).

<sup>329</sup> Vgl. Steinkohlefinanzierungsgesetz (2007).

<sup>330</sup> In Deutschland sind derzeit noch zwei Steinkohlebergwerke aktiv: Das Steinkohlebergwerk Zeche Prosper-Haniel (Bottrop) und das Bergwerk Ibbenbüren der RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH. Die beiden Steinkohlebergwerke werden von der RAG Aktiengesellschaft (vormals Ruhrkohle AG) betrieben.

<b>Energieträger</b>	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015*</b>
<b>Energieeinsatz in Mio. t SKE</b>													
Steinkohle	43,3	43,3	39,6	42,1	43,0	37,0	32,2	34,5	32,8	34,4	38,1	35,5	33,6
Braunkohle	61,3	48,4	49,7	48,9	50,3	48,3	46,7	46,5	48,1	51,0	50,2	48,9	48,4
Mineralöle	4,1	2,8	3,5	3,0	2,9	2,8	3,0	2,5	2,1	1,9	2,1	2,1	1,9
Gase	14,4	16,0	19,7	20,9	21,6	23,6	20,6	23,0	21,5	20,0	18,2	16,5	16,2
darunter: Erdgas	11,3	13,3	17,0	17,9	17,8	20,3	18,5	19,6	18,4	16,8	14,6	13,3	12,9
Kernenergie	56,8	63,1	60,7	62,3	52,3	55,4	50,2	52,3	40,2	37,0	36,2	36,2	34,2
Erneuerbare Energien	4,2	6,3	12,0	15,0	19,4	21,3	22,5	24,8	28,4	24,5	26,2	27,9	31,9
Sonstige Energieträger	0,0	1,4	2,4	2,6	3,0	2,8	3,1	3,3	2,9	2,8	2,8	3,0	2,9
Strom (Pumparbeit)	0,6	0,7	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Insgesamt</b>	<b>184,7</b>	<b>182,0</b>	<b>188,9</b>	<b>196,0</b>	<b>193,6</b>	<b>192,3</b>	<b>179,3</b>	<b>188,0</b>	<b>176,9</b>	<b>172,7</b>	<b>174,7</b>	<b>171,0</b>	<b>170,1</b>
<b>Struktur des Energieeinsatzes in %</b>													
Steinkohle	23,5	23,8	21,0	21,5	22,2	19,2	17,9	18,4	18,5	19,9	21,8	20,8	19,7
Braunkohle	33,2	26,6	26,3	24,9	26,0	25,1	26,1	24,8	27,2	29,5	28,8	28,6	28,5
Mineralöle	2,2	1,5	1,9	1,6	1,5	1,5	1,7	1,3	1,2	1,1	1,2	1,2	1,1
Gase	7,8	8,8	10,5	10,7	11,2	12,3	11,5	12,3	12,2	11,6	10,4	9,7	9,5
darunter: Erdgas	6,1	7,3	9,0	9,1	9,2	10,5	10,3	10,4	10,4	9,7	8,4	7,8	7,6
Kernenergie	30,7	34,7	32,1	31,8	27,0	28,8	28,0	27,8	22,7	21,4	20,7	21,1	20,1
Erneuerbare Energien	2,3	3,4	6,4	7,7	10,0	11,1	12,6	13,2	16,0	14,2	15,0	16,3	18,8
Sonstige Energieträger	0,0	0,7	1,3	1,3	1,5	1,5	1,7	1,8	1,6	1,6	1,6	1,8	1,7
Strom (Pumparbeit)	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,5	0,6	0,6
<b>Insgesamt</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>

\*) Vorläufige Angaben

Tabelle 5.4: Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von AGEb (2016).

Hinweis: Der Anteil der erneuerbaren Energieträger als Input in die Verstromung wird mit 100 % der effektiven Stromerzeugung in der Statistik angesetzt; Kernenergie mit dem Dreifachen, Kohle etwa mit dem 2,5-fachen wegen des tatsächlichen Wirkungsgrades. Wegen dieser Konvention der Statistik unterschätzt die obige Statistik zu PEW die anteiligen Beiträge der Erneuerbaren in der tatsächlichen Stromerzeugung.

Aufgrund des marginalen Anteils heimischer Steinkohle als Primärenergieträger für die deutsche Energiewirtschaft kann in diesem Zusammenhang Marktmacht nicht von Relevanz für die Nichteinführung der CCS-Technologie sein.



Das Vorhandensein eines dauerhaften Marktversagens für den deutschen Steinkohlemarkt in Bezug auf die Förderkosten der heimischen Steinkohle ist unbestritten und wurde mit dem Steinkohlefinanzierungsgesetz dauerhaft gesetzlich geregelt. Ein Grund für die Nichteinführung der CCS-Technologie kann, da Regelungsgegenstand ausschließlich der Steinkohlebergbau und nicht die Kraftwerke selbst sind, hier auch nicht zugeordnet werden. Des Weiteren ist neben der Braunkohle auch die Steinkohle als Primärenergieträger für die deutsche Energiewirtschaft auf absehbare Zeit nicht vollständig substituierbar, was einen Verzicht der Nutzung der CCS-Technologie ebenfalls nicht erklärt.

### **Reserven- und Ressourcenreichweite der Braun- und Steinkohle**

Eine Verknappung des Gesamtpotentials<sup>331</sup> an Braun- und Steinkohle kann das Verhalten der Marktakteure als Preisnehmer und Mengenanpasser negativ beeinflussen. Strategisches Verhalten einzelner Marktteilnehmer könnte Marktmacht induzieren und eine effiziente Allokation der jeweiligen Primärenergieträger wirksam unterbinden. In Folge dessen könnten sich die Marktteilnehmer aufgrund der damit verbundenen erhöhten Investitionsrisiken, die (tatsächliche) Nutzungsdauer der Assets betreffend, gegen eine Einführung der CCS-Technologie entscheiden.

Deutschland hat die drittgrößten Braunkohlenreserven und belegt Rang 11 bei den Braunkohlenreserven (siehe Tabelle 5.5 und Tabelle 5.6).

---

<sup>331</sup> Das Gesamtpotential umfasst die Menge aller bekannten Reserven und Ressourcen eines Rohstoffes (hier die Primärenergieträger Stein- und Braunkohle). Der Begriff Reserve ist definiert als die sicher bestimmte Teilmenge des Gesamtpotentials, welche mit dem derzeitigen Stand der Technik abgebaut werden kann. Ressource ist die Teilmenge des Gesamtpotentials eines Gutes (Rohstoffes), welche entweder derzeit unter ökonomischen Aspekten wirtschaftlich noch nicht genutzt werden kann oder hinsichtlich ihrer geologischen Standortdaten noch nicht sicher bestimmt wurde.

Weichbraunkohlenreserven 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	Russische Föderation	90.730	28,6	28,6
2	Australien	76.508	24,2	52,8
3	Deutschland	36.200	11,4	64,2
4	USA	30.182	9,5	73,7
5	Türkei	10.975	3,5	77,2
6	Indonesien	8.247	2,6	79,8
7	China	7.673	2,4	82,2
8	Serbien	7.112	2,2	84,5
9	Neuseeland	6.750	2,1	86,6
10	Polen	5.461	1,7	88,3
11	Brasilien	5.049	1,6	89,9
12	Indien	4.987	1,6	91,5
13	Griechenland	2.876	0,9	92,4
14	Pakistan	2.857	0,9	93,3
15	Ungarn	2.633	0,8	94,1
16	Tschechische Republik	2.573	0,8	95,0
17	Ukraine	2.336	0,7	95,7
18	Bosnien & Herzegowina	2.264	0,7	96,4
19	Kanada	2.236	0,7	97,1
20	Bulgarien	2.174	0,7	97,8
sonstige Länder [22]		6.960	2,2	100,0

Tabelle 5.5: Reserven der Weichbraunkohlen 2015  
 Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Weichbraunkohlenressourcen 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	USA	1.367.956	30,9	30,9
2	Russische Föderation	1.288.894	29,1	60,1
3	Australien	403.382	9,1	69,2
4	China	324.884	7,3	76,5
5	Polen	222.396	5,0	81,6
6	Vietnam	199.876	4,5	86,1
7	Pakistan	176.739	4,0	90,1
8	Mongolei	119.426	2,7	92,8
9	Kanada	118.270	2,7	95,5
10	Indien	38.054	0,9	96,3
11	Deutschland	36.500	0,8	97,2
12	Indonesien	32.792	0,7	97,9
13	Serbien	13.074	0,3	98,2
14	Brasilien	12.587	0,3	98,5
15	Rumänien	9.640	0,2	98,7
16	Kosovo	9.262	0,2	98,9
17	Argentinien	7.300	0,2	99,1
18	Tschechische Republik	7.146	0,2	99,2
19	Ukraine	5.381	0,1	99,4
20	Neuseeland	4.600	0,1	99,5
sonstige Länder [32]		23.994	0,5	100,0

Tabelle 5.6: Ressourcen der Weichbraunkohlen 2015

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Damit ist für Deutschland die Reichweitenabschätzung hinsichtlich der Reserven und Ressourcen an Braunkohle entspannt. Ein strategisches Verhalten der Marktteilnehmer aufgrund einer Reserven- und Ressourcenverknappung an Braunkohle ist demnach in naher Zukunft nicht zu erwarten.

Hartkohlenreserven 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	USA	221.400	31,1	31,1
2	China	126.003	17,7	48,8
3	Indien	89.782	12,6	61,4
4	Russische Föderation	69.634	9,8	71,2
5	Australien	68.310	9,6	80,8
6	Ukraine	32.039	4,5	85,3
7	Kasachstan	25.605	3,6	88,8
8	Polen	18.700	2,6	91,5
9	Indonesien	17.326	2,4	93,9
10	Südafrika	9.893	1,4	95,3
11	Kolumbien	4.881	0,7	96,0
12	Kanada	4.346	0,6	96,6
13	Vietnam	3.116	0,4	97,0
14	Mosambik	1.792	0,3	97,3
15	Brasilien	1.547	0,2	97,5
16	Usbekistan	1.375	0,2	97,7
17	Iran	1.203	0,2	97,9
18	Chile	1.181	0,2	98,0
19	Mongolei	1.170	0,2	98,2
20	Mexiko	1.160	0,2	98,4
59	Deutschland	12	< 0,05	100,0

Tabelle 5.7: Hartkohlenreserven in 2015

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Hartkohlenressourcen 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	USA	6.458.261	36,5	36,5
2	China	5.335.123	30,1	66,6
3	Russische Föderation	2.658.281	15,0	81,6
4	Australien	1.542.829	8,7	90,3
5	Südafrika	203.667	1,1	91,5
6	Vereinigtes Königreich	186.700	1,1	92,5
7	Kanada	183.260	1,0	93,5
8	Indien	170.715	1,0	94,5
9	Polen	160.917	0,9	95,4
10	Kasachstan	123.090	0,7	96,1
11	Indonesien	93.818	0,5	96,6
12	Deutschland	82.963	0,5	97,1
13	Ukraine	49.006	0,3	97,4
14	Iran	40.000	0,2	97,6
15	Mongolei	39.854	0,2	97,8
16	Kirgisistan	27.528	0,2	98,0
17	Simbabwe	25.000	0,1	98,1
18	Mosambik	21.844	0,1	98,3
19	Botsuana	21.200	0,1	98,4
20	Tschechische Republik	15.423	0,1	98,5
sonstige Länder [57]		272.478	1,5	100,0

Tabelle 5.8: Hartkohlenressourcen in 2015

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Die deutschen Steinkohlenreserven sind erwartungsgemäß vernachlässigbar (Rang 59 in 2015). Demgegenüber sind die weltweiten Ressourcen an Steinkohle mit 6.458.261 Mt als üppig zu bezeichnen (siehe Tabelle 5.7 und Tabelle 5.8).

Ein Marktversagen bzw. Marktmacht kann auf Basis dieser Daten für den Faktor der Reserven- und Ressourcenreichweite von Braun- und Steinkohle sicher ausgeschlossen werden.

### Angebotsstruktur bzw. Importabhängigkeit

Die Angebotsstruktur und die damit verbundene Importabhängigkeit kann Einfluss auf die Ausübung von Marktmacht seitens der Primärenergieträgeranbieter haben. Grundsätzlich ist eine hohe Importabhängigkeit von einem Rohstoff immer dann als kritisch zu betrachten, wenn dieser aus einer nicht

ausreichend groß diversifizierten Anzahl an Anbietern ausgewählt werden kann.

Braunkohle wird aufgrund ihres im Vergleich zur Steinkohle deutlich verringerten Brennwertes<sup>332</sup> und gleichzeitig erhöhten Wasseranteils nicht weltweit gehandelt, sondern in einem Kraftwerk in unmittelbarer Nähe zum Tagebau eingesetzt. Eine Importabhängigkeit kann folglich sicher ausgeschlossen werden. Die Ausübung von Marktmacht wird somit nicht vermutet.

Die Importabhängigkeit Deutschlands von Steinkohle ist mit Rang 6 des Steinkohleverbrauchs in der Welt erheblich. Jedoch steht Deutschland mit mindestens neun großen steinkohlenexportierenden Ländern und einem kumulierten Anteil von knapp 96 % eine ausreichend groß diversifizierten Anzahl an Anbietern zur Verfügung (siehe Tabelle 5.9 und Tabelle 5.10).

---

<sup>332</sup> Der Brennwert von Braunkohle (BK) liegt zwischen 8.600 kJ/kg für rheinische bzw. Lausitzer BK und mehr als 10.000 kJ/kg für Helmstedter bzw. BK aus dem Mitteldeutschen Revier. Im Vergleich hierzu hat deutsche Steinkohle einen Brennwert von knapp 30.000 kJ/kg.

Hartkohlenimport 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	China	204	16,3	16,3
2	Indien	200	16,0	32,3
3	Japan	191	15,2	47,5
4	Korea, Rep.	135	10,8	58,2
5	Taiwan	65	5,2	63,4
6	Deutschland	56	4,4	67,8
7	Türkei	34	2,7	70,6
8	Malaysia	26	2,1	72,7
9	Vereinigtes Königreich	24	1,9	74,6
10	Russische Föderation	24	1,9	76,5
11	Thailand	22	1,7	78,3
12	Niederlande	21	1,6	79,9
13	Brasilien	20	1,6	81,5
14	Italien	20	1,6	83,1
15	Spanien	19	1,5	84,6
16	Philippinen	17	1,3	85,9
17	Ukraine	15	1,2	87,1
18	Frankreich	13	1,0	88,1
19	Hongkong	11	0,9	89,0
20	Israel	11	0,8	89,8
sonstige Länder [62]		127	10,2	100,0

Tabelle 5.9: Hartkohlenimportländer in 2015

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Hartkohlenexport 2015				
Rang	Land/Region	Mt	Anteil [%]	kumuliert
1	Australien	388	30,8	30,8
2	Indonesien	367	29,1	59,9
3	Russische Föderation	151	12,0	71,9
4	Kolumbien	82	6,5	78,5
5	Südafrika	77	6,1	84,6
6	USA	67	5,3	89,9
7	Kanada	30	2,4	92,3
8	Kasachstan	25	2,0	94,3
9	Korea, DVR	20	1,6	95,9
10	Mongolei	15	1,1	97,1
11	Polen	9	0,7	97,8
12	China	5	0,4	98,2
13	Mosambik	5	0,4	98,6
14	Tschechische Republik	4	0,3	98,9
15	Philippinen	3	0,2	99,2
16	Vietnam	2	0,1	99,3
17	Venezuela	2	0,1	99,4
18	Neuseeland	1	0,1	99,6
19	Ukraine	1	0,1	99,7
20	Chile	1	0,1	99,7
26	Deutschland	0	< 0,05	100,0

Tabelle 5.10: Hartkohlenexportländer in 2015

Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BGR (2016).

Im Ergebnis kann sowohl für Braun- als auch für Steinkohle Marktversagen bzw. marktmächtiges Verhalten ausgeschlossen werden. Zusammenfassend steht keiner der untersuchten Faktoren einem Markteintritt der CCS-Technologie entgegen und entfällt somit als mögliche Erklärung für die Nichteinführung von CCS.

## 5.2. Risikotransformation und Fristentransformation des EU-ETS

In dem vorangestellten Kapitel wurde die zentrale Bedeutung des EU-ETS für die wirtschaftliche Opportunität der CCS-Technologie und dessen Einfluss auf den Markteintritt dieser aufgezeigt. Ein weiterer Aspekt und Ergebnis die-



ser Arbeit für das quasi Scheitern der CCS-Technologie ist auch die unzureichende öffentliche Akzeptanz. Ursache hierfür ist einerseits die derzeit bestehende Ungewissheit über die potenziellen technologischen Risiken, welche als zukünftig notwendiger Forschungsbedarf von den Stakeholdern an die Parteien und Interessengruppen bzw. Verbände adressiert werden. Andererseits sendet der Markt den Marktteilnehmern gegenüber kein adäquates Preissignal über einen vermuteten Nutzen der CCS-Technologie in 50 bis 80 Jahren bis in die Gegenwart.

Nachfolgend wird analysiert ob etwa der EU-ETS die systemimmanente Fähigkeit besitzt ein solches Preissignal abzubilden und ob das fehlende Preissignal aufgrund der mangelhaften Fristentransformation ein Marktversagen darstellt. Die eingeschränkte regionale Wirkung für nur EU-Europa ist bereits ein offenkundiges Manko.

Die ökonomische Funktion der Atmosphäre ist vergleichbar mit einer sehr großen Deponie. Natürliche und anthropogene THGs können hier langfristig gelagert werden, ohne anfangs die Umwelt dabei zu schädigen. Entscheidend für die weitere Nutzung dieser ökonomischen Möglichkeit ist die zuverlässige Kenntnis über den sicheren Ausschluss globaler negativer externer Effekte.

Nach derzeitigem Stand der Technik hat die Konzentration der emittierten THGs im Verhältnis zur Verweilzeit dieser Gase den bedeutsamsten Einfluss auf die rückwirkungsfreie Nutzung der Atmosphäre. Derzeitiger wissenschaftlicher Konsens ist, dass bei weiterer Akkumulation von THG in der Atmosphäre längerfristig mit gravierenden Rückwirkungen auf das Weltklima zu rechnen ist: Dies erfordert eine politische Vorgabe für Pfade mit noch zulässiger Emission. Die Umsetzung derartiger Pfade über marktwirtschaftliche Anreize stellt ein gewaltiges Problem dar. Alle Individuen müssen hierfür über die maximale globale Emissionsmenge an THGs informiert werden und ein System muss implementiert werden, welches eine eindeutige Zuordnung zwischen Emittent und THG-Emission herstellt, damit eigentumsrechtliche Voraussetzungen für die Nutzung dieses öffentlichen Gutes geschaffen werden können.

Der EU-ETS ist als Emissionshandelssystem für den Handel mit knappen Treibhausgaszertifikaten, dem sogenannten „*Cap and Trade*“, konzipiert worden. Das Emissionshandelssystem besitzt grundsätzlich die systemimmanente Fähigkeit, ein langfristiges Preissignal in den Markt zu transportieren, da mit

Hilfe des EU-ETS auf europäischer Ebene eine Teilprivatisierung des öffentlichen Gutes ermöglicht wurde und eine erste Zuordnung von Emittent und THG-Emission letztlich in Form eines für die Akteure spürbaren Preises hergestellt werden konnte.

Im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie könnte der EU-ETS hierbei eine Schlüsselfunktion in zweierlei Hinsicht übernehmen. Erstens schafft er die notwendige Opportunität, welche für die Wirtschaftlichkeit und die damit verbundene Sicherstellung der Refinanzierung der Investitionsgüter (CCS-Anlagen) unabdingbar ist. Darüber hinaus kann der EU-ETS mit Hilfe eines langfristigen Preissignals, welches die Knappheit des Gutes in Form von Emissionszertifikaten widerspiegelt, die öffentliche Akzeptanz für den notwendigen (übergangsweisen) Einsatz der CCS-Technologie fördern. Die Frage ist jedoch, ob der EU-ETS in seiner derzeitigen Konzeption diese wünschenswerte Rolle tatsächlich übernehmen könnte.

Dieser Marktplatz auf europäischer Ebene reicht derzeit faktisch natürlich nicht aus, die globalen THG-Emissionen den jeweiligen Emittenten zuzuordnen. In Folge dessen kann der EU-ETS auch keinerlei wirksame Kontroll- und Sanktionsfunktionalität oder entsprechende Kompensationszahlungen für CO<sub>2</sub>-Reduktionen entwickeln bzw. ausüben. Zum ersten sind aus praktischen politischen Gründen die Handelsperioden mit einer gewissen Obergrenze nie im Bereich oberhalb von zehn Jahren gewesen, sondern kürzer. Zum zweiten gilt es bisher nur für eine Teilmenge der Emittenten und auch nur für das zwar wichtige, aber nicht das einzige Treibhausgas CO<sub>2</sub>. Er könnte bestenfalls für die EU pragmatische CCS-Lösungen innerhalb der EU-Klimapolitik unterstützen. Eine Lösung für das globale Problem kann der EU-ETS hier jedoch nicht leisten.

Damit tatsächlich ein langfristiges Preissignal in den Markt gesendet werden kann, müssten hierfür folgende Voraussetzungen erfüllt werden:

Zunächst müsste die Zertifikatshöchstmenge der globalen THG-Emissionshöchstmenge, welche sicher die negativen Folgen des anthropogenen Treibhauseffektes unterbindet, für einen sehr langfristigen Zeitraum (mindestens 50 - 80 Jahre – analog zur atmosphärischen Verweilzeit der THGs) angeglichen werden. Diese Voraussetzung ist wiederum an weitere Bedingungen geknüpft. Die THG-Emissionshöchstmenge muss global verbindlich festgelegt werden und darf von keinerlei strategischem oder betrügerischem Verhalten der (zukünftigen) Marktteilnehmer negativ beeinflusst werden.

Des Weiteren müssen alle (globalen) THG-Emittenten verbindlich und ohne Ausnahmemöglichkeiten an einem solchen Global-ETS (vormals EU-ETS) teilnehmen (Teilnahmezwang). Damit verbunden ist auch eine Erweiterung der bislang sektoralen Erfassung von THG-emissionspflichtigen Anlagen. Eine Ausdehnung auf bspw. die Abfallwirtschaft, Dienstleistungen sowie Gewerbe und Handel, den Gebäudesektor, die Landwirtschaft, die Privathaushalte und den Straßenverkehr ist in diesem Kontext ebenfalls unabdingbar.<sup>333</sup> Gleichzeitig müssen zur Sicherstellung der Emissionsaufnahmekapazität der Atmosphäre alle THG-relevanten Emissionen von einem globalen ETS sowohl mess- als auch handelstechnisch erfasst werden. Neben den bislang erfassten THGs, zu denen Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Distickstoffoxid (Handelsbezeichnung: Lachgas) (N<sub>2</sub>O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW) gehören, müssen insbesondere Methan (CH<sub>4</sub>), Fluorkohlenwasserstoffe (FKW) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) sowie Wasserdampf (H<sub>2</sub>O<sub>(g)</sub>) aufgrund ihrer THG-Relevanz in das ETS aufgenommen werden.

Weiterhin müssten die Handelsperioden an die biochemischen Prozesse der Atmosphäre, den THG-Verweilzeiten, angepasst werden. Demzufolge könnte die Dauer einer Handelsperiode sogar mehr als 100 Jahre betragen. Dies scheitert wiederum an pragmatischen Anforderungen auf Grund der fehlenden politischen Bindungswirkungen derartiger Übereinkommen über sehr lange Perioden.

Schließlich dürfen nur solche Kompensationsmöglichkeiten abseits des ETS zugelassen werden, deren Wirksamkeit wissenschaftlich unbestreitbar ist. Hierzu müssen die flexiblen Mechanismen, wie z. B. die Clean-Development-Mechanism (CDM) und die Joint Implementation (JI) Mechanismen wirksam gegen Missbrauch geschützt werden.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Erfüllung der genannten Voraussetzungen und Bedingungen grundsätzlich die Komplexität eines solchen Global-ETS signifikant ansteigen ließe. Die Erfahrungen im Zusammenhang mit der Ausgestaltung und Umsetzung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) sowie deren Nachfolgeabkommen lassen deshalb die Implementierung eines wirkungsvollen Global-ETS bisher und absehbar unwahrscheinlich erscheinen. Diese Konferenzen verbleiben bei den bisherigen Ver-

---

<sup>333</sup> Vgl. EU 406/2009/EG (2009).

handlungen nach dem Pariser Abkommen von 2015 bislang eher bei Zielformulierungen und Verhandlungen über Kompensationszahlungen als bei konkreten Instrumenten für global wirksame Maßnahmen, so zuletzt auf der Konferenz von Marrakesch im Herbst 2016.

Ein Marktversagen des EU-ETS für die Vorgaben innerhalb der EU ist derzeit nicht erkennbar, jedoch zeigt sich an der derzeitigen Ausgestaltung eine längere Liste von Steuerungs- und Anreizmängeln.

### **5.3. Zusammenfassende Bewertung der gewonnenen Erkenntnisse**

Die Interaktion der für die CCS-Technologie relevanten Märkte, zu denen der Strommarkt und der EU-ETS sowie die Braun- bzw. Steinkohlemärkte gehören, hat entscheidenden Einfluss auf deren Marktchancen und damit Eintritt von CCS-Anbietern. Nachfolgend wird diese Relevanz und das Zusammenwirken mit den Ergebnissen aus dem vorangegangenen Kapiteln 5.1 und 5.2 untersucht.

Ein Marktteilnehmer wird in eine neue risikobehaftete Technologie erst dann investieren, wenn er eine grundsätzliche Opportunität für die kurz- bis mittelfristige Angebotsplanung vermutet und in der Gegenwart die Rahmenbedingungen dies für die weitere Zukunft erkennen lassen. Darüber hinaus muss für den Marktteilnehmer in Bezug auf die Nutzungsdauer des Assets eine hinreichend zuverlässige Abschätzung bzgl. des Return-on-Investment (ROI) möglich sein.

Im vorangegangenen Kapitel 5.1 wurde bereits dargestellt, dass der deutsche Strommarkt als Energy-only-Markt (EOM) konzeptioniert ist. Demnach erhält der Kraftwerksbetreiber nur dann eine Vergütung, wenn innerhalb der kurzfristigen Angebotsplanung die Kostenstruktur seines Kraftwerksparks optimal ist. Dies ist dann der Fall, wenn innerhalb der kurzfristigen Angebotsfunktion des zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks der relevante Grenzkostenabschnitt des entsprechenden Kraftwerks eines Betreibers sich entweder mit der gegebenen Nachfrage schneidet und damit zu Grenzkosten seinen Strom vermarktet oder sich links davon befindet und dann zusätzliche Erlöse generieren kann (siehe Abbildung 5.3).

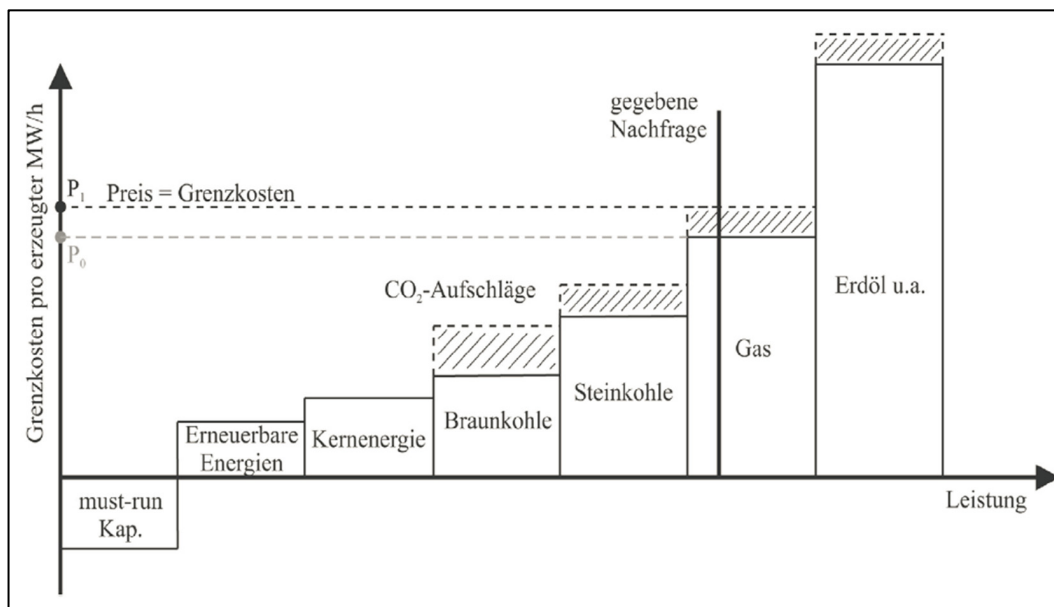


Abbildung 5.3: Allgemeine Darstellung der deutschen Merit Order  
Quelle: Ströbele et al. (2010, S. 225).

Grundlage für die Reihenfolge, in der die Kraftwerke zu einer Merit Order zusammengestellt werden, sind die variablen Kosten (im Wesentlichen Brennstoffkosten inklusive des spezifischen CO<sub>2</sub>-Aufschlags) und die Kosten, welche sich aufgrund der unzureichenden technischen Flexibilität (bspw. An- und Abfahrkosten sowie must-run-Kosten)<sup>334</sup> des jeweiligen Kraftwerks ergeben. Darüber hinaus beinhalten die Gebote, wie in der Abbildung 5.3 ersichtlich, auch die Kosten für die bei den konventionellen fossilthermischen Kraftwerken beizustellenden CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

Die Ergebnisse der Kapitel 5.1 und 5.2 gaben keine begründbaren Hinweise auf ein Marktversagen bzw. Marktmacht in den Primärenergieträgermärkten, dem EU-ETS und dem Strommarkt. Eine Nichteinführung der CCS-Technologie ist mit diesen Ergebnissen nicht erklärbar.

Derzeit ist der Strommarkt in zwei Anbietergruppen gespalten:

- Auf der einen Seite stehen die konventionellen fossil befeuerten Kraftwerke, inklusive der (bereits seit vielen Jahrzehnten wirtschaftlichen) Wasserkraftwerke sowie Kernkraftwerke, welche ihr Angebot alle an der Merit-Order ausrichten.

<sup>334</sup> Hierzu gehören bspw. die Kosten für den Weiterbetrieb eines Kernkraftwerks zur Vermeidung einer Xenonvergiftung, da dieses Edelgas sich im Primärkühlkreislauf durch kurzfristiges Hoch – und Runterfahren (Lasttransiente) der Steuerstäbe anreichert und den für die Wärmeproduktion notwendigen Neutronenfluss wirksam unterbindet. Ein Wiederaufstart des Kernkraftwerks ist nach einer solchen Lasttransiente dann nicht mehr unverzüglich möglich.

- Auf der anderen Seite stehen die Stromerzeuger aus Erneuerbaren Energien, welche weitestgehend Vorrang in der Einspeisung haben. Damit stehen sie praktisch je nach Verfügbarkeit immer potentiell weit links in der Merit Order und verdrängen entsprechend andere Erzeugungskapazitäten.

Nachfolgend werden exemplarisch am Beispiel der **Erneuerbaren Energien** sowie einem **Braun- bzw. Steinkohlekraftwerk** jeweils **mit und ohne CCS-Technologie** analysiert, inwiefern die unterschiedlichen Kostenpositionen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines neu zu errichtenden Kraftwerks, auf die Reihenfolge innerhalb der Merit Order und somit auf die Einführung der CCS-Technologie haben.

Die **Erneuerbaren Energien** können zu nahe null variabler Kosten Strom produzieren. Lediglich ein sehr geringer Anteil einsatzabhängiger variabler Operation & Maintenance Kosten (O & M Kosten) fallen bei diesen Kraftwerkstypen an. CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten entfallen vollständig. Aufgrund der Netzanschluss-, Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungsverpflichtung, dem sogenannten Einspeisevorrang gemäß §§ 8, 11 EEG 2017<sup>335</sup>, unterliegen die Erneuerbaren Energien bisher keinerlei Vermarktungsrisiko und sind in der Merit Order grundsätzlich nach den must-run-Kraftwerkskapazitäten links an erster Stelle gesetzt. Zusätzlich erhalten die Erneuerbaren Energien eine Kompensationszahlung über die Dauer von 20 Jahren für den Kapitaldienst. Diese besteht für kleine Kraftwerke mit einer installierten Leistung von bis zu 100 KW aus der sogenannten Einspeisevergütung einer fixen Zahlung pro eingespeiste KWh Strom (siehe § 21 EEG 2017). Kraftwerke mit einer größer installierten Leistung haben Anspruch auf eine Vergütung in €/KWh eingespeister Strom in Form einer Marktprämie entsprechend dem Marktprämienmodell nach § 20 EEG 2017. Die Marktprämie ist Bestandteil des Anzulegenden Wertes. Der Anzulegende Wert wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens energieträgerspezifisch mehrmals pro Jahr von der Bundesnetzagentur (BNetzA) auf Basis der Gebote der Kraftwerksbetreiber ermittelt. Der Anzulegende Wert stellt die Summe aus den monatlichen Erlösen aus der börslichen Direktvermarktung der Erneuerbaren Energien und einem Förderbeitrag der Marktprämie dar. Hierbei werden die monatlichen Schwankungen aus den erzielten Börsenerlösen durch eine automatische Anpassung der Marktprämie

---

<sup>335</sup> Vgl. EEG (2017).

ausgeglichen. Mit Hilfe des Marktprämienmodells bleiben die Kompensationszahlungen in Form des Anzulegenden Wertes über den Gebotszeitraum konstant. Die Förderungskosten werden annuitätisch durch die EEG-Umlage auf alle Letztverbraucher umgelegt. Das einzige Risiko besteht für den Kraftwerksinvestor in der dargebotsabhängigen Einspeisung der Erneuerbaren Energien. Dieses Investitionsrisiko lässt sich jedoch durch detaillierte Standortanalysen und Berücksichtigung von Saisonalitäten minimieren. Im Ergebnis konnte der Anteil der Energiebereitstellung durch die Erneuerbaren Energien von 3,2 % in 1990 auf 41,3 % in 2015 beträchtlich gesteigert werden (s. Tabelle 5.2), ein Beweis für die Attraktivität dieser Art der Kraftwerksinvestition.

**Braun- und Steinkohlekraftwerke ohne CCS-Technologie** folgen bei den heutigen CO<sub>2</sub>-Preisen an vierter bzw. fünfter Stelle auf die Kernenergie in der deutschen Merit Order (s. Abbildung 5.3). Sie unterscheiden sich zunächst in drei wesentlichen Punkten: Die Brennstoffkosten (gemessen bezüglich des Energiegehalts) liegen im Fall der Braunkohlekraftwerke unterhalb denen der Steinkohle und die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Braunkohle sind mit 3,34 kg CO<sub>2</sub>/kg SKE<sup>336</sup> etwa 20 % höher als bei importierter Steinkohle aus Kolumbien oder Australien (2,78 kg CO<sub>2</sub>/kg SKE).<sup>337</sup> Schließlich besitzen Neubausteinkohlekraftwerke aufgrund ihrer für die Teilnahme am Regenergiemarkt präqualifizierten Mess-, Steuer- und Leittechnik inzwischen eine höhere Flexibilität, d.h. eine deutliche Verkürzung der An- und Abfahrzeiten.

Grundsätzlich haben beide fossilthermischen Kraftwerkstypen dieselben (einsatzrelevanten) Kostenpositionen: Kapitaldienst, Brennstoff, CO<sub>2</sub>-Zertifikate, fixe und variable O & M Kosten. Entscheidungsrelevant für einen Investor sind demnach für die kurzfristige Angebotsplanung einerseits die Unterschiede in den vorangestellten (einsatzrelevanten) variablen Kostenpositionen und andererseits muss die Summe dieser geringer als bei Erdgaskraftwerken sein. Darüber hinaus muss die Nachfrage mindestens für eine bestimmte Volllaststundenzahl der installierten Kapazität aller einsatzrelevanten Kraftwerke einschließlich der neugebauten Braun- und Steinkohle entsprechen, damit diese mindestens zu Grenzkosten ihre erzeugte Menge an Strom [€/MWh] absetzen können.

---

<sup>336</sup> Vgl. Ströbele (2010, S. 288).

<sup>337</sup> Ebenda S. 288.

**Braun- und Steinkohlekraftwerke mit CCS-Technologie** haben zu den oben genannten einsatzrelevanten Kostenpositionen noch drei weitere: zusätzliche Kapitalkosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung (ca. 30 %) und höhere variable Brennstoffkosten aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades (ca. -12 %-Punkte) sowie eine „Deponiegebühr“ für das abgelagerte CO<sub>2</sub>, welche derzeit wohl kaum durch die aktuellen CO<sub>2</sub>-Preise in Höhe von knapp 9 €/t CO<sub>2</sub> (EUA-Durchschnittswert von 10/2009 bis 12/2016)<sup>338</sup> abgebildet wird. Die einzige mögliche „Gutschrift“ durch einen prozentualen Anteil des CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreises könnte nur dann erfolgen, wenn etwa über 40 Jahre eine gewisse möglichst geringe Leckage des Endlagers angenommen werden könnte. Des Weiteren ist die Kraftwerkflexibilität, aufgrund der bereits im Kapitel 5.1.3 genannten technischen Restriktionen zu denen im Wesentlichen die Druckhaltung innerhalb der leitungsgebundenen Transportinfrastruktur für das abgeschiedene CO<sub>2</sub> und die Einspeisedruckhaltung in den CO<sub>2</sub>-Speichern gehören, stark eingeschränkt. Die Investoren sind folglich zur Refinanzierung des Kapitalbedarfs auf eine möglichst hohe und nicht unterbrochene Vollastbenutzungsstundenzahl angewiesen. Schließlich steht die erste Generation dieser Kraftwerksinvestoren vor dem first-mover-Problem. Die Investoren müssen zusätzlich zu den drei kraftwerksspezifischen Kostenpositionen den initialen Kapitalbedarf sowohl für die Implementierung einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur aufbringen als auch die Explorationskosten für die CO<sub>2</sub>-Speicherstätten zunächst vorfinanzieren.

Im Ergebnis stehen neu zu errichtende Braun- und Steinkohlekraftwerke mit CCS-Technologie aufgrund der zusätzlichen Kostenpositionen de facto weit rechts in der Merit Order. Dort konkurrieren diese mit hochflexiblen und emissionsarmen Gaskraftwerken, welche darüber hinaus mit einem erheblich verringerten Kapitalbedarf errichtet werden können. Gleichzeitig verdrängt der Ausbau der Erneuerbaren Energien die fossilthermischen Kraftwerke, was zu einer weiteren Rechtsverschiebung der Merit Order führt. In Folge dessen ist diese Form der Kraftwerksinvestition mit einem überproportionalen Risiko behaftet und die notwendigen Voraussetzungen für einen Markteintritt der CCS-Technologie unter dem Aspekt der kurzfristigen Angebotsplanung und Vermarktung sind derzeit nicht gegeben. Damit sind die Aussichten für das Einspielen der höheren spezifischen Kapitalkosten als äußerst pessimistisch

---

<sup>338</sup> Vgl. Börse-online (2017).



einzuschätzen: CCS-Kraftwerke wären in einem reinen Energy-Only-Markt viel zu selten „*im Geld*“: Sie haben bei den derzeitigen CO<sub>2</sub>-Preisen bereits die konventionellen Anlagen – die bereits heute schlecht ausgelastet sind – als günstigere Wettbewerber vor sich.

Die Ergebnisse des 3. und 4. Kapitels sowie des 5. Kapitels zeigen, ob die in der Gegenwart gesetzten Rahmenbedingungen einen positiven Ausblick auf einen zukünftigen Markteintritt der CCS-Technologie für Investoren erkennen lassen.

Die Analyse der **rechtlichen Rahmenbedingungen** zeigen erhebliche Regelungslücken für die Einführung der CCS-Technologie auf. Derzeit gibt es lediglich ein Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG)<sup>339</sup>. Das KSpG beinhaltet eine Länderklausel (§ 2 KSpG), welche es dem jeweiligen Bundesland ermöglicht Anträge auf Zulassung eines CO<sub>2</sub>-Speichers zu genehmigen oder abzulehnen. Damit nutzt der Gesetzgeber bewusst die föderale Struktur aus und exkulpiert sich, zumindest teilweise, von seiner Verantwortung eine Entscheidung in Bezug auf die großtechnische Einführung der CCS-Technologie treffen zu müssen.

Die **Stakeholderanalyse** unterstützt die vorangegangene Argumentation. Hier konnte nachgewiesen werden, dass keiner der relevanten Stakeholder die absolute Vorteilhaftigkeit der CCS-Technologie als die Brückentechnologie auf dem Weg hin zu einer emissionsarmen Energiebereitstellung sieht. Vereinzelt wurde von den Stakeholdern mit der „*relativen Vorteilhaftigkeit*“ der CCS-Technologie als Second-Best-Lösung argumentiert. Diese relative Vorteilhaftigkeit wurde jedoch an die Bedingungen geknüpft, zunächst erheblich in die Forschung und Entwicklung der CCS-Technologie zu investieren. Vor dem Hintergrund der nahezu vollständigen Einstellung der Forschungsaktivitäten ist damit de facto die „*relative Vorteilhaftigkeit*“ der CCS-Technologie obsolet.

Im Bereich der **technologischen Lernraten** für die CCS-Technologie konnte eine erhebliche Spannbreite der Investitionskosten in Abhängigkeit vom eingesetzten CO<sub>2</sub>-Abtrennverfahren aufgezeigt werden. Die Lernkurveneffekte geben darüber hinaus keine Hinweise auf systematische Kostendegressionen in Verbindung mit der eingesetzten Technologie. Die Datenerhebung ist zu-

---

<sup>339</sup> Vgl KSpG (2012).

dem mit durchschnittlich 10 Jahren veraltet und basiert auf Kostenschätzungen, teilweise von den Anlagenherstellern selbst, welche bislang nicht durch realisierte Anlagen bestätigt werden konnte. Damit ist die Validität der Daten als zumindest kritisch zu betrachten.

Die Analyse der **sozialen Rahmenbedingungen** lässt erheblichen Widerstand von Seiten der Letztverbraucher im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie erkennen. Die in der Vergangenheit mit der Einführung solcher risikobehafteter Technologien gewonnenen Erfahrungen haben sogar zu einer Verstärkung der „NIMBY-Problematik“ hinzu einer „Don't-even-think-of-my-backyard-Problematik“ („DETOMB-Problematik“) geführt. Hiermit ist gemeint, dass die vermeintlich Betroffenen schon jetzt, noch vor einer Entscheidung über die potentielle Einführung der CCS-Technologie, ihren Unwillen dies zu akzeptieren bzw. zu befürworten adressieren.

Schließlich konnten im Kapitel 5.2 eindeutige Hinweise auf ein mögliches **Fristentransformationsversagen bei der Ausgestaltung des EU-ETS** aufgezeigt werden. Hierdurch wird das für eine Einführung der CCS-Technologie langfristig notwendige Preissignal unwahrscheinlicher und die zukünftige Realisierung einer wirtschaftlichen Opportunität gehemmt.

Zusammenfassend lassen die gegenwärtigen Rahmenbedingungen für einen Kraftwerksinvestor, welcher in ein fossilthermisches Kraftwerk mit CCS-Technologie bzw. die Nachrüstung dieser investieren möchte, keinen positiven Ausblick zu. Die **hinreichenden Voraussetzungen** für einen Markteintritt der CCS-Technologie werden hierdurch derzeit unterbunden und für die Zukunft als eher unwahrscheinlich eingestuft.

Anstelle der **bisherigen Zweiteilung** der Angebotsseite des Strommarktes müsste die Politik tatsächlich als Ersatz für fehlende europäische und internationale Anreize über eine **Dreiteilung** nachdenken mit den Anbietergruppen **Erneuerbare, CCS-Kraftwerke** und als letzten nach 2022 die **konventionellen fossilen Kraftwerke ohne CCS**.

Die CCS-Technologie wird nach den obigen Abschätzungen erst dann einen erfolgreichen Markteintritt vollziehen können, wenn vergleichbar mit den Erneuerbaren Energien ähnliche Förderungsinstrumente etabliert werden. Hierzu gehört vor allem ein Einspeisevorrang für fossilthermische Kraftwerke mit einer spezifischen Emissionsobergrenze auf Höhe eines Best-Available-Technology (BAT-)Gaskraftwerks. Diese Emissionsobergrenze können CCS-Kraftwerke unterbieten und gleichzeitig werden Anreize zur Nachrüstung von

CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen gesetzt. Der EU-ETS muss zur Bildung eines der tatsächlichen Güterknappheit von CO<sub>2</sub> entsprechenden Preissignals grundlegend reformiert werden: Der tendenzielle Zertifikateüberschuss müsste dauerhaft abgestellt werden. Die Mitgliedsstaaten dürfen sich in der Festlegung der Zertifikatmenge nicht mehr vorrangig am Wirtschaftswachstum des jeweiligen Landes orientieren, sondern müssten stärker die klimarelevanten Zertifikatshöchstmenge zugrunde legen. Darüber hinaus dürfen Zertifikate nicht mehr kostenlos zugeteilt werden um die Anreizwirkung hin zu einem emissionsarmen Wirtschaftssystem zu erhöhen. Des Weiteren müssen die zusätzlichen Kostenpositionen der CCS-Technologie durch eine auf die Letztverbraucher zu wälzende „CCS-Umlage“ analog zur EEG-Umlage kompensiert werden. Begründbar ist dies durch den Beitrag der CCS-Kraftwerke zur Versorgungssicherheit aufgrund ihrer Dargebotsunabhängigkeit im Vergleich zu den Erneuerbaren Energien.

Gleichzeitig kann der Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor dem Hintergrund einer zunehmenden Knappheit geeigneter Standorte, effizienter gesteuert werden. Darüber hinaus wird auch eine effizientere Koordination des Stromnetzausbaus ermöglicht. Schließlich müssten für einen erfolgreichen Markteintritt der CCS-Technologie der Gesetzgeber die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen, insbesondere für die Exploration und Nutzung geeigneter CO<sub>2</sub>-Speicherstätten sowie für die Implementierung des natürlichen Monopols in Form einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, schaffen.

Diese Überlegungen mit wirtschaftlichen Aspekten und politisch notwendigen Konsequenzen zeigen deutlich, warum es sowohl die bisherigen Kraftwerksbetreiber als auch politischen Anhänger der Erneuerbaren Energien im Strommarkt wenig wünschen, dass derart offen über die Integration der CCS-Technik in den Strommarkt diskutiert wird: Die Kosten und Mängel des bisherigen Designs würden dabei auch offenbar werden.

## 5.4. Grundkonsens bzw. Einstimmigkeitsregel als alternativer Ansatz zu marktlicher oder staatlicher Koordination

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Herausforderungen einer effizienten marktlichen bzw. staatlichen Koordination im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie in Deutschland aufgezeigt. Rationale Wirtschaftspolitik kann auch mittels alternativer Lösungsansätze organisiert werden und hierbei werden gleichfalls kollektive Entscheidungen mit dem Ziel Pareto-optimaler Ergebnisse angestrebt. Zu den alternativen Lösungsansätzen zählt der Grundkonsens bzw. die Einstimmigkeitsregel. Dieser alternative Lösungsansatz wird im Folgenden vor dem Hintergrund der Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland diskutiert.

Der Grundkonsens bzw. die Einstimmigkeitsregel stellt eine einstimmige Entscheidung aller Individuen einer Gesellschaft zu einem bestimmten Sachverhalt oder zu einer definierten Grundordnung dar. Diese kann als alternativer Ansatz zu marktlicher und staatlicher Koordination dann vorteilhaft sein, wenn sich alle Individuen in Bezug die getroffenen Entscheidungen uneingeschränkt sowie ohne äußeren Zwang kooperativ verhalten und diese freiwillig befolgen. Ein typisches Beispiel für einen Grundkonsens sind das Grundgesetz (GG) und die Menschenrechtscharta der Vereinten Nationen (AEMR)<sup>340</sup>. Einstimmige Entscheidungen unterliegen hierbei zweierlei Voraussetzungen:<sup>341</sup>

- Erstens müssen die Entscheidungssachverhalte hinreichend abstrakt sein, d.h. sie befinden sich auf einer konstitutionellen Ebene und decken einen langfristigen Zeitraum ab.
- Zweitens basiert ein Grundkonsens immer auf dem Schleier des Nichtwissens bzw. dem der Ungewissheit. Die Individuen treffen hierbei ihre Entscheidung ausschließlich auf der Grundlage ihres gegenwärtigen Wissens und können ihre zukünftige Situation nicht beurteilen. Die Individuen haben folglich zum Entscheidungszeitpunkt eine zukunftsgerichtete Informationsasymmetrie über künftige (Markt-) Entwicklungen.

Diese Form der Konsensfindung kann allerdings mit einigen teilweise erheblichen Nachteilen verbunden sein. Die Kosten der Konsensfindung können

---

<sup>340</sup> Allgemeine Erklärung der Menschenrechte von 1948.

<sup>341</sup> Vgl. Issing et al. (1988).

prohibitiv hoch sein, da der Entscheidungsprozess aufgrund der notwendigen Berücksichtigung von einer Vielzahl an Alternativen sich langwierig und komplex gestalten kann. Die Konsensfindungskosten steigen vor allem mit zunehmender Anzahl an Stakeholdern. Darüber hinaus gibt der Prozess der Konsensfindung den Stakeholdern Anreize zu taktischem Verhalten mit dem Ziel die Entschädigungszahlen zu maximieren, was zu negativen externen Effekten führen kann und letztendlich ein Pareto-optimales Ergebnis verhindert.

In Deutschland gibt es zwar einen Grundkonsens über die zukünftige Energieerzeugung. Parteiübergreifend wird von allen Stakeholdern der Transformationsprozess von einer fossilthermischen dominierten Energieerzeugung hin zu einer Energieerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien getragen. Der Staat koordiniert den energiewirtschaftlichen Transformationsprozess auf der postkonstitutionellen bundespolitischen Ebene als Planer und hat sich für eine direkte technologiespezifische Förderung der Erneuerbaren Energien, bspw. durch die Implementierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), entschieden. Die Umsetzung der direkten technologiespezifischen Förderung, d.h. der Ausbau der Erneuerbaren Energien, erfolgt durch die Marktteilnehmer selbst. Der Staat setzt hierbei die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch die Festlegung der Förderungshöhe, die Bestimmung der Dauer der Förderung und die Sicherstellung des ungehinderten Markteintritts, dem sog. Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus hat der Staat die Kerntechnik seit den Ereignissen im März 2011 in Fukushima als einzige Technologieoption für die Zukunft explizit ausgeschlossen.

Unterlagert wird dieser Transformationsprozess durch eine umfangreiche nationale sowie europäische Forschungsförderung zu denen bspw. das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung und auf europäischer Ebene das Forschungs- und Innovationsrahmenprogramm Horizon 2020 gehören. Die Bundesregierung nutzte jedoch den Grundkonsens nicht zur aktiven Unterstützung oder gar Einführung der CCS-Technologie. Geschuldet ist diese Entscheidung sehr wahrscheinlich den bereits oben beleuchteten wirtschaftlichen und politischen Dimensionen, die insgesamt das Scheitern mit den Betrachtungsweisen der politischen Ökonomie erklären. Demnach widmen sich die politischen Akteure bevorzugt denjenigen Themenkomplexen, welche ei-

nerseits für ihren politischen Machterhalt opportun sind und deren Eintrittswahrscheinlichkeit sowie dem daraus resultierenden öffentlichen Interesse andererseits hinreichend groß ist. Dieses öffentliche Interesse ist als ein weiteres Ergebnis der Stakeholderanalyse (siehe Kapitel 4.4) mit Blick auf die Anzahl der CCS-relevanten Dokumente für die CCS-Technologie derzeit nicht erkennbar.

Demzufolge wird trotz ihrer Möglichkeiten einer zuverlässigen Energiebereitstellung bei gleichzeitig signifikanter CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion als Übergangsmöglichkeit auf dem Weg hin zu den Erneuerbaren Energien die CCS-Technologie bisher explizit nicht staatlich gefördert und scheidet somit auf längere Zeit als zukünftige Technologieoption aus.



## 6. Fazit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Ursachenanalyse für die Nichteinführung der CCS-Technologie in Deutschland innerhalb der letzten Dekade (2007 bis 2017). Im Anschluss an die Einleitung (1. Kapitel) konnte im zweiten Kapitel aufgezeigt werden, dass die Nichteinführung der CCS-Technologie ursächlich nicht im Zusammenhang mit den technisch möglichen Abscheideverfahren steht. Die CCS-Technologie befindet sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium und kann mittelfristig für den Neubau sowie als Nachrüstlösung fossilthermischer Bestandskraftwerke zur Anwendung kommen. Der Einsatz dieser neuen Technologie ist jedoch mit Wirkungsgradverschlechterungen verbunden und in Folge dessen an einen höheren Brennstoffverbrauch gekoppelt. Deutschland besitzt darüber hinaus ausreichendes CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial ohne langfristig einer Nutzungskonkurrenz mit bestehenden Erdgasspeichern (Kavernen) gegenüber zu stehen. Aus technologischer Sicht ist die Implementierung eines natürlichen Monopols in Form einer leitungsgebundenen Transportinfrastruktur als effizient zu bewerten.

Die Ergebnisse des dritten Kapitels zeigen, dass sowohl Deutschland als auch die anderen europäischen Mitgliedsstaaten im Bereich der Forschung und Entwicklung der CCS-Technologie zurzeit nicht federführend agieren. Die Vereinigten Staaten von Amerika haben sowohl was die Technologieförderprogramme betrifft als auch im Bereich der Erprobung von CCS-Großanlagenkomponenten in diesem Kontext die Führungsrolle übernommen. In Folge dessen wurde das weltweit erste und bislang einzige fossilthermische Braunkohlekraftwerk mit integrierter CCS-Technologie im Oktober 2014 in der Stadt Estevan der kanadischen Provinz Saskatchewan in Betrieb genommen.

Im vierten Kapitel zeigt die Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen erhebliche Regelungslücken für die Einführung der CCS-Technologie auf. Derzeit gibt es lediglich ein Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). Das KSpG beinhaltet eine Länderklausel (§ 2 KSpG), welche es dem jeweiligen Bundesland ermöglicht Anträge auf Zulassung eines CO<sub>2</sub>-Speichers zu genehmigen oder abzulehnen. Damit nutzt der Gesetzgeber bewusst die föderale



Struktur aus und exkulpiert sich, zumindest teilweise, von seiner Verantwortung eine Entscheidung in Bezug auf die großtechnische Einführung der CCS-Technologie treffen zu müssen.

Die Stakeholderanalyse unterstützt die vorangegangene Argumentation. Hier konnte nachgewiesen werden, dass keiner der relevanten Stakeholder die absolute Vorteilhaftigkeit der CCS-Technologie als die Brückentechnologie auf dem Weg hin zu einer emissionsarmen Energiebereitstellung sieht. Vereinzelt wurde von den Stakeholdern mit der relativen Vorteilhaftigkeit der CCS-Technologie als Second-Best-Lösung argumentiert. Diese relative Vorteilhaftigkeit wurde jedoch an die Bedingungen geknüpft, zunächst erheblich in die Forschung und Entwicklung der CCS-Technologie zu investieren. Vor dem Hintergrund der nahezu vollständigen Einstellung der Forschungsaktivitäten ist damit de facto die relative Vorteilhaftigkeit der CCS-Technologie obsolet.

Im Bereich der technologischen Lernraten für die CCS-Technologie konnte eine erhebliche Spannbreite der Investitionskosten in Abhängigkeit vom eingesetzten CO<sub>2</sub>-Abtrennverfahren aufgezeigt werden. Die Lernkurveneffekte geben darüber hinaus keine Hinweise auf systematische Kostendegressionen in Verbindung mit der eingesetzten Technologie. Die Datenerhebung ist zudem mit durchschnittlich 10 Jahren veraltet und basiert auf Kostenschätzungen, teilweise von den Anlagenherstellern selbst, welche bislang nicht durch realisierte Anlagen bestätigt werden konnte. Damit ist die Validität der Daten als zumindest kritisch zu betrachten.

Die Analyse der sozialen Rahmenbedingungen lässt erheblichen Widerstand von Seiten der Letztverbraucher im Zusammenhang mit der Einführung der CCS-Technologie erkennen. Die in der Vergangenheit mit der Einführung solcher risikobehafteter Technologien gewonnenen Erfahrungen haben sogar zu einer Verstärkung der NIMBY-Problematik hinzu einer Don't-even-think-of-my-backyard-Problematik (DETOMB-Problematik) geführt. Hiermit ist gemeint, dass die vermeintlich Betroffenen schon jetzt, noch vor einer Entscheidung über die potentielle Einführung der CCS-Technologie, ihren Unwillen dies zu akzeptieren bzw. zu befürworten adressieren.

Schließlich konnten klare Hinweise auf ein mögliches Fristentransformationsversagen bei der Ausgestaltung des EU-ETS aufgezeigt werden. Hierdurch wird das für eine Einführung der CCS-Technologie langfristig notwendige Preissignal unwahrscheinlicher und die zukünftige Realisierung einer wirtschaftlichen Opportunität gehemmt.

Zusammenfassend lassen die gegenwärtigen Rahmenbedingungen für einen Kraftwerksinvestor, welcher in ein fossilthermisches Kraftwerk mit CCS-Technologie bzw. die Nachrüstung dieser investieren möchte, keinen positiven Ausblick zu. Die notwendigen Voraussetzungen für einen Markteintritt der CCS-Technologie werden hierdurch derzeit unterbunden und für die Zukunft als eher unwahrscheinlich eingestuft.

### **Ausblick**

An Stelle der bisherigen Zweiteilung der Angebotsseite des Strommarktes müsste die Politik tatsächlich als Ersatz für fehlende europäische oder internationale Anreize über eine Dreiteilung nachdenken mit den Anbietergruppen Erneuerbare, CCS-Kraftwerke und als letzten nach 2022 die konventionellen fossilen Kraftwerke ohne CCS.

Die CCS-Technologie wird nach den obigen Abschätzungen erst dann einen erfolgreichen Markteintritt vollziehen können, wenn vergleichbar mit den Erneuerbaren Energien ähnliche Förderungsinstrumente etabliert werden. Hierzu gehört vor allem ein Einspeisevorrang für fossilthermische Kraftwerke mit einer spezifischen Emissionsobergrenze auf Höhe eines Best-Available-Technology (BAT-) Gaskraftwerks. Diese Emissionsobergrenze können CCS-Kraftwerke unterbieten und gleichzeitig werden Anreize zur Nachrüstung von CO<sub>2</sub>-Abscheideanlagen gesetzt. Der EU-ETS muss zur Bildung eines der tatsächlichen Güterknappheit von CO<sub>2</sub> entsprechenden Preissignals grundlegend reformiert werden: Der tendenzielle Zertifikateüberschuss müsste dauerhaft abgestellt werden. Die Mitgliedsstaaten dürfen sich in der Festlegung der Zertifikatmenge nicht mehr vorrangig am Wirtschaftswachstum des jeweiligen Landes orientieren, sondern müssten stärker die klimarelevanten Zertifikatshöchstmenge zugrunde legen. Darüber hinaus dürfen Zertifikate nicht mehr kostenlos zugeteilt werden um die Anreizwirkung hin zu einem emissionsarmen Wirtschaftssystem zu erhöhen. Des Weiteren müssen die zusätzlichen Kostenpositionen der CCS-Technologie durch eine auf die Letztverbraucher zu wälzende „CCS-Umlage“ analog zur EEG-Umlage kompensiert werden. Begründbar ist dies durch den Beitrag der CCS-Kraftwerke zur Versorgungssicherheit aufgrund ihrer Dargebotsunabhängigkeit im Vergleich zu den Erneuerbaren Energien.

Gleichzeitig kann der Ausbau der Erneuerbaren Energien, vor dem Hintergrund einer zunehmenden Knappheit geeigneter Standorte, effizienter gesteuert werden. Darüber hinaus wird auch eine effizientere Koordination des Stromnetzausbaus ermöglicht. Schließlich müssten für einen erfolgreichen Markteintritt der CCS-Technologie der Gesetzgeber die notwendigen rechtlichen Voraussetzungen, insbesondere für die Exploration und Nutzung geeigneter CO<sub>2</sub>-Speicherstätten sowie für die Implementierung des natürlichen Monopols in Form einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur, schaffen.

Diese Überlegungen mit wirtschaftlichen Aspekten und politisch notwendigen Konsequenzen zeigen deutlich, warum es sowohl die bisherigen Kraftwerksbetreiber als auch politischen Anhänger der Erneuerbaren Energien im Strommarkt wenig wünschen, dass derart offen über die Integration der CCS-Technik in den Strommarkt diskutiert wird: Die Kosten und Mängel des bisherigen Designs würden dabei auch offenbar werden.

# Literaturverzeichnis

## [AARA 2009]

H.R. 1 (111th): American Recovery and Reinvestment Act of 2009, (2009).

Verfügbar: <https://www.govtrack.us/congress/bills/111/hr1/text>. (Zugriff: 25.12.2016).

## [AGEB 2016]

(AGEB): AG Energiebilanzen e. V.: Auswertungstabellen, (2016).

Verfügbar: <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (Zugriff: 14.03.2017).

## [Arrow 1962]

ARROW, K.J.: The economic implications of learning by doing. *Rev. Econ. Stud.*, 155–173, (1962).

## [Bachu 2002]

BACHU, S.: Sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climatic change: Road map for site selection using the transform of the geological space into CO<sub>2</sub> phase. *Energy Conversion and Management*, 43, S. 87-102, (2002).

## [Bachu 2008]

BACHU, S.: Comparison between Methodologies Recommended for Estimation of CO<sub>2</sub> Storage Capacity in Geological Media by the CSLF Task Force on CO<sub>2</sub> Storage Capacity Estimation and the USDOE Capacity and Fairways Subgroup of the Regional Carbon Sequestration Partnerships Program. Phase III Report, (2008).

Verfügbar: <http://www.cslforum.org/documents/PhaseIIIReportStorageCapacityEstimationTaskForce0408.pdf> (Zugriff: 15.11.2016).

## [Battelle 2005]

BATTELLE: The Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (MRCSP) Phase I Final Report, DE-FC26-03NT41981, (2005).

Verfügbar: [http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/MRCSP\\_Phase\\_I\\_Final.pdf](http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/MRCSP_Phase_I_Final.pdf) (Zugriff: 16.12.2016).

## [BDEW n.d.]

(BDEW. n.d.): Jahresvolllaststunden der Kraftwerke in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2015 (in Stunden), Statista, (2017).

Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37610/umfrage/jahresvolllaststunden-deutscher-kraftwerke-im-jahr-2009/> (Zugriff: 14.03.2017).

**[BDEW 2010]**

(BDEW): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Positionspapier, Umsetzung der EU-CCS-Richtlinie in Deutschland: Klimaschutz durch Transport- und Speichereinfrastuktur für CO<sub>2</sub>, Berlin, 17. Juni 2010, (2010).

Verfügbar: [www.iz-klima.de/w/files/positionen/bdew\\_positionspapier\\_ccs.pdf](http://www.iz-klima.de/w/files/positionen/bdew_positionspapier_ccs.pdf) (Zugriff: 19.08.2016).

**[BDEW 2016]**

(BDEW): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/daten-grafik-de> (Zugriff: 20.08.2016).

**[BE-Drs. 17/2500 2015]**

(Drucksache 17/2500): Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Neue Energie für Berlin – Zukunft der energiewirtschaftlichen Strukturen“, In Durchführung des vom Abgeordnetenhaus in seiner 47. Sitzung am 8. Mai 2014 gefassten Beschlusses in Verbindung mit dem in seiner 63. Sitzung am 23. April 2015 gefassten Erweiterungsbeschluss wird gemäß Abschnitt III des Einsetzungsbeschlusses der Abschlussbericht der Enquete-Kommission "Neue Energie für Berlin" vorgelegt, Berlin, den 3. November 2015, (2015).

Verfügbar: <http://www.parlament-berlin.de/ados/17/IIIPlen/vorgang/d17-2500.pdf> (Zugriff: 06.08.2016).

**[Bentham et al. 2005]**

BENTHAM M./KIRBY G.: CO<sub>2</sub> Storage in Saline Aquifers, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. 60 (2005) 3, S.559-567, (2005).

**[BGR 2016]**

(BGR): Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Energiestudie 2016, Excel-Tabellen zur Energiestudie 2016 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, (2016).

Verfügbar: [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie\\_2016\\_Tabellen.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2016_Tabellen.xlsx?__blob=publicationFile&v=1) (Zugriff: 12.03.2017).

**[BImSchG 2013]**

(BImSchG): Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 30. November 2016 (BGBl. I S. 2749) geändert worden ist, (2013).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/bimsg/> (Zugriff: 04.10.2016).

**[BMW i et al. 2007]**

(BMW i): Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/(BMU) Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit/(BMBF) Bundesministerium für Bildung und Forschung (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMW i, BMU und BMBF für die Bundesregierung. Kabinettsbericht 19. September 2007, (2007).

Verfügbar: [www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kabinettsbericht\\_ccs.pdf](http://www.bundesumweltministerium.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kabinettsbericht_ccs.pdf) (Zugriff: 12.11.2016).

**[BMW i 2017]**

(BMW i): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Dossier – Erneuerbare Energien, (2017).

Verfügbar: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (Zugriff: 15.03.2017).

**[BNetzA 2015]**

(BNetzA): Internetauftritt der Bundesnetzagentur, (2015).

Verfügbar: <http://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>. (Zugriff: 10.12.2015).

**[BörsG 2007]**

(BörsG): Börsengesetz vom 16. Juli 2007 (BGBl. I S. 1330, 1351), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 30. Juni 2016 (BGBl. I S. 1514) geändert worden ist, (2007).

Verfügbar: [https://www.gesetze-im-internet.de/b\\_rsg\\_2007/BJNR135100007.html#BJNR135100007BJNG000100000](https://www.gesetze-im-internet.de/b_rsg_2007/BJNR135100007.html#BJNR135100007BJNG000100000) (Zugriff: 14.03.2017).

**[Börse-online 2017]**

(Börse-online): boerse-online.de: Home > Rohstoffe > CO<sub>2</sub> European Emission Allowances > Historisch, (2017).

Verfügbar: [http://www.boerse-online.de/rohstoffe/historisch/co2-emissionsrechte/EURO/1.1.2005\\_31.12.2016](http://www.boerse-online.de/rohstoffe/historisch/co2-emissionsrechte/EURO/1.1.2005_31.12.2016) (Zugriff: 10.03.2017).

**[BP 2015]**

(BP p.l.c.): BP Energy Outlook 2035, London, United Kingdom, (2015).

Verfügbar: <http://www.bp.com/energyoutlook> (Zugriff: 15.03.2017).

**[Bradshaw et al. 2007]**

BRADSHAW, J./ BACHU, S. / BONIJOLY, D. / BURRUSS, R. / HOLLOWAY, S. / CHRISTENSEN, N.P. / MATHIASSEN O.M.: CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Issues and development of standards. International Journal of Greenhouse Gas Control, (2007)1. S. 62-68, (2007).

**[Broeck et al. 2007]**

BROECK, M. van d.; FAAJI, A.; TURKENBURG, W.: Planning for an Electricity Sector with Carbon Capture and Storage - Case of the Netherlands. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2 (2007), S. 105–129, (2007).

**[BT-Drs. 16/12782 2009]**

(Drucksache 16/12782): Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid, (2009).  
Verfügbar: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/127/1612782.pdf> (Zugriff: 06.09.2016).

**[BT-Drs. 17/6513 2011]**

(Drucksache 17/6513): Entschließungsantrag der Abgeordneten Oliver KRISCHER, Ingrid NESTLE, Cornelia BEHM, Dr. Valerie WILMS, Dorothea STEINER, Hans-Josef FELL, Bärbel HÖHN, Sylvia KOTTING-UHL, Undine KURTH (Quedlinburg), Nicole MAISCH, Dr. Hermann OTT, Harald EBNER, Bettina HERLITZIUS, Dr. Anton HOFREITER, Stephan KÜHN, Friedrich OSTENDORFF, Claudia ROTH (Augsburg), Markus TRESSEL, Daniela WAGNER und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN zu der dritten Beratung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung – Drucksachen 17/5750, 17/6507 – Entwurf eines Gesetzes zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid Erneuerbare Energien und Energie-effizienz statt Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) aus der Kohleverstromung, (2011).  
Verfügbar: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/065/1706513.pdf> (Zugriff: 08.08.2016).

**[BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2015]**

(BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Beschluss: Ändern wir die Politik, nicht das Klima!, 39. Ordentliche Bundesdelegiertenkonferenz in Halle, 20.-22. November 2015, (2015).  
Verfügbar: [https://www.gruene.de/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/BDK\\_2015\\_Halle/BDK15\\_GW-KS-02\\_A\\_ndern\\_wir\\_die\\_Politik\\_\\_nicht\\_\\_das\\_Klima.pdf](https://www.gruene.de/fileadmin/user_upload/Dokumente/BDK_2015_Halle/BDK15_GW-KS-02_A_ndern_wir_die_Politik__nicht__das_Klima.pdf) (Zugriff: 12.08.2016).

**[BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN 2016]**

(BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN): Internetauftritt der BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN, Bundesgeschäftsstelle, (2016).  
Verfügbar: <https://www.gruene.de/startseite.html> (Zugriff: 20.08.2016).

**[Capalbo 2005]**

CAPALBO, S: Big Sky Carbon Sequestration Partnership – Phase I, Final Technical Report, DE-FC26-03NT41995, (2005).  
Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/bigsky---final-report.pdf> (Zugriff: 16.12.2016).

**[CDU 2007]**

(CDU): Freiheit und Sicherheit. Grundsätze für Deutschland, Das Grundsatzprogramm. Beschlossen vom 21. Parteitag in Hannover, 3. – 4. Dezember 2007, (2007).

Verfügbar: [https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/071203-beschluss-grundsatzprogramm-6-navigierbar\\_1.pdf?file=1&type=field\\_collection\\_item&id=1918](https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/071203-beschluss-grundsatzprogramm-6-navigierbar_1.pdf?file=1&type=field_collection_item&id=1918) (Zugriff: 04.08.2016).

**[CDU/CSU 2005]**

(CDU/CSU): Deutschlands Chancen nutzen. Wachstum. Arbeit. Sicherheit. Regierungsprogramm 2005 – 2009, Verabschiedet in einer gemeinsamen Sitzung des Bundesvorstands der CDU und des Parteivorstands der CSU, Berlin, 11. Juli 2005, (2005).

Verfügbar: [http://www.kas.de/upload/ACDP/CDU/Programme\\_Bundestag/2005-2009\\_Regierungsprogramm\\_Deutschlands-Chancen-nutzen\\_Wachstum-Arbeit-Sicherheit.pdf](http://www.kas.de/upload/ACDP/CDU/Programme_Bundestag/2005-2009_Regierungsprogramm_Deutschlands-Chancen-nutzen_Wachstum-Arbeit-Sicherheit.pdf) (Zugriff: 14.08.2016).

**[CDU/CSU 2009]**

(CDU/CSU): Wir haben die Kraft– gemeinsam für unser Land, Regierungsprogramm 2009 – 2013, Verabschiedet in einer gemeinsamen Sitzung des Bundesvorstands der CDU und des Parteivorstandes der CSU Berlin, 28. Juni 2009, (2009).

Verfügbar: [http://www.kas.de/upload/ACDP/CDU/Programme\\_Bundestag/2009-2013\\_Regierungsprogramm\\_Wir-haben-die-Kraft\\_Gemeinsam-fuer-unser-Land.pdf](http://www.kas.de/upload/ACDP/CDU/Programme_Bundestag/2009-2013_Regierungsprogramm_Wir-haben-die-Kraft_Gemeinsam-fuer-unser-Land.pdf) (Zugriff: 11.09.2016).

**[CDU/CSU 2013]**

(CDU/CSU): Gemeinsam erfolgreich für Deutschland, Regierungsprogramm 2013 – 2017, (2013).

Verfügbar: <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/regierungsprogramm-2013-2017-langfassung-20130911.pdf> (Zugriff: 11.09.2016).

**[CDU/CSU 2016]**

(CDU/CSU): Internetauftritt der CDU/CSU Bundestagsfraktion, CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag, Platz der Republik 1, 11011 Berlin, (2016).

Verfügbar: <https://www.cducsu.de/> (Zugriff: 10.08.2016).



**[CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 2008]**

(CLP-Verordnung (EG) Nr. 1272/2008): VERORDNUNG (EG) Nr. 1272/2008 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, (2008).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32008R1272&from=DE> (Zugriff: 06.02.2017).

**[CO-Pipeline-Gesetz 2006]**

(CO-Pipeline-Gesetz): Gesetz über die Errichtung und den Betrieb einer Rohrleitungsanlage zwischen Dormagen und Krefeld-Uerdingen vom 21. März 2006, (2006).

Verfügbar: [https://recht.nrw.de/lmi/owa/br\\_bes\\_text?anw\\_nr=2&gld\\_nr=2&ugl\\_nr=214&bes\\_id=8967&aufgehoben=N&menu=1&sg=0](https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_bes_text?anw_nr=2&gld_nr=2&ugl_nr=214&bes_id=8967&aufgehoben=N&menu=1&sg=0) (Zugriff: 17.12.2017).

**[Covestro 2015]**

o.V.: Internetauftritt der CO-Pipeline der Covestro AG, (2015).

Verfügbar: <http://www.covestro.de/Projects-and-Cooperations/Rohstoffverbund-Nordrhein-Westfalen/CO-Pipeline.aspx>. (Zugriff: 17.12.2017).

**[CSU 2016]**

(CSU): Die Ordnung Grundsatzprogramm der Christlich-Sozialen Union, Leitantrag, (2016).

Verfügbar: [http://www.csu.de/common/\\_migrated/csucontent/grundsatzprogramm.pdf](http://www.csu.de/common/_migrated/csucontent/grundsatzprogramm.pdf) (Zugriff: 16.08.2016).

**[Damen 2007]**

DAMEN, Kay J.: Reforming Fossil Fuel Use - The Merits, Costs and Risk of Carbon Dioxide Capture and Storage, Utrecht University, Utrecht, (2007).

**[Destatis 2017]**

(Destatis): Statistisches Bundesamt: Startseite > Publikationen > Thematische > Veröffentlichungen > Preise > Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte (Inlandsabsatz) - Lange Reihen der Fachserie 17 Reihe 2 ,(2017).

Verfügbar: <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreiseLangeReihen.html> (Zugriff: 08.02.2017).

**[DGB 2013]**

(DGB): Deutscher Gewerkschaftsbund: Wohlstand, gute Arbeitsplätze und gutes Klima nur mit sozialer Energiewende, Gut für Klima, Arbeitsplätze und Wohlstand. Wege zu einer sozial-ökologischen Energiewende, Pressemitteilung Nr 134, vom 24.07.2013, (2013).

Verfügbar: <http://www.dgb.de/presse/++co++d17cc260-eeef-11e2-b97c-00188b4dc422>  
(Zugriff: 28.12.2016).

**[DGB 2016]**

(DGB): Deutscher Gewerkschaftsbund: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <http://www.dgb.de/> (Zugriff: 29.12.2016).

**[DIE LINKE 2005]**

(DIE LINKE): Wahlprogramm zu den Bundestagswahlen 2005, Beschluss der 2. Tagung des 9. Parteitages, Berlin, 27. August 2005, (2005).

Verfügbar: <http://die-linke.de/fileadmin/download/wahlen/bundestagswahlprogramm2005.pdf> (Zugriff: 05.07.2016).

**[DIE LINKE 2009]**

(DIE LINKE): Konsequent sozial, Für Demokratie und Frieden, Bundestagswahlprogramm 2009, Beschluss des Bundestagswahlparteitages der Partei DIE LINKE, 20. und 21. Juni 2009 in Berlin, (2009).

Verfügbar: <https://www.die-linke.de/die-linke/wahlen/archiv/archiv-bundestagswahl-2009/positionen/wahlprogramm/bundestagswahl/> (Zugriff: 04.07.2016).

**[DIE LINKE 2012a]**

(DIE LINKE): DISPUT, Februar 2012, Wohnen und Mieten – Was will DIE LINKE?, ISSN 0948–2407, (2012).

Verfügbar: [http://www.die-linke.de/fileadmin/download/disput/2012/disput\\_februar2012.pdf](http://www.die-linke.de/fileadmin/download/disput/2012/disput_februar2012.pdf) (Zugriff: 04.07.2016).

**[DIE LINKE 2012b]**

(DIE LINKE): DISPUT, April 2012, Ein großer Kompromiss, Anita Tack, seit 2009 Ministerin für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz in Brandenburg, über Lebensqualität, Agnes und unkomplizierte Typen, (2012).

Verfügbar: [https://www.die-linke.de/index.php?id=181&tx\\_ttnews\[tt\\_news\]=17947&tx\\_ttnews\[backPid\]=154&no\\_cache=1](https://www.die-linke.de/index.php?id=181&tx_ttnews[tt_news]=17947&tx_ttnews[backPid]=154&no_cache=1) (Zugriff: 04.07.2016).

**[DIE LINKE 2013]**

(DIE LINKE): 100 % sozial Wahlprogramm, Wahlprogramm der Partei DIE LINKE zur Bundestagswahl 2013, beschlossen auf dem Bundestagswahlparteitag, Dresden, 14. Bis 16. Juni 2013, zur Bundestagswahl 2013, (2013).

Verfügbar: [https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlen2013/bundestagswahlprogramm/bundestagswahlprogramm2013\\_langfassung.pdf](https://www.die-linke.de/fileadmin/download/wahlen2013/bundestagswahlprogramm/bundestagswahlprogramm2013_langfassung.pdf) (Zugriff: 03.07.2016).

**[DIE LINKE 2016]**

(DIE LINKE): Internetauftritt der Bundestagsfraktion DIE LINKE, Bundesgeschäftsstelle, Kleine Alexanderstraße 28, 10178 Berlin, (2016).

Verfügbar: <https://www.die-linke.de/die-linke/aktuell/> (Zugriff: 01.08.2016).

**[DIP 2016]**

(DIP): DIP (Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge) ist das gemeinsame Informationssystem von Bundestag und Bundesrat, (2016).

Verfügbar: <https://dipbt.bundestag.de/dip21.web/bt> (Zugriff: 10.08.2016).

**[DOE/NETL 2010]**

DOE/NETL: Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap, (2010).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon%20Seq/Reference%20Shelf/CCSRoadmap.pdf> (Zugriff: 22.12.2016).

**[Duckat et al. 2004]**

DUCKAT R./TREBER M./BALS C./KIER G.: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und –lagerung als Beitrag zum Klimaschutz? Ergebnisse des „IPCC Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage“ vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch, (2004).

Verfügbar: <http://www.germanwatch.org/rio/ccs04.pdf> (Zugriff: 04.11.2016).

**[Duden Online-Wörterbuch 2016]**

o.V.: Internetauftritt des Dudenverlags, (2016).

Verfügbar: <http://www.duden.de/rechtschreibung/Stakeholder> (Zugriff: 18.10.2016).

**[DPG 2005]**

(DPG): Deutsche Physikalische Gesellschaft: Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990–2020. Bad Honnef, (2005).

Verfügbar: [http://www.dpg-physik.de/static/info/klimastudie\\_2005.pdf](http://www.dpg-physik.de/static/info/klimastudie_2005.pdf) (Zugriff: 06.11.2016).

**[EEG 2017]**

(EEG): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, (2017).

Verfügbar: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/BJNR106610014.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html) (Zugriff: 13.03.2017).

**[EEPR 2016]**

(EEPR): European Energy Programme for Recovery: Internetauftritt der EU-Kommission mit einer Liste der geförderten Projekte, (2016).

Verfügbar: <http://ec.europa.eu/energy/eepr/projects/> (Zugriff: 01.12.2016).

**[EEX 2017]**

(EEX): European Energy Exchange AG: EEX Startseite / Marktdaten / Umweltprodukte / Auktionsmarkt, (2017).

Verfügbar: <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt> (Zugriff: 10.03.2017).

**[EKD 2016]**

(EKD): Evangelische Kirche in Deutschland: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <http://www.ekd.de/> (Zugriff: 22.12.2016).

**[EKiR 2013]**

(EKiR): Evangelische Kirche im Rheinland: Diskussionspapier: Kernpunkte für ein nachhaltiges Energiekonzept, 2. ÜBERARBEITETE FASSUNG, (2013).

Verfügbar: [http://www.ekd.de/agu/download/2013\\_EKiR\\_energiekonzept\\_diskussionspapier.pdf](http://www.ekd.de/agu/download/2013_EKiR_energiekonzept_diskussionspapier.pdf) (Zugriff: 22.12.2016).

**[EU-RL 2008/1/EG 2008]**

(EU-RL 2008/1/EG): RICHTLINIE 2008/1/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 15. Januar 2008 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung, (2008).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32008L0001&from=DE> (Zugriff: 03.02.2017).

**[EU-RL 2009/28/EG 2009]**

(EU-RL 2009/28/EG): RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, (2009).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0028&from=DE> (Zugriff: 02.02.2017).

**[EU-RL 2009/29/EG 2009]**

(EU-RL 2009/29/EG): RICHTLINIE 2009/29/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, (2009).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32009L0029&from=DE> (Zugriff: 03.02.2017).

**[EU-RL 2009/31/EG 2009]**

(EU-RL 2009/31/EG): RICHTLINIE 2009/31/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006, (2009).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:L0031&from=DE> (Zugriff: 02.02.2017).

**[EU-RL 2011/92/EU 2011]**

(EU-RL 2011/92/EU): RICHTLINIE 2011/92/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten, (2011).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32011L0092&from=DE> (Zugriff: 06.02.2017).

**[EU 406/2009/EG 2009]**

(EU): Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union, ENTSCHEIDUNG Nr. 406/2009/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen mit Blick auf die Erfüllung der Verpflichtungen der Gemeinschaft zur Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2020, (2009).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:D0406&from=DE> (Zugriff: 11.03.2017).

**[EU-EHS 2014]**

(EU-EHS): VERORDNUNG (EU) Nr. 176/2014 DER KOMMISSION vom 25. Februar 2014 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 1031/2010 insbesondere zur Festlegung der im Zeitraum 2013-2020 zu versteigernden Mengen Treibhausgasemissionszertifikate, (2014).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014R0176&from=EN> (Zugriff: 12.03.2017).

**[Fahl et al. 2012]**

FAHL, Ulrich, BLESL, Markus, VOB, Alfred: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland – Szenarioanalysen bis 2030, in ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN, 62. Jg. (2012) Heft 8, (2012).

Verfügbar: [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen\\_2012\\_08\\_fahl.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_08_fahl.pdf) (Zugriff: 28.07.2016).

**[Falwell 2013]**

FALWELL, P: Center for Climate and Energy Solutions: U.S. Department of Energy (DOE) investment in carbon capture and storage (CCS), (2013).

Verfügbar: <http://www.c2es.org/docUploads/doe-ccs-memo-09-20-13.pdf>. (Zugriff: 20.12.2016).

**[FDP 2005]**

(FDP): Wahlprogramm: Arbeit hat Vorfahrt, Deutschlandprogramm 2005, (2005).

Verfügbar: <https://www.fdp.de/files/653/fdp-wahlprogramm.pdf> (Zugriff: 06.09.2016).

**[FDP 2009]**

(FDP): Die Mitte stärken. Deutschland-programm 2009, Programm der Freien Demokratischen Partei zur Bundestagswahl 2009 beschlossen auf dem Bundesparteitag vom 15.-17. Mai 2009 in Hannover, (2009).

Verfügbar: [https://www.fdp.de/files/565/Deutschlandprogramm09\\_Endfassung.pdf](https://www.fdp.de/files/565/Deutschlandprogramm09_Endfassung.pdf) (Zugriff: 04.09.2016).

**[FDP 2013]**

(FDP): Bürgerprogramm 2013 Programm der Freien Demokratischen Partei zur Bundestagswahl 2013, beschlossen auf dem Bundesparteitag vom 4. bis 5. Mai 2013 in Nürnberg, Herausgeber Freie Demokratische Partei, Bundesgeschäftsstelle Thomas-Dehler-Haus, Reinhardtstraße 14, 10117 Berlin, (2013).

Verfügbar: [https://www.fdp.de/files/408/B\\_rgerprogramm\\_A5\\_Online\\_2013-07-23.pdf](https://www.fdp.de/files/408/B_rgerprogramm_A5_Online_2013-07-23.pdf) (Zugriff: 03.09.2016).

**[FDP 2016]**

(FDP): Internettauftritt der Freie Demokratische Partei, Bundesgeschäftsstelle, Reinhardtstrasse 14, 10117 Berlin, (2016).

Verfügbar: <https://www.fdp.de/> (Zugriff: 23.07.2016).

**[Finkenrath 2005]**

FINKENRATH, M.: Speicherung von CO<sub>2</sub> in Aquiferen - die Lösung unseres Klimaproblems? Vortrag im Rahmen der mündlichen Prüfung, (2005).

Verfügbar: [www.brennstoffzellen.rwth-aachen.de/Promotionen/062305\\_finkenrath\\_promotionsvortrag.pdf](http://www.brennstoffzellen.rwth-aachen.de/Promotionen/062305_finkenrath_promotionsvortrag.pdf) (Zugriff: 01.11.2016).

**[Finley 2005]**

FINLEY, R: An Assessment of Geological Carbon Sequestration Options in the Illinois Basin, Final Report, DE-FC26-03NT41994, (2005).

Verfügbar: [http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/MGSC-phase1\\_final\\_rpt.pdf](http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/MGSC-phase1_final_rpt.pdf) (Zugriff: 16.12.2016).

**[Folger 2014]**

FOLGER, P: Carbon Capture and Sequestration: Research, Development, and Demonstration at the U.S. Department of Energy, Congressional Research Service, R42496, (2014).

Verfügbar: <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42496.pdf>. (Zugriff: 18.12.2016).

**[Franzenburg 2015]**

FRANZENBURG, Anja: Deutsche wollen keine Kohle, in Greenpeace Deutschland e. V., vom 10.12.2015, (2015).

Verfügbar: <http://www.greenpeace.de/themen/energiewende/deutsche-wollen-keine-kohle> (Zugriff: 18.10.2016).

**[Fraunhofer ISI et al. 2006]**

Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung/ (BGR) Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe/(UBA) Umweltbundesamtes (Hrsg.) (2006): Bewertung von Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und –Deponierung. Dessau 2006, (2006).

Verfügbar: <http://www.umweltbundesamt.de/klimaschutz/> (Zugriff: 17.11.2016).

**[GasNEV 2005]**

(GasNEV): Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 4. November 2016 (BGBl. I S. 2473) geändert worden ist, (2005).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/> (Zugriff: 01.02.2017).

**[Germanwatch 2009]**

(Germanwatch): Hintergrundpapier: CO<sub>2</sub>-ABSCHEIDUNG UND -LAGERUNG (CCS) IN DEUTSCHLAND, von Gabriela VON GOERNE, ISBN 978-3-939846-46-8, April 2009, (2009).

Verfügbar: [www.germanwatch.org/klima/ccsdeu09.htm](http://www.germanwatch.org/klima/ccsdeu09.htm) (Zugriff: 10.07.2016).

**[Germanwatch 2011]**

(Germanwatch): Hintergrundpapier: BEWEGUNG IN DER CCS-DEBATTE, EINE BEWERTUNG DER ENTSCHEIDUNGEN BEIM KLIMAGIPFEL IN CANCÚN, von Manfred TREBER, ISBN 978-3-939846-86-4, Juni 2011, (2011).

Verfügbar: <http://www.germanwatch.org/klima/cancun-ccs.htm> (Zugriff: 10.07.2016).

**[Germanwatch 2015a]**

(Germanwatch): Rechenschaftsbericht des Vorstands 2014-2015, Germanwatch e. V., 12. November 2015, (2015).

Verfügbar: [www.germanwatch.org/de/11203](http://www.germanwatch.org/de/11203) (Zugriff: 07.07.2016).

**[Germanwatch 2015b]**

(Germanwatch): 25 Jahre Germanwatch, 25 Stationen und Erfolge, Germanwatch e. V., (2015).

Verfügbar: <http://germanwatch.org/de/download/14406.pdf> (Zugriff: 07.07.2016).

**[Germanwatch 2016]**

(Germanwatch): Internetauftritt von Germanwatch e. V., (2016).

Verfügbar: <http://germanwatch.org/de/startseite> (Zugriff: 11.07.2016).

**[GESTIS 2016]**

o. A.: GESTIS-Stoffdatenbank, (2016).

Verfügbar: <http://gestis.itrust.de> (Zugriff: 15.11.2016).

**[Göttlicher 1999]**

GÖTTLICHER, G.: Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Düsseldorf, VDI Verlag, (1999).

**[Gollakota 2014]**

GOLLAKOTA, S. and McDONALD, S: Commercial-scale CCS Project in Decatur, Illinois: Construction Status and Operational Plans for Demonstration, Energy Procedia, Vol 63, pp 5986-5993, (2014).

**[Greenpeace 2008]**

(Greenpeace): CCS-Studie: Falsche Hoffnung, Warum CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung das Klima nicht retten werden, Greenpeace International, Ottho Heldringstraat 5, 1066 AZ Amsterdam, Mai 2008, (2008).

Verfügbar: [http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/CCS\\_Studie\\_False\\_Hope\\_2008\\_d\\_0.pdf](http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/CCS_Studie_False_Hope_2008_d_0.pdf) (Zugriff: 04.11.2016).

**[Greenpeace 2009]**

(Greenpeace): Kurzstellungnahme zum Referentenentwurf des CCS-Gesetzes, von Greenpeace Deutschland e. V., Hannover, 09. Februar 2009, (2009).

Verfügbar: [http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/Stellungnahme\\_CCS\\_Gesetz\\_01\\_0.pdf](http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/Stellungnahme_CCS_Gesetz_01_0.pdf) (Zugriff: 08.11.2016).



**[Greenpeace 2016]**

(Greenpeace): Internetauftritt von Greenpeace Deutschland e. V., (2016).

Verfügbar: <http://www.greenpeace.de/> (Zugriff: 10.11.2016).

**[Grotzinger 2008]**

GROTZINGER, J./JORDAN, T. H./PRESS, F./SIEVER, R.: Allgemeine Geologie. 5. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2008, (2008).

**[GWB 2013]**

(GWB): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist, (2013).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/gwb/BJNR252110998.html#BJNR252110998BJNG000103360> (Zugriff: 06.03.2017).

**[Hansa 2016]**

(Hansa): Boom im Neubau von LNG-Tankern, (2016).

Verfügbar: <http://www.hansa-online.de> (Zugriff: 08.11.2016).

**[HB-Drs. 17 / 1228 2010]**

(Drucksache 17 / 1228): Antrag der Fraktionen Bündnis 90/Die Grünen und der SPD: Keine Kohlendioxid-Endlager in Bremen, BREMISCHE BÜRGERSCHAFT, Landtag 17. Wahlperiode, den 18. 03. 2010, (2010).

Verfügbar: [http://www.gruene-fraktion-bre-men.de/fileadmin/media/LTF/fraktionbremen\\_de/homepage/buergerschaftsarchiv/antrag\\_keine\\_kohlendioxidendlager\\_in\\_bre/antrag\\_keine\\_kohlendioxidendlager\\_in\\_bre.pdf](http://www.gruene-fraktion-bre-men.de/fileadmin/media/LTF/fraktionbremen_de/homepage/buergerschaftsarchiv/antrag_keine_kohlendioxidendlager_in_bre/antrag_keine_kohlendioxidendlager_in_bre.pdf) (Zugriff: 25.08.2016).

**[Hendriks et al. 2000]**

HENDRIKS, C.A./WILDENBORG, A.F.B. / BLOK, K. / FLORIS, F. / WEES, J.D. van (2000): Costs of Carbon Dioxide Removal by Underground Storage. Paper presented at the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), Cairns (Australia), August 13-16, 2000, (2000).

**[Hendriks 2007]**

HENDRIKS, C.: Carbon Capture and Storage. UNFCCC Secretariat, Financial and Technical Support Programs, (2007).

Verfügbar: [http://unfccc.int/files/cooperation\\_and\\_support/financial\\_mechanism/application/pdf/hendriks.pdf](http://unfccc.int/files/cooperation_and_support/financial_mechanism/application/pdf/hendriks.pdf) (Zugriff: 04.02.2017).

**[HH-Drs. 20/4601 2012]**

(Drucksache 20/4601): Schriftliche Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Kurt DUWE, Dr. Thomas-Sönke KLUTH und Finn-Ole RITTER (FDP) vom 29.06.12 und Antwort des Senats, Betr.: Pläne zur Nutzung der Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologie in der Metropolregion Hamburg, BÜRGERSCHAFT DER FREIEN UND HANSESTADT HAMBURG, 20. Wahlperiode, den 06.07.2012, (2012).

Verfügbar: [www.kurt-duwe.name/doku/Drs20-04601-SKA\\_CCS.pdf](http://www.kurt-duwe.name/doku/Drs20-04601-SKA_CCS.pdf) (Zugriff: 08.05.2016).

**[IEA 2002]**

(IEA): International Energy Agency: Solutions for the 21st Century Zero Emissions Technologies for Fossil Fuels - Status Report, IEA, Paris, (2002).

**[IEA 2004]**

(IEA): International Energy Agency: Prospects for CO<sub>2</sub> Capture and Storage, Paris, (2004).

**[IEA 2008]**

(IEA): International Energy Agency: World Energy Outlook – 2008, IEA/OECD, Paris, (2008).

**[InfraStrPlanVBeschlG 2006]**

(InfraStrPlanVBeschlG): Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG k. a. Abk.), G. v. 09.12.2006 BGBl. I S. 2833, 2007 I S. 691, Geltung ab 17.12.2006, (2006).

Verfügbar: <https://www.buzer.de/s1.htm?g=Gesetz+zur+Beschleunigung+von+Planungsverfahren+f%C3%BCr+Infrastrukturvorhaben&f=1> (Zugriff: 04.06.2016).

**[IPCC 2001]**

(IPCC): Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [HOUGHTON, J.T., Y. DING, D.J. GRIGGS, M. NOGUER, P.J. VAN DER LINDEN, X. DAI, K. MASKELL, and C.A. JOHNSON (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 881pp., (2001).

Verfügbar: [http://www.grida.no/climate/ipcc\\_tar/wg1/pdf/WG1\\_TAR-FRONT.pdf](http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/pdf/WG1_TAR-FRONT.pdf) (Zugriff: 15.03.2017).

**[IPCC 2005]**

(IPCC): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [METZ, B., O. DAVIDSON, H. C. DE CONINCK, M. LOOS, and L. A. MEYER (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp., (2005).

Verfügbar: [https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs\\_wholereport.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf) (Zugriff: 15.11.2016).

**[IP/07/1869 2007]**

o. A.: Emissionshandel: EU-Kommission entscheidet über Änderungen am nationalen Zuteilungsplan der Slowakei für 2008-2012, (2007).

Verfügbar: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-07-1869\\_de.htm?locale=en](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-1869_de.htm?locale=en) (Zugriff: 15.03.2017).

**[Issing et al. 1988]**

ISSING, Ottmar (Hrsg.): Allgemeine Wirtschaftspolitik, Vahlen, München, 2. Auflage 1988, (1988).

**[IZ Klima 2008a]**

(IZ Klima): Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerke. V.: Startseite / CCS-Prozess / Abscheidung / Post-Combustion, (2008).

Verfügbar: <http://www.iz-klima.de/ccs-prozess/abscheidung/post-combustion/> (Zugriff: 04.11.2016).

**[IZ Klima 2008b]**

(IZ Klima): Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerke. V.: Startseite / CCS-Prozess / Abscheidung / Pre-Combustion, (2008).

Verfügbar: <http://www.iz-klima.de/ccs-prozess/abscheidung/pre-combustion/> (Zugriff: 04.11.2016).

**[IZ Klima 2008c]**

(IZ Klima): Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerke. V.: Startseite / CCS-Prozess / Abscheidung / Oxyfuel, (2008).

Verfügbar: <http://www.iz-klima.de/ccs-prozess/abscheidung/oxyfuel/> (Zugriff: 04.11.2016).

**[Kenneth 2006]**

KENNETH, J. Nemeth: Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership (SECARB), Final Report, DE-FC26-03NT41980, (2006).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/SECARB-Final-Report.pdf> (Zugriff: 16.12.2016).

**[Kirkendall et al. 2001]**

KIRKENDALL, B. / ROBERTS, J.: Probing the surface with Elektromagnetic fields. Science and Technology Review, (2001).

Verfügbar: <https://www.llnl.gov/str/November01/Kirkendall.html> (Zugriff: 04.11.2016).

**[KSpG 2012]**

(KSpG): Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726), das durch Artikel 116 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474) geändert worden ist, (2012).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/BJNR172610012.html> (Zugriff: 05.01.2017).

**[KSpG SH 2014]**

(KSpG SH): Gesetz zur Regelung der Kohlendioxid-Speicherung in Schleswig-Holstein (KSpG SH), vom 27. März 2014, GVOBl. 2014, 65, (2014).

Verfügbar: <http://www.gesetze-rechtsprechung.sh.juris.de/jportal/?quelle=jlink&query=KSpG+SH&psml=bsshoprod.psml&max=true&aiz=true> (Zugriff: 20.08.2016).

**[KWKG 2015]**

(KWKG): Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, (2015).

Verfügbar: [https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg\\_2016/](https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/) (Zugriff: 04.01.2017).

**[LIAG/GeoTIS 2016]**

(LIAG/GeoTIS): Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Stilleweg 2, 30655 Hannover/ Geothermisches Informationssystem für Deutschland, (2016).

Verfügbar: <http://www.geothermie.de/wissenswelt/glossar-lexikon/b/becken-nord-deutsches.html> (Zugriff: 12.07.2016).

**[Linßen et al. 2006]**

LINßEN, J.; MARKEWITZ, P.; MARTINSEN, D.; WALBECK, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung, Arbeitsbericht, Forschungszentrum Jülich, Jülich, (2006).

**[May et al. 2003]**

MAY F./BRUNE S./GERLING P./KRULL P. (2003): Möglichkeiten zur untertägigen Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland - eine Bestandsaufnahme. Geotechnik 26 (2003)3, S. 162-172, (2003).

**[McDonald und Schrattenholzer 2001]**

MCDONALD, A., SCHRATTENHOLZER, L.: Learning rates for energy technologies, Energy Policy 29, 255–261, (2001).

**[McPherson 2006]**

MCPHERSON, B: Southwest Regional Partnership on Carbon Sequestration, Final Report, DE-PS26-03NT41983, (2006).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/SWP-final-report.pdf> (Zugriff: 16.12.2016).

**[Metz et al. 2005]**

METZ, B.; DAVIDSON, O.; CONINCK, H. C.; LOOS, M.; MEYER, L. A.; IPCC, Intergovernmental, Panel on Climate Change (Hrsg.): Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, (2005).

**[Meyer 2007]**

MEYER, L: Carbon Sequestration Options for the West Coast States, Pier Collaborative Report, DE-FC26-03NT41984, (2007).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/Westcarb-Final-Report-CEC-500-2007-005.pdf> (Zugriff: 16.12.2016).

**[Meyer et al. 2007]**

MEYER, R. / MAY, F. / MÜLLER, C. / GEEL, K. / BERNSTONE, C.: Regional search, selection and geological characterization of a large anticlinal structure, as a candidate site for CO<sub>2</sub>-storage in northern Germany. Springer-Verlag 2007, (2007).

**[MIT 2016]**

(MIT): Carbon Capture and Sequestration Technologies Program: CCS-Projektdatenbank, (2016).

Verfügbar: <http://sequestration.mit.edu/index.html> (letzter Zugriff: 30.12.2016).

**[Mitchell et al 1997]**

MITCHELL, Ronald K., AGLE, Bradley R., WOOD, Donna J.: The Academy of Management Review, Vol. 22, No. 4 (Oct., 1997), pp. 853-886, (1997).

**[MV-Drs. 6/1483 2013]**

(MV-Drs. 6/1483): ANTRAG der Fraktionen der SPD und CDU Neufassung des Kohlendioxid-Speicherungs ausschussgesetzes Mecklenburg-Vorpommern, vom 16.01.2013, (2013).

Verfügbar: [https://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/.../Drucksachen/6.../ Drs\\_06-1483.pdf](https://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/.../Drucksachen/6.../Drs_06-1483.pdf) (Zugriff: 02.07.2016).

**[NCC 2015]**

(NCC) National Coal Council: National Coal Council's Spring 2015 meeting, NCC Spring Program Set, (2015).

Verfügbar: <http://www.nationalcoalcoalouncil.org/NCC-Newsletter/03-2015-NCC-Newsletter.pdf>. (Zugriff: 27.12.2016).

**[NETL 2009]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: West Coast Regional Carbon Sequestration Partnership — Development Phase, Project 596, (2009).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/Proj596.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012a]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Big Sky Regional Carbon Sequestration Partnership — Validation Phase, Fact Sheet NT42587-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42587-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012b]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Midwest Geological Sequestration Consortium — Validation Phase, Fact Sheet NT42588-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42588-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012c]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership — Validation Phase, Fact Sheet NT42589-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42589-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012d]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Plains CO<sub>2</sub> Reduction Partnership — Validation Phase, Fact Sheet NT42592-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42592-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012e]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership — Validation Phase, Fact Sheet NT42590-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42590-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012f]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Southwest Regional Partnership for Carbon Sequestration — Validation Phase, Fact Sheet NT42591-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42591-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2012g]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: West Coast Regional Carbon Sequestration Partnership — Validation Phase, Fact Sheet NT42593-P2, (2012).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42593-P2.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2013a]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Demonstration of a Coal-Based Transport Gasifier, Fact Sheet NT42391, (2013).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42391.pdf> (Zugriff: 18.12.2006).

**[NETL 2013b]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Southwest Regional Partnership Farnsworth Unit EOR Field Project – Development Phase, Fact Sheet NT42591, (2013).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/factsheets/project/NT42591.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2013c]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Southeast Regional Carbon Sequestration Partnership — Development Phase, Fact Sheet NT42590, (2013).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42590.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2013d]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Big Sky Regional Carbon Sequestration Partnership — Kevin Dome Development Phase Project, Fact Sheet NT42587, (2013).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42587.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2014a]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: FutureGen 2.0, Fact Sheet FE0001882-FE0005054, (2014).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Coal/major%20demonstrations/futureGen/FE0001882-FE0005054.pdf> (Zugriff: 18.12.2016).

**[NETL 2014b]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership — Development Phase Large-Scale Field Project, Fact Sheet NT42589, (2014).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42589.pdf> (Zugriff: 19.12.2016).

**[NETL 2015a]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Plains CO<sub>2</sub> Reduction Partnership — Development Phase Large-Scale Field Projects, Fact Sheet NT42592, (2015).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42592.pdf> (Zugriff: 19.12.2016).

**[NETL 2015b]**

(NETL) National Energy Technology Laboratory Fact Sheet: Midwest Geological Sequestration Consortium — Development Phase, Fact Sheet NT42588, (2015).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/project/NT42588.pdf> (Zugriff: 19.12.2016).

**[NOAA 2017]**

(NOAA): National Centers for Environmental Information (NCEI): Paleo Data Search, (2017).

Verfügbar: <http://www.ncdc.noaa.gov/paleo/pubs/moberg200/moberg2005.html> (Zugriff: 17.03.2017).

**[Obersteller 2007]**

OBERSTELLER, A.: Perspektiven für CCS in Deutschland, (2007).

Verfügbar: [www.ubifrance.fr/download/download.asp?cleautonomy=64851](http://www.ubifrance.fr/download/download.asp?cleautonomy=64851) (Zugriff: 05.11.2016).

**[Peeters et al. 2007]**

PEETERS, A.N.M.; FAAIJ, A.P.C.; TURKENBURG, W.C.: Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO<sub>2</sub> absorption, including a detailed evaluation of the development potential. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 1 (2007), Nr. 4, 396 – 417, (2007).

Verfügbar: [http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00068-0](http://dx.doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00068-0) (Zugriff: 18.01.2017).



**[Plötz 2003]**

PLÖTZ, C.: Sequestrierung von CO<sub>2</sub>: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Berlin, Heidelberg 2003, (2003).

Verfügbar: [http://www.wbgu.de/wbgu\\_jg2003\\_ex07.pdf](http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex07.pdf) (Zugriff: 02.11.2016).

**[Proksch 2005]**

PROKSCH, W.: CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzial in NRW. Geologischer Dienst NRW. In: gd Report (2005)3. S. 5-7, (2005).

**[Reinhold et al. 2011]**

REINHOLD, K., MÜLLER, C. & RIESENBERG, C.: Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese. - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Berlin/Hannover, (2011).

Verfügbar: [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2\\_Speicherung/Projekte/CO2-Speicherung+Nutzungspotenziale/Abgeschlossen/speicherkataster.html](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2_Speicherung/Projekte/CO2-Speicherung+Nutzungspotenziale/Abgeschlossen/speicherkataster.html) (Zugriff: 19.08.2016).

**[REMIT 2011]**

(REMIT): VERORDNUNG (EU) Nr. 1227/2011 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, (2011).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF> (Zugriff: 04.03.2017).

**[ResKV 2013]**

(ResKV): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV), (BGBl. I S. 1947), (2013).

Verfügbar: [www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//\\*/%5B@attr\\_id='bgbl113s1947.pdf'%5D](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=//*/%5B@attr_id='bgbl113s1947.pdf'%5D) (Zugriff: 02.07.2016).

**[RNE 2009]**

(RNE): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Peer Review der deutschen Nachhaltigkeitspolitik, Björn STIGSON (chair), Suresh P BABU, Jeroen BORDEWIJK, Pamela O'DONNELL, Pekka HAAVISTO, Jennifer MORGAN, Derek OSBORN, Geneva, Kuala Lumpur, Amsterdam, Helsinki, Washington, Ottawa, London, 30. September 2009, (2009).

Verfügbar: [http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/user\\_upload/dokumente/publikationen/broschueren/RNE\\_Peer\\_Review\\_Report\\_November\\_2009.pdf](http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/user_upload/dokumente/publikationen/broschueren/RNE_Peer_Review_Report_November_2009.pdf) (Zugriff: 14.05.2016).

**[RNE 2015]**

(RNE): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Klimaschutz auf Deutschlands Agenda! Stellungnahme des Rates für Nachhaltige Entwicklung, (2015).

Verfügbar: [http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/\\_migrated/media/RNE\\_Stellungnahme\\_Klimaschutz\\_26-03-2015.pdf](http://www.nachhaltigkeitsrat.de/fileadmin/_migrated/media/RNE_Stellungnahme_Klimaschutz_26-03-2015.pdf) (Zugriff: 18.05.2016).

**[RNE 2016]**

(RNE): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <http://www.nachhaltigkeitsrat.de/> (Zugriff: 22.05.2016).

**[SächsBörsDVO 2012]**

(SächsBörsDVO): Sächsische Börsenrechtsdurchführungsverordnung vom 9. Februar 2012 (SächsGVBl. S. 180), (2012).

Verfügbar: <https://www.revosax.sachsen.de/vorschrift/12387-Saechsische-Boersenrechtsdurchfuehrungsverordnung#ef> (Zugriff: 14.03.2017).

**[Seilnacht 2016]**

SEILNACHT, Thomas: Chemikaliendatenbank, (2016).

Verfügbar: [http://www.seilnacht.com/Chemie/ch\\_co2.htm](http://www.seilnacht.com/Chemie/ch_co2.htm) (Zugriff: 15.11.2016).

**[Skovholt 1993]**

SKOVHOLT, Otto: CO<sub>2</sub> TRANSPORTATION SYSTEM. In: Energy Convers. Mgmt Vol. 34, No. 9-11, pp. 1095-1103, (1993).

Verfügbar: <https://de.scribd.com/document/179066592/Skovholt-1993-CO2-Transportation-System> (Zugriff: 15.11.2016).

**[SPD 2005a]**

(SPD): VERTRAUEN IN DEUTSCHLAND., Das Wahlmanifest der SPD., Bundesparteitag in Berlin, 31. August 2005, (2005).

Verfügbar: [https://www.spd.de/fileadmin/.../wahlmanifest\\_bundesparteitag\\_berlin\\_2005.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/.../wahlmanifest_bundesparteitag_berlin_2005.pdf) (Zugriff: 01.09.2016).

**[SPD 2005b]**

(SPD): Protokoll Bundesparteitag Karlsruhe., 14.–16. November 2005., SPD-Parteivorstand, 10963 Berlin, Art.-Nr. 380 0755, (2005).

Verfügbar: [https://www.spd.de/suche/?id=734&tx\\_kesearch\\_pi1%5Bsword%5D=koalitionsvertrag+2005&tx\\_kesearch\\_pi1%5Bpage%5D=1&tx\\_kesearch\\_pi1%5BresetFilters%5D=0&tx\\_kesearch\\_pi1%5BsortByField%5D=&tx\\_kesearch\\_pi1%5BsortByDir%5D=](https://www.spd.de/suche/?id=734&tx_kesearch_pi1%5Bsword%5D=koalitionsvertrag+2005&tx_kesearch_pi1%5Bpage%5D=1&tx_kesearch_pi1%5BresetFilters%5D=0&tx_kesearch_pi1%5BsortByField%5D=&tx_kesearch_pi1%5BsortByDir%5D=) (Zugriff: 02.09.2016).

**[SPD 2009]**

(SPD): Protokoll des ordentlichen Bundesparteitages der SPD, Dresden, 13.–15. November 2009, SPD-Parteivorstand, 10963 Berlin (2009).

Verfügbar: [https://www.spd.de/suche/?id=734&tx\\_kesearch\\_pi1%5Bsword%5D=bundesparteitag+2009+protokoll&tx\\_kesearch\\_pi1%5Bpage%5D=1&tx\\_kesearch\\_pi1%5BresetFilters%5D=0&tx\\_kesearch\\_pi1%5BsortByField%5D=&tx\\_kesearch\\_pi1%5BsortByDir%5D=](https://www.spd.de/suche/?id=734&tx_kesearch_pi1%5Bsword%5D=bundesparteitag+2009+protokoll&tx_kesearch_pi1%5Bpage%5D=1&tx_kesearch_pi1%5BresetFilters%5D=0&tx_kesearch_pi1%5BsortByField%5D=&tx_kesearch_pi1%5BsortByDir%5D=) (Zugriff: 02.09.2016).

**[SPD 2011a]**

(SPD): SPD-Bundestagsfraktion, Presseerklärung NR. 849/2011: Schwarz-gelbes CCS-Gesetz hilft keinem weiter, vom 06. Juli 2011, (2011).

Verfügbar: <http://www.spdfraktion.de/node/31864/pdf> (Zugriff: 03.09.2016).

**[SPD 2011b]**

(SPD): SPD-Bundestagsfraktion, Presseerklärung NR. 1095/2011: CCS: Bundesregierung ist gescheitert, vom 22. September 2011, (2011).

Verfügbar: <http://www.spdfraktion.de/node/32100/pdf> (Zugriff: 03.09.2016).

**[SPD 2016]**

(SPD): Internetauftritt der SPD Bundestagsfraktion, Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD), Der SPD-Parteivorstand, Wilhelmstraße 141, 10963 Berlin, (2016).

Verfügbar: <https://www.spd.de/> (Zugriff: 04.08.2016).

**[SRU 2009]**

(SRU): Sachverständigenrat für Umweltfragen: Stellungnahme Nr. 13: Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid, Der Gesetzentwurf im Kontext der Energiedebatte, ISSN 1612-2968, April 2009, (2009).

Verfügbar: [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2009\\_05\\_AS\\_13\\_Stellung\\_Abscheidung\\_Transport\\_und\\_Speicherung\\_von\\_Kohlendioxid.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2009_05_AS_13_Stellung_Abscheidung_Transport_und_Speicherung_von_Kohlendioxid.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff: 26.05.2016).

**[SRU 2015]**

(SRU): Sachverständigenrat für Umweltfragen: 10 Thesen zur Zukunft der Kohle bis 2040, Kommentar zur Umweltpolitik, Juni 2015 Nr. 14, (2015).

Verfügbar: [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/05\\_Kommentare/2012\\_2016/2015\\_06\\_KzU\\_14.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/05_Kommentare/2012_2016/2015_06_KzU_14.pdf?__blob=publicationFile) (Zugriff: 30.05.2016).

**[SRU 2016]**

(SRU): Sachverständigenrat für Umweltfragen: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: [http://www.umweltrat.de/DE/DerSachverstaendigenratFuerUmweltfragen/dersachverstaendigenratfuerumweltfragen\\_node.html](http://www.umweltrat.de/DE/DerSachverstaendigenratFuerUmweltfragen/dersachverstaendigenratfuerumweltfragen_node.html) (Zugriff: 30.05.2016).

**[Steadman 2006]**

STEADMAN, E et al: Plains CO<sub>2</sub> Reduction (PCOR) Partnership (Phase I) Final Report / July – September 2005 Quarterly Report, Final Report/Quarterly Report, (2006).

Verfügbar: <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Carbon-Storage/Infrastructure/PCOR---finalreport.pdf> (Zugriff: 16.12.2016).

**[Steinkohlefinanzierungsgesetz 2007]**

(Steinkohlefinanzierungsgesetz): Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018 (Bundesgesetzblatt Teil I 2007 Nr. 68 vom 27.12.2007), (2007).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/steinkohlefin/gesamt.pdf> (Zugriff: 01.03.2017).

**[Stéphenne 2014]**

STÉPHENNE, K: Start-up of World's First Commercial Post-combustion Coal Fired CCS Project: Contribution of Shell Cansolv to SaskPower Boundary Dam ICCS Project, Energy Procedia, Vol 63, pp 6106-6110, (2014).

**[Stoppt CO<sub>2</sub>-Endlager 2015]**

o.V.: Internetauftritt der Bürgerinitiative gegen CO<sub>2</sub>-Endlager e. V., (2015).

Verfügbar: <http://keinco2endlager.de/> (Zugriff:11.12.2015).

**[Streibel 2014]**

STREIBEL, M, R J FINLEY, S MARTENS, S GREENBERG, F MÖLLER, A LIEBSCHER: From Pilot to Demo Scale – Comparing Ketzin results with the Illinois Basin-decatur Project, Energy Procedia, Vol 63, pp 6323-6334, (2014).

**[Ströbele et al. 2010]**

STRÖBELE, Wolfgang / PFAFFENBERGER, Wolfgang / HEUTERKES, Michael: Energiewirtschaft, München, 2. Auflage, (2010).

**[Stroink, L. 2007]**

STROINK, L.: Speicherung von CO<sub>2</sub> im tiefen Untergrund. Eine Schlüsseltechnologie für den Klimaschutz. Potsdam, (2007).

**[StromNEV 2005]**

(StromNEV): Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 22 Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, (2005).

Verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/> (Zugriff: 08.02.2017).

**[SWD 2015]**

(SWD): ARBEITSUNTERLAGE DER KOMMISSIONS-DIENSTSTELLEN ZUSAMMENFASSUNG DER FOLGENAB-SCHÄTZUNG Begleitunterlage zum Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung der Kosteneffizienz von Emissions-minderungsmaßnahmen und zur Förderung von Investitionen in CO<sub>2</sub>-effiziente Technologien {COM(2015) 337 final} & {SWD(2015) 135 final}, (2015).

Verfügbar: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52015SC0136&from=DE> (Zugriff: 14.03.2017).

**[TAB 2007a]**

(TAB): Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung«, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken, von Reinhard GRÜNWARD, Arbeitsbericht Nr. 120, November 2007, (2007).

Verfügbar: <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab120.pdf> (Zugriff: 03.05.2016).

**[TAB 2007b]**

(TAB): Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Zusammenfassung, CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken, von Reinhard GRÜNWARD, Arbeitsbericht Nr. 120, November 2007, (2007).

Verfügbar: [http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/zusammenfassungen/TAB-Arbeitsbericht-ab120\\_Z.pdf](http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/zusammenfassungen/TAB-Arbeitsbericht-ab120_Z.pdf) (Zugriff: 03.05.2016).

**[TAB 2016]**

(TAB): Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/> (Zugriff: 08.05.2016).

**[TNS EMNID 2015]**

(TNS EMNID Umfrage im Auftrag von Greenpeace): Engagement der Bundesregierung für den Kohleausstieg nach der Weltklimakonferenz in Paris, (2015).

Verfügbar: <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/umfrage-kohleausstieg-klimakonferenz-greenpeace-20151208.pdf> (Zugriff: 04.11.2016).

**[UBA 2006]**

(UBA): Umweltbundesamt: Technische Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> – nur eine Übergangslösung, Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen, von Michael BLOHM, Christoph ERDMENGER, Harald GINZKY, Michael MARTY, Rolf BECKERS, Sebastian BRIEM, Ulrich CLAUSEN, Christiane LOHSE, Jörg RECHENBERG, Lutz SCHÄFER, Rainer STERNKOPF, ISSN 1611-8855, Dessau, August 2006, (2006).

Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3074.pdf> (Zugriff: 10.04.2016).

**[UBA 2009]**

(UBA): Umweltbundesamt: Hintergrundpapier: CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, von Ralf BECKER, Alexander BOEHRINGER, Thomas CHARISSE, Jörg FRAUENSTEIN, Frank GAGELMANN, Harald GINZKY, Hans-Joachim HUMMEL, Karsten KARSCHUNKE, Kai LIPSIUS, Christiane LOHSE, Michael MARTY, Klaus MÜSCHEN, Lutz SCHÄFER, Rainer STERNKOPF, Kathrin WERNER, Dessau, Mai 2009, (2009).

Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/ccs-rahmenbedingungen-des-umweltschutzes-fuer-eine> (Zugriff: 12.04.2016).

**[UBA 2015]**

(UBA): Umweltbundesamt: Dokumentationen: Stellungnahme des Umweltbundesamtes (UBA), Landesgesetz zum Kohlendioxid- Speichergesetz erarbeiten, Stellungnahme vom 28. Februar 2013 zum Antrag der Fraktionen DIE LINKE sowie BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Landtag von Sachsen-Anhalt, ISSN 2199-6571, Dessau-Roßlau, Januar 2015, (2015).

Verfügbar: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/stellungnahme\\_des\\_umweltbundesamtes\\_landesgesetz\\_zum\\_kohlendioxid-speichergesetz\\_erarbeiten.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/stellungnahme_des_umweltbundesamtes_landesgesetz_zum_kohlendioxid-speichergesetz_erarbeiten.pdf) (Zugriff: 14.04.2016).

**[UBA 2016]**

(UBA): Umweltbundesamt: Internetauftritt des Umweltbundesamtes, (2016).

Verfügbar: <https://www.umweltbundesamt.de/daten> (Zugriff: 20.04.2016).

**[VDKi 2017]**

(VDKi): Verein der Kohlenimporteure, Marktinformationen, (2017).

Verfügbar: [http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html?file=files/user\\_upload/download/marktinformationen/2017/01\\_2017\\_Preise\\_DE.pdf](http://www.kohlenimporteure.de/marktinformationen.html?file=files/user_upload/download/marktinformationen/2017/01_2017_Preise_DE.pdf) (Zugriff: 10.03.2017).

**[Viebahn et al. 2010]**

VIEBAHN, P.; ESKEN, A.; HÖLLER, S.; LUHMANN, H.-J.; PIETZNER, K.; VALLENTIN, D.: Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) RECCS plus, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Eine Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Wuppertal, (2010).

**[VKU 2012]**

(VKU): Stellungnahme zum Entwurf der Kommissionsmitteilung mit dem Titel: Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, vom 31. Januar 2012, (2012).

Verfügbar: <http://www.bne-online.de/de/content/bne-newsletter-nr-34> (Zugriff: 18.09.2016).

**[VKU 2016]**

(VKU): Internetauftritt des Verbands kommunaler Unternehmen, (2016).

Verfügbar: <http://www.vku.de/startseite.html> (Zugriff: 19.09.2016).

**[VSG 2006]**

(VSG): Verband der schweizerischen Gasindustrie (2006): Basis-Information. Untertage-speicher – wichtiger Bestandteil der Erdgasversorgung, (2006).

Verfügbar: <http://www.erdgas.ch> (Zugriff: 10.11.2016).

**[VVIIplus 2001]**

(VVIIplus): Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, vom 13. Dezember 2001, (2001).

Verfügbar: <http://www.iwr.de/re/eu/recht/VVIIplus.pdf> (Zugriff: 19.07.2016).

**[Wahlrecht 2016]**

(Wahlrecht): Internetauftritt von Wahlrecht.de, (2016).

Verfügbar: <http://www.wahlrecht.de/ergebnisse/bundestag.htm> (Zugriff: 10.08.2016).

**[WpHG 1998]**

(WpHG): Wertpapierhandelsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. September 1998 (BGBl. I S. 2708), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 30. Juni 2016 (BGBl. I S. 1514) geändert worden ist, (1998).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/wphg/BJNR174910994.html#BJNR174910994BJNG000101307> (Zugriff: 11.03.2017).

**[WI et al. 2007]**

(WI) Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt, Energie/(DLR) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt/(ZSW) Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung/(PIK) Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung/(BMU) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.) (2007): Strukturell ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), (2007).

Verfügbar: [www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/RECCS-Endbericht-gesamt.pdf](http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/RECCS-Endbericht-gesamt.pdf) (Zugriff: 14.11.2016).

**[WI o. J.]**

(WI): Wuppertaler Institut (o. J.): Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption. Technologien, Konzepte, Perspektiven. Wuppertal Spezial 35.

Verfügbar: <https://epub.wupperinst.org/files/2618/WS35.pdf> (Zugriff: 08.11.2016).

**[Wikipedia (2007)]**

(Wikipedia): LNG-Tanker, (2007).

Verfügbar: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/archive/1/1f/20110829145042%21LNGtanker.jpg> (Zugriff: 11.11.2016).

**[William 2015]**

WILLIAM B. Bonvillian, Charles WEISS: Technological Innovation in Legacy Sectors, Oxford University Press, (2015), p 298, (2015).

**[WpHG 1998]**

(WpHG): Wertpapierhandelsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. September 1998 (BGBl. I S. 2708), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 30. Juni 2016 (BGBl. I S. 1514) geändert worden ist, (1998).

Verfügbar: <https://www.gesetze-im-internet.de/wphg/BJNR174910994.html#BJNR174910994BJNG000101307> (Zugriff: 11.03.2017).

**[ZdK 2008]**

(ZdK): Zentralkomitee der deutschen Katholiken: Erklärung: Schöpfungsverantwortung wahrnehmen – jetzt handeln! Für einen nationalen und internationalen Klimaschutz, 22. November 2008, (2008).

Verfügbar: <http://www.zdk.de/veroeffentlichungen/erklaerungen/detail/Schoepfungsverantwortung-wahrnehmen-jetzt-handeln--174G/> (Zugriff: 22.12.2016).



**[ZdK 2016]**

(ZdK): Zentralkomitee der deutschen Katholiken: Internetauftritt, (2016).

Verfügbar: <http://www.zdk.de/> (Zugriff: 22.12.2016).

**[50hertz 2012]**

o.V.: Freileitung oder Erdkabel Hintergrund-informationen, 50Hertz Transmission GmbH, (2012).

Verfügbar: <http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Freileitung-vs-Kabel/Hintergrundinformationen-Erdkabel-Freileitung-201203.pdf> (Zugriff: 08.12.2016).

# Volkswirtschaftliche Betrachtung der Carbon Capture and Storage-Technologie in Deutschland

Thomas Stiefelhagen

Die CCS-Technologie befindet sich in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium. Mittelfristig kann diese für den Kraftwerksneubau und als Nachrüttlösung fossilthermischer Bestandskraftwerke zur Anwendung kommen. Das vorliegende Werk untersucht die Gründe für die Nichteinführung von CCS in Deutschland. Der Untersuchungszeitraum umfasst die letzte Dekade (2007 bis 2017). Analysiert werden die globalen Erfahrungen in Bezug auf die Einführung der CCS-Technologie und der Einfluss von nationalen Förderprogrammen auf die Projektrealisierungswahrscheinlichkeit. Die für einen Investor derzeit vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen werden bewertet und darüber hinaus wurden die gegenwärtig prognostizierten Lernkurven hinsichtlich ihrer Aussagefähigkeit untersucht. Den Schwerpunkt bilden eine sozioökonomische Stakeholderanalyse und die Überprüfung des EU-ETS auf ein mögliches Fristentransformationsversagen. Daran anknüpfend wird eine Dreiteilung des Strommarktes auf der Angebotsseite diskutiert.

25,60 €

ISBN 978-3-8405-0157-9

