



for a living planet®



Untersuchung im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland

Kostenlose CO₂-Zertifikate und CDM/JI im EU-Emissionshandel

Analyse von ausgewählten Branchen und Unternehmen in Deutschland

Autoren:

Hauke Hermann

Verena Graichen

Christian Gammel

Dr. Felix Chr. Matthes

Vanessa Cook (Übersetzung)

Berlin, 26. November 2010

Öko-Institut
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49-(0)30-40 50 85-380
Fax: +49-(0)30-40 50 85-388

www.oeko.de

Umweltstiftung WWF Deutschland
Reinhardtstraße 14
D-10117 Berlin
Tel.: +49 (0)30-308742-0
Fax: +49 (0)30-308742-50

www.wwf.de

Zusammenfassung

Die ersten beiden Perioden des EU-Emissionshandelssystems (EU ETS) waren durch kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen in erheblichem Umfang geprägt.

Da der CO₂-Preis im Bereich der Stromerzeugung – betriebswirtschaftlich rational – auf den Strompreis überwältigt wird, konnten die Stromerzeuger umfangreiche Zusatzerträge realisieren, die maßgeblich auch als Ergebnis der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen entstehen. Unter Berücksichtigung der auch zur Abschöpfung der Zusatzerträge aus dem EU ETS konzipierten Kernbrennstoffsteuer (die ab 2011 eingeführt werden soll) belaufen sich die Zusatzerträge für alle näher analysierten Stromerzeuger in der ersten und zweiten Handelsperiode des EU ETS voraussichtlich auf 39 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. rund 34,8 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer). Für die näher untersuchten Unternehmen ergibt sich die folgende Situation:

- für E.ON betragen die Zusatzerträge in diesem Zeitraum etwa 12 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 10,3 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für RWE ergeben sich Zusatzerträge von etwa 11,3 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 10 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für Vattenfall Europe errechnen sich Zusatzerträge von 7,2 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 6,9 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für EnBW entstehen Zusatzerträge von 6,4 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 5,5 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für Evonik bleiben die Zusatzerträge durch die Einführung der Kernbrennstoffsteuer unverändert und betragen für den Zeitraum 2005 bis 2012 voraussichtlich etwa 2,1 Mrd. €.

In den ersten beiden Handelsperioden überstieg die Zuteilung von kostenlosen Emissionsberechtigungen für die vom EU ETS erfassten Anlagen der energieintensiven Industrien jenseits des Stromerzeugungssektors das Emissionsniveau dieser Anlagen teilweise erheblich. Für den Zeitraum 2005 bis 2012 können die Gewinne abgeschätzt werden, die deutsche Unternehmen durch den Verkauf ihrer Überzuteilungen realisieren konnten. Vier Industrieunternehmen haben hier bisher am meisten profitiert:

- bei ThyssenKrupp beträgt der Wert der Überzuteilung 384 Mio. €;
- bei Salzgitter beträgt der Wert der Überzuteilung 243 Mio. €;
- bei BASF beträgt der Wert der Überzuteilung 104 Mio. €;
- bei Heidelberg Cement beträgt der Wert der Überzuteilung 43 Mio. €.

In der dritten Handelsperiode sollen Überzuteilungen für die Industrie durch anspruchsvolle Benchmarks vermieden werden. Bei der Festlegung der Benchmarks für die kostenlose Zuteilung ab 2013 sollten dementsprechend Ausnahmen vermieden werden, um eine erneute Überzuteilung zu verhindern und Anreize für eine strukturelle Dekarbonisierung zu gewährleisten.

Mit Blick auf eine langfristige Transformation der energieintensiven Industrie und der Energiewirtschaft ist es wichtig, dass ein überwiegender Anteil der Emissionsminderung innerhalb des Emissionshandelssystems erbracht wird. Der Einsatz von Projektzertifikaten aus dem Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) soll deswegen nur zusätzlich zu Emissionsreduktionsmaßnahmen in Deutschland erfolgen und diese nicht ersetzen.

Die Nutzung von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten im Emissionshandel in Deutschland ist derzeit sehr hoch. Im Zeitraum 2008 bis 2020 können nach den bisher geltenden Regelungen mehr als 50 % der Minderungsleistung im Vergleich zum Jahr 2005 durch CDM bzw. JI erbracht werden. Aus diesem Grund sollten die Nutzungsgrenzen für CDM- bzw. JI-Zertifikate beim Übergang der EU auf das 30 % Ziel bis 2020 nicht weiter erhöht werden.

Die betrachteten Unternehmen konnten umfangreiche Zusatzgewinne dadurch realisieren, dass sie ihre kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen anderweitig verwerten und ihre Abgabepflichten im Rahmen des EU ETS über billigere CDM-Zertifikate abdecken konnten. Sie haben dadurch in den Jahren 2008 und 2009 Gewinne in Höhe von etwa 42 Mio. € realisiert. Aufgrund der noch verfügbaren CDM Nutzungsrechte kann abgeschätzt werden, dass die betrachteten Unternehmen durch die Nutzung von Projektzertifikaten aus CDM und JI bis 2020 weitere Gewinne in der Größenordnung von 1 Mrd. € realisieren werden.

Durch die Möglichkeit des Einsatzes von CDM-Zertifikaten im EU ETS können in der EU mehr Treibhausgase ausgestoßen werden. Wenn im EU ETS ökologisch fragwürdige CDM-Zertifikate eingesetzt werden, kann dies zu einem Anstieg der Gesamtemissionen führen. Größenordnungsmäßig sind mindestens 83 % der in den Jahren 2008 und 2009 von deutschen Unternehmen genutzten CDM-Zertifikate als ökologisch fragwürdig einzuschätzen (CDM-Projektzertifikate aus HFC-23 und Adipinsäureprojekten). Deshalb sind in Zukunft restriktivere Regelungen für CDM-Projekte unerlässlich.

Besonders für die kritischen HFC-23- und die N₂O-Projekte sollte ein Verbot der Nutzung dieser Projekttypen im Emissionshandelssystem zeitnah beschlossen werden, damit Unternehmen Planungssicherheit haben und ihre Investitionen in sinnvolle und Ziel führende Emissionsminderungsprojekte im In- und Ausland umleiten können. Neben diesen Aspekten sollte die Überprüfung der ökologischen Integrität von im Rahmen des EU ETS anerkannten CDM-Projekten auch die Frage einschließen, inwieweit bestimmte CDM-Projekte über die faktische Subventionierung von Produktionsanlagen mit Weltmarktausrichtung auch zur Förderung von Leakage-Effekten beitragen können.

Die aktuelle gesetzliche Regelung, dass Unternehmen eine kostenlose Zuteilung von CDM Nutzungsrechten erhalten, ist nicht sinnvoll. Falls sich die EU beim Übergang auf das 30% Ziel entscheiden sollte, zusätzliche CDM-Mengen zuzulassen, sollten diese Nutzungsrechte für Projektzertifikate nicht mehr kostenlos zugeteilt werden. Es könnte ebenfalls überlegt werden, dass der Staat hochqualitative CDM-Projekte aufkauft und dann zusätzliche Emissionsberechtigungen (EUA) versteigert.

Executive Summary

The first two trading periods of the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) included extensive free allocation of emission allowances.

Since in electricity production the carbon price is passed on – in an economically rational way – to the electricity price, the utility companies were able to reap substantial additional revenue, a significant amount of which result from the free allocation of emission allowances. Taking into account the nuclear fuel tax (to be introduced in Germany from 2011 onwards) which also aims to absorb additional revenue from the EU ETS, the additional revenue for utility companies from the first and second trading periods of the EU ETS considered in this paper are estimated to amount to € 39 billion (without nuclear fuel tax) or approx. € 34.8 billion (with nuclear fuel tax). The following results arise for the utilities under consideration:

- For E.ON the additional revenue amounts to approx. € 12 billion (without nuclear fuel tax) or € 10.3 billion (with nuclear fuel tax);
- For RWE the additional revenue amounts to approx. € 11.3 billion (without nuclear fuel tax) or € 10 billion (with nuclear fuel tax);
- For Vattenfall Europe the additional revenue amounts to approx. € 7.2 billion (without nuclear fuel tax) or € 6.9 billion (with nuclear fuel tax);
- For EnBW the additional revenue amounts to approx. € 6.4 billion (without nuclear fuel tax) or € 5.5 billion (with nuclear fuel tax);
- For Evonik the additional revenue remains unchanged by the introduction of the nuclear fuel tax and amounts to approx. € 2.1 billion for the period from 2005 to 2012.

In the first two trading periods the free allocation of emission allowances to plants of energy-intensive industry which are outside of the electricity production sector and covered by the EU ETS sometimes substantially exceeded the emission levels of these plants. For the period from 2005 to 2012 the profits that German companies will realise through the sale of surplus emission allowances allocated free of charge can be estimated. The following four industrial companies have profited the most up to now:

- For ThyssenKrupp overallocation amounts to € 384 million;
- For Salzgitter overallocation amounts to € 243 million;
- For BASF overallocation amounts to € 104 million;
- For Heidelberg Cement overallocation amounts to € 43 million.

In the third trading period overallocation to industry is to be avoided by means of ambitious benchmarks. In determining the benchmarks for free allocation from 2013 onwards, exceptions should thereby be avoided in order to prevent renewed overallocation and ensure incentives for structural decarbonisation.

With a view to the long-term transformation of energy-intensive industry and the energy industry it is important that a major share of emission reductions is realised within the EU ETS. As a result project-based credits from the Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) should only be used in addition to emission reduction measures in Germany and not instead of them.

In Germany the use of CDM and JI credits in emissions trading is already very high. In the period from 2008 to 2020, more than 50% of emission reductions can be realised using CDM/JI project credits under current regulations compared to 2005 levels. For this reason the option to use such credits within the scheme should not be increased in the transition of the EU to the target to reduce emissions by 30 % by 2020.

It was possible for the companies considered here to reap extensive additional profits by using the allowances which they were allocated for free in other ways and substituting cheaper CDM credits to meet their obligations under the EU ETS. As a result the companies under discussion were able to garner profits of € 42 million in 2008 and 2009. Based on the quantity of CDM rights that can still be used within the EU ETS, it can be estimated that the companies under discussion will make further profits of approx. € 1 billion up to 2020.

Since it is permitted for CDM credits to be used in the EU ETS, more can be emitted within the EU. When environmentally questionable CDM credits are used in the EU ETS, it can lead to an increase in total emissions. It is estimated that at least 83 % of the CDM credits used by German companies in 2008 and 2009 were environmentally questionable (CDM credits from HFC-23 and adipic acid projects). Thus, it is essential that there are tighter rules for CDM projects in the future.

In particular a ban on the use of N₂O and critical HFC-23 projects in the EU ETS should be agreed soon so that companies have planning security and can re-direct their investments to useful emission reduction projects in- and outside the EU. Alongside these aspects, the examination of the environmental integrity of CDM projects recognised within the framework of the EU ETS should address the question of the extent to which certain CDM projects could contribute to the promotion of leakage effects via the de facto subsidisation of production plants geared to the world market.

The current legal regulation which enables companies to be allocated CDM rights free of charge is not useful or helpful. Should the EU decide to increase the quantity of CDM credits in its transition to the 30% reduction target, the rights of use should not be allocated free of charge. The possibility of the government buying high-quality CDM projects and auctioning off more EU allowances (EUAs) could also be considered.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Executive Summary	5
1 Einleitung	11
2 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems.....	13
2.1 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung nach Emissionshandelssektoren	13
2.2 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung für ausgewählte Unternehmen.....	17
2.3 Zusatzerträge und Mitnahmeeffekte.....	20
3 Die Nutzung von Emissionsgutschriften aus projektbasierten Mechanismen im EU-Emissionshandelssystem	24
3.1 Nutzung von Emissionsgutschriften aus CDM und JI nach Emissionshandelssektoren.....	24
3.2 Nutzung von Emissionsgutschriften aus CDM und JI durch ausgewählte Unternehmen	28
3.3 Ökonomischer Wert der Nutzungsrechte für CDM/JI-Zertifikate	31
3.4 Qualitative Einordnung der CDM-Projekte	34
3.4.1 Grundsätzliche Fragestellungen des CDM-Mechanismus	34
3.4.2 Qualitative Einordnung der häufigsten CDM-Projekttypen im Emissionshandel	35
4 Abschätzung der gesamten Nutzung von projektbasierten Zertifikaten bis zum Jahr 2020	39
5 Zusammenfassende Schlussfolgerungen	42
5.1 Kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten	42
5.2 Nutzung von CDM- und JI-Zertifikaten	43
6 Quellen.....	46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Verifizierte Emissionen und kostenlose Zuteilung an die vom Emissionshandel erfassten Anlagen in Deutschland, 2005 bis 2009	13
Tabelle 2:	Durchschnittliche Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS (EUA) sowie für CDM-Projektzertifikate (CER), 2005 bis 2010 und Projektion für 2011 und 2012.....	16
Tabelle 3:	Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung, 2005 bis 2012	17
Tabelle 4:	Verifizierte Emissionen und Zuteilung emissionshandelspflichtiger Unternehmen in Deutschland, 2005 bis 2009	19
Tabelle 5:	Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung für ausgewählte Unternehmen, 2005 bis 2012.....	19
Tabelle 6:	Zusatzerträge der fünf größten deutschen Stromerzeuger aus dem EU ETS (ohne Berücksichtigung der Kernbrennstoffsteuer), 2005 bis 2012.....	21
Tabelle 7:	Monetärer Wert der Überzuteilung von Emissionsberechtigungen für ausgewählte Industrieunternehmen, 2005 bis 2012	23
Tabelle 8:	Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM- und JI-Projekten für die Abgabepflicht von Anlagen im EU ETS, 2008 und 2009	25
Tabelle 9:	Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM und JI durch die verschiedenen Emissionshandelssektoren nach Projekttypen, Summe der Jahre 2008 und 2009	26
Tabelle 10:	Von ausgewählten deutschen Unternehmen eingesetzte Projektzertifikate aus CDM und JI differenziert nach Projekttypen, 2008 und 2009	28
Tabelle 11:	Vergleich der Nutzung von Projektkrediten mit dem Zukaufsbedarf, den verifizierten Emissionen und der insgesamt möglichen Nutzung von Projektkrediten, 2008 und 2009	32
Tabelle 12:	Quantifizierung des Wertes der Nutzungsrechte für Projektzertifikate aus CDM und JI, 2008 bis 2020	33
Tabelle 13:	Nutzung von CDM und JI in Deutschland im Zeitraum 2008 bis 2020 im EU-ETS	39
Tabelle 14:	Anteil der Minderung in Deutschland im EU ETS in 2020 durch den Einsatz flexibler Mechanismen	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kostenlose Zuteilungen und verifizierte Emissionen der Verbrennungsanlagen (EU ETS-Sektor 1) und der anderen Industriesektoren (EU ETS-Sektoren 2 bis 9) in Deutschland, 2005 bis 2009	14
Abbildung 2:	Entwicklung der Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS, 2005 bis 2010	15
Abbildung 3:	Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM- und JI-Projekten für die Abgabepflicht von Anlagen im EU ETS, 2008 und 2009	24
Abbildung 4:	Eingesetzte CDM- und JI-Zertifikate nach Projekttypen, 2008 und 2009	25
Abbildung 5:	Einsatz von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten nach Projekttypen und Unternehmen, 2008 und 2009	29
Abbildung 6:	Emissionsminderung im EU ETS im Vergleich zur möglichen Nutzung von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten, 2008 bis 2020	40

1 Einleitung

Mit dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) ist ein umfassendes Instrument der Treibhausgas-Bepreisung eingeführt worden, das nach seiner Novellierung für den Zeitraum nach 2012 hinsichtlich seiner Erfassungsbreite (nahezu die Hälfte der Treibhausgasemissionen im größten Wirtschaftsraum der Welt) sowie seiner Fristigkeit (faktisch langfristige Emissionsminderungsziele weit über 2020 hinaus) ein zentrales Steuerungsinstrument und eine wesentliche Säule der europäischen Klimapolitik bildet.

Gleichwohl weicht die konkrete Umsetzung des EU ETS in einigen wesentlichen Ausgestaltungsmerkmalen vom klassischen Lehrbuch-Modell eines Emissionshandelssystems ab. Unter der Vielzahl der konkreten Ausgestaltungsoptionen haben besonders in der langfristigen Perspektive auch die folgenden Aspekte eine erhebliche Bedeutung.

- Die Diskussion um die Wirkungen des Emissionshandelssystems und hier besonders die Belastung von Unternehmen in Deutschland durch den Emissionshandel lässt oftmals außer acht, dass diese Unternehmen im Rahmen der freien Zuteilung in den vergangenen Jahren erhebliche Mengen an geldwerten Emissionshandelszertifikaten (EU Emission Allowances – EUA) kostenlos erhalten haben. Aus verschiedenen Gründen sind dabei in der ersten und zweiten Phase des EU ETS für verschiedene Sektoren, Unternehmen und Anlagen kostenlose Zuteilungen in einem Umfang erfolgt, die teilweise erheblich über dem realen Bedarfsniveau gelegen haben – und liegen.
- Das EU ETS ist ein offenes System, vor allem über die Einbindung von Emissionsminderungsgutschriften (Certified Emission Reduction Units – CER) aus Clean Development Mechanism (CDM) bzw. solchen aus Joint Implementation- (JI-) Projekten (Emission Reduction Units – ERU), die im Rahmen des Kyoto-Protokolls zur Klimarahmenkonvention erzeugt werden können. Gerade die Nutzung von CER gerät dabei einerseits wegen der ökologischen Integrität der entsprechenden Projekte, aber auch vor dem Hintergrund der notwendigen Entwicklung einer Zero-Emission-Economy (präzise wohl eher eine Ultra-Low-Carbon-Economy) zunehmend in die Kritik. Wenn die Emissionsminderungsverpflichtungen bzw. Strategien in Deutschland und in der EU kurz- und mittelfristig in zu großem Maße auf die Nutzung von CER abheben, nehmen die Anreize ab, rechtzeitig in den langfristig unausweichlichen Umbau der Industriegesellschaft zu investieren. Damit wird die langfristige Entwicklung einer Ultra-Low-Carbon Economy entweder unmöglich oder führt (später) zu erheblichen Zusatzkosten.

Im Rahmen des vorgelegten Berichts werden zu diesen zwei Bereichen verschiedene Analysen dokumentiert. Diese zielen auf die die folgenden Fragestellungen ab:

- Wie stellt sich der Umfang der kostenlosen Zuteilung für wichtige Branchen bzw. repräsentative Unternehmen bestimmter Branchen für die ersten beiden

Phasen des EU ETS (2005-2007 sowie 2008 bis 2012) im Vergleich zu den real erreichten Emissionsniveaus dar?

- Wie ist diese Zuteilungssituation hinsichtlich des ökonomischen Werts der Emissionsberechtigungen einzuordnen?
- In welchem Umfang sind Emissionsminderungszertifikate aus CDM und Joint Implementation (Projektzertifikate) zur Erfüllung der Abgabepflichten im Rahmen des EU ETS für wichtige Branchen bzw. repräsentative Unternehmen bestimmter Branchen genutzt worden?
- Wie ist diese Nutzung von Projektzertifikaten aus den flexiblen Mechanismen wirtschaftlich einzuordnen?
- Mit welchen Projekten sind die abgegebenen Emissionsminderungszertifikate erzeugt worden und wie ist die ökologische Integrität dieser Projekte bzw. der Beitrag dieser Projekte zur nachhaltigen Umgestaltung des Energiesystems in Entwicklungsländern einzuordnen?

Für beide Analysen wurde die Datenbank „Emissionshandelsdaten“ des Öko-Instituts ausgewertet. Die umfassenden Datenbestände dieser Datenbank umfassen dabei die folgenden Informationen:

- Zuteilungsdaten für die dem EU ETS unterliegenden Anlagen aus dem europäischen Emissionshandelsregister (Community Independent Transaction Log – CITL);
- Emissionsdaten für die dem EU ETS unterliegenden Anlagen aus dem europäischen Emissionshandelsregister (Community Independent Transaction Log – CITL);
- Daten zur Abgabe von Emissionszertifikaten aus den flexiblen Mechanismen CDM und JI (CER bzw. ERU) hinsichtlich der abgegebenen Mengen bzw. der Seriennummern der jeweiligen Zertifikate;
- Daten aus der CDM-Datenbank des Sekretariats der Klimarahmenkonvention (Zuordnung der Seriennummern von CER zu den jeweiligen Projekten);
- Daten aus der JI-Datenbank des Sekretariats der Klimarahmenkonvention (Zuordnung der Seriennummern von ERU zu den jeweiligen Projekten).

Alle für die hier dargestellten Analysen verwendeten Daten entstammen damit transparenten und öffentlich zugänglichen Datenbeständen aus dem Bereich des EU ETS bzw. der Klimarahmenkonvention.

2 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems

2.1 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung nach Emissionshandelssektoren

Seit 2006 werden jeweils im Frühjahr eines jeden Jahres von der Europäischen Kommission die verifizierten Emissionsdaten aller vom EU ETS erfassten Anlagen für das entsprechende Vorjahr im CITL publiziert. Nach Abschluss der kostenlosen Zuteilung für die vom EU ETS erfassten Anlagen werden am Anfang einer jeden Handelsperiode die für jedes Jahr dieser Handelsperiode geplanten Ausgaben von kostenlosen Emissionsberechtigungen für jede Anlage ebenfalls im CITL veröffentlicht.¹

Tabelle 1: Verifizierte Emissionen und kostenlose Zuteilung an die vom Emissionshandel erfassten Anlagen in Deutschland, 2005 bis 2009

Sektor		Verifizierte Emissionen					Kostenlose Zuteilung					Differenz 2005-2009
		2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	
		Mio. t CO ₂ -Äqu.					Mio. EUA					
1	Verbrennungsanlagen	372,5	373,7	380,0	368,3	338,6	381,0	382,5	384,8	257,5	259,9	-167,5
2	Raffinerien	29,7	28,8	28,7	27,2	26,5	28,7	28,9	28,4	27,7	27,7	0,7
3	Kokereien	2,9	3,2	3,3	3,2	2,7	3,6	3,6	3,6	1,9	1,9	-0,6
4	Röst- & Sinteranlagen für Metallerzeugung	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Eisen und Stahl	30,5	32,1	33,0	33,2	24,4	33,6	33,7	33,7	58,5	58,5	64,8
6	Zementklinker und Kalkstein	28,5	29,2	31,1	29,0	25,5	32,3	32,5	32,9	29,9	30,6	15,0
7	Glas	4,0	4,0	4,0	4,3	3,9	4,7	4,7	4,7	4,4	4,6	2,9
8	Keramik	1,8	1,9	1,9	1,4	1,2	2,5	2,5	2,2	2,0	2,0	3,0
9	Papier und Zellstoff	5,1	5,3	5,3	6,0	5,4	7,1	7,1	7,1	6,8	7,1	8,1
99	Sonstiges	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe		475,0	478,0	487,1	472,7	428,2	493,5	495,5	497,3	388,8	392,3	392,3

Quelle: *European Environment Agency (2010b).*

In Deutschland werden vom Emissionshandel rund 470 Mio. t CO₂ erfasst (Tabelle 1). Mit Blick auf die im CITL unterschiedenen zehn Emissionshandelssektoren ergibt sich die folgende Struktur:

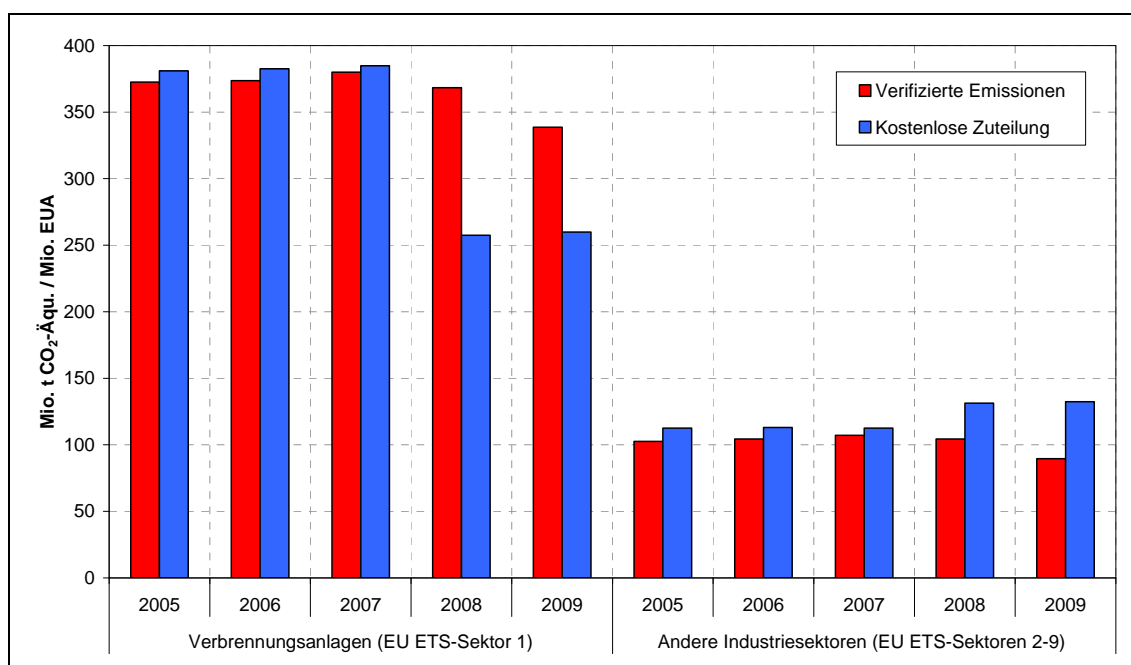
- Fast 80% der Emissionen entfallen auf den Bereich Verbrennungsanlagen, wobei hier auch die Stromerzeugungsanlagen enthalten sind.

¹ Im Regelfall wird die Gesamtmenge der für die gesamte Handelsperiode kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen gleichmäßig über die Jahre der jeweiligen Handelsperiode verteilt und in Jahrestanchen entsprechend an die Anlagenbetreiber ausgegeben.

- Jeweils rund 6% der Emissionen entfallen auf die Sektoren Eisen und Stahl, Zement und Kalk sowie die Raffinerien.
- Die Anteile der restlichen Sektoren liegen bei jeweils bis zu 1%.

Nach einem leichten Anstieg der vom EU ETS in Deutschland erfassten CO₂-Emissionen in den Jahren 2005 bis 2007 sind diese im Verlauf der Jahre 2008 und 2009 erheblich zurückgegangen. Dieser Rückgang, vor allem der im Jahr 2009, dürfte dabei maßgeblich der Wirtschaftskrise geschuldet sein. Der Emissionsrückgang betrifft damit alle vom EU ETS erfassten Sektoren, wenn auch durchaus in unterschiedlichem Ausmaß.

Abbildung 1: Kostenlose Zuteilungen und verifizierte Emissionen der Verbrennungsanlagen (EU ETS-Sektor 1) und der anderen Industriesektoren (EU ETS-Sektoren 2 bis 9) in Deutschland, 2005 bis 2009



Quelle: *European Environment Agency (2010b).*

In allen hier betrachteten Sektoren des EU ETS haben die Anlagenbetreiber für die ersten beiden Handelsperioden des EU ETS kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen erhalten (Abbildung 1). Der Umfang und die Verteilung der kostenlosen Zuteilung zwischen den Sektoren unterscheiden sich zwischen der ersten (2005-2007) und der zweiten Emissionshandelsperiode (2008-2012) zum Teil wesentlich:

- Insbesondere ist ab 2008 die kostenlose Zuteilung im Bereich Verbrennungsanlagen deutlich zurück gegangen, da für die Stromerzeugungsanlagen (die diesen Sektor stark dominieren) der Umfang der kostenlosen Zuteilung mit den Zuteilungsregeln für die zweite Phase des EU ETS stark zurückgeführt wurde.

- Für die Industriesektoren (in der Sektorstruktur des EU ETS) ist dagegen die kostenlose Zuteilung weitgehend konstant geblieben. Die einzige Ausnahme bildet dabei der Sektor Eisen- und Stahl, für den sich die kostenlose Zuteilung im Bereich der sogenannten Kuppelgase (v.a. Gicht- und Konvertergas) in der zweiten Handelsperiode signifikant geändert hat.²

Die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen repräsentiert für die entsprechenden Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Wert. Dieser Wert ergibt sich dabei aus dem Umfang der kostenlosen Zuteilung sowie dem Preis der Emissionsberechtigungen.

Abbildung 2: Entwicklung der Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS, 2005 bis 2010



Quelle: Point Carbon.

Der Preis für die CO₂-Zertifikate war in der Vergangenheit z.T. erheblichen Schwankungen unterworfen (Abbildung 2). Die hohe Volatilität der CO₂-Preise in der ersten Emissionshandelsperiode ist dabei vor allem auf die erhebliche Überschätzung der

² Kuppelgase entstehen bei der Eisen und Stahlproduktion (also im EU ETS-Sektor 5), werden jedoch zum Teil in Anlagen genutzt, die im EU ETS dem Sektor 1 (Verbrennungsanlagen) oder 3 (Kokereien) zugeordnet sind. In der ersten Handelsperiode erfolgte die kostenlose Zuteilung im Bereich der Kuppelgase für die Anlagen, an denen CO₂-Emissionen aus der Kuppelgasnutzung in die Atmosphäre freigesetzt (emittiert) werden (d.h. für die Verbrennungsanlagen und Kokereien): In der zweiten Handelsperiode erfolgte dagegen die kostenlose Zuteilung für die Anlagen, an denen die Kuppelgase entstehen (d.h. v.a. für die Hochöfen) und damit im Eisen- und Stahlsektor. Als Folge stieg der Umfang der kostenlosen Zuteilung für den Sektor Eisen- und Stahlproduktion in der zweiten Handelsperiode deutlich an.

vom EU ETS erfassten Emissionsmengen (und damit auch des Umfangs der kostenlosen Zuteilung) zurückzuführen. Nach dem Zeitpunkt, an dem die ersten verifizierten Emissionsdaten vorlagen (April 2006), kam es deshalb zu einem massiven Preisverfall. Der Zertifikatspreis fiel innerhalb von Tagen von über 30 €/EUA auf rund die Hälfte dieses Wertes. Am Ende der Handelsperiode kostete eine Emissionsberechtigung – vor dem Hintergrund fehlender Banking-Möglichkeiten in die zweiten Handelsperiode – nur noch wenige Cent.

Da die Emissionsberechtigungen der ersten Handelsperiode nicht in die zweite Handelsperiode übertragen werden konnten, entwickelten sich die Zertifikatspreise für die zweite Handelsperiode unabhängig von der Entwicklung in der ersten Periode. Die Preisschwankungen sind hier im Verlauf des Jahres 2008 zunächst vor allem durch den allgemeinen Boom der Commodity-Märkte und die dann beginnende Wirtschaftskrise geprägt worden. Bereits im letzten Quartal 2008 wurde in vielen Industrieunternehmen die Produktion gedrosselt, entsprechend sanken die Emissionen erheblich und lagen auch im Jahr 2009 niedriger als in den Vorjahren. Diese Entwicklungen führten naturgemäß zu sinkenden bzw. stark gedämpften Preisen für Emissionshandelszertifikate.

Tabelle 2: Durchschnittliche Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS (EUA) sowie für CDM-Projektzertifikate (CER), 2005 bis 2010 und Projektion für 2011 und 2012

	Historische Preise						Projektion	
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	€							
EU-Emissionsberechtigungen (EUA)	22,09	17,33	0,66	17,38	13,21	14,02	15,00	15,00
CDM-Projektzertifikate (CER)				15,72	12,16	9,67	10,00	10,00
Differenz				1,66	1,05	4,35	5,00	5,00
Anmerkungen: Die historischen Durchschnittspreise beziehen sich auf die Spotpreise in der Schlussnotierung am Ende jedes Börsentages. Der Durchschnitt für 2010 bezieht alle Preise bis einschließlich Mitte September 2010 ein.								

Quelle: EEX, Point Carbon, Schätzung Öko-Institut.

Zur Berechnung des monetären Wertes der kostenlosen Zuteilung werden im Folgenden für Jahre 2005 bis 2010 die durchschnittlichen Spotmarkt-Preise für Emissionsberechtigungen in Ansatz gebracht (Tabelle 2). Für die Jahre 2011 und wird ein Preis von 15 € angenommen, dies liegt leicht über dem Durchschnitt der vergangenen 6 Jahre (14,11 €).

Der zusammenfassende Überblick zum monetären Wert der kostenlosen Zuteilung zeigt, dass in den bisher acht Jahren des EU ETS Zertifikate im Wert von knapp 50 Milliarden Euro (Mrd. €) den Anlagenbetreibern kostenlos zugeteilt wurden (Tabelle 3). Rund 70 % der kostenlosen Zuteilung (35 Mrd. €) entfällt dabei auf Verbrennungsanlagen, das zweitgrößte monetäre Zuteilungsvolumen entfällt auf die Eisen- und Stahlindustrie mit 12 % (6 Mrd. €).

Tabelle 3: Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung, 2005 bis 2012

Sektor		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Summe
		Mio. €								
1	Verbrennungsanlagen	8.416	6.628	252	4.475	3.432	3.644	3.898	3.898	34.643
2	Raffinerien	635	501	19	482	366	389	416	416	3.224
3	Kokereien	79	62	2	34	26	27	29	29	288
4	Röst- & Sinteranlagen für Metallerzeugung	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Eisen und Stahl	743	583	22	1.016	773	821	878	878	5.715
6	Zementklinker und Kalkstein	713	563	22	520	403	428	458	458	3.566
7	Glas	103	81	3	77	61	65	69	69	528
8	Keramik	55	44	1	35	26	28	30	30	249
9	Papier und Zellstoff	157	124	5	118	93	99	106	106	807
99	Sonstiges	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe		10.902	8.586	326	6.756	5.181	5.501	5.884	5.884	49.022

Anmerkung: Für die Jahre 2010 bis 2012 wurde die Zuteilung des Jahres 2009 fortgeschrieben.

Quelle: EEA (2010b), EEX, Schätzung Öko-Institut

2.2 Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung für ausgewählte Unternehmen

Im Folgenden wird die Analyse zur wirtschaftlichen Dimension der kostenlosen Zuteilung für ausgewählte Unternehmen spezifiziert. Ausgewählt dafür wurden die fünf größten Stromerzeugungsunternehmen Deutschlands sowie jeweils die zwei Unternehmen mit den höchsten Emissionen in vier Industrie-Sektoren:

- **Stromerzeugung:** E.ON, EnBW, RWE, Vattenfall und Evonik.
- **Eisen und Stahl:** ThyssenKrupp und Salzgitter AG.
- **Raffinerien:** Shell und Ruhr Oel/BP.
- **Chemische Produkte:** BASF und EvonikDegussa
- **Zement:** Heidelberg Cement und Dyckerhoff.

Erfasst werden für die hier vorgelegte Analyse jeweils nur die Anlagen der genannten Unternehmen, die sich in Deutschland befinden. Emissionen und Zuteilung von Gemeinschaftskraftwerken wie beispielsweise den Kraftwerken in Veltheim, Mehrum und Kiel werden anteilig zu den jeweiligen Besitzverhältnissen den Unternehmen zugeordnet. Ebenso wurden das Unternehmen Hüttenwerk Krupp-Mannesmann (HKM) (50%

ThyssenKrupp, 30% Salgitter AG)³ sowie die Raffinerien in Schwedt (jeweils 37,5% Ruhr Oel und Shell), Karlsruhe (32,25% Shell, 24% Ruhr Oel) und Bayernoil Ingolstadt (25,5% Ruhr Oel, 10% BP)⁴ den Besitzverhältnissen entsprechend zugeordnet.⁵

Im Bereich der Eisen und Stahlerzeugung ist das Sonderproblem der Kuppelgase zu beachten. Kuppelgase werden v.a. in den Hochöfen (Gichtgas) erzeugt. Die Freisetzung von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre (so die rechtliche Definition der Emission im Rahmen des EU ETS) entsteht jedoch teilweise erst bei der Kuppelgasverwertung in Kraftwerken, die die weitergeleiteten Kuppelgase aufnehmen und auf dieser Brennstoffbasis Strom produzieren. Für die zweite Handelsperiode (2008 bis 2012) erhielten die Betreiber der Hochöfen sowohl die kostenlose Zuteilung für die eigenen Emissionen, als auch eine Zuteilung für die das in den (externen) Kraftwerken eingesetzte Kuppelgas. Diese Sonderregelung führt im Bereich der Eisen- und Stahlerzeugung zu einer Verzerrung, wenn nur die direkten Anlagen der Eisen- und Stahlerzeugung (d.h. v.a. die Hochöfen) betrachtet werden. Deshalb werden in den hier präsentierten Analysen die Kuppelgas einsetzenden Kraftwerke stets gemeinsam mit den Hochöfen betrachtet. Aus diesem Grund werden zwei, eigentlich von RWE betriebene Kraftwerke für ThyssenKrupp und HKM mit bilanziert.

Die 13 betrachteten Unternehmen repräsentieren gemeinsam zwei Drittel der vom EU ETS erfassten CO₂-Emissionen in Deutschland, durchschnittlich 320 Mio. t CO₂ jährlich (Tabelle 4). Die meisten Emissionen entfallen dabei mit über 100 Mio. t CO₂ auf RWE. Alle fünf Stromversorger erhielten kostenlose Zuteilungen, die unter den verifizierten Emissionen liegen; sie mussten und müssen also die entsprechenden Zertifikate auf dem Markt zukaufen. Bei den Industrieunternehmen liegen die kostenlosen Zuteilungen dagegen insgesamt über den Emissionen. Die einzige Ausnahme ergibt sich dabei für Ruhr Oel/BP, hier liegt das Gesamtvolumen der kostenlosen Zuteilung knapp unter dem der historischen Emissionen.

Die Zuteilung an die Unternehmen der EU ETS-Industriesektoren 2 bis 9 ist im Zeitverlauf weitgehend konstant geblieben. Dies trifft auch für die beiden Unternehmen der Eisen und Stahlindustrie zu, für die sich nach der hier vorgenommenen, systematisch konsistenten Zuordnung der Anlagen nach Ort der Kuppelgas-Produktion keine systematischen Zuordnungsunterschiede mehr ergeben. Die geringere Zuteilung für die beiden Zementunternehmen in der zweiten Handelsperiode liegt v.a. darin begründet, dass Zementwerke geschlossen wurden und deswegen auch keine Zuteilung mehr erhalten haben.

³ <http://www.hkm.de/download/hkm-stahl-das-sind-wir.pdf>

⁴ http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=24

⁵ Die Ruhr Oel GmbH ist ein Gemeinschaftsunternehmen von BP und Petronas, dem staatlichen Ölunternehmen Venezuelas. BP ist teilweise direkt an Raffinerien beteiligt, z.B. an der Raffinerie Emsland in Lingen, hält jedoch die meisten Produktionskapazitäten über die Ruhr Oel. Um die Analyse zu vereinfachen, wurden die direkten Beteiligungen von BP gemeinsam mit den Beteiligungen der Ruhr Oel analysiert und unter dem Namen Ruhr Oel / BP zusammengefasst.

Tabelle 4: Verifizierte Emissionen und Zuteilung emissionshandelspflichtiger Unternehmen in Deutschland, 2005 bis 2009

Sektor/Unternehmen	Verifizierte Emissionen					Kostenlose Zuteilung					Differenz
	2005	2006	2007	2008	2009	2005	2006	2007	2008	2009	2005-2009
	Mio. t CO ₂ -Äqu.					Mio. EUA					
Stromerzeugung											
E.ON	42,1	43,9	45,9	42,8	37,0	41,3	41,3	43,5	29,9	29,9	-25,8
ENBW	16,6	16,8	16,4	14,6	13,0	15,5	15,5	15,5	11,0	11,0	-8,9
RWE	109,8	108,4	112,6	105,6	101,5	109,8	109,8	109,3	57,4	57,8	-93,8
Vattenfall	69,8	67,9	68,8	67,1	65,3	71,5	71,5	71,5	42,6	42,7	-39,0
Evonik	28,3	29,8	32,3	26,1	22,1	27,1	27,1	27,1	20,5	20,7	-16,1
Eisen und Stahl											
ThyssenKrupp	21,7	21,5	22,2	22,6	15,6	24,0	24,3	23,8	24,0	24,0	16,6
Salzgitter	9,3	9,8	10,0	10,0	7,3	10,2	10,2	10,2	12,0	12,0	8,1
Raffinerien											
Shell	9,7	9,3	9,3	9,4	8,9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	0,7
Ruhr Oel / BP	9,3	9,0	8,9	9,0	9,0	9,1	9,1	8,9	9,0	9,0	-0,1
Chemie											
BASF	3,4	4,1	4,1	4,5	4,2	4,3	5,2	5,1	5,1	5,1	4,4
Evonik Degussa	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
Zement											
Heidelberg Cement	4,5	4,7	4,9	4,6	4,4	5,5	5,5	5,5	4,9	4,6	2,8
Dyckerhoff	2,2	2,2	2,3	2,2	1,9	2,8	2,8	3,1	2,2	2,2	2,3
Summe	327,2	328,0	338,1	319,1	290,6	331,0	332,2	333,5	228,8	229,1	-148,3

Quelle: CITL, Zuordnung Öko-Institut.

Tabelle 5: Monetärer Wert der kostenlosen Zuteilung für ausgewählte Unternehmen, 2005 bis 2012

Sektor/Unternehmen	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Summe
		Mio. €							
Stromerzeugung									
E.ON	912	716	29	520	395	420	449	449	3.889
ENBW	342	268	10	191	146	155	165	165	1.442
RWE	2.426	1.903	72	998	763	810	866	866	8.704
Vattenfall	1.580	1.240	47	741	564	599	641	641	6.051
Evonik	599	470	18	357	273	290	310	310	2.628
Eisen und Stahl									
ThyssenKrupp	529	421	16	418	318	337	361	361	2.760
Salzgitter	224	176	7	209	159	169	181	181	1.306
Raffinerien									
Shell	209	164	6	164	125	133	142	142	1.085
Ruhr Oel / BP	201	158	6	156	119	126	135	135	1.036
Chemie									
BASF	96	89	3	88	67	71	76	76	566
Evonik Degussa	11	9	0	10	7	8	8	8	62
Zement									
Heidelberg Cement	121	95	4	85	61	65	70	70	570
Dyckerhoff	61	48	2	38	29	31	33	33	276
Summe	7.313	5.757	219	3.976	3.026	3.213	3.437	3.437	30.377

Anmerkung: Für die Jahre 2010 bis 2012 wurde die Zuteilung des Jahres 2009 fortgeschrieben.

Quelle: CITL, EEX, Schätzung Öko-Institut

Der monetäre Wert der Zuteilung wurde basierend auf den durchschnittlichen Preisen für die Emissionsberechtigungen (Tabelle 2) und der Zuteilung für die jeweiligen Unternehmen ermittelt. Insgesamt erhielten die 13 untersuchten Unternehmen Zertifikate im Wert von gut 30 Mrd. €, davon gingen Zertifikate im Wert von knapp 23 Mrd. € an die fünf großen Stromversorger (Tabelle 5).

2.3 Zusatzerträge und Mitnahmeeffekte

Insbesondere im Bereich der Stromerzeugung sind mit der Einführung des EU ETS (also der Bepreisung von CO₂), über die Kombination von erheblichen kostenlosen Zuteilungen von Emissionsberechtigungen mit der Grenzkostenpreisbildung auf den Strommärkten, in erheblichem Maße Mitnahmeeffekte entstanden. Die mit der Abgabeverpflichtung von CO₂-Zertifikaten entstehenden Kosten werden auf den wettbewerblich organisierten Elektrizitätsmärkten – aus der Opportunitätskosten-Perspektive unabhängig von etwaigen kostenlosen Zuteilungen – auf den Großhandelspreis für Strom überwältigt und steigern somit die Einnahmen durch die Stromerzeugung. Mit der kostenlosen Zuteilung eines Teils der benötigten Emissionsberechtigungen entstehen damit Zusatzgewinne für die Anlagenbetreiber. Als Gewinnmitnahmen (*Windfall profits*) werden im Folgenden diejenigen Zusatzgewinne bezeichnet, die sich aus der Differenz der durch das EU ETS induzierten (zusätzlichen) Erlöse und den realen Kosten für den Erwerb von Emissionsberechtigungen ergeben.

Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass bei der Preisbildung auf dem Großhandelsmarkt für Strom die vollen CO₂-Kosten des Grenzkraftwerkes berücksichtigt werden, unabhängig vom Niveau der kostenlosen Zuteilung (vgl. beispielsweise Matthes (2008)).

Dementsprechend entstehen Zusatzgewinne im Wert der gesamten kostenlosen Zuteilung. Weitere Zusatzgewinne entstehen durch die zusätzlichen Stromerlöse der bereits bestehenden und im Wettbewerb befindlichen CO₂-freien Stromerzeugungsanlagen (v.a. erneuerbare Energien und Kernkraft). Mit der Einführung des EU ETS sind damit für die Stromerzeuger einerseits erhöhte Erträge aus dem Stromabsatz entstanden, die sich aus der Überwälzung der CO₂-Kosten des Preis setzenden Grenzkraftwerkes ergeben. Dem gegenüber stehen andererseits erhöhte Kosten für die Kraftwerksbetreiber, die sich aus dem Zukaufbedarf für Emissionsberechtigungen ergeben (soweit die Menge der entsprechend dem Emissionsniveau abzugebenden Zertifikate die Anzahl der kostenlos zugewiesenen Zertifikate überschreitet). Als Saldo der erhöhten Umsätze und der Aufwendungen für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten ergeben sich Netto-Zusatzerträge für die Stromerzeuger. Mit dem entsprechenden Berechnungsmodell des Öko-Instituts (Matthes 2008) wurde eine Abschätzung für diese Zusatzerträge für die erste und die zweite Handelsperiode des EU ETS vorgenommen. Die Berechnungen beruhen für den Zeitraum 2008 bis 2009 auf Unternehmensangaben bzw. auf einer Auswertung der entsprechenden CITL-Daten. Zugrunde gelegt wird dabei ein typisches Hedging-Modell für die Vermarktung der Stromproduktion aus den Kraftwerken der Unternehmen.⁶ Für die Jahre 2010 bis 2012 wurde die Stromerzeugungsstruktur

⁶ Unterstellt wird dabei der Verkauf der Kraftwerkserzeugung zu 5 % im Spotmarkt, zu 20 % über Terminkontrakte für das Folgejahr, zu 40 % über Terminkontrakte für das übernächste Jahr und zu 35 % für das drittnächste Jahr. Dies entspricht nach Angaben von Eurelectric (2009) der typischen Hedging-Struktur im kontinentaleuropäischen Strommarkt.

der hier analysierten Unternehmen fortgeschrieben und von einem CO₂-Zertifikatspreis von 15 €/EUA für die Jahre 2011 und 2012 ausgegangen.

Tabelle 6: Zusatzerträge der fünf größten deutschen Stromerzeuger aus dem EU ETS (ohne Berücksichtigung der Kernbrennstoffsteuer), 2005 bis 2012

	Ist-Daten					Projektion			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2005-2012
	Mrd. €								
E.ON	0,31	0,99	1,87	2,08	1,97	1,96	1,69	1,32	12,17
RWE	0,37	1,09	1,84	2,00	1,65	1,75	1,47	1,08	11,25
Vattenfall Europe	0,22	0,81	1,53	1,09	1,06	1,03	0,86	0,63	7,23
EnBW	0,18	0,52	0,92	1,05	1,07	1,03	0,91	0,74	6,43
Evonik	0,08	0,24	0,46	0,34	0,26	0,28	0,24	0,18	2,08
Summe	1,15	3,65	6,62	6,56	6,00	6,06	5,16	3,96	39,16

Quelle: Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

In der Tabelle 6 sind die Ergebnisse dieser Berechnungen zusammengefasst. Für die erste und zwei Handelsperiode des EU ETS können damit für die fünf größten deutschen Stromerzeuger Zusatzerträge von etwa 39 Mrd. € erwartet werden. In der ersten Handelsperiode ist die Entwicklung der Zusatzerträge einerseits durch die hohe kostenlose Zuteilung für die Stromerzeugungsanlagen (im Gesamtdurchschnitt etwa 97 %) geprägt, andererseits aber auch durch den hohen Anteil von im Zeitraum vor Beginn des EU ETS vermarkteten Produktionskapazitäten (für die die Einpreisung von CO₂ nicht oder nur teilweise angenommen werden kann). Ab 2008 sinkt dann zwar die kostenlose Zuteilung (auf im Branchendurchschnitt etwa 65 %), es schlagen aber – im Rahmen des hier unterstellten Hedging-Modells – auch die in den Vorjahren erheblichen Preisniveaus für Terminlieferungen von CO₂-Zertifikaten durch. Insgesamt dürften damit die Zusatzerträge aus dem EU ETS im Jahr 2007 mit etwa 6,6 Mrd. € ihren Höhepunkt erreicht haben, verbleiben aber in den Jahren bis 2011 auf Werten von über 5 Mrd. € jährlich und werden 2012 – bedingt durch das bis dahin stabile CO₂-Preisniveau von etwa 15 €/EUA – voraussichtlich auf knapp 4 Mrd. € zurückgehen.

Mit Blick auf die untersuchten Unternehmen ergibt sich für den Zeitraum 2005 bis 2012 eine Abschätzung der Zusatzerträge von etwa 12 Mrd. € für E.ON, etwa 11 Mrd. € für RWE, ca. 7 Mrd. € für Vattenfall Europe, etwa 6 Mrd. € für EnBW sowie ungefähr 2 Mrd. € für Evonik.

Diese Gewinnmitnahmen bildeten – zusammen mit Effizienzüberlegungen – eine wesentliche Motivation für den Übergang zur vollständigen Versteigerung der Emissionsberechtigungen für den Stromerzeugungssektor. Auch als Reaktion auf die Gewinnmitnahmen der Kernkraftwerke ist weiterhin ab Januar 2011 eine Besteuerung von Kernbrennstoffen vorgesehen, die in den o.g. Berechnungen noch nicht mit berücksichtigt wurde. Mit dieser Steuer werden 2011 und 2012 jeweils etwa 2 Mrd. € von den Kernkraftwerksbetreibern abgeschöpft werden (Matthes 2010). Unter Berücksichtigung der Kernbrennstoffsteuer (die als Abschöpfung der Mitnahmeeffekte aus der Einführung des EU ETS für den Bereich der Kernkraftwerke betrachtet werden kann), ergeben sich die folgenden Zusatzerträge für den Zeitraum 2005 bis 2012:

- die Zusatzerträge aller hier näher analysierten Stromerzeuger gehen von etwa 39 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer für die Jahre 2011 und 2012) auf rund 34,8 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer in den Jahren 2011 und 2012) zurück;
- die Zusatzerträge von E.ON sinken von etwa 12 Mrd. € auf 10,3 Mrd. €;
- die Zusatzerträge von RWE gehen durch die Einführung der Kernbrennstoffsteuer von etwa 11,3 Mrd. € auf 10 Mrd. € zurück;
- die Zusatzerträge von Vattenfall Europe werden durch die Kernbrennstoffsteuer von 7,2 Mrd. € auf 6,9 Mrd. € verringert;
- die Zusatzerträge von EnBW reduzieren sich unter Berücksichtigung der Kernbrennstoffsteuer von 6,4 Mrd. € auf etwa 5,5 Mrd. € für den Gesamtzeitraum 2005 bis 2012;
- für Evonik bleiben die Zusatzerträge durch die Einführung der Kernbrennstoffsteuer unverändert und betragen für den Zeitraum 2005 bis 2012 voraussichtlich unverändert etwa 2,1 Mrd. €.

Für den Bereich der Stromerzeugung war die Einführung des EU ETS so mit Mehreinnahmen in signifikanter Größenordnung verbunden. Im Zuge der grundlegenden Revision des EU ETS ab der dritten Handelsperiode (Wegfall der kostenlosen Zuteilung für die Stromerzeugung ab 2013) bzw. mit Einführung der Kernbrennstoffsteuer (ab 2011) werden diese Zusatzerträge jedoch in der Perspektive großteils abgeschmolzen.

Für die verschiedenen Industrieprodukte ist es auf Grundlage des bisherigen Daten- und Informationsstands weitaus schwieriger, zu beurteilen, ob bzw. in welchem Umfang die CO₂-Kosten auf die Preise überwältigt werden können. Insbesondere in Märkten mit starker Preiskonkurrenz zu Produzenten aus Ländern außerhalb der EU, können die CO₂-Kosten nicht in allen Fällen oder nicht vollständig eingepreist werden. Selbst in diesen Fällen können jedoch aus dem EU ETS Zusatzgewinne für den Fall entstehen, dass die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen über den tatsächlichen Emissionen liegt.

In den Jahren 2005 bis 2009 ergeben sich für alle hier betrachteten Industrieunternehmen (mit der Ausnahme von Ruhr Oel/BP sowie von Shell für das Jahr 2005) kostenlose Zuteilungen in einem Umfang, der über den verifizierten Emissionen der Anlagen dieser Unternehmen lag. Insgesamt konnten die hier betrachteten Unternehmen in diesen Jahren Emissionsberechtigungen im Wert von 824 Mio. € verwerten, die sie nicht für die Abgabepflicht ihrer Anlagen einsetzen mussten (Tabelle 7).

Tabelle 7: Monetärer Wert der Überzuteilung von Emissionsberechtigungen für ausgewählte Industrieunternehmen, 2005 bis 2012

Sektor/Unternehmen	Basis für Ermittlung der Überzuteilungen								
	Differenz aus historischen Zuteilungen und Emissionen					Differenz aus Zuteilungen 2008/2009 und Durchschnitt der Emissionen 2005-2009			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Summe
	Mio. €								
Eisen und Stahl									
ThyssenKrupp	50	48	1	25	112	47	50	50	384
Salzgitter	19	6	0	35	62	38	41	41	243
Raffinerien									
Shell	-5	3	0	1	7	2	2	2	13
Ruhr Oel / BP	-4	2	0	-1	1	-1	-1	-1	-3
Chemie									
BASF	20	18	1	10	12	14	15	15	104
Evonik Degussa	1	1	0	2	2	2	2	2	12
Zement									
Heidelberg Cement	21	13	0	5	3	0	0	0	43
Dyckerhoff	12	10	1	0	4	1	1	1	30
Summe	114	102	3	78	203	103	110	110	824

Quelle: CITL, Point Carbon, Schätzung Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund ergibt sich also für die betrachteten Unternehmen als Bilanz der ersten beiden Emissionshandelsperioden in der EU, dass erhebliche zusätzliche Einnahmen generiert werden konnten (besonders in wirtschaftlich schwierigen Jahren mit geringer Auftragslage und damit geringer Produktion ergab sich ein stabilisierender Effekt).

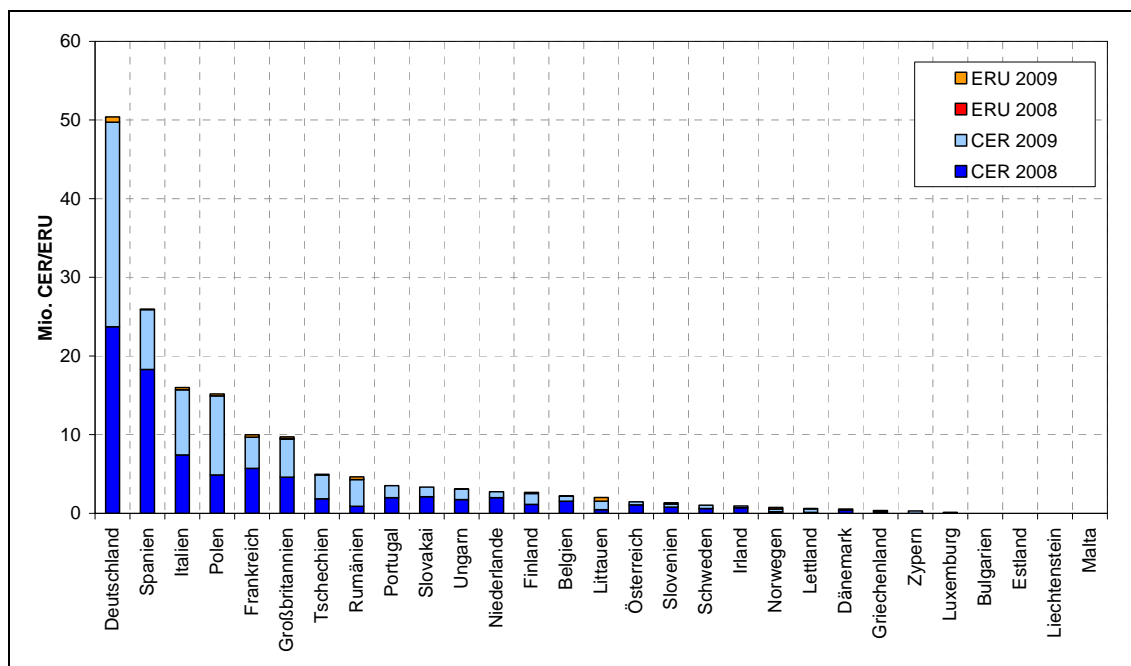
Die Ergebnisse dieser Analysen illustrieren die Schwierigkeit, für die kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen ex ante belastbare Zuteilungsniveaus festzulegen, die sich am originären Ziel der kostenlosen Zuteilung (Vermeidung unbilliger wirtschaftlicher Belastungen der Unternehmen und damit Vermeidung von Leakage-Effekten) orientieren. Vor diesem Hintergrund kommt für die zukünftige Ausgestaltung der kostenlosen Zuteilung dem – mit der Revision der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgegebenen – Übergang zur Zuteilung auf Basis ambitionierter Benchmarks eine ganz besondere Bedeutung zu, zumindest soweit keine Ausnahmen und Abschläge beim Anspruchsniveau der Benchmarks für bestimmte Branchen zugelassen werden.

3 Die Nutzung von Emissionsgutschriften aus projektbasierten Mechanismen im EU-Emissionshandelssystem

3.1 Nutzung von Emissionsgutschriften aus CDM und JI nach Emissionshandelssektoren

Unternehmen im europäischen Emissionshandel können ihrer Abgabepflicht seit Beginn der zweiten Handelsperiode nicht nur mit Emissionshandelszertifikaten (EUA) sondern auch mit Zertifikaten aus CDM- und JI-Projekten (CER und ERU) nachkommen. Anlagenbetreiber in Deutschland haben mit knapp 50 Mio. CDM-Zertifikaten sowie 0,7 Mio. JI-Zertifikaten in 2008 und 2009 im europäischen Vergleich die größte Menge Emissionsberechtigungen aus projektbasierten Mechanismen abgegeben (Abbildung 3). Die erlaubte Menge für die Abgabe von diesen Zertifikaten in Deutschland liegt bei einem Anteil von 22% der kostenlosen Zuteilung für die Jahre 2008 bis 2012, auch dieser Wert bildet im europäischen Vergleich die Obergrenze.

Abbildung 3: Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM- und JI-Projekten für die Abgabepflicht von Anlagen im EU ETS, 2008 und 2009



Quelle: CITL

Der Einsatz von CER und ERU durch Anlagenbetreiber in Deutschland ist von 2008 auf 2009 leicht gestiegen, von 24 Mio. CER in 2008 auf 27 Mio. CER und ERU in 2009 (Tabelle 8). Die größte Zunahme ist für den Sektor der Verbrennungsanlagen (EU ETS-Sektor 1) zu verzeichnen. Im gleichen Zeitraum sind die Emissionen in allen Emissionshandelssektoren gesunken und die Zuteilung auf gleichem Niveau geblieben (vgl. Kapitel 2.1). Emissionsminderungsgutschriften aus CDM bilden dabei den ganz

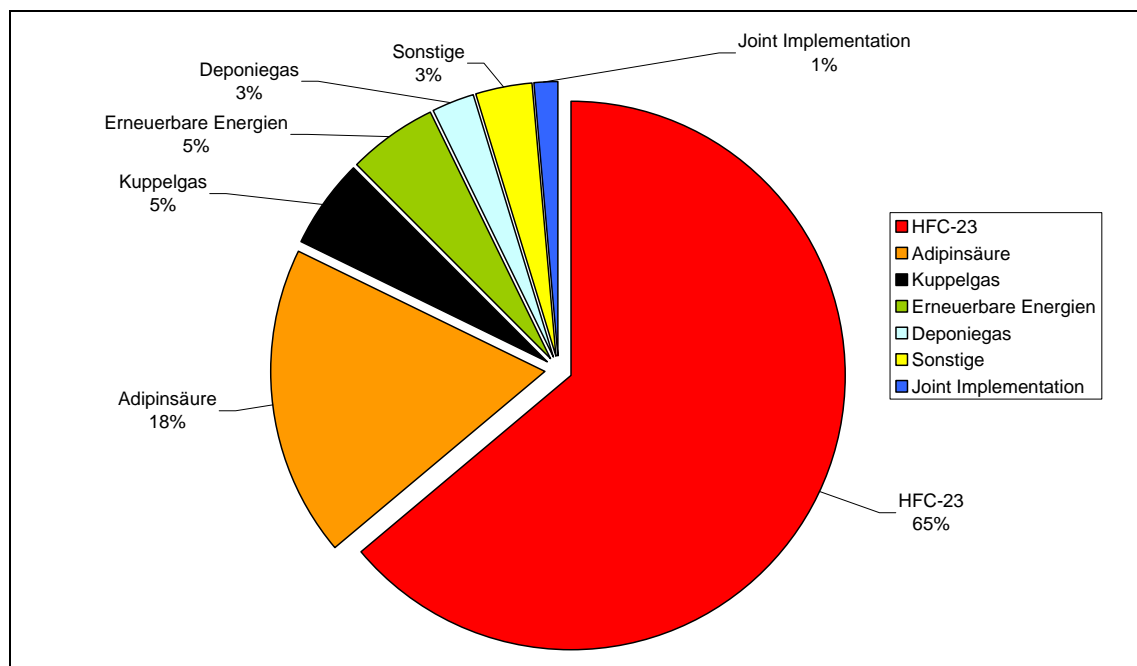
überwiegenden Teil der eingesetzten Zertifikate aus den projektbasierten Mechanismen.

Tabelle 8: Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM- und JI-Projekten für die Abgabepflicht von Anlagen im EU ETS, 2008 und 2009

Sektor		2008		2009	
		CER	ERU	CER	ERU
		CER/ERU			
1	Verbrennungsanlagen	10.863.742	0	18.282.355	278.651
2	Raffinerien	2.410.990	0	533.283	205.723
3	Kokereien	100.000	0	0	0
4	Röst- & Sinteranlagen für Metallerzeugung	0	0	0	0
5	Eisen und Stahl	6.744.921	0	3.844.340	182.500
6	Zementklinker und Kalkstein	2.550.401	0	2.380.467	0
7	Glas	469.284	0	135.893	4.116
8	Keramik	134.026	0	328.885	0
9	Papier und Zellstoff	448.377	0	510.221	0
99	Sonstiges	0	0	0	0
Summe		23.721.741	0	26.015.444	670.990

Quelle: CITL

Abbildung 4: Eingesetzte CDM- und JI-Zertifikate nach Projekttypen, 2008 und 2009



Quelle: CITL, UNFCCC

Jedes Zertifikat, das im Rahmen des Emissionshandels von Unternehmen zur Erfüllung der Abgabepflicht eingereicht wird, ist im Register auf dem jeweiligen Anlagenkonto dokumentiert. Durch die entsprechend Zertifikatsnummer können die Projekte in der CDM-Datenbank des UNFCCC identifiziert werden, aus denen die Emissionsminderungsgutschriften erzeugt worden sind. Die Einträge in der CDM-Datenbank enthalten Informationen u.a. zum Projekttitle, dem Gastland, der verwendeten Methode und Hö-

he der Reduktion. Analog können abgegebene JI-Zertifikate in der UNFCCC-Datenbank zu JI-Projekten ebenfalls nachverfolgt werden.

Tabelle 9: Einsatz von Emissionsminderungsgutschriften aus CDM und JI durch die verschiedenen Emissionshandelssektoren nach Projekttypen, Summe der Jahre 2008 und 2009

Sektor/Unternehmen		Chemie		Stahl	Energie	Abfall	Sonstige	Joint Implement- ation	Summe
		HFC-23	Adipin- säure	Effizienz- steigerung	Erneuer- bare	Deponie- gas			
Mio. CER/ERU									
1	Verbrennungsanlagen	19,44	4,57	1,39	1,75	1,16	0,84	0,28	29,42
2	Raffinerien	0,84	1,28	0,48	0,04	0,00	0,31	0,21	3,15
3	Kokereien	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10
4	Röst- & Sinteranlagen für Metallerzeugung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Eisen und Stahl	7,20	2,36	0,45	0,30	0,07	0,21	0,18	10,77
6	Zementklinker und Kalkstein	3,47	0,58	0,19	0,48	0,05	0,16	0,00	4,93
7	Glas	0,45	0,13	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,61
8	Keramik	0,31	0,03	0,00	0,01	0,01	0,11	0,00	0,46
9	Papier und Zellstoff	0,35	0,34	0,09	0,10	0,00	0,07	0,00	0,96
99	Sonstiges	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Summe		32,17	9,29	2,60	2,68	1,28	1,71	0,67	50,41
Anteil		64%	18%	5%	5%	3%	3%	1%	100%

Quelle: CITL, UNFCCC

Insgesamt wurden in Deutschland Zertifikate aus 233 verschiedenen CDM-Projekten und 6 JI-Projekten eingesetzt. Diese können nach den angewandten Methoden gruppiert werden. Dabei zeigt sich ein klares Muster (Abbildung 4 und Tabelle 9):

- Zwei Drittel der Zertifikate kommen aus HFC-23 Projekten.⁷
- Ein Fünftel der Zertifikate stammt aus Anlagen, die Adipinsäure herstellen.
- Jeweils etwa 5% der Zertifikate stammen aus der Nutzung von Kuppelgasen im Stahlsektor sowie dem Ausbau von erneuerbaren Energien.

⁷ Bei „HFC-23“ handelt es sich um die englische Entsprechung der deutschen Abkürzung HFKW 23. Da sich die englische Entsprechung aber auch im deutschen Sprachgebrauch eingebürgert hat, wird sie hier entsprechend verwendet.

Die wichtigsten Projekttypen, aus denen Emissionsminderungsgutschriften durch deutsche Anlagenbetreiber im Rahmen ihrer Abgabepflicht genutzt wurden, sind:

- **Projekte zur Vermeidung von HFC-23 Emissionen:** HFC-23 ist ein Abfallprodukt, das bei der Herstellung des Kühlmittels HCFC-22 anfällt. HFC-23 ist ein sehr klimaschädliches Treibhausgas, dessen spezifisches Treibhausgas-Äquivalent (Global Warming Potential – GWP) im Vergleich zu CO₂ den Wert von 11 700 erreicht (Bezugszeitraum 100 Jahre). Entsprechende Vermeidungsmaßnahmen sind sehr kostengünstig, die Kosten der Emissionsvermeidung bei HFC-23 werden mit weniger als 0,5 bis 1 €/CER angegeben (Green 2008, Jaeger 2010, CEC 2010b).
- **Projekte zur Vermeidung von N₂O Emissionen bei der Produktion von Adipinsäure:** Bei der Herstellung der Chemikalie Adipinsäure fällt als Nebenprodukt das klimaschädliche Gas N₂O an, welches bei den Projekten durch einen zusätzlich eingebauten Katalysator oder durch eine Nachverbrennung thermisch zerstört wird. Auch N₂O ist ein sehr klimaschädliches Treibhausgas, das GWP beträgt hier 310. Green (2008) gibt für die Kosten der Emissionsvermeidung in N₂O Projekten zwischen 0,3 und 1,8 €/CER an.
- **Projekte zur Effizienzsteigerung in der Stahlerzeugung:** Bei der Stahlerzeugung entstehen im Hochofen energiereiche Abgase (Kuppelgase), die aufgefangen und für die Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden können. Gegenstand der Projekte ist die Nutzung der Kuppelgase zur Stromerzeugung. Die Vermeidungskosten bei diesen Projekten liegen laut Green (2008) zwischen 0,5 und 4,4 €/CER. Die hier betrachtete Methode kann allgemein zur Nutzung von „Abwärme“ in der Industrie verwendet werden. Da der Großteil der in Deutschland abgegebenen Zertifikate aber die Stahlindustrie betrifft, wird im Folgenden auch der Kurzname „Kuppelgase“ verwendet.
- **Projekte im Bereich erneuerbarer Energien:** Bei der Implementierung von diesen Projekten werden Windparks, Biomasseanlagen, Staudämme oder Wasserkraftwerke errichtet. Die emissionsfreie Stromerzeugung ersetzt fossile Stromerzeugung und reduziert so die CO₂ Emissionen. Green (2008) gibt für die Kosten der Emissionsvermeidung von Wind- und Wasserprojekten Werte um 10 €/CER an.
- **Deponiegasprojekte:** Auf Deponien entsteht durch Zersetzungsprozesse des Mülls unter Luftabschluss Deponiegas (Methan). Dieses Methan wird aufgefangen und zur Stromerzeugung genutzt. Die Kosten für Deponiegasprojekte liegen zwischen 1 und 6 €/CER (Green 2008).
- Unter der Kategorie „**Sonstige**“ werden die übrigen Projekte zusammengefasst. Beispiele für diese Projekte sind unter anderem:
 - die Nutzung von Treibhausgasen aus Ölquellen, das sonst abgefackelt oder in die Atmosphäre freigesetzt würde;

- die Vermeidung von N₂O-Emissionen bei der Produktion von Salpetersäure und Caprolactam;
- die Nutzung von Grubengas, d.h. die Stromerzeugung aus im Kohlebergbau entstehendem Methan;
- die Emissionsvermeidung in Zementwerken durch Veränderung der Mischung von Klinker und Ersatzstoffen, die Nutzung von Abwärme und die Verwendung von weniger emissionsintensiven Brennstoffen.

3.2 Nutzung von Emissionsgutschriften aus CDM und JI durch ausgewählte Unternehmen

Knapp zwei Drittel der in Deutschland abgegebenen Emissionsminderungszertifikate aus CDM oder JI wurden von den 13 hier näher untersuchten Unternehmen abgegeben, insgesamt ergibt sich hier ein Wert von 31 Mio. CER bzw. ERU für die Jahre 2008 und 2009. Von den hier untersuchten Unternehmen haben allerdings zwei Unternehmen, Evonik Degussa sowie Heidelberg Cement bisher keine CDM- oder JI-Zertifikate eingesetzt.

Tabelle 10: Von ausgewählten deutschen Unternehmen eingesetzte Projektzertifikate aus CDM und JI differenziert nach Projekttypen, 2008 und 2009

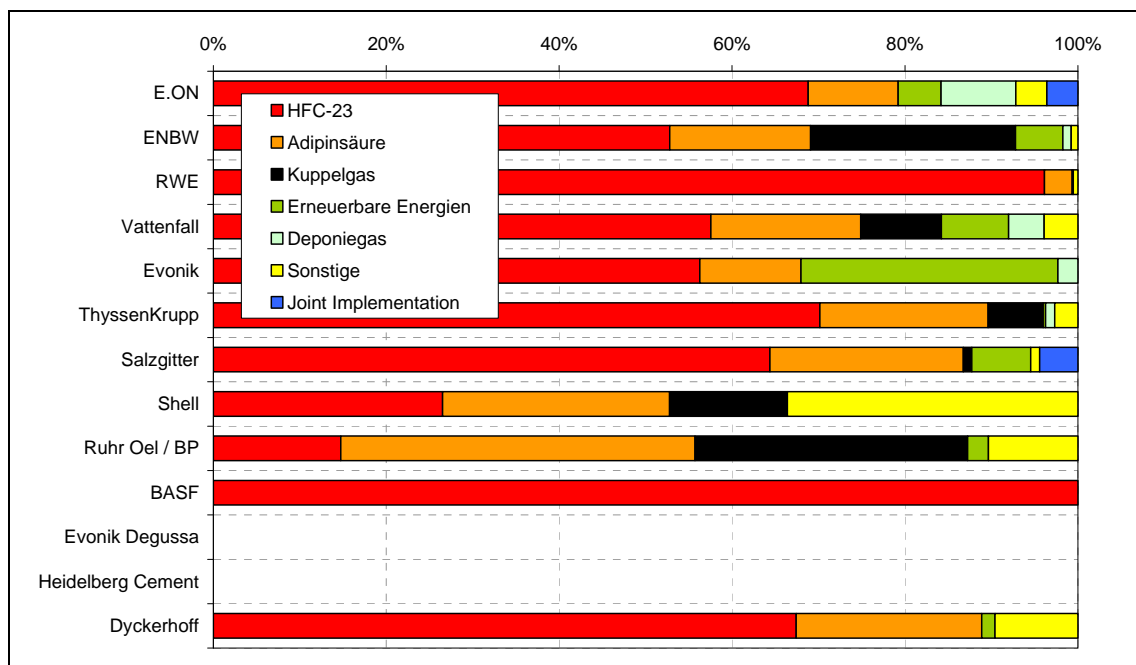
Sektor/Unternehmen	Chemie		Stahl	Energie	Abfall	Sonstige	Joint Implementation	Summe
	HFC-23	Adipinsäure	Effizienzsteigerung	Erneuerbare	Deponiegas			
Mio. CER/ERU								
Stromerzeugung	12,24	2,16	1,25	0,99	0,60	0,43	0,12	17,78
E.ON	2,23	0,34		0,16	0,28	0,12	0,12	3,24
ENBW	1,35	0,42	0,61	0,14	0,02	0,02		2,56
RWE	4,42	0,15		0,01		0,02		4,59
Vattenfall	3,96	1,19	0,64	0,53	0,28	0,27		6,89
Evonik	0,29	0,06		0,15	0,01			0,51
Eisen und Stahl	7,04	2,14	0,44	0,30	0,07	0,21	0,18	10,38
ThyssenKrupp	4,37	1,21	0,40	0,02	0,07	0,17		6,24
Salzgitter	2,67	0,93	0,04	0,28		0,04	0,18	4,14
Raffinerien	0,25	0,59	0,44	0,03	0,00	0,21	0,00	1,51
Shell	0,06	0,06	0,03			0,07		0,22
Ruhr Oel / BP	0,19	0,53	0,41	0,03		0,13		1,29
Chemie	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
BASF	0,12							0,12
Evonik Degussa								
Zement	0,78	0,25	0,00	0,02	0,00	0,11	0,00	1,15
Heidelberg Cement								
Dyckerhoff	0,78	0,25		0,02		0,11		1,15
Summe	20,43	5,13	2,12	1,34	0,67	0,96	0,30	30,94
Anteil	66%	17%	7%	4%	2%	3%	1%	100%

Quelle: CITL, UNFCCC

Über die Hälfte der insgesamt von den hier betrachteten Unternehmen abgegebenen CDM-Zertifikate (rund 17,7 Mio. CER) sind den fünf Stromerzeugern zuzurechnen (Tabelle 10). Vattenfall nutzt absolut mit 6,9 Mio. CER die meisten Zertifikate, gefolgt

von RWE mit 4,6 Mio. CER. Die beiden hier untersuchten Eisen- und Stahlerzeuger haben Zertifikate in der gleichen Größenordnung abgegeben; ThyssenKrupp 6,2 Mio. und Salzgitter 4.1 Mio. CER. Im Vergleich zu den emissionshandlungspflichtigen Emissionen, d.h. der Menge insgesamt abzugebender Zertifikate (EUA, CER oder ERU), liegt der Anteil von CER in der Eisen- und Stahlindustrie wesentlich höher als bei den Stromerzeugern: Salzgitter deckt 24% des gesamten Zertifikatsbedarfs mit CDM/JI-Zertifikaten und ThyssenKrupp 16% ab. Bei den Stromerzeugern repräsentiert EnBW mit 9% das Unternehmen mit dem höchsten Anteil von CER an den insgesamt abzugebenden Zertifikaten. Das Unternehmen mit dem höchsten Anteil von Projektzertifikaten, bezogen auf die eigenen Emissionen, ist mit 28% der Zementhersteller Dyckerhoff.

Abbildung 5: Einsatz von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten nach Projekttypen und Unternehmen, 2008 und 2009



Quelle: CITL, UNFCCC

In der Summe sind die Projekttypen, über die die abgegebenen CER erzeugt wurden, für die untersuchten Unternehmen in ihrer Struktur sehr vergleichbar mit der für die Gesamtheit der deutschen Unternehmen vorfindlichen Situation (Tabelle 9). Dies ist natürlich zunächst dem hohen Anteil der CDM/JI-Zertifikate geschuldet, die von den untersuchten Unternehmen abgegeben werden. Aber auch wenn nur die nicht von den hier betrachteten Unternehmen betriebenen Anlagen betrachtet werden, bleiben HFC-23 Projekte der dominierende Projekttypus, selbst wenn ihr Anteil mit 60 % etwas niedriger liegt als bei den Anlagen der hier näher analysierten Unternehmen (66 %). Die zweitwichtigste Kategorie in allen Gruppen stellen Projekte im Bereich der Adipinsäureproduktion dar (17 % bei den betrachteten Unternehmen, 21% bei anderen Anlagen in Deutschland). Während bei den untersuchten Unternehmen Kuppelgasprojekte in

der Stahlerzeugung an dritter Stelle stehen (7 %), rangieren diese bei den anderen Anlagen an fünfter Stelle (2 %).

Die Verwendung von CER aus den verschiedenen Projekttypen fällt je nach Unternehmen sehr unterschiedlich aus. In der Gesamtheit wird die Nutzung von CDM-Zertifikaten durch HFC-23 Projekte dominiert. Bei den untersuchten Unternehmen schwankt jedoch der Anteil von CER aus HFC-23 Projekten zwischen 15 % bei Ruhr Oel/BP und 96 % bei RWE (Abbildung 5).

Adipinsäure-Projekte decken einen Anteil von 17 % der verwendeten Zertifikate ab. Allerdings fällt auch hier die Nutzung unterschiedlich stark aus, Ruhr Oel/BP deckt mit Adipinsäure-Projekten rund 41 % seines Einsatzes ab, bei RWE kommen nur 3 % der Zertifikate aus entsprechenden Projekten. Die Werte für die restlichen Unternehmen liegen hier zwischen 10 und 26 %.

Zertifikate aus der Nutzung von Kuppelgas in Stahlwerken werden ebenfalls unterschiedlich stark genutzt. Hier decken Ruhr Oel/BP und EnBW 32 bzw. 24 % ihres Bedarfs mit CER aus diesem Sektor. Gut die Hälfte der hier aufgeführten Unternehmen beziehen überhaupt keine Zertifikate aus dem Stahlsektor. Bei den großen Stahlerzeugern ThyssenKrupp und Salzgitter machen Zertifikate aus dem Stahlsektor einen Anteil von 1% bis 6% der Gesamtsumme aus. Da diese CDM-Projekte letztlich die Wettbewerbsfähigkeit von potentiellen Konkurrenzstandorten im Stahlsektor fördern, ist ihr Einsatz durch Stahlerzeuger besonders bemerkenswert.

Bei den Projekt-Zertifikaten aus dem Bereich erneuerbarer Energien ist hervorzuheben, dass Evonik 30 % seines Bedarfes mit CER aus diesem Bereich deckt, wohingegen die restlichen Unternehmen diese Zertifikate kaum oder gar nicht verwenden. Auch aus Deponiegasen generierte CER werden ebenfalls nur zu geringen Anteilen verwendet, der größte Nutzer ist hier E.ON mit rund 9 %.

Zertifikate aus dem Herkunftsbereich „Sonstige Projekte“ fallen bei den meisten Unternehmen kaum ins Gewicht. Hier werden hauptsächlich kleine Projekte zur Effizienzsteigerung von Industrieprozessen verwendet. Auffällig sind die 34 % bei Shell. Diese Zertifikate stammen aus der Methanvermeidung in mexikanischen Schweinefarmen.

Der Anteil von Projekten, die den ökologischen und sozialen Nachhaltigkeitskriterien des CDM Gold-Standards genügen, ist verschwindend gering. Nur zwei der untersuchten Unternehmen (Vattenfall und Dyckerhoff) haben Zertifikate aus zwei Gold Standard-Projekten abgegeben. Es handelt sich dabei um chinesische Windenergie-Projekte mit jeweils 45 MW Leistung.⁸ Auf die Gesamtmenge der von allen betrachteten Unternehmen abgegebenen Projektzertifikate bezogen, machen diese beiden CDM Gold-Standard-Projekte nur 0,0027 % der Gesamtmenge aus. Zum Vergleich: Allein

⁸ Dies sind die Projekte Nr. 1318 (Fujian Zhangpu Liua 45 MW Wind Power Project, China) und Nr. 1592 (Huadian Ningxia Ningdong Yangjiayao 45 MW Windfarm Project, China).

das HFC-23 Projekt mit der UNFCCC Ref. Number 306 in China deckt gut 11 % der abgegebenen Projektzertifikate in den Jahren 2008 und 2009 aus.

Infobox: Der Gold Standard

Ziel des Gold Standards ist sicherzustellen, dass CDM-Projekte tatsächlich zu einer Reduktion von Treibhausgasen führen sowie zu einer nachhaltigen Entwicklung im CDM-Gastland beitragen. Dafür werden Zusätzlichkeitsprüfungen strikter gehandhabt als im Standardverfahren zur Registrierung von CDM-Projekten. Nur Projekte aus den Bereichen Erneuerbare Energie und Energieeffizienz werden aufgenommen, da sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsentwicklung beitragen. Ihr Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung wird anhand der möglichen Folgen für Umwelt, soziale Entwicklung sowie wirtschaftliche und technologische Entwicklung bewertet. Die lokale Bevölkerung wird beim Konsultationsverfahren ausführlich informiert und befragt.

Insgesamt ist das generierte Zertifikatsvolumen pro Projekt bei HFC-23-Projekten besonders hoch. Dagegen ist die Zahl der Projekte im Bereich erneuerbarer Energien Projekte zwar wesentlich höher, ihr Anteil an den abgegebenen Zertifikaten jedoch insgesamt gering.

3.3 Ökonomischer Wert der Nutzungsrechte für CDM/JI-Zertifikate

In Deutschland dürfen die emissionshandelspflichtigen Anlagen in der zweiten Handelsperiode des EU ETS CDM/JI-Zertifikate bis zu einem Anteil von 22 % ihrer kostenlosen Zuteilung an Emissionsberechtigungen einsetzen (ZuG 2012). Da die Industrieunternehmen gemessen an ihren Emissionen eine höhere kostenlose Zuteilung erhalten als die Energieversorger, können diese auch mehr CDM/JI-Zertifikate einsetzen.

In den Jahren 2008 und 2009 hatten von den betrachteten Unternehmen lediglich die Stromerzeuger einen Zukaufbedarf, bei allen untersuchten Industrieunternehmen lag die kostenlose Zuteilung höher als die der Abgabepflicht für Zertifikate unterliegenden Emissionen. EnBW deckte im Zeitraum 2008 und 2009 fast 50 % des Zukaufsbedarfs durch CER während RWE den Zukaufsbedarf nur zu 5 % über CER abdeckte (Tabelle 11).

Im Vergleich zum Emissionsniveau können jedoch bei den Industrieunternehmen weit höhere Nutzungsanteile von Projektkrediten beobachtet werden als bei den Stromerzeugern. In der Stromerzeugung wird zwischen 1 % und 10 % der Emissionen durch CER bzw. ERU abgedeckt. In der Industrie sind es bis zu 28 %. Zwei der betrachteten Industrieunternehmen (Evonik Degussa und Heidelberg Cement) haben jedoch keine CER oder ERU eingesetzt.

Insgesamt haben deutsche Unternehmen bereits einen signifikanten Anteil des bis 2020 zur Verfügung stehenden „Nutzungsbudgets“ für Projektkredite verbraucht. Dy-

ckerhoff nutzte bereits in den ersten zwei Jahren 47 % des bis 2020 zur Verfügung stehenden Budgets. Ebenfalls hohe Ausschöpfungen ergeben sich für Salzgitter (31 %), ThyssenKrupp (24 %) und EnBW (21 %). Für alle anderen Unternehmen ergeben sich Vergleichswerte von unter 15 %.

Tabelle 11: Vergleich der Nutzung von Projektkrediten mit dem Zukaufsbedarf, den verifizierten Emissionen und der insgesamt möglichen Nutzung von Projektkrediten, 2008 und 2009

Sektor/Unternehmen	Zukaufsbedarf für die Jahre 2008 & 2009	CER/ERU Einsatz in den Jahren 2008 & 2009	Maximale CER/ERU Nutzung von 2008 bis 2020	Abdeckung des Zukaufsbedarfs mit CER/ERU in 2008 & 2009	CER/ERU-Nutzung als Anteil der Emissionen 2008 & 2009	Anteil des bisher genutzten CER/ERU-Budgets
	Mio. EUA			%		
Stromerzeugung						
E.ON	20,0	3,2	32,9	16%	4%	10%
ENBW	5,6	2,6	12,1	46%	9%	21%
RWE	91,9	4,6	63,4	5%	2%	7%
Vattenfall	47,1	6,9	46,9	15%	5%	15%
Evonik	7,0	0,5	22,7	7%	1%	2%
Eisen und Stahl						
ThyssenKrupp	0,0	6,2	26,5	-	16%	24%
Salzgitter	0,0	4,1	13,3	-	24%	31%
Raffinerien						
Shell	0,0	0,2	10,4	-	1%	2%
Ruhr Oel / BP	0,0	1,3	9,9	-	7%	13%
Chemie						
BASF	0,0	0,1	5,6	-	1%	2%
Evonik Degussa	0,0	-	0,6	-	-	0%
Zement						
Heidelberg Cement	0,0	-	5,2	-	-	0%
Dyckerhoff	0,0	1,2	2,4	-	28%	47%
Summe	171,6	30,9	251,8	18%	5%	12%

Quelle: CITL, UNFCCC

Auf den CO₂-Märkten war in der Vergangenheit ein Unterschied zwischen den Preisen für EU-Emissionsberechtigungen und CDM-Projektzertifikaten in der Größenordnung von 3 € bis 5 € zu beobachten (Tabelle 2). Im Zeitverlauf hat sich dieser Preisunterschied (spread) vergrößert. In Tabelle 12 wird der ökonomische Gewinn dargestellt, den deutsche Unternehmen durch die Ausnutzung der Preisunterschiede zwischen EUA und CER in den Jahren 2008 und 2009 realisieren konnten. Außerdem wird, basierend auf dem Preisunterschied in 2010 und den erwarteten Preisunterschieden in den Jahren 2011 und 2012, der Gewinn abgeschätzt, den die Unternehmen mit den bisher noch nicht genutzten Nutzungsrechten für Projektzertifikate aus CDM und JI realisieren können.

Durch die Zuteilung von CDM-Nutzungsrechten an Unternehmen können die Betreiber einen zusätzlichen geldwerten Vorteil erlösen. Im Strommarkt ist seit der Einführung des EU ETS der Strompreis durch die volle Einpreisung der CO₂-Kosten des jeweiligen Grenzkraftwerkes gestiegen. Die Einpreisung orientiert sich am Wert für Emissionsberechtigungen des EU ETS (EUA). Stromerzeuger, die billigere CER einsetzen, können

also die Differenz zwischen dem Preis für EUA und den CER als zusätzliche Profite Erlösen.

Obwohl keines der untersuchten Industrieunternehmen in den Jahren 2008 und 2009 eine Unterausstattung aufwies (also notwendigerweise Zertifikate erwerben musste), setzten diese Unternehmen trotzdem in teilweise erheblichen Umfang CER ein (Tabelle 11). Es ist also davon auszugehen, dass diese Industrieunternehmen EUA ver- und zu geringeren Preise CER einkauften (sog. „Swaps“). Dies bedeutet, dass auch Industrieunternehmen zusätzliche Gewinne durch die (kostenlose) Zuteilung der CER-Nutzungsrechte mitnehmen konnten.

Tabelle 12: Quantifizierung des Wertes der Nutzungsrechte für Projektzertifikate aus CDM und JI, 2008 bis 2020

Sektor/Unternehmen	CER / ERU Nutzung in den Jahren 2008 & 2009	bisher ungenutzte CER/ERU-Menge	CER/ERU-Nutzung insgesamt 2008 bis 2020	Wert des realisierten CER/ERU-Spreads 2008 & 2009	Wert des noch ungenutzten CER/ERU-Spreads	Summe
				1,35 €/ CER	4,78 €/ CER	
			Mio. CER/ERU	Mio. €		
Stromerzeugung						
E.ON	3,2	29,7	32,9	4,4	141,9	146,3
ENBW	2,6	9,6	12,1	3,5	45,8	49,2
RWE	4,6	58,8	63,4	6,2	281,1	287,3
Vattenfall	6,9	40,0	46,9	9,3	191,5	200,8
Evonik	0,5	22,2	22,7	0,7	106,0	106,7
Eisen und Stahl						
ThyssenKrupp	6,2	20,2	26,5	8,4	96,7	105,1
Salzgitter	4,1	9,1	13,3	5,6	43,6	49,2
Raffinerien						
Shell	0,2	10,2	10,4	0,3	48,7	49,0
Ruhr Oel / BP	1,3	8,6	9,9	1,7	41,2	42,9
Chemie						
BASF	0,1	5,4	5,6	0,2	26,1	26,2
Evonik Degussa		0,6	0,6		2,9	2,9
Zement						
Heidelberg Cement		5,2	5,2		25,0	25,0
Dyckerhoff	1,2	1,3	2,4	1,6	6,1	7,7
Summe	30,9	220,9	251,8	41,9	1.056,6	1.098,5

Quelle: CITL, Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt konnten die hier untersuchten Unternehmen in den Jahren 2008 und 2009 rund 42 Mio. € Zusatzgewinne realisieren, in dem sie billigere CER einkauften und hochpreisigere EUA verkauften oder von der durch den EUA-Preis bestimmten Einpreisung am Strommarkt profitierten. Bis 2020 kann davon ausgegangen werden, dass die hier betrachteten deutschen Unternehmen durch die Nutzung von Projektzertifikaten weitere Profite in Höhe von etwa 1 Mrd. € generieren können.

3.4 Qualitative Einordnung der CDM-Projekte

3.4.1 Grundsätzliche Fragestellungen des CDM-Mechanismus

Der CDM-Mechanismus wurde durch das Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention eingeführt, um die nachhaltige Entwicklung in Entwicklungsländern zu unterstützen und um für die Industrieländer günstige Treibhausgasvermeidungsoptionen zu erschließen. Dementsprechend kann und muss die Qualität von CDM-Projekten vor dem Hintergrund ihres doppelten Ziels beurteilt werden:

- Reduktion von Treibhausgasemissionen auf globaler Ebene sowie
- Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung im Gastland.

Die Emissionsreduktion eines CDM-Projekts ist zwangsläufig immer hypothetischer Natur, da die tatsächlichen Emissionen des CDM-Projekts mit einem hypothetischen Referenzszenario (Baseline) ohne CDM-Projekt verglichen werden. Diese hypothetischen Einsparungen können dann mit tatsächlichen Emissionen in Industrieländern verrechnet werden. Deswegen ist die Frage der Zusätzlichkeit für die Integrität der Projekte und der daraus erzeugten Projektzertifikate ausschlaggebend; wenn ein Projekt auch ohne CDM durchgeführt worden wäre und trotzdem als CDM-Projekt registriert wird, führt dies in der Konsequenz zu steigenden Emissionen auf globaler Ebene (Schneider 2007). Verschärft wird diese Situation durch die Interessenlage auf der Anbieter- und der Nachfragerseite. Weder der Verkäufer von CER-Zertifikaten noch der entsprechende Käufer hat vordergründig ein Interesse an einer zu ambitionierten Baseline; beide Seiten sind vor allem an einer besonders kostengünstigen Generierung von Projektzertifikaten interessiert. Eine strenge Kontrolle der Projekte von dritter Stelle ist deswegen unabdingbar.

Die Erreichung des zweiten Ziels, eines Beitrags zur nachhaltigen Entwicklung des Gastlandes, erbringt letztlich keinen finanziellen Mehrwert für die Investoren. Wird kein Beitrag erreicht, ist auch nicht mit einer Sanktion zu rechnen. Dementsprechend hat der CDM-Projektentwickler keinen finanziellen Anreiz, die nachhaltige Entwicklung zu unterstützen (Jaeger 2010). Auch hier ist eine strenge Kontrolle von externer Stelle nötig. Die Überprüfung liegt in den Händen der Gastländer, viele Länder haben Prüfkriterien für nachhaltige Entwicklung publiziert. Diese unterscheiden sich zum Teil erheblich und oft reicht es, nur eines der Kriterien zu erfüllen.

Vor Ort sind akkreditierte Zertifizierungsunternehmen, die Designated Operational Entities (DOE), für die Kontrolle zuständig, dass alle Regeln, die durch die Vertragstaatenkonferenzen und den CDM-Exekutivrat (CDM Executive Board) festgelegt worden sind, bei den CDM-Projekten eingehalten werden.

Die DOE werden jedoch von den Projektentwicklern kontrahiert und honoriert, auch ist die Qualität der Kontrolle durch die DOE in der Praxis sehr unterschiedlich. Die große Konkurrenz zwischen DOE und der damit einhergehende Preisdruck haben zur Folge, dass für die DOE ein Anreiz besteht, den Aufwand für Prüfungen klein zu halten (Schneider 2007). Der CDM-Exekutivrat hat zwar in den letzten Jahren seine Kontrollen ausgeweitet, der Anteil sowohl der überprüften wie der abgelehnten Projekte ist

gestiegen. Von den Projekten, die April 2008 bis März 2010 ihre Registrierung beantragt haben, wurden 36 % vom Exekutivrat automatisch registriert, bei 57 % wurden Nachbesserungen verlangt und 7 % der Projekte wurden abgelehnt (Schneider/Mohr 2010). Der Hauptgrund für die Ablehnung war ein unzureichender Nachweis der Zusätzlichkeit der Projekte.

Zudem kann der CDM zu kontraproduktiven Anreizen für Regierungen führen, keine eigenen Regelungen zur Förderung oder Flankierung der auch für CDM in Frage kommenden Projekte zu schaffen. Im Falle einer solchen Regulierung wäre die Zusätzlichkeit der betreffenden Projekte nicht mehr gegeben, die an CDM-Projektentwicklungen interessierten (internationalen) Unternehmen werden naturgemäß versuchen, die Regierungen entsprechend zu beeinflussen. Eine ähnliche Situation ergibt sich, wenn die Regierungen der CDM-Gastländer Steuern auf alle oder bestimmte CDM-Zertifikate erheben, gehen doch bei Wegfall der Zusätzlichkeit von CDM-Projekten durch nationale Klimaschutzmaßnahmen die Steuereinnahmen entsprechend zurück.

Schließlich muss auch darauf hingewiesen, dass die Erzeugung von CDM-Zertifikaten wirtschaftlich einem Investitionskostenzuschuss für die entsprechenden Anlagen entspricht. Für diejenigen Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, kann sich ein kontraproduktiver Leakage-Effekt durch CDM-Projekte einstellen. So wird auf der einen Seite versucht, Leakage-Effekte durch kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen im EU ETS oder andere Maßnahmen zu vermeiden bzw. zu mindern, auf der anderen Seite können zumindest in bestimmten Sektoren Leakage-Trends durch die faktische Bezuschussung von entsprechenden Anlagen in nicht durch den EU ETS regulierten Ländern verstärkt werden.

3.4.2 Qualitative Einordnung der häufigsten CDM-Projekttypen im Emissionshandel

Die Verwendung von CDM und JI-Projektzertifikaten im europäischen Emissionshandel unterliegt zum einen einer Mengenbegrenzung. Zum anderen werden gewisse Projekttypen ausgeschlossen (EU-Richtlinie 2004/101/EG)⁹. Dies betrifft CER und ERU, die aus Nuklearanlagen sowie aus Projekten in den Bereichen Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) stammen. Wasserkraftprojekte mit einer Kapazität von über 20 MW sind nur zulässig, wenn „die einschlägigen internationalen Kriterien und Leitlinien, einschließlich der des Abschlussberichts 2000 ‚Staudämme und Entwicklung: ein neuer Rahmen zur Entscheidungsfindung‘ der Weltkommission

⁹ Richtlinie 2004/101/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls,

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:338:0018:0023:DE:PDF>.

für Staudämme, während der Entwicklung dieser Projektmaßnahmen eingehalten werden“ (Richtlinie 2004/101/EG).

HFC-23 Projekte sind in letzter Zeit von verschiedenen Seiten in die Kritik geraten, als Folge dieser Kritik ist eine Überarbeitung der Baseline-Methode angestoßen worden (CDM-Meth Panel 2010, DNR 2010, eia/CDM-watch 2010, Schneider 2007, Jaeger 2010). Gleichwohl sind 65 % der in den Jahren 2008 und 2009 in Deutschland abgegebenen CDM-Zertifikate diesem Projekttyp zuzuordnen. HFC-23 entsteht als Nebenprodukt bei der Herstellung von HCFC-22, einem Kühlmittel, das die Ozonschicht schädigt und zudem ein potentes Treibhausgas ist. HCFC-22 fällt unter das Montreal-Protokoll und darf in Industrieländern nicht mehr hergestellt werden, während für Entwicklungsländer Übergangsfristen bis 2040 gelten.

Die Hauptkritikpunkte von HFC-23 Projekten sind folgende:

- **Kontraproduktive Anreize, die Produktion von HCFC-22 auszuweiten:** Da die Zerstörung von HFC-23 kostengünstig ist, übersteigen die Einnahmen aus CDM-Krediten die Einnahmen aus dem Verkauf des Kühlmittels um das 3 bis 5-fache (eia/CDM-Watch 2010). Aktuelle Untersuchungen zeigen, dass bei diesen CDM-Projekten ein Anreiz entsteht, mehr klimaschädliches Gas zu produzieren, um danach mehr CER generieren zu können. Da nur Anlagen für die CDM-Methode in Frage kommen, die vor dem Jahr 2000 gebaut wurden, wird die Produktion in älteren Anlagen unterstützt, obwohl davon ausgegangen werden kann, dass in älteren Anlagen das Verhältnis von HCFC-22 zu seinem Nebenprodukt HFC-23 schlechter ist als in modernen Anlagen (CDM-Meth Panel 2010). Darüber hinaus konterkarieren HFC-23 Projekte im CDM das Ziel des Montrealer Protokolls, da der CDM kontraproduktive Anreize schafft, die Produktion von HCFC-22 zu erhöhen.
- **Der fehlende Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung im Gastland und der nötigen langfristigen Umgestaltung des Energiesystems:** Da HFC-23 kein Luftschadstoff ist, trägt seine Vermeidung nicht zur Verbesserung der lokalen Umwelt bei. Auch sozialer Zusatznutzen ist nicht zu erwarten. Es werden weder nennenswert zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen noch die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie verbessert. Es wird zwar eine neue Technologie verwendet, diese ist jedoch in den meisten Fällen weder innovativ noch im Gastland unbekannt.

Durch die Vermeidung von N₂O-Emissionen bei der **Adipinsäureproduktion** (18 % der in den Jahren 2008 und 2009 abgegebenen CDM-Zertifikate in Deutschland sind diesem Projekttyp zuzuordnen) wird wie bei der Zerstörung von HFC-23 kein nennenswerter Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung im Gastland geleistet: Weder die lokale Umwelt wird verbessert, noch die Wettbewerbsfähigkeit der lokalen Industrie gestärkt oder Arbeitsplätze in nennenswertem Umfang geschaffen (Schneider 2007, Jaeger 2010). Die N₂O-Vermeidung ist ebenfalls zu sehr niedrigen Kosten möglich, durch den CDM lassen sich deshalb erhebliche Zusatzeinnahmen realisieren. Dies senkt die Produktionskosten in Schwellenländern im Vergleich zu den Produktionskosten in der EU. In der Wirtschaftskrise beklagten Unternehmen in der EU Auslastungsprobleme,

eine Anlage in Großbritannien wurde geschlossen, während die Produktion in Anlagen in Schwellenländern nicht zurückgegangen ist (BASF 2009). Schneider et al. (2010) zeigen, dass der CDM mit hoher Wahrscheinlichkeit zu Produktionsverschiebungen von der EU in Länder ohne vergleichbare Emissionsreduktionsziele geführt hat. Dies führt zu einem Anstieg der globalen Emissionen. Im Bereich der Adipinsäureproduktion sind also Zertifikate für Minderungen ausgestellt worden, die nicht real waren, weil die Produktion ohne das CDM-Projekt wahrscheinlich in einem Land mit absolutem Emissionsreduktionsziel durchgeführt worden wäre. Auch die EU-Kommission hat die Problematik, dass die Produktion von HCFC-22 und Adipinsäure von Annex 1 in Non-Annex 1-Länder verschoben worden ist, um dabei CDM-Einnahmen zu generieren, in einer entsprechenden Mitteilung adressiert (CEC 2010b).

Die effiziente Nutzung der bei der Stahlerzeugung anfallenden **Kuppelgase** ist in der EU und in Deutschland eine Selbstverständlichkeit (5 % der in den Jahren 2008 und 2009 abgegebenen CDM-Zertifikate in Deutschland sind diesem Projekttyp zuzuordnen). Mit den Kuppelgasen wird Strom erzeugt, der verkauft werden kann und somit einen ökonomischen Nutzen hat. Es ist also fraglich, ob diese Maßnahmen nicht auch in Indien und China ohne Inanspruchnahme des CDM durchgeführt worden wären. Da die Frage der Zusätzlichkeit sehr schwer zu beantworten ist, besteht die inhärente Gefahr, dass mehr Zertifikate ausgestellt werden, als Emissionen zusätzlich vermieden werden. Es ist bemerkenswert, dass auch die beiden Unternehmen aus dem Eisen- und Stahlsektor, ThyssenKrupp und Salzgitter, CDM-Zertifikate aus Stahlwerken einsetzen, da diese letztlich die Wettbewerbsfähigkeit von Konkurrenzanlagen in Schwellenländern verbessern.

Grundsätzlich sind die Projekte im Bereich **erneuerbarer Energien** in erheblichem Maße vorteilhaft (5 % der in den Jahren 2008 und 2009 abgegebenen CDM Zertifikate in Deutschland sind diesem Projekttyp zuzuordnen). Sie leisten einen Beitrag zum Umbau der Energieversorgung im Gastland und damit zur nachhaltigen Entwicklung. Wie bei allen CDM-Projekten ist jedoch auch hier der Nachweis schwierig, ob das Projekt auch ohne den CDM realisiert worden wäre. So werden zurzeit nahezu alle Neubauprojekte bei Windkraftanlagen sowie Wasser- und Gaskraftwerken in China als CDM-Projekte angemeldet. Wenn die Zusätzlichkeit in allen Fällen gegeben wäre, hieße das im Umkehrschluss, dass ohne den CDM für die genannten Bereiche keinerlei Investitionen zu Stande kämen – eine Annahme, die bei dem dynamischen Umfeld in China wenig plausibel erscheint (Jaeger 2010). Außerdem kann der CDM dazu führen, dass Schwellenländer auf eigene Politiken und Maßnahmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien verzichten, weil z.B. ein chinesisches Unterstützungsprogramm die Durchführung von CDM Projekten in diesem Sektor nicht mehr ermöglichen würde.

Mit der überarbeiteten Emissionshandelsrichtlinie ist es nunmehr möglich, bestimmte Projekttypen ab 2013 von der Nutzung im EU-Emissionshandel auszuschließen. Ende 2010 sollten die ersten Vorschläge der EU-Kommission dazu vorgestellt kommen und sich vor allem auf „Industriegasprojekte“ (vermutlich alle Projekte im Bereich HFC-23 und teilweise N₂O) beziehen. Die Entscheidung dazu soll im Komitologie-Verfahren verabschiedet werden. Im Komitologie-Verfahren wird eine Verordnung von den Mit-

gliedsstaaten auf Vorschlag der EU-Kommission beschlossen. Weitere Beschränkungen können folgen. Für die Umweltintegrität des Emissionshandels und des CDM sollten perspektivisch auch weitere CDM-Projektkategorien ausgeschlossen werden. Insbesondere erscheint es fragwürdig, warum der Neubau von fossilen Kohlekraftwerken (seit 2008 sind sogenannte superkritische Kohlekraftwerke im CDM zugelassen) über den CDM gefördert werden soll. Außerdem erscheint eine strengere Prüfung der Zusätzlichkeit allgemein (z.B. im Bereich großer Wasserkraftwerke, Kuppelgasnutzung, Deponiegasnutzung, sonstige erneuerbare Energien) sinnvoll und notwendig.

4 Abschätzung der gesamten Nutzung von projektbasier-ten Zertifikaten bis zum Jahr 2020

In diesem Kapitel wird die mögliche Nutzung von CDM- und JI-Projektzertifikaten bis zum Jahr 2020 abgeschätzt. In Artikel 11a der überarbeiteten Emissionshandelsrichtlinie 2009/29/EC wurde ein komplexer Mechanismus festgelegt, mit dem Nutzungsrechte zum Einsatz von CDM-Zertifikaten auf Anlagenebene zugeordnet werden. Mit einem auf CITL-Daten basierenden Modell des Öko-Instituts wurden die von deutschen Anlagenbetreibern bis 2020 einsetzbaren CDM Zertifikate berechnet (Tabelle 13).¹⁰ Dabei können drei Gruppen von Anlagen unterschieden werden: Bestandsanlagen sowie Neuanlagen, wobei letztere danach unterschieden werden, ob sie in der zweiten oder dritten Handelsperiode den Betrieb aufnehmen.

Tabelle 13 Nutzung von CDM und JI in Deutschland im Zeitraum 2008 bis 2020 im EU-ETS

Anlagengruppe	Erläuterung	Kumuliert möglicher Einsatz von Projektzertifikaten 2008 bis 2020 Mio. CER/ERU
Bestandsanlagen	22 % der kostenlosen Zuteilung	430
Neuanlagen zweite Handelsperiode	22 % der kostenlosen Zuteilung (= der Reserve)	24
Neuanlagen dritte Handelsperiode	4,5 % der Emissionen	12
Summe		466

Quelle: CITL, Berechnungen des Öko-Instituts, CITL

Bestandsanlagen, die bereits vor dem Jahr 2008 in Betrieb waren, dürfen im Zeitraum 2008 bis 2020 CDM- und JI-Zertifikate in einem Umfang nutzen, der 22% ihrer Zuteilungsmenge in der zweiten Handelsperiode entspricht. Die Zuteilungsmengen für die zweite Handelsperiode wird im Folgenden auf Basis der im CITL veröffentlichten Zuteilungsmengen für die Jahr 2008 und 2009 hochgerechnet.

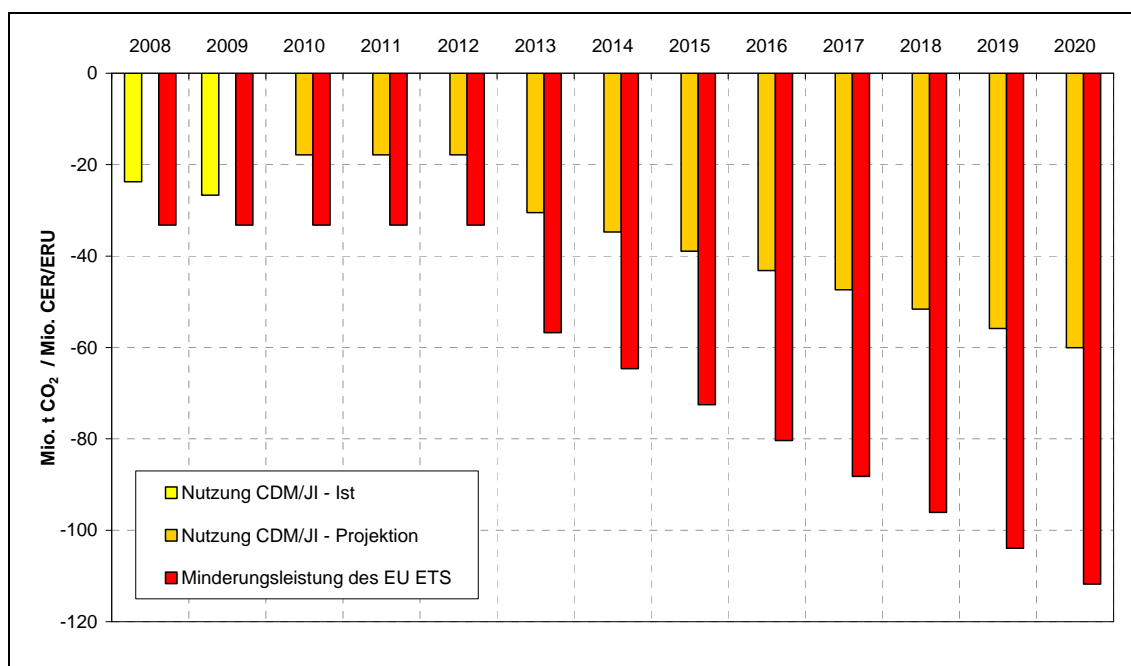
Neuanlagen, die in der zweiten Handelsperiode in Betrieb gehen, dürfen bis 2020 CDM- und JI-Zertifikate in einem Umfang von ebenfalls 22 % ihrer Zuteilungsmenge in der zweiten Handelsperiode nutzen. Die Zuteilungsmenge für Neuanlagen in der zweiten Handelsperiode in Deutschland wird mit der Größe der Reserve abgeschätzt. Nach dem Zuteilungsgesetz (ZuG) 2012 beträgt die Reserve in Deutschland für die zweite

¹⁰ Hier wird nur der Anwendungsbereich der zweiten Handelsperiode betrachtet. Ab 2012 wird der Flugverkehr einbezogen und ab 2013 der Emissionshandel um zusätzliche Gase erweitert. Da die Datenlage für diese neuen Sektoren noch unsicher ist, muss sich diese Analyse auf den derzeitigen Anwendungsbereich des Emissionshandels konzentrieren. Dieser umfasst jedoch den Großteil der ab 2012/2013 vom EU ETS erfassten Emissionen.

Handelsperiode insgesamt 110 Mio. EUA. Daraus ergibt sich, dass Neuanlagen der zweiten Handelsperiode bis 2020 insgesamt 24 Mio. CER/ERU einsetzen können.

Neuanlagen der dritten Handelsperiode können ab Inbetriebnahme 4,5 % ihrer Emissionen mit CDM- oder JI-Zertifikaten abdecken. Die Emissionen von Neuanlagen der dritten Handelsperiode werden für den Zeitraum 2013 bis 2020 auf 264 Mio. t CO₂ geschätzt, dies basiert auf einer linearen Fortschreibung der Größe der Reserve für die zweite Handelsperiode (für 5 Jahre). Ein Anteil von 4,5 % entspricht 12 Mio. CER bzw. ERU.

Abbildung 6: Emissionsminderung im EU ETS im Vergleich zur möglichen Nutzung von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten, 2008 bis 2020



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Zur besseren Einordnung des möglichen Einsatzes von CDM- und JI-Zertifikaten wird berechnet, welcher Anteil an der Minderung im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005 durch die Nutzung von CDM und JI Zertifikaten erbracht werden kann (Abbildung 6). Im Einzelnen verdeutlicht die Abbildung 6 die folgenden Aspekte:

- Die roten Balken in Abbildung 6 stellen die Minderungsleistung des EU ETS in jedem Jahr bis 2020 im Vergleich zu den Emissionen im Jahr 2005 dar. Zur Berechnung der Minderungsleistung wird die Differenz zwischen den Emissionen im Jahr 2005 und dem Cap des EU ETS berechnet. In der zweiten Handelsperiode beträgt die Minderungsleistung für Deutschland 33 Mio. t CO₂ pro Jahr. Bis 2020 steigt die Minderungsleistung auf 112 Mio. t CO₂ pro Jahr an. Umgesetzt wird diese Minderung durch die Absenkung der Gesamtobergrenze mit einem linearen Reduktionsfaktor von 1,74 % jährlich (bezogen auf das jahresdurchschnittliche Emissionsziel der zweiten Handelsperiode).

- Die zwei gelben Balken für die Jahre 2008 und 2009 in Abbildung 6 stellen die Nutzung von CDM- und JI-Zertifikate durch deutsche Anlagenbetreiber dar. In 2008 wurden 24 Mio. Projektzertifikate abgegeben, 2009 wurden 27 Mio. CER bzw. ERU zur Erfüllung der Abgabepflicht des EU ETS eingereicht.
- Für die Zukunft ergibt sich unter Maßgabe der o.g. Annahmen, dass die Anlagenbetreiber in jedem Jahr 54 % ihrer Minderungsleistung über die Nutzung flexibler Mechanismen abdecken. In 2020 wird dann eine Nutzung von 60 Mio. CDM- und JI-Zertifikaten erreicht.

Tabelle 14: Anteil der Minderung in Deutschland im EU ETS in 2020 durch den Einsatz flexibler Mechanismen

		Ist-Emissionen (Erfassungsbereich 2. Periode) 2005	Cap und Minderung 2020	CER/ERU-Nutzung 2020	Anteil der Minderung durch Einsatz von Projekt-Zertifikaten	Erläuterungen
		Mio. t CO ₂	Mio. EUA	Mio. CER/ERU	%	
a	Emissionen in 2005	485				
b	Geschätzte CER Nutzung in 2020			60		
c	Cap im ETS in 2020 im 20%-Fall		373			
d	Minderung im 20%-Fall (a-c)		112		54%	Zeile b/Zeile d
e	Cap im ETS in 2020 im 30%-Fall		305			
f	Minderung im 30%-Fall (a-e)		180		33%	Zeile b/Zeile f

Quelle: *Berechnungen des Öko-Instituts*

Die Ergebnisse werden in Tabelle 14 zusammengefasst. Die EU hat sich verpflichtet ihre Emissionen im Zeitraum 1990 bis 2020 um 20% zu mindern. In diesem Fall können vom Emissionshandel erfasste Anlagen in Deutschland 54 % der Minderung (ab 2005) durch die Nutzung von CDM- und JI-Projektzertifikaten erbringen. Wenn die EU ihre Klimaschutzziele verschärfen und eine Emissionsminderung von 30 % im Vergleich zu 1990 bis 2020 beschließen sollte, würde auch das Cap im EU Emissionshandel abgesenkt werden. Basierend auf aktuellen Angaben der EU-Kommission (CEC 2010a) wird davon ausgegangen, dass die jährliche Absenkung des Emissionsziels im EU ETS (Cap) dann von 1,74 % auf 3,6 % verschärft wird. Die Minderungsleistung im Emissionshandel würde sich dann entsprechend erhöhen, trotzdem könnten weiterhin 33 % der Minderungsleistung durch CDM- bzw. JI-Projektzertifikate erbracht werden.

5 Zusammenfassende Schlussfolgerungen

5.1 Kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten

Die ersten beiden Perioden des EU-Emissionshandelssystems waren durch kostenlose Zuteilungen von Emissionsberechtigungen in erheblichem Umfang geprägt.

So erhielten in der ersten Handelsperiode die Stromerzeuger kostenlose Zuteilungen, die weitgehend dem Emissionsniveau und damit dem Bedarf an Emissionsberechtigungen entsprachen. In der zweiten Handelsperiode hat der Gesetzgeber dann anspruchsvolle Benchmarks für die Stromwirtschaft und damit ein weitaus geringeres Niveau für die kostenlosen Zuteilungen eingeführt. Für die deutschen Stromerzeuger ergab sich in den Jahren 2008 und 2009 ein Zukaufsbedarf im Umfang von 15 bis 44 % der durch Abgabe von CO₂-Zertifikaten abzudeckenden Emissionen. Da der CO₂-Preis – betriebswirtschaftlich rational – auf den Strompreis überwältigt wird, konnten die Stromerzeuger umfangreiche Zusatzerträge realisieren, die maßgeblich auch als Ergebnis der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen entstehen.

Unter Berücksichtigung der auch zur Abschöpfung der Zusatzerträge aus dem EU ETS konzipierten Kernbrennstoffsteuer (die ab 2011 eingeführt werden soll) belaufen sich die Zusatzerträge für alle näher analysierten Stromerzeuger in der ersten und zweiten Handelsperiode des EU ETS voraussichtlich auf 39 Mrd. € (ohne Berücksichtigung der Kernbrennstoffsteuer für die Jahre 2011 und 2012) bzw. rund 34,8 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer in den Jahren 2011 und 2012). Für die näher untersuchten Unternehmen ergibt sich die folgende Situation:

- für E.ON betragen die Zusatzerträge in diesem Zeitraum auf etwa 12 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 10,3 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für RWE ergeben sich Zusatzerträge von etwa 11,3 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 10 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für Vattenfall Europe errechnen sich Zusatzerträge von 7,2 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 6,9 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für EnBW entstehen Zusatzerträge von 6,4 Mrd. € (ohne Kernbrennstoffsteuer) bzw. 5,5 Mrd. € (mit Kernbrennstoffsteuer);
- für Evonik bleiben die Zusatzerträge durch die Einführung der Kernbrennstoffsteuer unverändert und betragen für den Zeitraum 2005 bis 2012 voraussichtlich etwa 2,1 Mrd. €

Ab der dritten Handelsperiode (2013 bis 2020) ist für die Stromversorgung keine kostenlose Zuteilung mehr vorgesehen, die Unternehmen müssen die benötigten CO₂-Zertifikate vollständig auf dem Markt erwerben, Mitnahmeeffekte ergeben sich ab diesem Zeitpunkt nur noch für die CO₂-freien Stromerzeugungsoptionen (Kernenergie und im Wettbewerb stehende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien), die jedoch in erheblichem Umfang durch die Kernbrennstoffsteuer abgeschöpft werden (zumindest für den – vorerst bis 2016 begrenzten – Geltungszeitraum dieser Steuer).

In den ersten beiden Handelsperioden überstieg die Zuteilung von kostenlosen Emissionsberechtigungen für die vom EU ETS erfassten Anlagen der energieintensiven Industrien das Emissionsniveau dieser Anlagen teilweise erheblich. Insbesondere während der Wirtschaftskrise konnten deutsche Industrieunternehmen mit der ökonomischen Verwertung der über die kostenlose Zuteilung erlangten Emissionsberechtigungen erhebliche Gewinne generieren. Die kostenlose Zuteilung hat damit während der Wirtschaftskrise stabilisierend auf die Einnahmen der Unternehmen gewirkt. Für den Zeitraum 2005 bis 2012 wurden die Gewinne abgeschätzt, die deutsche Unternehmen durch den Verkauf ihrer Überzuteilungen realisieren konnten. Vier Industrieunternehmen haben bisher am meisten vom Emissionshandel profitiert:

- bei ThyssenKrupp beträgt der Wert der Überzuteilung 384 Mio. €;
- bei Salzgitter beträgt der Wert der Überzuteilung 243 Mio. €;
- bei BASF beträgt der Wert der Überzuteilung 104 Mio. €;
- bei Heidelberg Cement beträgt der Wert der Überzuteilung 43 Mio. €.

Für die hier betrachteten Unternehmen der deutschen Industrie konnten durch die wirtschaftliche Verwertung überzähliger Zuteilungsmengen hohe Gewinne realisiert werden.

In der dritten Handelsperiode sollen Überzuteilungen für die Industrie durch anspruchsvolle Benchmarks vermieden werden. Bei der Festlegung der Benchmarks für die kostenlose Zuteilung ab 2013 sollten dementsprechend Ausnahmen vermieden werden, um eine erneute Überzuteilung zu verhindern. Dies ist auch wichtig, um Anreize für eine strukturelle Dekarbonisierung zu gewährleisten. Beispielhaft für fortgesetzte Bemühungen um Überzuteilungen sind aktuelle Bemühungen der Stahlindustrie, auch für den der Stromerzeugung in Kuppelgas-Kraftwerken zuzurechnenden Emissionsanteil eine kostenlose Zuteilung zu bekommen (EUROFER 2009).

Darüber zeigen jedoch erste Untersuchungen, dass auch außerhalb des Bereichs der Stromerzeugung CO₂-Kosten auf die Preise verschiedener Industrieprodukte überwältzt werden konnten (de Bruyn et al. 2010) und aus dieser Kostenüberwälzung einerseits und der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen andererseits auch für diese Industriebranchen Mitnahmeeffekte entstehen können. Eine nähere Bestimmung des Ausmaßes der damit zusätzlich entstehenden Mitnahmeeffekte muss jedoch weiteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

5.2 Nutzung von CDM- und JI-Zertifikaten

Mit Blick auf eine langfristige Transformation der energieintensiven Industrie und der Energiewirtschaft ist es wichtig, dass ein überwiegender Anteil der Emissionsminderung innerhalb des Emissionshandelssystems erbracht wird. Langfristig wird es notwendig sein, dass Deutschland seine Treibhausgasemissionen bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 95 % reduziert. Der Einsatz von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten soll des-

wegen nur zusätzlich zu Emissionsreduktionsmaßnahmen in Deutschland erfolgen und darf diese nicht ersetzen.

Die Nutzung von CDM- bzw. JI-Projektzertifikaten im Emissionshandel in Deutschland ist bereits sehr hoch. Im Zeitraum 2008 bis 2020 können nach den bisher geltenden Regelungen mehr als 50 % der Minderungsleistung im Vergleich zum Jahr 2005 durch CDM bzw. JI erbracht werden. Aus diesem Grund sollten die Nutzungsgrenzen für CDM- bzw. JI-Zertifikate beim Übergang der EU auf das 30 % Ziel bis 2020 nicht erhöht werden.

Die betrachteten Industriebetriebe konnten umfangreiche Zusatzgewinne dadurch realisieren, dass sie ihre kostenlos zugeteilten Emissionsberechtigungen anderweitig verwerten und ihre Abgabepflichten im Rahmen des EU ETS über billigere CDM-Zertifikate abdecken konnten. Energieversorger haben billige CDM-Zertifikate abgegeben, während auf den Strommärkten der höhere Preis für EU-Emissionsberechtigungen überwältigt wurde. Die betrachteten Unternehmen haben dadurch in den Jahren 2008 und 2009 Gewinne in Höhe von 42 Mio. € realisiert. Aufgrund der noch verfügbaren CDM-Nutzungsrechte kann abgeschätzt werden, dass die betrachteten Unternehmen bis 2020 weitere Gewinne in der Größenordnung von 1 Mrd. € realisieren werden. Die aktuelle gesetzliche Regelung, dass Unternehmen eine kostenlose Zuteilung von CDM-Nutzungsrechten erhalten, ist nicht sinnvoll. Falls sich die EU beim Übergang auf das 30% Ziel entscheiden sollte, zusätzliche CDM Mengen zuzulassen, sollten diese Nutzungsrechte für Projektzertifikate nicht mehr kostenlos zugeteilt werden. Es könnte ebenfalls überlegt werden, dass der Staat hochqualitative CDM-Projekte aufkauft und dann zusätzliche Emissionsberechtigungen (EUA) versteigert.

Im EU-Emissionshandel werden die Emissionen durch die Gesamtmenge der abgegebenen Emissionsberechtigungen effektiv begrenzt. Durch die Möglichkeit des Einsatzes von CDM-Zertifikaten im EU-Emissionshandel können in der EU mehr Treibhausgase ausgestoßen werden. Wenn im EU ETS ökologisch fragwürdige CDM-Zertifikate eingesetzt werden, kann dies zu einem Anstieg der Gesamtemissionen führen. Deshalb sind in Zukunft restriktivere Regelungen für CDM-Projekte unerlässlich. Größenordnungsmäßig sind mindestens 83 % der in den Jahren 2008 und 2009 von deutschen Unternehmen genutzten CDM-Zertifikate als ökologisch fragwürdig einzuschätzen (CER aus HFC-23 und Adipinsäureprojekten).

Mit der überarbeiteten Emissionshandelsrichtlinie ist es möglich geworden, bestimmte Projekttypen ab 2013 von der Nutzung im EU ETS auszuschließen. Die EU sollte die Möglichkeit ergreifen und Projekttypen, bei denen berechtigte Zweifel an der Zusätzlichkeit bestehen, nicht länger zur Nutzung im Emissionshandel zulassen.

Besonders für die kritischen HFC-23- und die N₂O-Projekte sollte ein Verbot der Nutzung dieser Projekttypen im Emissionshandelssystem zeitnah beschlossen werden, damit Unternehmen Planungssicherheit haben und ihre Investitionen in sinnvolle und Ziel führende Emissionsminderungsprojekte im In- und Ausland umleiten können. Die Bundesregierung und die EU-Kommission sollten hier die Initiative ergreifen und mög-

lichst schnell einen Entwurf für eine entsprechende Verordnung in das Climate Change Committee einbringen. Für die anderen Projekttypen ist eine kritische Überprüfung im Hinblick auf Effektivität der Emissionsvermeidung und struktureller Dekarbonisierung ebenfalls notwendig. Neben diesen Aspekten sollte die Überprüfung auch die Frage einschließen, inwieweit bestimmte CDM-Projekte über die faktische Subventionierung von Produktionsanlagen mit Weltmarktausrichtung auch zur Förderung von Leakage-Effekten beitragen können.

6 Quellen

- BASF (2009): CDM-Projekte mit neuen Adipin-/Salpetersäureanlagen – BASF Position –, Präsentation auf der Sitzung der UAG IV, Berlin, 20. April 2009
- CDM – Meth Panel (2010): Note on AM0001 Incineration of HFC 23 Waste Streams, https://cdm.unfccc.int/Panels/meth/meeting/10/044/mp44_an02.pdf
- CITL (2010): Community transaction log, <http://ec.europa.eu/environment/ets/welcome.do?languageCode=en>
- Commission of the European Communities (CEC), (2010a): Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2010) 265 final, Brussels, 26.5.2010.
- Commission of the European Communities (CEC), (2010b): COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT accompanying the Analysis of options to move beyond 20% greenhouse gas emission reductions and assessing the risk of carbon leakage. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Part II COM(2010) 265 final, Brussels, 26.5.2010.
- de Bruyn, Markowska and Nelissen (2010): Will the energy-intensive industry profit from EU ETS under Phase 3? Impacts of EU ETS on profits, competitiveness and innovation. CE Delft, Delft, October 2010
- Det Norske Veritas Certification AS (2010): CDM: Form for submission of requests for revisions of approved methodologies to the Methodologies Panel (version 01), <https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/STUR14YZ5IJMGCDHK37VWA2P890QFL>
- DNR (2010): Clean Development Mechanism Project Design Document Form (CDM-PDD), <https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/TSWVDMURYXPFL7JI2G9K06H8B4CNA>
- eia/CDM-Watch (2010): HFC-23 offsets in the context of the EU emissions trading scheme; Policy Briefing; 14 July 2010; www.eia-international.org
- EEA (2010a): EEA greenhouse gas data viewer; <http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=475>
- EEA (2010b): EEA EU ETS data viewer; <http://dataservice.eea.europa.eu/PivotApp/pivot.aspx?pivotid=473>
- EIA/CDM-watch (2010): HFC-23 offsets in the context of the EU emissions trading scheme, http://www.cdm-watch.org/wordpress/wp-content/uploads/2010/07/HFC-23_Policy-Briefing1.pdf
- EU (2009a): Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas

- emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020, Official Journal of the European Union, 5.6.2009
- EU (2009b): Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community, Official Journal of the European Union, 5.6.2009
- Eurelectric (2009): EU ETS Phase 3 Auctioning – Timing and Futures versus Spot. October 2009.
- Eurofer (2009): EUROFER statement on Waste Gases – 5 November 2009 <http://www.eurofer.org/index.php/eng/Issues-Positions/Environment/Climate-Change-EUROFER-statement-on-Waste-Gases-5-November-2009>
- Graichen et al. (2008): Impacts of the EU Emissions Trading Scheme on the industrial competitiveness in Germany; on behalf of the Federal Environment Agency <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3625.pdf>
- Green (2008): A quantitative analysis of the cost-effectiveness of project types in the CDM Pipeline, <http://www.cd4cdm.org/Publications/CostEffectivenessProjectsCDMPipeline.pdf>
- Jaeger (2010): Der Clean Development Mechanism (CDM) – (ab)used by Germany? Deutsche CDM-Projekte und staatliche Steuerung der Projektnutzung, Berlin
- Matthes (2008): Die Gewinnmitnahmen deutscher Stromerzeuger in der zweiten Phase des EU-Emissionshandelssystems (2008-2012). Kurzanalyse für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Öko-Institut, Berlin
- Matthes (2010): Kernbrennstoffsteuergesetz und Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“. Stellungnahme zur Anhörung des Haushaltsausschusses des 17. Deutschen Bundestages am 14. Oktober 2010, Berlin, 12. Oktober 2010.
- Point Carbon: EUA and CER trading prices, <http://www.pointcarbon.com/>
- Sandbag (2010): International Offsets and the EU 2009, July 2010, UK
- Schneider (2007): Is the CDM fulfilling its environmental and sustainable development objectives? An evaluation of the CDM and options for improvement. Report prepared for WWF, Berlin, <http://www.oeko.de/oekodoc/622/2007-162-en.pdf>
- Schneider, Lazarus and Kollmuss (2010) Industrial N2O Projects Under the CDM: Adipic Acid – A Case of Carbon Leakage? Stockholm Environment Institute, October 2010
- Schneider, Mohr (2010): 2010 Rating von Designated Operational Entities (DOEs) unter dem Clean Development Mechanism (CDM). Report prepared for WWF, Berlin <http://www.oeko.de/oekodoc/1023/2010-079-en.pdf>
- UNFCCC (2010): CDM registry <http://cdm.unfccc.int/index.html> and JI project list <http://ji.unfccc.int/index.html>
- ZuG (2012): Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2008 bis 2012, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/zug_2012/gesamt.pdf