

# Hoher Anpassungsbedarf im EU-Emissionshandel ab 2013 – deutliche Defizite bei der Vorbereitung in den Unternehmen



# BAROMETER

#### Herausgeber

KfW Bankengruppe  
Palmengartenstraße 5-9  
60325 Frankfurt am Main  
[www.kfw.de](http://www.kfw.de)

Zentrum für Europäische  
Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW)  
L 7, 1  
68161 Mannheim  
[www.zew.de](http://www.zew.de)

#### Redaktion

KfW Bankengruppe  
Abteilung Volkswirtschaft  
[Jan.Schumacher@kfw.de](mailto:Jan.Schumacher@kfw.de)  
069 7431-2868

Zentrum für Europäische  
Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW)  
Umwelt- und Ressourcenökonomik, Umweltmanagement  
[Loeschel@zew.de](mailto:Loeschel@zew.de)  
[Heindl@zew.de](mailto:Heindl@zew.de)  
0621 1235-200, -206

#### Autoren

Prof. Dr. Andreas Löschel, ZEW  
Dr. Karl Ludwig Brockmann, KfW Bankengruppe  
Peter Heindl, ZEW  
Benjamin Lutz, ZEW  
Dr. Jan Schumacher, KfW Bankengruppe

ISSN 1869-0106  
Frankfurt am Main, September 2011

# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung</b> .....	<b>1</b>
<b>Executive Summary</b> .....	<b>3</b>
<b>1 Das KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011</b> .....	<b>5</b>
1.1. Der Emissionshandel im Jahr 2010 – ein Rückblick .....	6
1.2. Markt für Emissionsrechte.....	8
1.3. Veränderte Zuteilungsregeln ab 2013 – Unsicherheit hält an .....	10
<b>2 CO<sub>2</sub>-Vermeidung</b> .....	<b>13</b>
2.1. CO <sub>2</sub> -Vermeidung 2005 bis 2011 .....	14
2.2. Geplante CO <sub>2</sub> -Vermeidung ab 2013 .....	16
2.3. Fehlende Information über Vermeidungskosten und Potenziale .....	18
<b>3 Zertifikatehandel: Emissionsrechte (EUAs) und Emissionsgutschriften (CERs, ERUs)</b> .....	<b>21</b>
3.1. Preiserwartungen für EUAs sowie „Spread“ deutlich gestiegen .....	22
3.2. Nur mäßige Handelsaktivität deutscher Unternehmen im Jahr 2010.....	24
3.3. Unternehmen wünschen sich einfachere Regulierung.....	26
<b>4 Carbon Management</b> .....	<b>29</b>
4.1. Managementstrukturen und ihre Ursachen.....	30
4.2. Anreizstrukturen in deutschen Unternehmen.....	31
4.3. Transaktionskosten im Emissionshandel .....	33
<b>5 Projektbasierte Mechanismen</b> .....	<b>37</b>
5.1. CDM und JI – Weniger entwickelte Länder gewinnen an Bedeutung .....	38
5.2. Neue Offset-Systeme nach Kyoto?.....	40
<b>6 Fazit: Unternehmen werden im Emissionshandel aktiver – Politik muss klaren Rahmen setzen</b> .....	<b>43</b>



## Kurzfassung

Das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS) ist derzeit das größte Handelssystem zur Begrenzung von Treibhausgasemissionen und bestimmt maßgeblich den weltweiten Markt für Emissionszertifikate. Der europäische Emissionshandel deckt etwa 50 % der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen ab (2010: 453,9 MtCO<sub>2</sub>, 1.628 Anlagen) und ist daher nicht nur das zentrale Instrument der europäischen, sondern auch der deutschen Klimapolitik. Im Rahmen des KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometers werden seit 2009 alle emissionshandelspflichtigen Unternehmen in Deutschland jährlich zu ihren Aktivitäten und Strategien befragt.

Das Emissionshandelsjahr 2010 war durch die schnelle wirtschaftliche Erholung nach der Finanz- und Wirtschaftskrise und gestiegene Emissionen geprägt. Die geplanten Veränderungen im Handelssystem ab 2013 werfen ihre Schatten voraus. Daher liegt der Fokus des diesjährigen KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometers auf dem Stand der Vorbereitungen der Unternehmen auf die dritte Handelsperiode. Außerdem werden die Auswirkungen von Transaktionskosten auf den Emissionshandel sowie Anreizstrukturen in Unternehmen näher beleuchtet. Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick:

### **Emissionshandel wirkt bisher nur moderat auf unternehmerische Investitionen**

- Viele regulierte Anlagen weisen noch eine relativ hohe technische Restlebensdauer von rund 15 Jahren auf. Dies und die zuletzt oft ausreichende Ausstattung mit kostenlos zugewiesenen Emissionsrechten lassen erwarten, dass nur allmählich mit Neuinvestitionen zu rechnen ist, die auch Emissionsreduktionen größeren Ausmaßes mit sich bringen.
- Bisher haben nur 40 % der befragten Unternehmen ihre internen CO<sub>2</sub>-Minderungskosten bewertet, 30 % haben darauf sogar bewusst verzichtet und weitere 30 % erachten das Thema gar als nachrangig.
- Seit Beginn des Emissionshandels haben 63 % der Befragten CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen eingeleitet, und für die Zeit ab 2013 planen 65 % der Befragten Minderungsmaßnahmen. Maßnahmen mit dem Hauptgrund der CO<sub>2</sub>-Minderung werden zunehmend wichtiger.

### **Neue Belastungen ab 2013: Unternehmen bereiten sich vor, sind aber unter Zeitdruck**

- Unternehmen sehen den größten Informationsbedarf über anstehende Änderungen beim Umfang ihrer kostenlosen Ausstattung mit Emissionsrechten ab 2013.
- 72 % der Befragten haben bereits eine Bewertung der veränderten Zuteilung ab 2013 vorgenommen. Im Schnitt erwarten die Unternehmen 2013 eine freie Zuteilung in Höhe von 65 % der gegenwärtigen Zuteilung. Die Mehrzahl der Unternehmen (63 %) erwartet eine Unterausstattung an kostenlosen Zertifikaten.
- Unternehmen müssen sich auf die Veränderungen einstellen. Der von den Unternehmen gewünschte Zeitbedarf für notwendige Anpassungen vor Beginn der dritten Handelsperiode beläuft sich auf 20 Monate. Faktisch dürfte ihnen jedoch lediglich ein halbes Jahr zur Verfügung stehen.

### **Hohe Preise für Emissionsrechte erwartet – Sensitivität für politische Entscheidungen**

- Das deutsche Atom-Moratorium vom März 2011 hatte einen signifikant positiven Einfluss auf die kurzfristigen Preiserwartungen für EUAs. Effekte des Atom-Moratoriums auf die mittel- bis langfristigen Preiserwartungen konnten aber nicht nachgewiesen werden.
- Im Juni 2011 erfolgte eine deutliche Korrektur der EUA-Preise nach unten, die wohl auf EU-Pläne zur Einführung zusätzlicher Energieeffizienzregelungen zurückzuführen ist.
- Für die dritte Handelsperiode rechnen die befragten Unternehmen mit einem Preis für EUAs von durchschnittlich etwa 28 EUR.
- Über die Einsetzbarkeit von CERs (Certified Emissions Reductions) in der dritten Handelsperiode besteht erhebliche Unsicherheit. Die befragten Experten gehen davon aus, dass der EUA-CER-Spread in der dritten Handelsperiode auf durchschnittlich fast 6 EUR steigt.

### **Transaktionskosten für Kleinemittenten deutlich höher – teures Reporting**

- Transaktionskosten belasten Kleinemittenten stärker als Großemittenten. Bezogen auf den Zertifikatspreis belaufen sie sich auf 4,3 % für einen mittleren Kleinemittenten im Vergleich zu 0,5 % für einen mittleren Großemittenten. Besonders schwer wiegen die Kosten für die Emissionsmessung und die erforderliche Berichterstattung.
- Als mit Abstand wichtigste Möglichkeit zur Vereinfachung des Emissionshandels werden reduzierte oder vereinfachte Reportingpflichten genannt.
- Knapp die Hälfte der Befragten würde Effizienz- und Technologiestandards als Regulierungsform dem Emissionshandel vorziehen. 24 % befürworten eine Steuer.

### **Carbon Management immer wichtiger – Potenziale aber bei Weitem nicht ausgenutzt**

- Die Kreativität der Mitarbeiter bleibt ungenutzt: Die Mehrzahl der regulierten Unternehmen (70 %) bietet ihren Mitarbeitern keine Anreize zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen.
- Sogar Anlagenmanager haben oft nur geringe (41 %) oder keine (17 %) ökonomischen Anreize, die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu minimieren. Eine volle Anreizwirkung durch den Emissionshandel entfaltet sich demnach nicht in allen Unternehmen.
- 61 % der Unternehmen mit mehr als einer Anlage gleichen Über- oder Unterdeckung bestimmter Anlagen mit Emissionsrechten unternehmensintern aus. Die Emissionsrechte gelangen nicht in den öffentlichen Handel, die Effizienz des Instruments leidet.

### **Unsicherheit über Zukunft der Kyoto-Mechanismen CDM und JI**

- Im Handelsjahr 2010 wurden mehr CER- und ERU-Zertifikate eingesetzt als in den Vorjahren (+41 % in Deutschland). Vor allem der starke Anstieg bei der Nutzung von JI-Zertifikaten zeigt Unsicherheiten über die Zukunft des Mechanismus. Derzeit plant nur ein Drittel der Befragten den Einsatz von CERs nach 2012.
- Alternative oder ergänzende Mechanismen werden erwartet: 60 % der Befragten rechnen mit einem verbindlichen internationalen Regelwerk für National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs) in den nächsten fünf Jahren.

## **Executive Summary**

The EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) is currently the largest trading scheme for greenhouse gas emissions and dominates the world carbon market. The EU ETS covers roughly 50 % of the German CO<sub>2</sub> emissions (2010: 453.9 MtCO<sub>2</sub>, 1,628 installations), and hence is the most important climate policy instrument in Europe as well as in Germany. Since 2009, all German companies regulated by the EU ETS are surveyed annually in the KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer with regard to their activities and strategies.

The year 2010 was characterised by a rapid recovery from the economic crisis of the years 2008 and 2009 and an overall rise in CO<sub>2</sub> emissions. The planned changes to the trading scheme from 2013 are casting their shadows. Thus the current KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer focuses on the status of the preparation by the companies for the third trading period. In addition, both the impacts of transaction costs on emissions trading and incentives for CO<sub>2</sub> abatement in companies are examined more closely. The main findings of the study at a glance:

### **So far, the EU ETS is only moderately affecting investments of companies**

- Many regulated installations are characterised by a relatively long remaining technical life-time of approx. 15 years. Taking this into consideration along with the often sufficient allocation of certificates in the last years leads to expectations that companies will only gradually make new investments resulting in substantial emissions reductions.
- Thus far, only 40 % of the respondent companies have evaluated their internal CO<sub>2</sub> abatement costs. 30 % deliberately chose to not evaluate the costs and the remaining 30 % even regard the evaluation of abatement costs as an issue of minor importance.
- Since the start of the EU ETS in 2005, 63 % of respondents have taken CO<sub>2</sub> abatement measures, and 65 % of respondents plan to implement abatement actions starting in 2013. Activities with the primary aim of reducing CO<sub>2</sub> emissions are becoming more and more important.

### **New burdens from 2013: Companies prepare themselves but are pressed for time**

- Companies state that the greatest need for additional information is regarded the planned changes to their free allocation of emission rights from 2013 onwards.
- 72 % of respondents have already evaluated the changes in free allocation from 2013 onwards. On average, companies expect to receive 65 % of their current free allocation in 2013. The majority of the companies (63 %) expect an insufficient allocation of free certificates.
- Companies have to adapt to the changes. The companies would like to have a time span of 20 months for making necessary adaptations before the beginning of the third trading period. In practice, however, they will probably only have about half a year.

### **Prices expected to be high – sensitivity for new policy instruments**

- The survey shows that the phasing out of nuclear power generation in Germany from March 2011 onwards has had a significant positive impact on the short-term price expect-

tations for the EUAs. However, no mid-term or long-term effects from the phasing out of nuclear power generation on price expectations could be shown.

- In June 2011 an unexpected and significant downward adjustment of the EUA price occurred which probably was due to European plans for new energy efficiency regulations.
- For the third trading period, the respondent companies expected a EUA price of about EUR 28 on average.
- Companies are considerably uncertain about the options for CER use in the third trading period. On average, the specialists surveyed assumed the EUA-CER-spread to rise to about EUR 6.

#### **Transaction costs significantly higher for small emitters – expensive reporting**

- Transaction costs put a higher burden on small emitters compared to large emitters. Relating to the certificate price the costs amount to 4.3 % for a medium small emitter and 0.5 % for a medium larger emitter. The largest part of this involves the costs of emissions measuring and the obligatory reporting.
- Responses indicate that the most important way to make emissions trading easier and more feasible for regulated companies is to reduce reporting procedures or make them less complex.
- About half of respondents would prefer energy efficiency standards or technology standards over regulation under the EU ETS. 24 % of surveyed companies would prefer a carbon tax.

#### **Carbon Management more and more important but potentials still untapped**

- The creativity of the staff remains untapped: Most regulated companies (70 %) offer no incentives to their employees for discovering CO<sub>2</sub> abatement options.
- Even managers of regulated installations often have weak (41 %) or no incentives to minimize CO<sub>2</sub> emissions (17 %). Thus the incentives that stem from the emissions trading do not take effect in all companies.
- 61 % of companies with more than one installation balance the overprovision or underprovision of certain installations with emission rights within the company. The emission rights do not enter public trading, and the efficiency of the instrument is diminished.

#### **Insecurity about Kyoto mechanisms CDM and JI**

- In the trading year 2010, more CER and ERU permits were used than in previous years (+41 % in Germany). Primarily the strong increase in the use of JI certificates shows insecurities about the future of the mechanism. Currently, only one third of the respondents plan to use CERs after 2012.
- There are alternative or complementary mechanisms in sight: 60 % of all respondents expect binding international regulations for National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs) in the next five years.

# 1 Das KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Der Emissionshandel wurde im Jahr 2010 und zu Beginn des Jahres 2011 vor allem von der schnellen wirtschaftlichen Erholung nach der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise und den Bemühungen der deutschen Politik um eine beschleunigte Energiewende nach der Katastrophe von Fukushima dominiert. Beide Entwicklungen führten nicht nur zu einem Anstieg der Preise für Emissionsrechte, sondern auch zu mittel- bis langfristig steigenden Preiserwartungen. Zudem warf und wirft die dritte Handelsperiode des Emissionshandels, die 2013 beginnen wird, ihre Schatten voraus. Die damit verbundenen institutionellen Veränderungen im Emissionshandel nehmen langsam Gestalt an. Die wirtschaftliche Erholung in Deutschland spiegelte sich in den europaweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen wider: Die Gesamtemissionen im EU-Emissionshandel wuchsen 2010 im Vergleich zum Vorjahr um gut drei Prozent und die CO<sub>2</sub>-Preise lagen durchschnittlich auf einem höheren Niveau als im Jahr 2009 (+9 %). Auch in Deutschland kam es zu einem Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen. So wurden von März 2010 bis März 2011 453,9 MtCO<sub>2</sub> durch die im Emissionshandel regulierten Unternehmen ausgestoßen, was einem Zuwachs von 6,1 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht.

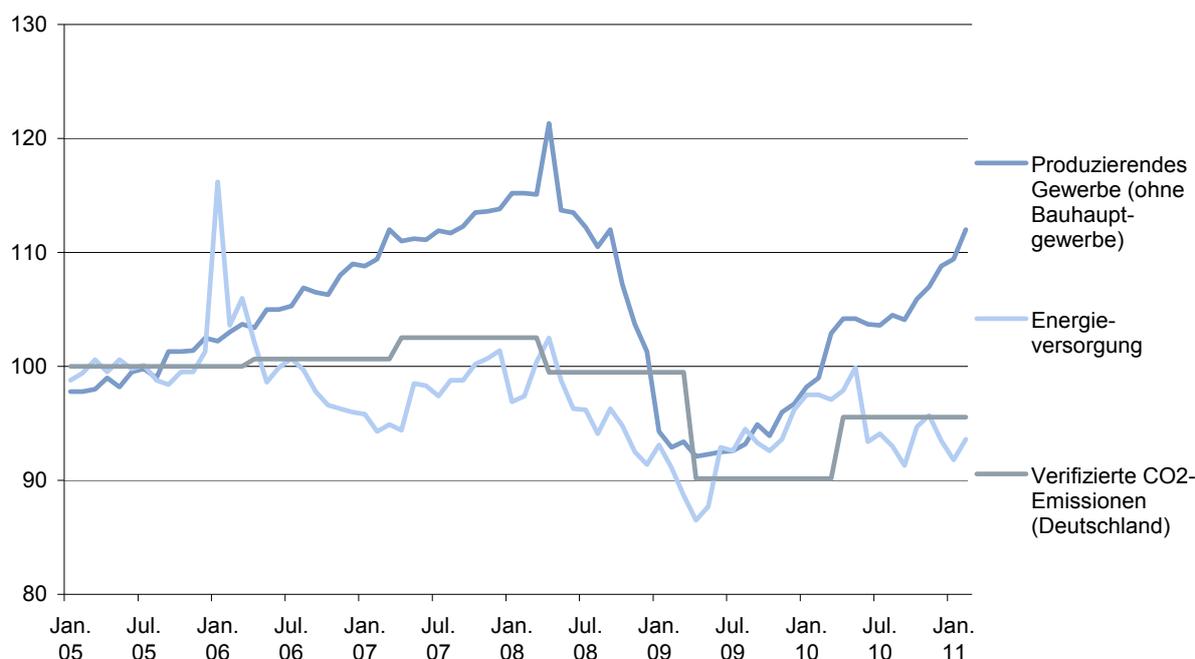
Die Katastrophe von Fukushima im März 2011 führte vor allem in Deutschland zu einem Meinungsumschwung hinsichtlich der Energiegewinnung durch Atomkraft. Als Folge wurde von der Bundesregierung zunächst am 14. März ein Moratorium über die Laufzeitverlängerung verhängt. Dies führte zu einem spürbaren Anstieg der EUA-Preise und der Preiserwartungen der Marktteilnehmer. Im Juni beschloss das Bundeskabinett schließlich den vollständigen Ausstieg aus der Energiegewinnung durch Atomkraft bis 2022. Der CO<sub>2</sub>-Preis sank Mitte Juni 2011 jedoch deutlich ab. Grund dafür sind Erwartungen bezüglich der wirtschaftliche Entwicklung und zukünftiger umweltpolitischer Maßnahmen. Der Preisanstieg durch den Atomausstieg in Deutschland hatte somit keinen nachhaltigen Einfluss auf den CO<sub>2</sub>-Preis.

Mit Beginn der dritten Handelsperiode im Jahr 2013 wird die kostenfreie Ausstattung der Unternehmen mit Emissionsrechten deutlich reduziert und strengen Regularien unterworfen werden. Erst Ende 2010 wurden die Vorschläge für die Produktbenchmarks veröffentlicht, die zur Festlegung der freien Zuteilungsmengen ab 2013 herangezogen werden sollen. Mit einer endgültigen Festlegung der freien Allokation ist jedoch erst im Jahr 2012 zu rechnen. Aufgrund fehlender Informationen sehen sich die regulierten Unternehmen nach wie vor mit großen Unsicherheiten konfrontiert.

In Kapitel 1 werden die jüngsten Entwicklungen im Emissionshandel kurz zusammengefasst. Kapitel 2 beleuchtet die Aktivitäten deutscher Unternehmen im Emissionshandel bei der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Kapitel 3 fasst die Handelsaktivitäten der Unternehmen sowie ihren Informationsstand im EU-Emissionshandel zusammen. In Kapitel 4 werden unternehmensinterne Prozesse beim Management des Emissionshandels näher betrachtet und in Kapitel 5 die Erwartungen der Marktteilnehmer an die Entwicklung der projektbasierten Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) näher untersucht. Im Rahmen des KfW/ZEW CO<sub>2</sub>-Barometer 2011 wurden im März 2011 816 deutsche Unternehmen im EU-Emissionshandel befragt. Der Rücklauf deckt 24 % der regulierten Anlagen in Deutschland bzw. 42 % der Emissionen ab (siehe Anhang zur Struktur der Umfrage).

### 1.1. Der Emissionshandel im Jahr 2010 – ein Rückblick

Nachdem der Emissionshandel in Deutschland im Jahr 2009, bedingt durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, von einem starken Rückgang der Emissionsmengen gekennzeichnet war, stiegen die Emissionen im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr wieder an. 2010 emittierten die stationären emissionshandlungspflichtigen Anlagen in Deutschland 453,9 Mio. t klimaschädliches Kohlendioxid. Dies sind sechs Prozent mehr als 2009, die Emissionen liegen jedoch noch knapp vier Prozent unter dem Niveau des Jahres 2008 (Tabelle 1).



Quelle: Statistisches Bundesamt (2011), CITL (2011), DEHST (2011)

**Grafik 1: Industrieproduktion, Energieproduktion und verifizierte Emissionen in Deutschland (2005=100)**

**Tabelle 1: Verifizierte Emissionen und Emissionsrechte im EHS in Deutschland**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Verifizierte Emissionen (Mio. tCO <sub>2</sub> )	475,0	478,1	487,2	472,5	428,0	453,9
Veränderung zum Vorjahr in Prozent		+0,6 %	+1,9 %	-3,0 %	-9,4 %	+6,1 %
Obergrenze (Cap) <sup>1</sup>	499,0	499,0	499,0	451,9	451,9	451,9

Quelle: CITL (2011), DEHST (2011)

Wie die deutsche Emissionshandlungsstelle berichtet, wurden im Jahr 2010 396 Mio. Emissionsrechte kostenlos an die regulierten Unternehmen in Deutschland vergeben. Zudem wurden 41,1 Mio. Emissionsrechte an der Leipziger Energiebörse versteigert. Zum 31. März 2011 wurden durch 1.628 Anlagen die Meldungen über die Emissionen des Jahres 2010 vorgenommen. Davon stammen 1.083 Meldungen (67 %) von Anlagen zur Energieerzeugung und 545 Meldungen (33 %) von Industrieanlagen. Auf die Anlagen zur Energieer-

<sup>1</sup> Aufgrund der Rückhaltung einer Reserve für Neuemittenten weichen die tatsächlich verfügbaren Emissionsrechtmengen von den hier genannten Zahlen ab.

zeugung entfallen Emissionen in Höhe von 356 MtCO<sub>2</sub> (78 %), wohingegen die Industrieanlagen im Jahr 2010 rund 98 MtCO<sub>2</sub> (22 %) emittierten.

**Tabelle 2: Sektorale Entwicklung der verifizierten Emissionen 2010**

Tätigkeitsbereich	Verifizierte Emissionen (VET) 2010 in ktCO <sub>2</sub>	Anteil an Gesamtemissionen (2010)	Veränderung VET 2010 zum Vorjahr	Über- / Unterausstattung Zuteilung** zu VET 2010 in ktCO <sub>2</sub>	Zahl der Anlagen 2010
Großkraftwerke (> 50 MW FWL*)	347.780	76,6 %	5 %	-80.711	516
Eisen / Stahl / Kokereien	31.804	7,0 %	26 %	9.075	44
Raffinerien	22.272	4,9 %	-3 %	2.770	26
Zement	18.577	4,1 %	-1 %	2.392	39
Kalk	7.757	1,7 %	16 %	2.419	69
Kleine Energieanlagen (20–50 MW FWL*)	7.160	1,6 %	8 %	2.588	511
Propylen, Ethylen und Ruß	5.894	1,3 %	9 %	793	13
Zellstoff / Papier	5.857	1,3 %	5 %	1.137	127
Glas	4.057	0,9 %	4 %	589	93
Antriebsmaschinen	1.398	0,3 %	-12 %	290	56
Keramik	1.327	0,3 %	10 %	632	134
Kumuliert	453.883	100,0 %	+6.1 %	-58.026	1.628

\* Feuerungswärmeleistung, \*\* inkl. Umverteilung der Emissionsrechte für weitergeleitete Kuppelgase.

Quelle: DEHSt (2011), Stand 31.03.2011

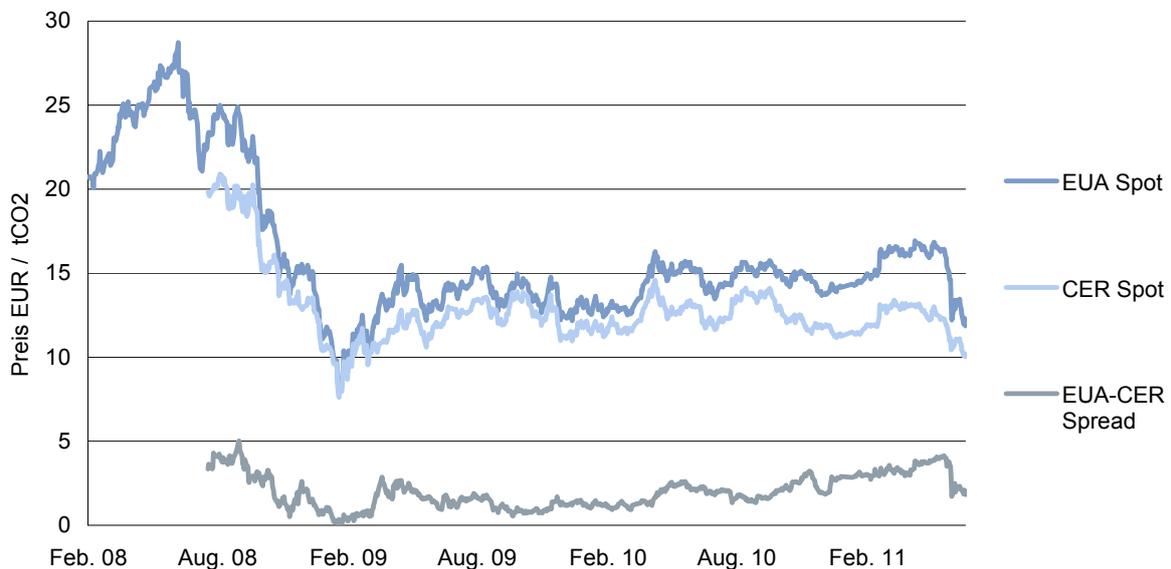
Der Anstieg der Gesamtemissionen in Deutschland im Jahr 2010 geht vor allem auf die gestiegenen Emissionen bei Großkraftwerken zurück: Diese emittierten 2010 knapp 17,8 MtCO<sub>2</sub> mehr als im Vorjahr (+5 %). Sie verantworten damit knapp 77 % der Emissionen im EHS in Deutschland und sind somit der Tätigkeitsbereich mit den insgesamt höchsten Emissionsmengen. Deutlich gestiegen sind auch die Emissionen aus dem Bereich der Eisen- und Stahlproduktion sowie der Kokereien. Dieser Tätigkeitsbereich emittierte mit 31,8 MtCO<sub>2</sub> im Jahr 2010 gut 26 % mehr CO<sub>2</sub> als noch im Vorjahr. Hier zeigt sich deutlich die Auswirkung des wirtschaftlichen Aufschwungs nach den Krisenjahren 2008 und 2009. Der Sektor der Eisen- und Stahlherstellung ist mit einem Anteil von 7 % an den Gesamtemissionen im EHS in Deutschland der zweitgrößte Tätigkeitsbereich. Auch im Bereich der Kalkherstellung kam es zu einem deutlichen Anstieg der Emissionen. Sie stiegen 2010 im Vergleich zum Vorjahr um gut 1 MtCO<sub>2</sub> (+16 %) an, jedoch hat dieser Bereich mit einem Anteil von knapp 2 % an den Gesamtemissionen ein relativ geringes Gewicht.

Alle Tätigkeitsbereiche, mit Ausnahme der Großkraftwerke, verfügten über eine Überausstattung mit frei zugeteilten Emissionsrechten. Insgesamt mussten die Unternehmen in Deutschland 2010 Emissionsrechte in Höhe von knapp 58 MtCO<sub>2</sub> zukaufen (Gesamtemissionen abzüglich Zuteilung). Abzüglich der 41,1 Mt an versteigerten Emissionsrechten kam es dadurch rechnerisch zu einem Nettoimport an Emissionsrechten aus anderen europäischen Ländern von knapp 17 MtCO<sub>2</sub>. Dies entspricht 3,8 % des nationalen Caps. Wird diese Menge an Nettoimporten mit einem Preis von 14,83 EUR (Durchschnittspreis 04/2010 bis 03/2011) bewertet, so bedeutet dies Importe aus anderen EU-Ländern im Gegenwert von etwa 250 Mio. EUR für das Jahr 2010.

## 1.2. Markt für Emissionsrechte

Im vergangenen Jahr bewegten sich die Preise für Emissionsrechte weit gehend seitwärts. Im Zeitraum von April 2010 bis Ende März 2011 lag der durchschnittliche EUA-Preis bei 14,83 EUR (Bluenext EUA spot). Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum stieg der durchschnittliche Preis damit um 1,25 EUR (9 %) an. Dennoch liegen die durchschnittlichen EUA-Preise noch immer deutlich unter dem Niveau des Jahres 2008 (von April 2008 bis Ende März 2009 lag der durchschnittliche EUA-Preis bei 19,67 EUR).

Bei den börsengehandelten CERs lag der durchschnittliche Preis im Zeitraum von April 2010 bis Ende März 2011 bei 12,61 EUR (Bluenext CER spot). Dies entspricht einer Erhöhung um 0,40 EUR (3 %) im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Der Spread lag von April 2010 bis Ende März 2011 bei durchschnittlich 2,23 EUR. Dies bedeutet einen Anstieg um 62 % im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Während sich die EUA- und CER-Preise 2009 und 2010 unter dem Niveau des Jahres 2008 befanden, kam es zu einem Anstieg des Spreads. Die Nachfrage nach CERs hat sich demnach schwächer gezeigt als die Nachfrage nach EUAs.



Quelle: Bluenext (2011)

### Grafik 2: Preisentwicklung bei EUA-Spots und CER-Spots seit 2008

Analysten erwarten insgesamt für die Jahre 2011 und 2012 steigende Preise, primär aufgrund eines Anstiegs der Energie- und Industrieproduktion sowie der Verringerung der freien Zuteilung ab 2013. Im Bereich der Industrie hat vor allem die europaweit gesteigerte Produktion in der Stahl-, Glas- und Papierproduktion zu steigender Nachfrage nach Emissionsrechten geführt (Barclays, 2011a).

Zunächst kam es im März 2011 zu einem spürbaren Anstieg der EUA-Preise, als infolge der Havarie des japanischen Reaktors Fukushima Daiichi sieben deutsche Atomreaktoren vorläufig für einen Zeitraum von drei Monaten vom Netz genommen wurden. Das Abschalten von Atomreaktoren hat kurz- und mittelfristig Auswirkungen auf den Markt für Emissionsrechte, da als Konsequenz Strom aus anderen Quellen, insbesondere Kohle und Gas, gewonnen werden muss. Im Juni wurde schließlich die endgültige Abschaltung der sieben Reaktoren

beschlossen. Dies könnte bis 2020 zu Mehremissionen aus der Kohle- und Gasverstromung zwischen 250 und 320 MtCO<sub>2</sub> führen (CDC, 2011, siehe auch Kasten 1 sowie Kapitel 3).

#### **Kasten 1: Atom-Moratorium führte zu steigenden EUA-Preiserwartungen**

Durch das verheerende Seebeben im März 2011 in Japan kam es zur Havarie des japanischen Atomkraftwerks Fukushima Daiichi, bei dem große Mengen radioaktiven Materials freigesetzt wurden. Als Konsequenz erließ die Bundesregierung am 14. März 2011 ein „Atom-Moratorium“, welches die vorübergehende Stilllegung von sieben deutschen Reaktoren älterer Bauart vorsah. Durch die Abschaltung der Atommeiler mussten 10,6 TWh Atomstrom durch andere Energieträger – insbesondere Kohle und Gas – ersetzt werden (CDC, 2011). Deutschland wurde zum Nettostromimporteur. Auf den Märkten für Emissionsrechte kam es aufgrund steigender Nachfrage zu einem Preisanstieg. So stieg der EUA-Preis (Bluenext Spot) vom 11. auf den 16. März von 14,86 auf 16,44 EUR (+1,58 EUR / +11 %) und verblieb in den folgenden Wochen auf einem Niveau von über 16,00 EUR.

Der Atomunfall ereignete sich etwa in der Mitte des Befragungszeitraums des KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometers. Einige der Befragten haben vor der Fukushima-Havarie und dem Moratorium an der Befragung teilgenommen, andere wiederum danach. Es zeigt sich: Die Preiserwartungen der befragten Unternehmen haben sich durch das Ereignis signifikant erhöht. Während die kurzfristigen EUA-Preiserwartungen bis Ende 2011 vor dem Atom-Moratorium noch bei durchschnittlich 16,00 EUR lagen, so erhöhten sie sich nach dem Ereignis auf durchschnittlich 17,20 EUR. Durch die Ankündigung des Atom-Moratoriums kam es also zu einem signifikanten Anstieg der kurzfristigen EUA-Preiserwartungen um 1,20 EUR (+8 %).

Auch die mittel- und langfristigen Preiserwartungen haben sich infolge des Ereignisses leicht erhöht. Diese Unterschiede sind jedoch statistisch nicht signifikant. Daraus lässt sich folgern, dass der Markt eher von einem kurz- bis mittelfristigen Effekts des Atom-Moratoriums auf die CO<sub>2</sub>-Märkte ausging. Der Beschluss der Bundesregierung, bis 2022 alle deutschen Atomkraftwerke stillzulegen und die sieben Kraftwerke, die im Rahmen des Atom-Moratoriums abgeschaltet wurden, nicht mehr ans Netz gehen zu lassen, hatte keine wesentlichen Auswirkungen auf die Preise für Emissionsrechte. Da die Bundesregierung im Rahmen der Energiewende den Aufbau weiterer Kapazitäten fossiler Energieerzeugung mit einer Gesamtleistung von 10 GW plant, könnte es dennoch langfristig zu einer gesteigerten Nachfrage nach EUAs und in der Folge zu einem zusätzlichen Preisdruck kommen.

Im Juni 2011 kam es dann unerwartet zu einem deutlichen Absinken des Preises für EU-Emissionsrechte. Grund dafür waren vor allem die Mitte Juni von der EU Generaldirektion Energie veröffentlichten Pläne zur Einführung verpflichtender Energieeffizienzregelungen in der Industrie, bei Gebäuden und im Verkehr. Ziel ist eine verpflichtende Reduktion des Primärenergieverbrauchs in den EU-Mitgliedsländern bis 2020 um 20 %, was einer Verringerung des erwarteten Primärenergieverbrauchs um 368 Mio. Tonnen Öl-Äquivalenten entspricht. Gemäß einer von der EU durchgeführten Studie könnte die Nachfrage nach Emissionsrechten durch Energieeinsparung deutlich sinken und der CO<sub>2</sub>-Preis im Extremfall unter 14 EUR im Jahr 2020 sinken (EU, 2011d). Zur Pflichterfüllung für das Jahr 2010 wurden europaweit deutlich größere Mengen an CERs (Certified Emissions Reductions) und ERUs (Emission Reduction Units) eingesetzt als in den beiden vorherigen Jahren. Als Grund dafür werden unter anderem die Unsicherheit hinsichtlich der Zukunft des CDM und die Nichtanrechenbarkeit von CER-Zertifikaten aus der Industriegaszerstörung für die Zeit nach 2012 gesehen. Europaweit wurden 116,9 Mio. CERs zur Pflichterfüllung genutzt. Im gleichen Zeitraum erhöhte sich auch die Ausgabe von CERs aus Projekten. Von Ende April 2010 bis Ende April 2011 wurden 198 Mio. CERs ausgegeben. Die Menge an bisher generierten CERs erhöhte sich damit auf 605 Mt. Das Volumen der an den Spot- und Futuresmärkten der

Bluenext und ICE gehandelten CERs, ERUs und EUAs belief sich im Handelsjahr 2010 auf rund 6,1 Mrd. tCO<sub>2</sub>, was eine Abnahme von rund 4 % im Vergleich zum Vorjahreswert darstellt (Bluenext, 2011; ICE, 2011).

### **1.3. Veränderte Zuteilungsregeln ab 2013 – Unsicherheit hält an**

Die wichtigste Veränderung im Europäischen Emissionshandel betrifft die veränderten Regeln für die kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten mit Beginn der dritten Handelsperiode (2013–2020). Ursprünglich plante die EU-Kommission, die Regelungen für die kostenlose Zuteilung ab 2013 bereits Mitte des Jahres 2010 zu veröffentlichen. Im Oktober 2010 sorgte ein erster Entwurf der „Benchmark-Liste“ für Aufregung, da die darin vorgesehenen Benchmarks vielen als zu streng erschienen (Dow Jones, 2010). Der finale Entwurf der EU-Kommission wurde im Dezember 2010 veröffentlicht und schließlich am 27. April 2011 von der EU-Kommission angenommen (EU, 2011a; EU, 2011b; CDC, 2011).

Ab Beginn der dritten Handelsperiode sinkt die Gesamtmenge an europaweit zulässigen CO<sub>2</sub>-Emissionen (das so genannte „Cap“) um jährlich 1,74 %, gemessen ab 2010 (EU, 2009a). Die neuen Zuteilungsregeln sehen vor, dass es für stromerzeugende Anlagen ab 2013 keine freie Zuteilung mehr geben soll (Ausnahmen für die Wärmeerzeugung). Das bedeutet, dass diese Unternehmen ab 2013 alle benötigten Zertifikate käuflich erwerben müssen. Für andere Sektoren wurden so genannte Produktbenchmarks ausgearbeitet. Diese werden definiert als Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Tonne produzierter Güter. Die kostenlose Allokation einer Anlage errechnet sich durch Multiplizieren des jeweiligen Produktbenchmarks mit den historischen Produktionsmengen der Anlage (EU 2011b). Die Produktbenchmarks decken etwa 75 % der Emissionen ab. Für Fälle, in denen Produktbenchmarks aus technischen Gründen nicht zur Anwendung kommen können, wurden alternative Zuteilungsregeln entwickelt: die sog. Wärmebenchmarks (ca. 20 % der Emissionen), Treibstoffbenchmarks (ca. 5 % der Emissionen) und Regelungen für Prozessemissionen (weniger als 1 % der Emissionen). Alle Benchmarks wurden so gestaltet, dass sie die durchschnittliche Performance der europaweit 10 % effizientesten Anlagen abbilden. Daher kann es für weniger effiziente Anlagen durch die veränderten Zuteilungsregeln zu einer deutlich geringeren freien Zuteilung kommen. Anlagen, die auf der so genannten Carbon Leakage-Liste aufgeführt sind, erhalten ab 2013 eine vollständig freie Zuteilung basierend auf den jeweiligen Produktbenchmarks. Die nicht auf der Carbon Leakage-Liste aufgeführten Anlagen werden ab 2013 eine freie Zuteilung in Höhe von 80 % basierend auf den Produktbenchmarks erhalten (EU, 2009b).

Ursprünglich sollten bis 30. September 2011 alle nationalen Behörden die vorläufige kostenlose Zuteilung für die regulierten Anlagen für den Zeitraum 2013 bis 2020 berechnen und der EU-Kommission vorlegen. Dieser Zeitplan wird jedoch aller Voraussicht nach nicht eingehalten. Es ist geplant, dass die EU-Kommission im Laufe des Jahres 2012 diese so genannten „National Implementation Measures“ (NIM) prüft. Eine endgültige Festlegung der freien Zuteilung wird also voraussichtlich erst im Verlauf des Jahres 2012 getroffen, wobei spätere einheitliche und sektorübergreifende Anpassungen zur Einhaltung der festgelegten Obergrenze an Emissionen nicht ausgeschlossen sind. Für die betroffenen Unternehmen bedeuten die anstehenden Veränderungen natürlich einen erheblichen Anpassungsbedarf. Auch die relativ späte Ankündigung der genauen Modalitäten für die freie Zuteilung kann zusätzliche Risiken

und Belastungen mit sich bringen. Nach Angaben der befragten Unternehmen sollten zwischen der verbindlichen Ankündigung der Menge an freier Zuteilung und dem Beginn der dritten Handelsperiode idealerweise im Mittel mindestens 20 Monate liegen, damit die Unternehmen sich optimal auf die anstehenden Änderungen vorbereiten können.

Wie sich zeigt, haben bisher insgesamt 72 % der befragten Unternehmen eine Abschätzung der für sie ab 2013 zu erwartenden freien Zuteilung und der ggf. zusätzlich zu erwerbenden Emissionsrechte vorgenommen. Von der Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) taten dies bisher allerdings nur knapp 50 %, wohingegen 82 % der Großemittenten und 70 % der KMU (< 250 MA) bereits eine solche Abschätzung vorgenommen haben (Unterschied zwischen Emissions- bzw. Unternehmensgröße siehe Anhang „Struktur der Umfrage“). Im Durchschnitt erwarten die befragten Unternehmen 2013 eine freie Zuteilung von 65 % der gegenwärtigen Zuteilung. Betriebe, die sich selbst der Energie- und Wärmeerzeugung (NACE 40.1) zuordnen, erwarten nach eigenen Aussagen im Durchschnitt eine freie Zuteilung in Höhe von 51 % (nur für die Wärmeerzeugung). Unter Betrieben sonstiger industrieller Prozesse liegen die Erwartungen auf einem Niveau von durchschnittlich 76 %. Insgesamt gehen die Unternehmen somit von einer deutlichen Verknappung der Zuteilungsmengen aus (siehe Kasten 2).

## Kasten 2: Erwartete Kostenbelastung durch veränderte Zuteilung

Aus den Erwartungen der Befragten über ihre freie Zuteilung im Jahr 2013 und den Preisen für Emissionsrechte (siehe Abschnitt 3.1) lassen sich die auf die Unternehmen zukommenden Mehrkosten abschätzen. Legt man als Vergleichsmaßstab ihre gegenwärtigen Emissionen an, so dürften ab 2013 knapp 63 % der Unternehmen eine Unterausstattung an kostenlos zugeteilten Zertifikaten aufweisen. Gegenwärtig sind dies nur knapp 27 %. Die Mehrzahl der Unternehmen wird daher ab 2013 zusätzliche Zertifikate auf dem Markt erwerben müssen, vor allem die Betriebe der Energiewirtschaft. Die zusätzlich benötigten Mengen an Zertifikaten variieren stark zwischen den einzelnen Unternehmensgruppen. Dies liegt an Unterschieden sowohl hinsichtlich der aktuellen Zuteilung als auch der Produktbenchmarks. Tabelle 3 zeigt die Veränderung der freien Zuteilung an Emissionsrechten für verschiedene Unternehmenstypen auf Basis der individuellen Erwartungen der Unternehmen im März 2011.

## Tabelle 3: Erwartete absolute Veränderung der freien Zuteilung im Jahr 2013 (Hochrechnung, tCO<sub>2</sub>)

Die Perzentile der erwarteten absoluten Veränderung der freien Zuteilung in Tonnen CO<sub>2</sub> errechnen sich aus der Differenz zwischen der erwarteten Zuteilung im Jahr 2013 und der gegenwärtigen Zuteilung. Perzentile zeigen die Lage in der Verteilung auf. Lesehilfe für die vorletzte Spalte: Für das Unternehmen aus der Energiewirtschaft das genau in der Mitte der unteren Hälfte der gesamten Verteilung (in Bezug auf die absolute Differenz zwischen erwarteter und gegenwärtiger freier Zuteilung) liegt (25 % Perzentil), beträgt diese Differenz 195.532 tCO<sub>2</sub> bzw. eine um 70 % geringere freie Zuteilung als gegenwärtig.

Lage	Alle Unternehmen	Kleinemittenten (< 25.000 tCO <sub>2</sub> )	Großemittenten (≥ 25.000 tCO <sub>2</sub> )	Energiewirtschaft	Industrieanlagen
25 % Perzentil*	-56.892 (-60 %)	-7.007 (-50 %)	-162.805 (-60 %)	-195.532 (-70 %)	-49.282 (-30 %)
50 % Perzentil*	-17.089 (-30 %)	-1.702 (-20 %)	-45.228 (-34,5 %)	-26.949 (-50 %)	-12.320 (-20 %)
75 % Perzentil*	-2.881 (-20 %)	-869 (-10 %)	-17.381 (-20 %)	-7.308 (-30 %)	-1.388 (-10 %)

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Tabelle 4: Erwartete Kosten durch die verringerte Zuteilung im Jahr 2013 (in tausend Euro)**

Lage	Emissionen 0–25 ktCO <sub>2</sub>	Emissionen 25–100 ktCO <sub>2</sub>	Emissionen > 100 ktCO <sub>2</sub>	Energie- wirtschaft	Industrieanlagen
25 % Perzentil	Überallokation: 0	45	Überallokation: 0	14	Überallokation: 0
50 % Perzentil	Überallokation: 0	233	576	244	10
75 % Perzentil	41	630	4.813	4.142	263
90 % Perzentil	166	1.000	26.700	20.900	1.035

Die Kosten errechnen sich auf Basis individueller Preiserwartungen der Unternehmen sowie individueller Erwartungen an die zusätzlich käuflich zu erwerbenden Emissionsrechte.

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Tabelle 4 zeigt die erwarteten Kosten für Zertifikatekäufe der befragten Unternehmen auf Basis ihrer individuellen Erwartungen hinsichtlich des EUA-Preises und der freien Zuteilung im Jahr 2013. Mittelgroße Emittenten der Energiewirtschaft erwarten Kosten in Höhe von 244.000 EUR, größere Emittenten der Energiewirtschaft hingegen von 4 bis 21 Mio. EUR. In der Industrie fällt die erwartete Kostenbelastung deutlich geringer aus. Mittlere Emittenten (definiert als das 50 % Perzentil) erwarten Kosten in Höhe von 10.000 EUR und größere Emittenten von 263.000 bis etwa 1 Mio. EUR. Auffällig sind die relativ optimistischen Erwartungen in der Energiewirtschaft. In der Praxis dürfte die Zuteilung hier deutlich geringer ausfallen.

## 2 CO<sub>2</sub>-Vermeidung

Im Handelsjahr 2010 kam es im Vergleich zum Vorjahr nicht zu wesentlichen Veränderungen in den Vermeidungsaktivitäten der befragten Unternehmen. Insgesamt gaben erneut 63 % der befragten Unternehmen an, seit 2005 eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahme durchgeführt zu haben (Abschnitt 2.1). In einem Emissionshandelssystem ist der Preis für Emissionsrechte das entscheidende ökonomische Signal zur Verringerung der Emissionen. Unternehmen haben einen Anreiz, in die Emissionsminderung zu investieren, wenn die Minderungsmaßnahme weniger Kosten verursacht als der Kauf von Emissionsrechten im Fall ohne Emissionsminderung. Da sich der Preis für Emissionsrechte im Jahr 2010 auf einem Niveau von 15,00 EUR weit gehend seitwärts bewegte, blieben die Anreize für zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungen im Jahr 2010 relativ gering, was einen wichtigen Grund für das unveränderte Niveau der Vermeidungsaktivitäten darstellt.

Vor dem Hintergrund der veränderten Regeln für die Zuteilung von Zertifikaten wurden in der diesjährigen Befragung erstmals die Planungen hinsichtlich zukünftiger CO<sub>2</sub>-Minderungen in der dritten Handelsperiode, also ab 2013, ermittelt. Bereits jetzt planen 65 % der befragten Unternehmen, ab 2013 CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen durchzuführen. Dies dürfte vor allem auf die Erwartung steigender Preise für Emissionsrechte zurückzuführen sein. So rechnen die Befragten für den Zeitraum von 2013 bis 2020 mit einem durchschnittlichen EUA-Preis von 22,70 bis 31,90 EUR (siehe Kapitel 3). Durch den steigenden Preis für Emissionsrechte würden folglich zusätzliche Minderungsmaßnahmen wirtschaftlich. Da ab 2013 viele Unternehmen eine deutlich geringere kostenlose Zuteilung an Zertifikaten und somit zusätzliche Kosten erwarten (siehe Kapitel 1), dürfte dem Thema CO<sub>2</sub>-Minderung als Möglichkeit der Kostensenkung eine höhere Aufmerksamkeit zukommen.

Die bedeutendste Art der CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist, wie in den vorangegangenen Befragungen, die Prozessoptimierung, die keiner größeren Neuinvestitionen bedarf, sondern lediglich eine Anpassung des Produktionsprozesses darstellt. Insgesamt haben aber weitere Maßnahmen – wie der Brennstoffwechsel und der Einsatz von erneuerbaren Energien – im Vergleich zum Vorjahr an Bedeutung gewonnen. In den Planungen für die Zeit ab 2013 stehen darüber hinaus zunehmend Investitionen in Energieeffizienztechnologien im Vordergrund. Zusätzlich wird die CO<sub>2</sub>-Vermeidung als primäres Investitionsmotiv immer wichtiger. Dies sind Anzeichen für eine sich verstärkende Anreizwirkung des EHS zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Dennoch kann derzeit nicht von einer schnellen Dekarbonisierung der im EU-Emissionshandel regulierten Unternehmen ausgegangen werden. Denn vor dem Hintergrund der ermittelten technischen Restlebensdauer bestehender CO<sub>2</sub>-emittierender Anlagen sind Neuinvestitionen in größerem Umfang erst ab 2026 zu erwarten. Die dadurch ab 2026 ersetzten Anlagen stehen aktuell für 82 % der jährlichen Emissionen im deutschen Emissionshandel (siehe Kasten 3).

Derzeit haben 60 % der befragten Unternehmen seit 2008 noch keine Bewertung ihrer Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung vorgenommen. 30 % der befragten Unternehmen gaben an, eine solche Bewertung bewusst nicht vorgenommen zu haben. Sie erwarten demnach nicht, dass Vermeidungsoptionen bestehen, die sich aus Sicht des Unternehmens als wirtschaftlich erweisen würden (Abschnitt 2.3).

## 2.1. CO<sub>2</sub>-Vermeidung 2005 bis 2011

Von den befragten Unternehmen gaben 63 % an, seit Einführung des Europäischen Emissionshandels CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen vorgenommen zu haben. Dieser Wert entspricht dem Wert des Vorjahres. Abgesehen von leichten Schwankungen zeigen sich auch innerhalb verschiedener Unternehmenstypen kaum Veränderungen im absoluten Niveau der Vermeidungsaktivitäten (Tabelle 5).

**Tabelle 5: CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen 2005–2011**

Wurde im Zeitraum 2005–2011 bereits eine Minderungsmaßnahme durchgeführt?

	Alle Unternehmen	KMU*	Große Untern.**	Kleinemittenten <sup>#</sup>	Großemittenten <sup>##</sup>
Ja	63 % (+0)	44 % (-1)	78 % (+2)	54 % (+2)	68 % (-4)
Nein	37 % (+0)	56 % (+1)	22 % (-2)	46 % (-2)	32 % (+4)

\* bis 249 Mitarbeiter, \*\* mehr als 249 Mitarbeiter, # < als 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010, ## ≥ 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010

Die Werte in Klammern geben die Veränderung zum Vorjahr an (in Prozentpunkten).

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Nach wie vor gilt, dass größere Unternehmen (≥ 250 Mitarbeiter) und Unternehmen mit höheren Emissionsmengen (≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>) bei der CO<sub>2</sub>-Vermeidung aktiver sind als KMU (< 250 Mitarbeiter) oder Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>). Dies dürfte unter anderem auf Transaktionskosten zurückzuführen sein, die bei der Suche nach Vermeidungsoptionen entstehen. Denn wie sich zeigt, sind Kleinemittenten und KMU vergleichsweise schlecht über bestehende Minderungsoptionen informiert (siehe Abschnitt 2.3). In der Energiewirtschaft führten seit Beginn des Emissionshandels im Jahr 2005 nur 50 % der Befragten Vermeidungsmaßnahmen durch. Deutlich ausgeprägter sind hingegen Vermeidungsanstrengungen im Bereich des Verarbeitenden Gewerbes: Dort haben seit 2005 immerhin 70 % der Befragten CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen eingeleitet. Der Grund hierfür dürfte sein, dass CO<sub>2</sub>-Minderungen in vielen Prozessen in der Industrie kostengünstiger durchzuführen sind als in der Energieumwandlung. Ein Einfluss individueller Preiserwartungen oder der Erwartungen an die zukünftige Zuteilung auf die Vermeidungsaktivität lässt sich statistisch nicht nachweisen.

Wenn CO<sub>2</sub>-Minderungen realisiert wurden, so waren diese für 95 % der Befragten ein Nebeneffekt von ohnehin durchgeführten Verbesserungen im Produktionsprozess. Die CO<sub>2</sub>-Minderung steht also nach wie vor nicht im Mittelpunkt der durchgeführten Maßnahmen. Während der Anteil der vermeidungsaktiven Unternehmen weit gehend unverändert blieb, kam es im Hinblick auf die Qualität der Vermeidungsmaßnahmen jedoch zu Veränderungen. So wird bei der Wahl der Vermeidungsarten offenbar zunehmend auf ein breiteres Spektrum an Maßnahmen gesetzt.

**Tabelle 6: Arten der CO<sub>2</sub>-Minderung**

Welche Art der CO<sub>2</sub>-Minderung wurde gewählt (Mehrfachnennungen möglich)?

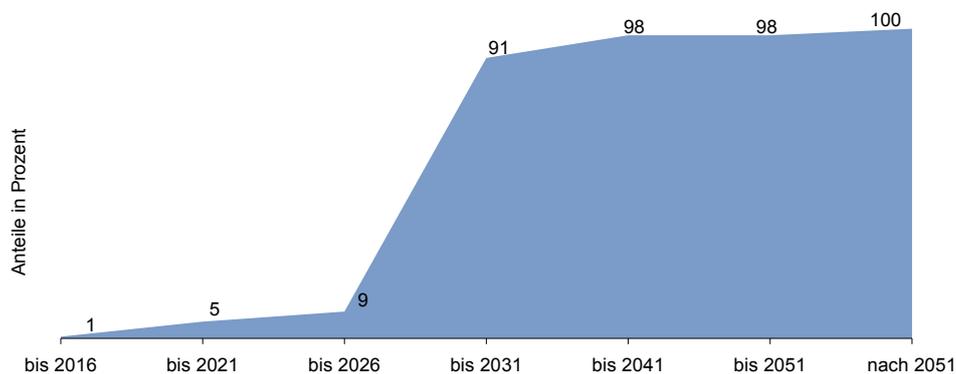
Jahr	Prozess-optimierung	Investition in Energieeffizienz	Brennstoffwechsel	Erneuerbare Energien	Reduktion der Produktion
2009	66 %	58 %	14 %	15 %	20 %
2010	63 %	59 %	26 %	25 %	9 %

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Nach den Angaben der Befragten ist die Prozessoptimierung die wichtigste Art der CO<sub>2</sub>-Minderung, gefolgt von Investitionen in Energieeffizienz. Im Jahr 2010 wurden im Vergleich zum Vorjahr häufiger der Brennstoffwechsel sowie der Einsatz erneuerbarer Energien als Minderungsmaßnahmen gewählt. Die Reduktion der Produktion spielt nach dem Ende der Finanz- und Wirtschaftskrise hingegen nur noch eine untergeordnete Rolle.

### Kasten 3: Technische Restlebensdauer emissionshandelspflichtiger Anlagen

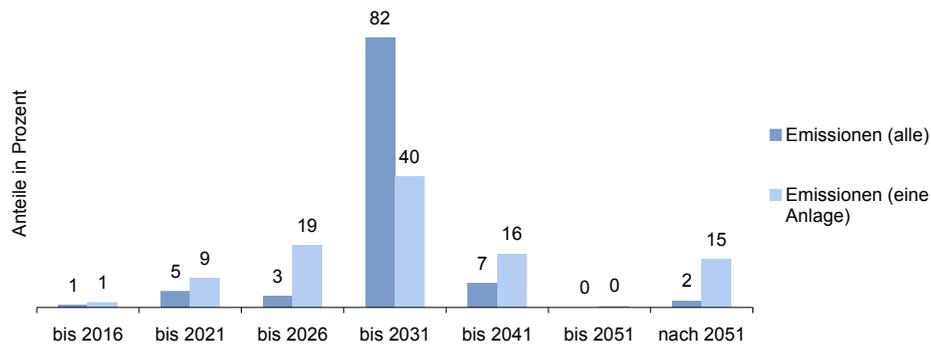
Von besonderer Bedeutung für die Bewertung zukünftiger Vermeidungspfade ist die Restlebensdauer der bestehenden Anlagen im deutschen Emissionshandel. Aus der letztjährigen Erhebung ist bekannt, dass etwa 88 % der Emissionen im deutschen Emissionshandel von Anlagen mit einer Gesamtlebensdauer von 30 bis 40 Jahren stammen. Wie sich nun zeigt, gehen 82 % der Emissionen auf Anlagen mit einer durchschnittlichen technischen Restlebensdauer von 15 bis 20 Jahren zurück. Es ist daher zu erwarten, dass der für die CO<sub>2</sub>-Einsparung wichtigste Teil des Kapitalstocks in Deutschland durchschnittlich erst ab dem Jahr 2026 ersetzt wird. Für die nächsten zehn Jahre ist demnach nicht mit massiven Veränderungen in der Struktur des Anlagenbestandes zu rechnen. Anlagen, die in diesem Zeitraum ersetzt werden sollen, stehen nach Angaben der befragten Unternehmen im Durchschnitt für weniger als 5 % der Gesamtemissionen. Dies unterstreicht die Bedeutung der Prozessoptimierung sowie punktueller Investitionen in Energieeffizienz und macht deutlich, dass mit einer zeitnahen Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft aufgrund der relativ langen Restlebensdauer der regulierten Anlagen nicht zu rechnen ist. Erst ab 2026 ist zu erwarten, dass ein größerer Teil des Anlagenbestandes ersetzt wird. Die Grafik unten zeigt den Anteil der Emissionen, der durch eine Stilllegung bzw. Neuanschaffung von Anlagen betroffen ist, im Zeitverlauf.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Grafik 3: Kumulierte Emissionen und Restlebensdauer der EHS-Anlagen in Deutschland

Da die Angaben zur Restlebensdauer von Befragten mit mehr als einer Anlage (ca. 39 %) bereits einen Mittelwert über den Anlagenbestand enthalten, ist es notwendig, auch einen Blick auf Befragte mit nur einer Anlage zu werfen. Wie zu erwarten zeigt sich, dass es zu einer größeren Streuung der Lebensdauern unter Befragten mit nur einer Anlage kommt (-5 / +10 Jahre). Der größte Teil der Emissionen (ca. 71 %) entfällt jedoch auch hier auf den Zeitraum ab 2026. Anlagen, die für knapp 10 % der kumulierten Emissionen verantwortlich sind, sollen in den nächsten 10 Jahren ersetzt werden.

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011**Grafik 4: Kumulierte Emissionen und Restlebensdauer nach Anlagenzahl**

## 2.2. Geplante CO<sub>2</sub>-Vermeidung ab 2013

Die Mehrzahl der befragten Unternehmen hat die Absicht, ab 2013 Minderungsmaßnahmen durchzuführen. Im vergangenen Jahr wurden die Unternehmen noch nach ihren Planungen bis Ende 2012 befragt, wobei sich eine mäßige Bereitschaft zur CO<sub>2</sub>-Minderung zeigte. Durch die veränderten Bedingungen ab 2013, insbesondere den Rückgang der kostenlosen Zuteilung von Emissionsrechten und den langfristig erwarteten Preisanstieg, kommt es nun offenbar bei vielen Unternehmen zu einer stärkeren Auseinandersetzung mit dem Emissionshandel (siehe auch Abschnitt 1.3) und der CO<sub>2</sub>-Vermeidung.

**Tabelle 7: Geplante CO<sub>2</sub>-Minderung ab 2013**

Planen Sie die Durchführung einer Minderungsmaßnahme ab 2013?

	Alle Unternehmen	KMU*	Große Untern.**	Kleinemittenten <sup>#</sup>	Großemittenten <sup>###</sup>
Ja	65 % (+8 %)	56 % (+11 %)	72 % (+6 %)	50 % (+0 %)	73 % (+11 %)
Nein	35 % (-8 %)	44 % (-11 %)	28 % (-6 %)	50 % (+0 %)	27 % (-11 %)

\* bis 249 Mitarbeiter, \*\* mehr als 249 Mitarbeiter, # < als 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010, ### ≥ 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010Werte in Klammern: Veränderung zu der Planung für 2010–2012 in Prozentpunkten (siehe CO<sub>2</sub> Barometer 2010)Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Der Anteil der Unternehmen, die ab 2013 Minderungsmaßnahmen planen, übersteigt prozentual leicht den Anteil der bereits aktiven Unternehmen, woraus insgesamt ein Anstieg der CO<sub>2</sub>-Minderungsaktivitäten vermutet werden kann. Im Vergleich zu den bis Ende 2012 geplanten Maßnahmen ist mit einer Zunahme der Aktivitäten zu rechnen. Insgesamt dominieren auch bei den ab 2013 geplanten CO<sub>2</sub>-Minderungen Großemittenten (≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>) sowie Großunternehmen (≥ 250 Mitarbeiter). Vergleichsweise schlecht stellt sich die Situation bei der Gruppe der Kleinemittenten dar. Ihre ab 2013 geplanten Minderungen liegen auf demselben Niveau wie die bereits durchgeführten Maßnahmen. Damit verfestigt sich der Eindruck, dass es sich bei den Kleinemittenten diesbezüglich um eine relativ passive Gruppe handelt. Unter den Unternehmen der Energieversorgung planen 61 % (+10 Prozentpunkte im Vergleich zu den Planungen bis 2012) CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen ab 2013. Im Verarbeitenden Gewerbe planen 73 % der Befragten eine CO<sub>2</sub>-Minderung ab 2013 (+3 Prozentpunkte). Da im Verarbeitenden Gewerbe bereits heute relativ viele Unternehmen CO<sub>2</sub>-Min-

derungsmaßnahmen vornehmen, fällt der Anstieg in dieser Gruppe geringer aus. Unternehmen, die bereits in der Vergangenheit eine Minderungsmaßnahme durchgeführt hatten, haben eine höhere Neigung, auch in Zukunft derartige Maßnahmen einzuleiten. Die entsprechende Korrelation beträgt +0.48 und ist hoch signifikant.

Es zeigt sich, dass ab 2013 vor allem Investitionen in Energieeffizienztechnologien von großer Bedeutung sein werden. Besonders KMU und Großemittenten wollen diese Vermeidungsart nutzen. Für Großemittenten lohnen sich Investitionen aufgrund relativ hoher Emissionsmengen tendenziell eher als für Kleinemittenten. Die befragten Kleinemittenten sehen hingegen die Prozessoptimierung auch ab 2013 noch als wichtigste Vermeidungsart. KMU sind im Vergleich zu großen Unternehmen eher bereit, in energieeffiziente Technologien zu investieren und zugleich häufiger die Prozessoptimierung in Erwägung ziehen. Zwar planen derzeit nur 56 % der KMU ab 2013, verglichen mit 72 % der Großunternehmen, eine Emissionsminderungsmaßnahme. Wenn jedoch bei KMU Minderungen durchgeführt werden, so besteht dabei offenbar häufiger ein Investitionsbedarf.

**Tabelle 8: Geplante CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen ab 2013**

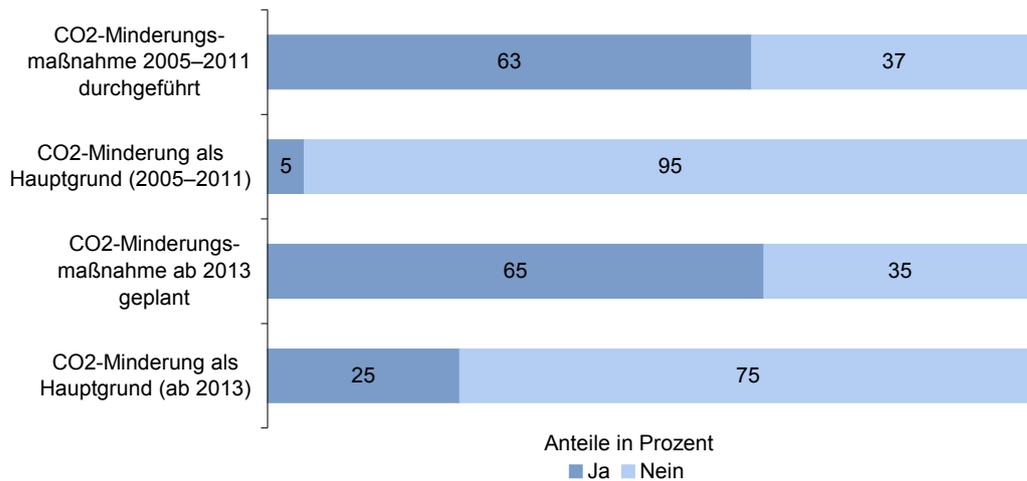
Welche CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen sind ab 2013 geplant? (Mehrfachnennungen möglich)

	Alle Unternehmen	KMU*	Große Untern.**	Kleinemittenten <sup>#</sup>	Großemittenten <sup>##</sup>
Investition in Energieeffizienz	60 %	70 %	53 %	50 %	64 %
Prozessoptimierung	52 %	57 %	50 %	67 %	45 %
Brennstoffwechsel	11 %	13 %	11 %	0 %	16 %
Erneuerbare Energien	34 %	35 %	32 %	22 %	39 %
Reduktion der Produktion	13 %	13 %	13 %	22 %	9 %

\* bis 249 Mitarbeiter, \*\* mehr als 249 Mitarbeiter, # < als 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010, ## ≥ 25.000 tCO<sub>2</sub> in 2010

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

25 % der Befragten geben an, ab 2013 Maßnahmen mit dem Hauptziel der CO<sub>2</sub>-Einsparung durchführen zu wollen. Dies ist ein deutlich höherer Anteil als bei den bisher durchgeführten Maßnahmen und stellt zugleich einen Anstieg um 6 Prozentpunkte im Vergleich zu den geplanten Maßnahmen bis Ende 2012 dar. Unter den befragten Großemittenten (≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>) planen sogar 31 %, ab 2013 Maßnahmen mit dem primären Ziel der CO<sub>2</sub>-Einsparung durchzuführen. Auch innerhalb der Gruppe der KMU ist die Bereitschaft mit 30 % relativ hoch. Befragte, die langfristig relativ hohe Preise für Emissionsrechte erwarten, sind dabei eher bereit, Maßnahmen mit dem Hauptziel der CO<sub>2</sub>-Minderung einzuleiten. Der Anstieg der geplanten Maßnahmen mit dem Hauptziel der CO<sub>2</sub>-Minderung ist ein deutliches Zeichen dafür, dass die Befragten stärker als bisher bei der Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aktiv werden wollen.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Grafik 5: Überblick über bisherige und geplante Vermeidungsaktivitäten

Insgesamt führen die erwarteten Preissteigerungen für Emissionsrechte sowie die Absenkung der freien Zuteilung ab 2013 offenbar zu einer höheren Bereitschaft zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung und zu einer Steigerung der Investitionen in Energieeffizienz-Technologien. Daher ist zu erwarten, dass die Anreizwirkung des Emissionshandels zur Minderung von Treibhausgasen in Zukunft stärker wird. Die Mehrzahl der betroffenen Unternehmen hat bereits damit begonnen, sich auf die Veränderungen im Emissionshandel ab 2013 einzustellen.

### 2.3. Fehlende Information über Vermeidungskosten und Potenziale

Wie das CO<sub>2</sub> Barometer 2010 zeigte, hatten im Zeitraum 2005 bis 2010 65 % der Unternehmen noch keine Bewertung ihrer Vermeidungsoptionen sowie der damit verbundenen Kosten vorgenommen. Sollten kosteneffiziente Vermeidungsoptionen bestehen und diese von Unternehmen nicht aufgegriffen werden, so würde dies zu einer Fehlallokation von Vermeidungsmaßnahmen innerhalb des Handelssystems führen und seine gesamtwirtschaftliche Effizienz schmälern.

Falls ein Unternehmen keine Bewertung der Vermeidungskosten vornimmt, muss dies jedoch nicht zwingend ein unwirtschaftliches Verhalten darstellen. Gegeben individuelle Erwartungen an die Wirtschaftlichkeit der CO<sub>2</sub>-Vermeidung kann sich ein Unternehmen bewusst für oder gegen eine Bewertung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen und der damit verbundenen Kosten entscheiden. Es kann beispielsweise davon überzeugt sein, dass derzeit keine kostenminimierenden Vermeidungsoptionen bestehen, etwa weil das Unternehmen eine komplexe Produktionstechnologie betreibt, die Eingriffe sehr kostenintensiv macht oder weil Investitionen bereits für spätere Jahre geplant sind. Zudem entstehen bei der Suche nach Vermeidungsoptionen und der Ermittlung der damit verbundenen Kosten Such- und Informationskosten. Entscheidet sich ein Unternehmen bewusst gegen eine Bewertung der Vermeidungsoptionen, so kann dies auch durch die Einschätzung motiviert sein, dass, gegeben die Informations- und Suchkosten, eine Bewertung der Vermeidungsoptionen derzeit nicht kosteneffizient durchführbar ist (Heindl, 2011).

**Tabelle 9: Informationsstand über Vermeidungskosten in Unternehmen**

Wurden die Kosten und möglichen Erträge einer CO<sub>2</sub>-Minderung seit 2008 gezielt bewertet?

	Bewusst Ja*	Bewusst Nein*	Nein – Thema nachrangig
Anzahl Unternehmen in Prozent	40 %	30 %	30 %
Gesamtemissionen (2010) in Prozent	60 %	24 %	16 %
Emissionen in Gruppe (Median)	59.000 tCO <sub>2</sub> in 2010	42.000 tCO <sub>2</sub> in 2010	21.000 tCO <sub>2</sub> in 2010
Vermeidung durchgeführt bis 2010	80 %	43 %	61 %
Vermeidung geplant ab 2013	80 %	44 %	65 %
Hoher Informationsstand (Markt)	44 %	37 %	14 %
Zuteilung ab 2013 bewertet	86 %	74 %	54 %
Aktiv auf dem Zertifikatemarkt	64 %	61 %	39 %
Preiserwartung (EUA, 2013–2020)	27,1 EUR	27,0 EUR	25,8 EUR
Anteil Kleinemittenten (< 25T tCO <sub>2</sub> )	27 %	29 %	58 %

\* Eine bewusste Entscheidung für oder gegen eine Bewertung von Vermeidungskosten wird hier als Ergebnis rationaler Erwartungsbildung betrachtet. So könnten Unternehmen von einer Bewertung absehen, wenn sie keine kosteneffizienten Minderungsoptionen erwarten. Die dritte Alternative „Thema nachrangig“ (rechts) wird hingegen als ein Fall betrachtet, in dem es aufgrund der „Nachrangigkeit“ des Themas zu keiner Erwartungsbildung kommt.

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Neben den Möglichkeiten, dass ein Unternehmen Vermeidungsoptionen und Vermeidungskosten bewusst ermittelt bzw. bewusst nicht ermittelt, besteht auch die Möglichkeit, dass Unternehmen diesem Thema grundsätzlich eine geringe Bedeutung zumessen und somit wenig an einer Bewertung interessiert sind. Während die bewusste Entscheidung für oder gegen eine Bewertung aus einer ökonomischen Erwartung heraus entsteht, handelt es sich bei letzterer Strategie um eine sogenannte X-Ineffizienz. Dies bedeutet, dass Potenziale zur Kostenoptimierung innerhalb des Unternehmens möglicherweise ungenutzt bleiben (siehe auch Kapitel 4). Insgesamt gaben 60 % der Befragten an, keine Bewertung der Vermeidungskosten vorgenommen zu haben, wobei der Wert nahe bei dem Ergebnis der letztjährigen Umfrage (65 %) liegt. Es zeigt sich, dass Unternehmen, die keine Bewertung der Vermeidungspotenziale vornehmen, im Median geringere jährliche Emissionen aufweisen als Unternehmen, die eine Bewertung durchgeführt haben. Von besonderer Bedeutung ist aber die Gruppe der Unternehmen, die dem Thema CO<sub>2</sub>-Vermeidung grundsätzlich eine geringe Wichtigkeit zuweisen. Diese Gruppe ist von Kleinemittenten dominiert und emittierte im Median 21.000 tCO<sub>2</sub> im Jahr 2010.

Wie sich zeigt, haben Unternehmen, die bewusst eine Bewertung der Vermeidungskosten vorgenommen haben – im Vergleich zu Unternehmen, die dies nicht taten – deutlich häufiger (+37 %) Vermeidungsmaßnahmen in den Jahren 2005 bis 2010 durchgeführt. Von besonderem Interesse ist außerdem, wie sich der Informationsstand der Unternehmen auf die geplanten Vermeidungsaktivitäten nach 2013 auswirkt. Unternehmen, die eine Bewertung der Vermeidungskosten vorgenommen haben, planen ab 2013 deutlich häufiger Minderungsmaßnahmen als Unternehmen, die bewusst keine Bewertung der Vermeidungskosten vorgenommen haben. Wie aus Tabelle 9 hervorgeht, unterscheiden sich beide Gruppen kaum in Hinsicht auf allgemeine Unternehmensmerkmale und ihren allgemeinen Informationsstand. So haben die Mehrzahl dieser Unternehmen eine Bewertung der kostenlosen Zuteilung ab 2013 vorgenommen (86 bzw. 74 %), verfügen über einen vergleichsweise hohen Informationsstand über die Märkte für Emissionsrechte (44 bzw. 37 %) und weisen ähnliche

Handelsaktivitäten und Preiserwartungen auf. Auffällig ist jedoch der unterdurchschnittliche Anteil an Kleinemittenten unter den bewusst handelnden Unternehmen (27 bzw. 30 %). Unter den Unternehmen, die das Thema der Bewertung von Vermeidungskosten als nachrangig erachten, ist der Anteil der Kleinemittenten hingegen überdurchschnittlich hoch (58 %). Zudem hat diese Gruppe einen deutlich geringeren allgemeinen Informationsstand. Trotz tendenziell fehlender Information plant ein relativ hoher Anteil an Unternehmen dieser Gruppe, ab 2013 eine Minderungsmaßnahme durchzuführen (65 %). Hier scheinen Such- und Informationskosten tatsächlich eine wichtige Rolle für die strategische Ausrichtung der Unternehmen zu spielen. Kleinemittenten können vergleichsweise geringe absolute Kostenminderungen durch die CO<sub>2</sub>-Vermeidung realisieren. Such- und Informationskosten entstehen aber meist als Fixkosten. Folglich lohnt es sich für viele Kleinemittenten offenbar nicht, umfangreiche Informationen einzuholen, was ihnen den Umgang mit dem Emissionshandel im Vergleich zu größeren Emittenten erschwert. Der geringe Informationsstand in Verbindung mit der nachrangigen Beurteilung der CO<sub>2</sub>-Minderungskosten lassen den Schluss zu, dass einige Unternehmen im Emissionshandel, darunter vor allem Kleinemittenten, durch Such- und Informationskosten bzw. durch Transaktionskosten im Allgemeinen an einem optimalen Management des Emissionshandels gehindert werden.

### **3 Zertifikatehandel: Emissionsrechte (EUAs) und Emissionsgutschriften (CERs, ERUs)**

Der Handel mit Emissionsrechten ist der wesentliche Kanal der Preisfindung in einem mengenbasierten Regulierungssystem wie dem EU-Emissionshandel. Erfahrungen aus anderen Handelssystemen haben gezeigt, dass ein liquider und funktionierender Handel eine wichtige Voraussetzung für die ökonomische Effizienz eines Emissionshandelssystems ist (Hahn und Hester, 1989; Hanemann, 2009).

Während die Preise für EU-Allowances (EUAs) im Zeitraum von März 2010 bis Februar 2011 im Durchschnitt noch unter 15,00 EUR lagen, kam es durch den Atomunfall am japanischen Reaktor Fukushima Daiichi im März 2011 zunächst zu einem deutlichen Anstieg der Marktpreise. Infolgedessen sind auch die Preiserwartungen für EUAs im Vergleich zum Vorjahr deutlich angestiegen. Bis Ende 2011 gehen die Befragten derzeit von einem durchschnittlichen EUA-Preis von 15,60 bis 17,00 EUR aus. Für die dritte Handelsperiode wird ein Anstieg des EUA-Preises auf ein Niveau von 22,70 bis 31,90 EUR erwartet. Auch der „spread“ zwischen EUAs und börsengehandelten sCERs hat sich vergrößert. In Zusammenhang mit der geplanten EU-Energieeffizienz Richtlinie (Abschnitt 3.1) kam es im Juni 2011 hingegen zu einem deutlichen Absinken des CO<sub>2</sub>-Preises.

Im vergangenen Jahr war knapp die Hälfte der befragten Unternehmen nicht auf den Märkten für Emissionsrechte aktiv. Die Handelsaktivitäten haben sich somit im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert. Als wichtigsten Grund, nicht mit Emissionsrechten zu handeln, geben die Befragten eine ausreichende Ausstattung mit kostenlos zugeteilten Zertifikaten an (Abschnitt 3.2). In der Berichtsperiode 2010 verfügten knapp 27 % der Unternehmen in Deutschland über keine ausreichende kostenlose Zuteilung zur Deckung ihrer Emissionen. Dieser Wert liegt auf dem Niveau des Jahres 2008 (27 %) und daher deutlich über dem Wert des Jahres 2009 (20 %). Viele Unternehmen scheinen noch über Zertifikateüberschüsse aus den Vorjahren zu verfügen. Wie sich zeigte, gleichen viele Unternehmen mit mehr als einer im Emissionshandel regulierten Anlage Zertifikateüberschüsse oder Unterdeckungen vorzugsweise innerhalb des Unternehmens aus. Durch solche Transfers von Emissionsrechten zwischen Anlagen eines Unternehmens und durch Überschüsse aus den Vorjahren dürften größere Mengen an Emissionsrechten erst gar nicht auf den Markt gelangen (siehe Abschnitt 4.2).

Der Informationsstand in den befragten Unternehmen hinsichtlich der Situation auf den Märkten für Emissionsrechte ist insgesamt als ausreichend zu bewerten und hat sich im Vergleich zum Vorjahr leicht gebessert. Deutliche Informationsdefizite bestehen hingegen bei den Nutzungsmöglichkeiten von CERs, insbesondere im Hinblick auf die dritte Handelsperiode. Zur Verringerung der Unsicherheit sollten diesbezüglich möglichst bald klare Regelungen geschaffen und diese angemessen an die Unternehmen kommuniziert werden. Den Zugang zu CDM-Zertifikaten beurteilt die Mehrzahl der Befragten insgesamt als gut oder mittel. CDM-Zertifikate werden häufig über bilaterale Geschäfte gehandelt.

Als beste Option zur Vereinfachung des Emissionshandelssystems sehen die Unternehmen reduzierte oder vereinfachte Reportingpflichten (65 %). Auch ein Opt-out in eine andere Re-

gulierungsform würde von vielen positiv beurteilt (19 %). Dabei bevorzugen die Befragten überraschenderweise ordnungsrechtliche Auflagen und Standards zur Energieeffizienz.

### 3.1 Preiserwartungen für EUAs sowie „Spread“ deutlich gestiegen

Im Vergleich zur letztjährigen Befragung sind die Preiserwartungen für European Emission Allowances (EUAs) angestiegen. Die kurzfristigen Preiserwartungen bis Ende 2011 für EUAs liegen mit 16,60 EUR um 2,60 EUR (19 %) höher als im vergangenen Jahr. Mittelfristig bis Ende 2013 liegen sie mit durchschnittlich 22,00 EUR um 3,90 EUR (22 %) über dem Wert des Vorjahres.

Im Juni 2011 trat ein starker Preissturz auf, gefolgt von weiteren Preisrückgängen in den anschließenden Monaten. Während dieses Zeitraums haben sich die allgemeinen Erwartungen hinsichtlich der konjunkturellen Entwicklung in Europa zusehends verschlechtert. Zudem hat die Veröffentlichung eines Vorschlages der EU-Kommission für eine Energieeffizienzrichtlinie regulatorische Unsicherheit hervorgerufen und somit die Preise und Preiserwartungen maßgeblich beeinflusst (EU, 2011d). Die kurz- und mittelfristigen Preiserwartungen der befragten Unternehmen und Emissionshandelsexperten spiegeln diese Entwicklungen daher nicht wider, da die Befragung vor Juni 2011 durchgeführt wurde. Einen signifikanten Einfluss auf die Preisentwicklung hatte ferner die Wende in der deutschen Energiepolitik. De facto führte das „Atom-Moratorium“, welches die Abschaltung von sieben älteren Reaktoren vorsah, vorübergehend zu steigenden Emissionen, da Strom vermehrt aus fossilen Energieträgern gewonnen werden musste. Kurzfristig übte die daraus resultierende steigende Nachfrage nach Emissionsrechten einen Preisdruck auf EUAs aus (Nena, 2011, CDC, 2011).

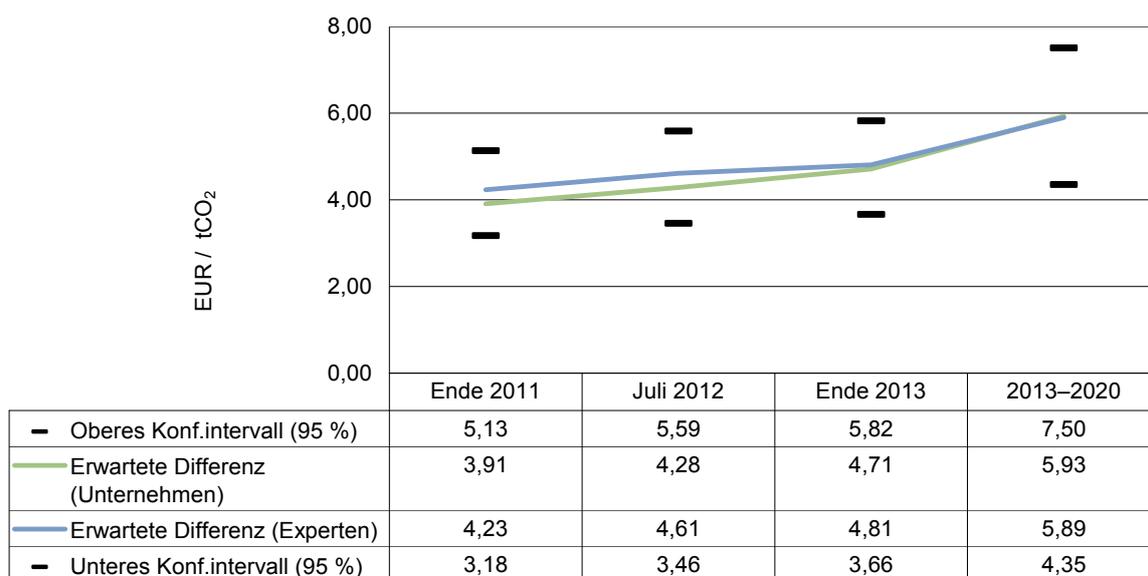


Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

#### Grafik 6: Preiserwartungen für EU-Allowances (EUAs, inflationsbereinigt)

Die endgültige Abschaltung der sieben ältesten Reaktoren, die am 6. Juni im Bundeskabinett beschlossen wurde, wird nach Einschätzungen von Analysten zu jährlichen Mehremissionen von 30 bis 40 MtCO<sub>2</sub> im Jahr 2011 und 2012 führen, was sieben bis neun Prozent der verifizierten Emissionen in Deutschland im Jahr 2010 entspricht. Für den Zeitraum von 2013 bis 2020 könnten auch dann noch Mehremissionen von jährlich 23 bis 32 MtCO<sub>2</sub> anfallen, wenn zusätzliche Kapazitäten CO<sub>2</sub>-armer Technologien erschlossen werden könnten (CDC, 2011).

Bis spätestens 2022 sollen alle deutschen Atommeiler vom Netz gehen. Zudem sieht die Bundesregierung im Eckpunkteplan zur Energiewende die Schaffung zusätzlicher Kapazitäten fossiler Energieerzeugung in Höhe von 10 GW vor (BMU, 2011a). Eine teilweise Verlagerung der Energieerzeugung von der Kernenergie zu den fossilen Energieträgern dürfte den Zertifikatepreis dabei mittelfristig weiter ansteigen lassen. Für Unsicherheit sorgt zudem die Überlegung der EU-Kommission, die Menge an verfügbaren Emissionsrechten in der dritten Handelsperiode über das bereits beschlossene Maß hinaus weiter zu verknappen. So erwägt die Kommission, verbleibende EUA-Überschüsse aus der zweiten Handelsperiode, die durch die Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008 und 2009 entstanden sind, abzuschöpfen (EU, 2011c). Aktuelle Prognosen für den EUA Preis von institutionellen Marktanalysten liegen zwischen 14,5 und 17 EUR im Jahr 2011, zwischen 17 und 19 EUR im Jahr 2012, um 23 EUR im Jahr 2013 und um die 30 EUR für die dritte Handelsperiode (Barclays, 2011b; DB 2011). Die kurz und mittelfristigen Preiserwartungen der im Rahmen des CO<sub>2</sub> Barometers befragten Unternehmen und Experten liegen geringfügig über den Prognosen institutioneller Marktanalysten, während die langfristigen Preiserwartungen, die im Rahmen der Umfrage erhoben wurden, tendenziell unter den erwarteten Preisspannen der Analysten liegen.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

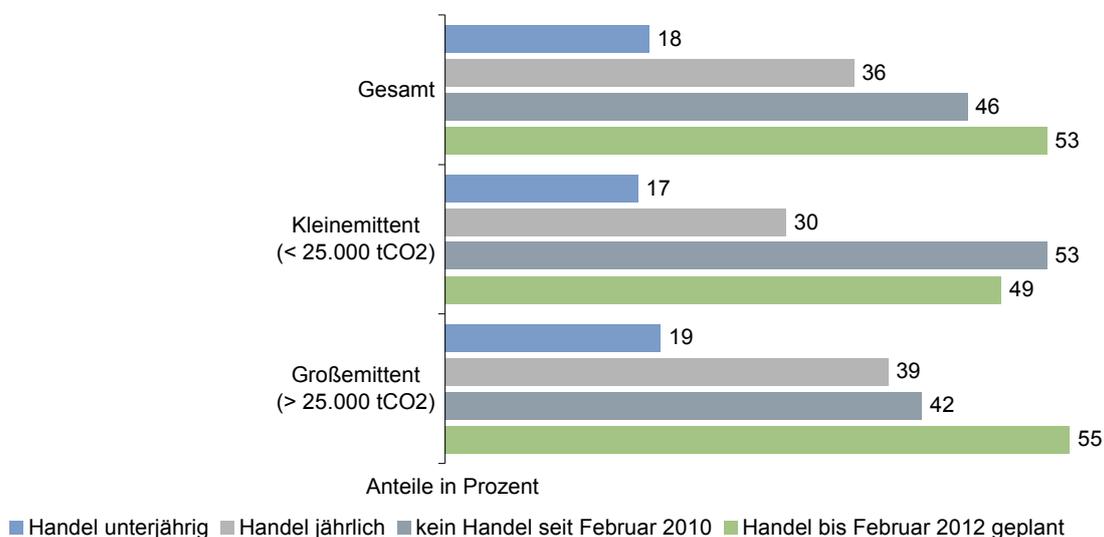
**Grafik 7: Erwartungen für den EUA-secondaryCER-Spread für in der dritten Handelsperiode anrechenbare sCERs (inflationbereinigt)**

Die Erwartungen hinsichtlich des Spreads zwischen EUAs und in der dritten Handelsperiode anrechenbaren sCERs haben sich im Vergleich zum Vorjahr deutlich verändert. So gehen die befragten Unternehmen kurzfristig (bis Ende 2011) von einem durchschnittlichen Spread von 3,91 EUR aus. Die Erwartungen an den Spread liegen damit um 1,82 EUR (87 %) höher als im Vorjahr. Mittel- bis langfristig erwarten die Unternehmen einen Spread von 4,71 EUR (bis Ende 2013) und 5,93 EUR (Durchschnittlich für die dritte Handelsperiode). Die Erwartungen hinsichtlich des mittel- und langfristigen Spreads liegen damit um bis zu 2,00 EUR höher als im Vorjahr. Für sCERs, die in der dritten Handelsperiode des EU-EHS nicht anrechenbar sind, wird von den Unternehmen ein Spread von durchschnittlich 3,95 EUR (bis En-

de 2011), 4,97 EUR (bis Juli 2012), 6,50 EUR (bis Ende 2013) und 7,92 EUR (2013–2020) erwartet. Die befragten Emissionshandelsexperten gehen sogar noch von deutlich höheren Spreads aus. Sie erwarten 5,50 EUR (bis Ende 2011), 6,08 EUR (bis Juli 2012), 8,66 EUR (bis Ende 2013) und 12,49 EUR (2013–2020).

### 3.2 Nur mäßige Handelsaktivität deutscher Unternehmen im Jahr 2010

Insgesamt gaben 54 % der befragten Unternehmen an, im Zeitraum von Februar 2010 bis März 2011 Emissionsrechte gehandelt zu haben. Die Veränderung im Vergleich zum Vorjahr ist gering: 2009 waren 51 % der Befragten im Handel mit Emissionsrechten aktiv. 18 % der befragten Unternehmen handelten unterjährig und 36 % handelten einmal im Zeitraum von Februar 2010 bis März 2011. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich damit auch die Verteilung der Handelshäufigkeiten kaum verändert.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

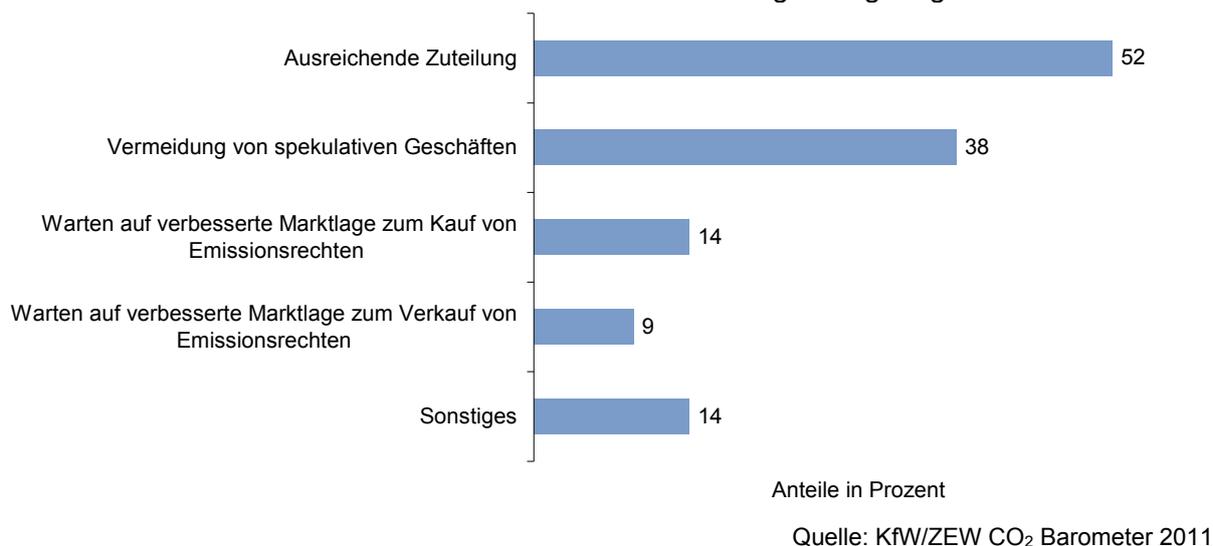
#### Grafik 8: Wie häufig handelte Ihr Unternehmen Emissionszertifikate seit Ende Februar 2010? Planen Sie bis Ende 2012 zu handeln?

Unter den Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) waren die Handelsaktivitäten weniger stark ausgeprägt. 53 % der Kleinemittenten handelten nicht mit Zertifikaten. Kleinemittenten, die unterjährig auf den Märkten aktiv wurden (17 %), handelten quartalsweise oder halbjährlich. Unter den Großemittenten (≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>) wurde dagegen insgesamt leicht überdurchschnittlich häufig gehandelt. Unter den unterjährig aktiven Großemittenten finden sich auch Unternehmen, die täglich oder wöchentlich handeln.

Kaum Unterschiede in der Handelsaktivität zeigen sich zwischen Unternehmen, die eine Unter- bzw. Überausstattung an Zertifikaten aufweisen. Auf Unternehmensebene hatten im Jahr 2010 knapp 27 % der Betriebe eine Unterausstattung zu verzeichnen im Gegensatz zu knapp 20 % im Vorjahr, das noch maßgeblich von einem Rückgang der Emissionen infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise geprägt war. Für Unternehmen und Anlagen, die über eine Unterausstattung an Zertifikaten verfügen, ist der Gang an die Märkte keinesfalls zwingend. In vielen Konzernen werden Zertifikate konzernintern gehandelt (siehe Abschnitt 4.2). Dabei werden oft auch Emissionsrechte für Anlagen erworben, an denen eine Beteiligung besteht.

Dies hat zur Folge, dass viele rechtlich selbstständige Unternehmen mit emissionshandelspflichtigen Anlagen nicht selbst Handel mit Zertifikaten betreiben.

Unternehmen, die am Markt aktiv waren, haben EUAs meist über externe Dienstleister gehandelt. An zweiter Stelle stehen bilaterale Geschäfte (OTC). Nur ein relativ geringer Anteil der befragten Unternehmen – in erster Linie Großemittenten – wird direkt an der Börse tätig. Für Kleinemittenten lohnt es hingegen kaum, selbst an der Börse zu handeln. Kleinere Emittenten nutzen daher beim Handel mit Emissionsrechten meist die Dienste von Intermediären, um die Transaktionskosten des Handels mit Zertifikaten möglichst gering zu halten.



#### Grafik 9: Weshalb handelt Ihr Unternehmen nicht mit EUAs?

Der Handel mit CERs und ERUs wird in der Mehrzahl der Fälle von externen Dienstleistern vorgenommen. 85 % der Befragten haben keinen Handel mit ERUs betrieben (siehe auch Kapitel 5). 75 % der befragten handelsaktiven Unternehmen gaben an, nicht mit CERs gehandelt zu haben, die ab 2013 nicht mehr anrechenbar sein werden.

Als häufigster Grund, nicht am Markt aktiv zu werden, wird von den Befragten eine ausreichende Zuteilung an Zertifikaten genannt. Dies gilt unabhängig von Sektorzugehörigkeit oder Emissionsmenge, zeigt sich aber besonders deutlich bei den KMU. Neben einer ausreichenden Zuteilung wurde die Vermeidung von spekulativen Geschäften als wichtiges Motiv für die Handelszurückhaltung genannt. Dies dürfte vor allem auf unternehmensinterne Vorgaben zum Handel mit Emissionsrechten zurückgehen, die etwa Leerverkäufe oder Swaps stark einschränken. Vor allem von KMUs und dem Verarbeitenden Gewerbe wird dieses Argument genannt. 14 % der Befragten warten auf eine verbesserte Marktlage zum Kauf von Emissionsrechten und 9 % auf eine verbesserte Marktlage zum Verkauf. Diese Unternehmen stehen insgesamt jedoch für eine geringe Menge an potenziellem Handelsvolumen.

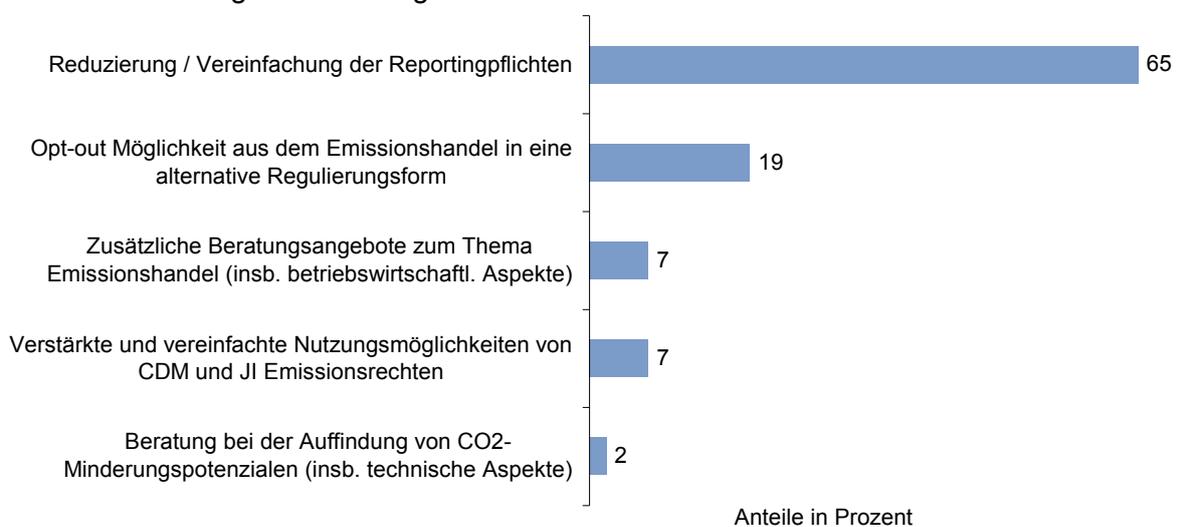
Im Hinblick auf CER- und ERU-Zertifikate spielt zudem die Unsicherheit über die Anrechenbarkeit der Zertifikate im EU-EHS ab 2013 eine Rolle. Ein Viertel der Befragten gab an, aus diesem Grund keinen Handel mit CERs oder ERUs betrieben zu haben. Derzeit ziehen zudem nur 32 % der Befragten den Einsatz von CERs ab 2013 in Erwägung.

Mit Blick in die Zukunft planen bis Februar 2012 53 % der befragten Unternehmen (+17 Prozentpunkte im Vergleich zum Vorjahr) den Handel mit Emissionsrechten. Dabei wollen 46 %

der befragten Unternehmen EUAs handeln, 35 % CERs und 4 % ERUs. Damit ist insgesamt mit einem Anstieg der Handelsaktivitäten in den Jahren 2011 und 2012 zu rechnen.

### 3.3 Unternehmen wünschen sich einfachere Regulierung

Um zu ermitteln, wie der Emissionshandel aus Sicht der Unternehmen vereinfacht werden könnte, wurden die Unternehmen gebeten, eine von fünf Maßnahmen auszuwählen, die aus ihrer Sicht zu einer Vereinfachung des Handelssystems führen würden (Grafik 10). Die Mehrzahl der Befragten (65 %) sprach sich für vereinfachte oder reduzierte Reportingpflichten aus. 19 % wählten das Opt-out aus dem Emissionshandel in ein anderes Regulierungssystem. Unter Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) wählten sogar knapp ein Drittel der Befragten diese Option. In Deutschland wird zurzeit die Möglichkeit eines Opt-out für Anlagen mit weniger als 25.000 tCO<sub>2</sub>/Jahr (und für Verbrennungsanlagen mit max. 35 MW Feuerungswärmeleistung) diskutiert. Anlagenbetreiber müssten den Antrag zum Opt-out gemeinsam mit dem Zuteilungsantrag stellen und könnten dann zwischen zwei gleichwertigen Regulierungsformen wählen: Zum einen der Zahlung des Differenzbetrages zwischen den tatsächlichen Emissionen und der freien Zuteilung auf Basis eines durchschnittlichen EUA-Preises<sup>2</sup>. Zum anderen wäre auch eine Selbstverpflichtung zur produktspezifischen Emissionsminderung um 1,74 % pro Jahr möglich (BMU, 2011b, §27). Anzumerken ist jedoch, dass auch nach einem Opt-out die Pflicht zur Emissionsmessung und Berichterstattung weitgehend erhalten bleibt. Fraglich ist daher, inwiefern ein Opt-out für diese Emittenten tatsächlich eine signifikante Erleichterung mit sich bringt.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

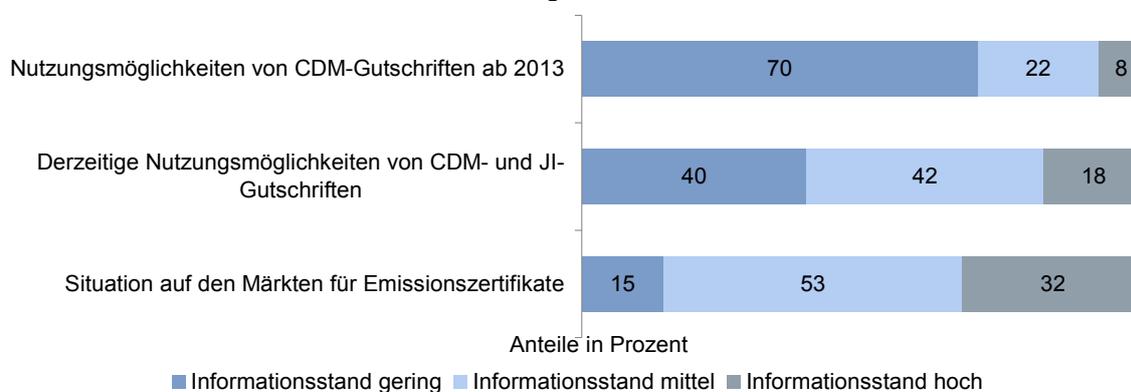
#### Grafik 10: Maßnahmen zur Vereinfachung des Emissionshandels

Befragt nach der – bei unveränderten Einsparzielen in Deutschland – individuell befürworteten Regulierungsform sprechen sich 49 % der Unternehmen für Effizienz- oder Technologiestandards aus. Dies ist die Regulierungsform, bei der die Emittenten den geringsten organisatorischen Aufwand erwarten dürfen. Einen Verbleib im Emissionshandel befürworteten 27 %

<sup>2</sup> Im Falle eines Opt-outs würde eine Anlage keine freie Zuteilung mehr erhalten. Die Berechnung des ggf. zu zahlenden Betrages würde sich demnach aus der Menge der freien Zuteilung errechnen, die ohne ein Opt-out an die Anlage vergeben worden wäre.

der Befragten, wobei dies eher größere Emittenten sind. 24 % der befragten Unternehmen würden hingegen eine CO<sub>2</sub>-Steuer bevorzugen. Offenbar sind für die befragten Unternehmen die Emissionsmessung und Berichterstattung die aufwändigsten Tätigkeiten im Umgang mit dem Emissionshandel.

Für einen angemessenen Umgang mit dem Emissionshandel ist es für Unternehmen wichtig, über ausreichende Informationen bezüglich ihrer Handlungsmöglichkeiten innerhalb des Regulierungssystems zu verfügen. Daher wurden die Unternehmen auch in diesem Jahr nach ihrem Informationsstand hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Märkte befragt. Wie sich zeigt, verfügt die Mehrzahl der befragten Unternehmen (85 %) über ein hohes oder mittleres Maß an Information über die CO<sub>2</sub>-Märkte (Preise und Volumen). Lediglich 15 % der Befragten gaben an, nur über einen geringen Informationsstand zu verfügen. Dies sind vor allem Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>), denn von ihnen bekundeten 26 % einen niedrigen Informationsstand (gegenüber 8 % bei Großemittenten mit ≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>). Den Informationsstand über die derzeitigen Nutzungsmöglichkeiten von CDM- und JI-Gutschriften beurteilen 40 % der Befragten als gering. 42 % geben an, immerhin über ein mittleres Maß an Information zu verfügen, aber nur 18 % glauben, gut informiert zu sein. Wiederum fehlt es vor allem Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) an Informationen: 57 % beurteilen ihren Informationsstand als gering. KMU (< 250 MA) scheinen hingegen ein vergleichsweise hohes Interesse an CDM- und JI-Gutschriften zu haben. 24 % der KMU beurteilen ihren Informationsstand als hoch und 39 % als mittel. Im Vergleich zur Befragung des letzten Jahres hat sich der Informationsstand der Unternehmen im Hinblick auf die derzeitige Marktsituation sowie die derzeitigen Einsatzmöglichkeiten von CDM- und JI-Gutschriften insgesamt leicht verbessert.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Grafik 11: Informationsstand unter deutschen Unternehmen

Wenig erstaunlich ist, dass es um den Informationsstand im Hinblick auf die Einsatzmöglichkeit von CDM- und JI-Gutschriften ab 2013 schlecht bestellt ist. 70 % der Befragten verfügen hier nach eigenen Angaben über einen geringen Informationsstand. Nur 8 % der Unternehmen fühlen sich gut informiert. Fehlende Informationen und Unsicherheit über die Einsatzmöglichkeiten von CER-Zertifikaten nach 2013 dürften ein wesentlicher Grund dafür sein, warum derzeit nur knapp ein Drittel der Befragten den Einsatz von CER-Zertifikaten ab 2013 planen.

Die Zugangsmöglichkeiten zu CDM-Zertifikaten über die Börse oder über bilaterale Geschäfte werden von den befragten Unternehmen insgesamt als relativ gut bewertet. Hingegen

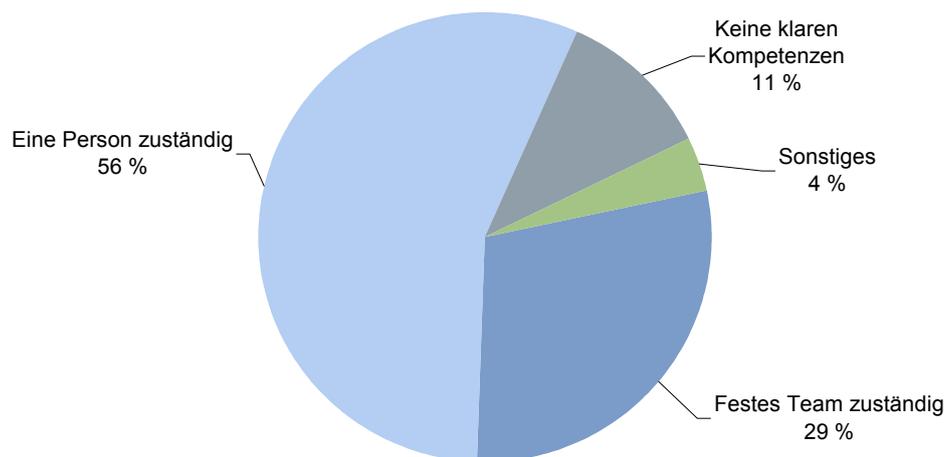
bewertet die Mehrzahl der Befragten den direkten Zugang zu Projekten als schwierig. Dies ist kaum überraschend, da ein direktes Engagement in CDM-Projekten eher für sehr große Emittenten wirtschaftlich sinnvoll ist.

## 4 Carbon Management

Die Anpassung unternehmensinterner Prozesse an die Anforderungen des Emissionshandels („Carbon Management“) hat in den letzten Jahren insgesamt an Bedeutung gewonnen da steigende Preise für Emissionsrechte und eine strengere Regulierung erwartet werden. In der Öffentlichkeit und in Unternehmen werden zudem gemeinwohlorientierte Unternehmensziele stärker wahrgenommen und angestrebt. So haben beispielsweise 58 % der mittelständischen Betriebe in Deutschland in den Jahren 2008 bis 2009 gemeinwohlorientierte Unternehmensziele verfolgt (KfW, 2010). Dazu gehört beispielsweise auch die freiwillige Neutralisierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Zertifikatekäufe. Die Ergebnisse der diesjährigen Befragung zeigen: Unter den im Emissionshandel regulierten Unternehmen besteht noch Optimierungsbedarf hinsichtlich ihres Carbon Managements. In vielen Unternehmen sind die Organisationsstrukturen im Hinblick auf den Emissionshandel entweder gar nicht vorhanden oder noch nicht so ausgestaltet, dass ein effizientes Management gewährleistet werden kann. Ein optimal gestaltetes Carbon Management bindet technische ebenso wie betriebswirtschaftliche Mitarbeiter in die Managementprozesse ein. Grund dafür ist, dass die technischen Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Minderung sowie die damit verbundenen Kosten mit den Kosten des Zertifikatekaufs abgeglichen werden müssen, um tatsächlich die Gesamtkosten, die aus der Regulierung entstehen, erfolgreich zu minimieren. Es zeigt sich ferner, dass Umweltmanagementsysteme auch infragen des Emissionshandels insgesamt einen positiven Einfluss auf die internen Strukturen in Unternehmen haben (Abschnitt 4.1). Bisher bestehen in mehr als zwei Drittel der befragten Unternehmen keine unternehmensinternen Anreize zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzialen durch Mitarbeiter. Unter den befragten Unternehmen mit mehr als einer im Emissionshandel regulierten Anlage werden Überschüsse bzw. Unterdeckungen an Zertifikaten bei einzelnen Anlagen in 60 % aller Fälle unternehmensintern ausgeglichen. Dies hemmt potenziell die effiziente Preisbildung auf den Märkten und kann zu einer Verringerung der ökonomischen Effizienz des gesamten Handelssystems führen. Für viele Unternehmen scheint der interne Handel mit Emissionsrechten jedoch eine Transaktionskosten minimierende Strategie im Vergleich zum Handel am Markt zu sein. Insgesamt sind die unternehmensinternen Anreize für Manager von regulierten Anlagen zum optimalen Umgang mit dem Handelssystem in mehr als der Hälfte der befragten Unternehmen nur schwach ausgeprägt (Abschnitt 4.2). Die im Emissionshandel regulierten Unternehmen sind teils mit deutlichen Transaktionskosten konfrontiert. Diese Kosten scheinen auch ein Grund dafür zu sein, dass in vielen Unternehmen kein umfassendes Carbon Management betrieben wird. 81 % der Transaktionskosten gehen derzeit auf die Emissionsmessung, Verifizierung und Berichterstattung zurück. Nur durchschnittlich 11 % der Kosten entstehen durch den Handel mit Emissionsrechten und 7 % durch die Suche und wirtschaftliche Bewertung von Vermeidungsmaßnahmen. Insgesamt teilen sich die Transaktionskosten im Durchschnitt über die Befragten in etwa zu gleichen Teilen auf die Inanspruchnahme externer Dienstleistungen und auf interne Prozesse auf. Die Transaktionskosten sind dabei in erster Linie abhängig von der jährlichen Emissionsmenge der Unternehmen, die Beziehung ist jedoch nicht proportional. Vielmehr haben Kleinemittenten relativ hohe Transaktionskosten pro emittierte Tonne CO<sub>2</sub>. Die Kosten sinken dagegen rasch mit steigender Emissionsmenge (Abschnitt 4.3).

#### 4.1. Managementstrukturen und ihre Ursachen

Vor dem Hintergrund der Befragungsergebnisse zu Vermeidungs- und Handelsaktivitäten ist es sinnvoll, die unternehmensinterne Organisation des Emissionshandels näher zu betrachten. Zunächst wurde dabei ermittelt, ob innerhalb der Unternehmen feste Kompetenzen bzw. Verantwortlichkeiten für den Emissionshandel bestehen. In 56 % der Unternehmen ist nur eine Person mit dem Management des Emissionshandels beauftragt. Bereits aus dem CO<sub>2</sub> Barometer 2010 ist bekannt, dass in vielen Fällen die Geschäftsleitung (48 %) oder ein Umweltbeauftragter (32 %) für den Emissionshandel zentral verantwortlich zeichnen (CO<sub>2</sub> Barometer, 2010). 11 % der Befragten gaben an, dass die Zuständigkeiten in ihrem Unternehmen nicht klar geregelt sind.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

#### Grafik 12: Organisation des Carbon Managements in deutschen Unternehmen

Für ein optimal gestaltetes Carbon Management ist es sinnvoll, ein Team an Mitarbeitern aus verschiedenen Bereichen des Unternehmens zusammen zu stellen bzw. ein Team aus Mitarbeitern zu bilden, die sowohl mit den ökonomischen als auch mit den technischen Aspekte des Emissionshandels umgehen können. Dadurch wird gewährleistet, dass die Optionen des Handels mit Emissionsrechten und der technischen Minderung von Emissionen gleichermaßen bewertet werden (Alchian und Demsetz, 1972). Der Handel mit Emissionsrechten und die Einschätzung zukünftiger Kosten setzen betriebswirtschaftliche Kompetenzen voraus. Die Bewertung von Vermeidungsoptionen und der damit verbundenen Kosten sowie die Emissionsmessung und Meldung hingegen sind eher technische Fragestellungen. Um die im Emissionshandel anfallenden Aufgaben optimal bewältigen zu können, sollten also Mitarbeiter verschiedener Unternehmensbereiche und Fähigkeiten zusammenarbeiten und ihr Wissen und ihre Erfahrung einbringen.

Ein in diesem Sinn breit aufgestelltes Carbon Management wird nur von 29 % der befragten Unternehmen praktiziert (siehe Grafik 12). Mithilfe einer Regressionsanalyse zeigt sich, dass vor allem die Existenz eines Umweltmanagementsystems (UMS) einen positiven Einfluss auf die unternehmensinternen Carbon Management-Strukturen hat. In einem Umweltmanagementsystem werden klare Zuständigkeiten, Abläufe und Verhaltensmuster im Hinblick auf umweltbezogene Aufgaben und Fragestellungen im Unternehmen definiert. Ein Umweltmanagementsystem erhöht die Wahrscheinlichkeit der Einführung eines breit aufgestellten Car-

bon Managements signifikant. Der positive Einfluss von UMS auf das Management des Emissionshandels unter den befragten Unternehmen ist dabei nicht selbstverständlich. Andere Studien haben diesbezüglich teils widersprüchliche Aussagen getroffen<sup>3</sup>. Wie Arimura et al. (2011) zeigen, wirkt sich ein UMS positiv auf die Nachhaltigkeit von Zulieferbetrieben und Kunden aus. Unter den befragten Unternehmen verfügen 50 % über ein Umweltmanagementsystem. Am häufigsten ist die Zertifizierung nach ISO 14001 (in 30 % der Fälle), gefolgt von freiwilligen „Environmental Management and Audit“ Systemen (11 %) und dem Energiemanagement (9 %) nach DIN EN 16001.

**Tabelle 10: Einflussfaktoren auf ein breites Carbon Management**

Einfluss verschiedener Unternehmenseigenschaften darauf, ob es ein breit aufgestelltes Management für den Emissionshandel besteht (insb. Team aus technischen und kaufmännischen Mitarbeitern)

	Kleinemittent	KMU	Verbrennungsanl.	UMS <sup>#</sup>
OLS-Schätzung	-	~	~	+

+ signifikant positiver Einfluss, ~ kein signifikanter Einfluss, - signifikant negativer Einfluss,

R<sup>2</sup> = 15 %, Overall F-Test: Prob > F = 0,0006, n = 141, <sup>#</sup> Umweltmanagementsystem (UMS)

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Unternehmen ein breites Carbon Management betreibt, also ein Team aus technischen und kaufmännischen Mitarbeitern einrichtet, ist bei Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) signifikant geringer als bei anderen Unternehmen (Tabelle 10). Der Zusammenhang erscheint nachvollziehbar, da kleinere Emittenten in der Regel geringere Kosteneinsparungspotenziale aufweisen als größere Emittenten. Es ist daher konsequent, dass kleinere Emittenten auch weniger Ressourcen darauf verwenden, Optimierungspotenziale innerhalb des Emissionshandels aufzudecken. Ohnehin werden sie von Transaktionskosten relativ stärker belastet als größere Emittenten. Kleinemittenten organisieren das Management des Emissionshandels daher meist über eine hauptverantwortliche Person (67 % der Fälle). Häufig sind die Kompetenzen jedoch auch nicht klar geregelt (15 % der Fälle).

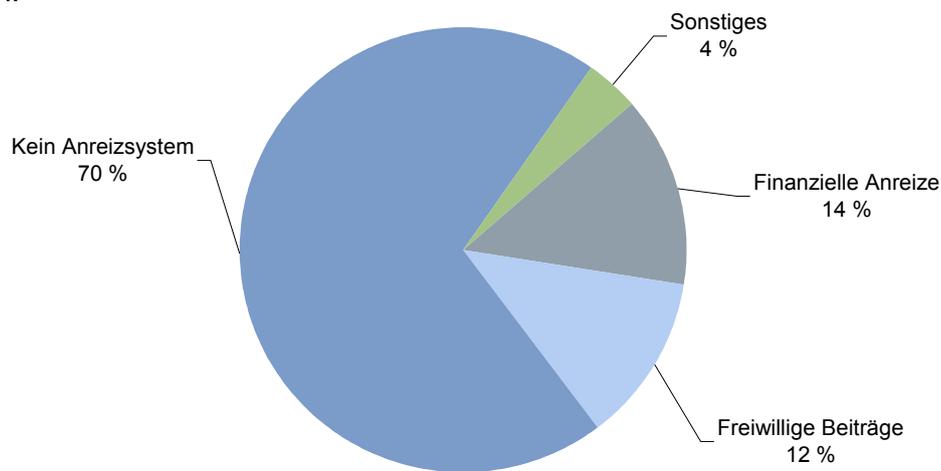
Die Mitarbeiterzahl eines Unternehmens sowie die Art der betriebenen Anlage (nach CITL-Kategorisierung) haben keinen signifikanten Einfluss auf die Ausgestaltung des unternehmensinternen Carbon Managements. Dennoch neigen KMU, ähnlich wie Kleinemittenten, dazu, den Emissionshandel durch eine zentral verantwortliche Person zu organisieren.

## 4.2. Anreizstrukturen in deutschen Unternehmen

Zur Auffindung von Vermeidungsoptionen und allgemein zur Minimierung der Kosten, die einem Unternehmen im Emissionshandel entstehen, bedarf es entsprechender unternehmensinterner Anreizstrukturen. Daher wurden die Unternehmen zunächst gefragt, ob den Mitarbeitern finanzielle Anreize gesetzt werden, Verbesserungsvorschläge zu formulieren und zu unterbreiten. Dies könnte zum Beispiel ein betriebliches Vorschlagswesen sein, in dessen Rahmen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Vorschläge zur CO<sub>2</sub>-Minderung einbringen können. Unter den befragten Unternehmen gaben 14 % an, finanzielle Anreize zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzialen zu setzen. In 12 % der Unternehmen wird auf freiwilliges

<sup>3</sup> Siehe: Anton et al (2004); Arimura et al (2008); Barla (2007); Bennear und Stavins (2007) oder Herfin (2008).

Engagement vertraut, etwa durch Appelle an das Umweltbewusstsein der Mitarbeiter. In den verbleibenden 74 % der Unternehmen bestehen keine direkten Anreizstrukturen. Wie sich zeigt, besteht ein statistisch signifikanter positiver Zusammenhang zwischen der Existenz eines Umweltmanagementsystems (UMS) und finanziellen Anreizen zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen. Während nur 6 % der Unternehmen, die kein UMS installiert haben, über ein finanzielles Anreizsystem verfügen, so bestehen immerhin in 27 % der Unternehmen mit UMS derartige Anreizsysteme. Der Grund dafür dürfte in erster Linie sein, dass Aufgaben und Verantwortlichkeiten im Unternehmen in Hinsicht auf das Umweltmanagement durch ein Umweltmanagementsystem klar geregelt werden. Dies hat offenbar auch eine positive Rückwirkung auf die Regelung allgemeiner Anreize zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Grafik 13: Anreizsysteme zur Auffindung von CO<sub>2</sub> Vermeidungspotenzialen

Noch wichtiger als Anreize zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen durch Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sind jedoch Anreize, die sich direkt an das Management von emissionshandlungspflichtigen Anlagen richten. Dabei ist vor allem interessant, wie Unternehmen, die über mehr als eine Anlage verfügen (48 % der befragten Unternehmen), mit der internen Allokation von Emissionsrechten verfahren. Unternehmen mit mehr als einer emissionshandlungspflichtigen Anlage wurden befragt, wie mit einer internen Über- oder Unterdeckung mit Emissionsrechten (Long- bzw. Short-Positionen) verfahren wird. 61 % gaben an, Über- oder Unterdeckungen in erster Linie innerhalb des Unternehmens auszugleichen. Dies bedeutet, dass größere Mengen an Zertifikaten zunächst nicht auf die Märkte (z. B. an die Börse) gelangen und somit nicht zur Preisfindung beitragen können, was den Markt tendenziell schwächt (Conrad et al, 2010; Montagnoli und de Vries, 2010). Nur 23 % der Unternehmen mit mehr als einer Anlage handeln bei Überschüssen oder Unterdeckungen prinzipiell zuerst am Markt. Die verbleibenden 16 % der Unternehmen entscheiden je nach Marktlage. Der Emissionshandel ist in 56 % der Fälle an einer zentralen Stelle im Unternehmen organisiert. Diese zentrale Stelle entscheidet auch über die unternehmensinterne Verteilung der kostenlosen Zertifikate. 44 % der Unternehmen geben die Zuteilung direkt, wie im Allokationsplan vorgesehen, an die betreffenden Anlagen weiter.

Bei 17 % der Unternehmen erwerben die Manager der einzelnen Anlagen die benötigten Zertifikate firmenintern. In diesem Fall wäre der CO<sub>2</sub>-Preis auch innerhalb des Unternehmens

deutlich spürbar, da der Zertifikatepreis, wie der Preis von anderen Gütern, Knappheit signalisiert. 25 % gaben an, dass die Manager der einzelnen Anlagen sonstige Anreize haben, die Zertifikatekäufe zu minimieren, bzw. die Verkäufe zu maximieren, basierend auf der erhaltenen Zuteilung. Auch bei dieser Form von Anreizen kann davon ausgegangen werden, dass die CO<sub>2</sub>-Preise im Unternehmen bzw. auf Anlagenebene deutlich spürbar werden und in die Produktionsentscheidung einfließen. 41 % der Befragten gaben an, dass der CO<sub>2</sub>-Preis eine nachrangige Größe in der Produktion sei und sich die Produktionsentscheidung vor allem an anderen Kosten orientiere. In diesem Fall wäre das Signal des CO<sub>2</sub>-Preises möglicherweise nur schwach auf Anlagenebene zu spüren, was die Wirkung des Emissionshandels schmälern könnte. 17 % gaben an, dass es keine Notwendigkeit gebe, CO<sub>2</sub>-Preise in Betracht zu ziehen, da eine Überausstattung an Zertifikaten im Unternehmen vorliegt. Letzteres Argument ignoriert die entgangenen Kosten der CO<sub>2</sub>-Optimierung und weist auf Unternehmensstrukturen hin, die X-ineffizient<sup>4</sup> und daher nicht geeignet sind, klare Anreize zur CO<sub>2</sub>-Minderung zu setzen (Leibenstein, 1966).

**Tabelle 11: Unternehmensinterne Anreizstrukturen**

Wie beeinflusst der Preis für Emissionsrechte (EUAs) die Produktions- bzw. Investitionsentscheidung in Ihrem Unternehmen?

Fall	Anteil Unternehmen	Einfluss des Preissignals auf Entscheidung
EUAs müssen auf Anlagenebene bezahlt werden (Vorprodukt)	17 %	Hoch
Sonstige Optimierungsanreize auf Anlagenebene	25 %	Hoch bis Mittel
Produktion orientiert sich an anderen Größen	41 %	Gering
Keine Notwendigkeit CO <sub>2</sub> -Preis in Betracht zu ziehen (long)	17 %	Sehr gering

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Damit wird deutlich, dass auch in Unternehmen mit mehreren Anlagen die unternehmensinternen Anreize noch verbessert werden können. Bei 58 % der Umfrageteilnehmer mit mehr als einer Anlage sind die unternehmensinternen Anreizstrukturen noch gering ausgeprägt. In diesen Fällen ist zu erwarten, dass es bei einer Absenkung der freien Zuteilung ab 2013 zu gesteigertem Kostendruck und größerem Bewusstsein für den Kostenfaktor CO<sub>2</sub> kommen wird.

### 4.3. Transaktionskosten im Emissionshandel

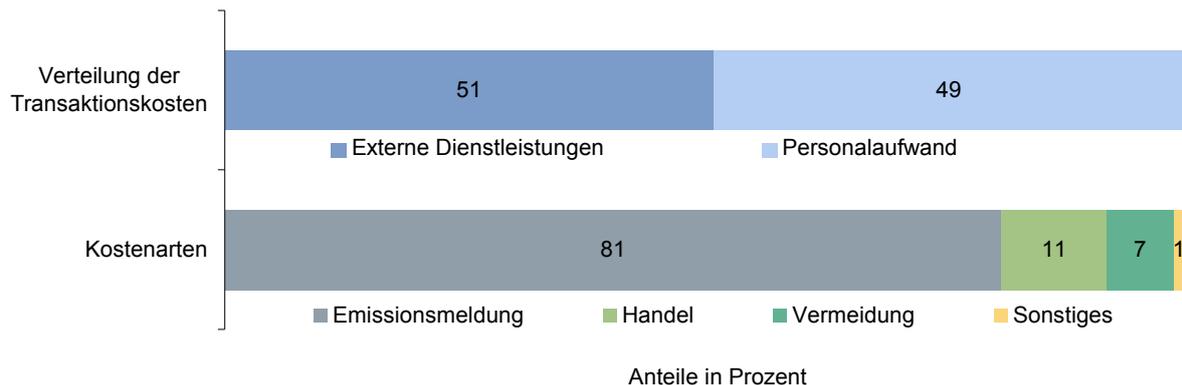
Im CO<sub>2</sub> Barometer 2010 wurden erstmals Informationen zu Transaktionskosten im Emissionshandel in Deutschland erhoben. Im vergangenen Jahr standen Transaktionskosten für die Emissionsmessung, Verifizierung und Berichterstattung (MRV), sowie für den Handel mit Emissionsrechten im Mittelpunkt. In diesem Jahr wurden zusätzlich diejenigen Transaktionskosten ermittelt, die hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Vermeidung anfallen können. Diese Kostenart ist von Bedeutung, da sie Unternehmen von der Bewertung von Vermeidungsoptionen abhalten könnte. Tabelle 12 zeigt den Median (50 % Perzentil) der Transaktionskosten. Wie sich zeigt, haben Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) im Median höhere Transaktionskosten als Großemitt-

<sup>4</sup> X-Ineffizienz bezeichnet eine Situation in der es zu Effizienzverlusten kommt, weil die Unternehmen nicht auf der minimalen Kostenkurve produzieren.

tenten ( $\geq 25.000$  tCO<sub>2</sub>). Der größte absolute Teil der Transaktionskosten geht auf MRV zurück, die verbindlich für alle Emittenten sind.

**Tabelle 12: Median der Transaktionskosten (EUR / tCO<sub>2</sub>)**

Art der Transaktionskosten	< 25.000 tCO <sub>2</sub> (Median, EUR / tCO <sub>2</sub> )	> 25.000 tCO <sub>2</sub> (Median, EUR / tCO <sub>2</sub> )
MRV: Emissionsmessung, Verifizierung und Berichterstattung (n=87)	0,47	0,06
Handel mit Emissionsrechten (n=46)	0,10	0,02
Informationskosten bezüglich der CO <sub>2</sub> Vermeidung (n=23)	0,14	0,02
Gesamte Transaktionskosten (n=87)	0,64	0,08



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Grafik 14: Verteilung der Transaktionskosten nach Kostenarten**

Tabelle 13 fasst die Ergebnisse einer Regressionsanalyse zusammen. Wie erwartet hängen die Transaktionskosten hauptsächlich von der Menge der Emissionen pro Jahr ab. Je tausend Tonnen Emissionen fallen im Durchschnitt etwas mehr als 29,00 EUR an Transaktionskosten an. Zudem sind Skaleneffekte beobachtbar: Zwar nehmen die Transaktionskosten mit steigender Emissionsmenge zu, die Zunahme wird jedoch umso geringer, je mehr ein Unternehmen emittiert. Handelt ein Unternehmen mit Emissionsrechten, so führt dies im Durchschnitt zu einer Erhöhung der Transaktionskosten um 2.654,83 EUR pro Jahr (Schätzmodell A).

**Tabelle 13: Ergebnisse der Regressionsanalyse (abh. Var.: Transaktionskosten in EUR)**

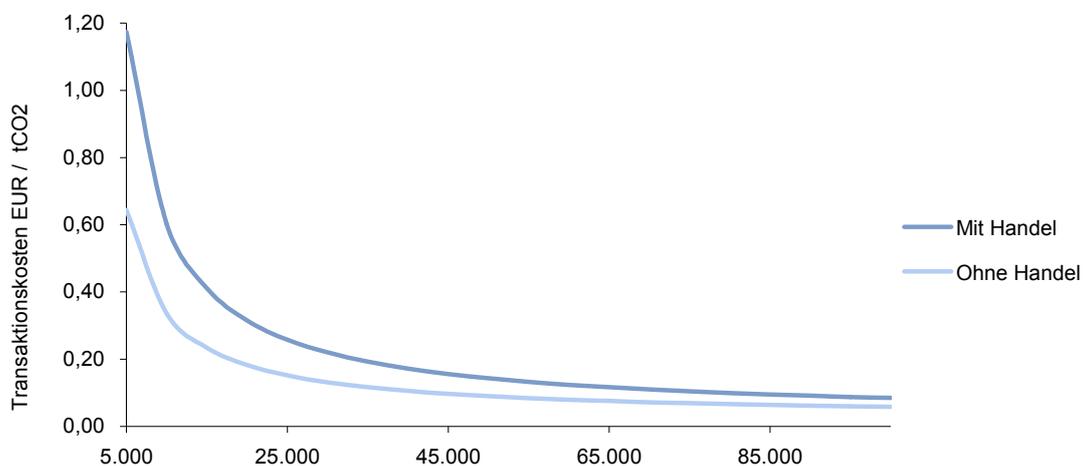
Variable	Modell A	Modell B
Emissionen (in 1.000 t im Jahr 2010)	29,64*	29,37**
Emissionen quadriert (in 1.000 t im Jahr 2010)	-0,0197*	-0,0201**
Handel mit Emissionsrechten (ja oder nein)	2.654,83*	2.929,54*
Bewertung von Vermeidungsoptionen und Kosten (ja oder nein)	1.364,06	1.003,98
Anzahl der betriebenen Anlagen des Unternehmens	1.108,20	1.143,88*
KMU	-	-839,23
Umweltmanagementsystem (ja oder nein)	-	-965,04
„Team“ ist verantwortlich für den Emissionshandel (ja oder nein)	-	1.773,96
Verbrennungsanlage nach CITL (ja oder nein)	-	3.104,41
Konstante	3.070,19*	1.151,10
R <sup>2</sup>	35 %	38 %

\*\* signifikant auf dem 95 % Niveau, \* signifikant auf dem 90 % Niveau (unter Verwendung robuster Standardfehler)

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Die Anzahl der Anlagen, die ein Unternehmen betreibt, hat nur einen schwach signifikanten Einfluss. Die verbleibenden Variablen, etwa das Vorhandensein eines Umweltmanagementsystems oder die Bewertung von Vermeidungsoptionen, haben keinen signifikanten Einfluss auf die Transaktionskosten auf Basis der vorliegenden Daten. Schätzmodell A stellt das Basismodell dar. In Schätzmodell B wurden weitere Unternehmenseigenschaften in der Regression beachtet, welche aber keinen signifikanten Einfluss aufweisen. Alle Variablen außer der Emissionsmenge stellen eine fixe Erhöhung / Senkung der absoluten Transaktionskosten im Fall des Vorliegens der Eigenschaft dar.

Unter Verwendung von Modell A lassen sich nun die durchschnittlichen Transaktionskosten in Abhängigkeit von der jährlichen Emissionsmenge eines Unternehmens ermitteln. Als Referenz wird ein Unternehmen unterstellt, das über nur eine regulierte Anlage verfügt und keine Bewertung der Vermeidungsoptionen und Kosten vorgenommen hat. Emittiert das Unternehmen 5.000 tCO<sub>2</sub>, so fallen im Durchschnitt Transaktionskosten von 1,17 EUR pro Tonne (mit Handel) und 0,64 (ohne Handel) an. Bei 25.000 tCO<sub>2</sub> wären es noch 0,26 EUR (mit Handel) und 0,15 EUR (ohne Handel). Bei einer Emissionsmenge von 75.000 tCO<sub>2</sub> fallen die Transaktionskosten (mit Handel) unter 0,10 EUR pro Tonne, bzw. bei 45.000 tCO<sub>2</sub> (ohne Handel). Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Transaktionskosten für größere Emittenten eine nachgeordnete Rolle spielen. Für Kleinemittenten können diese jedoch relativ stark zum Tragen kommen, erhöhen sie doch beispielsweise bei einem Emittenten mit 25.000 Tonnen CO<sub>2</sub> im Jahr die effektiven Kosten pro emittierte Tonne (Zertifikatepreis 14,83 EUR, Durchschnitt 04/2010 bis 03/2011) um 1,8 % wenn auch Zertifikate gehandelt werden, bzw. 1,0% ohne Handel. Bei einem Emittenten mit 5.000 Tonnen CO<sub>2</sub> sind es hingegen 7,9 % (mit Handel), bzw. 4,3% (ohne Handel).



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Grafik 15: Transaktionskosten (EUR / tCO<sub>2</sub> p.a.) in Abhängigkeit der Emissionsmenge**



## 5 Projektbasierte Mechanismen

Die projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls – Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) – stehen in den nächsten Jahren vor einem deutlichen Wandel. Insbesondere die Ungewissheit über die Fortsetzung der Mechanismen nach dem Ende der Kyoto-Verpflichtungsperiode ab 2013 wirkt sich derzeit auf die Märkte aus. Die Europäische Union will ab 2013 keine Zertifikate mehr anerkennen, die aus Projekten der Minderung bestimmter Industriegase generiert wurden (CDC, 2011; Euractive, 2011). Hingegen soll unabhängig vom weiteren Ausgang internationaler Verhandlungen die Anerkennung von Emissionsminderungsprojekten aus den am wenigsten entwickelten Ländern nach 2012 unter bestimmten Bedingungen garantiert werden (EU, 2009a). Dies hat Auswirkungen auf die Erwartungen hinsichtlich zukünftiger Minderungsprojekte. Afrika, Asien und der pazifische Raum (ohne China und Indien) sowie Lateinamerika gelten unter den Befragten als attraktivste Regionen zur Durchführung von Projekten. Erneuerbare Energien wie Solarthermie, Fotovoltaik und Biomasse werden von den befragten Experten als aussichtsreichste Projekttypen genannt (Abschnitt 5.1).

Im Jahr 2010 wurden europaweit knapp 117 Mio. CERs (aus CDM-Projekten) und 20 Mio. ERUs (aus JI-Projekten) zur Pflichterfüllung im europäischen Emissionshandel eingesetzt. Damit wurden 50 % mehr CERs und sechsmal mehr ERUs abgegeben als im Jahr 2009. In Deutschland wurden im Jahr 2010 knapp 30 % mehr CERs eingesetzt als im Jahr 2009. Die Steigerung fällt geringer aus als im EU-weiten Mittel. Auch die Nutzung von ERUs wurde ausgeweitet (CITL, 2011, CDC, 2011). Der überaus starke europaweite Anstieg der Abgabe von ERUs könnte auf die Unsicherheit bezüglich der Fortführung von Joint Implementation nach 2012 zurückzuführen sein (Greenmarket, 2011). Insgesamt wurden im EU-EHS im Zeitraum von 2008 bis 2010 277,3 Mio. CERs und 23,4 Mio. ERUs zur Pflichterfüllung eingesetzt. Deutsche Unternehmen haben im Durchschnitt nur knapp 21 % der zulässigen Menge an CERs und ERUs in der zweiten Handelsperiode eingesetzt.

**Tabelle 14: Nutzung von CERs und ERUs zur Pflichterfüllung (in Mio. Zertifikaten)**

	2008	2009	2010
<b>EU-weit</b>			
CERs	82,5	77,9	116,9
ERUs	0,05	3,2	20,1
<b>Deutschland</b>			
CERs	23,7	26,0	33,4
ERUs	0,0	0,67	4,2

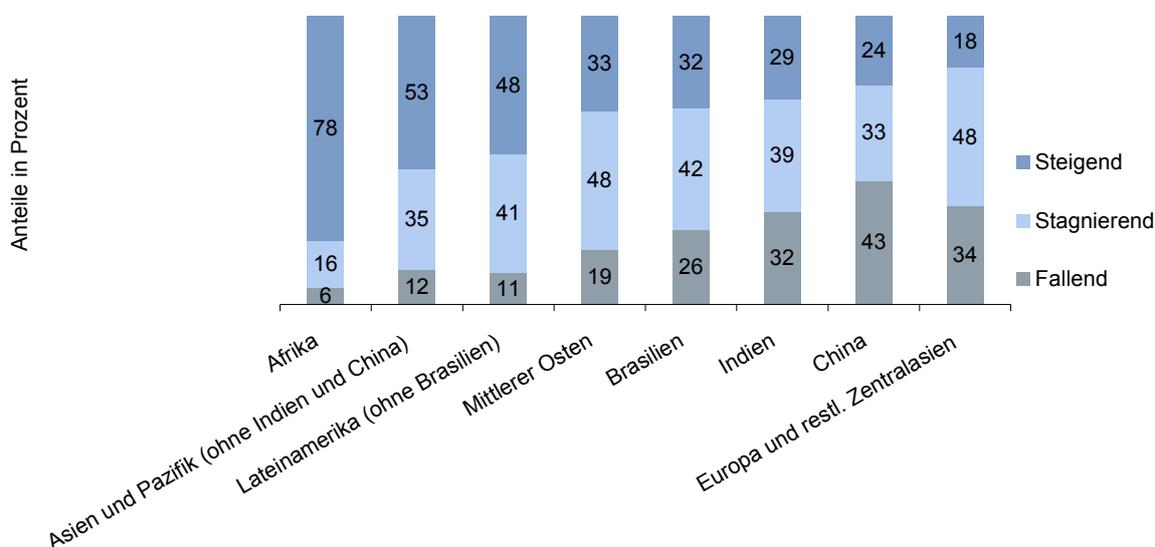
Quelle: CITL (2011), Greenmarket (2011), CDC (2011)

Bis April 2010 wurden international insgesamt 605 Mio. CERs ausgegeben. Die entsprechende Zahl der ausgegebenen ERUs beläuft sich auf 36,4 Mio. (CDC, 2011). Damit wurden knapp 46 % der bis April 2011 in Umlauf gebrachten CERs und 64 % der bis April 2011 in Umlauf gebrachten ERUs zur Pflichterfüllung im EU-EHS genutzt. Geht man von einem durchschnittlichen Spread von 2,23 EUR aus, so führte allein die Nutzung von CERs in Deutschland im Jahr 2010 rechnerisch zu Einsparungen von 74,5 Mio. EUR im Vergleich zur Nutzung von EUAs.

### 5.1. CDM und JI – Weniger entwickelte Länder gewinnen an Bedeutung

Nach den Verhandlungen im Rahmen des Weltklimagipfels in Cancún und den Klimakonferenzen in Bangkok und Bonn sind die Aussichten auf ein baldiges rechtsverbindliches Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll derzeit gering. Eine Einigung auf ein solches Abkommen während des kommenden Weltklimagipfels in Durban Ende 2011 erscheint unwahrscheinlich (Carbon Positive, 2011a; 2011b). Während der CDM auch ohne ein baldiges Nachfolgeabkommen fortgeführt werden könnte, ist fraglich, auf welcher vertraglichen Grundlage JI-Projekte in Zukunft durchführbar wären (UNFCCC, 2010a). Insgesamt bestehen im Hinblick auf die Zukunft der projektbasierten Mechanismen nach 2012 derzeit große Unsicherheiten (UNFCCC, 2010b), die durch die Emissionshandelsexperten und Unternehmen jedoch unterschiedlich wahrgenommen werden.

Derzeit gehen 91 % der im KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer befragten Emissionshandelsexperten davon aus, dass der CDM auch nach 2012 in seiner jetzigen oder einer ähnlichen Form fortgeführt wird. Insgesamt erwartet sogar knapp die Hälfte der befragten Experten (46 %) eine steigende Nachfrage für CERs nach 2012. 22 % der Befragten gehen von einer unveränderten Nachfrage aus, wohingegen 32 % eine geringere Nachfrage für die Zeit nach 2012 erwarten. Die Erwartungen hinsichtlich der Joint Implementation (JI) Projekte fallen aus nachvollziehbaren Gründen deutlich pessimistischer aus: So glauben nur 50 % der Befragten, dass der projektbasierte Mechanismus JI in seiner jetzigen oder einer ähnlichen Ausgestaltung nach 2012 bestehen wird. Von den befragten Unternehmen planen derzeit nur 32 % den Einsatz von CERs oder ERUs in der dritten Handelsperiode. Unter den Großemittenten ( $\geq 25.000$  tCO<sub>2</sub>) planen zurzeit 44 % den Einsatz von CERs oder ERUs nach 2012. Unter den Kleinemittenten ( $< 25.000$  tCO<sub>2</sub>) sind es hingegen nur 13 %.



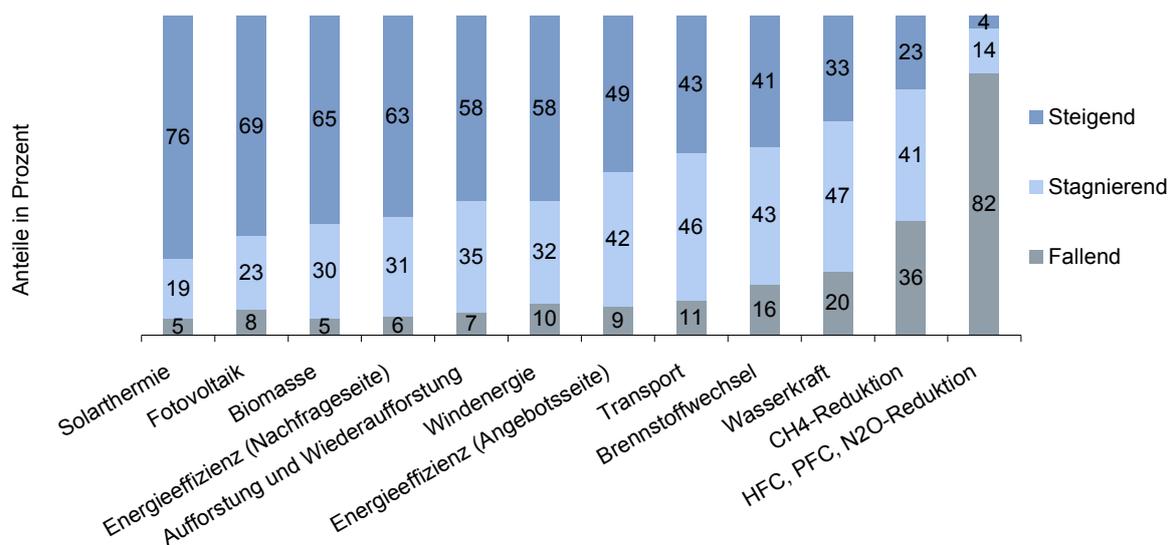
Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

#### Grafik 16: Regionale Entwicklung von CDM-Projekten bis 2012

Die Richtlinie 2009/29/EC der Europäischen Kommission sieht vor, dass Zertifikate aus Projekten, die nach 2012 beginnen und in den am wenigsten entwickelten Ländern (LDC) durchgeführt werden, im EU-Emissionshandel auch nach dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls anerkannt werden können, sofern entsprechende bilaterale Abkommen geschlos-

sen werden (EU, 2009a). Dies schlägt sich in den Erwartungen hinsichtlich des Potenzials zukünftiger Gastländer für CDM-Projekte nieder. Standen vor zwei Jahren noch Länder wie China und Indien an der Spitze, wenn es um die Erwartungen hinsichtlich der Zielländer für neue CDM-Projekte ging, so zeigt sich seit 2010 ein veränderter Trend. Vor allem für afrikanische Länder wird derzeit ein Zuwachs an neuen CDM-Projekten erwartet, gefolgt von Asien (ohne Indien und China) sowie Lateinamerika (ohne Brasilien). Die Erwartungen hinsichtlich neuer CDM-Projekte in China haben sich im Vergleich zum vergangenen Jahr deutlich verschlechtert.

Die Europäische Kommission hat im Januar 2011 beschlossen, ab April 2013 keine Zertifikate mehr aus Projekten mit dem Ziel der Zerstörung klimaschädlicher Gase (HFC, N<sub>2</sub>O) im EU-Emissionshandel anzuerkennen (CDC, 2011; Euractive, 2011). Von den bisher ausgegebenen CER-Zertifikaten stammen etwa 70 % aus solchen Projekten (UNEP / Risoe, 2011). Die Experten haben die sich veränderten Rahmenbedingungen antizipiert und sehen daher keine Zukunft mehr für Projekte im Bereich der Industriegaszerstörung. Wie bereits im vergangenen Jahr wird dagegen ein Zuwachs erneuerbarer Energien in CDM-Projekten erwartet. Dabei hat vor allem die Fotovoltaik an Bedeutung gewonnen.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Grafik 17: Entwicklung von CDM-Projekttypen bis 2012

Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Veränderungen am Markt geben 42 % der Experten an, sie hätten klare Präferenzen für bestimmte Länder oder Regionen im CDM. 36 % der Befragten legen besonderen Wert auf die Art des Projekttyps. Verbesserungsbedarf sehen die Befragten vor allem bei der Funktionalität der Registrierung und Validierung von Projekten (68 %). Aber auch der Zugang zu Programmatischem CDM (PoAs) (56 %) und Finanzierungsmöglichkeiten für Projekte (55 %) sind nach Ansicht der Befragten verbesserungsfähig.

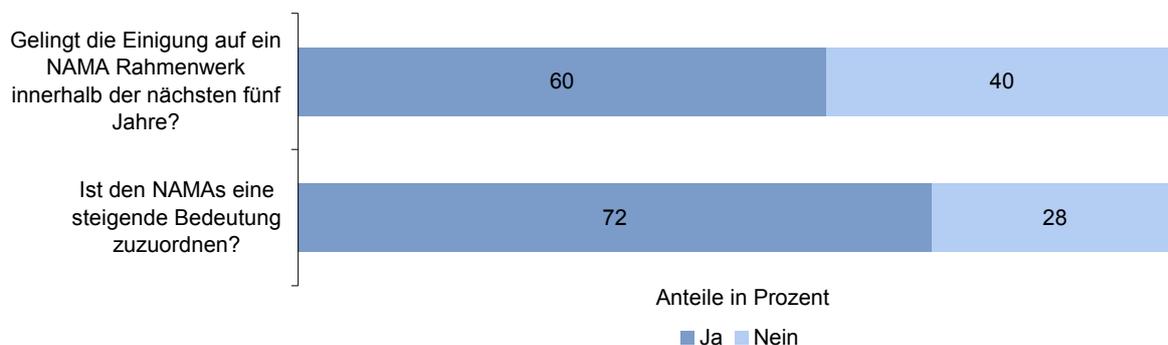
## 5.2. Neue Offset-Systeme nach Kyoto?

Als Alternative oder Ergänzung zu den bestehenden projektbasierten Offset-Mechanismen CDM und JI werden zurzeit vielfältige neue Mechanismen diskutiert. Im Vordergrund stehen hierbei einerseits „National Appropriate Mitigation Actions“ (NAMAs), wie in der Bali Roadmap (UNDP, 2008) und im Kopenhagen Accord (UNFCCC, 2009) definiert. Auch Emissionsminderungen auf der Grundlage bilateraler sektoraler Vereinbarungen könnten zukünftig als alternatives Offset-System infrage kommen (Heindl und Voigt, 2011).

Die Mehrzahl der befragten Emissionshandelsexperten (58 %) geht davon aus, dass ein mittelgroßes Potenzial für die Entstehung neuer Offset-Systeme zusätzlich zu CDM und JI besteht. Ein sehr hohes Potenzial halten nur 16 % der Befragten für wahrscheinlich. Immerhin 26 % glauben, dass es lediglich geringe oder gar keine Chancen für das Entstehen neuer Offset-Systeme gibt.

Als NAMAs werden geplante freiwillige Maßnahmen von weniger entwickelten Ländern bezeichnet, bei denen Wirtschaftsbereiche oder Projektarten definiert werden, die sich aus Sicht der Länder für Emissionsminderungen eignen. Neben der Reduktion von Emissionen steht zudem eine nachhaltige Entwicklung des sich verpflichtenden Landes im Vordergrund. NAMAs sollen ferner die Unterstützung aus entwickelten Ländern in Form von Bereitstellung von Technologien und finanziellen Mitteln sowie Hilfen zum Aufbau von Kapazitäten fördern. Die Ausgestaltung der Maßnahmen im Rahmen der NAMAs ist den weniger entwickelten Ländern überlassen und lässt hinreichenden Gestaltungsspielraum für die beteiligten Institutionen. Die Maßnahmen selbst sowie die Unterstützung aus den entwickelten Ländern sollen durch ein MRV-System (Measurement, Reporting and Verification) auf internationaler Ebene überwacht werden. Ein regulatorischer Rahmen für NAMAs ist jedoch bisher nicht vorhanden. Außerdem fehlen Anleitungen und Beispiele für die Ausgestaltung und Eigenschaften der NAMAs (Climate Focus, 2011).

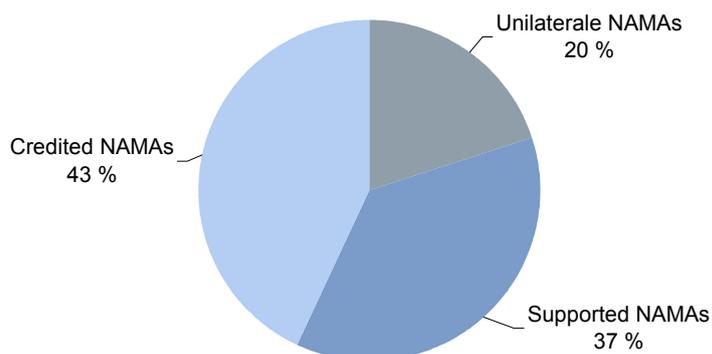
Nichtsdestotrotz wird die Bedeutung von NAMAs für die zukünftige Klimapolitik, insbesondere für die Durchführung freiwilliger Emissionsreduktionen in Entwicklungs- und Schwellenländern, allgemein als sehr hoch eingeschätzt. 72 % der Befragten erwarten, dass NAMAs zukünftig eine zunehmende Bedeutung haben werden. Jedoch geht nur eine knappe Mehrheit von 60 % der Befragten davon aus, dass in den nächsten fünf Jahren ein angemessenes internationales Rahmenwerk zur Umsetzung von NAMAs vereinbart werden kann, das beispielsweise auch die Generierung von Minderungsgutschriften regeln könnte.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Grafik 18:** „National Appropriate Mitigation Actions“ (NAMAs) und ihre Bedeutung

Grundsätzlich sind verschiedene Arten der Ausgestaltung von „National Appropriate Mitigation Actions“ (NAMAs) denkbar. So könnten weniger entwickelte Länder diese Maßnahmen selbstständig durchführen (unilaterale NAMAs). Alternativ könnte ein Staat Unterstützung bei der Umsetzung der Maßnahme erhalten, z. B. durch öffentliche Finanzierung ähnlich der Entwicklungshilfe (supported NAMAs). Als dritte Variante könnten Maßnahmen mit privater Finanzierung durchgeführt und somit Emissionsreduktionszertifikate generiert werden (credited NAMAs). Die befragten Emissionshandelsexperten gehen davon aus, dass „credited NAMAs“ von den drei genannten möglichen Wegen in Zukunft die größte Bedeutung zukommen wird.



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

#### **Grafik 19: Welche Art von NAMAs erachten Sie in Zukunft als die Bedeutendste?**

Auf die grundsätzliche Frage, ob Emissionsrechte aus potenziellen neuen Offset-Systemen in der dritten Handelsperiode im EU-Emissionshandel für die Pflichterfüllung einsetzbar sein werden, zeigte sich eine gewisse Skepsis bei den Befragten. 40 % halten dies für unwahrscheinlich und 42 % erachten dies als möglich. Nur 18 % der Befragten glauben daran, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit mögliche neue Offset-Zertifikate in der dritten Handelsperiode des EU-EHS einsetzbar sein werden.

Neben den NAMAs sind auch mithilfe sektoraler Ansätze potenziell hohe Emissionsminderungen zu erreichen. In sektoralen Ansätzen könnten Emissionsminderungen beispielsweise in bestimmten Industriebereichen eines Landes realisiert werden. Dabei würde ein Industrie-sektor als Ganzes seine Emissionen unter eine zuvor festgelegte Grenze reduzieren. Minderungen, die über die vordefinierte Grenze hinausgehen, könnten dann als Minderungsgutschriften behandelt werden. Sektorale Ansätze würden sich besonders für bestimmte Industriezweige in aufstrebenden Ökonomien wie China, Indien, Mexiko oder Brasilien eignen. Die Experten wurden daher gefragt, wie sie die Zulässigkeit von Minderungsgutschriften aus sektoralen Ansätzen zur Pflichterfüllung in einer möglichen Post-Kyoto-Klimavereinbarung einschätzen. 76 % der Unternehmen gehen davon aus, dass unter einem möglichen Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll Zertifikate aus sektoralen Ansätzen für die Pflichterfüllung zulässig sein werden.



## **6 Fazit: Unternehmen werden im Emissionshandel aktiver – Politik muss klaren Rahmen setzen**

Derzeit stellen zwei wesentliche Entwicklungen im Emissionshandel die in Deutschland regulierten Unternehmen vor Herausforderungen: die anstehenden Veränderungen im EU-Emissionshandel ab 2013 und die Energiewende in Deutschland.

### **Hohe Preise für Emissionsrechte erwartet – Sensitivität für politische Entscheidungen**

Die im Juni 2011 beschlossene Energiewende wird nicht ohne Folgen für die CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit für den Emissionsrechtehandel bleiben. Im März 2011 – also während des Befragungszeitraumes – hatte die Ankündigung des Moratoriums über die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke bereits zu einem sprunghaften Anstieg der Preiserwartungen unter den befragten Unternehmen und Emissionshandelsexperten geführt. Durch Mehremissionen in der deutschen Energiewirtschaft werden CO<sub>2</sub>-Minderungen an anderer Stelle erforderlich. Zudem ist zu erwarten, dass deutsche Unternehmen mehr Emissionsrechte aus anderen europäischen Ländern zukaufen müssen. Für einen gegenläufigen Impuls, der zu einem deutlichen Absinken der Preiserwartungen führte, sorgte jüngst die Veröffentlichung eines Entwurfs einer neuen europäischen Energieeffizienzrichtlinie durch die Europäische Kommission. Diese Entwicklungen ereigneten sich allerdings außerhalb des Befragungszeitraums des KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometers. Auch wenn die Preise für Emissionsrechte in jüngerer Vergangenheit infolge politischer Entscheidungen erheblich schwankten, kann für die dritte Handelsperiode in der Tendenz von steigenden Preisen ausgegangen werden: Die befragten Unternehmen rechnen mit durchschnittlichen EUA-Preisen von 28,40 EUR.

### **Unternehmen bereiten sich auf dritte Handelsperiode vor, sind jedoch unter Zeitdruck**

Die Unternehmen sind bemüht, sich möglichst frühzeitig auf die ab 2013 anstehenden Neuerungen vorzubereiten. So hat die Mehrzahl der Unternehmen bereits versucht, deren Auswirkungen, insbesondere der Verringerung der kostenlosen Zuteilung ab 2013, zu bewerten. Zahlreiche Unternehmen müssen mit deutlich steigenden Kosten für Zertifikatekäufe ab 2013 rechnen. Für große Emittenten werden die veränderten Zuteilungsregeln Mehrkosten in Millionenhöhe bedeuten. Zwar ist es für die Transformation zu einer CO<sub>2</sub>-armen Wirtschaft notwendig, spürbare Anreize zur CO<sub>2</sub>-Einsparung über ein Preissignal zu setzen, dennoch wäre es für die Funktionsfähigkeit des Emissionshandelssystems wünschenswert, wenn einschneidende Veränderungen im Regulierungssystem langfristig und verbindlich angekündigt werden. So gaben die befragten Unternehmen im Durchschnitt an, dass zwischen der verbindlichen Ankündigung der neuen Zuteilungsmenge ab 2013 und der tatsächlichen Einführung der Neuerung mindestens 20 Monate liegen sollten. Diese Zeit sei für eine optimale Vorbereitung notwendig. Da mit der Festlegung der endgültigen Zuteilungsmengen aber erst im Verlauf des Jahres 2012 zu rechnen ist, werden die Unternehmen einen stark verkürzten Planungshorizont haben.

### **Unsicherheit über Zukunft der Kyoto-Mechanismen – Optimismus bezüglich NAMAs**

Große Unsicherheit besteht unter den befragten Unternehmen auch im Hinblick auf die Zukunft der Kyoto-Projektmechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI). Schon jetzt steht fest, dass ab 2013 einige CDM-Zertifikate im EU-EHS

nicht mehr anerkannt werden, etwa Emissionsminderungen aus Projekten der Industriegaszerstörung, die derzeit den größten Teil der in Umlauf befindlichen Emissionsminderungsgutschriften darstellen. Aufgrund dieser Unsicherheiten wurden im Handelsjahr 2012 mehr CER- und ERU-Zertifikate eingesetzt als in den Vorjahren (+41 % in Deutschland), gleichzeitig plant derzeit nur ein Drittel der befragten Unternehmen die Nutzung von Minderungsgutschriften nach 2013. Besonders vor dem Hintergrund der anstehenden Neuerungen im EU-Emissionshandel ab 2013 und der Unsicherheit über die weitere Ausrichtung der internationalen Klimapolitik ist zu empfehlen, dass nationale und EU-weite Institutionen relevante Informationen für regulierte Unternehmen und die Öffentlichkeit möglichst schnell zur Verfügung stellen. Optimismus zeigten die befragten Experten vor allem im Hinblick auf die Zukunft der National Appropriate Mitigation Actions (NAMAs): 60 % erwarten hier ein verbindliches internationales Regelwerk innerhalb der nächsten fünf Jahre.

### **Emissionshandel wirkt bisher nur moderat auf unternehmerische Investitionen**

Während sich der Anteil der vermeidungs- und handelsaktiven Unternehmen im Jahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr kaum verändert hat, zeichnen sich für die Zeit ab 2013 gesteigerte Aktivitäten ab. So planen schon heute 65 % der befragten Unternehmen, ab 2013 CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen durchzuführen. Unter Emittenten, die mehr als 25.000 tCO<sub>2</sub> pro Jahr emittieren, planen sogar knapp drei Viertel der Befragten Minderungsmaßnahmen. Dabei werden Investitionen in Energieeffizienz, Prozessoptimierung und der Einsatz erneuerbarer Energien im Mittelpunkt stehen. Minderungsmaßnahmen werden zudem deutlich öfter mit dem primären Grund der CO<sub>2</sub>-Vermeidung eingeleitet werden. Die Verminderung der freien Zuteilung, die langfristige Verknappung der europaweit verfügbaren Emissionsrechte und die Erwartung steigender Zertifikatepreise scheint bei vielen Unternehmen verstärkte Bemühungen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung zu bewirken. Die Befragung zeigt allerdings auch: Aufgrund der relativ hohen durchschnittlichen technischen Restlebensdauer der regulierten Anlagen sind größere CO<sub>2</sub>-Minderungen durch Neuinvestitionen erst langfristig zu erwarten.

### **Bedeutung des Carbon Management steigt – ökonomische Potenziale ungenutzt**

Ein Teil der regulierten Unternehmen, darunter vor allem Kleinemittenten mit weniger als 25.000 tCO<sub>2</sub> Emissionen pro Jahr, verfügt nach wie vor über ein geringes Maß an Informationen über den Markt für Emissionsrechte sowie über Möglichkeiten und Kosten der CO<sub>2</sub>-Einsparung. Insgesamt haben bisher nur 40 % der Befragten eine interne Bewertung der CO<sub>2</sub>-Minderungskosten im Unternehmen durchgeführt. Hier besteht noch erheblicher Nachholbedarf. 30 % der Befragten haben bewusst keine Bewertung vorgenommen. Diese Unternehmen gehen offenbar davon aus, dass derzeit größere Emissionsminderungen im Unternehmen nicht wirtschaftlich durchführbar sind. Die verbleibenden 30 % der Befragten haben keine Bewertung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten vorgenommen, weil sie dies als nachrangig erachten.

Durch die neuen Regelungen im europäischen Emissionshandelssystem ab 2013, insbesondere die geringere kostenlose Zuteilung und das jährlich um 1,74 % sinkende europaweite Emissionsbudget („Cap“), werden in Zukunft auch angemessene unternehmensinterne Anreize zur Auffindung von CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen an Bedeutung gewinnen. Bisher liegen erhebliche Potenziale brach: So besteht in 70 % der befragten Unternehmen kein Anreizsys-

tem zur Auffindung von Vermeidungspotenzialen durch Mitarbeiter, beispielsweise in Form eines betrieblichen Vorschlagswesens. In 58 % der befragten Unternehmen mit mehr als einer regulierten Anlage haben auch die verantwortlichen Manager der Anlagen keine angemessenen Anreize zur Minderung von CO<sub>2</sub>. Ob ein Unternehmen ein umfassendes Carbon Management betreibt, hängt wesentlich von seiner Emissionsmenge ab. Kleinemittenten verfügen über eine schlechtere Informationsbasis und betrauen deutlich seltener ein festes Team aus Mitarbeitern mit dem Management des Emissionshandels. Möglicherweise übersteigen bei kleinen Emittenten oft die Kosten eines breit aufgestellten Carbon Managements den möglichen Effizienzgewinn. Dies unterstreicht nochmals die Wichtigkeit entsprechender Beratungsangebote für diese Emittentengruppe.

### **Transaktionskosten benachteiligen Kleinemittenten – teures Reporting wird beklagt**

Kleinemittenten sind vergleichsweise stark durch Transaktionskosten im Emissionshandel belastet. Wenn Transaktionskosten passives Verhalten, etwa bei der Informationsbeschaffung, der CO<sub>2</sub>-Minderung oder dem Handel mit Emissionsrechten auslösen, dann kann dies zu Verlusten an ökonomischer Effizienz führen und sich negativ auf die Unternehmen und den gesamten EU-Emissionshandel auswirken. Denn wenn Kleinemittenten ihre internen Unternehmensstrukturen weniger an die Optimierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes anpassen und auf dem Markt für Emissionsrechte passiver agieren als größere Emittenten, ist langfristig sogar eine Verschiebung ökonomischer Aktivitäten nicht völlig auszuschließen: Möglicherweise werden durch den EU-Emissionshandel regulierte Aktivitäten ausgelagert, z. B. indem Energie extern zugekauft anstatt selbst produziert wird. Lassen sich CO<sub>2</sub>-intensive Aktivitäten nicht kosteneffizient auslagern, könnten sich Kleinemittenten sogar ganz oder teilweise aus bestimmten Märkten zurückziehen. So planen nur 9 % der Großemittenten (≥ 25.000 tCO<sub>2</sub>) eine Minderung der Produktion nach 2012, während immerhin 22 % der Kleinemittenten (<25.000 tCO<sub>2</sub>) dies tun. Eine Opt-out-Regelung für Kleinemittenten ist daher grundsätzlich zu begrüßen, sofern sie tatsächlich zu einer Minderung der mit der Regulierung verbundenen Transaktionskosten führt und das gleiche klimapolitische Anspruchsniveau verwirklicht.

### **Langfristige Planungssicherheit entscheidend für die Wirkung des Emissionshandels**

Insgesamt haben alle im Emissionshandel regulierten Unternehmen Anpassungsbedarf an die ab 2013 anstehenden Änderungen und brauchen Planungs- und Investitionssicherheit. Nur so kann die Transformation hin zu einer post-fossilen Wirtschaft zügig gelingen. Politische Entscheidungen wie die geplante EU-Energieeffizienzrichtlinie sorgen zusätzlich für steigende Preisvolatilität und verstärkten Unsicherheit im Hinblick auf die zukünftige Wirksamkeit des EU-Emissionshandels. Damit das EU-Emissionshandelssystem seine zentrale Rolle erfüllen und dauerhaft starke Anreize zur Emissionsreduktion setzen kann, müssen politische Änderungen klar formuliert, langfristig kommuniziert und ungleiche Belastungen der Unternehmen durch Transaktionskosten der Regulierung soweit möglich abgebaut werden.



## Literatur

- Alchian A. und H. Demsetz (1972), Production, Information Costs, and Economic Organization, *American Economic Review*, Vol. 62(5), pp. 777–795.
- Anton W. R. Q., Deltas G. und M. Khanna (2004), Incentives for Environmental Self-Regulation and Implications for Environmental Performance, *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 48, pp. 632–654.
- Arimura T. H., Hibiki A. und H. Katayama (2008), Is a Voluntary Approach an Effective Environmental Policy Instrument? A Case for Environmental Management Systems, *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 55, pp. 281–295.
- Arimura T. H., Darnall N. und K. Katayama (2011), Is ISO 14001 a gateway to more advanced voluntary action? The case of green supply chain management, *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 61, pp. 170–182.
- Barclays (2011a), Monthly Carbon Standard, Barclays Capital, 11<sup>th</sup> April 2011.
- Barclays (2011b), Monthly Carbon Standard, Barclays Capital, 1<sup>st</sup> July 2011.
- Barla P. (2007), ISO 14001 Certification and Environmental Performance in Quebec's Pulp and Paper Industry, *Journal of Environmental Economics and Management*, Vol. 53, pp. 291–306.
- Benbear L. S. und R. N. Stavins (2007), Second-Best Theory and the Use of Multiple Policy Instruments, *Environmental and Resource Economics*, Vol. 37, pp. 111–129.
- Bluenext (2011), Statistics, [www.bluenext.eu](http://www.bluenext.eu), Zugriff 14.07.2011.
- BMU (2011a), Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Energiekonzept, Stand: 06.06.2011.
- BMU (2011b), Entwurf des Gesetzes zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels. Zugriff: 14.06.2011.  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/tehq\\_novelle.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/tehq_novelle.pdf)
- Carbon Positive (2011a), EU and US see the reality: Climate deal far off, Carbon News and Info, published online 29<sup>th</sup> April 2011, Zugriff: 05.05.2011.  
<http://www.carbonpositive.net/viewarticle.aspx?articleID=2319>
- Carbon Positive (2011b), UN climate talks go backwards in Bangkok, published online 11<sup>th</sup> April 2011, Zugriff: 05.05.2011.  
<http://www.carbonpositive.net/viewarticle.aspx?articleID=2305>
- CDC (2011), The Monthly Bulletin on the European Carbon Market, Tendances Carbone No. 58, Caisse des Dépôts, May 2011.
- CITL (2011), Emissions Data from the Community Independent Transaction Log.  
<http://ec.europa.eu/environment/ets/>
- Climate Focus (2011), Design options for NAMAs, Briefing Note March 2011.

- CO<sub>2</sub> Barometer (2010), Löschel A., Kiehl K., Heindl P., V. Lo und H. Koschel, KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2010: Effizienzpotenziale des Emissionshandels noch nicht ausgeschöpft - Strategien und Management deutscher Unternehmen, KfW Bankengruppe, Frankfurt am Main.
- Conrad C., Rittler D. und W. Rotfuß (2010), Modeling and Explaining the Dynamics of European Union Allowance Prices at High-Frequency, ZEW Discussion Paper No. 10-038, Mannheim. Forthcoming in Energy Economics.
- DB (2009), Deutsche Bank Global Markets Research, EU Carbon Markets: Recap: Pausing for Breath after a Volatile Q2, 5<sup>th</sup> July 2011.
- DEHSt (2011), Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen im Jahr 2010 in Deutschland, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), 15. Mai 2011, Berlin.
- Dow Jones (2010), Entwurf der EU-Kommission hält für Industrie auch böse Überraschungen bereit, Dow Jones Trade News Emissions Nr. 21, 15. Oktober 2010.
- EU (2003), Empfehlung der Kommission 2003/361/EG vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen.
- EU (2009a), Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.
- EU (2009b), Beschluss der Kommission 2010/2/EU vom 24. Dezember 2009 zur Festlegung eines Verzeichnisses der Sektoren und Teilsektoren, von denen angenommen wird, dass sie einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgesetzt sind, gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates, Bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2009) 10251.
- EU (2011a), Emissions trading: Commission adopts decision on how free allowances should be allocated from 2013, IP/11/505, Brussels, 27<sup>th</sup> April 2011.
- EU (2011b), Questions and Answers on draft Commission Decision on free allocation rules for the EU ETS, MEMO/11/258, Brussels, 27<sup>th</sup> April 2011.
- EU (2011c), A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Brussels, COM(2011) 112, 8<sup>th</sup> March 2011.
- EU (2011d), Executive Summary of the Impact Assessment on the Directive on Energy Efficiency and Amending and Subsequently Repealing Directive 2004/8/EC and 2006/32/EC. Commission Staff Working Paper, SEC(2011) 780 final, Brussels, 22.06.2011.
- Euractiv (2011), Europe votes to ban industrial gas credits, published online 24<sup>th</sup> January 2011, Zugriff: 05.05.2011, <http://www.euractiv.com/en/climate-environment/europe-votes-ban-industrial-gas-credits-news-501495>

- Greenmarket (2011), Emissions Trading – EU Companies Used Record Number (CER/ERU) for Compliance, Greenmarket Newsletter Nr. 19/2011, 09.05.2011.
- Hahn, R. und G. Hester (1989), Where Did All the Markets Go? An Analysis of EPA's Emissions Trading Program, Yale Journal of Regulation, Vol. 6, pp.109–153.
- Hanemann, M. (2009), The Role of Emissions Trading in Domestic Climate Policy, The Energy Journal, Vol. 30 (Special Issue 2), pp. 79–114.
- Heindl, P. (2011), The Impact of Informational Costs in Quantity Regulation of Pollutants, The Case of the European Emissions Trading Scheme, ZEW Discussion Paper 11-040, Mannheim, June 2011.
- Heindl, P. und S. Voigt (2011), A Practical Approach to Offset Permits in Post Kyoto Climate Policy, ZEW Discussion Paper No. 11-043, Mannheim, July 2011.
- Hertin, J., Berkhout F., Wagner M. und D. Tyteca (2008), Are EMS Environmentally Effective? The Link between Environmental Management Systems and Environmental Performance in European Countries, Journal of Environmental Planning and Management, Vol. 51, pp. 259–283.
- ICE (2011), Report Center, [www.theice.com](http://www.theice.com), Zugriff 14.07.2011.
- KfW (2010), Corporate Social Responsibility im deutschen Mittelstand, Standpunkt Nr. 7, Januar 2010, KfW Bankengruppe, Frankfurt am Main.
- Leibenstein, H. (1966), Allocative Efficiency vs. X-inefficiency, American Economic Review, Vol. 56, pp. 392–415.
- Montagnoli A und F. P. de Vries (2010), Carbon Trading Thickness and Market Efficiency, Energy Economics, Vol. 32, pp. 1.331–1.336.
- Nena (2011), Carbon Weekly Update, 11<sup>th</sup> May 2011.
- Statistisches Bundesamt (2011), Produktionsindex für das Verarbeitende Gewerbe WE2008 ohne 30, Hauptgruppen und Aggregate und die Energieversorgung, Stand 04.05.2011.
- UNDP (2008), The Bali Action Plan: Key Issues in the Climate Negotiations – Summary for Policy Makers, UNDP, September 2008.
- UNEP/Risoe (2011), CDM/JI Pipeline, Stand vom 01.05.2011, Zugriff: 05.05.2011 <http://cdmpipeline.org/>
- UNFCCC (2009), Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7<sup>th</sup> to 19<sup>th</sup> December 2009, FCCC/CP/2009/11/Add. 1.
- UNFCCC (2010a), Legal considerations relating to a possible gap between the first and subsequent commitment periods, Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol, Thirteenth Session, Bonn, 2<sup>nd</sup>-6<sup>th</sup> August 2010, FCCC/KP/AWG/2010/10.

UNFCCC (2010b), Annual Report of the Executive Board of the clean development mechanism to the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol, Six session, Cancun, 29<sup>th</sup> November to 10<sup>th</sup> December 2010.

## Glossar

- Banking:** Bezeichnet das Aufbewahren von Emissionsrechten zur Abgabe oder zum Verkauf zu einem späteren Zeitpunkt.
- Cap:** Als „Cap“ wird eine Oberbegrenzung der Treibhausgasemissionen in einem Emissionshandelssystem bezeichnet.
- Carbon Leakage:** Verlagerung der Produktion und damit der verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Länder, die keinen oder geringeren Klimaschutzauflagen unterliegen.
- Carbon Leakage-Liste:** Verzeichnet diejenigen Sektoren die innerhalb des EU EHS als von Carbon Leakage gefährdete Sektoren gelten (siehe EU, 2009b).
- CDM:** Clean Development Mechanism; Im Rahmen des CDM können Emissionsreduktionen aus UNFCCC-geprüften Projekten in Entwicklungs- und Schwellenländern in Emissionsgutschriften (CERs) umgewandelt werden. Der CDM ist Teil der sogenannten projektbasierten Mechanismen, die im Rahmen des Kyoto-Protokolls (Art. 12) verankert wurden.
- CER:** Certified Emission Reductions; Emissionsreduktionsgutschriften, die nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls durch Clean Development Mechanism Projekte in Entwicklungs- und Schwellenländern generiert werden. Sie können auf die Emissionsreduktionsverpflichtungen im EU-EHS angerechnet werden.
- CITL:** Engl. „Community Independent Transaction Log“; Emissionsregister der Europäischen Union, in dem u. a. die nationalen Emissionsdaten der am EU-Emissionshandel teilnehmenden Länder verzeichnet sind.
- CITL-Anlagentypen:** Im CITL werden emissionshandelspflichtige Anlagen in insgesamt 10 Kategorien unterteilt. Typ 1 bezieht sich auf Verbrennungsanlagen mit einer thermischen Leistung von mehr als 20 MW. Die Typen 2 bis 9 bezeichnen Industrieanlagen, etwa aus den Bereichen Glas, Keramik, Stahl, Raffinerien, Zement und Papier.
- CO<sub>2</sub>e (CO<sub>2</sub>-Äquivalent):** Bezeichnet eine standardisierte Einheit an Treibhausgas. Damit können andere Treibhausgase wie Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) in Einheiten CO<sub>2</sub> ausgedrückt werden.
- DEHSt:** Deutsche Emissionshandelsstelle; Nationale Stelle zur Umsetzung des Emissionshandels sowie der projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls in Deutschland.
- EU-EHS:** EU-Emissionshandelssystem.
- EUA:** European Emissions Allowances; Emissionsrechte, die innerhalb des EU-Emissionshandelssystems ausgegeben werden und von regulierten Anlagen zur Pflichterfüllung eingesetzt werden können.
- ERU:** Emission Reduction Units; Emissionsreduktionsgutschriften, die nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls durch Joint Implementation Projekte generiert werden. Sie können auf die Emissionsreduktionsverpflichtungen im EU-EHS angerechnet werden.
- Handelsperiode:** Das EU-EHS ist in verschiedene Perioden unterteilt. In der „Test-Periode“ von 2005 bis 2007 wurde der EU-EHS erstmals eingeführt. Die zweite Handelsperiode

de von 2008 bis 2012 stimmt mit der Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls überein. Die dritte Handelsperiode wird die Jahre 2013 bis 2020 umfassen.

**Kyoto-Protokoll:** Bezeichnet ein internationales Klimaschutzabkommen, das 1997 in der japanischen Stadt Kyoto verhandelt wurde. Es trat zum 16. Februar 2005 in Kraft. Im Rahmen des Abkommens verpflichteten sich die sogenannten Annex-B Länder (vor allem Industrieländer) zu einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes um durchschnittlich 5 % im Vergleich zu 1990 im Zeitraum zwischen 2008 und 2012.

**Kleinemittenten / Kleinanlagen:** In der Emissionshandelsrichtlinie der EU (2009a) werden Kleinanlagen als Anlagen definiert, die weniger als 25.000 tCO<sub>2e</sub> pro Jahr ausstoßen. Im KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer werden Unternehmen mit einem CO<sub>2</sub>-Ausstoß von weniger als 25.000 t im Jahr 2009 in Anlehnung an die Richtlinie als Kleinemittenten definiert. Unternehmen mit mehr als 25.000 tCO<sub>2</sub>-Ausstoß im Jahr 2009 werden als Großemittenten bezeichnet.

**KMU:** Kleine und mittlere Unternehmen; Im KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer werden Unternehmen mit weniger als 250 Mitarbeitern als KMU bezeichnet. Unternehmen mit 250 oder mehr Mitarbeitern werden als große Unternehmen bezeichnet.

**JI:** Joint Implementation; Im Rahmen des JI können Emissionsreduktionen aus Klimaschutzprojekten in Annex-B Ländern des Kyoto-Protokolls in Emissionsgutschriften (ERU) umgewandelt werden. JI gehört zusammen mit CDM zu den projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls.

**Median:** Der Median gibt den Wert an, der in der Mitte einer Verteilung liegt. Im Vergleich zum Mittelwert ist der Median robuster gegenüber Extremwerten (Ausreißern).

**NACE-Sektoren:** Statistische Einordnung von Wirtschaftssektoren nach dem Schema der Europäischen Union gemäß Verordnung (EG) Nr. 29/2002. Die NACE-Einordnung stimmt nicht mit der Klassifizierung der Anlagentypen gemäß CITL überein.

**NAMAs:** Engl. "National Appropriate Mitigation Actions"; bezeichnen freiwillige Maßnahmen von weniger entwickelten Ländern zur Reduzierung des Treibhausgasausstoßes.

**NAP:** Nationaler Allokationsplan (siehe Zuteilung).

**OTC:** Engl. „over the counter“; Bezeichnung für den außerbörslichen Handel von Emissionsrechten zwischen zwei Handelspartnern, der bilateral durchgeführt wird.

**Projektbasierte Mechanismen des Kyoto-Protokolls:** Zu den projektbasierten Mechanismen zählen der Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI).

**Treibhausgase (THG):** Gase, deren Ausstoß zu einer Erwärmung der Erdatmosphäre führen. Im Kyoto-Protokoll sind Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC) und Schwefelhexafluorid (SF<sub>6</sub>) als Treibhausgase definiert.

**UNFCCC:** 1992 gegründete Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (engl. United Nations Framework Convention on Climate Change).

**Verifizierte Emissionen:** Die durch Sachverständige geprüften Emissionen einer Anlage in einem Jahr.

**Zuteilung:** Emissionsberechtigungen, die an die einzelnen Anlagen für jede Handelsperiode zugeteilt werden.

## Anhang: Struktur der Umfrage

### Unternehmensbefragung

Im März 2011 wurden 816 Unternehmen, die emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland betreiben, im Rahmen einer online-basierten Umfrage zu Themen wie CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen, Handelsaktivitäten, Preiserwartungen und Management-Strategien befragt. Da viele Unternehmen mehrere emissionshandelspflichtige Anlagen betreiben, wurde zur Vermeidung einer Mehrfachbefragung einzelner Unternehmen jeweils nur die Kontaktperson der Anlage mit den höchsten Emissionen des Jahres 2008 pro Unternehmen angeschrieben. Von den 816 angeschriebenen Unternehmen nahmen 145 (18 %) an der Befragung teil. Tabelle 15 fasst die wichtigsten Merkmale der Befragung zusammen.

**Tabelle 15: Wichtigste Merkmale der Befragung**

	Grundgesamtheit	Rücklauf (Anteil an Grundgesamtheit)
Anzahl Unternehmen	816	145 (18 %)
Anzahl Anlagen	1.668	392 (24 %)
<i>davon Verbrennungsanlagen</i>	1.128	281 (25 %)
<i>davon Industrieanlagen</i>	540	111 (21 %)
Verifizierte Emissionen 2010	454 Mio. tCO <sub>2</sub>	192 Mio. tCO <sub>2</sub> (42 %)
<i>davon Verbrennungsanlagen</i>	353 Mio. tCO <sub>2</sub>	161 Mio. tCO <sub>2</sub> (46 %)
<i>davon Industrieanlagen</i>	101 Mio. tCO <sub>2</sub>	31 Mio. tCO <sub>2</sub> (31 %)

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Ein wesentliches Merkmal des KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometers ist, dass die Ergebnisse der Unternehmensbefragung mit den Emissionsdaten der jeweiligen Unternehmen, die im Community Independent Transaction Log der EU verfügbar sind, verknüpft werden. Dadurch ist eine Einordnung der Unternehmen nach Emissionsmenge sowie nach CITL-Anlagentyp möglich. Aus der Befragung sind zusätzlich Informationen zur Mitarbeiterzahl sowie der sektoralen Zugehörigkeit der Unternehmen (nach NACE-Kategorisierung) verfügbar.

Die Emissionsdaten wurden von der Anlagenebene auf die Unternehmensebene aggregiert. Nach der Aggregation werden durch die Befragung 42 % der gesamten Emissionen im Emissionshandel in Deutschland abgebildet. Dieser, im Vergleich zur Anzahl der absoluten Antworten, hohe Wert weist darauf hin, dass kleinere Emittenten in der Befragung leicht unterrepräsentiert sind. Nach der Aggregation der Emissionsmengen auf Unternehmensebene finden sich in der Grundgesamtheit 51 % Unternehmen mit weniger als 25.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2010. Im Sample sind es hingegen nur 41 %.

Insgesamt wurden 2010 in Deutschland 454 Mio. tCO<sub>2</sub> von rund 1.630 Anlagen, die im Register als „aktiv“ geführt werden, emittiert. Nach der Aggregation der Antworten aus der Befragung von der Anlagen- auf die Unternehmensebene stehen diese Antworten für 192 Mio. Tonnen Emissionen und 392 Anlagen.

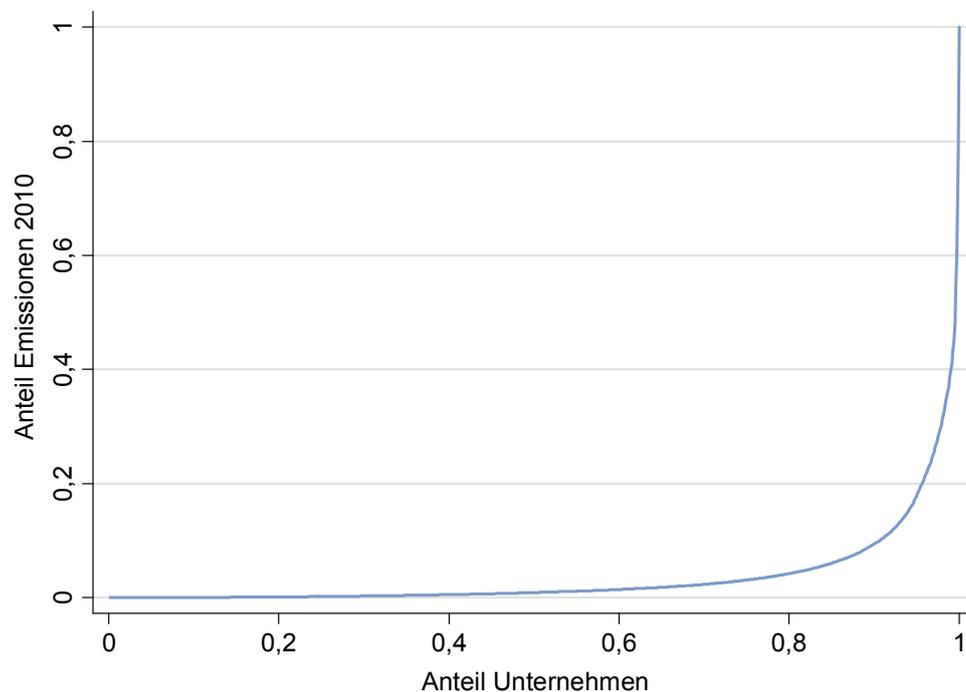
**Tabelle 16: Verteilung der Emissionsmengen 2010 auf Unternehmensebene**

	Perzentile		
	25 %	50 %	75 %
Grundgesamtheit	9.731	25.703	105.703
Sample	12.493	36.465	191.403

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Wie Tabelle 15 zeigt, liegt der Anteil der Emissionen im Sample insgesamt über dem Anteil der Anlagen im Sample. Dies weist darauf hin, dass tendenziell eher größere Emittenten an der Umfrage teilnahmen. Im Umkehrschluss war die Bereitschaft, an der Umfrage teilzunehmen, bei kleineren Emittenten schwächer ausgeprägt. Dies zeigt auch Tabelle 16. Aus ihr geht hervor, dass Verteilungsmerkmale der Emissionen im Sample leicht über der in der Grundgesamtheit liegen.

Insgesamt ist der Emissionshandel in Deutschland von vielen kleinen Emittenten und relativ wenigen Großemittenten geprägt. Grafik 20 zeigt die Lorenzkurve der verifizierten Emissionen des Jahres 2010 auf Unternehmensebene. Auf der X-Achse ist der kumulierte Anteil der Unternehmen abgetragen. Die Y-Achse zeigt den kumulierten Anteil der Emissionen. Die Grafik zeigt, dass etwa 90 % der Emissionen in Deutschland von nur 10 % der regulierten Unternehmen stammen. Der entsprechende Gini-Koeffizient, der zur Messung von Ungleichheit verwendet wird, liegt bei 0,928. Der Koeffizient kann Werte zwischen 0 (vollständige Gleichverteilung) und 1 (vollständige Ungleichverteilung) annehmen.

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011**Grafik 20: Lorenzkurve der Emissionen auf Unternehmensebene in Deutschland (2010)**

Da die Tätigkeitsbereiche, die im CITL verzeichnet sind, vor allem im Bereich der Verbrennungsanlagen, oft nicht die tatsächliche Zugehörigkeit der Unternehmen zu einem Sektor (etwa nach NACE-Kategorisierung) wiedergeben, wurden die Unternehmen zusätzlich nach ihrem Haupttätigkeitsfeld befragt. Tabelle 17 zeigt, dass auch Umfrageteilnehmer aus dem

Verarbeitenden Gewerbe zahlreiche Verbrennungsanlagen nutzen. Im Vergleich zum vergangenen Jahr nahmen dieses Jahr mehr Unternehmen an der Befragung teil, die Verbrennungsanlagen betreiben, was zu einem leichten Rückgang des Anteils der „sonstigen Anlagen“ im Sample führte.

**Tabelle 17: Anlagentyp nach CITL-Klassifizierung und sektorale Zugehörigkeit**

	Verbrennungsanlagen nach CITL-Typ	Sonstige Anlagen nach CITL-Typ
Energiewirtschaft nach NACE-Klassifizierung	100 %	0 %
Verarbeitendes Gewerbe nach NACE-Klassifizierung	50 %	50 %

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

In Tabelle 18 ist die Zugehörigkeit der Umfrageteilnehmer zu den verschiedenen Sektoren nach NACE-Klassifizierung dargestellt. Im Vergleich zur Umfrage des vergangenen Jahres kam es dabei kaum zu Veränderungen. Tabelle 4 zeigt die Anzahl der Beschäftigten.

**Tabelle 18: Sektorale Zugehörigkeit der Unternehmen im Sample nach NACE-Kategorisierung**

Sektor	NACE-Rev.	Anteil
Energie- und / oder Wärmeerzeugung (Energieversorger, Stadtwerke etc.)	40.1	39 %
Nahrungs- und Futtermittel, Getränke	15	7 %
Textilien, Bekleidung, Leder und Lederwaren	17, 18, 19	1 %
Papier, Pappe, Verlags- und Druckerzeugnisse	21, 22	10 %
Kokerei, Mineralölverarbeitung, Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und	23	2 %
Chemische Industrie	24	7 %
Gummi- und Kunststoffwaren	25	1 %
Glas, Glaswaren, Keramik, Steine, Erden	26	20 %
Metallerzeugung (Eisen- und Stahlproduktion, NE-Metalle, etc.)	27	5 %
Erzeugnisse aus Metall	28	0 %
Maschinenbau	29	1 %
Fahrzeugbau (inkl. Automobilzulieferer)	34, 35	0 %
Büromaschinen, Datenverarbeitungsgeräte, Elektrotechnik, Feinmechanik,	30–33	0 %
Sonstige	-	7 %

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Tabelle 19: Anzahl der Mitarbeiter in den befragten Unternehmen im Jahresdurchschnitt 2010**

	Anteil	
Bis 49 Mitarbeiter	13 %	} 45 % KMU
50 bis 249 Mitarbeiter	32 %	
250 bis 1.000 Mitarbeiter	36 %	} 55 % „große Unternehmen“
Mehr als 1.000 Mitarbeiter	19 %	

Anmerkung: Vier Unternehmen machten keine Angaben zur Anzahl der Mitarbeiter

Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

Im Text wird an vielen Stellen zwischen **Kleinemittenten** und **Großemittenten**, bzw. zwischen **KMU** und **großen Unternehmen** unterschieden. Als Kleinemittenten werden jene Unternehmen definiert, die im Betrachtungszeitraum (hier das Jahr 2010) weniger als 25.000

tCO<sub>2</sub> emittierten. Die Definition der Kleinemittenten folgt damit sinngemäß der Definition, die in der überarbeiteten EU Direktive 2009/29/EC (EU, 2009a) angewendet wird. Als Großemittenten werden jene Unternehmen definiert, die 25.000 tCO<sub>2</sub> oder mehr an jährlichen Emissionen aufweisen. Im Gegensatz dazu steht die Unterscheidung nach kleinen bzw. großen Unternehmen. Hier wird die Mitarbeiterzahl als Kriterium verwendet. Gemäß der Definition der Kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) der Europäischen Union (EU, 2003) können KMU über die Mitarbeiterzahl (< 250) definiert werden. Große Unternehmen sind definiert als Unternehmen mit 250 oder mehr Mitarbeitern. Zur Definition der KMU sollte grundsätzlich auch der Umsatzerlös oder die Bilanzsumme der Unternehmen herangezogen werden. Da diese Daten im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Barometers nicht erhoben werden und auch nicht über externe Quellen zur Verfügung stehen, findet die KMU-Definition ausschließlich über die Mitarbeiterzahl statt. Tabelle 20 zeigt den Zusammenhang zwischen KMU / großen Unternehmen und Kleinemittenten / Großemittenten im Datensatz auf. Beide Definitionen unterscheiden sich. Im Sample sind 39 % der Unternehmen Kleinemittenten und 61 % Großemittenten (Zeilensumme). Betrachtet man etwa die Zeile „Kleinemittenten“, so zeigt sich, dass 45 % der Kleinemittenten (< 25.000 tCO<sub>2</sub>) auch Großunternehmen sind (≥ 250 Mitarbeiter) und 55 % KMU. Insgesamt besteht nur ein schwach positiver Zusammenhang zwischen Mitarbeiterzahl und Emissionsmenge (Korrelation +0,15). Die Gesamtsumme der Unternehmen weicht hier mit n=141 von der Gesamtzahl der Umfrageteilnehmer ab, da vier Unternehmen keine Angaben zur Mitarbeiterzahl machten.

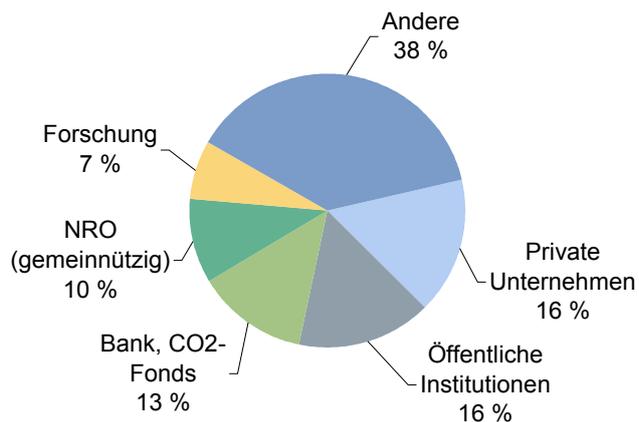
**Tabelle 20: Unterscheidung nach Emissionsmengen und Mitarbeiterzahl (im Sample)**

	Große Unternehmen ≥ 250 Mitarbeiter	KMU < 250 Mitarbeiter	Summe (Zeilen)
Großemittenten ≥ 25.000 tCO <sub>2</sub> p. Jahr	n=52 (37 %)	n=34 (24 %)	n=86 (61 %)
Kleinemittenten < 25.000 tCO <sub>2</sub> p. Jahr	n=25 (18 %)	n=30 (21 %)	n=55 (39 %)
Summe (Spalten)	n=77 (55 %)	n=64 (45 %)	n=141 (100 %)

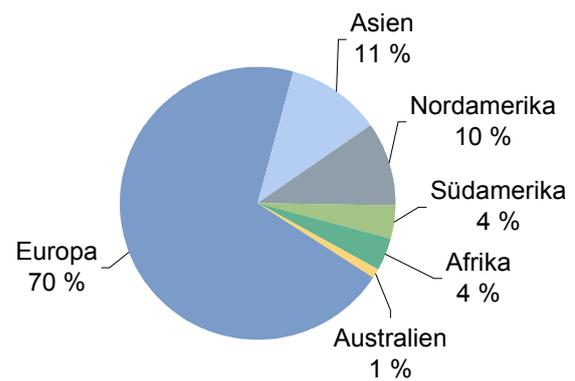
Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

### Expertenbefragung

Zusätzlich zur Unternehmensbefragung wurden mehr als 2.000 Experten aus dem Bereich des Emissionshandels befragt, von denen 276 an der Umfrage teilnahmen. Die Expertenbefragung diente vor allem zur Ermittlung der Erwartungen im Bereich des Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI). Darüber hinaus wurden auch Preiserwartungen für EUAs sowie Erwartungen hinsichtlich des zukünftigen EUA-CER-Spreads ermittelt. Grafik 21 fasst den beruflichen Hintergrund der Befragten und ihre regionale Zuordnung zusammen.



**Grafik 21: Beruflicher Hintergrund**



Quelle: KfW/ZEW CO<sub>2</sub> Barometer 2011

**Grafik 22: Regionale Aufteilung**