UNIVERSITÄT MISKOLC
FAKULTÄT FÜR WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTEN

Unternehmenstheorie und Unternehmenspraxis
Doktorschule

Torsten Hauck

Der europäische CO_2-Zertifikatehandel und die Wirkung auf den Strompreis Modell zur Absicherung von CO_2 Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 - 2020

Ph.D. Dissertation

Leiter der Doktorschule:

Dr. Tóthné Dr. Szita Klára

Institutsleiter:

Prof. Dr. Kocziszky György

Wissenschaftlicher Leiter:

Dr. Dr. h.c. Helmut G. Polzer
Dr. Thóthné Dr. Szita Klára

Bammental/Miskolc 2014

Vorwort

Das Europäische Emissionshandelssystem (European Emission Trading System – EU-ETS) wurde im Jahr 2005 verpflichtend eingeführt. Als Controlling Verantwortlicher eines großen deutschen Energiekonzerns konnte ich von 2005 bis 2008 die Einführung des Handelssystems begleiten und deren umfangreiche Auswirkungen auf die Energiebranche untersuchen.

Da es sich bei dem Emissionshandelssystem um ein weltweit neu- und einzigartiges Instrument zur Vermeidung von CO_2-Emissionen handelt, war und ist es einem ständigen Lernprozess unterworfen. Von der Europäischen Kommission wurden daher, insbesondere in der zweiten Allokationsperiode, umfangreiche Änderungen in den Rahmenbedingungen des Systems vorgenommen und die Ausgestaltung mehrfach verändert. Diese Änderungen habe ich umgesetzt und in dieser Zeit auch zahlreiche Fachgespräche mit Verantwortlichen anderer betroffener Energiefirmen geführt, sowie mit Gestaltern des Handelssystems aus europäischer und nationaler Politik diskutiert.

Seit dem Jahr 2008 bin ich bei dem Braunkohlekraftwerk Mátra in Ungarn verantwortlich für den Finanzbereich und damit auch für die Planung der Gesellschaft. Inzwischen stehen die Rahmenbedingungen für die dritte Allokationsperiode fest. Hierbei stellt das CO_2-Handelssystem die größte Herausforderung zur Erhaltung der Rentabilität der Gesellschaft dar. Konzepte zur Minimierung von zukünftigen Kosten für CO_2-Zertifikate und die Planbarkeit sind für mich von besonderem Interesse und ich beschäftige mich intensiv damit. Der Emissionshandel bildet den Schwerpunkt meiner Forschungsarbeit und ich habe auf diesem Gebiet bereits zahlreiche wissenschaftliche Beiträge veröffentlicht, sowie Vorträge gehalten.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr. György Kocziszky und meinen wissenschaftlichen Leitern Herrn Prof. Dr. Dr. h.c. Helmut Polzer und Frau Prof. Dr. Szita Klára Toth für die umfangreiche Unterstützung und stetige Hilfsbereitschaft beim Erstellen dieser Arbeit.

Bammental, im Frühjahr 2014

Inhaltsverzeichnis

1 Ausrichtung der Arbeit 1

1.1 Hypothesen 3

1.2 Aufbau der Arbeit 12

2 Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS 13

2.1 Grundkonzept und Funktionsweise 13

2.1.1 Ergebnisse der 1. Allokationsperiode 2005 bis 2007 21

2.1.2 Vorläufige Ergebnisse der 2. Allokationsperiode 2008 bis 2012 25

2.1.3 Post-Kyoto Allokationsperiode ab 2013 27

2.2 Der Emissionshandel aus umweltökonomischer Sicht 29

3 Strompreisbildungsmechanismus 35

3.1 Darstellung der Grundkonzeption und Funktionsweise der Strompreisbildung in Europa 35

3.2 Funktionsweise der Merit Order 37

3.3 Einfluss der Rohstoffpreise auf die Strompreise 40

3.4 Strompreisentwicklung innerhalb Europas 42

4 Einfluss der CO_2-Zertifikatspreise auf die Strompreise 45

4.1 Emissionsfaktor 46

4.2 Fundamentaler CO_2-Emissionsfaktor 48

4.3 CO_2 Pass through Rate 48

5 Modell zur Absicherung von CO_2-Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 - 2020 50

5.1 Absicherung über Optionen 51

5.2 Absicherung über Forwards und Futures 53

5.3 Modellrahmen 56

5.3.1 Modellbeschreibung 58

5.3.2 Absicherung der Kosten für CO_2-Zertifikate 62

5.3.3 Modell zur Absicherung der Kosten für CO_2-Zertifikate über den liquiden Zeitraum hinaus 65

5.3.4 Entwicklung des Modells 67

6 Expertenbefragung zum Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) 75
6.1 Inhalte des Fragebogens und Ergebnisse 76
6.2 Ergebnisse der Expertenbefragung und Auswertung 84
6.2.1 Zusammenhang zwischen den Strom- und CO_2-Preisen und die Einschätzung der Preisentwicklung 84
6.2.2 Bisherige Nutzung und Notwendigkeit von CO_2-Hedgingprodukten 88
6.2.3 Bewertung von CO_2-Hedging Konzepten 90

7 Fallstudie Braunkohlekraftwerk Mátra G.AG 91
7.1 Portrait Mátra Kraftwerke G.AG 91
7.2 Einfluss des Europäischen Emissionshandelssystem auf die Mátra Kraftwerke G.AG 94
7.3 Grundzüge des Planungsprozesses der Mátra Kraftwerke G.AG 97
7.4 Mittel- und Langfristige Planung 2013 – 2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 99
7.4.1 Prämissen der Planung 2013 – 2020 99
7.4.2 Produktions- und Brennstoffplanung 2013 – 2020 101
7.4.3 Strom- und CO_2-Preisplanung 2013 – 2020 103
7.4.4 Planung der Kostenstruktur 2013 – 2020 104
7.4.5 Planung der Ergebnisrechnung 2013 – 2020 107
7.5 Mittel- und Langfristige Planung 2013 – 2020 unter Berücksichtigung des strategischen Absicherungsmodells 109
7.5.1 Vergleich der Ergebnisrechnungen der Planungen 113

8 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick 117

Literaturverzeichnis I
Abbildungsverzeichnis VI
Tabellenverzeichnis VIII

1 Ausrichtung der Arbeit

Im Bereich der Forschung zum CO_2-Zertifikatehandel und deren Auswirkung auf die Strompreise finden sich in der Literatur vor allem Arbeiten zur Ausgestaltung des CO_2-Zertifikatehandels. In Anbetracht der vollständigen Versteigerung der CO_2-Zertifikate für die Strombranche in der dritten Allokationsperiode ab 2013 interessieren sich die Marktteilnehmer immer mehr dafür, ob und in welcher Höhe die zusätzlich anfallenden Kosten im Strompreis berücksichtigt werden, bzw. ob ein vollständiger oder zumindest teilweiser Kostenersatz gewährleistet ist, und welche Strategie gegen steigende Preise für CO_2-Zertifikate nützlich sein können.

Insbesondere die stark CO_2-emittierenden Braunkohlekraftwerke werden von der zusätzlichen Kostenbelastung durch CO_2-Zertifikate ab 2013 betroffen sein. Für die Kraftwerksbetreiber stellen sich dabei grundlegende Fragen der Rentabilität, und damit der strategischen Ausrichtung. Dies betrifft die Wirtschaftlichkeit bei technischen Optimierungsinvestitionen zur Reduzierung der CO_2-Emissionen, die Höhe der Beimischung alternativer Brennstoffe, wie z. B. Biomasse, oder langfristige Investitionen in einen Kraftwerksneubau, bis hin zur Wirtschaftlichkeit und zum Weiterbetrieb alter ineffizienter Kraftwerksanlagen. Den Betreibern bestehender Braunkohlekraftwerke dürfte indessen klar sein, dass alle technischen Optimierungslösungen, sofern sie wirtschaftlich sinnvoll sind, den Prozess der sinkenden Rentabilität nur geringfügig verzögern können.

Haben die Energieerzeuger in der ersten Allokationsperiode von 2005 - 2007 die für den Stromerzeugungsprozess notwendigen CO_2-Zertifikate noch kostenlos, bzw. in der zweiten Allokationsperiode von 2008 - 2012 zu einem hohen Maße kostenlos zur Verfügung gestellt bekommen, müssen sie in der dritten Allokationsperiode ab 2013 sämtliche benötigte CO_2-Zertifikate käuflich erwerben. Damit werden aus den bisherigen „virtuellen“ nun echte Kosten mit entsprechendem Mittelabfluss. Die Anlagenbetreiber sind, je nach Erzeugungsart, unterschiedlich davon betroffen. Für emissionsfreie bzw. –arme Erzeugungsarten, wie z. B. Wasserkraft- oder Gaskraftwerke, erfolgt keine oder nur eine geringe Belastung. Für emissionsintensive Erzeugungsarten, wie z. B. Braunkohleverstromung, ist dies eine Zusatzbelastung, die weit höher als die eigentlichen Brennstoffkosten sein können.

Vor diesem Hintergrund gewinnt für die Anlagenbetreiber die Frage, ob und in welcher Höhe CO_2-Kosten vom Markt getragen, d. h. über den Strompreis abgedeckt werden können, immer mehr an Bedeutung. Bei bestehenden Kraftwerksanlagen muss geprüft werden, ob ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb nach 2013 noch möglich sein kann, und bei Investitionen in neue Kraftwerksanlagen stellt sich die Frage der ausreichenden Rentabilität.

Der europäische CO_2-Zertifikatehandel mit seinen unabsehbaren, aber weit reichenden Auswirkungen stellt die Stromerzeugungsbranche daher vor große Herausforderungen. Insbesondere auch, weil es sich um eine langfristig orientierte Branche mit entsprechend langen Investitionszyklen handelt.

Ausgehend vom Kyoto Protokoll wurde der CO_2-Emissionshandel im Jahr 2005 auf Basis der EU-Richtlinie 2003/87/EG installiert. Die unterschiedlichen Positionen und Interessen, auf der einen Seite (umwelt-) politische und auf der anderen Seite wirtschaftliche, ließen die Fronten weitgehend verhärten. Dennoch, die Marktteilnehmer, insbesondere die Energieerzeuger, müssen mit den wirtschaftlichen Auswirkungen umgehen, denn die Rahmenbedingungen sind, zumindest bis zum Jahr 2020, gesetzt und müssen als gegeben akzeptiert werden.

In dieser Arbeit liegt der Fokus der Forschung in der Entwicklung eines strategischen Langfristmodells, mit dessen Hilfe sich die jetzigen Preise für CO_2-Zertifikate für den gesamten dritten Allokationszeitraum bis zum Jahr 2020 sichern lassen. Hierdurch wird eine Preis- und Planungssicherheit über die Kosten der dritten Allokationsperiode erreicht, und damit die Erhaltung der Rentabilität gesichert. Am Beispiel des 950 MW Braunkohlekraftwerks Mátra in Visonta/Ungarn wird dieses Modell dargestellt. Hierbei wird untersucht, wie sich die zusätzliche Kostenbelastung durch den vollständigen Erwerb der CO_2-Zertifikate ab 2016 auf die Kostenstruktur und die Rentabilität auswirkt, mit und ohne Anwendung des entworfenen Langfristmodells.

1.1 Hypothesen

Das European Emission Trading System (EU-ETS) stellt einen gravierenden Eingriff in die betriebswirtschaftliche Struktur der energieintensiven Unternehmen, vornehmlich der Unternehmen der Energieerzeugung, dar. Die Absicht der Europäischen Union ist, durch staatliche Lenkung eine Neuausrichtung der Energieerzeugung zu erreichen, hin zu einer CO_2-freien bzw. armen Energieerzeugung. Die Versteigerung der CO_2-Zertifikate gleicht einer Umweltsteuer, mit dem Unterschied, dass nicht ein fest kalkulierbarer Satz zu zahlen ist, sondern die Höhe stark schwanken kann und damit wenig kalkulierbar ist.

Der Prozess hin zu einer CO_2-armen Energieerzeugung ist nicht von heute auf morgen zu gestalten, es ist ein langfristiger Prozess, da in Europa die Erzeugungsstruktur mit seinen Großkraftwerken nicht nur ein äußerst kapitalintensiver Bereich, sondern auch ein extrem langfristig ausgerichteter Bereich ist. Investitionen in Kraftwerke werden in der Regel für eine Laufzeit von bis zu 40 Jahren, nicht selten sogar bis zu 60 Jahren getätigt.

Der CO_2-Handel wurde im Jahr 2003 schrittweise eingeführt und soll nun im Jahr 2013 durch eine vollständige Auktionierung aller benötigten CO_2-Zertifikate voll zum Tragen kommen. Um der Langfristigkeit der Branche Rechnung zu tragen, wurde bei Einführung mit Hilfe verschiedener Instrumente (z. B. Grandfathering) von langen Übergangszeiten ausgegangen. Erst im Jahr 2009 hat die Europäische Union sich endgültig für die kompromisslose Vollversteigerung der CO_2-Zertifikate ab der 3. Allokationsperiode im Jahr 2013 entschieden. Die Energiebranche wurde mehr oder weniger davon überrascht.

Grundsätzlich ist zwischen Neuinvestitionen und Bestandsanlagen zu unterscheiden. Bei Neuinvestitionen können die zusätzlich entstehenden Kosten in der Wirtschaftlichkeitsrechnung, wenn auch mit extremen Unsicherheiten bezüglich der Höhe, berücksichtigt werden und die Investitionsentscheidung daraufhin getroffen werden. Zunehmend stellt sich jedoch heraus, dass die Unsicherheiten bei potentiellen Investoren dazu führen, dass in Europa keine neuen fossil gefeuerten Kraftwerke mehr gebaut werden, bzw. bereits geplante Kraftwerke abgesagt werden. [1]

[1] vgl. BDEW et al.: Beim Kraftwerksneubau droht eine neue Eiszeit, Presseerklärung April 2013

Bereits bestehende Kraftwerke haben dagegen keine Wahl. Sie können den zusätzlichen Kosten, die durchaus höher als die eigentlichen Brennstoffkosten sein können, nicht entfliehen. Sie müssen sich anpassen, optimieren und ihre Strategien neu ausrichten, um im Markt bestehen zu können. Es gilt hierbei die Devise der Erhaltung der Rentabilität.

Es ist anzunehmen, dass ein Teil der zusätzlichen Kostenbelastung durch die Strommarktpreise abgedeckt werden können. Empirische Untersuchungen haben ergeben, dass die CO_2-Kosten zu einem Teil in die Strompreise eingepreist wurden, d. h. die Strompreise reagieren auf eine Veränderung der CO_2-Kosten entsprechend in gleicher Richtung.

Besonders betroffen vom EU-ETS ab 2013 sind die mit Braunkohle gefeuerten Kraftwerke. Als Grundlastkraftwerke haben sie eine hohe Auslastung und durch die eigene Brennstoffversorgung sind sie nach den Nuklearkraftwerken die kostengünstigste Stromerzeugungsart. Der hohe CO_2-Emissionsfaktor aber wirkt sich in Zukunft nachteilig auf die Wettbewerbsfähigkeit aus und lässt die Rentabilität sinken. Bei einem niedrigen Strompreisniveau und hohen CO_2-Kosten kann sie auch negativ werden.

Bei den Betreibern dieser Kraftwerke herrscht somit eine große Unsicherheit über die zukünftige Höhe der Betriebskosten und der Strompreisentwicklung. Es stellt sich die Frage der weiteren Marktfähigkeit. Zwar rechnen die Betreiber verschiedene Szenarien und erarbeiten Strategien, jedoch ist am Markt eher eine abwartende Haltung zu beobachten.

Um grundsätzlich am Markt bestehen zu bleiben, müssen die Kraftwerksbetreiber der Braunkohlekraftwerke sich der veränderten Situation anpassen. Es ist somit ein hohes Interesse an zukünftigen Strategien gegeben. Hierbei stellen sich folgende Forschungsfragen:

- Welche kurz- und langfristigen Risiken und Chancen ergeben sich für ein Braunkohlekraftwerk durch den EU-ETS ab 2013?
- Wie wirkt sich der CO_2-Handel ab 2013 auf die Kostenstruktur eines Braunkohlekraftwerks aus?

- Wie und in welcher Höhe erfolgt eine Kostenkompensation der zusätzlichen CO_2-Kosten über die Strompreise ab 2013?
- Welche strategischen Optionen ergeben sich für ein Braunkohlekraftwerk zur Sicherstellung der Marktfähigkeit, insbesondere ab dem Jahr 2016?
- Wie wirken sich verschiedene CO_2-Strategien auf die Rentabilität aus?
- Wie können die schwankenden Preise für CO_2-Zertifikate ausgeglichen und damit eine höhere Planungssicherheit erreicht werden?

Als Ergebnis dieser Arbeit sollen am Beispiel des Braunkohlekraftwerks Mátra in Visonta/Ungarn diese Fragen beantwortet werden und ein mögliches zukünftiges Verhalten des Braunkohlekraftwerkbetreibers aufgrund der veränderten Situation dargelegt werden.

Aufgrund der gleichartigen Struktur von Braunkohlekraftwerken mit eigener Brennstoffversorgung können die Ergebnisse exemplarisch für alle anderen Braunkohlekraftwerke in Europa gesehen werden, und haben daher grundsätzliche Bedeutung.

Von den 27 EU-Ländern, die am Emissionshandel teilnehmen, wird in 10 Mitgliedsstaaten ein Großteil des Strombedarfs durch Braunkohlekraftwerke abgedeckt. Insgesamt stehen in diesen Ländern 57 Braunkohlekraftwerke mit einer Kapazität über 200 MW, und einer gesamten installierten Leistung von rd. 61.000 MW zur Abdeckung des Strombedarfs zur Verfügung.

Um die Forschungsfragen beantworten zu können, werden folgende Hypothesen aufgestellt, die mit Hilfe der Literatur und der Darstellung der potentiell zukünftigen Strategie des Beispielkraftwerks Mátra beantwortet werden. Eine Befragung von Experten auf dem Gebiet des Emissionshandels rundet die Überprüfung ab.

EU-Land	Kraftwerk	Inst. Leistung	Inbetriebnahme
Bulagrien	AES Galabova	670 MW	2011
	Bobov Dol	630 MW	1973-1975
	Maritza East-2	1.450 MW	1969-1996
	Maritza East-3	820 MW	1951-1975
Deutschland	Frimmersdorf	2.750 MW	1959-1970
	Goldenberg K	200 MW	1953
	Neurath	1.800 MW	1972-1976
	Neurath BOA	2.200 MW	2012
	Weisweiler	2.300 MW	1995-1974
	Boxberg	3.520 MW	1971-1979
	Boxberg Q	907 MW	2000
	Boxberg R	675 MW	2013
	Buschhaus A	380 MW	1985
	Hagenwerder C	1.000 MW	1977
	Lippendorf	1.866 MW	1999-2000
	Schkopau	960 MW	1995-1996
	Thierbach	840 MW	1969-1971
	Schwandorf	300 MW	1972
	Janschwalde	3.000 MW	1981-1988
	Schwarze Pumpe	1.600 MW	1997-1998
	Schwarze Pumpe West, Mitte, Ost	1.062 MW	1959-1970
Griechenland	Agios Dimitrios	1.500 MW	1984-1997
	Amyntaie	600 MW	1987-1988
	Florina	660 MW	2003
	Kardia	1.200 MW	1975-1981
	Magolopolis	850 MW	1970-1991
	Ptolemais	620 MW	1959-1973
Polen	Adamov	600 MW	1964-1966
	Belchatov	4.440 MW	1982-1988
	Belchatov II	858 MW	2011
	Konin	488 MW	1974-1977
	Patnow	1.660 MW	1967-2008
	Turow	1.871 MW	1962-1971
Rumänien	Craiova II	300 MW	1987-1988
	Guovara	200 MW	1975-1987
	Isalnita	630 MW	1987-1988
	Romaj Termo	225 MW	1986-1988
	Tuceni	2.310 MW	1976-1979
Slowakei	Novaky (ENO)	532 MW	1953-1976
Slowenien	Sostanj	755 MW	1956-1977
Spanien	As Pontes	1.400 MW	1976-1979
	Ternel	700 MW	1979-1980
Tschechien	Chvaletice	800 MW	1977-1978
	Hodonin	210 MW	1954-1958
	Kladno	416 MW	1976-2000
	Kolin	576 MW	n.b.
	Ledvice	214 MW	1949-1998
	Komarany	640 MW	1966
	Melnik	940 MW	1970-1980
	Opatovice	320 MW	1958-1959
	Plana nad Luzni	465 MW	1999
	Podrady	1.200 MW	1970-1977
	Prunerov	1.710 MW	1966-1982
	Tisora	500 MW	1958-1961
	Tusinice II	800 MW	1974-1975
Ungarn	Mátra	950 MW	1968-1980
	Oroszlany	260 MW	1961-1963

Abbildung 1: Braunkohlekraftwerke über 200 MW in der Europäischen Union
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: industcards (2013)

Hypothese 1:

Der von der Europäischen Union eingeführte Emissionshandel (EU-ETS) gewährleistet eine CO_2-Emissionsreduzierung zu den geringsten möglichen Kosten, und ist daher effizienter als die theoretischen Ansätze der staatlichen Eingriffe in die Marktwirtschaft und der Verteilung von Eigentumsrechten.

Begründung:

Der marktbasierte Ansatz des Emissionshandels funktioniert nach dem Prinzip Cap and Trade. Durch den Mechanismus der Festlegung von Höchstmengen an CO_2-Emissionen (Cap) und der Möglichkeit des freien Handels der ausgegebenen CO_2-Zertifikate (Trade) vermeiden die Marktteilnehmer CO_2-Emissionen dann, wenn ihre Grenzkosten der Vermeidung von CO_2-Emissionen geringer sind, als der erzielbare Verkaufspreis für die äquivalente Menge der dadurch eingesparten CO_2-Zertifikaten. Somit erfolgt eine CO_2-Vermeidung aufsteigend nach der Höhe der Grenzkosten, wobei die CO_2-Emissionen mit den niedrigsten Grenzkosten zuerst vermieden werden. Die Vermeidung von CO_2-Emissionen erfolgt, bis die festgelegte und gewünschte Emissionshöchstmenge erreicht ist.

Ein staatlicher Eingriff in die Marktwirtschaft durch die Einführung einer CO_2-Steuer gewährleistet hingegen nur eine Vermeidung von CO_2-Emissionen, deren Vermeidungskosten unterhalb des gewählten Steuersatzes liegen, ohne Berücksichtigung einer Emissionshöchstmenge. Es ist nicht möglich, die optimale Höhe des Steuersatzes zu bestimmen, um eine CO_2-Vermeidung zu den geringsten Kosten zu ermöglichen. Ist der Steuersatz zu niedrig, erfolgt keine CO_2-Vermeidung. Ist er zu hoch, hat die Steuer wirtschaftlich negative Auswirkungen. Ebenso ist der Lösungsansatz, durch Verteilung von Eigentumsrechten private Verhandlungen zu ermöglichen, aufgrund der Vielzahl der Verhandlungspartner und deren unterschiedlichen wirtschaftlichen und umwelttechnischen Interessen und Möglichkeiten zur CO_2-Vermeidung nicht zielführend.

Hypothese 2:

Durch die Ausgestaltung des Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) sind Braunkohlekraftwerke ab dem Jahr 2013 gegenüber anderen Arten der Stromerzeugung besonders benachteiligt, da sie den höchsten CO_2-Emissionsfaktor pro erzeugte Kilowattstunde haben.

Begründung:

Die erste und zweite Allokationsperiode des EU-ETS umfassten einen Zeitraum von drei bzw. fünf Jahren, und die Energieerzeuger haben ihren Bedarf an CO_2-Zertifikaten kostenlos, bzw. weitgehend kostenlos, zugeteilt bekommen. Die dritte Allokationsperiode umfasst einen Zeitraum von acht Jahren, und die Marktteilnehmer aus der Energieerzeugung müssen ihren Bedarf an CO_2-Zertifikaten vollständig kaufen.

Von allen Energieerzeugungsarten haben Braunkohlekraftwerke den höchsten CO_2-Emissionsfaktor pro erzeugte Kilowattstunde. Bei einheitlichen Strompreisen ergibt sich damit ein höherer Kostenaufwand für die Betreiber von Braunkohlekraftwerken. Durch den erzwungenen vollständigen Erwerb aller für den Erzeugungsprozess benötigten CO_2-Zertifikate ab dem Jahr 2013 haben Braunkohlekraftwerke gegenüber anderen Stromerzeugungsarten einen wesentlich höheren Kostenaufwand. Sie sind daher durch den EU-ETS wirtschaftlich besonders benachteiligt.

Hypothese 3:

Aus dem gleichen Grund erhöhen sich die durch den EU–ETS verursachten wirtschaftlichen Nachteile mit steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate überproportional.

Begründung:

Für Braunkohlekraftwerke erfolgt keine vollständige Erstattung der Kosten für CO_2-Zertifikate über die Strompreise. Es verbleibt daher weniger vom Strompreis zur Deckung der restlichen Kosten und für den Gewinn.

Strompreise reagieren auf Veränderung der CO_2-Preise, jedoch nicht im gleichen Maße. Erhöhen sich die Preise für CO_2-Zertifikate, übersteigen die zusätzlichen Kosten für CO_2-Zertifikate den Anstieg des Strompreises. Für andere Erzeugungsarten mit einem geringeren Emissionsfaktor wirken sich steigende Preise für CO_2-Zertifikate geringer oder

sogar positiv aus. Somit vergrößert sich der wirtschaftliche Nachteil für Braunkohlekraftwerke. Bei übermäßiger Steigerung der Preise für CO_2-Zertifikate kann sogar die Situation eintreten, dass der restliche Anteil vom Strompreis nicht mehr zur Deckung der vollständigen Kosten und zur Erwirtschaftung eines Gewinns ausreicht.

Hypothese 4:

In der ersten Allokationsperiode (2005 – 2007) und zweiten Allokationsperiode (2008 – 2012) war die übliche Preisabsicherung für CO_2-Zertifikate über einen Zeitraum bis zu drei Jahren noch ausreichend. Für die dritte Allokationsperiode (2013 – 2020) ist die Preisabsicherung für CO_2-Zertifikate über den Zeitraum bis zu drei Jahren nicht mehr zielführend, da diese Allokationsperiode eine Laufzeit von insgesamt acht Jahren hat und zudem keine kostenfreie Zuteilung mehr erfolgt.

Begründung:

Um Risiken aus den schwankenden Preisen für CO_2-Zertifikate zu vermeiden, sichern Kraftwerksbetreiber ihren Bedarf an CO_2-Zertifikaten über die Börse mittels sogenannter Futures ab. Die Laufzeit dieser Futures ist auf maximal drei Jahre (liquider Zeitraum) begrenzt. Da die erste Allokationsperiode eine Laufzeit von drei Jahren und die zweite Allokationsperiode eine Laufzeit von fünf Jahren hatte, war diese Art der Absicherung ausreichend, zumal in der ersten Allokationsperiode 100 % der benötigten CO_2-Zertifikate kostenfrei zugeteilt wurden, und nur eine eventuelle Mehrproduktion abgesichert werden musste, bzw. in der zweiten Allokationsperiode 70 % der benötigten CO_2-Zertifikate kostenfrei zugeteilt wurden, und damit nur 30 %, sowie eine eventuelle Mehrproduktion, abgesichert werden musste.

Die dritte Allokationsperiode umfasst einen Zeitraum von acht Jahren. Somit korrespondiert der maximale Absicherungszeitraum von drei Jahren nicht mehr mit der Laufzeit der Allokationsperiode und es entstehen übermäßige Preisrisiken. Diese werden verstärkt aufgrund des Paradigmenwechsel, wonach ab der dritten Allokationsperiode keine kostenfreie Zuteilung mehr erfolgt, und somit alle benötigten CO_2-Zertifikate gekauft werden müssen.

Hypothese 5:

In der vorliegenden Arbeit wird ein neues langfristiges Absicherungsmodell entwickelt. Die wirtschaftlichen Nachteile für Braunkohlekraftwerke, die durch steigende CO_2-Preise in der dritten Allokationsperiode entstehen, können durch dieses langfristige Absicherungsmodell reduziert werden.

Begründung:

Die durch die lange Laufzeit der dritten Allokationsperiode verursachten CO_2-Preisrisiken können über die übliche Methode mittels kurzfristiger Futures oder Forwards nicht mehr vollständig über die gesamte Allokationsperiode abgesichert werden.

Die Betreiber von Braunkohlekraftwerken müssen daher neue Wege und Methoden finden, ihre für den Stromerzeugungsprozess benötigten CO_2-Zertifikate nicht nur für drei Jahre, sondern über die gesamte Allokationsperiode von acht Jahren abzusichern, um die Preisrisiken zu neutralisieren. Dies ist notwendig, um die Wirtschaftlichkeit zu erhalten und am Markt bestehen zu können.

In der vorliegenden Arbeit soll ein langfristiges Preisabsicherungsmodell entworfen werden, welches zielgerichtet auf die Bedürfnisse von Braunkohlekraftwerken anwendbar ist.

Hypothese 6:

Durch ein langfristiges Absicherungsmodell erhält der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks für die gesamte dritte Allokationsperiode konstante Preise für CO_2-Zertifikate und hat damit wieder eine Planungssicherheit bis zum Jahr 2020.

Begründung:

Die Preise für CO_2-Zertifikate sind Börsenpreise und die Preisentwicklung ist von verschiedenen Faktoren abhängig. In der ersten und zweiten Allokationsperiode waren die Preise sehr volatil und es ist davon auszugehen, dass sie es auch in Zukunft sein werden. Eine Einschätzung der Preisentwicklung, insbesondere für den Mittel- und Langfristzeitraum, ist für die Marktteilnehmer nicht möglich. Damit sind die Einschätzungen der CO_2-Preise der größte Unsicherheitsfaktor in der Planung der

zukünftigen Wirtschaftlichkeit. Die Mittel- und Langfristplanung ist die wesentliche Grundlage für strategische Entscheidungen.

Mit Hilfe des in der vorliegenden Arbeit zu entwerfenden langfristigen Absicherungsmodells soll dieser Planungsmangel durch rollierende Preisabsicherung beseitigt werden. Damit werden für die gesamte dritte Allokationsperiode die Preise für CO_2-Zertifikate fixiert und Preisschwankungen neutralisiert. Der Anwender dieses Modells erhält dadurch wieder die notwendige mittel- und langfristige Planungssicherheit, auf deren Grundlage er seine strategischen Entscheidungen treffen kann.

Hypothese 7:
Das langfristige Absicherungsmodell gewährleistet die Einhaltung der allgemeinen Kriterien des Risikocontrollings, wonach keine offenen Positionen eingegangen werden dürfen, in dem nur der relative Wettbewerbsnachteil abgesichert wird.

Begründung:
Bei Absicherung oder Kauf von CO_2-Zertifikaten ohne gleichzeitigen Verkauf der zugehörigen Stromerzeugungsmenge entstehen offene Positionen aufgrund einseitiger Verpflichtung. Nach den allgemeinen Kriterien des Risikocontrollings ist das Eingehen von offenen Positionen nicht erlaubt, da bei Änderung des Strompreises die kalkulierte Marge nicht mehr erreicht werden kann und somit Verluste entstehen. Da ein Stromverkauf nur für maximal drei Jahre im Voraus möglich ist, kann ein Kraftwerksbetreiber CO_2-Zertifikate auch nur für maximal drei Jahre absichern bzw. kaufen, ohne eine offene Position einzugehen. Da sich die dritte Allokationsperiode jedoch über einen Zeitraum von acht Jahre erstreckt, besteht für den über die drei Jahre hinausgehenden Zeitraum ein CO_2-Preisänderungsrisiko.

Das zu entwickelnde Modell soll eine Preisabsicherung für CO_2-Zertifikate für die gesamte dritte Allokationsperiode (2013 – 2020) ermöglichen. Dabei wird nur der relative Wettbewerbsnachteil abgesichert, der für die dritte Allokationsperiode dauerhaft ist und sich nicht ändert.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Entstehung und die Zielsetzung des Europäischen Emissionshandelssystem (European Emission Trading System EU-ETS) ist in Kapitel 2 ausführlich dargestellt. Die für diese Arbeit notwendigen Grundlagen und Begriffe werden hier aus wissenschaftlicher Sicht kritisch begutachtet. Die Ergebnisse der 1. und 2. Allokationsperiode, die den Einfluss auf die Kraftwerksbetreiber zeigt, runden dieses Kapitel ab. Zusätzlich wird ein Ausblick auf die 3. Allokationsperiode, die sogenannte Post-Kyoto Periode, gegeben.

Wesentlich für die Arbeit ist das Kapitel 3. Hier werden die Grundlagen der Strompreisbildungsmechanismen auf dem Wettbewerbsmarkt thematisiert. Kernaussagen zum europäischen Marktgeschehen werden erfasst und die Einordnung der unterschiedlichen Stromerzeugungsarten für die Strompreisbildung aufgezeigt.

Der Forschungsstand über den Einfluss des CO_2-Emissionshandels auf die Preisbildung und weitergehende Fragen sind Gegenstand des Kapitels 4. Es ist daher als Verbindung zwischen Kapitel 2 und Kapital 3 zu verstehen.

Die Entwicklung eines Modells wird in Kapitel 5 aufgezeigt. Das entwickelte Modell wird ausführlich beschrieben und diskutiert. Zudem wird es auch anhand von Beispielen konkretisiert.

Die Expertenbefragung ist Gegenstand des Kapitels 6. Ziel ist die Darstellung der aktuellen Sichtweise und die Maßnahmen der betroffenen Marktteilnehmer, sowie deren Einschätzung über langfristige Absicherungsmethoden.

Kapitels 7 befasst sich mit einer Fallstudie zur Anwendung des entwickelten Modells. Hierfür wurde exemplarisch das Braunkohlekraftwerk Mátra in Ungarn ausgewählt. Das Modell wird anhand der Langfristplanung angewendet und die Auswirkungen und Unterschiede der Ergebnisrechnung werden, jeweils mit und ohne Anwendung des Modells, detailliert dargestellt und diskutiert.

2 Europäisches Emissionshandelssystem EU-ETS

2.1 Grundkonzept und Funktionsweise

Die Ursache des sich verändernden Klimas liegt nach gegenwärtiger fachwissenschaftlicher Erkenntnis in dem von menschlichen Aktivitäten verursachten vermehrten Ausstoß von Treibhausgasen.[2] Es wird daher von einem anthropogenen Treibhauseffekt gesprochen. Zu den Treibhausgasen zählen hauptsächlich Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perflourierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexalflourid (SF_6).[3]

Neben einer Reihe von Prozessen, wie z. B. die fortschreitende Entwaldung oder Land und Viehwirtschaft, wird hauptsächlich das Verbrennen fossiler Rohstoffe (Kohle, Öl, Gas) für den Treibhauseffekt verantwortlich gemacht. Hierbei wird hauptsächlich das Treibhausgas Kohlendioxid (CO_2) freigesetzt, welches zu höheren Durchschnittstemperaturen führt. So liegen die Durchschnittstemperaturen gegenüber dem Jahr 1850 heute um $0{,}7^{O}$ C höher, wobei Klimaforscher davon ausgehen, dass eine Steigerung um 2^{O} noch zu bewältigen ist.[4] Trotz allem werden durch die höheren Durchschnittstemperaturen ein Ansteigen der Meeresspiegel, sowie häufigere und stärkere Unwetter erwartet. Die möglichen Auswirkungen des Klimawandels wären verstärkte Wasserknappheit und Hungerkatastrophen, sowie eine Häufung von Wirbelstürmen und Dürreperioden.

Ausgehend von der auf der Konferenz von Rio de Janeiro im Dezember 1992 verabschiedeten Klimakonvention, bei der die Teilnehmerstaaten, die sogenannten Annex-I-Länder, sich grundsätzlich verpflichtet haben, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 auf das Niveau von 1990 zurückzuführen, wurden bei der dritten Vertragsstaatenkonferenz 1997 in Kyoto/Japan erstmals völkerrechtlich verbindliche Emissionsreduktionen festgelegt. Die im Kyoto-Protokoll festgelegten Emissionsreduktionen der ersten Verpflichtungsperiode 2008 - 2012 sehen eine Reduktion

[2] vgl. Geden, O./Fischer S.: Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union, 2008, S. 15
[3] vgl. auch Kyoto-Protokoll Anlage A
[4] vgl. Geden, O./Fischer S.: Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union, 2008, S. 15

um mindestens 5 % im Vergleich zum Basisjahr 1990 für die Industrieländer (Annex-B-Länder) vor.[5] Gemäß ihrem wirtschaftlichen Entwicklungsstand haben dabei die einzelnen Länder unterschiedliche Reduktionsvorgaben. Für die Europäische Union als Staatenbund ist eine Senkung der Emissionen von insgesamt 8,1 % vorgesehen, die sich wiederum unter Berücksichtigung der jeweiligen wirtschaftlichen Bedingungen und der bisher geleisteten Klimaschutzanstrengungen durch ein „burden-sharing agreement“ in unterschiedlicher Höhe auf die einzelnen EU-Mitgliedsstaaten verteilt.[6]

Mitgliedsstaat	Emissionen pro Kopf in 1990 in t	burden sharing 2008 – 2012	Entwicklung 1990 - 2000	Differenz „burden sharing“ – Status
Belgien	13,6	- 5,5 %	+ 6,2 %	- 11,7 %
Dänemark	13,5	- 21,0 %	- 1,2 %	- 19,8 %
Deutschland	15,1	- 21,0 %	- 18,9 %	- 2,1 %
Frankreich	9,5	0,0 %	- 1,7 %	+ 1,7 %
Großbritannien	12,6	- 12,5 %	- 12,6 %	+ 0,1 %
Griechenland	10,2	+ 25,0 %	+ 23,8 %	+ 1,2 %
Irland	15,2	+ 13,0 %	+ 24,0 %	- 11,0 %
Italien	9,1	- 6,5 %	+ 4,1 %	- 10,6 %
Luxemburg	36,9	- 28,0 %	- 45,1 %	+ 17,1 %
Niederlande	14,0	- 6,0 %	+ 3,1 %	- 9,1 %
Österreich		- 13,0 %	+ 3,1 %	- 16,1 %
Portugal	6,3	+ 27,0 %	+ 30,1 %	- 3,1 %
Schweden	8,1	+ 4,0 %	- 1,7 %	+ 5,7 %
Spanien	7,8	+ 15,0 %	+ 34,8 %	- 19,8%
EU gesamt	11,4	- 8,0 %	- 3,5 %	- 4,5 %

Abbildung 2: EU burden sharing; Daten: BMU (2010)

Gemäß den Bestimmungen sollte das Protokoll erst in Kraft treten, sobald mindestens 55 Teilnehmerstaaten mit mehr als 55 % der CO_2-Emissionen des Basisjahres 1990 das Protokoll ratifiziert haben. Durch den Rückzug der USA von dem Protokoll im Jahr 2001 gestaltete es sich schwierig, die erforderliche Mindestmenge zu erreichen. Erst mit Zustimmung Russlands am 22. Oktober 2004 konnte das Kyoto-Protokoll in Kraft treten.[7]

[5] vgl. Kyoto-Protokoll Artikel 3 Abs.1
[6] vgl. EU Rechtsakt 2002/358/EG, Art. 2 i.V. m. Anlage II
[7] vgl. Kehrls B.: Emissionshandel in Deutschland, Norderstedt, 2008, S. 3

Durch das Kyoto-Protokoll haben sich verschiedene Industrieländer, aber weder die USA noch die schnell wachsenden Schwellen- und Entwicklungsländer, wie z.B. China, Indien und Brasilien, zu Emissionsreduktionen verpflichtet. Ein Einbezug dieser Länder wurde seither auf verschiedenen Nachfolgekonferenzen versucht, zuletzt auf der Konferenz in Kopenhagen im Dezember 2009, wie auch auf den Nachfolgekonferenzen Cancun 2010 und Südafrika 2011.

Treibhausgasemissionen vom Basisjahr 1990 (1995) und Zielsetzungen für 2008/2012 in den Ländern mit quantifizierten Emissionsbegrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen nach dem Kyoto-Protokoll (Annex-B-Länder)[1]

	Basisjahr 1990 (1995)[2] in Mio. t CO_2-Äquivalente	in % zu Gesamt	Kyoto Verpflichtung 2008/2012 in Mio. t CO_2-Äquivalente	Reduktions-verpflichtung in Mio. t CO_2-Äquivalente	Reduktions-verpflichtung in %
EU-15	4.238,8	22,7%	3.897,0	-341,8	-8,1%
EU Neue Mitgliedstaaten	1.509,3	8,1%	1.395,3	-114,0	-7,6%
EU Gesamt	**5.748,1**	**94,5%**	**5.292,4**	**-455,7**	**-7,9%**
Australien[4]	416,2	6,8%	449,5	33,3	8,0%
Island	3,4	0,1%	3,7	0,3	8,8%
Japan	1.269,7	20,9%	1.193,5	-76,2	-6,0%
Kanada	591,8	9,7%	556,3	-35,5	-6,0%
Neuseeland	61,9	1,0%	61,9	0,0	0,0%
Norwegen	49,7	0,8%	50,2	0,5	1,0%
Schweiz	52,9	0,9%	49,8	-3,1	-5,9%
Summe Annex-II-Länder (o. USA, mit EU N. Mitgliedst.)[3]	**8.193,7**	**134,7%**	**6.261,9**	**-1931,8**	**-23,6%**
Kroatien	31,4	0,5%	29,8	-1,6	-5,1%
Russland	3.319,3	54,6%	3.319,3	0,0	0,0%
Weissrussland	129,1	2,1%	118,8	-10,3	-8,0%
Ukraine	926,0	15,2%	926,0	0,0	0,0%
Summe Annex-B-Länder (ohne USA)	**12.599,5**	**207,1%**	**12.051,2**	**-548,3**	**-4,4%**
USA[5]	6.084,5	100,0%	5.658,6	-425,9	-7,0%
Summe Annex-B-Länder (mit USA)	**18.684,0**	**100,0%**	**17.709,7**	**-974,3**	**-5,2%**

[1] Treibhausgasemissionen "excluding CO_2 emision/removals from land-use, land-use change and forestry" Angaben für das Jahre 1990 entsprechend den jeweiligen Nationalen Emissionsinventaren mit Stand 2009. Vgl. auch http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/4771.php

[4] Basisjahr für CO_2, CH_4, N_2O ist 1990. Für HFC, PFC und SF_6 kann als Bsisjahr 1995 gewählt werden. Transformationsländer (Russland, Ukraine, Weissrussland und Kroatien, sowie die EU-Mitgliedsstaaten Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Slowakische Republik, Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Rumänien und Slowenien) können auch frühere Jahre zugrunde legen (z.B. Bulgarien und Polen: 1988; Ungarn: 1985-

[3] Annex-II-Länder sind: EU-15, Australien, Island, Japan, Kanada, Neuseeland, Norwegen, Schweiz, USA

4 Australien hat das Kyoto-Protokoll am 12.2.2007 mit Wirksamkeit zum 11.3.2008 ratifiziert

[5] Die USA zählen zu den Annex-I- Länder der Klimarahmenkonvention. Sie sind separat aufgeführt, da sie zwar das Kyoto-Protokoll unterzeichnet, jedoch nicht ratifiziert haben.

Quellen: UNFCCC Nationalemissionsinventare unter www.unfccc.int; Hans-Joachim Ziesing: Differenzierte Entwicklung bei insgesamt weiter steigenden weltweiten CO_2-Emissionen, erschienen in Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 9/2009; Berechnungen des Autors

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen Annex-B-Länder im Basisjahr 1990/1995 und die Zielsetzung für 2008/2012

Bei den Verhandlungen in Kyoto haben sich die Vertreter der EU zuerst gegen die Aufnahme des Emissionshandels in das Kyoto-Protokoll gesträubt. Als erkennbar wurde, dass die USA das Kyoto-Protokoll nur unterschreiben werden, wenn der Emissionshandel und andere flexible Mechanismen mit in das Protokoll aufgenommen werden, haben die Europäer der Aufnahme in Artikel 17 zugestimmt.[8]

Grundsätzlich ist die Idee des Zertifikatehandels nicht neu. Beispiele hierfür sind das Emissions Trading Programme für Los Angeles, das SO_2 Cap and Trade System oder das System übertragbarer Quoten für die Fischereiwirtschaft in Neuseeland.[9]

Um die Reduktionsverpflichtungen gemäß dem Kyoto-Protokoll zu erfüllen, wurde im Jahr 2005 auf Basis der EU-Richtlinie 2003/87/EG ein europaweites Emissionshandelssystem (EU-ETS) installiert.[10] „Es soll die Reduzierung der Treibhausgase zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten realisieren.“[11] Grundgedanke des Emissionshandels ist, dass die beteiligten Unternehmen einen monetären Anreiz haben, CO_2 Emissionen einzusparen, z. B. durch Investitionen in CO_2-arme Technologien.

Bei der Installation des Emissionshandelssystems wurden zunächst nur die Sektoren Energie und einige ausgewählte, besonders emissionsintensive Anlagen aus dem Industriesektor (Zementindustrie, Eisenmetallerzeugung und –verarbeitende Industrie etc.) berücksichtigt.[12] Die durch das Emissionshandelssystem abgedeckte Menge der CO_2-Emissionen entspricht ca. 45 % der gesamten europäischen CO_2-Emissionen.[13] Eine Reduzierung der CO_2-Emissionen aus anderen, nicht in den EU-ETS einbezogenen, Sektoren und Anlagen (mit Ausnahme des Verkehrssektors), soll auf nationaler Ebene durch geeignete Programme und Maßnahmen erfolgen und damit einen Zusatzbeitrag zur Erreichung der Zielvorgabe aus dem Kyoto-Protokoll liefern.[14]

[8] vgl. Steuwer D.: Der Europäische Emissionshandel und die Rolle der Europäischen Kommission, Stuttgart, 2007, S. 57
[9] vgl. Steuwer D.: Der Europäische Emissionshandel und die Rolle der Europäischen Kommission, Stuttgart, 2007, S. 21
[10] vgl. EU-Richtlinie 2003/87/EG, Art. 1
[11] Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 21
[12] vgl. EU Richtlinie 2003/87/EG Art.2 i.V. mit Anhang I
[13] vgl. Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009 S. 21
[14] vgl. EU Richtlinie 2003/87/EG Ziffer (25)

Tätigkeiten	Treibhausgase
Energieumwandlung und -umformung	
Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen)	Kohlendioxid
Mineralölraffinerien	Kohlendioxid
Kokereien	Kohlendioxid
Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung	
Röst- und Sinteranlagen für Metallerz (einschließlich Sulfiderz)	Kohlendioxid
Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl (Primär- oder Sekundärschmelzbetrieb), einschließlich Stranggießen, mit einer Kapazität über 2,5 Tonnen pro Stunde	Kohlendioxid
Mineralverarbeitende Industrie	
Anlagen zur Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen mit einer Produktionskapazität über 500 Tonnen pro Tag oder von Kalk in Drehrohröfen mit einer Produktionskapazität über 50 Tonnen pro Tag oder in anderen Öfen mit einer Produktionskapazität über 50 Tonnen pro Tag	Kohlendioxid
Anlagen zur Herstellung von Glas einschließlich Glasfasern mit einer Schmelzkapazität über 20 Tonnen pro Tag	Kohlendioxid
Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen durch Brennen (insbesondere Dachziegel, Ziegelsteine, feuerfeste Steine, Fliesen, Steinzeug oder Porzellan) mit einer Produktionskapazität über 75 Tonnen pro Tag und/oder einer Ofenkapazität über 4 m3 und einer Besatzdichte über 300 kg/m3	Kohlendioxid
Sonstige Industriezweige	
Industrieanlagen zur Herstellung von	
a) Zellstoff aus Holz und anderen Faserstoffen b) Papier und Pappe mit einer Produktionskapazität über 20 Tonnen pro Tag	Kohlendioxid Kohlendioxid

Abbildung 4: Am Emissionshandel teilnehmende Sektoren und Anlagen
Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: EU Richtlinie 2003/87/EG

Die Funktionsweise des CO_2-Emissionshandels basiert auf den Prinzipien permit and allowance sowie Cap and Trade.[15] Jeder Anlagenbetreiber braucht eine staatliche Betriebsgenehmigung (permit), die ihn zur Teilnahme am Emissionshandel berechtigt. Die seiner Anlage zugeteilten oder benötigten und handelbaren CO_2-Zertifikate bezeichnet man als EU-Allowance (kurz EUA), wobei ein EUA für die Emission einer Tonne CO_2 steht. Jeder Anlagenbetreiber muss nach Ablauf eines Jahres zu einem bestimmten Stichtag die Menge seiner tatsächlichen CO_2-Emissionen bekannt geben, und die hierfür erforderliche Menge an EUAs bei seiner zuständigen Behörde abgeben.

[15] vgl. Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 21

Die von der Europäischen Union zu Anfang einer Allokationsperiode ausgegebenen CO_2-Zertifikate sind begrenzt (Cap). Die Gesamtmenge richtet sich nach den einzelnen Nationalen Allokationsplänen (NAP), den jeder EU-Mitgliedstaat zu bestimmten Fristen bei der EU Kommission einreichen muss. Die EU vermindert die Gesamtmenge der ausgegebenen CO_2-Zertifikate pro Allokationsperiode, bzw. ab 2013 jährlich um einen bestimmten Prozentsatz, so dass die im Kyoto-Protokoll bis 2012 festgelegte Emissionsreduktion der EU von 5 %, bzw. bis 2020 von 20 % erreicht werden kann.

Jeder einzelne Mitgliedsstaat entscheidet auf Basis seines von der EU genehmigten Nationalen Allokationsplans, wie viel an Zertifikaten er den einzelnen Anlagenbetreiber zuteilt.[16] Als Basis für die individuelle Zuteilung werden meist historische Produktionsdaten herangezogen. Verbraucht ein Anlagenbetreiber im Laufe einer Allokationsperiode mehr CO_2-Zertifikate als ihm zugeteilt wurden, z. B. aufgrund von Mehrproduktion oder ineffizienter Produktion, muss er die fehlenden Zertifikate von einem anderem Markteilnehmer, der CO_2-Zertifikate eingespart hat, kaufen (Trade).

Handelsplätze für CO_2-Zertifikate sind einzelne Börsenplätze, z. B. die Börse EEX in Leipzig oder die Bluenext in Paris. Der Marktpreis ergibt sich aufgrund von Angebot und Nachfrage. Eine stetige Verknappung des Angebots aufgrund staatlicher Lenkung, um einen positiven Preis pro Zertifikat zu erhalten, ist dabei durchaus beabsichtigt. Für die Marktteilnehmer sollen somit Opportunitätskosten entstehen, d. h. der jeweilige Anlagenbetreiber muss abwägen, ab welchen CO_2-Kosten es sich für ihn betriebswirtschaftlich lohnt in effizientere, bzw. CO_2 günstigere Anlagen zu investieren.

[16] vgl. EU Richtlinie 2003/87/EG Art. 11

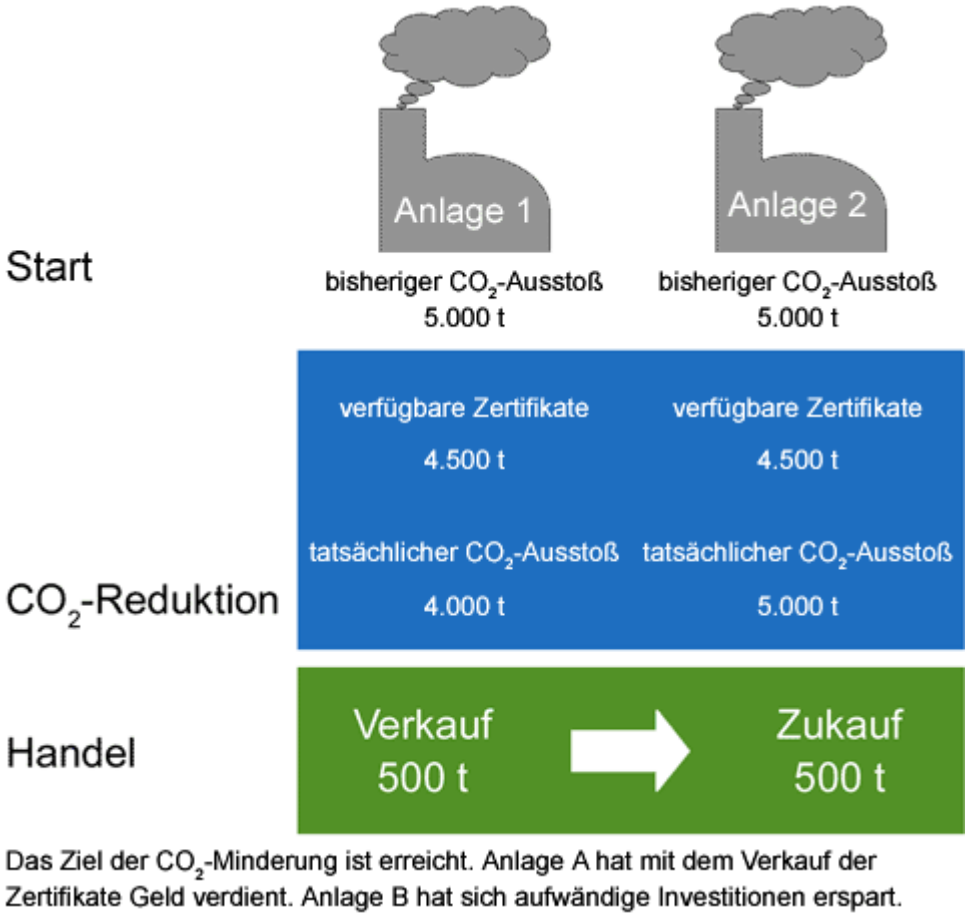

Abbildung 5: Prinzip des Emissionshandels
Quelle: Deutsche Emissionshandelsstelle (2010)

Weitere flexible Mechanismen, neben dem Emissionshandel, sind gemäß Kyoto-Protokoll Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanismen (CDM).[17] Beide Mechanismen sind eng mit dem Emissionshandel verknüpft.

„Diese beiden projektbezogenen Mechanismen bedeuten eine Erweiterung des Emissionshandels und bieten eine ganz konkrete Möglichkeit, den Klimaschutz durch den EU-Emissionshandel auf Drittstaaten auszudehnen.“[18] Clean Development Mechanismen sind Klimaschutzprojekte von EU-Emissionshandelsteilnehmern, bzw. teilnehmenden Anlagenbetreiber in Entwicklungsländern. Durch die Reduzierung der CO_2-Emissionen mit Hilfe dieser Projekte können von den Projektinitiatoren sogenannte Certified Emission Reductions (CER) generiert werden. Bei Joint Implementation handelt es sich um

[17] vgl. Kyoto-Protokoll (1997), Art. 6, 12 und 17
[18] Deutsche Bank Research: EU-Emissionshandel, Energie Spezial, Aktuelle Themen 377, 2007, S. 10

Klimaschutzprojekte in anderen Industrieländern, d. h. innerhalb der Annex-B-Staaten. Die hierdurch erzeugten Zertifikate heißen Emission Reduction Units (ERU).

„CERs und ERUs können auch als Kyoto-Credits bezeichnet werden.“[19] Die CER und ERU Gutschriften werden hierbei ebenso wie die EUA Emissionszertifikate anerkannt. Anlagenbetreiber können dadurch ihren EUA-Abgabeverpflichtungen bis zu einem bestimmten Prozentsatz nachkommen, der in den jeweiligen NAPs festgelegt ist.[20]

Die beiden Mechanismen CDM und JI wurden von der EU als kostengünstige Option zur Erfüllung der gemeinschaftlichen CO_2-Reduktionsverpflichtung eingeführt, gemäß dem Grundsatz der Reduzierung der CO_2-Emissionen zu den gesamtwirtschaftlich geringsten Kosten. Anlagenbetreiber entscheiden sich dann für diese Form zur Erfüllung ihrer Reduktionsverpflichtungen, wenn es für sie eine günstigere Alternative zu den EUA Zertifikaten darstellt.

Mit Entscheidung der Europäischen Union zu Gunsten des Klimas einen Emissionshandel einzuführen, sind die Treibhausgase zu einem betriebswirtschaftlichen Kostenfaktor in der Kalkulation der Anlagenbetreiber geworden. Damit hat die EU bewusst wirtschaftliche Nachteile gegenüber den Ländern in Kauf genommen, die nicht an dem Emissionshandel teilnehmen. Zwar soll eine Reduzierung der CO_2-Emissionen zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten realisiert werden, jedoch wird zum einen damit gerechnet, dass die Wettbewerbsfähigkeit durch die erhöhten Kosten bei den teilnehmenden Anlagenbetreiber vermindert wird, bzw. auch die Anlagenbetreiber versuchen werden, die Kosten weiterzugeben und sich dadurch die Preise erhöhen. Zum anderen besteht auch die Gefahr der Standort- und Produktionsverlagerung von Industrien, die von dem Emissionshandel besonders betroffen sind (das sogenannte Leakage-Problem). Wirtschaftliche Folgen sind Marktanteilsverluste, eine verringerte Produktion und weniger Beschäftigung. Durch die Abwanderungen können sich zudem auch negative ökologische Effekte ergeben, z. B. ein höherer globaler Emissionsausstoß durch schlechteren technischen Stand in Ländern ohne Klimaschutz (z. B. durch Produktionsverlagerungen in Schwellenländer), oder zusätzliche Schadstoffe, die beim zusätzlichen Transport der Waren anfallen.

[19] Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2007, S. 23
[20] vgl. EU-Richtlinie 2004/101/EG Ziffer 3 und Art. 11a

2.1.1 Ergebnisse der 1. Allokationsperiode 2005 bis 2007

Der EU-Emissionshandel wurde zum 1. Januar 2005 offiziell eingeführt. Mit dem Start des Emissionshandels wurde ein weltweit einmaliges Handelssystem für Treibhausgase etabliert.[21] Zwar gab es bereits ähnliche Instrumente, wie das Emissions-Trading Programm für Los Angeles, das SO_2 Cap and Trade System oder das System übertragbarer Quoten für die Fischereiwirtschaft in Neuseeland. Jedoch unterscheiden sich diese in ihrer Größe und Auswirkungen enorm. Die Möglichkeit von früheren Erfahrungswerten zu profitieren war daher begrenzt.[22]

Die erste Allokationsperiode wird vielfach als Testperiode bezeichnet, um die Auswirkungen der Zuteilungsmechanismen und die Funktionsweise des Handelssystems zu überprüfen.[23] Sie betrug 3 Jahre und endete damit am 31. Dezember 2007.

Basis für den Emissionshandel bildet die EU Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten, in Verbindung mit der Richtlinie 2004/101/EG (linking Directive) zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG. Während die Richtlinie 2003/87/EG die allgemeinen Rahmenbedingungen des Emissionshandels für die Allokationsperiode I und II beschreibt, ergänzt die Richtlinie 2004/101/EG um die Behandlung von Certified Emission Reduction (CER) und Emission Reduction Unit (ERU) als Gutschriften innerhalb des Emissionshandels. Sie gilt ebenfalls für beide Handelsperioden.

Die Mitgliedsstaaten müssen einen National Allokationsplan (NAP) aufstellen, aus dem hervorgeht wie viele Zertifikate sie insgesamt und wie viel sie an die einzelnen Anlagenbetreiber zuzuteilen beabsichtigen.[24] Dieser muss gemäß Artikel 9 der Richtlinie 2003/87/EG an die EU zur Prüfung abgegeben werden. Die Prüfung erfolgt nach bestimmten Kriterien, die ebenfalls in der Richtlinie aufgeführt sind.

[21] vgl. Steuwer D.: Der Europäischen Emissionshandel und die Rolle der Europäischen Kommission, Stuttgart, 2007, S. 19
[22] vgl. Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S 24
[23] vgl. Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 24
[24] vgl. EU Richtlinie 2003/87/EG Art. 9

Um einen termingerechten Start der ersten Handelsperiode zu gewährleisten, sollten die Nationalen Allokationspläne der einzelnen Mitgliedstaaten ursprünglichen bis zum 31. März 2004 bei der Europäischen Kommission eingereicht werden. Innerhalb von drei Monaten sollte die Prüfung abgeschlossen sein und die NAPs von der Kommission entweder bestätigt oder abgelehnt werden. So sollte den Mitgliedsstaaten genügend Zeit zur Verteilung der Zertifikate und Umsetzung der genehmigten NAPs verbleiben.

Tatsächlich jedoch wurde kaum ein NAP termingerecht an die Kommission übermittelt, und auch die Prüfung zog sich hin. Im Ergebnis wurden die NAPs von Dänemark, Deutschland, Irland, Niederlande, Österreich, Slowenien, Schweden und Großbritannien mit Kommissionsentscheid KOM (2004) 500 endgültig erst am 7. Juli 2004 und die NAPs von Belgien, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Luxemburg, Portugal und der Slowakischen Republik mit Kommissionsentscheid KOM (2004) 681 endgültig am 20. Oktober 2004 bestätigt.

Die Höhe der Zuteilung der Emissionszertifikate an die Anlagenbetreiber fiel in den Zuständigkeitsbereich der Mitgliedsländer. Vorgegeben war jedoch eine mindestens 95 % ige kostenlose Gesamtzuteilung der Zertifikate.[25] Die übrigen Zertifikate konnten durch das Mitgliedsland versteigert werden. Die meisten Länder entschieden sich aber für eine kostenlose Zuteilung von 100 %.

[25] vgl. EU Richtlinie 2003/87/EG Art. 10 und Art. 11

EU member state	Kyoto target	Base period	Distance to target (all GHG)	ET Budget 05-07 (ETS-CO_2 p.a.)	Reduction factor	Projection 05-07 (ETS-CO2 p.a.)	Number of participating installations	Share of CO2 in ETS	Allocation method
Austria	-13%	1998-2001	-21,5% (-16,7 Mt CO_2e)	33,0 Mt	1.068	34.7 Mt	205	43%	100% free
Belgium	-7,5%	Differentated for Brussels, Flanders, Wallonia	-9,7% (-14,2 Mt CO_2e)	62,9 Mt	0.999	64 Mt (own calculations)	363	No Info	100% free
Cyprus	- -	1990-2003	--	5,66 Mt	1.290	5,7 Mt	13	60%	100% free
Czech Republic	-8%	2 Years in 1999-2001	+17,7% (+34 Mt CO_2e)	97,6 Mt	1.096	103,66 Mt	426	70%	100% free
Denmark	-21%	1998-2002	-19,6% (-13,6 Mt CO_2e)	33,5 Mt	1.084	39,3 Mt	380	62%	95% free, 5% auctioning
Estonia	-8%	Heat plants: 1995-2003; Industry: 2000-2003	-47,2% (+20,5 Mt CO_2e)	18,9 Mt	1.521	14 Mt (own calculations)	43	69%	100% free
Finland	0%	1998-2002	-6,4% (-4,9 Mt CO_2e)	45,47 Mt	1.235	46,6 Mt	533	59%	100% free
France	0%	1-7 years, depending on sector	+1,9% (+10,8 Mt CO_2e)	156,5 Mt	1.109	163,8 Mt	1,172	No Info	100% free
Germany	-21%	2000-2002	-2,1% (-25,9 Mt CO_2e)	499 Mt	0.996	No info	1,849	59%	100% free
Greece	+25%	2000-2003	+1,5% (+1,6 Mt CO_2e)	74,4 Mt	1.061	76 Mt	141	70%	100% free
Hungary	-6%	Average 1998-2003	+24,8% (+28 Mt CO_2e)	31,3 Mt	0.978	31.3 Mt	261	40%	97,5 % free, 2,5% auctioning
Ireland	+13%	2002-2003	-16% (-8,6 Mt CO_2e)	22,3 Mt	1.068	23.0 Mt	143	52%	100% free, 0,75% auctioning
Italy	-6,5%	2000-2003	-15,5% (-78,8 Mt CO_2e)	232,5 Mt	1.038	244.5 Mt	1,24	No Info	100% free
Latvia	-8%	Energy: 1997, 2001 or 2002; Industry: Installation specific	+55,3% (+16 Mt CO_2e)	4,6 Mt	1.242	4,4 Mt (own calculations)	91	38%	100% free
Lithunia	-8%	1998-2002	+52,3% (+26,6 Mt CO_2e)	12,3 Mt	1.367	14 Mt	93	38,9%	98.5% free, 1.5% auctioning
Luxembourg	-28%	3 years in 1998-2002	-13% (-1,7 Mt CO_2e)	3,36 Mt	1.159	3,7 Mt	19	28%	100% free
Malta	--	1995-2004	--	2,9 Mt	1.626	2,9 Mt	2	73%	100% free
Netherlands	-6%	2001-2002	-6,6% (-14,1 Mt CO_2e)	95,3 Mt	1.065	98,6 Mt	206	50%	100% free
Poland	-6%	1999-2002 excluding lowest emission year	+26,3% (+148,5 Mt CO_2e)	239,1 Mt	1.088	263.0 Mt	1,166	68%	100% free
Portugal	+27%	2000-2002 or 2001-2003	-13,9% (-8,1 Mt CO_2e)	38,2 Mt	1.044	38.9 Mt	239	42-43%	100% free
Slovakia	-8%	1998-2002	+21,3% (+15,4 Mt CO_2e)	30,5 Mt	1.150	36.2 Mt	209	52,3%	100% free
Slovenia	-8%	1 year in 1999-2002	-6,6% (-1,4 Mt CO_2e)	8,8 Mt	0.970	9.5 Mt	98	No Info	100% free
Spain	+15%	2000-2002	-24,4% (-69,9 Mt CO_2e)	174,4 Mt	1.063	181.6 Mt	819	41.5%	100% free
Sweden	+4%	1998-2001	+7,7% (+5,6 Mt CO_2e)	23,1 Mt	1.134	26.6 Mt	711	30%	100% free
United Kingdom	-12,5%	1998-2003 1 year to be struck	+2,4% (+18 Mt CO_2e)	245,4 Mt	1.000	267.3 Mt	674	46%	100% free

Abbildung 6: Allokationsregeln und -umfang der einzelnen EU Länder für die Allokationsperiode 2005 - 2007; Quelle: Landgrebe, J. (2005)

Die Zuteilung erfolgt durch die nationale Behörde. Sie überweist jedes Jahr Ende Februar die Zertifikate auf die einzelnen Betreiberkonten, und die Betreiber müssen bis spätestens zum 30. April des Folgejahres die zur Abdeckung ihrer Emissionen des Vorjahres benötigte Anzahl an Zertifikaten an die nationale Behörde zur Löschung zurückgeben. Die

Zertifikate sind nur für die erste Allokationsperiode gültig, können also nicht auf die Folgeperiode übertragen werden. Für jede ausgestoßene Tonne CO_2, für die vom Anlagenbetreiber kein entsprechendes Zertifikat abgegeben wird, muss der Anlagenbetreiber 100 € Strafe zahlen, sowie das entsprechende Zertifikat nachliefern.

Der formale Start des aktiven Handels erfolgte zum 01. Januar 2005. Die Gesamtergebnisse der ersten Handelsperiode fielen durchwachsen aus. Zwar wird allgemein die, oft als Testperiode bezeichnete, erste Handelsperiode als erfolgreich bezeichnet, da sie das grundsätzliche Funktionieren des Handels mit CO_2-Zertifikaten gezeigt hat. Andererseits wird als Kritikpunkt oft aufgeführt, dass die Anlagebetreiber die zusätzlichen CO_2-Kosten, gemäß der Opportunitätskostenbetrachtung, auf die Strompreise geschlagen und damit „Windfall profits" generiert haben. „Regressionsanalysen zeigen, dass die Erhöhung der Strompreise im Jahr 2005 vorwiegend durch Erhöhung der Zertifikatpreise zu erklären ist."[26] Dies ist insofern betriebswirtschaftlich logisch, da die Anlagenbetreiber ihre frei zugeteilten CO_2-Zertifikate auch auf dem freien Markt hätten verkaufen können, um somit ihre Gewinnmarge auch ohne Betriebstätigkeit zu erreichen. Die Anlagenbetreiber hatten somit die Alternative, ihren Gewinn aus der Stromproduktion oder aus dem Verkauf der CO_2-Zertifikate zu sichern. In der Öffentlichkeit führte dies oftmals zum Vorwurf der ungerechtfertigten Bereicherung, da die Anlagenbetreiber die CO_2-Zertifikate ja kostenlos zur Verfügung gestellt bekommen haben.

Ob der EU-ETS de facto auch zur Vermeidung von CO_2-Emissionen geführt hat, ist sehr umstritten.[27] Rückblickend ist jedoch festzustellen, dass für die erste Handelsperiode zu viele Emissionsberechtigungen ausgegeben wurden. Dies führte auf den einzelnen Handelsbörsen zu einer sehr volatilen Preisentwicklung für die Emissionsberechtigungen.

Beim Start der Handelsperiode betrug der Preis pro CO_2-Zertifikat rd. 6 € und stieg dann kontinuierlich auf bis zu 30 € an. Nachdem sich abzeichnete, dass ein Überhang an CO_2-Zertifikaten bestand, fiel der Preis pro Zertifikat auf nahezu 0 € ab und verharrte bis zum Ende der Allokationsperiode auf diesem niedrigen Niveau, da die Zertifikate nicht von der

[26] Schatz M.: Analyse des Emissionshandels in Deutschland vor dem Hintergrund der ab 2005 gesammelten Erfahrungen, 2008, S. 46
[27] vgl. Büdenbender M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S 26

ersten auf die zweite Handelsperiode übertragbar waren und damit Ende 2007 praktisch wertlos wurden.

Abbildung 7: Preisentwicklung für EU-Emissionsberechtigungen 2005 – 2011
Quelle: EEX (2013)

2.1.2 Vorläufige Ergebnisse der 2. Allokationsperiode 2008 bis 2012

Am 1. Januar 2008 erfolgte der Start der zweiten Handelsperiode, der sogenannten Kyoto Periode. Die teilnehmenden EU-Länder mussten im Vorfeld ihre Nationalen Allokationspläne für den Zeitraum 2008 bis 2012 bei der EU als Entwurf einreichen. Als Lerneffekt aus der Überallokation der ersten Handelsperiode wurden die einzelnen NAPs um insgesamt 10,5 % bzw. 244 Mio. EUAs gekürzt. Erst kurz vor Beginn der neuen Allokationsperiode im Oktober 2007 wurde der letzte NAP von der EU genehmigt.

Neben der Verknappung der zugeteilten CO_2-Zertifikate wurden noch weitere wesentliche Systemänderungen durchgeführt. Hervorzuheben ist hier insbesondere das Benchmarksystem, wonach die neueste verfügbare Technologie der einzelnen Energieträger die maximale Zuteilungsquote bestimmt. Neue Kraftwerke erhielten demnach 100 % freie CO_2-Zertifikate, ältere Kraftwerke mussten je nach Effizienz Abschläge bei der freien Zuteilung hinnehmen. Dieses System wurde oft auch als

Malussystem bezeichnet. Zweck dahinter war ein Investitionsanreiz in neue Erzeugungsanlagen zu schaffen.

Daneben wurde eine umfangreichere Nutzung der flexiblen Kyoto Mechanismen Joint Implementation (JI) und Clean Developement Mechanismen (CDM) eingeführt. Insgesamt konnten bis zu 12 % der Minderungsverpflichtungen durch Klimaschutzprojekte im außereuropäischen Ausland erbracht werden. Zudem wurden zahlreiche bürokratische Hemmnisse abgebaut, um das System transparenter und damit akzeptabler werden zu lassen.

Auch die Übertragung der CO_2-Zertifikate auf die nächste Handelsperiode (ab 2013), das sogenannte Banking, wurde ermöglicht, um einen ähnlichen Preisverfall bei Überallokation zu vermeiden, wie es in der ersten Handelsperiode geschehen ist.

Der Preisverlauf der CO_2-Zertifikate in der zweiten Handelsperiode zeigte sich daher auch stabiler und weniger volatiler als in der ersten Handelsperiode. Der Preis pro Zertifikat bewegte sich in der zweiten Allokationsperiode zwischen 10 € und 17 €. Erst gegen Ende 2011 fiel der Preis in Folge der europäischen Schulden- und Finanzkrise auf unter 7 € pro Zertifikat.

Abbildung 8: Preisentwicklung für EU-Emissionsberechtigungen 2010 – 2013
Quelle: EEX (2013)

2.1.3 Post-Kyoto Allokationsperiode ab 2013

Am 23. April 2009 trat die linking Directive 2009/29/EG zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG in Kraft. Sie regelt die Eckpunkte des Emissionshandels (EU-ETS) für den Zeitraum 2013 – 2020.

Wesentlich sind hier die Paragraphen 13 und 15. Zum einen wird die zulässige Höchstmenge an verfügbaren CO_2-Zertifikaten für das Jahr 2020 festgeschrieben, zum anderen die Zuteilungsart der CO_2-Zertifikate.

Bezüglich der auszuteilenden Höchstmenge an CO_2-Zertifikaten ist in der Linking Directive festgelegt, dass ab Mitte des Allokationszeitraums 2008 – 2012 die Ausgabe der CO_2-Zertifikate jährlich linear um 1,74 % verringert wird, so dass im Jahr 2020 die Höchstausgabemenge an CO_2-Zertifikaten max. 1.720 Millionen Zertifikate beträgt, und somit das CO_2-Minderungsziel von 20 % erreicht werden kann.

Weiterhin ist in der linking Directive vorgesehen, dass ab 2013 die Vollversteigerung aller CO_2-Zertifikate erfolgt. Das heißt, es gibt dann keine kostenfreie Zuteilung mehr. Die Anlagenbetreiber müssen alle benötigten CO_2-Zertifikate auf staatlichen Auktionen oder über den Börsenhandel erwerben. Gemäß der Europäischen Union stellt die Versteigerung das einfachste und nach allgemeiner Auffassung wirtschaftlich effizienteste System dar.

Die betroffenen Anlagenbetreiber stellt die Verfahrensweise der Vollauktionierung jedoch vor eine große finanzielle Herausforderung. Mussten in der zweiten Allokationsperiode nur ein geringer Teil (max. 30 %) der benötigten CO_2-Zertifikate zugekauft werden, so muss jetzt die gesamte benötigte Menge an CO_2-Zertifikaten beschafft und bezahlt werden. Durch die lineare Verknappung ist überdies mit steigenden Zertifikatspreisen zu rechnen. Für Anlagenbetreiber mit relativ hohen CO_2-Emissionen kann die zusätzliche Belastung leicht zur Unwirtschaftlichkeit der Anlagen führen. Dies ist von der Europäischen Union auch beabsichtigt. Ziel und Zweck des EU-ETS ist der Umbau der Energieerzeugungsstruktur, von der konventionellen Stromerzeugung mit hoher CO_2-Emission, zur emissionsarmen Stromerzeugung.

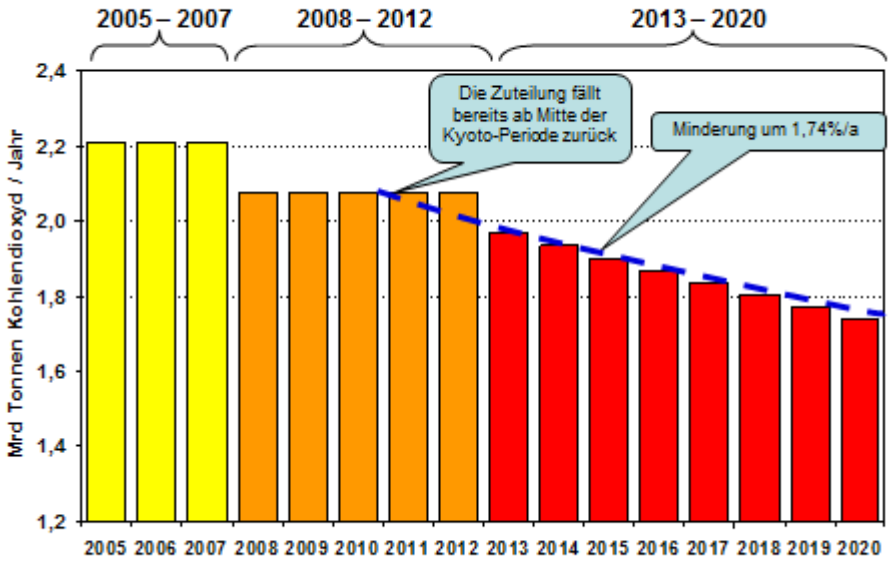

Abbildung 9: Zuteilung der Gesamtmenge an CO_2-Zertifikaten pro Jahr bis 2020
Quelle: o. Verfasser, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2009)

2.2 Der Emissionshandel aus umweltökonomischer Sicht

Die ökonomische Theorie geht davon aus, dass ein freier Markt sich selbst reguliert und damit am effizientesten ist, d. h. staatliche bzw. regulatorische Eingriffe bergen das Risiko von Fehlallokationen. Ist der Markt jedoch ineffizient bzw. liegen Störungen vor, z. B. externe Effekte, Marktmacht, asymmetrische Informationen oder defekte Diskontierung, gilt die soziale Optimalität des unkorrigierten Marktsystems nicht mehr und damit darf über die Möglichkeiten, Allokationsverbesserungen durch staatliche Interventionen zu erzielen, nachgedacht werden.[28] Allgemein wird bei dem Vorliegen einer oder mehrerer solcher Störungen von Marktversagen oder auch Ineffizienz gesprochen.

Bei der Energieerzeugung liegt ein solches Marktversagen vor, da die Inanspruchnahme von Umweltkosten, hier insbesondere die umweltbedingten Folgekosten durch das Emittieren von CO_2, nicht vom Verursacher getragen, sondern der Allgemeinheit als soziale Kosten aufgebürdet werden. Aus umweltökonomischer Sicht ist damit der Emissionshandel ein Instrument das vorliegende Marktversagen zu eliminieren, mindestens jedoch zu mindern, in dem die externen Effekte internalisiert werden. „Die Internalisierung externer Effekte ist das Mittel, mit dem in der ökonomischen Theorie der Defekt des unkorrigierten Marktmechanismus „geheilt“ wird.“[29] Externe Effekte sind Kosten oder Nutzen, welche nicht vom Verursacher getragen werden und damit nicht in die private Kosten- und Nutzenkalkulation eingehen. Sie können also sowohl negativ als auch positiv sein. Beispiel für einen negativen Effekt ist der fehlende Einbezug der Luftverschmutzung auf die menschliche Gesundheit, Schäden der Landwirtschaft, bei der Infrastruktur etc. Hierbei wird der Verursacher der Luftverschmutzung nicht an den Folgekosten beteiligt, während die Geschädigten diese vollständig zu tragen haben.

Märkte, in denen nicht die vollständigen Kosten berücksichtigt sind, gelten als nicht effizient und daher nicht im Optimum. Werden diese Externalitäten hingegen über den Preis internalisiert, wird die Pareto-effiziente Allokation nicht gestört.[30] Unter Pareto-effiziente Allokation oder auch Pareto-optimal wird im allgemeinen der gesellschaftliche

[28] vgl. Endres, A.: Effizienz und induzierter Fortschritt in der Umweltpolitik 2009, S. 20
[29] Endres, A.: Effizienz und induzierter Fortschritt in der Umweltpolitik 2009, S. 21
[30] vgl. Brümmerhoff, D.: Finanzwirtschaft 8. Auflage, 2001, S.74

Zustand bezeichnet, in der es nicht möglich ist, die Wohlfahrt eines Individuums durch eine Re-Allokation der Ressourcen zu erhöhen, ohne gleichzeitig die eines anderen Individuums zu verringern.[31] (Punkt P in Abbildung 10)

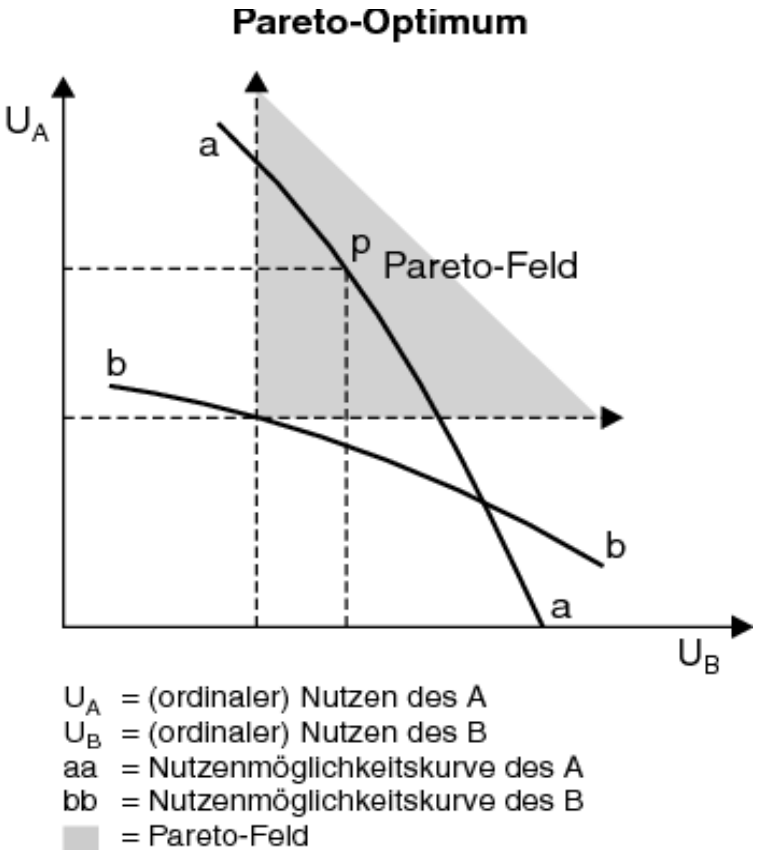

Abbildung 10: Graphische Darstellung Pareto-Optimum
Quelle: Gabler Wirtschaftslexikon

Neben der bedarfsweisen Intervention durch den Staat, durch z. B. Verbote, Umweltauflagen, werden in der Literatur vor allem zwei umweltökonomische Konzepte diskutiert, die eine Internalisierung externer Effekte über Marktmechanismen gewährleisten. Zum einen die Internalisierung mittels Steuern (Pigou-Modell) und zum anderen die Internalisierung durch Verhandlung (Coase Theorem).

Pigou-Steuer

Die Pigou-Steuer, auch als Preismethode bekannt, geht zurück auf den englischen Ökonom und Wohlfahrtstheoretiker Arthur Cecil Pigou. Gemäß dem Ansatz wird für die Emission

[31] vgl. Gabler Wirtschaftslexikon

ein Preis definiert, und der Emittent zur Zahlung in Form einer Steuer verpflichtet. Idealerweise entspricht die Höhe des vom Staat festgesetzten Preises bzw. Steuer den Grenzkosten der Geschädigten. Dadurch muss der Emittent bei seiner Produktion die sozialen Grenzkosten berücksichtigen und es kommt somit zu einer pareto-effizienten Produktionsmenge.

„Das besondere an der Pigou-Steuer ist, dass nicht eine optimale Emissionsmenge vorgeschrieben wird, sondern eine Steuer auf jede Emissionseinheit erhoben wird.“[32] Unterstellt wird hierbei, dass ein Emittent seine Emissionsmenge so weit ausdehnt, bis die zu zahlende Steuer den Grenzvermeidungskosten entspricht. Übersteigt die Steuer pro Einheit die Grenzvermeidungskosten, wird ein Emittent seine Emissionen reduzieren, z. B. durch Investition in emissionsreduzierende Technologie.

Kritikpunkt beim Pigou-Modell ist die Ermittlung des Steuersatzes in Höhe der Grenzkosten des externen Effekts. Dies erscheint in der Realität aufgrund von Informationsdefiziten nur schwer möglich.

Coase-Theorem

Der zweite umweltökonomische Ansatz zur Internalisierung externer Effekte basiert auf der Grundlage der Verhandlungslösung. Der Ansatz geht zurück auf die Arbeiten des britischen Wirtschaftswissenschaftler Ronald Harry Coase und setzt, im Gegensatz zur Pigou-Steuer, nicht auf eine staatliche Lenkung, sondern auf eine freiwillige, private Verhandlungslösung zwischen dem Verursacher des externen Effektes und dem Geschädigten. Voraussetzung hierfür ist, dass Eigentumsrechte bestehen, bzw. der Staat Eigentumsrechte definiert und dessen Durchsetzung gewährleistet, wobei es keine Rolle spielt, ob die Eigentumsrechte beim Verursacher oder beim Geschädigten liegen. Auf der Basis privater Verhandlungen können der Verursacher und der oder die Geschädigten den Preis der Externalität bestimmen. Dadurch ist der externe Effekt internalisiert und es kommt zu einer pareto-optimalen Allokation.

Die Verhandlungslösung stellt eine rein theoretische Lösung dar, und erscheint unter realistischen Bedingungen nur schwer durchführbar. Als Kritikpunkte gelten die hohen

[32] Piemonte, T.: Emissionszertifikatehandel: Analyse aus Perspektive der Umweltökonomik, der internationalen Klimapolitik und des Finanzmarktes, Hamburg, 2010, S. 19

Transaktionskosten, die mit der Anzahl der Verhandlungsteilnehmer tendenziell steigen, sowie die hohe Zahl der Betroffenen und das damit verbundene Problem von „Trittbrettfahrern“.

Wie dargestellt, führen beide umweltökonomische Ansätze (Pigou-Steuer, Coase-Theorem) zu einer theoretischen Internalisierung externer Effekte, weisen aber erhebliche Durchführungsmängel auf. Eine praktikablere Lösung bietet eine Erweiterung dieser Ansätze durch die sogenannte Mengentheorie. Hierbei wird durch den Staat eine Höchstmenge von Emissionen für einen bestimmten Zeitraum definiert, und einzelne verbriefte Emissionsrechte an die Emittenten zugewiesen oder verkauft. Die Emittenten haben nun das Recht, Emissionen in genau der Höhe ihrer zugeteilten Emissionsrechte zu emittieren. Das Emittieren von Emissionen darüber hinaus ist verboten, jedoch können Emissionsrechte übertragen werden. Hierdurch kann ein Emittent, der weniger als seine erlaubten Emissionen ausgestoßen hat, seine verbliebenen Rechte an einen Emittent verkaufen, der mehr Emissionen ausstoßen möchte. Die Preise der Emissionsrechte werden nicht staatlich festgelegt, sondern ergeben sich durch den Handel mit Emissionsrechten, eben durch Angebot und Nachfrage ergibt sich ein Gleichgewichtspreis. Ist der Preis der Emissionsrechte höher als die Grenzvermeidungskosten, ist nach ökonomischem Verständnis der Emittent geneigt, Emissionen zu reduzieren, um entweder keine Emissionsrechte kaufen zu müssen, oder bereits vorhandene Emissionsrechte verkaufen zu können.

Auf Basis der Theorien von Pigou und Coase hat sich der Emissionshandel entwickelt. Entscheidend ist hier grundsätzlich der marktbasierte Ansatz, die Emissionsrechte werden verteilt und können gehandelt werden. Das heißt, emittiert eine Firma weniger als erlaubt bzw. zugeteilt, können die daraus eingesparten Emissionsrechte verkauft werden und der Käufer erwirbt damit das Recht, mehr als erlaubt bzw. zugeteilt zu emittieren. Im Grundsatz bleibt die staatlich festgelegte Emissionshöchstmenge gleich, jedoch führt der Handel von Emissionsrechten zu wirtschaftlich optimaleren Ergebnissen.

Die Grundidee des Emissionshandels stammt aus den USA. Hier gab es bereits verschiedene funktionierende Emissionssysteme, bei denen sich verschiedene Experten mit den praktischen und theoretischen Fragen intensiv beschäftigt haben, z. B. das RECLAIM

Programm (Regional Clean Air Incentive Market) für den Großraum Los Angeles, das Programm zur Reduzierung von Blei in Treibstoffen, das NOx Budgetprogramm.

Der heutige marktbasierte Ansatz des Emissionshandels entwickelte sich aus dem traditionellen und starren Ansatz, die Luftverschmutzung mittels staatlichem „command and control" Regime zu reduzieren bzw. zu beherrschen, das heißt die Behörde gibt eine Obergrenze von Emissionen vor und kontrolliert die Einhaltung. Empirische Studien zeigten jedoch, dass es möglich ist, definierte Standards zu wesentlich geringeren Kosten zu erreichen, als mit den traditionellen „command and control" Ansatz.[33]

Das Europäische Emission Trade System (EU-ETS) ist der bislang größte eingeführte Emissionshandel. Sein Grundprinzip ist die Cap and Trade Methode. Von der Europäischen Union wurde eine quantitative Beschränkung der CO_2-Emissionen festgelegt (Cap), wobei eine Einheit der ausgegebenen Zertifikate zu einer Tonne CO_2-Emission berechtigt. Die ausgegebenen Zertifikate können bei Nichtgebrauch verkauft werden (Trade). Dadurch entsteht eine Motivation CO_2-Emissionen zu vermeiden, wenn die Grenzkosten zur Vermeidung einer Tonne CO_2 geringer sind als der potentielle Verkaufspreis für ein Zertifikat. Dies setzt voraus, dass die Handelsteilnehmer unterschiedliche Grenzkosten zur CO_2 Vermeidung haben. Funktioniert der Handel, ergibt sich eine CO_2 Vermeidung zu den geringsten Kosten und er ist damit effizient.

Pigou und Coase haben mit ihren Theorien die grundsätzliche Bedeutung der Internalisierung der externen Effekte aufgezeigt. In Bezug auf die Reduzierung der CO_2-Emissionen sind die jeweiligen Lösungsansätze, insbesondere auf globaler Ebene, jedoch praktisch nicht anwendbar. So ist bei der von Pigou vorgeschlagenen Steuer eine länderübergreifende Einigung über die Modalitäten, und insbesondere über die Höhe einer CO_2-Steuer, nicht vorstellbar. Unterschiedliche Steuersätze, z. B. in Bezug auf die Wirtschaftskraft eines Landes, würden nur zur Verlagerung emissionsintensiver Industrien in Länder mit geringeren CO_2-Steuern führen. Damit bestünde die Gefahr eines Steuerwettbewerbs. Zudem ist es fraglich, ob eine starre Steuer insgesamt zu einer Reduzierung der CO_2-Emissionen führen kann, da keine Obergrenze festgesetzt ist. Das gleiche gilt für die von Coase vorgeschlagene private Verhandlungslösung. Da der durch CO_2-Emissionen verursachte Klimawandel ein globales Problem darstellt, sind praktisch

[33] vgl. Tietenberg,T.: The Evolution of Emissions Trading, 2008

alle Menschen auf der Welt betroffen und damit Geschädigte, wenn auch auf unterschiedliche Weise. Eine Verhandlungslösung ist damit praktisch unmöglich. Damit wäre festzustellen, dass die beiden Lösungsansätze für regional begrenzte Umweltprobleme durchaus anwendbar sind, für das globale Problem der CO_2-Emissionen jedoch weniger in Frage kommen.

Vielversprechender ist dagegen der im Kyoto-Protokoll vermerkte und von der Europäischen Union gewählte CO_2-Emissionshandel. Zum einen setzt er Obergrenzen und stellt damit die gewünschte Reduktion der CO_2-Emissionen sicher. Zum anderen ist er markwirtschaftlich ausgerichtet und gewährleistet damit eine Emissionsvermeidung zu den geringsten Kosten. Seine praktische Funktionsfähigkeit wurde getestet. Zwar ist er aktuell noch auf die Länder der Europäischen Union begrenzt, eine Ausweitung bzw. der Einbezug anderer Länder, wie auch von der EU gewünscht, ist jederzeit und ohne Schwierigkeiten darstellbar.

Das Konzept und die bisherigen Ergebnisse des EU-ETS, sowie die Wirkung der Preise für CO_2-Zertifikate auf die Strompreise werden im anderen Teil der Dissertation dargestellt und diskutiert.

3 Strompreisbildungsmechanismus

3.1 Darstellung der Grundkonzeption und Funktionsweise der Strompreisbildung in Europa

„Die Nichtspeicherbarkeit von Strom und die hohe Volatilität von Nachfrage und Angebot sorgen für eine außergewöhnliche Preis- und Mengendynamik.“[34] Das schwankende Angebot an Strommengen ergibt sich teilweise aus regulären und gut abschätzbaren Schwankungen, z. B. die sich ändernde Nachfrage, die sich aus der täglichen Lastkurve ergibt (Peak- und Off-Peak), teilweise aber auch außergewöhnlichen und damit nicht abschätzbaren Schwankungen, wie z. B. Kraftwerksausfälle, übermäßiges Wind- und/oder Solarstromangebot. Daraus ergeben sich in relativ kurzen Zeiträumen sehr stark schwankende Strompreise.

Der Handel mit Strom erfolgt entweder über den außerbörslichen direkten Handel (OTC = Over the Counter), oder über eine dafür vorgesehene Handelsplattform. Beim OTC-Handel fordert der Stromerzeuger von einem oder mehreren Handelspartnern die Abgabe eines Angebots für eine freie, noch nicht vermarktete Strommenge. Dies kann sich auf eine kurzfristig freigewordene Strommenge oder auf ein langfristig angelegtes Stromfahrband beziehen.

Der Börsenhandel bietet eine Handelsplattform, auf der sich Angebot und Nachfrage treffen. In Deutschland ist dies die EEX (European Energy Exchange) in Leipzig, in Ungarn die HUPX (Hungarian Power Exchange). Auf diesen Strombörsen werden alle verfügbaren und angebotenen Strommengen gehandelt, die nicht über Direktkontrakte bzw. über Direktverkäufe vermarktet wurden.

[34] Ockenfels, A.: Strombörse und Marktmacht, Gutachten für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig Holstein, 2007, S. 3

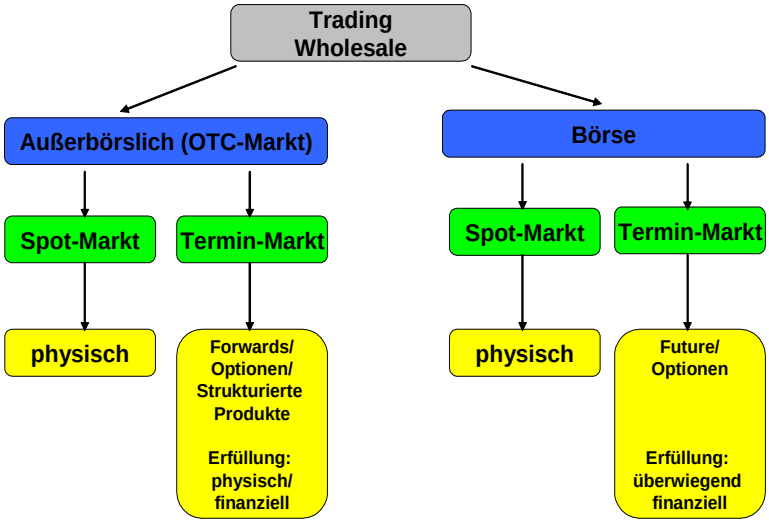

Abbildung 11: Grundlagen des Stromhandels und der Strompreisbildung
Quelle: RWE AG, Niedrig (2006)

Die Preisbildung auf diesen Handelsplattformen erfolgt über Angebot und Nachfrage. Das Angebot ergibt sich aus den einzelnen, zur Verfügung stehenden unterschiedlichen Erzeugungskapazitäten. Für staatlich regulierte, bzw. subventionierte Erzeugungskapazitäten, wie z. B. Wind und Solar besteht ein Einspeisevorrang, d. h. unabhängig von der Nachfrage und des Preises, ist damit ein bestimmter Erzeugungsanteil fix vorgegeben. Mit zunehmender Menge des Anteils mit Einspeisevorrang, der europäische Zielanteil an erneuerbarer Energie für das Jahr 2020 ist 20 %, vermindert sich daher der Anteil an konventioneller Erzeugung zur Abdeckung der Stromnachfrage.

3.2 Funktionsweise der Merit Order

Aufgrund der eingehenden Angebots- und Nachfragemengen und den jeweiligen Preisforderungen zu einem bestimmten Zeitraum bestimmt die Strombörse den Strompreis. In der Regel geben die Kraftwerksbetreiber ihre freie Erzeugungsmenge für einen bestimmten Zeitraum mit einer Preisforderung in Höhe der kurzfristigen Grenzkosten ab. Die kurzfristigen Grenzkosten setzen sich zusammen aus den Brennstoffkosten, inklusive den für die Erzeugung benötigten CO_2-Zertifikatskosten, sowie alle zur Erzeugung notwendigen Betriebsmittel und somit alle Kosten, die anfallen und mindestens erwirtschaftet werden müssen, wenn das Kraftwerk Strom erzeugt. Aufsteigend nach der Höhe ihrer Grenzkosten bilden die Kraftwerke die Angebotskurve, auch Merit Order genannt.[35] Die Nachfragekurve ergibt sich aus dem nachgefragten Volumen der Großhändler und Vertriebsgesellschaften zu den korrespondierenden Zeiträumen. Der Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve ist der zu diesem Zeitpunkt gebildete Strompreis. Aus dieser Systematik ergibt sich, dass der gebildete Strompreis gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks (Grenzkraftwerk) ist, das zur vollständigen Deckung der Nachfrage benötigt wird. Bei hoher Nachfrage wird deshalb eher ein Gaskraftwerk mit hohen Grenzkosten, und bei niedriger Nachfrage ein günstiges Kernkraftwerk preisbestimmend sein.[36]

[35] vgl. Büdenbender, M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 51
[36] vgl. RWE: Marktgerechte Preisbildung auf dem Strommarkt, ohne weitere Angaben

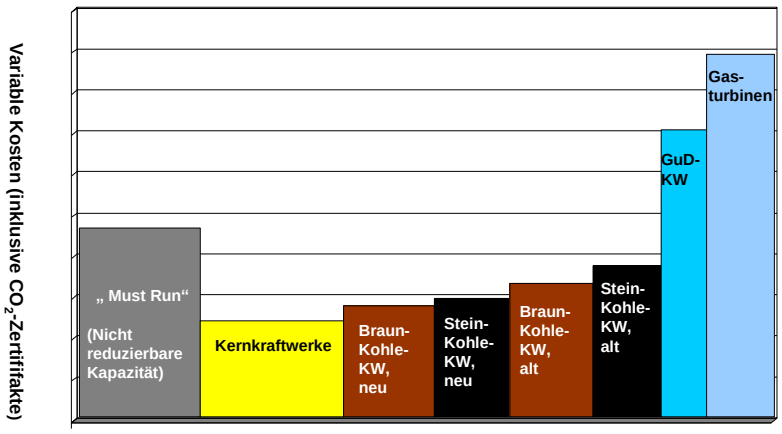

Abbildung 12: Einteilung Kraftwerkstypen nach Erzeugungsart in Anlehnung an die Merit Order; Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Büdenbender (2009), S. 50

Kern-, und Braunkohlekraftwerke zeichnen sich durch geringe variable Kosten aus und kommen daher permanent zum Einsatz. Sie dienen zur Abdeckung der dauerhaft zur Verfügung zu stellenden Last und gelten als Grundlastkraftwerke. Steinkohlekraftwerke mit mittleren variablen Kosten decken eher die Mittellast und Gaskraftwerke mit entsprechend hohen variablen Kosten kommen nur selten, bzw. nur zur Spitzenlastabdeckung, zum Einsatz.

Langfristig müssen die Kraftwerksbetreiber jedoch auch über die variablen Kosten hinaus, ihre fixen Kosten decken. „In der Regel nach Ablauf eines Jahres wird der Kraftwerksbetreiber im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse überprüfen, ob die Summe der Deckungsbeiträge, die insgesamt durch den Verkauf sämtlicher mit dem Kraftwerk vermarkteten KWh erzielt wurde, ausreicht, um die angefallenen Fixkosten zu decken.“[37] Für Braunkohlekraftwerke gilt allgemein eine Grenze von 6.000 Einsatzstunden im Jahr, für Gaskraftwerke in etwa 4.000 Einsatzstunden pro Jahr. Können die Vollkosten gedeckt werden, ist eine Investitionsbereitschaft in neue Kraftwerke gegeben. Gelingt es jedoch über einen längeren Zeitraum nicht, die Vollkosten zu decken, sinkt die

[37] Büdenbender , M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 50

Investitionsbereitschaft. Es gilt daher, dass ein hohes Marktpreisniveau zur Stimulierung der Investitionsbereitschaft notwendig ist.

Für die Preisfindung beim außerbörslichen Handel gelten die auf der Strombörse gemeldeten Preise (Spot oder Futures) ebenfalls als Richtschnur, da für die Energieerzeuger immer die Wahlmöglichkeit des Verkaufs über die Strombörse besteht, und es daher keine Veranlassung gibt, für einen geringeren Preis zu verkaufen. Ebenso besteht für die Stromkäufer die Wahlmöglichkeit auf die Strombörse auszuweichen, und es besteht daher keine Veranlassung, einen höheren Strompreis zu akzeptieren. Voraussetzung ist allerdings eine ausreichend liquide Strombörse, die aber im Falle der europäischen Strombörsen gegeben ist.

3.3 Einfluss der Rohstoffpreise auf die Strompreise

In der Vergangenheit haben sich in der Europäischen Union die Öl-, und damit in Abhängigkeit die Gaspreise, stetig erhöht. Es ist zu beobachten, dass die Strompreise der Entwicklung der Rohstoffpreise tendenziell folgen, das heißt, es besteht eine Abhängigkeit der Strompreise von den jeweiligen Öl- und Gaspreisen.

Da aufgrund der globalen Nachfrage und der hohen Importabhängigkeit der Europäischen Union für die Zukunft eher von einem langfristig hohen Preisstand ausgegangen werden kann, impliziert das ebenfalls hohe Strompreise.

Die Strompreise folgen weitgehend dem Trend der Preisentwicklung der anderen Energieressourcen.[38] Sie sind in der Höhe aber auch maßgeblich beeinflusst durch Zusatzkosten, wie z. B. Netzdurchleitungsgebühren, Modernisierungskosten und auch der Zinskosten, aufgrund der in Zukunft zu erwartenden Erneuerungsmaßnahmen des veralteten Kraftwerkparks. Zudem spielen die Lohnkosten eine höhere Gewichtung, da die Stromproduktion traditionell sehr lohnintensiv ist. Berücksichtigt man diese Faktoren mit, kann die Strompreisentwicklung aus dem gewichteten Durchschnitt von Gaspreisen, Erzeugungskosten und der erwarteten Lohnentwicklung abgeleitet werden.[39]

Der betriebswirtschaftliche Ansatzpunkt zur Erklärung der Korrelation der einzelnen Energieressourcen ergibt sich über die Nachfrageentwicklung. Bei steigender Auslastung der Produktionskapazitäten steigen aufgrund der höheren Nachfrage die Rohstoffpreise. In gleichem Maße wird aber auch mehr Strom zur Abdeckung der steigenden Produktionskapazitäten nachgefragt. Da beide Güterarten höchst preissensibel sind, ergeben sich in konjunkturell steigenden Phasen daher ein hohes Rohstoffpreisniveau sowie ein hohes Strompreisniveau. In Phasen des konjunkturellen Abschwungs werden eher geringere Preisniveaus zu beobachten sein.

Energiemarkttheoretisch kann dieses Korrelationsverhalten nach dem Grundsatz der Grenzkosten auch an der Merit Order belegt werden. Steigt der Gaspreis in Folge erhöhter konjunktureller Nachfrage, erhöhen sich die Brennstoffkosten bzw. die Grenzkosten für

[38] vgl. EIA, Energy Information Aministration: Annual Energy Outlook with Projection to 2030, 2007, S. 5
[39] vgl.Hauck,T.: Environmental and economic aspects of coalfiring power generation, 2011, S.236

Gaskraftwerke. Bei hoher Nachfrage wird der Strommarktpreis durch den Grenzkostenpreis des von Gaskraftwerken erzeugten Stroms bestimmt.

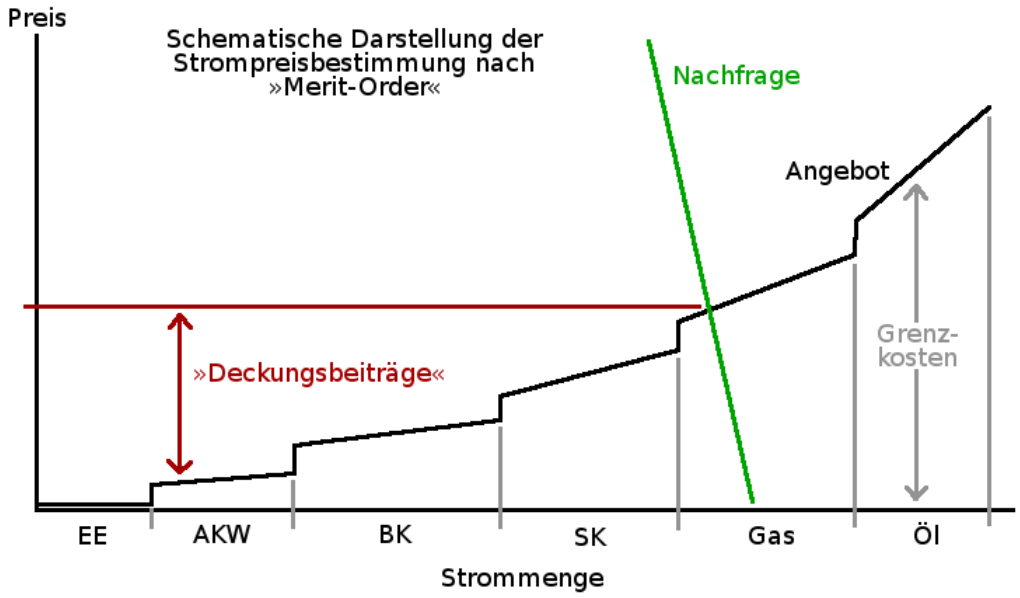

Abbildung 13: Graphische Darstellung der Merit Order
Quelle: Meretz S. (2011)

3.4 Strompreisentwicklung innerhalb Europas

Zahlreiche Untersuchungen haben ergeben, dass sich die Strompreise innerhalb der europäischen Länder seit der europäischen Liberalisierung weitgehend angeglichen haben und sich parallel bewegen. Geringe Unterschiede ergeben sich durch regionale Gegebenheiten, wie z. B. unterschiedliches Erzeugungsportfolio, politische Zusatzlasten, Grenzgebühren.

Daraus kann geschlossen werden, dass die Strommärkte der einzelnen Länder Europas immer mehr zusammenwachsen. So wird auch in der Literatur immer häufiger der Europäische Strommarkt als ein gemeinsamer Markt bezeichnet. Als ausschlaggebend für diese Entwicklung kann die europäische Liberalisierung der Strommärkte und die Privatisierung der Stromgesellschaften gesehen werden.

Vor der Liberalisierung waren die einzelnen Strommärkte abgeschottet und die Strompreise in der Regel staatlich fixiert. Die festgesetzte Preishöhe gewährleistete den Energiefirmen eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals und einen Anreiz für den Neubau von Kraftwerken, um eine ausreichende Versorgungssicherheit zu gewährleisten.[40] Grenzüberschreitender Stromaustausch erfolgte vorwiegend nur zur Erhaltung der Netzstabilität.

Die Privatisierung führte unter anderem zu einer betriebswirtschaftlicheren und gewinnorientierterer Denkweise der Stromgesellschaften. Dadurch verstärkte sich das Engagement der nationalen Versorger auf internationalen Handelsplätzen.[41] Dies wurde zudem durch den Ausbau und die Freigabe der grenzüberschreitenden Netzkapazitäten gefördert. Durch die Vermarktungsmöglichkeit auf anderen, in erster Linie angrenzenden Strommärkten, nimmt der Stromerzeuger die Möglichkeit wahr, den für sich günstigsten Markt zu wählen. Durch diese Vernetzung der Märkte und die Möglichkeit des freien Stromflusses über Landesgrenzen hinweg, ist es nur natürlich, dass sich die Marktpreise auf den einzelnen Strommärkten auf gleichem Niveau bewegen müssen.

[40] vgl. Büdenbender , M.: Auswirkungen des europäischen CO_2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, 2009, S. 40
[41] vgl. RWE: Stromhandel und Strompreisbildung, ohne Verfasser und Jahr

Vergleicht man z. B. die Entwicklung der ungarischen Strompreise mit der Entwicklung der Strompreise in Deutschland für einen bestimmten Zeitraum, wird dies deutlich. Die Preisauf- und abschläge tendieren eindeutig in dieselbe Richtung (siehe Abbildung 13).

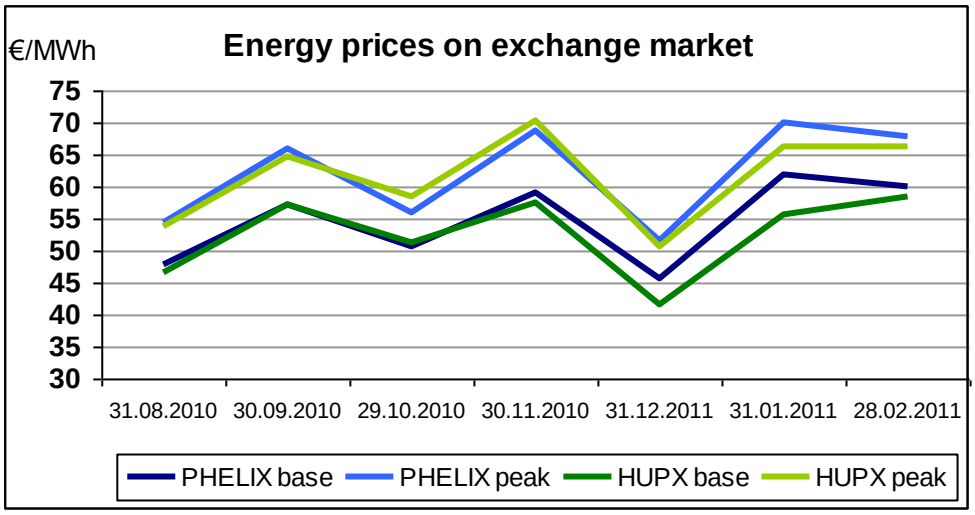

Abbildung 14: Entwicklung Strompreise EEX und HUPX August 2008 – Februar 2011
Quelle: EEX und HUPX (2012)

Aber auch in anderen angrenzenden Ländern, wie z. B. Österreich, herrscht das gleiche Preisniveau, obwohl dieser Markt über 9.000 MW Wasserkrafterzeugung verfügt, und damit über grundsätzlich andere Stromgestehungskosten.

Dies zeigt, dass nicht allein die reinen Produktionskosten bzw. Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke in den jeweiligen Landesmärkten preisbestimmend sind, sondern, dass auch Abhängigkeiten der einzelnen Märkte innerhalb Europas bestehen. So wird sich dann auch der einzelne Strommarkt, wie hier im Beispiel der ungarische Strommarkt, in Zukunft auch nicht von den Märkten der Nachbarländer abkoppeln können. Ausnahmen wären einzig und allein staatliche Eingriffe, d. h. die Einführung von „Pricecaps“ in einem einzelnen Strommarkt bis hin zur verstärkten Deliberalisierung.

Als Preistrendsetter innerhalb Europas hat sich die EEX in Leipzig etabliert. Mit einem gehandelten Volumen von 155 TWh in 2008 ist sie die größte und liquideste Strombörse innerhalb Europas. Zum anderen ist Deutschland nicht nur der größte Strommarkt Europas, sondern auch aufgrund seiner geographischen Lage ein Anziehungspunkt für den

Stromaustausch der zahlreichen Nachbarländer. Da ein tschechischer, französischer oder österreichischer Stromerzeuger immer die Möglichkeit hat, seinen erzeugten Strom nach Deutschland zu liefern, muss ein z. B. ungarischer Stromhändler mit diesem Preisgefüge in Konkurrenz treten.

4 Einfluss der CO_2-Zertifikatspreise auf die Strompreise

Mit Einführung des EU-ETS wurden die Kosten der CO_2-Zertifikate für die Kraftwerksbetreiber zu einem variablen Kostenfaktor. Zwar wurden in der ersten Allokationsperiode 2005 – 2007 den EU-ETS Marktteilnehmern noch alle benötigten CO_2-Zertifikate, und in der zweiten Allokationsperiode 2008 – 2012 immerhin noch 70 % – 100 % kostenlos zugeteilt, jedoch fanden die CO_2-Kosten gemäß dem Opportunitätskostenansatz Eingang in die betriebswirtschaftliche Kostenrechnung der Kraftwerksbetreiber und beeinflussten die Strompreise.

Bestätigt wurde die Korrelation zwischen Strompreis und CO_2-Zertifikatepreis durch die Studie von Bauer und Zink, wonach ein preistreibender Effekt auf die Strompreise durch die Einführung des CO_2-Zertifikatehandels nachgewiesen wurde.[42] Den Kraftwerksbetreibern wurde daraufhin durch die Medien und anderen Interessensgruppen vorgeworfen, durch die Umwälzung der kalkulatorischen CO_2-Kosten auf die Strompreise, unberechtigte Mitnahmeeffekte, sogenannte „Windfall Profits", erzielt zu haben. Diese Mitnahmeeffekte waren zwar politisch nicht gewollt, jedoch betriebswirtschaftlich sinnvoll und folgerichtig. Durch den monetären Wert der CO_2-Zertifikate über den Börsenpreis hat jeder Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit, nicht zu produzieren und die dadurch ersparten CO_2-Zertifikate zu verkaufen, eben dann, wenn die erwartete Rohmarge beim Verkauf des erzeugten Stroms niedriger ist als der Börsenwert der CO_2-Zertifikate.

Über die Frage der Höhe des Einbezugs der CO_2-Preise in den Strompreis sind in der einschlägigen Literatur verschiedene wissenschaftliche Untersuchungen zu finden. Die Ergebnisse reichen von 0,25 %[43] bis zu 0,58 %[44] des CO_2-Preises. Das heißt, bei Steigerung des CO_2-Zertifikatepreises von 1 € steigt der Strompreis um 0,25 € bis 0,58 €. In der Regel wurde für die Herleitung der Ergebnisse eine Regressionsanalyse mit ex post Datenmaterial herangezogen. Zudem beziehen sich die Untersuchungen vorwiegend auf

[42] vgl. Bauer, C./Zink, J.: Korrelation zwischen Strompreisen und CO_2-Zertifikatepreisen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 2005, S. 574-577

[43] vgl. Redl, C./Haas, R./Keseric, N.: Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten unter besonderer Berücksichtigung des Emissionshandels, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, S. 10

[44] vgl. Kempfert, C./Diekmann, J.: Perspektiven der Energiepolitik in Deutschland, Wochenbericht des DIW Berlin Nr.3/2006, S. 36

die erste Allokationsperiode 2005 – 2007, neuere Untersuchungen zu dieser Frage sind selten zu finden.

Die Gründe für die Abweichungen bei den Untersuchungsergebnissen ergeben sich im Wesentlichen aus:

- Unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen,
- Unterschiedlichen Strompreisprodukten,
- Unterschiedlichen Annahmen über den fundamentalen CO_2-Emissionsfaktor[45] bzw. Überwälzungsfaktor sowie
- Unterschiedlichen CO_2-Pass through Raten

4.1 Emissionsfaktor

Bei der Stromerzeugung fallen je nach Kraftwerksart unterschiedlich hohe CO_2-Emissionen an. Hierbei spielt der einzelne Energieträger bzw. die Erzeugungsart eine wesentliche Rolle, so hat beispielsweise ein Braunkohlekraftwerk gegenüber einem Steinkohlekraftwerk eine durchschnittlich höhere CO_2-Emissionrate pro MWh. Die relative CO_2-Emission eines Gaskraftwerks ist indessen nur halb so hoch. Stromerzeugung mittels Kernenergie, Wasser, Sonne und Wind verursachen bei der Stromproduktion überhaupt keine CO_2-Emission.

Aber auch innerhalb der einzelnen Erzeugungsarten gibt es unterschiedliche Emissionsfaktoren. Ein älteres Braunkohlekraftwerk, Baujahr 1970, mit einem geringen Wirkungsgrad von rd. 30 % emittiert ca. 0,5 t mehr CO_2 pro erzeugter MWh als ein Kraftwerk der neuesten Technologie mit einem Wirkungsgrad von annähernden 44 %.

[45] Unter einem fundamentalen CO_2- Emissionsfaktor wird die Emissionsrate bezeichnet, die in den Strompreis als CO_2-Kostenüberwälzung einfließt. Vereinfacht ist es der Emissionsfaktor des Grenzkraftwerks, da dessen CO_2-Kosten als variable Kosten dem Strompreis zugeschlagen sind.

Kraftwerkstyp	CO_2-Ausstoß in t/MWh
Braunkohle	1,18
Steinkohle	0,83
Kohle Gesamt	1,01
Öl	0,75
Gas	0,51
Gas (GuD)	0,33
Gas Gesamt	0,42
Kernenergie	0
Wasser	0
Wind	0

Tabelle 1: Durchschnittliche CO_2-Emissionen pro MWh der verschiedenen Stromerzeugungsarten Quelle: Entnommen aus Seifert (2010)[46]

Da ein Gaskraftwerk als Grenzkraftwerk gilt, wäre -vereinfacht dargestellt- dessen spezifischer CO_2-Preis der in den Strompreis einfließende variable Kostenbestandteil, und ferner würde der Strompreis dann in Relation zu diesem spezifischen CO_2-Faktor reagieren. Tatsächlich jedoch bestimmt das über den Tag, oder einer bestimmten Periode verteilte Lastprofil, einen unterschiedlichen Kraftwerkseinsatz. So wird zum Beispiel nachts oder an Wochenenden nur Baseloadstrom benötigt, der üblicherweise durch Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke sichergestellt wird. Damit ergibt sich, dass zu diesen Zeiten ein Braunkohlekraftwerk als Grenzkraftwerk den Strompreis bestimmt, und damit dessen spezifische CO_2-Emissionsrate den Strompreis beeinflusst.

Aufgrund der Komplexität des wechselnden Kraftwerkseinsatzes wird daher in Modellrechnungen oftmals eine durchschnittliche CO_2-Emissionsrate, der sogenannte fundamentale Emissionsfaktor, verwendet.

[46] Die Tabelle 1 zeigt die durchschnittlichen Emissionen von CO_2 in Tonnen pro erzeugter MWh Strom für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen. CO_2-äquivalente Treibhausgase und nicht auf reiner Stromerzeugung basierende CO_2-Emissionen wurden nicht berücksichtigt. Für Kohle Gesamt und Gas Gesamt wurde eine Gewichtung von jeweils 50 % veranschlagt.

4.2 Fundamentaler CO_2-Emissionsfaktor

Aufgrund des sich stetig ändernden Kraftwerkseinsatzes durch die Lastkurve bzw. das Lastprofil ist es angebracht, einen durchschnittlichen CO_2-Emissionsfaktor zu bilden, den fundamentalen CO_2-Emissionsfaktor. Hierfür gibt es verschiedene Vorgehensweisen.

Zum einen besteht die Möglichkeit, dezidiert den Kraftwerkseinsatz nach dem zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark entlang der Lastkurve für einen bestimmten Bereich abzubilden, und aus den verschiedenen zum Einsatz kommenden Grenzkraftwerken einen durchschnittlichen CO_2-Emissionsfaktor zu bilden.

Zum anderen kann eine Gewichtung über die Nettostromerzeugung einer bestimmten Periode des zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks erfolgen. Eine weitere Möglichkeit wäre einen Durchschnittsemissionsfaktor nach dem OFF-Peak und Peak Ansatz zu errechnen. Üblicherweise sind Braunkohlekraftwerke für OFF-Peak und Gaskraftwerke für Peak-Zeiten das Grenzkraftwerk. Hierbei sind jedoch die Besonderheiten des Kraftwerksparks für den zu untersuchenden Strommarkt zu berücksichtigen.

Je nachdem, welcher Ansatz gewählt wird, ergibt sich ein unterschiedlicher durchschnittlicher CO_2-Emissionsfaktor.

4.3 CO_2 Pass through Rate

Bei der Betrachtung des fundamentalen CO_2-Emissionsfaktors wird davon ausgegangen, dass der vollständige Anteil der CO_2-Kosten in den Strompreis einfließt. In der Literatur wird jedoch auch zunehmend diskutiert, dass durch nachgelagerte Faktoren, wie zum Beispiel Nachfrageelastizität, regulatorische Rahmenbedingungen, Allokationsregelungen, keine vollständige Weitergabe des fundamentalen CO_2-Emissionsfaktors möglich ist, sondern nur ein Teil über den Strompreis weitergegeben werden kann. Dieser Teil ist der sogenannte Pass through Faktor oder auch Pass through Rate.

Für den deutschen Strommarkt zum Beispiel finden sich in der Literatur Berechnungen, die zu unterschiedlichen Pass through Raten führen. Das Spektrum der ermittelten Pass through Raten reicht je nach Betrachtung der Marktstrukturen von 35 % - 100 %. So wird zum Beispiel in einer Modellstudie für den deutschen und niederländischen Strommarkt eine Pass through Rate von 60 – 100 % errechnet.[47]

Für eine Berechnung der tatsächlichen Weitergabe der CO_2-Kosten über die Marktpreise muss demnach die Pass through Rate in Betracht gezogen werden, allein schon dadurch, da im Laufe des Tages die Lastkurve Veränderungen unterworfen ist, und dadurch verschiedene Grenzkraftwerke mit unterschiedlichen fundamentalen CO_2-Raten zum Einsatz kommen.

[47] vgl. Sijm J. et. al.: CO2-cost pass through and windfall profits in the power sector, 2006

5 Modell zur Absicherung von CO_2-Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 - 2020

Die Allokationsperiode 2013 - 2020 gilt im Gegensatz zu den früheren Allokationsperioden für einen längeren Zeitraum, nämlich für acht Jahre. Die von den Kraftwerksbetreibern zurzeit bevorzugten und allgemein angewandten Absicherungsmethoden für benötigte CO_2-Zertifikate über Forwards oder Futures umfassen lediglich einen Zeitraum von drei Jahren, den sogenannten liquiden Zeitraum. Das heißt, Kraftwerksbetreiber sichern sich die in 2012 jeweils gültigen CO_2-Preise mittels CO_2-Forwards oder CO_2-Futures nur bis zum Jahre 2015 ab.

Üblicherweise sichern sich die einzelnen Kraftwerksbetreiber beim Verkauf ihrer Stromproduktion für den Verkaufszeitraum die für die Produktion notwendigen CO_2-Zertifikate mittels Forwards oder Futures ab. Dies ist erforderlich, zum einen um die Marge abzusichern und zum anderen um eine Planungssicherheit zu haben. Alternativ zu der Absicherung könnten die Kraftwerksbetreiber die zur Absicherung vorgesehenen CO_2-Zertifikate auch sofort kaufen und ihrem CO_2-Zertifikatekonto gutschreiben lassen. Dies würde aber im Gegensatz zu der Terminabsicherung die betriebliche Liquidität übermäßig belasten, da dann die Bezahlung der CO_2-Zertifikate ebenfalls sofort erfolgen müsste.

Die Vorgehensweise der Absicherung nur über den liquiden Zeitraum, nämlich drei Jahre, ist auch unter dem Gesichtspunkt des Risikocontrollings zu verstehen. Da ein Stromverkauf über die Börse ebenfalls nur für drei Jahre abgesichert werden kann, ist es aus Risikogesichtspunkten folgerichtig, die für die Erzeugung benötigten CO_2-Zertifikate ebenfalls nur für diesen Zeitraum abzusichern. Im anderen Falle würde der Kraftwerksbetreiber eine offene Position eingehen. Eine offene Position entsteht dann, wenn der Kraftwerksbetreiber seine, oder Teile seiner frei zur Verfügung stehenden Stromerzeugung verkauft, und nicht die hierfür notwendigen CO_2-Zertifikate kauft bzw. sichert oder dann, wenn er CO_2-Zertifikate kauft bzw. sichert, ohne die hierfür korrespondierende Stromerzeugung zu einem fest vereinbarten Preis verkauft zu haben.

Stromerzeugung	verkauft	verkauft	nicht verkauft	nicht verkauft
notwendige CO_2-Zertifikate	gekauft	nicht gekauft	nicht gekauft	gekauft
	keine offene Position	offene Position	keine offene Position	offene Position

Tabelle 2: Darstellung offene und geschlossene Positionen beim Stromverkauf und CO_2-Zertifikatekauf Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund der Systematik der dritten Allokationsperiode mit jährlich abnehmender Menge an zur Verfügung stehenden CO_2-Zertifikaten ist anzunehmen, dass in diesem Zeitraum die Preise für CO_2-Zertifikate zunehmend steigen werden, da auf eine –zumindest– gleich bleibende Nachfrage (Gesamte Kraftwerksproduktion) ein jährlich verringertes Angebot an CO_2-Zertifikaten zur Verfügung steht.

Für die Kraftwerksbetreiber stellt sich somit die Frage, wie sie sich heute schon die für ihre Erzeugung notwendigen CO_2-Zertifikate zu verträglichen und planbaren Preisen für die Jahre außerhalb des liquiden Zeitraums sichern können, und dies möglichst schonend für die betriebliche Liquidität.

Grundsätzlich stehen den Kraftwerksbetreibern hierfür verschiedene Möglichkeiten der Absicherung über Derivate zur Verfügung. Sie können ihren zukünftigen Bedarf an CO_2-Zertifikaten über Optionen, Futures oder Forwards absichern.

5.1 Absicherung über Optionen

Bei Optionen handelt es sich um sogenannte bedingte Termingeschäfte, bei denen jeweils ein Optionspartner ein Wahlrecht hat, das vereinbarte Geschäft an dem vereinbarten Optionstermin auszuüben oder es verfallen zu lassen. So hat im Falle einer Kaufoption (call option) der Käufer das Recht, den Optionsgegenstand (Basiswert, Underlying) zu dem vereinbarten Ausführungszeitpunkt bei dem Verkäufer anzufordern. Der Verkäufer ist hierbei verpflichtet den Optionsgegenstand zu dem vereinbarten Preis zu liefern. Wahlweise kann der Käufer einer Option diese auch verfallen lassen, was er wiederum

dann in Erwägung ziehen dürfte, wenn er den Optionsgegenstand nicht mehr benötigt oder der Ausübungspreis (strike) über dem Preis einer alternativen Beschaffung, in der Regel dem Marktpreis, liegt. Im Gegensatz dazu hat im Falle einer Verkaufsoption (Put-Option) der Verkäufer die Wahlmöglichkeit, den vereinbarten Optionsgegenstand zum vereinbarten Optionstag (Europäische Option) oder –zeitraum (Amerikanische Option) zu liefern, oder die Lieferung verfallen zu lassen. In jedem Fall hat der Käufer bei Lieferung des Optionsgegenstandes eine Abnahmeverpflichtung bzw. eine Zahlungsverpflichtung an den Verkäufer. Bei Optionen besteht also immer eine einseitige Erfüllungspflicht, die jeweils ein Partner hat.

Der der Option zugrunde liegende Basiswert kann zwischen dem Optionsnehmer und dem Optionsgeber frei gewählt werden. Eine Option kann als individueller Vertrag zwischen zwei Vertragsparteien geschlossen werden und ist als solches frei gestaltbar.

Standardisierte Optionskontrakte werden an Terminbörsen wie zum Beispiel in Europa der EUREX oder der CBOT in Amerika gehandelt. Hier werden am häufigsten Optionen auf Aktien, Währungen, Rohstoffe und Nahrungsmittel gehandelt, da der Börsenhandel von Optionen eine hohe Liquidität des Basiswerts voraussetzt. Weniger liquide Basiswerte, wie auch CO_2-Zertifikate, werden hingegen nur von zugelassenen Investmentbanken und Händlern außerbörslich OTC (over the counter) angeboten.

Zur Absicherung seiner eigenen Lieferverpflichtung an CO_2-Zertifikaten dürfte in der Regel auch ein EU-ETS Teilnehmer nicht an der Handelbarkeit von Optionen und einem eventuellen Barausgleich interessiert sein, sondern vielmehr an der physischen Lieferung der CO_2-Zertifikate durch den Optionsgeber, da er diese CO_2-Zertifikate für seinen Produktionsprozess benötigt. Grundsätzlich aber wäre es möglich, einen Optionsvertrag über CO_2-Zertifikate mit einer Investmentbank außerbörslich abzuschließen. Da weitgehend Vertragsfreiheit gilt, kann der Optionsvertrag zwischen zwei Partnern auch so gestaltet werden, dass eine Ausübungspflicht besteht. Solch ein Optionsvertrag aber wäre nur schwer handelbar. Um nicht ins Risiko zu gelangen, müsste der Optionsgeber sich die erforderlichen CO_2-Zertifikate auf Vorrat kaufen und bis zum Ausübungstag lagern. Der Ausübungspreis wäre dann der zum Abschlußzeitpunkt gültige Marktpreis der CO_2-Zertifikate inklusive der Transaktionskosten und Lager- und Lieferungskosten, wobei die

Transaktionskosten eine adäquate Verzinsung für den Optionsgeber und eine Risikoprämie enthält.

Da aber so ein Konstrukt dem Grundgedanken des Optionshandels widersprechen würde und gemeinhin eher dem Konstrukt von Forwards bzw. Futures entspräche, ist es für EU-ETS Teilnehmer eher unzweckmäßig, die benötigten CO_2-Zertifikate über Optionen abzusichern.

5.2 Absicherung über Forwards und Futures

Im Gegensatz zu Optionen handelt es sich bei Forwards und Futures um unbedingte Termingeschäfte. Das bedeutet, dass das zu Grunde liegende Termingeschäft zum Fälligkeitstermin in jedem Fall ausgeführt werden muss.

Prinzipiell unterscheiden sich Forwards von Futures nur dadurch, dass Forwards nicht börsengehandelt und Futures börsengehandelt werden. Ähnlich wie bei Optionen kann der Basiswert bei Forwards und Futures frei gewählt werden. Je nach Art des Basiswertes wird unterschieden zwischen Finanzterminkontrakten (Financial Forwards/Futures) oder Warenterminkontrakten (Commodity Forwards/Futures).

Der Vorteil der nicht börsengehandelten Forwards gegenüber den börsengehandelten Futures liegt in der höheren Flexibilität, da Forward-Kontrakte nicht standardisiert sind. Futures bieten jedoch einen leichteren Marktzugang und gelten als transparenter und liquider. Zudem gelten sie auch als sicherer, da die Börse als Clearingstelle für die Erfüllung des Termingeschäftes garantiert. CO_2-Zertifikate können sowohl über Forwards, als auch über Futures gehandelt werden. Während bei Forwards der Kontraktpartner in der Regel eine Investmentbank ist, können Futures in Europa unter anderem über die EEX in Leipzig, oder über die BlueNext in Paris gehandelt werden.

Der Preis von Forward- und Future-Kontrakten berechnet sich auf Basis des Markt- oder Börsenpreises zum Kontraktzeitpunkt plus den Bestandhaltungskosten (Cost of Carry), die

die Transaktionskosten, Lager- und Lieferkosten, sowie die Verzinsung für das eingesetzte Kapital beinhalten.

Während der Preis eines gleichartigen Forward und Future übereinstimmen müsste, ist jedoch zu beachten, dass beim Abschluss eines Future-Kontraktes, also eines über die Börse gehandelten Kontraktes, sowohl Käufer als auch Verkäufer noch eine Sicherheitsleistung, die sogenannte Initial Margin, leisten müssen, da die Börse für die Erfüllung des Kontraktes garantieren muss. Sie bemisst sich am Kontraktwert und kann in Form von Bargeld oder erstklassigen Staatsanleihen hinterlegt werden.

Kontinuierlicher Handel | European Carbon Futures | MidDec

Name	Best Bid	Best Ask	Anzahl Kontr.	Letzter Preis	Abs. Veränd.	Letzte Zeit	Letztes Vol.	Abrech. Preis	Vol.	Vol. OTC Clearing	Offene Kontrakte
2012	7,55	7,60	75	7,57	0,01	13:42	10.000	7,56	75.000	-	13.284
2013	7,91	7,96	5	7,92	-0,02	13:42	1.000	7,94	5.000	-	30.993
2014	8,42	8,50	-	-	-	-	-	8,47	-	-	1.936
2015	8,88	8,98	-	-	-	-	-	8,97	-	-	366
2016	9,36	9,48	-	-	-	-	-	9,45	-	-	-
2017	9,87	10,03	-	-	-	-	-	9,97	-	-	-
2018	10,47	10,65	-	-	-	-	-	10,59	-	-	-
2019	11,08	11,30	-	-	-	-	-	11,24	-	-	-
2020	11,71	11,93	-	-	-	-	-	11,88	-	-	-

	Vol.	Vol. OTC Clearing	Offene Kontrakte
Summe	80.000	0	46.579

Tabelle 3: Preise für handelbare Futures für den Zeitraum bis 2015
Quelle: EEX (2012)

Beispielrechnung der Wertermittlung eines CO_2-Futures für 3 Jahre vom 30.12.2012 bis 30.12.2015:

CO_2-Spotpreis 30.12.2012	8,00 €
Zinskosten 5 % p. a.	1,26 €
sonstige Haltekosten 0,25 % p.a.	0,07 €
CO_2-Futurepreis 30.12.2015	9,33 €

Gemäß der vereinfachten Beispielrechnung bezahlt ein Kraftwerksbetreiber für die Lieferung eines CO_2-Zertifikates zum 30.12.2015 bei einem jetzigen Marktpreis von 8,00 €

einen Aufpreis bzw. eine Absicherungsprämie von 1,33 €. Geht der Marktteilnehmer davon aus, dass zum Ausübungszeitpunkt 30.12.2015 der CO_2-Zertifikatepreis höher ist, als der des entsprechenden Forwards oder Futures, so besteht für ihn eine hohe Motivation, seinen Bedarf an CO_2-Zertifikaten über Forwards oder Futures abzudecken.

Er muss sich aber bewusst sein, dass es sich dann um eine Spekulation handelt, da der tatsächliche CO_2-Zertifikatepreis zum Ausübungszeitpunkt auch niedriger sein kann. Er wäre in diesem Fall eine offene Position eingegangen und müsste aufgrund der Ausübungspflicht des Futures oder Forwards die Verluste realisieren. In Konzernen mit entsprechendem Risikocontrolling ist in der Regel aufgrund interner Richtlinien das Eingehen von offenen Positionen grundsätzlich nicht erlaubt. Hat der Kraftwerksbetreiber jedoch auch seine potentielle Erzeugungsmenge, oder Teile davon, ebenfalls mittels Forwards oder Futures verkauft, so ist der entsprechende Bedarf an CO_2-Zertifikaten ebenfalls über Forwards oder Futures abzudecken, um die offene Position zu schließen.

Nachfolgend soll ein Modell zur Absicherung von CO_2-Zertifikatskosten entwickelt werden, das die gesamte dritte Allokationsperiode bis zum Jahr 2020 abdeckt, welches also über den liquiden Zeitraum hinausgeht. Zudem soll es einerseits eine Möglichkeit bieten, die momentan günstigen und aller Wahrscheinlichkeit nach steigenden CO_2-Preise mittels Forwards/Futures abzusichern, und andererseits die Aspekte des Risikocontrollings zu beachten.

Zwar ist es grundsätzlich möglich, das Modell über Forwards wie auch Futures abzubilden. Im nachfolgenden wird es jedoch nur über Future-Kontrakte beschrieben, da dies, wie die Praxis zeigt, bei den Energiekonzernen die übliche Absicherungsmethode ist.

5.3 Modellrahmen

Ein Kraftwerksbetreiber sichert seine zukünftig benötigten CO_2-Zertifikate über Future-Kontrakte, wenn zum einen die entsprechende zukünftige Erzeugungsmenge im Voraus verkauft wird, und damit das Geschäft vollständig geschlossen wird. Zum anderen kann dies nur für den liquiden Zeitraum, d. h. für drei Jahre im Voraus durchgeführt werden, da ein Stromangebot auch nur für bis maximal drei Jahre im Voraus verkauft werden kann. Zwar ist es grundsätzlich möglich, mit einer Investmentbank einen nicht standardisierten Forward-Kontrakt über eine bestimmte Menge an CO_2-Zertifikaten für einen späteren Zeitraum abzuschließen. Da es aber für den Kraftwerksbetreiber nicht möglich ist, einen entsprechenden Stromverkauf über die Börse zu tätigen, wäre dies gemäß den Richtlinien eine offene Position und damit Spekulation.

An nachfolgendem Beispiel kann dies verdeutlicht werden:

Ein Kraftwerksbetreiber befindet sich im Jahr 2012 und möchte für die Jahre 2013, 2014 und 2015 jeweils 50 GWh seiner zukünftigen Produktion über Future-Kontrakte verkaufen. Er benötigt für die Erzeugung 1,18 CO_2-Zertifikate pro MWh, das heißt 59.000 CO_2-Zertifikate für jeweils 50 GWh. Diese wird er über Future-Kontrakte sichern, mit Ausübungszeitpunkten 30.12.2013, 30.12.2014 und 30.12.2015. Mit dieser Vorgehensweise sichert der Kraftwerksbetreiber seine zukünftige Marge ab und schont darüber hinaus seine Liquidität, da er seine Zahlungsströme weitgehend synchronisiert. Da die Erlöse und damit die Liquiditätszuflüsse der Stromverkäufe ebenfalls erst in der Zukunft anfallen, müsste er bei einem sofortigen Kauf aller benötigten CO_2-Zertifikate den gesamten fälligen Betrag für alle CO_2-Zertifikate sofort bereitstellen und die Lagerhaltung für die CO_2-Zertifikate übernehmen. In dem oben angeführten Beispiel und einem Future Preis pro CO_2-Zertifikat von 10 € mit Ausübungszeitpunkt 30.12.2013 bzw. 10,50 € für 30.12.2014 und 11,05 € für 30.12.2015, wären dies rd. 1,9 Mio. € (siehe Tabelle 4).

	2013	2014	2015	2013-2015 Summe
freie Erzeugungsmenge in GWh	50	50	50	150
freie Erzeugungsmenge in MWh	50.000	50.000	50.000	150.000
individueller Emissionsfaktor pro MWh	1,18	1,18	1,18	1,18
Gesamt benötigte CO_2-Zertifikate	59.000	59.000	59.000	177.000
Future Preis pro CO_2-Zertifikat in €	10,00	10,50	11,05	
Gesamtbetrag für CO_2-Zertifikate zur Abdeckung der verkauften Erzeugungsmengen	**590.000**	**619.500**	**651.950**	**1.861.450**

Tabelle 4: Berechnung der Gesamtkosten von CO_2-Zertifikaten für im Voraus verkaufte Erzeugungsmengen Quelle: Eigene Darstellung

Der Kraftwerksbetreiber muß bei Ausübung der Futures zum Ende der jeweiligen Jahre die erforderliche Summe zur Bezahlung bereithalten und seine Liquidität entsprechend disponieren. Da er jedoch in den gleichen Zeiträumen Einnahmen aus den Stromverkäufen generiert, hat er durch die Sicherung der CO_2-Zertifikate über Future-Kontrakte seine Zahlungsströme (Einnahmen und Ausgaben) weitgehend synchronisiert. Im Gegensatz zu der Alternative sofortiger Kauf und Bezahlung der CO_2-Zerifikate. Hierbei müsste er die erforderliche Summe, im obigen Beispiel rd. 1,9 Millionen €, im Jahr 2012 bezahlen und die Einnahmen wären verteilt auf die Jahre 2013 bis 2015. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass beide Vorgehensweisen, sofortiger Kauf und die Lagerhaltung der benötigten CO_2-Zertifikate, oder Absicherung der CO_2-Zertifikate über Future-Kontrakte, definitionsgemäß wirtschaftlich gleichwertig sind, da die Ersparnis der entsprechenden Verzinsung des eingesetzten Kapitals bei Future-Kontrakten als „cost of carry“ auf den Basiswert des Futures geschlagen wird. Dennoch ist es für den Kraftwerksbetreiber vorteilhafter, die entsprechende Menge an CO_2-Zertifikaten per Future zu sichern, da die Verschuldungsmöglichkeiten des Kraftwerksbetreibers begrenzt sind und auch die bilanziellen Auswirkungen zu beachten sind. Insbesondere können sich schwankende Preise für CO_2-Zertifikate ungünstig auf die jährliche Ergebnisrechnung auswirken.

Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass sich die Kraftwerksbetreiber gemäß den üblichen Richtlinien nur jeweils für den liquiden Zeitraum, d. h. für die nächsten drei Jahre

absichern. Da die dritte Allokationsperiode jedoch für die nächsten acht Jahre bis 2020 konzipiert ist, und aufgrund der Ausgestaltung mit jährlich geringerer Menge an verfügbaren CO_2-Zertifikaten mit steigenden Preisen zu rechnen ist, soll nachfolgend ein Modell entwickelt werden, dass den Kraftwerksbetreibern die Möglichkeit gibt, die momentan günstigen CO_2-Zertifikatspreise für den gesamten Zeitraum der dritten Allokationsperiode zu sichern.

5.3.1 Modellbeschreibung

Aktuell herrscht aufgrund der schwachen wirtschaftlichen Entwicklung in Europa und des sich daraus ergebenden geringeren Strombedarfs ein günstiges Markt- bzw. Preisumfeld für CO_2-Zertifikate. Gemäß den wissenschaftlichen Untersuchungen reagieren die Strompreise auf steigende oder sinkende CO_2-Preise in Höhe des Pass through Faktors. Für Kraftwerksbetreiber mit einem Emissionsfaktor über dem Pass through Faktor ergeben sich hieraus CO_2-Preisrisiken. Diese verstärken sich sogar mit zunehmender wirtschaftlicher Erholung und den damit einhergehenden steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate. Es stellt sich daher für diese Kraftwerksbetreiber die Frage, die Preisrisiken einzugrenzen bzw. zu eliminieren.

Für Betreiber von Braunkohlekraftwerken, die einen Emissionsfaktor über dem Pass through Faktor haben, wirken sich steigende Preise von CO_2-Zertifikaten negativ auf die Erzeugungsmarge aus. Es ergibt sich für diese Betreiber durch den CO_2-Emissionshandel ein relativer Wettbewerbsnachteil. Für Betreiber von Erzeugungskraftwerken mit einem Emissionsfaktor gleich oder nahe dem Pass through Faktor wirken sich die Schwankungen der CO_2-Preise eher neutral aus. Energieerzeugungsanlagen mit einem Emissionsfaktor unterhalb des Pass through Faktors sind begünstigt durch den CO_2-Emissionshandel, da mit steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate deren Erzeugungsmarge steigt. Sie haben daher einen relativen Wettbewerbsvorteil.

Nachfolgendes Beispiel verdeutlicht die Wirkungsweise des Pass through Faktors auf die Strompreise durch steigende Preise von CO_2-Zertifikaten.

Es wird angenommen, dass in einem vollkommenen Wettbewerbsmarkt ein Pass through Faktor von 0,51 gilt. Dies ist der durchschnittliche Emissionsfaktor eines Gaskraftwerkes, da gemäß der Merit Order angenommen wird, dass dieses als Grenzkraftwerk preisbestimmend ist und deren variablen Kosten, darunter die Kosten für CO_2-Zertifikate, sich auf den Strompreis überwälzen. Im folgenden Beispiel werden die Auswirkungen eines steigenden Preises für CO_2-Zertifikate auf die Ertragssituation von Kernkraftwerken, Gaskraftwerken und Braunkohlekraftwerken verglichen. Während sich Kernkraftwerke mit einem Emissionsfaktor 0 unterhalb des Pass through Faktors befinden, und der durchschnittliche Emissionsfaktor von Gaskraftwerken dem Pass through Faktor entspricht, liegen Braunkohlekraftwerke mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor von 1,18 weit über dem Pass through Faktor.

Folgende Ausgangslage für diese verschiedenen Kraftwerkstypen mit verschiedenen Emissionsfaktoren gilt daher als gegeben:

Ausgangslage:

Erzeugungsart:	**Kernkraft**	**Gas**	**Braunkohle**
Strompreis/MWh:	60,00 €	60,00 €	60,00 €
CO_2-Zertifikatspreis:	10,00 €	10,00 €	10,00 €
Emissionsfaktor:	0,0	0,51	1,18
CO_2-Kosten/MWh:	0,00 €	5,10 €	11,80 €
Netto Strompreis/MWh:	**60,00 €**	**54,90 €**	**48,20 €**

Es wird angenommen, dass der Preis für ein CO_2-Zertifikat um 5,00 € auf 15,00 € steigt. Es ergeben sich hieraus für die verschiedenen Erzeugungsarten folgende Nettostrompreise pro MWh, die zur Abdeckung der restlichen individuellen variablen Kosten zur Verfügung stehen.

Annahme:

Erzeugungsart:	**Kernkraft**	**Gas**	**Braunkohle**
Steigerung CO_2-Preis:	5,00 €	5,00 €	5,00 €
Pass through Faktor:	0,51	0,51	0,51
Neuer Strompreis :	62,55 €	62,55 €	62,55 €
Emissionsfaktor:	0,0	0,51	1,18
Zusätzliche CO_2-Kosten/MWh:	0,00 €	2,55 €	5,90 €
Gesamte CO_2-Kosten/MWh :	0,00 €	7,65 €	17,70 €
Neuer Netto Strompreis/MWh	**62,55 €**	**54,90 €**	**44,85 €**
Ergebnis:	**positiv**	**neutral**	**negativ**

Wie in obigen Beispiel dargelegt, vermindert sich der Nettostrompreis, d. h. der zur Verfügung stehende Betrag zur Deckung der sonstigen variablen Kosten, für Betreiber von Braunkohlekraftwerken bei steigenden CO_2-Preisen überproportional. Für die anderen Erzeugungsarten wirkt sich der steigende Preis für CO_2-Zertifikate neutral oder sogar positiv aus. Bei übermäßiger Steigerung der Preise für CO_2-Zertifikate kann demnach auch die Situation eintreten, dass der vorhandene Netto-Strompreis nicht mehr ausreicht, um die sonstigen variablen Kosten zu decken.

Zusammenfassend ergibt sich für Braunkohlekraftwerke durch den CO_2-Zertifikatehandel aufgrund des hohen Emissionsfaktors ein relativer Wettbewerbsnachteil in Höhe des Unterschieds zwischen dem individuellen Emissionsfaktor des betreffenden Kraftwerks und dem marktgegebenen Pass through Faktor.

Um diesen Wettbewerbsnachteil für offene Positionen zu neutralisieren, werden gemäß dem entwickelten Modell die notwendigen CO_2-Zertifikate für den ausgewählten Zeitraum der Jahre 2016 bis 2020 abgesichert.

Nachfolgend wird das Modell hergeleitet. Hierbei werden Funktionsgleichungen (5.1) – (5.3) entwickelt. Sie dienen der besseren Verständlichkeit und sollen das Modell greifbarer machen. An ihrer Stelle sind auch andere Funktionsgleichungen denkbar bzw. können

verwendet werden. Da es sich bei diesem Modell um eine Neuentwicklung handelt, finden sich in der einschlägigen Literatur keine vergleichbaren Funktionen. Die Gleichungen wurden eigens für dieses Modell entwickelt und sind auch nur hierfür anwendbar.

Der Kraftwerksbetreiber mit einem relativen Wettbewerbsnachteil muss sich im Klaren sein, wie viel CO_2-Zertifikate er jährlich benötigt, um diesen relativen Wettbewerbsnachteil auszugleichen. Es ist daher in einem ersten Schritt notwendig, die Anzahl der jährlich benötigten CO_2-Zertifikate zu errechnen.

Für die zu wählende jährliche Menge an benötigten CO_2-Zertifikaten kann folgende Funktionsgleichung verwendet werden:

$$COM_t = (CO_2F_t - PF_t) \times EMGepl_t \qquad (5.1)$$

Hierbei beschreibt COM_t die benötigte CO_2-Zertifikatemenge für den gewählten Zeitraum, CO_2F_t den individuellen Emissionsfaktor, PF_t den marktgültigen Pass through Faktor sowie $EMGepl_t$ die geplante abzusichernde Erzeugungsmenge in MWh für den gleichen Zeitraum, wobei ($CO_2Ft - PF_t$) den Faktor des relativen Wettbewerbsnachteils ausdrückt.

Die praktische Anwendung der Gleichung (5.1) wird an folgendem Beispiel demonstriert. Der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks mit einem individuellen Emissionsfaktor von 1,18 befindet sich im Jahr 2012 und möchte für das Jahr 2016 den Wettbewerbsnachteil seiner Erzeugungsanlage absichern. Seine Mittelfristplanung für dieses Jahr weist eine Gesamterzeugungsmenge von 3.492 GWh aus. Der vom Markt vorgegebene Pass through Faktor ist 0,51. Gemäß der entwickelten Gleichung (5.1) errechnet sich eine Gesamtmenge von 2.339.640 CO_2-Zertifikaten, die er über Futures absichern muss, um seinen relativen Wettbewerbsnachteil auszugleichen.

$$COM_{2016} = (CO_2F_{2016} - PF_{2016}) \times EMGepl_{2016}$$

$$COM_{2016} = (1{,}18 - 0{,}51) \times 3.492.000$$
$$COM_{2016} = 0{,}67 \times 3.492.000$$

$$\underline{COM_{2016} = 2.339.640}$$

Zu beachten ist, dass dies nur für noch nicht verkaufte Erzeugungsmengen zukünftiger Zeiträume gilt. Über Futures verkaufte zukünftige Erzeugungsmengen müssen natürlich aus Risikoaspekten vollständig abgesichert werden, und nicht nur der Anteil des relativen Wettbewerbsnachteils.

5.3.2 Absicherung der Kosten für CO_2-Zertifikate

Der an der Börse maximal gehandelte Zeitraum, der sogenannte liquide Zeitraum, beträgt maximal drei Jahre im Voraus, das heißt im Jahr 2012 können Futures bis maximal für das Jahr 2015 gehandelt werden. Das gilt für Futures auf CO_2-Zertifikate ebenso wie für Futures auf Stromlieferungen.

Wichtig für einen Kraftwerksbetreiber ist die Kenntnis über die kurz- bis mittelfristige Erzeugungsplanung, das ständige Monitoring der Verkaufs- und CO_2-Zertifikatspreise, sowie die Kenntnis und Abschätzung seiner zukünftigen Erzeugungskosten. Nur damit ist er in der Lage, bei einem Verkauf seiner Erzeugungspositionen über einen Future die gewünschte positive Erzeugungsmarge zu erreichen. Institutionalisiert der Kraftwerksbetreiber diese Vorgehensweise, wird er dementsprechend ein Monitoring dieser Komponenten über ein Risikocontrolling einrichten.

Hat beispielsweise ein Kraftwerksbetreiber im Jahr 2012 für das Jahr 2015 eine freie Erzeugungskapazität von 50 MWh, so kann er diese über einen oder mehrere Futures verkaufen, und sich damit jetzt schon die zukünftige Erzeugungsmarge und Auslastung sichern. Liegt der Future-Stromerlöspreis über den geplanten variablen Erzeugungskosten

zum Verkaufszeitpunkt und den entsprechenden Future-Preisen für die benötigte Menge an CO_2-Zertifikaten, so wird er eine positive Erzeugungsmarge erreichen. Idealerweise legt der Kraftwerksbetreiber eine Mindesterzeugungsmarge fest, die er für adäquat hält. Zu bemerken hierbei ist, dass sich die Stromerlöspreise und die Preise für CO_2-Zertifikate sehr schnell ändern können, während die Abschätzung der variablen Kosten, einmal getroffen, weitgehend konstant bleibt und sich damit nicht ändern dürfte. Eine konsequente Marktbeobachtung ist daher ratsam. Da der Verkaufszeitpunkt noch weit in der Zukunft liegt, und daher kein kurzfristiger Abschluss des Geschäfts notwendig ist, kann gewartet werden, bis die gesetzte Mindestmarge erreicht wird. Üblicherweise ist der Kraftwerksbetreiber durch die eigene Abschätzung der Markttendenzen in seiner Verhaltensweise beeinflusst. Er sollte sich jedoch einen Endzeitpunkt für den Verkauf seiner Erzeugungsposition setzen.

Es ergibt sich daraus:

$$MM_t \leq VE_t - vK_t - CO_2K_t \qquad (5.2)$$

Hierbei beschreibt MM_t die gesetzte Mindestmarge, die für den Verkaufszeitpunkt zu erreichen ist, VE_t den über einen Future zu erlösenden Verkaufspreis für die Erzeugungsmenge, vK_t die geplanten variablen Kosten zum Verkaufszeitpunkt und CO_2K_t die über einen Future abgesicherten Kosten für die Anzahl an CO_2-Zertifikaten, die für die Erzeugungsmenge benötigt werden.

Ausgehend von den Parametern des vorangegangen Beispiels möchte der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks seine freie Erzeugung für das Jahr 2015 über einen Future verkaufen. Der zu erwartende Verkaufspreis beträgt 55 € pro MWh. Der Betreiber selbst möchte eine Mindestmarge von 10 € pro MWh erreichen, um sein eingesetztes Kapital adäquat zu verzinsen. Gemäß den Werten aus seiner Mittelfristplanung erwartet er für das Jahr 2015 variable Kosten von 38 € pro MWh.

Es gilt gemäß entwickelter Gleichung (5.2):

$$MM_{2015} \leq VE_{2015} - vK_{2015} - CO_2K_{2015}$$

$$10 \leq 55 - 38 - CO_2K_{2015}$$
$$10 \leq 17 - CO_2K_{2015}$$
$$10 + CO_2K_{2015} \leq 17$$

$$\underline{CO_2K_{2015} \leq 7}$$

Um bei den gesetzten Parametern seine Mindestmarge von 10 € zu erreichen, darf der Kraftwerksbetreiber einen maximalen Future-Preis von 7 € für ein CO_2-Zertifikat mit Ausübungszeitpunkt 2015 nicht überschreiten.

Selbstverständlich kann die Gleichung auch nach einer anderen Unbekannten aufgelöst werden. So kann sich der Kraftwerksbetreiber seine Mindestmarge errechnen, zum Beispiel bei gegebenen Verkaufserlös (VE = 55 €), variablen Kosten (vK = 38 €) und gegebenen Future-Preis für CO_2-Zertifikate (CO_2K = 7 €)

Es gilt dann:

$$MM_{2015} \leq VE_{2015} - vK_{2015} - CO_2K_{2015}$$

$$MM_{2015} \leq 55 - 38 - 7$$

$$\underline{MM_{2015} \leq 10}$$

Zudem kann die Gleichung auch für den nicht liquiden Zeitraum (in dem Fall für die Jahre 2016 – 2020) verwendet werden. An Stelle von marktgegebenen Futures für Verkaufspreise oder CO_2-Zertifikate, kann der Kraftwerksbetreiber seine

Erwartungshaltungen für diese Größen aus seiner Mittel- bzw. Langfristplanung verwenden.

5.3.3 Modell zur Absicherung der Kosten für CO_2-Zertifikate über den liquiden Zeitraum hinaus

Wie gezeigt, ist im liquiden Zeitraum eine Absicherung des relativen Wettbewerbsnachteils nicht notwendig. Da aber über den liquiden Zeitraum hinaus keine Erzeugungsmengen über Futures verkäuflich sind, wäre eine Absicherung der vollständig benötigten CO_2-Zertifikate aus Risikogründen nicht ratsam, da der Kraftwerksbetreiber eine offene Position eingehen würde. Zudem würde ein solches Vorgehen im Allgemeinen gegen die Risikocontrolling-Aspekte größerer Energieunternehmen verstoßen.

Es stellt sich dennoch für einen Kraftwerksbetreiber mit übermäßiger CO_2-Emission die Frage, wie den steigenden CO_2-Kosten in der Zukunft, das heißt, außerhalb des liquiden Zeitraums, begegnet werden kann bzw. sich die jetzt gültigen CO_2-Preise sichern lassen, ohne eine offene Position einzugehen.

Da über den Pass through Faktor zumindest ein Teil der zukünftigen CO_2-Kosten ausgeglichen wird, besteht aus der Sicht des Kraftwerksbetreibers für diesen Anteil kein Preisänderungsrisiko. Für Kraftwerksbetreiber mit einer CO_2-Emission über dem Pass through Faktor, wie zum Beispiel Betreiber von Braunkohlekraftwerken, besteht jedoch ein erhöhtes Preisänderungsrisiko für den CO_2-Emissionsanteil über dem Pass through Faktor. Dieses Preisänderungsrisiko kann die Wettbewerbsfähigkeit dieser Kraftwerksbetreiber in der Zukunft empfindlich stören. Um dem zu begegnen, wäre es daher für den Kraftwerksbetreiber günstig, für diesen CO_2-Anteil die jetzigen Preise über Derivate für die Restlaufzeit der Allokationsperiode, d. h. bis zum Jahr 2020 zu sichern.

Nimmt man zum Beispiel als liquiden Zeitraum die drei Jahre von 2012 bis Ende 2015 an, dann erstreckt sich der entsprechende nicht liquide Zeitraum für die dritte Allokationsperiode von 01.01.2016 bis 31.12.2020. Bei einem durchschnittlichen CO_2-Emissionsfaktor von 1,18 pro MWh für ein Braunkohlekraftwerk und einem gesetzten

CO_2-Pass through Faktor von 0,51 für ein Gaskraftwerk als Grenzkraftwerk, ergibt sich für das Braunkohlekraftwerk ein relativer Wettbewerbsnachteil von 0,67 t CO_2 pro MWh. Ein mittleres Braunkohlekraftwerk mit einer Nettoleistung von 500 MW und einer Verfügbarkeit abzüglich anfallender Revisionen von 80 %, erzeugt pro Jahr durchschnittlich rd. 3.500 GWh bzw. 3.500.000 MWh (8.760 Jahresstunden x 80 % Auslastung x 500 MW). Der rechnerische Gesamtbedarf an CO_2-Zertifikaten beträgt hierbei 4,135 Mio. Einheiten pro Jahr, wobei der über dem Pass through Faktor und damit nicht im zukünftigen Strompreis berücksichtigte Anteil bei 2,348 Mio. CO_2-Zertifikate pro Jahr liegt. Bewertet mit einem Preis von 7,88 € (Preisstand 10.10.2012 www.bluenext.eu) pro CO_2-Zertifikat errechnen sich hierbei Zusatzkosten für den relativen Wettbewerbsnachteil von rd. 18,5 Mio. € pro Jahr. Für den gesamten nicht liquiden Zeitraum von 2016 bis 2020 betragen die Gesamtzusatzkosten nach heutigem Preisstand 92,5 Mio. € (Tabelle 5).

	2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020 Summe
Nettoleistung in MW	500	500	500	500	500	500
Jahresstunden	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	43.800
Auslastung in %	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Betriebsstunden	7.008	7.008	7.008	7.008	7.008	35.040
Erzeugung pro Jahr in MWh	3.504.000	3.504.000	3.504.000	3.504.000	3.504.000	17.520.000
CO_2 Emissionsfaktor	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Pass through Faktor	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51
Gesamtbedarf CO_2-Zertifikate	4.134.720	4.134.720	4.134.720	4.134.720	4.134.720	20.673.600
CO_2-Zertifikate Pass through	1.787.040	1.787.040	1.787.040	1.787.040	1.787.040	8.935.200
CO_2-Zertifikate Wettbewerbsnachteil	2.347.680	2.347.680	2.347.680	2.347.680	2.347.680	11.738.400
Preis CO_2-Zertifikat 10.10.2012 in €	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88	7,88
Gesamtkosten CO_2-Zertifikate in €	32.581.594	32.581.594	32.581.594	32.581.594	32.581.594	162.907.970
Vergütung Pass through in €	14.081.875	14.081.875	14.081.875	14.081.875	14.081.875	70.409.375
Kosten Wettbewerbsnachteil in €	18.499.719	18.499.719	18.499.719	18.499.719	18.499.719	92.498.595

Tabelle 5: Berechnung der Kosten des relativen Wettbewerbsnachteils eines Braunkohlekraftwerks für die Jahre 2016 - 2020 Quelle: Eigene Darstellung

Es ist allerdings damit zu rechnen, dass die Preise für CO_2-Zertifikate ansteigen werden, unter anderem dadurch, dass gemäß der EU Vorgabe die Anzahl der zur Verfügung

stehenden Zertifikate ab 2013 jährlich um 1,74 % verringert werden, und auch dadurch, dass mit einem höheren Stromverbrauch aufgrund von Wirtschaftswachstum und damit höherer Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten zu rechnen ist. Dies hat zur Folge, dass sich der betragsmäßige Wettbewerbsnachteil in der Tendenz vergrößert und damit zu einer existentiellen Bedrohung für die Betreiber von Braunkohlekraftwerken werden kann.

Das nachfolgend dargestellte und entwickelte Modell soll zeigen, wie ein Kraftwerksbetreiber, dessen individuelle Emissionsrate über dem Pass through Faktor liegt, seinen über dem Pass through Faktor liegenden Bedarf an CO_2-Zertifikaten für den nicht liquiden Zeitraum sichern kann.

5.3.4 Entwicklung des Modells

5.3.4.1 Grundlagen

In einem ersten Schritt ist die Gesamtmenge der abzusichernden CO_2-Zertifikate zu ermitteln. Grundlegende Informationen, die ein Kraftwerksbetreiber hierfür braucht, sind, neben seiner jährlichen spezifischen Emissionsrate, sein langfristiges Erzeugungsportfolio bis mindestens zum Jahr 2020, sowie der gewünschte Absicherungszeitraum. Im Allgemeinen sind diese Informationen der Langfristplanung zu entnehmen.

Üblicherweise wird noch der Pass through Faktor für den Strommarkt, in dem der Kraftwerksbetreiber seine Erzeugungsleistung anbietet, benötigt. Da aber der Europäische Strommarkt als homogen gilt und ein Preisniveau hat, ist es hierbei nicht notwendig, nach Teilmärkten zu differenzieren. Aus Vereinfachungsgründen kann daher die durchschnittliche Emissionsrate von Gaskraftwerken in Höhe von 0,51 t/MWh als Pass through Faktor angenommen werden, da Gaskraftwerke nach der Merit Order für den größten Teil des Tages als letzte einzusetzende Kraftwerke preisbestimmend sind.

Möchte der Kraftwerksbetreiber A mit nachstehendem Erzeugungsportfolio seinen Bedarf an CO_2-Zertifikaten über dem Pass through Faktor von 0,51 für den Zeitraum 2016 bis

2020 berechnen, so ergibt sich folgendes Bild gemäß Tabelle 6. Es wird davon ausgegangen, dass der Kraftwerksbetreiber sich im Jahr 2012 befindet und für die Jahre 2013 bis 2015 eine geschlossene Positionen eingehen kann, so dass hier keine Absicherung der implizierten CO_2-Menge nötig ist.

Kraftwerk A	2016	2017	2018	2019	2020	Summe 2016-2020
Erzeugungsmenge (GWh)	3.492	3.610	3.512	3.603	3.252	17.469
spez. CO_2-Emissionsfaktor	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
Bedarf CO_2-Zertifikate (Mio.)	4,12	4,26	4,14	4,25	3,84	20,61
Pass through F. 0,51 (Mio.)	1,78	1,84	1,79	1,84	1,66	8,91
impl. CO_2-Zert. (Mio.)	2,34	2,42	2,35	2,41	2,18	11,70

Tabelle 6: Berechnung der abzusichernden CO_2-Zertifikate für den Zeitraum 2016 - 2020
Quelle: Eigene Darstellung

Wie in obiger Beispielrechnung verdeutlicht, benötigt der Kraftwerksbetreiber A bei seiner geplanten Stromerzeugung für die Jahre 2016 bis 2020 eine Gesamtmenge von 20,61 Millionen CO_2-Zertifikaten. Hiervon werden gemäß den Marktbedingungen über den Pass through Faktor 8,91 Millionen CO_2-Zertifikate durch den Strompreis vergütet. Für die restlichen 11,70 Millionen CO_2-Zertifikate hat der Kraftwerksbetreiber ein Preisänderungsrisiko.

Daraus ergibt sich für die Gesamtmenge der über dem Pass through Faktor liegenden CO_2-Zertifikate mit Preisänderungsrisiko folgende Funktionsgleichung:

$$GCO_2Z\ impl. = (EM_t \times (CO_2F_t\text{-}PF_t)) + (EM_{t+1} \times (CO_2F_{t+1}\text{-}PF_{t+1})) + \ldots + (EM_{t+t} \times (CO_2F_{t+n}\text{-}PF_{t+t})) \quad (5.3)$$

Wobei EM die geplante Erzeugungsmenge, CO_2F der individuelle CO_2-Emissionsfaktor, sowie PF der Pass through Faktor ist. Alle drei Komponenten müssen jahresgleich zugeordnet sein, da sie von Jahr zu Jahr unterschiedlich sein können. Die Erzeugungsmenge ist zum Beispiel beeinflusst durch jährliche unterschiedliche

Revisionen, der individuelle CO_2-Emissionsfaktor kann je nach Brennstoffzusammensetzung, zum Beispiel durch Beimischung von Biomasse, jährlich unterschiedlich ausfallen, und auch der Pass through Faktor kann sich durch Marktänderungen verändern.

Bezogen auf obiges Beispiel aus Tabelle 6 erfolgt die Anwendung der Gleichung (5.3) wie folgt:

$$GCO_2Z\ impl. = (EM_{2016} \times (CO_2F_{2016}\text{-}PF_{2016})) + (EM_{2017} \times (CO_2F_{2017}\text{-}PF_{2017})) + (EM_{2018} \times (CO_2F_{2018}\text{-}PF_{2018})) + (EM_{2019} \times (CO_2F_{2019}\text{-}PF_{2019})) + (EM_{2020} \times (CO_2F_{2020}\text{-}PF_{2020}))$$

$$GCO_2Z\ impl. = (3.492.000 \times (1{,}18 - 0{,}51)) + (3.610.000 \times (1{,}18 - 0{,}51)) + (3.512.000 \times (1{,}18 - 0{,}51)) + (3.603.000 \times (1{,}18 - 0{,}51)) + (3.252.000 \times (1{,}18 - 0{,}51))$$

$$GCO_2Z\ impl. = (3.492.000 \times 0{,}67) + (3.610.000 \times 0{,}67) + (3.512.000 \times 0{,}67) + (3.603.000 \times 0{,}67) + (3.252.000 \times 0{,}67)$$

$$GCO_2Z\ impl. = 2.339.640 + 2.418.700 + 2.353.040 + 2.414.010 + 2.178.840$$

$$\underline{GCO_2Z\ impl. = 11.704.230}$$

Um seinen relativen Wettbewerbsnachteil für die Jahre 2016 bis 2020 auszugleichen, benötigt der Kraftwerksbetreiber bei den für dieses Beispiel gültigen Parametern 11.704.230 CO_2-Zertifikate.

5.3.4.2Absicherungspfad

Es stellt sich nun die Frage, wie die implizierte Mengen an CO_2-Zertifikaten über den liquiden Zeitraum hinaus zu sichern ist. Zum einen besteht die Möglichkeit, außerhalb der Börse über bilaterale Optionsverträge, z. B. mit Investmentbanken, die notwendige Gesamtmenge abzusichern. Neben der Schwierigkeit, einen geeigneten Partner für so ein Geschäft zu finden, besteht hier das Risiko der Erfüllung des Geschäftes und eine Intransparenz, insbesondere bei der Vertragsgestaltung und der Gebühren. Wesentlich sicherer und berechenbarer ist daher der Kauf der benötigten CO_2-Zertifikate über börsengehandelte Futures. Das nachfolgend entwickelte Absicherungsmodell basiert demnach auch auf börsengehandelte Future-Kontrakten.

5.3.4.3 Mengenbewertungen

Der Kraftwerksbetreiber schließt über die Gesamtmenge der benötigten CO_2-Zertifikate einen oder mehrere Future-Kontrakte für den maximal möglichen Zeitraum an der Börse ab und entwickelt daraufhin einen Absicherungspfad für die nachfolgenden Jahre. Im Jahr der Erfüllung des oder der Future-Kontrakte für die Gesamtmenge verkauft der Kraftwerksbetreiber den oder die Futures abzüglich der Menge an eigens benötigten CO_2-Zertifikaten für dieses Jahr zu dem dann gültigen Preis, und schließt gleichzeitig einen oder mehrere Futures für die verbliebene Restmenge mit Erfüllung für das folgende Jahr. Im darauf folgenden Jahr wird ebenfalls der jährliche Bedarf abgezogen, die Restmenge an CO_2-Zertifikaten verkauft und einen neuerlichen Future über die Restmenge abgeschlossen. Der Kraftwerksbetreiber löst seinen jährlichen Bedarf an CO_2-Zertifikaten aus den Future-Kontrakten heraus und rolliert die Restmenge bis zum vollständigen Verbrauch seiner benötigten CO_2-Zertifikate weiter. Da der Kauf und Verkauf der Future-Kontrakte über die jeweilige Restmenge im selben Zeitraum stattfindet, ergibt sich abgesehen von der Verzinsungsdifferenz kein Preisunterschied. Er hat somit die sich ändernden Preise für die CO_2-Zertifikate neutralisiert, und der Einstandspreis des ersten Gesamtfutures bleibt bestehen.

An einem ausgewählten Beispiel verdeutlicht, gilt hierbei die folgende Ausgangslage. Der liquide Zeitraum umfasst die Jahre 2012 bis 2015. Es wird angenommen, dass für diesen Zeitraum bereits die verfügbare Strommenge auf Termin verkauft wurde und die dafür notwendigen CO_2-Zertifikate eingekauft wurden. Für die Jahre ab 2016 bis zum Ende der 3. Allokationsperiode hat ein Kraftwerksbetreiber gemäß seinem langfristigen Erzeugungsplan einen Gesamtbedarf an CO_2-Zertifikaten in Höhe von 20,61 Millionen, wovon über den Pass through Faktor 8,92 Millionen Zertifikate im Strompreis berücksichtigt werden, so dass 11,70 Millionen CO_2-Zertifikate abgesichert werden sollen. Der jährliche Verbrauch an CO_2-Zertifikaten für das Jahr 2016 beträgt 2,34 Millionen, für das Jahr 2017 2,42 Millionen, für 2018 2,35 Millionen, für 2019 2,41 Millionen und für 2020 2,18 Millionen CO_2-Zertifikate. Es ergibt sich somit folgender in Tabelle 7 dargestellter Absicherungspfad.

Future Kauf (Jahr) \ Future Jahr der Erfüllung (jew. 31.12.)	2015	2016	2017	2018	2019	2020
2012	11,70					
2013						
2014						
2015		11,70				
2016		2.34	9,36			
2017			2,42	6,94		
2018				2,35	4,59	
2019					2,41	2,18
2020						2,18

Tabelle 7: **Absicherungspfad 2016 bis 2020 Quelle: Eigene Darstellung**

Der Kraftwerksbetreiber schließt im Jahr 2012 einen Future-Kontrakt über seine benötigte Gesamtmenge an CO_2-Zertifikaten für die Jahre 2016 bis 2020 in Höhe von 11,70 Millionen CO_2-Zertifikaten ab. Der längst mögliche Erfüllungszeitpunkt für den Future-Kontrakt ist gemäß der drei Jahres Zeitspanne zum Endzeitpunkt 31.12.2015. Im Jahr 2015 kauft er die aus dem Future erworbenen CO_2-Zertifikate und verkauft sie kurzfristig weiter. Zusätzlich schließt er einen neuen Future-Kontrakt mit Erfüllungszeitpunkt 31.12.2016 ab. Da er im Jahr 2015 keinen Eigenverbrauch an CO_2-Zertifikaten hat, bleibt die Gesamtmenge gleich. Bei Erfüllung des neu abgeschlossenen Future zum Ende des Jahres 2016 übernimmt er die gekauften CO_2-Zertifikate in voller Höhe von 11,70 Millionen CO_2-Zertifikaten, behält seinen Eigenbedarf des Jahres 2016 in Höhe von 2,34 Millionen

CO_2-Zertifikaten ein, und verkauft die Restmenge von 9,36 Millionen CO_2-Zertifikaten. Gleichzeitig schließt er einen neuen Future-Kontrakt über die Restmenge von 9,36 Millionen CO_2-Zertifikaten mit Erfüllungszeitpunkt Ende 2017 ab. Bei Erfüllung des Futures Ende 2017 behält er wiederum seinen Eigenbedarf an CO_2-Zertifikaten für das Jahr 2017 in Höhe von 2,42 Millionen CO_2-Zertifikaten ein, verkauft ebenfalls die Restmenge von 6,94 Millionen CO_2-Zertifikaten und schließt einen Future-Kontrakt in gleicher Höhe für Ende 2018 ab. Analog geht er für die Jahre 2018 bis 2020 vor. Die Höhe des Future-Kontrakts für Ende 2020 entspricht dabei dann dem Eigenbedarf an CO_2-Zertifikaten für das Jahr 2020. Ein neuer Future-Kontrakt braucht dann nicht mehr abgeschlossen zu werden, da die Allokationsperiode zu Ende ist.

Hierbei ist noch anzumerken, dass der Verkauf der über den Eigenbedarf hinausgehenden CO_2-Zertifikate bei Erfüllung der einzelnen Futures zum Ende der jeweiligen Jahre aus liquiditätsschonenden Gründen erfolgt. Eine Bevorratung mit überschüssigen CO_2-Zertifikaten bis zum Gesamtverbrauch ist daher nicht ratsam.

5.3.4.4 Preisbewertungen

Der Modellansatz ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, das Preisniveau für die gesamte abzusichernde Menge an CO_2-Zertifikaten, vom Abschlusszeitpunkt des ersten Future-Kontraktes bis zum Endzeitpunkt der Allokationsperiode, d. h. bis zum Jahr 2020 abzusichern. Steigende bzw. schwankende Preise der CO_2-Zertifikate bei Abschluss der nachfolgenden Futures heben sich durch gleichzeitigen Kauf eines neuen Future-Kontraktes gegenseitig auf. Als Unterschiedskosten verbleiben nur die Verzinsungsprämien, die sogenannten „Cost of Carry“.

Steigt innerhalb der dritten Allokationsperiode das Preisniveau der CO_2-Zertifikate, wie von der Europäischen Union impliziert und erwünscht, so werden bei jeweiligen Verkauf der Future-Kontrakte für die Restmengen Gewinne realisiert, jedoch gleichzeitig muss für den neuen Future ein höherer Preisstand in Kauf genommen werden, der die realisierten Gewinne neutralisiert. Sinngemäß geschieht dies bei sinkenden Preisen für CO_2-Zertifikate.

Basierend auf den Mengenangaben des vorangegangenen Beispiels werden folgende Preise für CO_2-Zertifikate angenommen:

Jahr	Future Jahr	Preis pro CO_2-Zertifikat
2012	2015	8,00 €
2015	2016	15,00 €
2016	2017	17,00 €
2017	2018	19,00 €
2018	2019	21,00 €
2019	2020	22,00 €

Aus Vereinfachungsgründen bleiben die „Cost of Carry“ in dem Beispiel unberücksichtigt.

Es ergeben sich somit folgende Zahlungsreihen, wie in Tabelle 8 dargestellt.

	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Preis Forward pro Zerrtifikat	*8,00*	*15,00*	*17,00*	*19,00*	*21,00*	*22,00*	*0,00*	
Menge Zertifikate in Mio.	*11,70*							
Ausgabe		**93,6**	**175,5**	**159,12**	**131,86**	**96,39**	**47,96**	***704,43***
Preis pro Einbeh. Zertifikate		*0,00*	*15,00*	*17,00*	*19,00*	*21,00*	*22,00*	
Einbeh. Zertifikate in Mio.		*0*	*2,34*	*2,42*	*2,35*	*2,41*	*2,18*	
Wert Einbeh. Zertifikate		**0**	**35,1**	**41,14**	**44,65**	**50,61**	**47,96**	
Verkauf Preis pro übersch. Zert.		*15,00*	*17,00*	*19,00*	*21,00*	*22,00*	*0,00*	
Verkauf übersch. Zert. in Mio.		*11,70*	*9,36*	*6,94*	*4,59*	*2,18*	*0*	
Einnahme		**175,5**	**159,12**	**131,86**	**96,39**	**47,96**	**0**	***610,83***
Saldo Einnahme/Ausgabe		**81,9**	**-16,38**	**-27,26**	**-35,47**	**-48,43**	**-47,96**	***-93,6***

Tabelle 8: Zahlungsströme bei rollierenden Future-Kontrakten bis zum Jahr 2020
Quelle: Eigene Darstellung

Wie ersichtlich, schwanken zwar die Ausgaben für die Einlösung der Future-Kontrakte und der Einnahmen für den Verkauf der Restmengen je nach Preisstand für die CO_2-Zertifikate, sie heben sich am Ende der Absicherungsperiode, d. h. beim vollständigen Verbrauch der CO_2-Zertifikate, jedoch vollständig auf, so dass am Ende der erstgültige Absicherungspreis übrig bleibt. Dies ist unabhängig vom Preisverlauf, auch bei niedrigeren Preisen für CO_2-

Zertifikate. Dies ergibt sich dadurch, dass der Verkauf der übrigen CO_2-Zertifikate zum selben Zeitpunkt und zum selben Preis wie die nächstfolgende Absicherung erfolgt.

6 Expertenbefragung zum Europäischen Emissionshandel (EU-ETS)

Die durchgeführte Expertenbefragung fand im Zeitraum Januar bis März 2013 statt. Zu dieser Zeit befand sich die dritte Allokationsperiode gerade am Anfang und war daher noch wenig erforscht. Insgesamt wurden 12 Experten aus den Bereichen Energieerzeugung, Energieversorgung und –handel, sowie Beratung interviewt.

Die bisherigen Allokationsperioden umfassten einen Zeitraum von drei bis vier Jahren und waren in sich abgeschlossen. Zudem hatten die Marktteilnehmer einen Großteil der benötigten CO_2-Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen. Eine Notwendigkeit CO_2-Zertifikate über den liquiden Zeitraum hinaus zu sichern, bestand daher nicht. Dies ändert sich mit der kommenden Allokationsperiode, die mit acht Jahren nicht nur einen längeren Zeitraum umfasst, sondern für die Marktteilnehmer im Stromsektor auch die Verpflichtung beinhaltet, sich alle benötigten CO_2-Zertifikate am Markt zu kaufen. Mit zunehmendem Zeitfortschritt und Klarheit über die Ausstattungsmodalitäten der dritten Allokationsperiode wächst bei den Marktteilnehmern auch das Problembewusstsein für das Preisrisiko der CO_2-Zertifikate in diesem Zeitraum. Daher ist das Absichern von CO_2-Zertifikaten mit Hilfe von Derivaten aufgrund der Aktualität wenig erforscht und dargestellt.

Als Interviewpartner wurden vorwiegend Mitarbeiter von Energieunternehmen ausgewählt, da anzunehmen ist, dass in diesem Sektor die größte Erfahrung mit dem Handel von CO_2-Emissionszertifikaten vorhanden ist. Aufgrund der relativ neuen Thematik des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) und der langfristigen Absicherung der Kosten für CO_2-Zertifikate konnten nur wenige Experten identifiziert werden.

Alle befragten Personen sind, aufgrund ihrer Funktion in ihrem jeweiligen Unternehmen, mit dem CO_2-Zertifikatehandel und ebenfalls mit dem entsprechenden Derivatehandel bestens vertraut. An der Befragung nahmen Mitarbeiter der vom EU-ETS betroffenen Energieunternehmen, sowie mit der Thematik betraute Berater im Energiesektor teil.

Der Fragebogen konzentrierte sich dabei auf folgende Themenschwerpunkte:

- Korrelation der Strompreise und Preise für CO_2-Zertifikate
- Relevanz und Risiken von Absicherungsmethoden
- Bewertung möglicher Absicherungskonzepte

6.1 Inhalte des Fragebogens und Ergebnisse

Im Folgenden ist der Interviewfragebogen dargestellt. Er unterteilt sich in drei Sektoren. Der erste Abschnitt zielt auf den Zusammenhang zwischen der Entwicklung der Strompreise und CO_2-Zertifikatspreise ab, sowie der Erwartungshaltung über die Preisentwicklung für die kommende CO_2-Allokationsperiode. Es kann angenommen werden, dass bei der Erwartung steigender Strom- und CO_2-Zertifikatspreise, die Neigung der Marktteilnehmer groß ist, eine Absicherung der zu diesem Zeitpunkt gültigen CO_2-Preise für die Zukunft vorzunehmen, um für die Folgejahre mit Hilfe von gestiegenen Strompreisen eine höhere Erzeugungsmarge zu realisieren. Dies gilt auch für den umgekehrten Fall. Ist die Erwartungshaltung, dass die Strom- und CO_2-Zertifikatspreise sinken, so ist die Neigung einer Absicherung eher gering. Der zweite Abschnitt befasst sich mit der Akzeptanz und der Erfahrung von Absicherungsprodukten. Zwar sind Absicherungsmethoden gängige Praxis bei Großunternehmen der Energiebranche, z. B. Fremdwährungsabsicherung und Rohstoffabsicherung, jedoch ist fraglich, ob das Absichern von CO_2-Zertifikaten aufgrund der mangelnden Notwendigkeit bislang ausreichend ins Bewusstsein gerückt und zum Standard geworden ist. Teil drei schließlich soll hinterfragen, ob und wie die Marktteilnehmer Strategien in Bezug auf die Absicherung von CO_2-Zertifakten für die dritte Allokationsperiode entwickelt haben, bzw. ob ein Bewusstsein für die Thematik vorhanden ist.

Leitfaden Experteninterview	
Name des Befragten	
Unternehmen	
Funktion	
Art des Interviews (Tel./Schriftlich/Persönlich)	
Erläuterung zum Ablauf des Interviews	
Sonstiges	
Ort	
Datum	
Agenda	

Teil 1

Strompreis und CO_2-Zertifikatepreis

Frage 1:
Welche Faktoren beinflussen Ihrer Meinung nach den Strompreis?
Bitte unterteilen Sie in schwach/mittel/stark.

	schwach	mittel	stark
- Wirtschaftswachstum			
- Rohstoffpreise			
- Wetter			
- Regulatorische Vorgaben			
- Politische Risiken			
- Alternative Energien			

Kommentar:

Frage 2:
Welche Faktoren beinflussen Ihrer Meinung nach den Preis für CO_2-Zertifikate?
Bitte unterteilen Sie in schwach/mittel/stark.

	schwach	mittel	stark
- Wirtschaftswachstum			
- Rohstoffpreise			
- Wetter			
- Regulatorische Vorgaben			
- Politische Risiken			
-Alternative Energien			

Kommentar:

Teil 1

Strompreis und CO_2-Zertifikatepreis

Frage 3:
Wie beurteilen Sie die Abhängigkeit zwischen Strompreis und CO2-Preis?

Steigt/Fällt der Strompreis, steigt/fällt der der Preis für CO_2-Zertifikate

	Ja	Nein	Weiß nicht
- stärker			
- in gleichem Maße			
- schwächer			
- es besteht überhaupt keine Abhängigkeit			

Kommentar:

Teil 2

Hedging von CO_2-Zertifikaten

Frage 4:
Für wie sinnvoll halten Sie ein Hedging von CO_2-Zertifikaten?

	Sinnvoll	Weniger Sinnvoll	nicht sinnvoll	Weiß nicht
- Hedging über Futures				
- Hedging über Forwards				
- Hedging über Optionen				

Kommentar:

Hedging von CO_2-Zertifikaten

Frage 5:
Welche Risiken sehen Sie beim Hedging von CO_2-Zertifikaten?

	gering	mittel	hoch
- Erfüllungsrisiko			
- Kontrahentenrisiko			
- Preisrisiko			
- Intransparenz			
- Spekulationsrisiko			

Kommentar:

Teil 2

Frage 6:
Welchen Zeitraum der Absicherung von notwendigen CO_2-Zertifikaten halten Sie für sinnvoll?

Sinnvoll Weniger Sinnvoll nicht sinnvoll Weiß nicht

- max. für das laufende Geschäftsjahr

- max 1 bis 3 Jahre

- über 3 bis 5 Jahre

- für die gesamte Allokationsperiode

Kommentar:

Teil 3

Bewertung möglicher CO_2 - Hedging Konzepte

Frage 7:
Welche Art der Absicherung für CO_2-Zertifikate wird in Ihrem Unternehmen durchgeführt?

	ja	Nein
- Absicherung über Futures		
- Absicherung über Forwards		
- Absicherung über Optionen		
- keine Absicherung		

Kommentar:

Frage 8:
Welche Zeiträume werden in Ihrem Unternehmen in Bezug auf die Allokationsperiode III (2013-2020) abgesichert?

	ja	Nein
- wir haben noch keine CO_2 - Absicherung für die kommende Allokationsperiode getätigt		
- wir haben CO_2-Zertifikate nur für das kommende Jahr (2013) abgesichert		
- wir haben CO_2-Zertifikate für max. den liquiden Zeitraum (2015) abgesichert		
- wir haben auch für den Zeitraum darüber hinaus CO_2-Zertifikate abgesichert		

Kommentar:

Teil 3

Bewertung möglicher CO_2 - Hedging Konzepte

Frage 9:
Falls in Ihrem Unternehmen noch keine Absicherung von CO_2 - Zertifikaten über den liquiden Zeitraum (2015) hinaus getätigt wurde. Welche Gründe hat dies Ihrer Meinung nach?

	ja	Nein
- es entspricht nicht unserer Risikorichtlinie		
- es widerspricht dem Prinzip keine offenen Positionen einzugehen		
- es besteht ein zu hohes Preisrisiko		
- es bestehtl für uns aktuell kein Handlungsbedarf		
- wir haben uns noch nicht positioniert bzw. noch keine geeignete Hedging Strategie		

Kommentar:

6.2 Ergebnisse der Expertenbefragung und Auswertung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Expertenbefragung nach den einzelnen Abschnitten dargestellt, und daraus ableitend eine Zusammenfassung der bisherigen Aktivitäten der befragten Unternehmen gegeben. Weiterhin soll die Notwendigkeit einer langfristigen Absicherung von CO_2-Zertifikaten für die dritte Allokationsperiode aufgezeigt werden.

Für die Interviews diente der entworfene Fragebogen als Leitfaden für eine Diskussion über das Forschungsgebiet, in deren Verlauf sich weitere Erkenntnisse und Fragestellungen ergaben, die für die jeweils nachfolgenden Interviews und Befragungen einen Erkenntnisfortschritt bedeuteten. So ergab sich, dass der Leitfaden sich iterativ weiterentwickelte und im Zeitraum der Interviews mehrmals angepasst wurde.

6.2.1 Zusammenhang zwischen den Strom- und CO_2-Preisen und die Einschätzung der Preisentwicklung

Nach einer kurzen Einführung über das Ziel und den Umfang des Forschungsvorhabens der langfristigen Absicherung von CO_2-Zertifikaten für die dritte Allokationsperiode wurden im ersten Teil des Interviews die Einflussfaktoren der Preisbildung für Strom und CO_2-Zertifikate analysiert.

Bezüglich der maßgeblichen Einflussfaktoren für die Preisbildung von Strom und CO_2-Zertifikaten waren sich alle Befragten einig, dass die vorgegebenen Faktoren (Wirtschaftswachstum, Rohstoffpreise, Wetter, regulatorische Vorgaben, politische Risiken, alternative Energien) relevant zur Preisbildung beitragen. Über die Höhe der Relevanz wurden jedoch unterschiedliche Aussagen getätigt.

Während bei der Strompreisbildung von allen Befragten die Faktoren Wirtschaftswachstum, Rohstoffpreise, Wetter und regulatorische Vorgaben als starke bzw. mittlere preistreibende Einflussfaktoren gewertet wurden, gab es bei den Faktoren

politische Risiken und alternative Energien unterschiedliche Aussagen. Wie einige Teilnehmer erklärten, werteten sie den Faktor politische Risiken schon als im Strompreis enthalten, ebenso wie der Einfluss der alternativen Energien. Zudem sahen einige Teilnehmer diese Faktoren verknüpft mit anderen Faktoren, so dass ihnen eine isolierte Betrachtung nicht möglich bzw. zweckmäßig erschien. Dies trifft vor allem auf den Faktor politische Risiken zu. Hier war die Meinung, dass diese Risiken sehr wohl bestehen und preistreibend wirken können, jedoch die Folgen dann im Bereich der regulatorischen Vorgaben zu finden sind.

Gemischter sieht das Bild bei den Faktoren für die Preisbildung von CO_2-Zertifikaten aus. Die Faktoren Wirtschaftswachstum und regulatorische Vorgaben wurden eindeutig als die preistreibenden Faktoren identifiziert, während die restlichen Faktoren so eingeschätzt wurden, dass sie nur eine schwache bis mittelmäßige Wirkung auf die Preise für CO_2-Zertifikate haben.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass für beide Komponenten (Preise für Strom und für CO_2-Zertifikate) die Faktoren Wirtschaftswachstum und regulatorische Vorgaben als hauptsächliche Preistreiber gelten. Als Begründung hierfür gab der überwiegende Teil der Interviewpartner an, dass sich die Stromnachfrage bei Wirtschaftswachstum erhöht, bzw. bei Wirtschaftsabschwung vermindert, was bei einem „starren“ Angebot an Kraftwerkskapazitäten natürlicherweise zu einem Preisaufschwung bzw. -abschwung führen muss. Bei erhöhter Kraftwerksauslastung bzw. Produktion steigt dann auch der Bedarf an CO_2-Zertifikaten, deren ausgegebene Stückzahl auch fix vorgegeben ist. Der starke Einfluss der regulatorischen Vorgaben auf die Preisbildung wurde vielfach mit dem starken Lenkungsbedürfnis der politisch Verantwortlichen und den unterschiedlichen Interessengeflechten (umweltpolitische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Interessen) begründet.

Die Übereinstimmung dieser Faktoren bei den beiden Komponenten lässt wiederum den Schluss zu, dass durchaus eine übereinstimmende Tendenz in der Preisbewegung für Strom und für CO_2-Zertifikate besteht. Dass dies auch die Einschätzung der meisten Interviewpartner ist, dokumentiert das Ergebnis der anschließenden Frage nach der Abhängigkeit zwischen Strompreis und Preis für CO_2-Zertifikate. Das gemeinsame Verständnis aller Experten ist, dass der Preis für CO_2-Zertifikate steigt, wenn der

Strompreis steigt bzw. umgekehrt. In der Ausprägung gab es leichte Unterschiede, wobei die Mehrheit der Befragten der Meinung ist, dass der CO_2-Preis in schwächerem Maße steigt bzw. fällt als der Strompreis. Als Begründung wurden die unterschiedlichen Emissionsfaktoren der zur Verfügung stehenden Stromkapazitäten, sowie auch verstärkte Stromerzeugung und -importe von CO_2-emissionsfreien Kapazitäten (z. B. Kernkraftstrom aus Frankreich oder Tschechien) und Stromimporte von nicht am CO_2-Emissionshandel teilnehmenden Ländern (z. B. Ukraine) angegeben. Lediglich zwei Teilnehmer der Befragung wichen von dieser Meinung ab. Ein Teilnehmer gab an, dass die Preise für Strom und CO_2-Zertifikate in gleichem Maße steigen bzw. fallen, ein Teilnehmer konnte oder wollte hierzu keine Aussage treffen und beließ es bei der allgemeinen Aussage, dass die Preise für CO_2-Zertifikate mit den Strompreisen korrelieren. Als wesentlich zu betrachten ist auch die Aussage eines Händlers für Strom- und CO_2-Zertifikate, wonach die Preisabhängigkeit eindeutig ist, jedoch sich mit einer Zeitverzögerung vollzieht, die aus unterschiedlichen Gründen und Rahmenbedingungen für jede Preisbewegung unterschiedlich sein kann. So spielt die Einschätzung der Marktteilnehmer über die zukünftige Preiserwartung von CO_2-Zertifikaten oder bevorstehende regulatorische Änderungen am Emissionshandel eine Rolle für den Zeitpunkt der Käufe notwendiger CO_2-Zertifikate. Diese werden womöglich hinausgezögert, wenn der Markt davon ausgeht, dass in Zukunft die Preise fallen könnten.

	schwach	mittel	starke
Preistreibende Faktoren Strompreis			
-Wirtschaftswachstum	-	5	7
-Rohstoffpreise	-	4	8
-Wetter	-	6	6
-Regulatorische Vorgaben	-	6	6
-Politische Risiken	7	4	1
-Alternative Energien	4	5	3
Preistreibende Faktoren CO_2-Preis			
-Wirtschaftswachstum	-	4	8
-Rohstoffpreise	6	4	2
-Wetter	8	1	3
-Regulatorische Vorgaben	-	2	10
-Politische Risiken	7	3	2
-Alternative Energien	3	6	3
	Ja	Nein	weiß nicht
Abhängigkeit Storm-/CO_2-Preis			
-stärker	-	-	-
-gleich	1	-	-
-schwächer	10	-	-
-keine Abhängigkeit	-	-	-
- keine Angabe	1		

Tabelle 9: Bewertung der preistreibenden Faktoren bei Strom- und CO_2-Preisen und deren Abhängigkeit Quelle: Eigene Darstellung

6.2.2 Bisherige Nutzung und Notwendigkeit von CO_2-Hedgingprodukten

Aufbauend auf den ersten Themenblock über die Preisbildung und der Abhängigkeit von Strompreisen und Preisen für CO_2-Zertifikate, gestaltet sich der zweite Themenblock, der die Frage der bisherigen Nutzung und Akzeptanz von Sicherungsinstrumenten (Hedgingprodukte) in den Fokus rückt. Hierbei sollte herausgefunden werden, ob und welche Absicherungsinstrumente bereits genutzt werden, bzw. ob eine Bereitschaft zur Nutzung solcher Instrumente vorliegt.

Bei Frage 1 wurden den Interviewpartnern verschiedene Absicherungsmethoden vorgestellt (Futures, Forwards und Optionen), verbunden mit der Frage, welche davon als sinnvoll bzw. nicht sinnvoll erachtet werden.

Alle befragten Experten sagten aus, dass sie eine Absicherung als sinnvoll, teilweise sogar als dringend notwendig erachten, um Preisrisiken vorzubeugen. Bei der Absicherungsmethode wurde übereinstimmend die Absicherung über Futures, d. h. eine Absicherung über die Börse als sinnvollste Absicherungsmethode ausgewählt. Eingeschränkt sinnvoll hielten die Teilnehmer die Absicherungsmethode über Forwards. Gegenüber Futures wird diese Absicherungsmethode als aufwändiger, intransparenter und risikoreicher angesehen. Die Absicherung von CO_2-Zertifikaten über Optionen lehnten alle Teilnehmer ab. Dies wurde verschiedentlich begründet. Viele Befragten finden die Absicherungsmethode als schlicht zu teuer, teilweise wurde auf das Risiko der Erfüllung und die Intransparenz hingewiesen, teilweise wurde auch darauf verwiesen, dass Optionen juristisch schwierig gestaltbar und daher für das Tagesgeschäft zu aufwändig seien. Ein Teilnehmer aus einem Energiekonzern merkte an, dass Absicherungen für CO_2-Zertifikate laufend vorzunehmen seien, daher wären Standardprodukte wie z. B. Futures einfacher und damit sinnvoller als jeweilig neu zu verhandelnde Optionsgeschäfte.

Entsprechend den Aussagen zu der ersten Frage wurde die Frage der Risiken (Erfüllungsrisiko, Kontrahentenrisiko, Preisrisiko, Intransparenz und Spekulationsrisiko) von Hedgingprodukten beantwortet. Insgesamt sehen die Interviewteilnehmer die Risiken bei Future-Kontrakten als gering an, für Forward-Kontrakte als mittel, und für Options-Kontrakte als hoch.

Als maximalen Zeitraum für die Absicherung von CO_2-Zertifikaten betrachteten die Befragten mehrheitlich eine Periode von 1 – 3 Jahren, wobei dies häufig mit der Einschränkung des gleichzeitigen Stromverkaufs vermerkt wurde. Eine Absicherung von CO_2-Zertifikaten für die gesamte dritte Allokationsperiode konnte sich, bis auf eine Ausnahme, keiner der Befragten vorstellen, da die entsprechenden Produkte fehlen und dieser Zeitraum nicht an der Börse handelbar ist. Entgegen dieser Mehrheitsmeinung entgegnete ein Befragter, dass eine Absicherung über die gesamte Periode zu einer größeren Stabilität beitragen würde, und er dies daher als sinnvoll erachten würde.

Zusammengefasst kann für diesen Interviewteil festgehalten werden, dass für die Befragten aufgrund der geringeren Risiken die über die Börse gehandelte Futures als die beste und gebräuchlichste Absicherungsmethode gesehen wird. Daraus folgend wird auch der liquide Zeitraum von maximal drei Jahren bevorzugt.

	sinnvoll	weniger sinnv.	nicht sinnvoll
Relevanz Hedging Produkte			
-Futures	5	-	-
-Forwards	3	3	-
-Optionen	-	1	5
	gering	mittel	hoch
-Risiken Hedging Produkte			
-Erfüllungrisiko	12	-	-
-Kontrahentenrisiko	12	-	-
-Preisrisiko	12	-	-
-Intransparenz	12	-	-
-Spekulationsrisiko	10	2	-
	sinnvoll	weniger sinnv.	nicht sinnvoll
Zeiträume Absicherung			
-lfd. Geschäftsjahr	2	-	-
-1-3 Jahre	9	-	-
-3-5 Jahre	-	-	-
-gesamte Allokationsperiode	1	-	-

*Mehrfachnennungen möglich

Tabelle 10: Auswertung Relevanz und Risiken von Hedging Produkten sowie Absicherungszeiträume Quelle: Eigene Darstellung

6.2.3 Bewertung von CO_2-Hedging Konzepten

Der dritte Themenblock des Experteninterviews beschäftigt sich mit den tatsächlich verwendeten Absicherungsmethoden der Unternehmen und der Frage, welche Gründe für diese Absicherungsmethode bestehen. Dieser Themenblock ist nicht nur als Frageblock konzipiert, er soll abschließend auch als Diskussionsraum dienen, um die jeweilige Motivation für die ausgewählte Absicherungsmethode, sowie die Akzeptanz und Notwendigkeit für längerfristige Absicherung von CO_2-Zertifikaten herauszufinden und darzustellen.

Bei der Frage welche Absicherungsinstrumente bei den Unternehmen der Befragten tatsächlich zur Anwendung kommen, gaben drei Teilnehmer an, dass in ihrem Unternehmen keine Absicherung erfolgt, da es nicht notwendig sei. Die restlichen Unternehmen der Teilnehmer sichern ihren Bedarf an CO_2-Zertifikaten in der Regel über Futures ab. Teilweise erfolgt eine Absicherung auch über Forwards, dies betraf dann aber Teilnehmer von rechtlich selbstständigen Unternehmen in einem Konzernverbund, die Ihren Bedarf an CO_2-Zertifikaten über die Konzernzentrale beschaffen, die dann wiederum als Kontrahent dient.

Die Befragten, deren Unternehmen Absicherungen tätigen, gaben übereinstimmen an, dass ihre Unternehmen diese Absicherungen maximal über den liquiden Zeitraum von drei Jahre tätigen. Darüber hinaus werden keine Absicherungen getätigt. Als Begründung hierfür wurden Unternehmensvorgaben durch interne Richtlinien angegeben. Des weiteren gaben die Befragten an, das eine längerfristige Absicherung von CO_2-Zertifikaten dem Prinzip der geschlossenen Positionen widersprechen würde, da die entsprechende Gegenposition, der Stromverkauf, nicht handelbar ist.

Bei den anschließenden Diskussionen über die Notwendigkeit der Absicherungen von CO_2-Zertifikaten für die dritte Allokationsperiode bis zum Jahr 2020 kann zusammengefasst werden, dass die Unternehmen der Beteiligten sich in dieser Frage noch nicht positioniert haben und daher keine geeignete Strategie besitzen. Die meisten Befragten zeigten sich jedoch offen für neue Ansätze von langfristigen Absicherungsmethoden.

7 Fallstudie Braunkohlekraftwerk Mátra G.AG

Gegenstand dieses Kapitels sind die Implikationen auf die Ergebnisrechnung eines Braunkohlekraftwerkes bei Anwendung des entworfenen CO_2-Absicherungsmodells über den liquiden Zeitraum hinaus. Die Darstellung erfolgt mit Hilfe der Langfristplanung des ungarischen Braunkohlekraftwerks Mátra G. AG. Hierfür werden die konkreten Annahmen und Planungsprämissen aus der Mittel- und Langfristplanung 2011 bis 2025 des Kraftwerks entnommen, insbesondere bezüglich der zu erwartenden Strom- und CO_2-Zertifikatspreise.

7.1 Portrait Mátra Kraftwerke G.AG

Die Mátra Kraftwerke G.AG ist ein 936 MW Braunkohlekraftwerk im Nordosten von Ungarn. Das Kraftwerk betreibt fünf mit Lignit befeuerte Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtkapazität von 876 MW, sowie zwei Vorschaltgasturbinen mit einer Gesamtkapazität von rd. 50 MW. Der Hauptzweck der Gesellschaft ist die Stromerzeugung, mit der sie rd. 16 % der jährlichen Stromerzeugung von Ungarn abdeckt. Damit ist die Gesellschaft nach dem Kernkraftwerk PAKS das zweitgrößte Kraftwerk in Ungarn. Die zur Stromerzeugung benötigte Kohle wird in zwei zu der Gesellschaft gehörenden Tagebauen gefördert, das für die Gasturbinen benötigte Gas wird zugekauft. Zur Minderung der CO_2-Emissionen mischt die Gesellschaft der Braunkohle noch rd. 10 % Biomasse (Holz, Klei, Holzschnitt, Trester) aus der Region bei. In 2010 hat die Gesellschaft 6,5 PJ Biomasse eingesetzt und damit rd. 500 GWh Grünstrom erzeugt. Das ist rd. die Hälfte der jährlichen Grünstromproduktion Ungarns, und somit ist die Gesellschaft auch der größte Grünstromproduzent Ungarns.

Im Jahr 1996 wurde die Gesellschaft durch den ungarischen Staat privatisiert. Seit dem besitzt das deutsche Konsortium RWE/EnBW mit aktuellen 72,6 % den größten Anteil, daneben halten noch die ungarische MVM ZRt. 26,2 %, sowie Kleinaktionäre 1,2 % Anteile.

Die Matra Kraftwerke Aktiengesellschaft ist mit etwa 2.100 Mitarbeitern einer der größten Arbeitgeber in den Bezirken Heves und Borsod-Abaúj Zemplén. Daneben wird noch eine Reihe von Subunternehmer beschäftigt, so dass noch weitere rd. 3.000 indirekte Beschäftigte hinzugezählt werden können. Die Mehrheit der Arbeitnehmer verfügt über einen ständigen Wohnsitz im Komitat Heves, was die wirtschaftliche Entwicklung des Komitats bedeutend fördert.

Seit der Gründung der Gesellschaft und des Erstbetriebs im Jahr 1969 wurden bedeutende Investitionen und Modernisierungen getätigt. So wurde 1985 der zweite Tagebau eröffnet, um die reibungslose Versorgung mit dem Einsatzbrennstoff Braunkohle zu gewährleisten. In den Jahren 1998 - 2003 wurden ein umfangreiches Retrofit-Programm sowie der Neubau einer Rauchgasentschwefelungsanlage durchgeführt, beides mit dem Ziel der Rekonstruktion der Kraftwerksblöcke. Im Rahmen dieser Programme wurden Investition in Höhe von etwa 60 Mrd. HUF (rd. 220 Mio. €) getätigt. In den Jahren 2005 - 2007 wurden zum Zwecke der Leistungssteigerung zwei Vorschaltgasturbinen mit einer Zusatzleistung von 50 MW eingebaut. Die Investitionshöhe hierfür betrug 17 Mrd. HUF (rd. 63 Mrd. €).

In den beiden zum Kraftwerk gehörenden Tagebauen werden für die Stromerzeugung jährlich ca. 8,5 Mio. Tonnen Braunkohle abgebaut und zum Kraftwerk geliefert. Der Vorrat dieser beiden Tagebaue an abzubauender Braunkohle umfasst ca. 800 Mill. Tonnen. Dies ist theoretisch ausreichend, um das Kraftwerk in heutiger Dimension noch rd. 100 Jahre lang betreiben zu können.

Neben der Haupttätigkeit der Stromproduktion vertreibt die Gesellschaft noch geringe Mengen Braunkohle an die Bevölkerung zu Heizzwecken, sowie industrielle Nebenprodukte der Stromerzeugung, wie z. B. Asche, Flugasche und Gips.

Mátra ist heute ein integraler Bestandteil der ungarischen Wirtschaft, nicht nur als einer der größten Arbeitgeber Ungarns, sondern auch als an 18. Stelle stehendes Unternehmen in Ungarn im Jahr 2010, gemessen am Beitrag zum Bruttoinlandsprodukt. Hierfür bekam die Gesellschaft im Jahr 2010 die Auszeichnung als zweitbester Arbeitgeber und wurde mit der Auszeichnung „Superbrand“ geehrt.

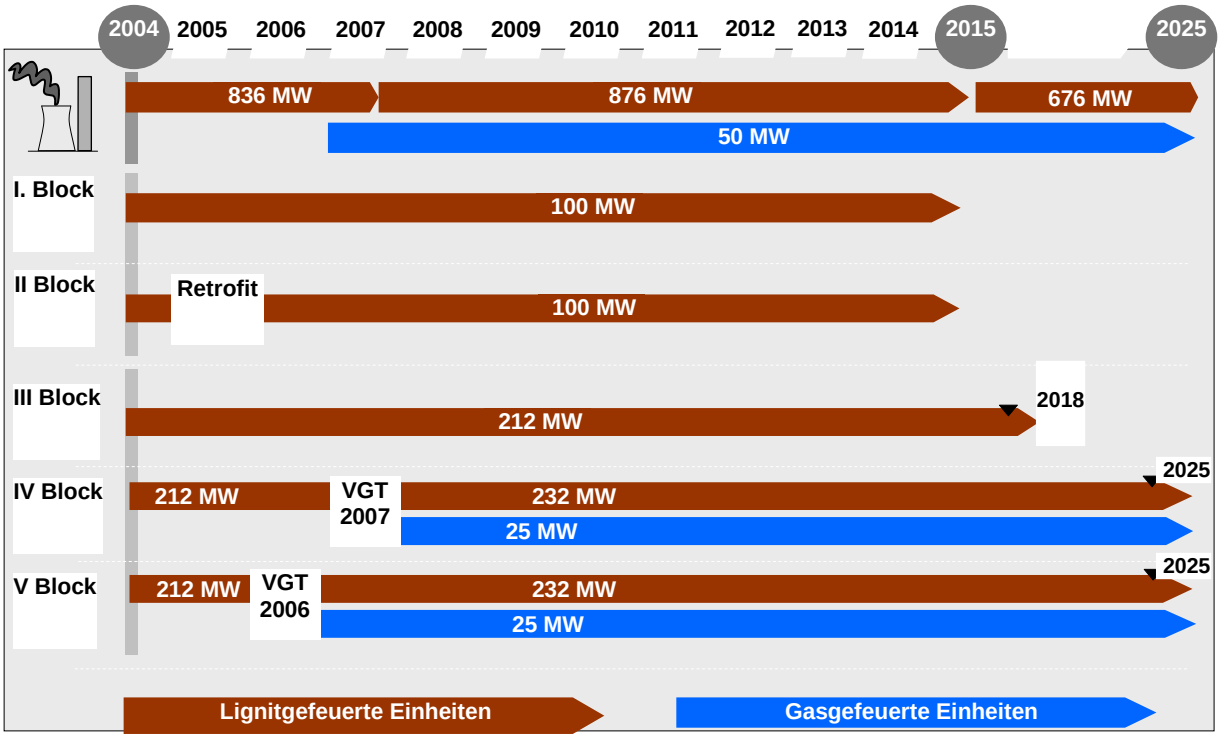

Abbildung 15: Die eingebauten Kraftwerkskapazitäten der Gesellschaft Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta Ungarn Quelle: Mátra G.AG (2012)

7.2 Einfluss des Europäischen Emissionshandelssystem auf die Mátra Kraftwerke G.AG

Bei Inkrafttreten des EU-ETS im Jahr 2003 hatte Mátra auf Basis der historischen Emissionen noch eine Vollausstattung an CO_2-Zertifikaten zugeteilt bekommen. In Folge der strengeren Emissionsregelungen innerhalb der EU verminderte sich die freie jährliche CO_2-Zuteilung in der zweiten Allokationsperiode 2008 - 2012 auf rund 70 % der potentiellen CO_2-Emissionen.

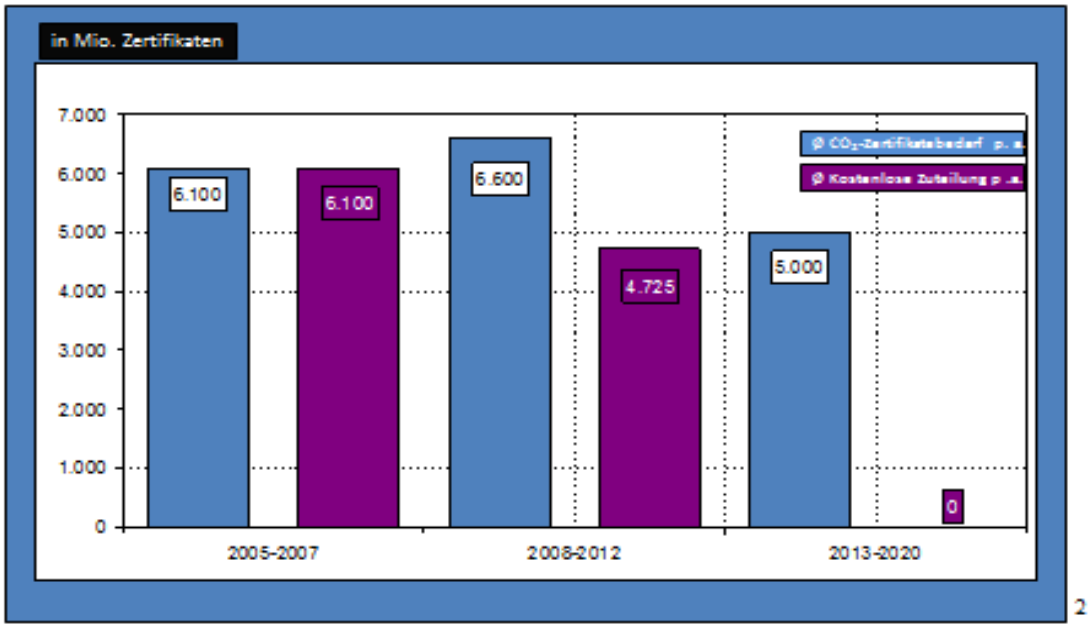

Abbildung 16: Durchschnittlicher CO_2-Zertifikatebedarf pro Jahr und durchschnittliche kostenlose CO_2-Zertifikatezuteilung pro Jahr unterteilt nach den einzelnen Allokationsperioden bei der Mátra G.AG
Quelle: Mátra G.AG (2012)

Wie in der abgebildeten Gewinn- und Verlustrechnung dargestellt, verlief die Ergebnisentwicklung der Jahre 2006 – 2010 für die Gesellschaft durchgehend positiv. Der überproportionale Anstieg bei den Materialaufwendungen ist, neben der inflationären Entwicklung, hauptsächlich aufgrund des steigenden Anteils an Kosten für CO_2-Zertifikate

bedingt. Die bedeutende Kostenentwicklung konnte in diesem Zeitraum über höhere Strompreise kompensiert werden. Daneben profitierte die Gesellschaft noch durch ein im Jahr 2003 durchgeführtes Effizienzsteigerungsprogramm, bei dem die Mitarbeiterzahl um rd. 30 % und die beeinflussbaren Kosten um rd. 20 % vermindert werden konnte.

in Mio. HUF							**Plan**
Gewinn- und Verlustr.	**2 006**	**2 007**	**2 008**	**2 009**	**2 010**	**2 011**	**2 012**
Materialaufwendungen	**24 915**	**28 456**	**43 365**	**39 382**	**42 160**	**43 627**	**42 161**
Personalaufwendungen	**15 635**	**16 704**	**18 028**	**19 848**	**19 994**	**20 676**	**20 889**
Abschreibungen	**6 117**	**6 917**	**7 162**	**6 107**	**6 922**	**6 965**	**8 230**
Gesamtkosten	**46 667**	**52 077**	**68 555**	**65 337**	**69 076**	**71 268**	**71 280**
Sonstige Aufwendungen	3 575	4 024	3 162	4 400	4 414	5 074	5 072
Aufwendungen gesamt	**50 242**	**56 101**	**71 717**	**69 737**	**73 490**	**76 342**	**76 352**
Stromverkauf	55 783	67 100	85 176	94 363	93 899	95 907	94 254
Ertrag Wärmeverkauf	167	188	315	284	252	210	323
Sonstige Erträge	6 075	2 856	1 441	1 411	1 583	2 236	1 548
Erträge gesamt	**62 025**	**70 144**	**86 932**	**96 057**	**95 734**	**98 353**	**96 125**
Geschäftsergebnis	**11 783**	**14 043**	**15 215**	**26 319**	**22 244**	**22 011**	**19 773**
Finanzerträge	586	410	994	1 330	1 568	2 055	1 590
Finanzaufwendungen	1 687	1 802	1 542	1 928	1 509	330	70
Ausserordentlicher Saldo	68	72	-71	-358	16	-79	
Ergebnis vor Steuern	**10 614**	**12 579**	**14 596**	**25 363**	**22 319**	**23 657**	**21 293**

Tabelle 11: Gewinn- und Verlustrechnung der Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta, Ungarn von 2006 – 2012 Quelle: Mátra G.AG (2012)

Der relative CO_2-Ausstoß, der sogenannte Emissionsfaktor, der Mátra Kraftwerke G. AG beträgt im Durchschnitt 1,33 t CO_2 pro erzeugte MWh. Dieser kann mit Hilfe von 10 % Biomassezufeuerung, sowie Mitverbrennen von CO_2-neutralem Hausmüll auf rd. 1,22 t CO_2 pro MWh gesenkt werden. Bei einem Preis von z. B. 15,00 € für ein CO_2-Zertifikat bedeutet dies eine Kostenbelastung von 18,30 € pro MWh.

Technische Daten des Kraftwerks und der Tagebaue (2011)

Kraftwerk		
Stromerzeugung	GWh	6.517
Selbstaufwand der Stromproduktion	GWh	749
Verkaufte Elektrizität	GWh	5.768
Selbstverbrauch von Elektrizität	%	11,5
Spez.Wärmeverbrauch	kJ/kWh	11.434
Elektrischer Brennwärmeverbrauch	PJ	65.954
Verkaufte Wärme	PJ	100
Brennwärmeverbrauch Gesamt	PJ	66.223
Tagebaue		
Elektrischer Brennwärmeverbrauch	PJ	65.954
Verkaufte Wärme	PJ	100
Brennwärmeverbrauch Gesamt	PJ	66.223
Kohle eigener Förderung	Tt	7.855
Kohle Fremdförderung	Tt	945
Kohleförderung Gesamt	Tt	8.801
Durchschnittlicher Heizwert	kJ/kg	6.843
Wärmemenge Gesamt	PJ	60.221
Abraum eigene Förderung	Tm^3	67.871
Abraum Fremdförderung	Tm^3	4.540
Abraumförderung Gesamt	Tm^3	72.411
A:K	m3/t	8,23
Gekaufte und verbrauchte el. Energie	GWh	262

Tabelle 12: Technische Daten der Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta Ungarn
Quelle: Mátra G.AG (2012)

7.3 Grundzüge des Planungsprozesses der Mátra Kraftwerke G.AG

Der Planungsprozess nimmt für die Gesellschaft aus strategischer Sicht eine herausragende Stellung ein. Er setzt die Ziele der Gesellschaft fest und die Wege diese zu erreichen. Daher wird von Seiten der Gesellschaft dem Planungsprozess eine hohe Priorität zugeordnet, da zur Steuerung des Unternehmens und zur Erreichung eines wirtschaftlichen Erfolges eine detaillierte und ausgereifte Planung unerlässlich ist.[48]

Der Geschäftsplan wird auf die volle Laufzeit der Kraftwerksanlage, d. h. nach aktuellem Stand bis zum Jahresende 2025 erstellt und jedes Jahr mit den gültigen Parametern aktualisiert. Die ersten fünf Jahre des Planes funktionieren dabei als Mittelfristplanung, wobei die ersten drei Jahre als operativer Plan ausgelegt sind. Die Langfristplanung beginnt ab dem sechsten Jahr und geht bis zum Ende der Betriebslaufzeit.

Die für die Planung benötigten Makroökonomischen Daten werden von den volkswirtschaftlichen Abteilungen der Muttergesellschaften für den vollen Planungszeitraum vorgegeben. Sie beinhalten hauptsächlich die erwarteten Inflationsraten, Wechselkurse, Brennstoffpreise sowie die voraussichtliche Zinsentwicklung. Aufgrund der landesspezifischen Eigenheiten müssen die Prognosen noch mit den ungarischen ökonomischen Angaben vervollständigt werden.

Ein weiterer wesentlicher Bestandteil sind die für das einzelne Jahr zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten der Tagebaue und des Kraftwerks, in Abhängigkeit der geplanten Instandhaltungsprogramme, der Einschätzung des potentiellen Strombedarfs und der Strompreise.

Der aggregierte Produktions- und Verkaufsplan muss abgeglichen werden mit den bestehenden Verkaufsverträgen, um die frei zum Verkauf stehenden Produktionsmengen zu ermitteln. Diese müssen mit den vorgegebenen Spotmarktpreisen bewertet werden.

[48] vgl. Hauck, T. Business planning and cost-management at the Mátra power plant (2011), S. 163

Zur Vervollständigung müssen noch die einzelnen Kostenelemente geplant werden. Die Personalkosten werden abzüglich der geplanten Zugänge und zuzüglich der geplanten Abgänge bewertet, sowie die einzelnen Aufwendungen und sonstige Erträge gemäß den Erwartungen der inflationären Entwicklung, der bestehenden Verträgen und Nachfrageentwicklungen. Dies jeweils herunter gebrochen auf die einzelnen Abteilungen. Dieser Prozess erfolgt als Iterationsprozess, bei dem ständig überprüft wird, ob die liquiden Mittel und Bankdarlehen ausreichen, bzw. optimiert werden können. Daneben müssen noch die Rückstellungen für den laufenden Betrieb und die Schließungskosten kalkuliert werden.

Nach Abschluss der Ertrags- und Aufwandspositionen werden die Bilanzpositionen abgeleitet, sowie die Kapitalflussrechnung und natürlich die Höhe der Dividende für die Eigentümer, damit die Verzinsung des eingesetzten Kapitals sichergestellt ist.

Aufgrund der zu verarbeiteten Datenmenge, der ständigen Anpassungen und der kurzen benötigten Reaktionszeit der Kalkulationen hat es sich als zweckmäßig erwiesen, die Planung auf Basis des IT-Tools Excel zu entwickeln. Dies gilt auch im Hinblick auf die Kalkulation notwendiger Sensitivitäten. Hiermit kann sofort kalkuliert werden, welche Auswirkungen die Änderungen einzelner Parameter haben können.

Die Entscheidungskompetenz über die Gültigkeit der Planung hat der Vorstand, der intensiv die Auswirkungen einzelner strategischer Elemente diskutiert. Er setzt auch Maßnahmen fest, z. B. Einsparmaßnahmen im Kostengerüst.

Ein Wesentlicher Aspekt der heutigen Planung der Gesellschaft bildet die Einschätzung der zukünftigen Kosten für die CO_2-Zertifikate. Von Ihnen ist im Wesentlichen die weitere strategische Ausrichtung, wie z. B. Modernisierungsmaßnahmen, Entwicklungsoptionen abhängig. Aufgrund der steigenden Preise für CO_2-Zertifikate in den letzten Jahren hat sich der Anteil der CO_2-Kosten an den Gesamtkosten ständig erhöht. Für die Zukunft, speziell ab der dritten Allokationsperiode, wird daher angenommen, dass die CO_2-Kosten das größte Kostenelement in der konventionellen Stromerzeugung darstellen.

7.4 Mittel- und Langfristige Planung 2013 – 2020 der Mátra Kraftwerke G.AG

Nachfolgend werden im ersten Schritt die Mittel- und Langfristplanung 2013 bis 2020, und deren strategische Implikationen dargestellt. Des weiteren wird die potentielle Ergebnissituation für die Jahre der dritten Allokationsperiode 2013 bis 2020 diskutiert. Unterstellt ist hierbei, dass der Einkauf der notwendigen CO_2-Zertifikate im Jahr des Verbrauchs erfolgt. Die Preisbewertung erfolgt zu den in diesem Jahr geplanten bzw. vorgegeben Preisansätzen. Gemäß den Zuteilungsregelungen erhält die Gesellschaft für das Jahr 2012 noch rd. 70 % der notwendigen CO_2-Zertifikate kostenlos. Für die Folgejahre gilt die veröffentlichte Zuteilungsregelung, wonach die Energiewirtschaft 100 % der benötigten CO_2-Zertifikate auf Auktionen kaufen müssen.

Im zweiten Schritt wird in der Mittel- und Langfristplanung für die Jahre 2013 bis 2020 die Anwendung des in Kapitel 5 entwickelten langfristigen Absicherungsmodells unterstellt. Die Planungsansätze bleiben unverändert. Abschließend wird die Ergebnissituation für diese Jahre mit der Originalplanung verglichen und diskutiert.

7.4.1 Prämissen der Planung 2013 – 2020

Grundlage der Planung sind die strategischen Prämissen. Dazu zählen die äußeren Einflussfaktoren, wie z. B. die Rahmenbedingungen der Energiepolitik, sowie auch die inneren strategischen Zielsetzungen. Beide Faktoren stehen in einer engen Wechselbeziehung, die miteinander abgestimmt werden müssen. Ebenso zählen die Makroökonomischen Rahmenbedingungen zu den Prämissen. Hierzu zählen die erwartenden Inflationsraten, Wechselkurse, Zinsen, sowie auch die zu erwartenden Preise für CO_2-Zertifikate und die Strompreise. Die makroökonomischen Rahmendaten werden im Falle Mátra von den Volkswirtschaftlichen Abteilungen der Mutterhäuser vorgegeben, die strategischen setzt die Gesellschaft selbst.

Bei Mátra unterteilen sich die strategischen Prämissen in sieben Themenblöcke. Hierzu zählt die Energiepolitik, das heißt die Frage der Ausgestaltung des europäischen CO_2-

Regimes und die Marktsituation für die Gesellschaft. Zentrale Frage hierbei sind die über die Langfristverträge bereits verkauften bzw. reservierten Produktionsmengen, die erwartete Preisentwicklung auf dem freien Markt und die Weitergabe der Kosten für die CO_2-Zertifikate. Bei der Erzeugungspolitik steht die Frage der Laufzeiten der einzelnen Blöcke im Mittelpunkt, daneben spielt auch die Brennstoffzusammensetzung (Anteilsverhältnis Braunkohle und Biomasse), in Abhängigkeit der Marktpreissituation, eine Rolle. Die Tagebaupolitik zielt ebenso auf die Laufzeiten der Tagebaue und deren Strategie ab, als Folge der potentiellen jährlichen Ausbringungsmenge. Die Beschäftigungspolitik ist auf die Fragen der zukünftigen Beschäftigungshöhe ausgerichtet. Daneben sind noch die Entwicklungs- und Investitionspolitik und die Instandhaltungspolitik von wesentlicher Bedeutung.

Für den Planungsprozess 2013 bis 2020 wurden bei der Mátra folgende volkswirtschaftliche Prämissen festgelegt. Sie bilden die Basis für die nachfolgenden Planungsüberlegungen.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PRODUCER PRICE INDEX (PPI)	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
CONSUMER PRICE INDEX (CPI)	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
HUF/EUR WECHSELKURS	321,00	340,00	316,00	305,00	291,00	291,00	291,00	291,00
ZINSEN	7,4%	7,2%	4,0%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%
BUBOR (3 Mon.)	6,5%	6,3%	4,0%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%

Tabelle 13: Planungsprämissen Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Mátra G.AG (2012)

Die in Tabelle 13 dargestellten Prämissen bilden die volkswirtschaftlichen Erwartungen der Gesellschaft ab. Üblicherweise werden sie für den Mittelfristzeitraum entsprechend den offiziellen Einschätzungen modelliert und für den Langfristzeitraum entsprechend den letzten Jahr des Mittelfristzeitraum fortgeschrieben, da mit fortschreitender Zeitdauer keine oder nur wenig offizielle Erwartungen existieren und daher die Kalkulierbarkeit der Rahmendaten für diesen Zeitraum mit großen Unsicherheiten behaftet ist.

Dennoch sind die volkswirtschaftlichen Prämissen für die Planung der Gesellschaft von wesentlicher Bedeutung. So setzt der Producer Price Index (PPI) die Preisentwicklung bei den langfristigen Verkaufsverträgen fest, da er das wesentliche Element in der Preisformel bildet. Der Consumer Price Index (CPI) wird benötigt für die Abschätzung der Preisentwicklung bei verschiedenen Kostenarten, wie z. B. der Lohnentwicklung. Da zunehmend Geschäftsvorgänge wie der Einkauf der CO_2-Zertifikate oder Stromverkäufe an der Börse in Euro abgewickelt werden, hat der Wechselkurs HUF/EUR eine hohe Bedeutung. Ebenso ist die prognostizierte Zinsentwicklung für die Modellierung des Zinsergebnisses wichtig.

7.4.2 Produktions- und Brennstoffplanung 2013 – 2020

Die Produktions- oder Erzeugungsplanung beschäftigt sich mit der täglich, monatlich und jährlich möglichen Erzeugungsleistung, bzw. mögliche Ausbringungsmenge, detailliert nach den einzelnen Kraftwerksblöcken. Berücksichtigt und fest eingeplant sind die jeweils schon im Voraus verkauften Mengen. Unter Einbezug und in Abstimmung mit den geplanten Instandhaltungszeiten können die noch frei zur Verfügung stehenden Strommengen, unterteilt nach Produkten, geplant werden.

Auf Basis der Erzeugungsplanung kann der Brennstoffbedarf, d. h. die in den beiden eigenen Tagebauen zu fördernde Braunkohle festgelegt werden. Auch hier müssen die Instandhaltungs- und Ausfallzeiten berücksichtigt werden. Zusätzlicher Einflussfaktor der Brennstoffplanung ist die Höhe der geplanten Beimischung alternativer Brennstoffe, wie z. B. der Biomasse. Die Höhe der Biomasseverwendung ist eng im Zusammenhang mit dem Preis für CO_2-Zertifikate zu sehen, da die Biomasse auf den Brennwert bezogen teurer ist als die Braunkohle, aber als CO_2-neutral gilt, und daher hierfür keine CO_2-Zertifikate gekauft werden muss. Übersteigt der Preis für CO_2-Zertifikate pro Brenneinheit den Preis für die Brenneinheit Biomasse, so ist es betriebswirtschaftlich günstiger eine höhere Menge Biomasse der Braunkohle beizumischen. Die grundsätzliche Herausforderung der Brennstoffplanung ist die Zurverfügungstellung der benötigten Menge an Braunkohle und Biomasse zum richtigen Zeitpunkt.

Für den Planungsprozess 2013 bis 2020 wurden für die Gesellschaft folgende Stromproduktionsdaten und Brennstoffmengen festgelegt:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ERZEUGUNGS-LEISTUNG (GWh)	5.933	5.688	5.750	5.138	5.043	4.983	5.048	5.002
EIGENVERBRAUCH (GWh)	611	593	595	639	570	565	550	546
STROMABSATZ (GWh)	5.322	5.095	5.155	4.499	4.473	4.418	4.498	4.456
KOHLEFÖRDERUNG (Tsd. t)	7.865	7.548	7.630	6.477	5.889	5.842	5.987	6.020
CO2-Bedarf (Mio. Zertifikate)	5.857	5.637	5.700	4.959	4.300	4.247	4.304	4.263

Tabelle 14: Stromerzeugung und Brennstoffbedarf Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Mátra G.AG (2012)

Geplant von der Abteilung Kraftwerk wird die maximale Erzeugungsleistung, unter Berücksichtigung der geplanten Blockstillstände aufgrund von Instandhaltungsmaßnahmen. Berichtigt um den Eigenverbrauch des Kraftwerks und der Fördermaschinen in den Tagebauen ergibt sich die absetzbare Strommenge. In der Planung berücksichtigt sind auch die Laufzeiten der einzelnen Blöcke. Da aufgrund betriebswirtschaftlicher Erwägungen die 100 MW Blöcke ab 2016 in die Kaltreserve gehen sollen, vermindert sich hier die Erzeugung resp. der Stromabsatz um ca. 11 %. Der Rückgang der Stromerzeugung und des Stromabsatzes ab 2018 ist durch die endgültige Stilllegung dieser Blöcke aufgrund des Auslaufens der Betriebsgenehmigung begründet. Die Kohleförderung und der Bedarf an CO_2-Zertifikaten sind in einem engen Zusammenhang mit der Stromerzeugung zu sehen. Daher ergibt sich hier tendenziell der gleiche Bedarfsverlauf.

7.4.3 Strom- und CO_2-Preisplanung 2013 – 2020

Bei den fest verkauften Strommengen über die Langfristverträge erfolgt die Preisbewertung anhand der vertraglich vereinbarten Vertragsbedingungen und Vertragspreise. Auch der Anteil der weiterzureichenden Kosten für CO_2-Zertifikate ist vertraglich geregelt.

Für die freien, nicht über die Langfristverträge gebundenen Strommengen, werden die Verkaufspreise für den gesamten Planungszeitraum von den Fachabteilungen der Muttergesellschaften vorgegeben. Ebenso sind die zu erwartenden Preise für CO_2-Zertifikate und die Gaspreise für den Planungszeitraum vorgegeben.

Bei Mátra haben die Langfristverträge, über die die Hauptmenge der Erzeugung zu festen Preisen verkauft ist, eine Laufzeit bis Ende 2015, d. h. ab 2016 muss die ganze Erzeugungsmenge auf dem freien Markt verkauft werden. Die Strommengen für den Zeitraum 2013 bis 2015, die absehbar frei zur Verfügung stehen, sind bereits strategisch über Future-Kontrakte verkauft, und ebenso sind die dafür notwendigen CO_2-Zertifikate abgesichert.

Für den Planungsprozess 2013 bis 2020 wurden bei der Mátra folgende Preisbewertungen festgelegt:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
STROMPREIS BASE (EUR/MWh)	55,60	55,70	53,50	54,30	58,10	60,90	63,10	66,40
PREIS CO_2 Zertifikat (EUR/t)	8,50	7,30	9,30	12,40	16,20	20,30	24,40	28,00

Tabelle 15: Strom- und CO_2-Preise Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Mátra G.AG (2012)

Dargestellt ist die prognostizierte Strompreisentwicklung für das Börsenstandardprodukt Baseload. Während bei der Gesellschaft bis 2015 ein Großteil der Erzeugung bzw. des Stromabsatzes noch über Langfristverträge mit feststehender Preisformel verkauft ist, wird

bei der Preisbewertung der noch frei zu vermarkteten Strommenge der von den Muttergesellschaften vorgegebene Verkaufspreis herangezogen.

Hierbei wird für den Planungszeitraum tendenziell von steigenden Strompreisen und auch von steigenden CO_2-Zertifikatepreisen ausgegangen. Während jedoch die Strompreise nur moderat ansteigen, ergibt sich bei der Preisentwicklung der CO_2-Zertifikate eine deutliche Steigerung. So ergibt sich im Jahr 2013 eine CO_2/Strompreisrelation von 15 %, welche bis zum Jahr 2020 auf 42 % ansteigt. Maßgeblich für den starken Anstieg ist zum einen die Erwartung an eine wirtschaftliche Erholung und damit eine höhere Nachfrage nach CO_2-Zertifikaten, zum anderen eine Verknappung des Angebots durch die Systematik der sinkenden Zertifikatszuteilung bis 2020.

Für die Gesellschaft ergibt sich daraus, dass ein immer größerer Anteil des Strompreises für die Kosten der Verschmutzungsrechte ausgegeben werden muss, und daher der Anteil zur Deckung der Stromerzeugungskosten immer kleiner wird. Dies betrifft insbesondere den Zeitraum ab 2016, in dem mit einem steilen Anstieg der CO_2-Preise gerechnet wird, und für den keine Langfristverträge mehr bestehen, und die gesamte Erzeugung auf dem freien Markt verkauft werden muss, mit entsprechender Deckung sämtlich benötigter CO_2-Zertifikate.

7.4.4 Planung der Kostenstruktur 2013 – 2020

Die Kostenstruktur kann vereinfacht in vier Hauptbereiche unterteilt werden, den Materialkosten, den Personalkosten, den sonstigen Kosten und Erträgen und den Abschreibungen.

Unter dem Bereich Materialkosten sind die Brennstoffkosten, hauptsächlich Gaskosten und Biomassekosten, die Kosten für die CO_2-Zertifikate, die sonstigen Materialkosten, wie z. B. Kalksteinkosten, die Instandhaltungs- und Dienstleistungskosten zusammengefasst. Die Planung der einzelnen Positionen erfolgt nach geschätztem Bedarf oder Einsatzzeiten für die einzelnen Planjahre, bewertet entweder mit Vertragspreisen, die mit der vorgegebenen jährlichen Inflationsrate hochgerechnet werden, oder mit Kostenschätzungen.

Bei der Planung der Personalkosten wird die zu erwartende Mitarbeiterzahl für die Planjahre festgestellt. Hierfür spielt die zu erwartende Beschäftigung, z. B. für die Kohleförderung oder angedachte Personalreduzierungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle. Die Löhne und Gehälter werden für die einzelnen Jahre mit der erwartenden Inflation eskaliert.

Die sonstigen Aufwendungen und Erträge beinhalten sonstige Steuern, Versicherungs- und Beratungskosten, Kosten für Rückstellungen, Erträge von Versicherungsentschädigungen und Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen.

Die Höhe der Abschreibungen für die jeweiligen Planjahre ergeben sich aus dem aktuellen Abschreibungsbestand, der Verminderung resultierend aus geplanten Anlagenabgängen, sowie der Zunahme der Abschreibungen, die sich aus den geplanten Investitionen ergeben.

Für den Planungsprozess 2013 bis 2020 wurden bei der Mátra folgende Kosten festgelegt:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Materialkosten (Mio. HUF)	17.498	17.563	17.846	17.264	20.739	20.880	21.533	21.723
Kosten CO_2 (Mio. HUF)	14.469	14.215	16.601	17.581	19.865	24.577	29.861	33.949
Kosten Dienst-leistungen (Mio. HUF)	15.194	15.289	15.622	14.291	13.687	14.035	14.667	14.522
Personalaufwend-ungen (Mio. HUF)	20.574	20.840	21.663	19.846	20.570	20.669	21.461	22.238
Abschreibungen (Mio. HUF)	7.348	7.884	8.553	9.405	9.689	9.938	10.227	10.676
Kosten Gesamt (Mio. HUF)	75.083	75.791	80.285	78.387	84.550	90.099	97.749	103.108

Tabelle 16: Kostenstruktur Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Mátra G.AG (2012)

Gemäß der dargestellten Entwicklung der Kosten bei den maßgeblichen Kostensegmenten ergeben sich nur moderate Steigerungen, mit Ausnahme der Kosten für benötigte CO_2-Zertifikate.

Der Anstieg der Materialkosten ab dem Jahr 2017 ist auf die Erhöhung des Biomasseanteils an der Brennstoffzusammensetzung zurückzuführen. Geplant wird hier den Biomasseanteil von 10 % dauerhaft auf die technische Grenze von 20 % zu erhöhen, da ab hier die höheren Kosten der CO_2-neutralen Biomasse günstiger sind, als die Kosten des vergleichbaren Bedarfs an CO_2-Zertifikaten bei Braunkohleverbrennung.

Die Gesamtkosten für CO_2-Zertifikate steigen preisbedingt ab 2016 nachhaltig stark an. Um die Kosten zu dämpfen, wird, neben der erhöhten Zuführung von Biomasse, mit einer Reduzierung der Dienstleistungen und auch des Personals gerechnet. Die Reduzierung des aktiven Personals ergibt sich auch daraus, dass die Erzeugungsleistung ab diesem Zeitpunkt durch die Kaltreserve der 100 MW Blöcke geordnet zurück gefahren wird und somit eine kleinere Betriebsmannschaft notwendig ist. Wie in der Planung hinterlegt, soll sich die Personalreduzierung auf natürlichem Wege, d. h. durch Fluktuation vollziehen. Die Abschreibungen sind gemäß den geplanten Investitionen und dem planmäßigem Werteverzehr der Betriebsanlagen kalkuliert.

Trotz dieser geplanten Maßnahmen zur Reduzierung der Kosten, steigen die Gesamtkosten in der Planungsperiode stark an. Der bedeutende Anstieg ergibt sich jedoch nur aufgrund der höheren Kosten für CO_2-Zertifikate, die von 2013 bis 2020 um 19,5 Mrd. HUF ansteigen.

7.4.5 Planung der Ergebnisrechnung 2013 – 2020

Die Ergebnisrechnung bildet, ergänzt um die Berechnung des Finanzergebnisses und der Steuerbelastung, die abschließende Zusammenfassung der vorangegangenen Planungsprozessschritte.

Die Cash Flow Rechnung und die Bilanzdarstellung sind zwar ein weiterer integraler Bestandteil des Planungsprozesses. Auf die Darstellung wird jedoch verzichtet, aufgrund der Komplexität, und da sie nicht für die weitere Darstellung der Fallstudie notwendig sind.

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
UMSATZERLÖSE	99.186	99.175	104.118	77.216	82.026	85.579	92.873	98.811
davon Stromerlöse	96.635	96.555	101.427	73.540	79.149	82.621	89.873	95.755
KOSTEN UND AUFWENDUNGEN	79.034	79.749	84.363	78.912	87.015	93.090	100.821	106.252
davon Material-/Dienstleistungskosten	47.161	47.067	50.069	49.136	54.291	59.492	66.061	70.194
davon Personalkosten	20.574	20.840	21.663	19.846	20.570	20.669	21.461	22.238
davon Sonstiges Ergebnis	3.951	3.958	4.078	525	2.465	2.991	3.072	3.144
davon Abschreibungen	7.348	7.884	8.553	9.405	9.689	9.938	10.227	10.676
BETRIEBLICHES ERGEBNIS	20.151	19.426	19.755	-1.696	-4.989	-7.511	-7.948	-7.441
Finanzergebnis	1.996	2.412	1.715	1.900	1.633	1.358	1.067	799
ERGEBNIS VOR STEUERN	22.148	21.838	21.470	204	-3.356	-6.153	-6.881	-6.642
Ertragssteuern	6.514	6.827	6.768	367	0	0	0	0
ERGEBNIS NACH STEUERN	15.634	15.011	14.702	-163	-3.356	-6.153	-6.881	-6.642

Tabelle 17: Ergebnisrechnung Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG
Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Mátra G.AG (2012)

Wie in der Darstellung der Ergebnisrechnung des Planungsprozesses 2013 bis 2020 ersichtlich, steigen die Umsatzerlöse im Mittelfristzeitraum bis 2015 an und vermindern sich ab dem Jahr 2016. Zum einen sind bis Ende 2015 noch die gültigen Langfristverträge in Kraft, bei denen eine teilweise Weiterverrechnung der Kosten für CO_2-Zertifikate als Zuschlag auf die Verkaufspreise erfolgt, und zum anderen umfasst die Absatzmenge noch alle 5 bzw. 7 Blöcke (5 Braunkohle und 2 Vorschaltgasturbinen). Ab 2016 vermindert sich

die Erzeugungsmenge aufgrund der Kaltreserve der beiden 100 MW Blöcke. Weiterhin muss aufgrund des Auslaufens der Langfristverträge die gesamte Erzeugungsmenge auf dem Wettbewerbsmarkt zu geringeren Marktpreisen und ohne mögliche Weitergabe der Kosten für CO_2-Zertifikate verkauft werden.

Dementsprechend bleibt das Betriebliche Ergebnis bis einschließlich 2015 positiv. Ab 2016 ist jedoch ein starker Ergebnisrückgang zu verzeichnen und ab 2017 werden nur noch negative Werte ausgewiesen, die bis zum Jahr 2020 ansteigen. Betragen im Jahr 2015 die Kosten noch rd. 80 % der Gesamtumsatzerlöse, übersteigen ab 2016 die Kosten und Aufwendungen die Umsatzerlöse. Im weiteren Verlauf der Planungsperiode steigen die Kosten schneller als die Umsatzerlöse, so dass der negative Wert des betrieblichen Ergebnisses immer weiter zunimmt. Grund ist, neben den sinkenden Umsatzerlösen, der starke Anstieg der Kosten für CO_2-Zertifikate. Müssen im Jahr 2015 noch 16,6 Mrd. HUF für CO_2-Zertifikate aufgewendet werden, die teilweise noch über die Langfristverträge in den Strompreisen weitergereicht werden können, so steigt der Kostenanteil im Jahr 2016 schon auf 18,4 Mrd. HUF, und beträgt im Jahr 2020 dann 33,9 Mrd. HUF. Durch den steigenden Anteil der Kosten für CO_2-Zertifikate verbleibt bei der Gesellschaft ein immer geringerer Anteil am Strompreis zur Deckung der übrigen operativen Kosten und Aufwendungen.

Somit ist eindeutig, dass die Ausgestaltung des EU-ETS durch die steigenden Kosten für CO_2-Zertifikate, die nur unzureichend über die Strompreise weitergereicht werden können, die Gesellschaft nachhaltig in die Verlustzone treibt. Die Gesellschaft ihrerseits ist aufgefordert, dem entgegen zu steuern, zum einen mit Kostensenkungsmaßnahmen, zum anderen mit technischen und kaufmännischen Optimierungen. Eine Optimierungsmöglichkeit kann sich durch die verstärkte Inanspruchnahme von Finanzderivaten ergeben. Nachfolgend wird das in Kapital 5 entworfene langfristige Absicherungsmodell auf die Langfristplanung der Mátra angewendet und anschließend die Ergebnisauswirkungen ab dem Jahr 2016 diskutiert.

7.5 Mittel- und Langfristige Planung 2013 – 2020 unter Berücksichtigung des strategischen Absicherungsmodells

Zum Vergleich und zur Demonstration der Wirkungsweise wird die vorliegende Mittel- und Langfristplanung mit dem Absicherungsmodell aus Kapital 5 neu modelliert. Hierzu ist zu berücksichtigen, dass sich für die Jahre 2013 bis 2015 keine Änderungen ergeben, da die in diesem Zeitraum geplante Stromerzeugung bzw. Stromabsatz, zum einen über die Langfristverträge, und zum anderen auf dem freien Markt bereits verkauft sind, und die hierfür benötigten CO_2-Zertifikate ebenfalls über Future-Kontrakte abgesichert sind.

Für den Zeitraum ab 2016 wurden weder im Bereich des Stromabsatzes noch im Bereich der CO_2-Zertifikate Absicherungen vorgenommen. Es gilt daher, zuerst ein Absicherungspfad für diesen Zeitraum zu entwickeln, und die daraus abzusichernden CO_2-Zertifikatsmengen mit den zu den Absicherungszeiträumen entsprechend geplanten CO_2-Zertifikatspreisen zu bewerten.

Da aus Gesichtspunkten des Risikocontrollings offene Positionen zu vermeiden sind, können für diesen Zeitraum nur die über dem Pass through Faktor benötigten CO_2-Zertifikate abgesichert werden. Als CO_2-Pass through Faktor wird ein Faktor von 0,74 verwendet. Dieser beruht auf einer Abschätzung des für den ungarischen Markt geltenden Erzeugungsportfolios. Die CO_2-Zertifikatsmengen innerhalb des Pass through Faktors werden über den Strommarktpreis zum Zeitpunkt des Stromverkaufs vergütet und bilden daher keinen Wettbewerbsnachteil. Sie sind daher als neutral anzusehen.

	2016	2017	2018	2019	2020
Absatzmenge (GWh)	4.499	4.473	4.418	4.498	4.456
CO_2-Bedarf (Mio. Zertifikate)	4.959	4.300	4.247	4.304	4.263
CO_2-Pass through Faktor	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
abzusichernde CO_2-Zertifikate (Mio. Zert.)	1.629	990	978	975	966

Tabelle 18: Berechnung der abzusichernden CO_2-Zertifikate der Mátra Kraftwerke G.AG für den Zeitraum 2016 – 2020 Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen, Matra G.AG (2012)

Gemäß den geplanten Rahmenerzeugungs- bzw. –absatzdaten der Gesellschaft ergibt sich für den Zeitraum 2016 – 2020 ein abzusichernder Bedarf von 5.538.000 CO_2-Zertifikaten. Die Berechnung und Aufteilung nach Jahren ist in Tabelle 18 dargestellt.

Gemäß dem zu entwickelnden Absicherungspfad wird unterstellt, dass die Gesellschaft in der Planung den Abschluss eines Future-Kontraktes im Jahr 2013 zum maximalen Ausübungszeitraum 2016 in Höhe von 5.538.000 CO_2-Zertifikate zu den in 2013 geplantem CO_2-Zertifikatepreis in Höhe von 8,50 € hinterlegt. Im Ausübungsjahr 2016 wird der CO_2-Future in voller Höhe der Menge erfüllt. Die für 2016 benötigten 1.629.000 CO_2-Zertifikate werden zur Erfüllung der CO_2-Verpflichtung des Jahres 2016 gegenüber den staatlichen Behörden verwendet. Für die Verwendung der restlichen 3.909.000 CO_2-Zertifikate gibt es nun grundsätzlich mehrere Möglichkeiten, vom vollständigen Verkauf bis zum Teilverkauf, beides mit gleichzeitiger neuer Absicherung der verkauften Menge, oder das vollständigen Halten der Restmenge und Rückgabe an die behördlichen Stellen im Jahr des Verbrauchs. Bei der letztendlichen Wahl der Methode ist abzuwägen zwischen den im Ausübungszeitpunkt gültigen Rahmenbedingungen, der Liquiditätsausstattung der Gesellschaft, den Marktverhältnissen oder der Differenz zwischen den „Cost of Carry“ und den Haltekosten. Abgesehen von geringen Differenzkosten bestehen bei den Auswirkungen der gewählten Methoden prinzipiell keine Unterschiede.

In der vorliegenden Fallstudie wird planerisch angenommen, die vollständige Restsumme der CO_2-Zertifikate im Bestand zu halten. Zum einen ist durch die Ergebnissituation der Vorjahre ausreichend Liquidität vorhanden, zum anderen stellt sich diese Art der

Abwicklung für die Planung als einfacher dar, da keine große Schwankungen in der Cash Flow Rechnung und auch keine „Cost of Carry“ modelliert werden müssen. Es ändern sich nur die Kosten für CO_2-Zertifikate und das Zinsergebnis. Alle anderen Umsatz- und Kostenpositionen bleiben unberührt.

Unter Zugrundelegung der dargelegten Systematik ergeben sich folgende Änderungen in der Langfristplanung:

(in Mio. HUF)	2016	2017	2018	2019	2020
CO_2-Zertifikatskosten Planung ohne Hegde	17.581	19.865	24.577	29.861	33.949
CO2-Zertifikatskosten Planung mit Hegde	16.054	17.556	21.091	25.106	28.011
Finanzergebnis Planung ohne Hedge	1.900	1.633	1.358	1.067	799
Finanzergebnis Planung mit Hedge	1.919	1.702	1.518	1.363	1.266

Tabelle 19: Änderungen Langfristplanung der Mátra Kraftwerke G.AG bei Anwendung des langfristigen Absicherungsmodells Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Wie in obiger Abbildung ersichtlich, ergeben sich bei den jährlichen Kosten für CO_2-Zertifikate erhebliche Abweichungen. Gemäß dem traditionellen Planansatz müssen in den Jahren 2016 bis 2020 für CO_2-Zertifikate insgesamt 125.833 Mio. HUF aufgewendet werden, denen keine Erträge gegenüberstehen. Unter Berücksichtigung des Absicherungskonzeptes reduziert sich dieser Wert auf 107.818 Mio. HUF. Dies bedeutet eine Ersparnis von 18.015 Mio. HUF bzw. 14 %. Grundsätzlich anzumerken ist hierbei, dass aus Risikogesichtspunkten nur der Teil der notwendigen CO_2-Zertifikate gemäß dem Wettbewerbsnachteil abgesichert wurden.

Beim Finanzergebnis ist überraschenderweise festzustellen, dass sich das Finanzergebnis bei der Planung mit Hedging Konzept besser darstellt als beim traditionellen Planansatz. Im Fall Mátra erfolgt der Abfluss der Liquidität durch niedrig verzinste EURO Anlagegelder, während die höhere Liquidität aufgrund der Kostenersparnis bei den CO_2-

Zertifikaten in höher verzinste Forint Depositen angelegt wird. Aufgrund dieser Zinsdifferenzen ergibt sich ein höheres Finanzergebnis bei der Planung mit dem Absicherungskonzept. Dieser Sonderfall darf aber nicht darüber hinwegtäuschen, dass in einem einheitlichen Währungsraum ohne Zinsdifferenzen der hohe Liquiditätsabfluss durch den Kauf aller CO_2-Zertifikate für den restlichen Allokationszeitraum das Finanzergebnis höher belastet, als das die Zinseinnahmen aus den nachfolgenden Kostenersparnissen ausgleichen können. Je nach Ausgestaltung (Zinshöhe, Kostenersparnis) kann jedoch zu einem bestimmten Zeitraum der negative Effekt aus dem vorzeitigen Kauf der CO_2-Zertifikate umschlagen, da auf der einen Seite sich die Mehrerlöse aufgrund der Kostenersparnis kumulieren und dadurch die Zinseinnahmen erhöhen, auf der anderen Seite die Zinsbelastung aus dem vorzeitigen Kauf der CO_2-Zertifikate im Laufe der Jahre aufgrund des Verbrauch der Zertifikate ständig vermindern.

7.5.1 Vergleich der Ergebnisrechnungen der Planungen

Die Ergebnisrechnung unter Einbezug des dargestellten langfristigen Absicherungsmodells stellt sich wie folgt dar:

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
UMSATZERLÖSE	99.186	99.175	104.118	77.216	82.026	85.579	92.873	98.811
davon Stromerlöse	96.635	96.555	101.427	73.540	79.149	82.621	89.873	95.755
KOSTEN UND AUFWENDUNGEN	79.034	79.749	84.363	77.417	84.754	89.676	96.164	100.436
davon Material-/Dienstleistungskosten	47.161	47.067	50.069	47.609	51.982	56.006	61.306	64.256
davon Personalkosten	20.574	20.840	21.663	19.846	20.570	20.669	21.461	22.238
davon Sonstiges Ergebnis	3.951	3.958	4.078	557	2.513	3.063	3.170	3.266
davon Abschreibungen	7.348	7.884	8.553	9.405	9.689	9.938	10.227	10.676
BETRIEBLICHES ERGEBNIS	20.151	19.426	19.755	-201	-2.728	-4.097	-3.291	-1.625
Finanzergebnis	1.996	2.412	1.715	1.919	1.702	1.518	1.363	1.266
ERGEBNIS VOR STEUERN	22.147	21.838	21.470	1.718	-1.026	-2.579	-1.928	-359
Ertragssteuern	6.514	6.827	6.768	655	282	0	0	0
ERGEBNIS NACH STEUERN	15.634	15.011	14.701	1.063	-1.308	-2.579	-1.928	-359

Tabelle 20: Ergebnisrechnung Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG unter Einbezug des langfristigen Absicherungsmodells Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zur Ergebnisrechnung der traditionellen Planung (Tabelle 17) ergeben sich bis zum Jahr 2015 keine Unterschiede. Danach unterscheiden sich die Materialkosten und das Finanzergebnis. Durch Verwendung der sonst gleichen Prämissen wie Inflationsraten, Zinsraten, Wechselkurse, Kohleeinsatz, Absatzmenge, Bedarf an CO_2-Zertifikate, Strompreise bleiben die restlichen Aufwand- und Ertragsposten gleich.

In den Materialkosten sind die Aufwendungen für CO_2-Zertifikate enthalten, welche sich vermindern. Durch das langfristige Absicherungsmodell vermindern sie sich in der Planung mit langfristiger Absicherung nachhaltig, in Abhängigkeit der Differenz zwischen den jährlichen Plankosten und den abgesicherten Kosten für CO_2-Zertifikate. Alle anderen Aufwendungen der in den Materialkosten enthaltenen Kostenarten bleiben gleich.

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Materialkosten Planung ohne Hedge	47.161	47.067	50.069	49.136	54.291	59.492	66.061	70.194
darin enthalte Kosten für CO2-Zertifikate	*14.469*	*14.215*	*16.601*	*17.581*	*19.865*	*24.577*	*29.861*	*33.949*
Materialkosten Planung mit Hedge	47.161	47.067	50.069	47.609	51.982	56.006	61.306	64.256
darin enthalte Kosten für CO2-Zertifikate	*14.469*	*14.215*	*16.601*	*16.054*	*17.556*	*21.091*	*25.106*	*28.011*
Differenz CO2 (Ersparnis)	*0*	*0*	*0*	*1.527*	*2.309*	*3.486*	*4.755*	*5.938*

Tabelle 21: Vergleich Materialkosten der Langfristplanung 2013 - 2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Für die Jahre 2013 bis 2015 ergeben sich keine Unterschiede in den Materialkosten, da hier auch keine Absicherungen erfolgten, bzw. die Absicherung der benötigten CO_2-Zertifikate für die Zeitdauer des liquiden Zeitraums ebenfalls in der traditionellen Planung enthalten ist. Ab dem Jahr 2016 ergibt sich eine signifikante Einsparung, die im Zeitablauf bis 2020 jährlich ansteigt. Begründet ist der jährliche Anstieg der Einsparungen mit den angenommen jährlich steigenden Aufwendungen für CO_2-Zertifikate in der traditionellen Planung, gegenüber den „eingefrorenen“ Aufwendungen für CO_2-Zertifikate in der Planung mit Absicherungsmodell. Insgesamt ergeben sich Einsparungen bei den Materialkosten für die betrachtete Periode von 2016 bis 2020 von 18.015 Mio. HUF.

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Finanzergebnis Planung ohne Hedge	1.996	2.412	1.715	1.900	1.633	1.358	1.067	799
Finanzergebnis Planung mit Hedge	1.966	2.412	1.715	1.919	1.702	1.518	1.363	1.266
Gesamtdifferenz (Ersparnis)	*0*	*0*	*0*	*19*	*115*	*160*	*286*	*467*

Tabelle 22: Vergleich Finanzergebnis der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Beim Betrachten der Unterschiede im Finanzergebnis zwischen der traditionellen Planung und der Planung mit langfristigem Absicherungsmodell ergeben sich sinngemäß ebenfalls keine Differenzen für die Jahre 2013 bis 2015. Für das Jahr 2016 ergibt sich eine geringe Differenz von 19 Mio. HUF. Die Differenz fällt daher klein aus, da die Übernahme und

Zahlung der gesicherten CO_2-Zertifikate erst im Dezember des Jahres 2016 erfolgt, und deswegen der Liquiditätsabfluss bei der Zinsberechnung kaum ins Gewicht fällt.

Im Allgemeinen wäre anzunehmen, dass es durch den erheblichen Liquiditätsabflusses bei Kauf und Bezahlung der gesicherten CO_2-Zertifikate zu einer negativen Zinsdifferenz kommt. In dem gewählten Beispiel ist die Zinsdifferenz aufgrund der Währungs- und Zinsdifferenzen durchgängig positiv. Während der Liquiditätsabfluss von den niedrig verzinsten Euro Beständen erfolgt, wird die gegenläufig höhere Liquidität durch die Einsparungen mit den wesentlich höheren Zinsen für den ungarischen Forint berechnet. Bei einer Modellbetrachtung mit einer Währung, und damit ohne unterschiedliche Zinsen, wäre tatsächlich in den Anfangsjahren die Zinsdifferenz negativ, bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die kumulierte Summe der Einsparung durch die Absicherung das gebundene Kapital für die restlichen gesicherten CO_2-Zertifikate übersteigt.

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Materialkosten Planung ohne Hedge	47.161	47.067	50.069	49.136	54.291	59.492	66.061	70.194
darin enthalte Kosten für CO2-Zertifikate	*14.469*	*14.215*	*16.601*	*17.581*	*19.865*	*24.577*	*29.861*	*33.949*
Materialkosten Planung mit Hedge	47.161	47.067	50.069	47.609	51.982	56.006	61.306	64.256
darin enthalte Kosten für CO2-Zertifikate	*14.469*	*14.215*	*16.601*	*16.054*	*17.556*	*21.091*	*25.106*	*28.011*
Differenz CO2 (Ersparnis)	*0*	*0*	0	*1.527*	*2.309*	*3.486*	*4.755*	*5.938*
Finanzergebnis Planung ohne Hedge	1.996	2.412	1.715	1.900	1.633	1.358	1.067	799
Finanzergebnis Planung mit Hedge	1.966	2.412	1.715	1.919	1.702	1.518	1.363	1.266
Differenz Finanzerg. (Ersparnis)	*0*	*0*	*0*	*19*	*115*	*160*	*286*	*467*
Gesamtdifferenz (Ersparnis)	0	0	0	1.546	2.424	3.646	5.041	6.405

Tabelle 23: Gesamtdifferenzen Materialkosten und Finanzergebnis der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Für die Gesellschaft kann in der Planung durch das langfristige Absicherungsmodell eine Ergebnisverbesserung von insgesamt 19.062 Mio. HUF erreicht werden. Wie ersichtlich, steigen die Ergebnisverbesserungen im Laufe der Planungsperiode kontinuierlich an und erreichen in der Spitze 6.283 Mio. HUF.

(in Mio. HUF)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ergebnis v. Steuern Planung ohne Hedge	22.148	21.838	21.470	204	-3.356	-6.153	-6.881	-6.642
Ergebnis v. Steuern Planung mit Hedge	22.147	21.838	21.470	1.718	-1.026	-2.579	-1.928	-359
Gesamtergebnis-differenz	*0*	*0*	*0*	*1.514*	*2.330*	*3.574*	*4.953*	*6.283*

Tabelle 24: Vergleich Ergebnis vor Steuern der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell Quelle: Eigene Darstellung; Datenmaterial: Eigene Berechnungen

Aufgrund der dargestellten Einsparungen bei den Materialkosten und den verbesserten Zinsergebnissen ist es offensichtlich, dass sich das Ergebnis vor Steuern durch die Anwendung des langfristigen Absicherungsmodells signifikant verbessert. Zwar kann im vorliegenden Fall die Anwendung des Absicherungsmodells die Gesellschaft nicht nachhaltig aus der Verlustzone führen. Wie jedoch im Ergebnisverlauf zu sehen ist, verbessert sich das Ergebnis vor Steuern bei der Planung mit Absicherungsmodell mit zunehmenden Zeitverlauf. Es wird in der Tendenz besser, bzw. der negative Ausweis wird kleiner. Im Gegensatz dazu der Ergebnisverlauf bei der Planungsvariante ohne langfristigem Absicherungsmodell. Das Ergebnis vor Steuern wird im Zeitverlauf zunehmend negativer, je höher die Preise für CO_2-Zertifikate steigen.

8 Zusammenfassung der Ergebnisse und Ausblick

Die vorliegende Arbeit zeigt zum einen die Herausforderungen, denen die EU-ETS Teilnehmer durch die stark schwankenden und damit nicht planbaren Preise für CO_2-Zertifikate ausgesetzt sind. Zum anderen zeigt die Arbeit aber auch eine Methode, die Schwankungen der CO_2-Zertifikatspreise mittels rollierenden Absicherungsmodells zu glätten, und damit eine Planbarkeit für die Allokationsperiode 2013 bis 2020 herzustellen.

Nach dem theoretischen Konzept der Merit Order bilden die variablen Kosten des letzten Grenzkraftwerkes den Strompreis. Dadurch, dass Braunkohlekraftwerke einen CO_2-Emissionsfaktor über dem Pass through Faktor haben, können die bei der Stromerzeugung anfallenden variablen Kosten nicht vollständig weitergegeben werden. Dadurch entstehen den Betreibern von Braunkohlekraftwerken wirtschaftliche Nachteile, die auch zum vollständigen Verlust der Rentabilität führen können.

In der Arbeit hat sich gezeigt, dass die Absicherung von CO_2-Zertifikaten zwar wissenschaftlich diskutiert und auch gängige Praxis bei den Teilnehmern des Emissionshandels ist, jedoch nur über den börsengehandelten Zeitraum von maximal drei Jahren. Die spezielle Absicherung darüber hinaus, das heißt für die gesamte Allokationsperiode bis zum Jahr 2020, ist jedoch nicht bekannt. Daraus ist zu schließen, dass Kraftwerksbetreiber auf die veränderten Rahmenbedingungen der dritten Allokationsperiode in Bezug auf die Laufzeit bis jetzt nicht hinreichend reagiert haben.

Es konnte nachgewiesen werden, dass eine maximal dreijährige Preisabsicherung der für den Produktionsprozess notwendigen CO_2-Zertifikate bei der dritten Allokationsperiode nicht mehr den Erfordernissen entspricht, da sie keine hinreichende Preis- und Planungssicherheit gewährleistet.

Wissenschaftliche Untersuchungen haben ergeben, dass ein Anteil des Preises für CO_2-Zertifikate über den Strompreis vergütet wird, der sogenannte Pass through Faktor. Dies gilt dauerhaft für die gesamte Laufzeit der dritten Allokationsperiode vom Jahr 2013 bis 2020. Für Energieerzeuger mit einem Emissionsfaktor über dem Pass through Faktor ergibt sich daher ein relativer Wettbewerbsnachteil, in Höhe der Differenz zwischen dem Pass

through Faktor und dem individuellem Emissionsfaktor. Dies bedeutet für die betroffenen Energieerzeuger nicht gedeckte Zusatzkosten, die bei steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate die Rentabilität gefährden.

Das entwickelte Modell für eine Preisabsicherung von CO_2-Zertifikate über den liquiden Zeitraum hinaus, kann somit hilfreich für die Teilnehmer am Emissionshandel mit einer hohen Emissionsrate sein, insbesondere für die Betreiber von Braunkohlekraftwerken. Es ermöglicht eine Erhaltung der Rentabilität und eine längerfristige Preis- und Planungssicherheit.

Die Anwendung des entwickelten Modells mindert diese wirtschaftlichen Nachteile der Kostenbelastung und kann die Rentabilität erhalten. Dies konnte unter anderem mit der in Kapitel 7 durchgeführten Fallstudie anhand des Braunkohlekraftwerks Mátra in Ungarn nachgewiesen werden.

Insgesamt konnte mit der vorliegenden Arbeit eine hilfreiche Grundlage für die Gestaltung und weitere Entwicklung längerfristiger Absicherungsmethoden für CO_2-Zertifikate entwickelt werden. Damit wurde auch eine neuere Sicht auf die Preisabsicherung von CO_2-Zertifikaten entwickelt und dem Forschungsgebiet neue Anregungen gegeben.

Anhand von Experteninterviews hat sich gezeigt, dass zwar ein Interesse an einer langfristigen Absicherung der CO_2-Verpflichtungen besteht, jedoch Methoden und Modelle hierzu unbekannt sind bzw. nicht verfolgt werden. Die Entwicklung des Modells ist daher grundsätzlich geeignet eine neue Sichtweise und Impulse auf diesem Forschungsgebiet zu geben. Insgesamt ist mit der vorliegenden Arbeit eine Grundlage geschaffen worden, die bei der Gestaltung einer individuellen Absicherungsstrategie in Bezug auf CO_2-Zertifikate herangezogen werden kann und hilfreich ist.

Trotz allem bleiben Fragen offen. Die bilanzielle Behandlung einer solchen langfristigen Absicherungsstrategie, insbesondere bei stark schwankenden Preisen für CO_2-Zertifikate, ist nicht diskutiert worden. Durch die Neuartigkeit und daher fehlender Standarisierung muss die bilanzielle Behandlung von Zwischenverlusten und Zwischengewinnen während der Absicherungsperiode noch näher untersucht und erforscht werden.

Literaturverzeichnis

Bauer, Christof/Zink, Jan Christoph (2005), Korrelation zwischen Strompreisen und CO2-Zertifikatenpreisen. in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55/2005, Essen, 55 S. 574-577

Büdenbender, Martin (2009) Auswirkungen des europäischen CO2-Handelssystems auf Stromerzeugungsinvestitionen, Essen, (Energiewirtschaft und Technik Verlagsgesellschaft), ISBN 978-3-925349-57-7

BDEW et. al. (2013), Bund der Deutschen Energiewirtschaft, Beim Kraftwerksneubau droht eine neue Eiszeit, Presseerklärung, April 2013 URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130408-pi-mueller-beim-kraftwerksbau-droht-eine-neue-eiszeit-de (15.April 2013)

Brümmerhoff, Dieter (2001), Finanzwirtschaft 8. Auflage, Oldenburger Wissenschaftsverlag, Oldenburg, ISBN 3-486-25387-5

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007), Revidierter Nationaler Allokationsplan 2008 – 2012 für die Bundesrepublik Deutschland Stand 13. Februar 2007, Berlin

Deutsche Bank Research (2007), EU-Emissionshandel – Verteilungskämpfe werden härter, Energie Spezial Aktuelle Themen Nr. 377

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) (2010), Allgemeine Informationen zum Emissionshandel, URL.: www.dehst.de/cln_162/nn_476194/DE/Emissionshandel/emissionshandelNod.htm, (23. Juli 2010)

EIA, National Energy Information Administration (2008) Energy Outlook 2008 with projections to 2030, DOE/EIA 0383,URL: http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2008).pdf

Endres, Alfred (2009), Effizienz und induzierter Fortschritt in der Umweltpolitik: Eine wirtschaftliche Perspektive in: Ökologische Industriepolitik Wirtschafts und politikwissenschaftliche Perspektive 01/09, Umweltbundesamt, ISSN 1865-0538, S.19-32

European Energy Exchange (EEX) (2012), URL: http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Emission%20Rights/EU%20Emission%20Allowances%20%7C%20Spot (12. Oktober 2012)

Europäische Kommission (2009), Das Emissionshandelssystem der EU, Amt für amtliche Veröffentlichung der Europäischen Gemeinschaften, Luxemburg, ISBN 978-92-79-13401-2

Europäische Kommission (2003), Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates vom 13. Oktober 2003, Amtsblatt ABI. L 275 vom 25.10.2003

Europäische Kommission (2004), Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls, Amtsblatt ABI. L 338 vom 13.11.2004

Europäische Kommission (2009), 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 Treibhausgasemissionszertifikate, ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 63–87

Europäische Union (2003), Leitfaden für die fakultative Anwendung von Artikel 10 c der Richtlinie 2003/87/EG, Mitteilung der Kommission, Amtsblatt der EuropäischenUnion C99/9 vom 31.3.2011

Europäische Union (2002), 2002/358/EG: Entscheidung des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen

Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen, Amtsblatt Nr. L 130 vom 15/05/2002 S. 0001 - 0003

Hauck, Torsten (2011), Environmental and economic aspects of coalfiring in electric power generation, Bányászat és Geotechnika, Miskolci Egyetem, HU ISSN 1417-5398

Hauck, Torsten (2011), Business planning and cost management at the Mátra power plant, Bulletin of the National Technical University KhPI, Scientifical Peridicals of Ukraine ISSN 2079-0767

Hungarian Power Exchange (HUPX) (2012) URL.: http://www.hupx.hu/market/historical_data/spot.html (12. Oktober 2012)

Gabler Wirtschaftslexikon, hppt://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/4636/pareto-optimum-v7.html (22.Mai 2014)

Geden Oliver/Fischer Severin (2008), Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, ISBN 978-3-8329-3553-5

Industcards (2013), URL.: http://industcards.com/ppworld.htm#conventional steam-electric plants (coal and lignite) (25. Juni 2013)

Industcards (2013), URL.: http://industcards.com/ppworld.htm#conventional steam-electric plants (coal and lignite) (25. Juni 2013)

Kehrls Bastian (2008), Emissionshandel in Deutschland, GRIN Verlag, ISBN 978-3-640-17848-3

Kempfert, Claudia/Diekmann, Jochen (2006), Perspektiven der Energiepolitik in Deutschland, in: Wochenbericht des DIW Berlin Nr.3/2006, S. 29-42

Kempfert, Claudia/Schneider, Friedrich/Wegmayr, Jürgen (2007), Der Energiehandel in Deutschland und Österreich – ein wirksames Instrument des Klimaschutzes?, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität, Linz

Kyoto-Protokoll (1998), im Gesetz zu dem Protokoll von Kyoto vom 11. Dezember 1997 zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungern, erschienen in der amtlichen deutschen Übersetzung im Bundesgesetzblatt, 2 Mai 2002

Landgrebe, Jürgen (2005), Implementation of Emission Trading in the EU: National allocation plans of all EU States, Brief fact sheets of EU member states allocation plans, Umweltbundesamt DEHSt, Berlin

Matra Kraftwerke G.AG (2012), Kaufmännische Direktion, Planungsmemorandum

Meretz, Stefan (2011), Energie-Commons als P2P-Netzwerk, URL: http://keimform.de/2011/energie-commons-als-p2p-netzwerk/ (10.10.2013)

Ockenfels, Axel (2007), Strombörse und Marktmacht, Gutachten für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig Holstein

Ockenfels Axel/Grimm, Veronika/Zoettl, Gregor (2008), Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontraktean der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die sächsiche Börsenaufsicht Stand 11. März 2008

Piemonte, Tommy (2010), Emissionszertifikatehandel: Analyse aus Perspektive der Umweltökonomik, der internationalen Klimapolitik und des Finanzmarktes, Diplom-Verlag, Hamburg 2010, ISBN 978-3-8366-9278-6

Redl, Christian/Haas, Reinhard,/Keseric, Nenad, Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmaärkten unter besonderer Berücksichtigung des Emissionshandels, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien

RWE AG, Marktgerechte Preisbildung auf dem Strommarkt, ohne Verfasser, ohne Jahr

RWE AG, Stromhandel und Strompreisbildung, ohne Verfasser, ohne Jahr

Scharte Matthias (2008), Analysen des Emissionshandels in Deutschland vor dem Hintergrund der ab 2005 gesammelten Erfahrungen in: Weiterentwicklung des Emissionshandels – national und auf EU-Ebene, Dessau 2008,ISSN 1862-4804

Seifert, Jan (2010), Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt, Theorie und Empirie, Scientific Publishing, ISBN 978-3-86644-517-8

Sijm, Jos/Neuhoff, Karsten/Chen, Yishu (2006), CO2 Cost Pass Through and Windfall Profits in the Power Sector, Research Working Paper CWPE 0639 and EPRG 0617, May 2006

Steuwer, Dagmar Sibyl (2007), Der Europäische Emissionshandel und die Rolle der Europäischen Kommission, ibidem-Verlag, Stuttgart, ISBN 978-3-89821-793-4

Tietenberg, Tom (2008), The Évolution of Emissions Trading, http://www.:aeaweb.org/anual_mtg_papers/2008/2008_90.pdf (29. Mai 2014)

Ziesig Hans-Joachim et al. (2007), Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels, Umweltbundesamt Dessau

Ziesig Hans-Joachim (2009), Differenzierte Entwicklung bei insgesamt weiter steigenden weltweiten CO_2-Emissionen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2009, S. 56-65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Braunkohlekraftwerke über 200 MW in der Europäischen Union 6

Abbildung 2: EU burden sharing 14

Abbildung 3: Treibhausgasemissionen Annex-B-Länder im Basisjahr 1990/1995 und die Zielsetzung für 2008/2012 15

Abbildung 4: Am Emissionshandel teilnehmende Sektoren und Anlagen 17

Abbildung 5: Prinzip des Emissionshandels 19

Abbildung 6: Allokationsregeln und -umfang der einzelnen EU Länder für die Allokationsperiode 2005 - 2007 23

Abbildung 7: Preisentwicklung für EU-Emissionsberechtigungen 2005 – 2007 25

Abbildung 8: Preisentwicklung für EU-Emissionsberechtigungen 2008 – 2012 27

Abbildung 9: Zuteilung der Gesamtmenge an CO2-Zertifikaten pro Jahr bis 2020.....28

Abbildung 10: Graphische Darstellung Pareto-Optimum.....30

Abbildung 11: Grundlagen des Stromhandels und der Strompreisbildung.....36

Abbildung 12: Einteilung Kraftwerkstypen nach Erzeugungsart in Anlehnung an die Merit Order.....38

Abbildung 13: Graphische Darstellung der Merit Order 41

Abbildung 14: Entwicklung Strompreise EEX und HUPX August 2008 – Februar 2011 43

Abbildung 15: Die eingebauten Kraftwerkskapazitäten der Gesellschaft Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta Ungarn 93

Abbildung 16: Durchschnittlicher CO2-Zertifikatebedarf pro Jahr und durchschnittliche kostenlose CO2-Zertifikatezuteilung pro Jahr unterteilt nach den einzelnen Allokationsperioden bei der Mátra G.AG 94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Durchschnittliche CO_2-Emissionen pro MWh der verschiedenen Stromerzeugungsarten 47

Tabelle 2: Darstellung offene und geschlossene Positionen beim Stromverkauf und CO2-Zertifikatekauf 51

Tabelle 3: Preise für handelbare Futures für den Zeitraum bis 2015 54

Tabelle 4: Berechnung der Gesamtkosten von CO2-Zertifikaten für im Voraus verkaufte Erzeugungsmengen 57

Tabelle 5: Berechnung der Kosten des relativen Wettbewerbsnachteils eines Braunkohlekraftwerks für die Jahre 2016 - 2020 66

Tabelle 6: Berechnung der abzusichernden CO2-Zertifikate für den Zeitraum 2016 - 2020 68

Tabelle 7: Absicherungspfad 2016 bis 2020 71

Tabelle 8: Zahlungsströme bei rollierenden Future-Kontrakten bis zum Jahr 2020 73

Tabelle 9: Bewertung der preistreibenden Faktoren bei Strom- und CO2-Preisen und deren Abhängigkeit 87

Tabelle 10: Auswertung Relevanz und Risiken von Hedging Produkten sowie Absicherungszeiträume 89

Tabelle 11: Gewinn- und Verlustrechnung der Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta, Ungarn von 2006 – 2012 95

Tabelle 12: Technische Daten der Mátra Kraftwerke G.AG, Visonta Ungarn 96

Tabelle 13: Planungsprämissen Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 100

Tabelle 14: Stromerzeugung und Brennstoffbedarf Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 102

Tabelle 15: Strom- und CO2-Preise Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 103

Tabelle 16: Kostenstruktur Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 105

Tabelle 17: Ergebnisrechnung Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG 107

Tabelle 18: Berechnung der abzusichernden CO2-Zertifikate der Mátra Kraftwerke G.AG für den Zeitraum 2016 – 2020.....110

Tabelle 19: Änderungen Langfristplanung der Mátra Kraftwerke G.AG bei Anwendung des langfristigen Absicherungsmodells.....111

Tabelle 20: Ergebnisrechnung Langfristplanung 2013 -2020 der Mátra Kraftwerke G.AG unter Einbezug des langfristigen Absicherungsmodells 113

Tabelle 21: Vergleich Materialkosten der Langfristplanung 2013 - 2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell.....114

Tabelle 22: Vergleich Finanzergebnis der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell.....114

Tabelle 23: Gesamtdifferenzen Materialkosten und Finanzergebnis der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell 115

Tabelle 24: Vergleich Ergebnis vor Steuern der Langfristplanung 2013 -2020 ohne und mit langfristigem Absicherungsmodell.....116