

UNTERNEHMENSTHEORIE UND UNTERNEHMENSPRAXIS DOKTORSCHULE
UNIVERSITÄT MISKOLC
FAKULTÄT FÜR WIRTSCHAFTSWISSENSCHAFTEN

TORSTEN HAUCK

**DER EUROPÄISCHE CO₂-ZERTIFIKATEHANDEL UND DIE WIRKUNG
AUF DEN STROMPREIS
MODELL ZUR ABSICHERUNG VON CO₂ ZERTIFIKATSKOSTEN FÜR DEN
BETRACHTUNGSZEITRAUM
2016 - 2020**

Thesepapier Ph.D. Dissertation



Themenleiter: Dr. Dr. h.c. Helmut G. Polzer ; Dr. Tóthné Dr. Szita Klára

Leiter der Doktorschule: Dr. Tóthné Dr. Szita Klára

Bammental/Miskolc 2014

Inhaltsverzeichnis

1	Ausrichtung und Aufbau der Arbeit.....	1
2	Wissenschaftliche Forschung.....	8
2.1	Forschungsstand	9
2.2	Modell zur Absicherung von CO ₂ -Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 - 2020.....	9
2.3	Experteninterviews	11
3	Wissenschaftlicher Erkenntnisgewinn	13
4	Praktische Anwendung	21
5	Weitere Forschungen in der Zukunft	22
6	Literaturauswahl.....	23
7.	Publikationen	28

In Anbetracht der vollständigen Versteigerung der CO₂-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 Strategien gegen steigende Preise für CO₂-Zertifikate nützlich sein können.

Insbesondere die stark CO₂-emittierenden Braunkohlekraftwerke werden von der zusätzlichen Kostenbelastung durch CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Kosten vom Markt getragen, d. h. über den Strompreis abgedeckt werden, 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. Insbesondere, da mit steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate zu rechnen ist. Steigende Preise für CO₂-Zertifikate sind nicht nur politisch ausdrücklich erwünscht, sondern ergeben sich automatisch durch die Systematik des Emissionshandels, mit jährlicher Verknappung der zu versteigernden CO₂-Zertifikate.

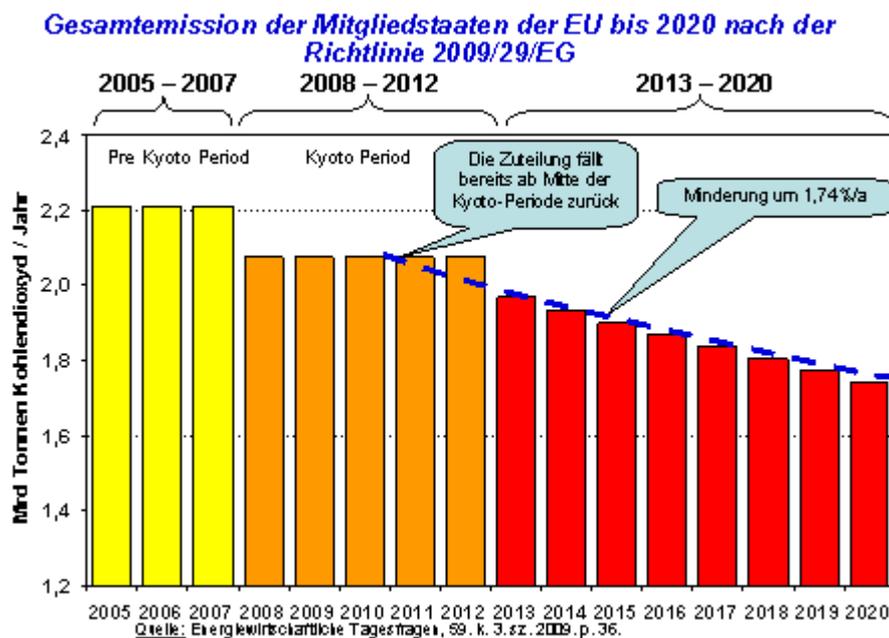


Abbildung 1: Zuteilung der Gesamtmenge an CO₂-Zertifikaten pro Jahr bis 2020
 Quelle: o. Verfasser, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2009)

Empirische Untersuchungen haben ergeben, dass die CO₂-Kosten nur zu einem Teil über den Strompreis weitergegeben werden können. Für Anlagenbetreiber, deren Kosten für CO₂-Zertifikate höher sind, entstehen zusätzliche Kosten, die die Marge schmälern. Gegenüber Anlagebetreiber mit geringeren CO₂-Kosten entsteht somit ein relativer Wettbewerbsnachteil. Betreiber von Braunkohlekraftwerke sind hiervon besonders

betroffen, da ihre spezifische CO₂-Emissionsrate unter allen Stromerzeugungsarten die höchste ist.

Der europäische CO₂-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.

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 CO₂-freien bzw. armen Energieerzeugung. Mithin gleicht die Versteigerung der CO₂-Zertifikate einer Art von Abgassteuer, 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 CO₂-armen Energieerzeugung ist nicht von heute auf morgen gestaltbar, sondern ist ein langfristiger Prozess, da in Europa die Erzeugungsstruktur mit seinen Großkraftwerken nicht nur ein kapitalintensiver Bereich, sondern auch extrem langfristig ausgerichtet ist. Investitionen in Kraftwerke werden in der Regel für eine Zeitspanne von bis zu 40 Jahren, nicht selten sogar bis zu 60 Jahren getätigt.

Ausgehend vom Kyoto Protokoll wurde der CO₂-Emissionshandel im Jahr 2005 auf Basis der EU-Richtlinie 2003/87/EG installiert. Seit dieser Zeit beschäftige ich mich mit den umfangreichen Auswirkungen des Emissionshandels auf die Energiewirtschaft. Es fand ein reger Informationsaustausch statt und es wurden viele Gespräche und Diskussionen mit Verantwortlichen aus nationaler und europäischer Politik, Umweltverbänden und Vertretern der am Emissionshandel teilnehmenden Energiewirtschaft geführt. Nach meinen Erfahrungen ließen die unterschiedlichen Positionen und Interessen, auf der einen Seite (umwelt-) politische und auf der anderen Seite wirtschaftliche, die Fronten weitgehend verhärten. Hierdurch entstand mein Bemühen, sich dem Thema wissenschaftlich zu nähern, insbesondere aus der Sicht der Energieerzeuger, die mit den wirtschaftlichen

Auswirkungen des Emissionshandels umgehen müssen, denn die Rahmenbedingungen sind, zumindest bis zum Jahr 2020, gesetzt und müssen als gegeben akzeptiert werden.

Nach den Ergebnissen meiner Forschung sichern sich Kraftwerksbetreiber ihre benötigte Menge an CO₂-Zertifikaten über Derivate, in der Regel börsengehandelte Futures, über einen maximalen Zeitraum von drei Jahren, den sogenannten liquiden Zeitraum. Dies erfolgt zum einen aus praktischen Erwägungen, da der maximal handelbare Zeitraum für CO₂-Zertifikate an der Börse nur drei Jahre beträgt, und die Energieerzeuger aus Transparenz- und Liquiditätsgründen CO₂-Zertifikate vorwiegend über die Strombörse kaufen. Zum anderen spielen Risikogesichtspunkte eine große Rolle. Aufgrund der Vorgaben durch das Risikocontrolling dürfen keine offenen Positionen entstehen, d. h. der Stromverkauf und die zugehörige Deckung der für die Erzeugung benötigten CO₂-Zertifikate müssen synchron erfolgen. Da ein Stromverkauf nach der bisherigen Praxis ebenfalls nur für drei Jahre im Voraus erfolgen kann, wäre eine Sicherung von CO₂-Zertifikaten darüber hinaus ungedeckt und würde einem Preisrisiko unterliegen.

War die bisherige Praxis der Absicherung über den liquiden Zeitraum für die erste und zweite Allokationsperiode noch ausreichend, so erfordert es nach meiner Überzeugung für die dritte Allokationsperiode einen Paradigmenwechsel hin zu einer längerfristigen Absicherung von CO₂-Zertifikaten. Ebenso waren die erste und zweite Allokationsperiode in sich abgeschlossen bzw. weitgehend abgeschlossen und hatten einen für die gewohnte Absicherung passenden Zeitraum von drei bzw. fünf Jahren. Der Zeitraum der dritten Allokationsperiode ist auf acht Jahre ausgeweitet und somit mehr als doppelt so lange wie der liquide Zeitraum für CO₂-Zertifikate. Zudem wurden in den ersten beiden Allokationsperioden die CO₂-Zertifikate noch kostenlos, bzw. weitgehend kostenlos zugeteilt. Ab der dritten Allokationsperiode müssen nun alle CO₂-Zertifikate zugekauft werden, wodurch das Risiko für die Rentabilität der betroffenen Anlagenbetreiber durch steigende Preise für CO₂-Zertifikate überproportional erhöht wird.

Nach meinen bisherigen Erfahrungen und Forschungen haben aber die betroffenen Stromerzeuger auf die Veränderungen beim CO₂-Emissionshandel noch nicht, oder nicht ausreichend reagiert. Wollen sie aber ihre Rentabilität erhalten, so müssen sie umdenken.

In der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus meiner Forschung daher in der Entwicklung eines strategischen Langfristmodells, mit dem sich die jetzigen Preise für CO₂-Zertifikate für den Betrachtungszeitraum vom Jahr 2016 bis zum Jahr 2020 sichern lassen. Implizit wird das Jahr 2012 als Ausgangsjahr unterstellt. Der Zeitraum 2013 bis 2015 gilt daher als liquider Zeitraum, bei dem die Absicherung der benötigten CO₂-Zertifikate nach der bisherigen Praxis erfolgt. Die Relevanz eines solchen Modells ergibt sich durch das Verlangen einer längerfristigen Preis- und Planungssicherheit. Durch das entworfene Modell wird zum einen eine Preis- und Planungssicherheit über die Kosten für CO₂-Zertifikate für den Betrachtungszeitraum der Jahre 2016 bis 2020 erreicht, zum anderen die Erhaltung der Rentabilität gesichert. Am Beispiel des 950 MW Braunkohlekraftwerks Mátra in Visonta/Ungarn wird die Relevanz dieses Modells dargestellt, und es wird untersucht, wie sich die zusätzliche Kostenbelastung durch den vollständigen Erwerb der CO₂-Zertifikate ab 2016 auf die Kostenstruktur und die Rentabilität auswirkt, mit und ohne Anwendung des entworfenen Langfristmodells.

Meine Arbeit und insbesondere das entworfene Modell beziehen sich auf Braunkohle gefeuerte Kraftwerke, da diese besonders vom EU-ETS ab 2013 betroffen sind. Als Grundlastkraftwerke haben sie eine hohe Auslastung, und durch die eigene Brennstoffversorgung sind sie nach den Nuklearkraftwerken die kostengünstigste Stromerzeugungsart. Der hohe CO₂-Emissionsfaktor aber wirkt sich in Zukunft nachteilig auf die Wettbewerbsfähigkeit aus, und lässt die Rentabilität sinken. Je nach Strompreisniveau 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 CO₂-Handel ab 2013 auf die Kostenstruktur eines Braunkohlekraftwerks aus?
- Wie und in welcher Höhe erfolgt eine Kostenkompensation der zusätzlichen CO₂-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 CO₂-Strategien auf die Rentabilität aus?
- Wie können die schwankenden Preise für CO₂-Zertifikate ausgeglichen werden und somit 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 der Braunkohlekraftwerksbetreiber 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 von über 200 MW, und einer gesamten installierten Leistung von rd. 61.000 MW zur Abdeckung des Strombedarfs zur Verfügung.

EU-Land	Kraftwerk	Inst. Leistung	Inbetriebnahme
Bulgarien	AES Galabova	670 MW	2011
	Bobov Dol	630 MW	1973-1975
	Maritza East-2	1.450 MW	1969-1996
Deutschland	Maritza East-3	820 MW	1951-1975
	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
Griechenland	Schwarze Pumpe West, Mitte, Ost	1.062 MW	1959-1970
	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
Polen	Ptolemais	620 MW	1959-1973
	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
Rumänien	Turov	1.871 MW	1962-1971
	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 2: Braunkohlekraftwerke über 200 MW in der Europäischen Union Quelle: Eigene Darstellung; Daten: www.industcards.com (2013)

2 Wissenschaftliche Forschung

Das Konzept des CO₂-Zertifikatehandels und Strompreisbildung wurden in der vorliegenden Arbeit eingehend dargestellt, wobei der Schwerpunkt bei der Strompreisbildung auf der Untersuchung der Frage liegt, inwieweit die Kosten für CO₂-Zertifikate Berücksichtigung im Strompreis finden.

Darauf aufbauend wurde ein Modell entworfen, das die Möglichkeit bietet, die jetzigen Preise für CO₂-Zertifikate langfristig, das heißt über die gesamte dritte Allokationsperiode bis zum Jahr 2020, zu sichern. Da der Zeitraum der Jahre 2013 bis 2015 nach den allgemein gültigen Absicherungsregeln erfolgen kann, liegt hierbei eindeutig der darüber hinausgehende Zeitraum 2016 bis 2020 im Fokus. Besondere Berücksichtigung bei der Entwicklung des Modells wurde auch auf die Bedürfnisse des Risikocontrollings gelegt, wonach keine ungedeckten, d. h. offenen Positionen entstehen dürfen.

Zur Überprüfung der Sichtweise der Marktteilnehmer wurden Experten anhand eines umfassenden Fragebogens befragt. Die anschließende Auswertung zeigt die Einschätzung der Marktteilnehmer über den EU-ETS und den Bedarf einer langfristigen Absicherung. Die praktische Funktionsfähigkeit des Modells wurde anhand der Langfristplanung des repräsentativen Braunkohlekraftwerks Mátra in Visonta/Ungarn dargestellt, und die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen wurden überprüft.

2.1 Forschungsstand

Die Forschung über den CO₂-Zertifikatehandel und der langfristigen Sicherung der Kosten für CO₂-Zertifikate wurde auf bereits bestehende Absicherungsmethoden für zukünftige Verpflichtungen aus dem Emissionshandel überprüft.

Die bestehenden Modelle zur Absicherung für zukünftige Verpflichtungen aus dem CO₂-Handel werden aufgezeigt, und es wird Bezug genommen auf die aus dem Emissionshandel resultierenden Wettbewerbsnachteile für Braunkohlekraftwerke.

Die in der Praxis der Energieversorger verwendeten Modelle, die sich über den liquiden Zeitraum von drei Jahren erstrecken, wurden von mir untersucht und dargestellt.

2.2 Modell zur Absicherung von CO₂-Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 - 2020

Die bei Energieerzeugern üblichen Preisabsicherungsmethoden für CO₂-Zertifikate umfassen nur den börsengehandelten Zeitraum von drei Jahren im Voraus. Das in der Arbeit dargelegte Modell eröffnet die Möglichkeit, die aktuellen Preise für einen längeren Zeitraum als drei Jahre, d. h. bis zum Ende des dritten Allokationszeitraums im Jahr 2020 abzusichern. Hierbei wird nur derjenige Kostenanteil für CO₂-Zertifikate abgesichert, der nicht durch den Strompreis vergütet wird, der sogenannte relative Wettbewerbsnachteil. Dadurch wird besonders die Anforderung des Risikocontrollings berücksichtigt, wonach aus Spekulationsgründen keine offenen Positionen entstehen dürfen.

Das Modell habe ich gesamthaft dargestellt, die einzelnen Prozesse und Schritte detailliert aufgezeigt und deren betriebswirtschaftliche Wirkungsweise auf die Rentabilität mit Hilfe des Fallbeispiels Mátra Kraftwerke ZRt. in Visonta/Ungarn dargestellt.

Üblicherweise verkaufen Stromerzeuger ihre freien Stromkapazitäten für einen Zeitraum von drei Jahren im Voraus. Gleichzeitig zu dem Stromverkauf werden die für die Erzeugung benötigten CO₂-Zertifikate über die Börse gekauft. Gemäß den Anforderungen des Risikocontrollings sind damit die Positionen geschlossen und die Marge bzw. die

Rentabilität gesichert. Eine Absicherung von CO₂-Zertifikaten darüber hinaus ist als offene Position zu betrachten und damit, nach den Gesichtspunkten des Risikocontrollings, nicht erlaubt. Der Zeitrahmen der ersten und zweiten Allokationsperiode betrug drei bzw. fünf Jahre. Insofern passten diese Zeiträume zu den an der Börse gehandelten bzw. liquiden Zeiträumen. Zudem haben die Energieerzeuger ihren Bedarf an CO₂-Zertifikaten kostenlos oder weitgehend kostenlos erhalten, eine weiterführende Absicherung der Kosten für CO₂-Zertifikate war daher nicht notwendig.

Bei der dritten Allokationsperiode wurde aber der Zeitraum auf acht Jahre ausgedehnt und die Energieerzeuger müssen 100 % ihrer benötigten CO₂-Zertifikate auf dem Markt kaufen. Damit ändern sich grundlegend die Rahmenbedingungen. Besonders betroffen hiervon sind die Stromerzeuger mit einer hohen Emissionsrate, wie die Braunkohlekraftwerke. Nach wissenschaftlichen Untersuchungen wird ein Teil der CO₂-Kosten über den Pass through Faktor durch den Strompreis rückvergütet. Für Braunkohlekraftwerke, deren spezifische CO₂-Emissionsrate über dem Pass through Faktor liegt, entsteht ein Wettbewerbsnachteil in Höhe der Differenz zwischen der spezifischen CO₂-Emissionsrate und dem marktgegebenen Pass through Faktor.

Das entworfene und in der Arbeit dargestellte Modell ist für die dritte Allokationsperiode, die sich über den Zeitraum 2013 bis zum Ende des Jahres 2020 erstreckt, gültig. Durch das Modell wird den Betreibern von Braunkohlekraftwerken die Möglichkeit gegeben, den individuellen Wettbewerbsnachteil, also die Differenz zwischen Pass through Faktor und der spezifischen Emissionsrate, für die gesamte dritte Allokationsperiode abzusichern. Ausgehend vom Jahr 2012 können die zur Erzeugung benötigten CO₂-Zertifikate für die Jahre 2013 bis 2015 gleichzeitig mit dem Stromverkauf gesichert werden. Für die Jahre 2016 bis 2020 werden nur die für die Erzeugung gemäß Langfristplanung benötigten CO₂-Zertifikate in Höhe des Wettbewerbsnachteils Jahr für Jahr über die Strombörse rollierend gesichert. Ein Stromverkauf für diesen Zeitraum entfällt aufgrund der mangelnden Liquidität. Da der Bedarf an CO₂-Zertifikaten in Höhe des Wettbewerbsnachteils vom Gesamtbedarf an CO₂-Zertifikaten entkoppelt ist, und nicht mit dem Strompreis korreliert, entfällt das Argument der offenen Position. Somit ist die Absicherung in Höhe des Wettbewerbsnachteils keine Spekulation und damit konform zu den Anforderungen des Risikocontrollings.

	2012	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Summe
Preis Forward pro Zertifikat	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	2,78	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 1: Zahlungsströme bei rollierenden Future-Kontrakten bis zum Jahr 2020

Das entworfene Modell bietet für Stromerzeuger, deren Emissionsrate über dem Pass through Faktor liegt, einen praktischen Nutzen. Mit Anwendung des Modells erhalten sie eine längerfristige Preis- und damit Planungssicherheit für den gesamten Zeitraum der dritten Allokationsperiode. Schwankende und steigende Preise für CO₂-Zertifikate werden eliminiert und die Rentabilität des Kraftwerks bleibt erhalten. Die Voraussetzungen für die Anwendung des Modells habe ich in der vorliegenden Arbeit ausführlich dargelegt. Den praktischen Bezug des Modells habe ich anhand des Beispielkraftwerks Mátra eingehend diskutiert und ausgeführt.

2.3 Experteninterviews

Die von mir 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. Aufgrund der relativ neuen Thematik des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) und der langfristigen Absicherung der Kosten für CO₂-Zertifikate, welche letztendlich zu dem entworfenen Modell zur Absicherung der CO₂-Zertifikatskosten für den Betrachtungszeitraum 2016 – 2020 führte, konnten nur wenige Experten befragt werden. Für die Interviews wurde ein in drei Sektoren unterteilter Fragebogen erstellt, der in der Arbeit dargestellt ist.

Der Fragebogen konzentrierte sich dabei auf folgende Themenschwerpunkte:

- Korrelation der Strompreise und Preise für CO₂-Zertifikate
- Relevanz und Risiken von Absicherungsmethoden
- Bewertung möglicher Absicherungskonzepte

Der CO₂-Zertifikatehandel und dessen Auswirkungen auf die Rentabilität der betroffenen Unternehmen werden zum einen aus wissenschaftlicher Sicht und zum anderen aus der Sicht der Praxis, anhand von Beispielen, und nicht zuletzt auch anhand des ausgewählten Fallbeispiels dargelegt. In der Arbeit wurde ein Modell entwickelt, welches den Kraftwerksbetreibern mit einer über dem Pass through Faktor liegender CO₂-Emissionsrate die Möglichkeit gibt, ihren Wettbewerbsnachteil für die gesamte dritte Allokationsperiode bis zum Jahr 2020 zu eliminieren.

Eine Preisabsicherung für CO₂-Zertifikate wird zwar wissenschaftlich diskutiert, und ist auch gängige Praxis bei den Teilnehmern des Emissionshandels, jedoch nur über den börsengehandelten Zeitraum von drei Jahren. Eine spezielle Absicherung über die gesamte Allokationsperiode bis 2020 ist jedoch nicht bekannt. Auf die veränderten Rahmenbedingungen der dritten Allokationsperiode, weitergehender Zeitraum und vollständiger Kauf aller benötigten CO₂-Zertifikate, haben die Kraftwerksbetreiber bis heute nicht hinreichend reagiert.

In der Arbeit konnte nachgewiesen werden, dass eine dreijährige Preisabsicherung der CO₂-Zertifikate in der dritten Allokationsperiode nicht mehr den Erfordernissen entspricht, da sie keine hinreichende Preis- und Planungssicherheit gewährleistet.

(1) Paradigmenwechsel durch neue Rahmenbedingungen in der dritten Allokationsperiode ab 2013

Die am Anfang gestellten Forschungsfragen konzentrierten sich auf den theoretischen Hintergrund des Europäischen Emissionshandels und auf die veränderte Situation, der die Braunkohlekraftwerke durch die neuen Rahmenbedingungen der dritten Allokationsperiode ausgesetzt sind. Mit Hilfe der theoretischen Studien konnte in der Arbeit dargestellt werden, dass der von der Europäischen Union eingeführte Emissionshandel wesentlich geeigneter ist zur globalen Reduzierung der CO₂-Emissionen als andere theoretische Ansätze. Unter diesem Aspekt ist die Einführung eines

marktbasierten Zertifikatehandels zur Zielerreichung konsequent und somit richtungsweisend.

Die nachfolgenden Studien beschäftigten sich eingehend mit den Auswirkungen der dritten Allokationsperiode auf Braunkohlekraftwerke. Hierbei konnte mit Hilfe der theoretischen und praktischen Erkenntnisse festgestellt werden, dass Braunkohlekraftwerke gegenüber den Konkurrenzkraftwerken besonders benachteiligt sind. Zum einen durch den vollständigen Kauf aller benötigten CO₂-Zertifikate, und zum anderen da sich der Wettbewerbsnachteil durch steigende Preise für CO₂-Zertifikate überproportional erhöht. Dies steht im Gegensatz zu der ersten und zweiten Allokationsperiode, bei denen die Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf Braunkohlekraftwerke nicht spürbar bzw. nicht eindeutig spürbar waren. Meine Studien und Befragungen von Unternehmen und Experten lassen den Schluss zu, dass sich diese Erkenntnis noch nicht hinreichend bei den handelnden Akteuren durchgesetzt hat, so dass diese bislang keine Gegenstrategien entworfen und Maßnahmen ergriffen haben.

These 1:

In der Dissertation konnte gezeigt werden, dass der von der Europäischen Union eingeführte Emissionshandel (EU-ETS) eine CO₂-Emissionsreduzierung zu den geringsten möglichen Kosten gewährleistet und daher effizienter ist als die theoretischen Ansätze der staatlichen Eingriffe in die Marktwirtschaft und der Verteilung von Eigentumsrechten.

Durch die Festlegung einer Emissionshöchstmenge und der Möglichkeit des freien Handels der ausgegebenen CO₂-Zertifikate ist der von der Europäischen Union eingeführte Emissionshandel zur globalen CO₂-Emissionsreduzierung effizienter als eine Steuerlösung oder der Verteilung von Eigentumsrechten mit anschließender Verhandlungslösung. Die Marktteilnehmer erhalten einen Anreiz, ihre CO₂-Emissionen durch Investitionen in emissionsärmere Technologien oder durch geringere Produktion zu reduzieren. Es erfolgt eine Abwägung zwischen den Investitionskosten in eine entsprechende Technologie, bzw. dem entgangenen Gewinn bei reduzierter Produktion, und dem Erlös bei Verkauf der eingesparten CO₂-Zertifikate. Dabei wird von den Marktteilnehmern zuerst die einfachste und kostengünstigste Art der Emissionsvermeidung durchgeführt, da die Differenz

zwischen den Verkaufserlösen der eingesparten CO₂-Zertifikate und den Vermeidungskosten am Höchsten ist. Durch die automatische Preisbildung für CO₂-Zertifikate über den freien Handel wird erreicht, dass die Differenz zwischen den Verkaufserlösen und den Vermeidungskosten immer positiv ist, bis die gewünschte und festgelegte Emissionshöchstmenge erreicht wird. Dieser marktbasierter Ansatz des Emissionshandels gewährleistet eine CO₂-Emissionsreduzierung zu den geringsten möglichen Kosten.

Eine CO₂-Emissionsreduzierung über eine Steuer ist dagegen ineffizienter, da sie nicht marktbasierter ist. Eine Emissionsreduzierung kann nur erreicht werden, wenn der gewählte Steuersatz höher ist als die Vermeidungskosten. Aufgrund von Informationsdefiziten ist es nicht möglich die optimale Höhe des Steuersatzes festzulegen, um eine Emissionsreduzierung zu den geringsten Kosten zu ermöglichen. Ebenso ist der Ansatz über die Verteilung von Eigentumsrechten und der privaten Verhandlungslösung aufgrund der Vielzahl der Verhandlungspartner ineffizienter.

These 2:

In der Dissertation konnte gezeigt werden, dass Braunkohlekraftwerke durch die Ausgestaltung des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) ab dem Jahr 2013 gegenüber anderen Arten der Stromerzeugung besonders benachteiligt sind, da sie den höchsten CO₂-Emissionsfaktor pro erzeugte Kilowattstunde haben.

Während die sonstigen Arten der Stromerzeugung einen durchschnittlichen CO₂-Emissionsfaktor von 0 kg/kWh bis 0,83 kg/kWh haben, liegt bei Braunkohlekraftwerken der durchschnittliche CO₂-Emissionsfaktor bei 1,18 kg/kWh. Da für alle Stromerzeugungsarten einheitliche Strompreise gelten, ergibt sich durch den EU - ETS für die Betreiber von Braunkohlekraftwerken ein höherer Kostenaufwand pro erzeugte Kilowattstunde.

In der ersten und zweiten Allokationsperiode kamen die durch den EU – ETS verursachten wirtschaftlichen Nachteile nicht zum Tragen, da die Stromerzeuger ihren Bedarf an CO₂-Zertifikaten kostenlos, bzw. weitgehend kostenlos, zur Verfügung gestellt bekamen. Erst mit der dritten Allokationsperiode ab 2013 müssen die Stromerzeuger ihren Bedarf an

CO₂-Zertifikaten vollständig erwerben. Damit werden aus den kalkulatorischen Kosten nun tatsächliche Kosten. Durch diesen Paradigmenwechsel der Zuteilung ab der dritten Allokationsperiode sind Braunkohlekraftwerke durch den EU-ETS besonders benachteiligt.

In der vorliegenden Arbeit konnte die durch den EU – ETS verursachte wirtschaftliche Benachteiligung der Braunkohlekraftwerke im Vergleich zu anderen Stromerzeugungsarten detailliert aufgezeigt werden.

Die Auswirkungen dieser Benachteiligung auf die Rentabilität von Braunkohlekraftwerken und die Notwendigkeit des aktiven Handelns und Gegensteuerns durch die betroffenen Betreiber von Braunkohlekraftwerken wurde deutlich dargelegt. Dem relativ neuen Forschungsfeld Europäischer Emissionshandel konnte durch die Betrachtung aus dem Blickwinkel der vom Emissionshandel am stärksten betroffenen Braunkohlekraftwerke neue Impulse gegeben werden. Dies trägt dazu bei, dass die Betroffenen für diese Thematik ausreichend sensibilisiert werden.

These 3:

In der Dissertation konnte nachgewiesen werden, dass sich aus dem gleichen Grund die durch den EU-ETS verursachten wirtschaftlichen Nachteile mit steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate überproportional erhöhen.

Mit steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate erhöht sich der erzwungene Wettbewerbsnachteil für Braunkohlekraftwerke gegenüber anderen konventionellen Erzeugungsarten übermäßig. In der vorliegenden Arbeit konnte detailliert dargelegt werden, dass die Strompreise über den sogenannten Pass through Faktor auf Veränderungen der CO₂-Preise reagieren. Hierdurch erfolgt zwar ein Ersatz der zusätzlichen Kosten für CO₂-Zertifikate, für Braunkohlekraftwerke jedoch nicht in voller Höhe der zusätzlichen Kosten, da ihr Emissionsfaktor über dem marktgegebenen Pass through Faktor liegt. Insbesondere Kernkraftwerke als Konkurrenzkraftwerke im Grundlastbereich profitieren von steigenden Preisen für CO₂-Zertifikate. Mit ihrem Emissionsfaktor von Null müssen sie keine CO₂-Zertifikate kaufen, partizipieren aber von dem Strompreisanstieg, der durch steigende CO₂-Preise ausgelöst wird. Bei

Gaskraftwerken wirken sich steigende Preise für CO₂-Zertifikate immerhin weitgehend neutral aus, da sich ihr Emissionsfaktor auf bzw. in der Nähe des Pass through Faktors befindet.

Die Wirkungsweise steigender Preise für CO₂-Zertifikate auf die Strompreise wurde in der Arbeit ausführlich dargestellt. Insgesamt konnte theoretisch und praktisch aufgezeigt werden, dass sich das Konkurrenzgefüge unter den einzelnen Erzeugungsarten nachhaltig ändern wird, zum besonderen Nachteil der Braunkohlekraftwerke. Zum einen durch den Paradigmenwechsel in der dritten Allokationsperiode 2013, wonach alle benötigten CO₂-Zertifikate gekauft werden müssen, zum anderen durch die Systematik der gewollt steigenden Preise für CO₂-Zertifikate. Dies als Erkenntnis der vorliegenden Arbeit wiederum zwingt die handelnden Akteure zum Umdenken. Sie müssen sich neuen Methoden zur Reduzierung des Wettbewerbsnachteils widmen.

(2) Entwicklung eines neuen Modells zur langfristigen Preisabsicherung von CO₂-Zertifikaten

These 4:

In der Dissertation konnte nachgewiesen werden, dass die übliche Preisabsicherung für CO₂-Zertifikate über einen Zeitraum bis zu drei Jahren zwar für die erste Allokationsperiode (2005 – 2007) und zweite Allokationsperiode (2008 – 2012) noch ausreichend war, jedoch für die dritte Allokationsperiode (2013 – 2020) nicht mehr zielführend ist, da diese Allokationsperiode eine Laufzeit von insgesamt acht Jahren hat und zudem keine kostenfreie Zuteilung mehr erfolgt.

Unternehmen sichern sich gegen schwankende Preise für CO₂-Zertifikate in der Regel über Future-Produkte ab. Die Laufzeit dieser an der Strombörse handelbaren Produkte umfasst einen maximalen Zeitraum von drei Jahren, den sogenannten liquiden Zeitraum.

In der vorliegenden Arbeit wurde aufgezeigt, dass diese Systematik der Absicherung für die erste und zweite Allokationsperiode ausreichend und sinnvoll war, da sie mit der Laufzeit der beiden Allokationsperioden korrespondierte, und da nur ein vergleichsweise

kleiner Teil der für den Produktionsprozess benötigten CO₂-Zertifikate abzusichern war. Somit war das Preisrisiko für CO₂-Zertifikate ausgeschaltet bzw. konnte begrenzt werden.

Die in der Arbeit ausführlich dargelegten Studien haben ergeben, dass für die dritte Allokationsperiode eine maximal dreijährige Absicherung nicht mehr ausreicht, da in diesem Fall die Preisrisiken nicht mehr vollständig ausgeschaltet werden können. Die dritte Allokationsperiode umfasst einen Zeitraum von acht Jahren und übersteigt somit den maximalen Absicherungszeitraum um fünf Jahre. Dadurch entstehen übermäßige Preisrisiken für den nicht abgesicherten Zeitraum. Diese werden verstärkt aufgrund des Paradigmenwechsels, wonach ab der dritten Allokationsperiode keine kostenfreie Zuteilung mehr erfolgt und somit alle benötigten CO₂-Zertifikate gekauft werden müssen.

Die Ergebnisse meiner Studien lassen den Schluss zu, dass die betroffenen Marktteilnehmer diese Erkenntnis noch nicht ausreichend realisiert haben. Dies wohlmöglich, da die dritte Allokationsperiode erst begonnen hat und somit kein unmittelbarer Handlungsdruck besteht.

These 5:

In der Dissertation wurde nachgewiesen, dass das entworfene neue langfristige Absicherungsmodell die wirtschaftlichen Nachteile für Braunkohlekraftwerke, die durch steigende CO₂-Preise in der dritten Allokationsperiode entstehen, reduziert.

Eine langfristige Preisabsicherung für CO₂-Zertifikate findet in den Unternehmen heute noch nicht statt. Im Verlauf der Arbeit wurde ein Modell entwickelt, welches dem Anwender die Möglichkeit gibt, seine für den Produktionsprozess benötigten CO₂-Zertifikate für die gesamte dritte Allokationsperiode von acht Jahren abzusichern, und damit seine Preisrisiken zu neutralisieren. Der Entwicklungsprozess und die Struktur des Modells sind in der Arbeit ausführlich dargestellt und erläutert. Darüber hinaus wurden zur Herleitung der Inputparameter Funktionsgleichungen entwickelt, die dem besseren Verständnis dienen und das Modell greifbarer machen.

Durch die Eigenschaft der rollierenden Preisabsicherung und da nur der Teil der benötigten CO₂-Zertifikate abgesichert wird, der nicht mit dem Strompreis korreliert, ist das

entwickelte Modell in seiner Struktur neu und liefert daher neue Erkenntnisse im Forschungsfeld Preisabsicherung von CO₂-Zertifikaten. Vergleichbare Modelle finden sich nicht in der Literatur. Ebenso wurden die Funktionsgleichungen speziell für dieses Modell entwickelt und sind nur hierfür anwendbar.

Die potentiellen Anwender können mit Hilfe dieses Modells die Rentabilität ihrer Braunkohlekraftwerke für die gesamte dritte Allokationsperiode erhalten, und den Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen konventionellen Erzeugungsarten ausgleichen. Es erweist sich damit als ein hilfreiches Werkzeug für die Betreiber von Braunkohlekraftwerken zur Minimierung ihrer CO₂-Preisrisiken. Die Funktionsweise des Modells ist ausführlich erläutert und die praktische Funktionsfähigkeit ist anhand des Fallbeispiels Mátra Kraftwerke G. AG getestet.

These 6:

In der Dissertation wurde nachgewiesen, dass der Betreiber eines Braunkohlekraftwerks durch das entwickelte langfristige Absicherungsmodell für die gesamte dritte Allokationsperiode konstante Preise für CO₂-Zertifikate erhält, und damit wieder eine Planungssicherheit bis zum Jahr 2020 hat.

Die Anwendung des Modells gewährleistet durch die Funktion der rollierenden Preisabsicherung langfristig stabile Preise für CO₂-Zertifikate und neutralisiert damit Preisschwankungen, die aufgrund der Ausgestaltung des Emissionshandels auftreten. Die Betreiber von Braunkohlekraftwerken erhalten ihre Planungssicherheit zurück, und sind wieder in der Lage, strategische Entscheidungen auf fundierter Basis zu treffen, wie zum Beispiel Investitionen in die Erhaltung und Erweiterung des Kraftwerks.

In der Energiebranche sind Investitionen eher langfristig ausgerichtet und die Planungssicherheit ist damit ein wichtiger und unerlässlicher Faktor. Das Modell unterstützt die Anwender bei dem für sie wichtigen Prozess der Entscheidungsfindung.

These 7:

In der Dissertation wurde nachgewiesen, dass das langfristige Absicherungsmodell die Einhaltung der allgemeinen Kriterien des Risikocontrollings, wonach keine offenen Positionen eingegangen werden dürfen, gewährleistet.

In Unternehmen mit entsprechendem Risikocontrolling ist in der Regel das Eingehen von offenen Positionen grundsätzlich nicht erlaubt. Daher sichern sich die Betreiber von Kraftwerken ihren benötigten Bedarf an CO₂-Zertifikaten nur dann ab, wenn sie die hierfür korrespondierende Erzeugungsmenge verkauft haben. Dies ist allerdings nur für den liquiden Zeitraum von drei Jahren im Voraus möglich. Die Ergebnisse der Befragungen von Unternehmen und Experten haben ergeben, dass eine Preisabsicherung für CO₂-Zertifikate über den liquiden Zeitraum hinaus nicht stattfindet, vor allem um offene Positionen zu vermeiden.

Das im Laufe der Arbeit entstandene Modell ermöglicht eine Preisabsicherung für CO₂-Zertifikate bis zum Ende der dritten Allokationsperiode im Jahr 2020, und damit über den liquiden Zeitraum hinaus. Gemäß dem Modell wird nur der Bedarf an CO₂-Zertifikaten in Höhe des relativen Wettbewerbsnachteils abgesichert. Dadurch wird dieser von dem Gesamtbedarf an CO₂-Zertifikaten abgekoppelt. Der Anteil der CO₂-Zertifikate in Höhe des relativen Wettbewerbsnachteils korreliert nicht mit dem Strompreis, das heißt, er ist unabhängig von den Strompreisbewegungen. Ändert sich der Strompreis, bleiben die Kosten für den relativen Wettbewerbsnachteil gleich. Damit handelt es sich nicht um eine ungedeckte Absicherung, womit diese somit konform zu den Anforderungen des Risikocontrollings ist.

Durch die besondere Beachtung der Aspekte des Risikocontrollings ist dieses Modell für Betreiber von Braunkohlekraftwerken, die einen relativen Wettbewerbsnachteil haben, praktisch anwendbar.

4 Praktische Anwendung

Den Marktteilnehmern wird durch das entwickelte Modell eine vollständige Preisabsicherung der für den Stromerzeugungsprozess notwendigen CO₂-Zertifikate ermöglicht, dies für die gesamte dritte Allokationsperiode bis 2020, d. h. über den liquiden börsengehandelten Zeitraum hinaus. Sie können sich somit gegen die umweltpolitisch gewünschten und gemäß der Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels angelegten, steigenden Preise für CO₂-Zertifikate absichern. Somit erhalten sie eine langfristige Preis- und Planungssicherheit und sichern ihre Rentabilität.

Der zusätzliche Effekt ist die Minimierung des Risikos, da die Absicherung nur in Höhe des relativen Wettbewerbsnachteils erfolgt. Dies ermöglicht, die Absicherung konform zu den Anforderungen des Risikocontrollings durchzuführen. Preisschwankungen, wie sie in der Vergangenheit zu beobachten waren, werden eliminiert.

Die durch die Einführung des Europäischen Emissionshandels gewollt steigende Positionsverschlechterung der Braunkohlekraftwerke, bzw. der Kraftwerke mit einem hohen CO₂-Emissionsfaktor, gegenüber anderen Stromerzeugungsarten, kann durch Anwendung des Modells eliminiert bzw. auf den heutigen Stand eingefroren werden.

5 Weitere Forschungen in der Zukunft

Die bilanzielle Abbildung von längerfristigen Verpflichtungen, die erheblichen Preisschwankungen unterworfen sind, bilden einen integralen Bestandteil einer ganzheitlichen betriebswirtschaftlichen Betrachtung von Absicherungsmethoden. Um die Idee und das Modell der langfristigen Absicherung von CO₂-Zertifikaten den betroffenen Marktteilnehmer näher zu bringen, ist aber eine ganzheitliche Betrachtungsweise notwendig. Daher plane ich zur Abrundung des Themenkomplexes weitere Forschung im Bereich der Bilanzierung von Derivaten.

Dies betrifft auch Fragen rund um das Liquiditätsmanagement. Da für die Deckung der notwendigen CO₂-Zertifikate erhebliche finanzielle Mittel aufgebracht werden müssen, ist eine Synchronisierung der Einnahmen aus Stromverkäufen und der Ausgaben für CO₂-Zertifikate geboten und notwendig. Auch darauf wird sich meine zukünftige Forschungsarbeit konzentrieren.

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)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011), Klimaschutz im Überblick URL: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klimaschutz-im-ueberblick/> (1.September 2011)

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](http://www.eia.gov/oiaf/aeo/pdf/0383(2008).pdf)

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, ABI. 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 Europäischen Union 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)

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 Klimaänderungen, 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 Stromstundenkontrakte der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die sächsische Börsenaufsicht Stand 11. März 2008

Redl, Christian/Haas, Reinhard,/Keseric, Nenad, Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten 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

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 CO₂-Emissionen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 9/2009, S. 56-65

7. Publikationen

Hauck, T.: Development of the electricity market in Hungary influenced by the European regulation – 8th International Scientific Conference, Lillafüred, 2011

Hauck, T.: *Business planning and cost-management of the Mátra Power Plant* – Vesztnik 7” 2011, Nacionalno Tehniseszkovo Universiteta (HPI), Harkov, p. 163-170, HU ISSN 1417-5398

Hauck, T.: *The competitiveness of coal in the energy production* – Vesztnik 8“ 2011, Nacionalno Tehniseszkovo Universiteta (HPI), Harkov, p. 74-86, ISSN 2079-0767

Hauck, T.: *Environmental and economic aspects of coalfiring in electric power generation* – Bányászati es Geotechnika A Miskolci Egyetem Közleménye A sorozat, Bányászat, 80. kötet p. 229-240, (Miskolc, Egyetemi Koadó 2011) HU ISSN 1417-5398

Hauck, T.: *Possibility of long-term cost reduction at the Mátra power plant* – Bányászati es Geotechnika A Miskolci Egyetem Közleménye A sorozat, Bányászat, 80. kötet p. 241-249, (Miskolc, Egyetemi Koadó 2011) HU ISSN 1417-5398

Hauck, T.: *Bioenergetika-termelés a Matrai Erömüben* – Magyar Energetika, Budapest, 2013/2, p 10-13, ISSN 1216-8599

Hauck, T.: *Bioenergy production in Mátra power plant* - Geosciences and Engineering, Vol. 2, Nr. 3, Miskolc University Press, 2013, pp. 117-123, HU-ISSN 2063-6997

Hauck, T.: *Energiaerdő a Matrai Erömüben* – Bányászat, Miskolci Egyetem Közleménye A sorozat, Bányászat, 2013/2 p 9-13, ISSN 0522-3512

