

EU-Emissionshandel aus Sicht eines Schweizer Energiehändlers

Das Treibhausgas-Emissionshandelssystem der EU basiert auf der Richtlinie 2003/87/EG, die von den EU-Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt worden ist. Der EU-Emissionshandel hat signifikante Auswirkungen auf die Schweizer Stromwirtschaft. Schweizer Stromproduzenten profitieren von gestiegenen Strommarktpreisen. Die Stromhändler sind infolge des CO₂-Handels mit gestiegener Volatilität der Strompreise konfrontiert. Aufgrund der Korrelation zwischen CO₂- und Strompreisen müssen sie den CO₂-Markt verstehen und bei ihren Handelsstrategien berücksichtigen.

¹ Die Übertragung von überschüssigen Zertifikaten («Banking») von der ersten auf die zweite Periode ist nicht möglich.

Eckpunkte des EU-Emissionshandelssystems

Das Emissionshandelssystem deckt in der ersten Zuteilungsperiode (2005–2007) nur die direkten CO₂-Emissionen grosser industrieller Emittenten in der Strom- und Wärmeerzeugung sowie in ausgewählten energieintensiven Industriesektoren ab. Diese umfassen Verbrennungsanlagen, Erdölraffinerien, Koksöfen, Eisen- und Stahlwerke sowie Anlagen der Zement-, Glas-, Kalk-, Ziegel-, Keramik-, Zellstoff- und Papierindustrie. Durch Schwellenwerte für die Höhe der Produktionskapazität und der Produktion wird bestimmt, welche Anlagen dieser Sektoren betroffen sind. In den 25 EU-Mitgliedstaaten betrifft dies im Zeitraum 2005–2007 fast 11 500 Anlagen, die rund 45% der CO₂-Emissionen oder 30% der Treibhausgasemissionen in der EU verursachen. In nachfolgenden Perioden kann der Anwendungsbereich auf weitere Treibhausgase und Aktivitäten ausgeweitet werden.

Die betroffenen Anlagen erhalten für die jeweilige Zuteilungsperiode (2005–2007, 2008–2012, weitere Fünfjahresperioden) eine fixe Menge an CO₂-Berechtigungen – so genannte EU Allowances (EUA) – auf Basis überprüfbarer Zuteilungskriterien. Diese Kriterien sowie die Gesamtmenge der zugeteilten CO₂-Berechtigungen werden von den Regierungen der Mitgliedstaaten ex ante im Rahmen von Nationalen Allokationsplänen (NAP) definiert. Diese NAP müssen von der Europäischen Kommission genehmigt werden. *Tabelle 1* zeigt pro Mitgliedstaat die jährliche nationale Zuteilungsmenge in der ersten Periode, die für 2005 verifizierten Emissionen der betroffenen Anlagen, die von den Mitgliedstaaten vorgeschlagene jährliche Zuteilungsmenge in der Periode 2008–2012, die durch die EU-Kommission genehmigte Zuteilungsmenge, die geforderte prozentuale Reduktion sowie die Begrenzung der Verwendung von Gutschriften aus Joint Implementation (JI) und dem Clean Development Mechanism (CDM).

Für jedes Kalenderjahr müssen die betroffenen Anlagenbetreiber im Umfang der verifizierten CO₂-Emissionen Emissionsberechtigungen bei der zuständigen Behörde abgeben. Der Transfer von Berechtigungen

erfolgt – auch bei Handelsgeschäften – über nationale elektronische Register, in denen alle Marktteilnehmer über Konten für ihre Berechtigungen verfügen. Unterdeckungen werden mit finanziellen Strafen von 40 (erste Periode) und 100 Euro pro Tonne CO₂ (folgende Perioden) sanktioniert. Die fehlenden Zertifikate müssen – im Unterschied zum System der Schweizer CO₂-Abgabe – nachgeliefert werden. Zeichnet sich ein Defizit an Berechtigungen ab, können die fehlenden Berechtigungen EU-weit zugekauft oder die Emissionen durch geeignete Massnahmen – z.B. Brennstoffsubstitution oder Produktionsminderung – reduziert werden. Überschüssige Zertifikate können für Folgejahre aufbewahrt oder am Markt verkauft werden.¹ Ab 2008 können in begrenztem Umfang auch Emissionsgutschriften aus Projekten der JI oder des CDM zum Ausgleich von Unterdeckungen verwendet werden.

Volatile Preisentwicklung der Emissionsberechtigungen

Der Preis für CO₂-Berechtigungen, die in der ersten Periode verwendet werden können, war zunächst sehr stark gestiegen (bis auf 30 Euro pro Tonne CO₂). Ende April 2006 erfolgte dann ein Preis-Crash, nachdem infolge der Verifizierung der CO₂-Emissionen für das Jahr 2005 bekannt geworden war, dass EU-weit ein Überschuss an Emissionsberechtigungen besteht. Da die Strompreise – wie weiter unten ausgeführt – stark von den CO₂-Preisen abhängen, war zeitgleich zum CO₂-Crash ein drastischer Preisverfall im Strommarkt zu beobachten. In der Konsequenz haben Stromhändler mit Long-Positionen teilweise dramatische Verluste erlitten. Seit März 2007 werden CO₂-Berechtigungen für die erste Periode unter 1 Euro pro Tonne CO₂ gehandelt.

Bisher geht der Markt davon aus, dass in der zweiten Periode 2008–2012 im Gesamtsystem insgesamt zu wenige Berechtigungen vorhanden sind. Deshalb liegen die Preise für CO₂-Berechtigungen, die in der zweiten Periode verwendet werden können, deutlich über jenen für die erste Periode. Seit Anfang Jahr befinden sich die Preise zwischen 12 und 27 Euro pro Tonne CO₂. Insgesamt sind die Preise sehr volatil.



Dr. Josef Janssen
Leiter Origination, BKW
FMB Energie AG, Bern

Tabelle 1

Nationale Zuteilungsmengen erste und zweite Periode

Mitgliedstaat	Menge 1. Periode	Verifizierte Emissionen 2005	Vorgeschlagene Menge 2008–2012	Bewilligte Menge	Relative Reduktion	Limite CDM/JI ^a
	in Mio. t	in Mio. t	in Mio. t	in Mio. t	in %	in Mio. t
Österreich	33.00	33.40	32.80	30.70	6.40	10
Belgien	62.10	55.58	63.30	58.50	7.60	8.4
Tschechien	97.60	82.50	101.90	86.80	14.80	10
Zypern	5.66	5.20	7.12	5.48	23.00	10
Estland	19.00	12.62	24.38	12.72	47.80	0
Finnland	45.50	33.10	39.60	37.60	5.20	10
Frankreich	156.50	131.30	132.80	132.80	–	13.5
Ungarn	31.30	26.00	30.70	26.90	12.40	10
Deutschland	499.00	474.00	482.00	453.10	6.00	12
Griechenland	74.40	71.30	75.50	69.10	8.50	9
Irland	22.30	22.40	22.60	22.30	1.40	10
Italien	223.10	225.20	209.00	195.80	6.30	14.99
Lettland	4.60	2.90	7.70	3.43	55.50	10
Litauen	12.30	6.60	16.60	8.80	47.00	20
Luxemburg	3.40	2.60	3.95	2.50	37.00	10
Malta	2.90	1.98	2.96	2.10	29.00	tbd ^b
Niederlande	95.30	80.35	90.40	85.80	5.10	10
Polen	239.10	203.10	284.60	208.50	26.70	10
Slovenien	30.50	25.20	41.30	30.90	25.20	7
Slowakei	8.80	8.70	8.30	8.30	–	15.76
Spanien	174.40	182.90	152.70	152.30	0.30	ca. 20
Schweden	22.90	19.30	25.20	22.80	9.50	10
Vereinigtes Königreich	245.30	242.40	246.20	246.20	–	8
Total	2110.00	1948.00	2101.60	1903.10	9.50	–
Verbleibende NAP ^c						
Bulgarien	n/a	n/a	68.60	–	–	–
Dänemark	33.5	26.5	24.50	–	–	–
Portugal	36.9	36.4	37.90	–	–	–
Rumänien	n/a	n/a	91.50	–	–	–

a CDM = Clean Development Mechanism;
 JI = Joint Implementation.
 b tbd = «to be defined», noch zu definieren.
 c NAP = Nationaler Allokationsplan.

Quelle: Europäische Kommission; Point Carbon / Die Volkswirtschaft

Wie werden EU-CO₂-Berechtigungen gehandelt?

CO₂-Berechtigungen der EU werden sowohl an verschiedenen Energiebörsen – z.B. European Climate Exchange (ICE), European Energy Exchange (EEX), Nordpool, Powernext – als auch ausserhalb von Börsen «over-the-counter» (OTC) gehandelt. Seit Beginn des EU-Emissionshandelssystems ist ein stetiger Anstieg des Handelsvolumens zu beobachten (siehe *Grafik 1*). Im Juni 2007 wurden fast 140 Mio. Tonnen CO₂ EUA gehandelt. Zum Vergleich: 2006 hat die Schweiz 41,2 Mio. Tonnen CO₂ emittiert; in Relation zum CO₂-Ziel für 2010 resultiert eine gegenwärtige Ziellücke von 4,4 Mio. Tonnen CO₂.

Der OTC-Handel erfolgt entweder direkt zwischen den Handelspartnern oder über spezialisierte Makler bzw. Broker, die überwiegend auch im Stromhandel aktiv sind (z.B. GFI, TFS, Spectron). Der Handel über Broker wird insbesondere via Broker-Schirme durchgeführt, an denen die Händler ihre Kauf- und

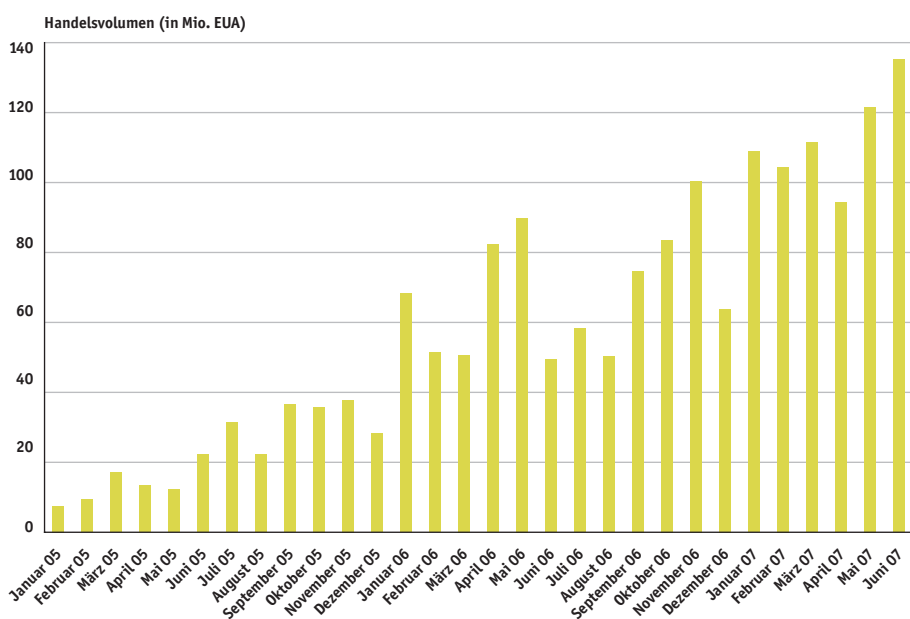
Verkaufsgebote einstellen können. Bei entsprechendem Verkaufs- oder Kaufinteresse können registrierte Marktteilnehmer die Gebote am Schirm kaufen. Der Broker verrechnet den beiden Parteien eine Gebühr für seine Vermittlungsdienstleistung. Die Abwicklung der Transaktion erfolgt direkt durch die beiden Vertragsparteien. Marktteilnehmer am EUA-Grosshandelsmarkt sind vor allem Energieunternehmen, Investmentbanken und Hedge-Funds, die zum grössten Teil auch im Stromhandel aktiv sind. Um miteinander professionell handeln zu können, müssen vor Handelsaufnahme Rahmenverträge – z.B. auf Basis der European Federation of Energy Traders (Efet) oder der International Swaps and Derivatives Association (Isda) – abgeschlossen und Kreditlimiten eingerichtet werden.

Weshalb ist der EU-Emissionshandel für die Schweizer Stromwirtschaft relevant?

Die Schweizer Stromproduzenten profitieren von den stark gestiegenen Strommarkt-

Grafik 1

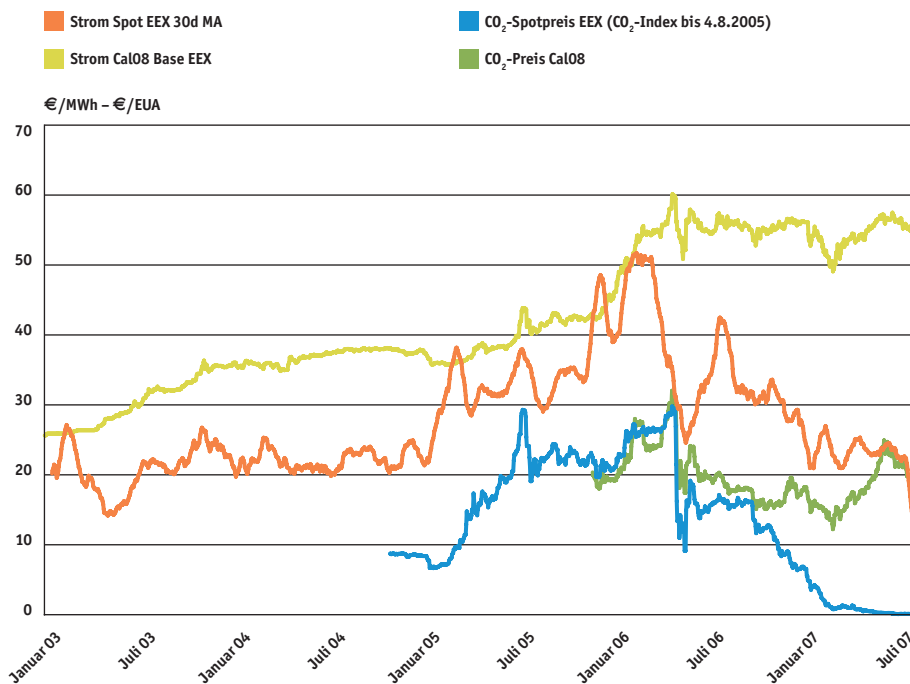
Entwicklung des Handelsvolumens mit CO₂-Berechtigungen, Januar 2005–Juni 2007



Quelle: Point Carbon / Die Volkswirtschaft

Grafik 2

Entwicklung der CO₂-Preise und der deutschen Strompreise, Januar 2003–Juli 2007



Quelle: BKW / Die Volkswirtschaft

Kasten 1

Bibliografie

- European Environment Agency (2006), Application of the Emissions Trading Directive by EU Member States, EEA Technical Report Nr. 2/2006.
- International Energy Agency (2007), CO₂ Allowance & Price Interaction, Impact on Industry's Electricity Purchasing Strategies in Europe, Paris.

preisen in Deutschland. Diese liegen seit Einführung des Emissionshandels im Jahr 2005 deutlich über dem Niveau in den vorigen Jahren: So lagen die Settlement-Preise für die Jahre 2002–2004 im Spothandel der EEX noch unter 30 Euro pro Megawattstunde (MWh). Das Jahresband 2005 kostete dagegen 46 und dasjenige 2006 rund 51 Euro pro MWh. Dieser Preisanstieg ist zumindest

teilweise auf den CO₂-Emissionhandel zurückzuführen, auch wenn die Korrelation zwischen CO₂- und Strompreisen nicht perfekt ist (siehe Grafik 2).

Theoretisch lässt sich der Zusammenhang zwischen CO₂- und Strommarktpreisen wie folgt erklären: In einem Wettbewerbsmarkt wird der Strommarktpreis bestimmt durch die variablen Kosten des letzten oder teuersten Kraftwerks, das zur Lastdeckung notwendig ist. Bei fossil befeuerten Anlagen umfassen die variablen Kosten neben den Brennstoffkosten auch die CO₂-Berechtigungen, die zur Deckung der verursachten CO₂-Emissionen notwendig sind. Dabei ist zu beachten, dass für die Kostenbetrachtung sowohl allfällige reale Kosten bei Zukäufen von Berechtigungen als auch die Opportunitätskosten von gratis zugewiesenen Zertifikaten relevant sind. Die Opportunitätskosten entstehen dadurch, dass gratis zugewiesene Berechtigungen auch ertragsbringend am Markt verkauft statt zur Deckung der Emissionen der Stromerzeugung verwendet werden können. Dabei hängen die variablen CO₂-Kosten von den CO₂-Zertifikatspreisen und von der CO₂-Effizienz des betrachteten Kraftwerks ab. Beispielsweise resultieren bei einer CO₂-Emissionintensität von 600 Kilogramm CO₂ pro MWh und einem Zertifikatspreis von 20 Euro pro MWh variable CO₂-Kosten von 12 Euro pro MWh. In entsprechendem Umfang steigt der Strommarktpreis im Vergleich zu einer Situation ohne Emissionshandel.

Die Schweizer Strommarktpreise sind stark an die Preise in Deutschland und in Frankreich gekoppelt, auch wenn das Schweizer Niveau aufgrund der Engpass-Situation an der elektrischen Nordgrenze seit 2005/2006 deutlich über dem deutschen liegt (im Jahresdurchschnitt ca. 5 Euro pro MWh, im Winter deutlich mehr). Da die Stromproduktion in der Schweiz bisher fast vollständig CO₂-frei ist, entstehen in der Stromerzeugung keine zusätzlichen Opportunitätskosten durch eine allfällige CO₂-Regulierung (CO₂-Abgabe oder CO₂-Handelssystem). Aus diesen Gründen impliziert das EU-Emissionshandelssystem einen Anstieg der Gewinne aus der Schweizer Stromproduktion. Diesen Gewinnen stehen indes Verluste auf der Verbraucherseite gegenüber, sofern die Strommarktpreiserhöhungen an die Endkunden weitergegeben werden.

Neben den indirekten Auswirkungen sind verschiedene Schweizer Stromunternehmen auch direkt durch den EU-Emissionshandel betroffen, da sie (gegenwärtig oder in naher Zukunft) fossil befeuerte Kraftwerke in der EU betreiben und somit unter den Anwendungsbereich des EU-Emissionshandels fallen. ■