

Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt

Eine Analyse zum Jahresbeginn 2004

Working Paper

Nr. 11



Mag. Andras Hujber (andras.hujber@e-control.at)

10. Februar 2004

Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt

Eine Analyse zum Jahresbeginn 2004

Inhalt

Zusammenfassung und Empfehlung

Spotpreise

Forwardpreise

Emission Trading und Großhandelspreise

Exkurs: Preisfindung am Großhandelsmarkt

Zusammenfassung und Empfehlung

Zentraleuropäische Großhandelsmärkte entwickelten sich im Jahr 2003 gut und gewannen wieder an Boden. Sowohl die Spot- als auch die Forwardvolumina haben sich einigermmaßen erholt.

Die Spotpreise auf den Strombörsen stiegen um etwa 30%. Base kostete im Jahresdurchschnitt knapp 30 €/MWh und Peak erreichte an der EEX 37 €/MWh. Für diese Entwicklungen waren sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Faktoren verantwortlich. Durch den heißen Sommer 2003 war zu gleicher Zeit ein ungewöhnlich starker Anstieg des Stromverbrauchs und ein bemerkenswerter Einbruch der europaweiten Wasserkraft-erzeugung zu verzeichnen.

Die Strompreisentwicklung im Jahr 2004 wird grundsätzlich durch die Preise der Primär-energeträger (Gas, Kohle) und die Wetterbedingungen bestimmt. Im Erdgasbereich gehen wir von einer konstanten Preisentwicklung aus, während am Steinkohlemarkt eher mit steigenden Preisen gerechnet wird. Diese Preisentwicklung wird sich aber erwartungsgemäß nur bedingt auf die Stromgroßhandelspreise auswirken. Bei durchschnittlichen Wetterverhältnissen erwarten wir daher heuer Spotpreise unter 30 €/MWh.

Im Forwardbereich stiegen die Preise 2003 ebenfalls an und waren im Spätherbst mit über 35 €/MWh für Baseload 04 eindeutig überhitzt. Der Markt hat sich gegen Jahresende etwas korrigiert und schloss bei etwa 33 €/MWh. Im längerfristigen Bereich werden die Preise von einer Fülle von Faktoren bestimmt. Grundsätzlich werden sie von den zukünftigen Erwartungen der Marktteilnehmer beeinflusst, reagieren aber auch auf Preisänderungen im Spotbereich. Die steigende Preistendenz wurde im vergangenen Jahr stark von der erwarteten CO₂-Kostenbelastung der fossilen Stromerzeugung unterstützt.

Im zentraleuropäischen Raum wird die Stromerzeugung im Mittel- und Spitzenlastbereich auch von Kohlekraftwerken bestimmt. Da diese Erzeugungsart sehr CO₂-intensiv ist, können die zukünftigen CO₂-Zertifikatspreise die Stromerzeugungskosten stark beeinflussen. Ein Zertifikatspreis von 20 €/t CO₂-Ausstoß würde die kurzfristigen Grenzkosten dieser Technologie von 18 auf 36 €/MWh erhöhen. Mit einer entsprechenden Erhöhung der Großhandelspreise ist allerdings mit großer Wahrscheinlichkeit nicht zu rechnen.

Der Handel im kurzfristigen Bereich findet zusehends an den Strombörsen statt. Das Handelsvolumen der EEX stieg 2003 auf 10% des deutschen Jahresverbrauchs. Auch im Futuresbereich entwickelte sich die Börse gut, wobei die Forwardmärkte nach wie vor vom OTC-Trading dominiert werden. Diese Entwicklungen scheinen das wachsende Vertrauen der Marktteilnehmer widerzuspiegeln, das allerdings durch die teilweise fehlende Markttransparenz nicht uneingeschränkt ist.

Preisinformationen stehen den Marktteilnehmern am Großhandelsmarkt in ausreichendem Maße zur Verfügung. Preise und Volumina der Börsen sind jedermann kostenlos zugänglich. Das Geschehen am OTC-Markt wird durch entsprechende Beobachtungen von sog. Preisreporter wiedergegeben. Im Zuge des Enronskandals wurde die Glaubwürdigkeit solcher Notierungen – vor allem von Behörden in den USA - in Zweifel gezogen. Das veranlasste *platts*, der bekannteste Preisreporter, seine Methodologie zu verfeinern. Gespräche mit Marktteilnehmer bestätigen allerdings, dass die von *platts* ermittelten Werte im Handelsgeschäft oft als Referenz herangezogen werden.

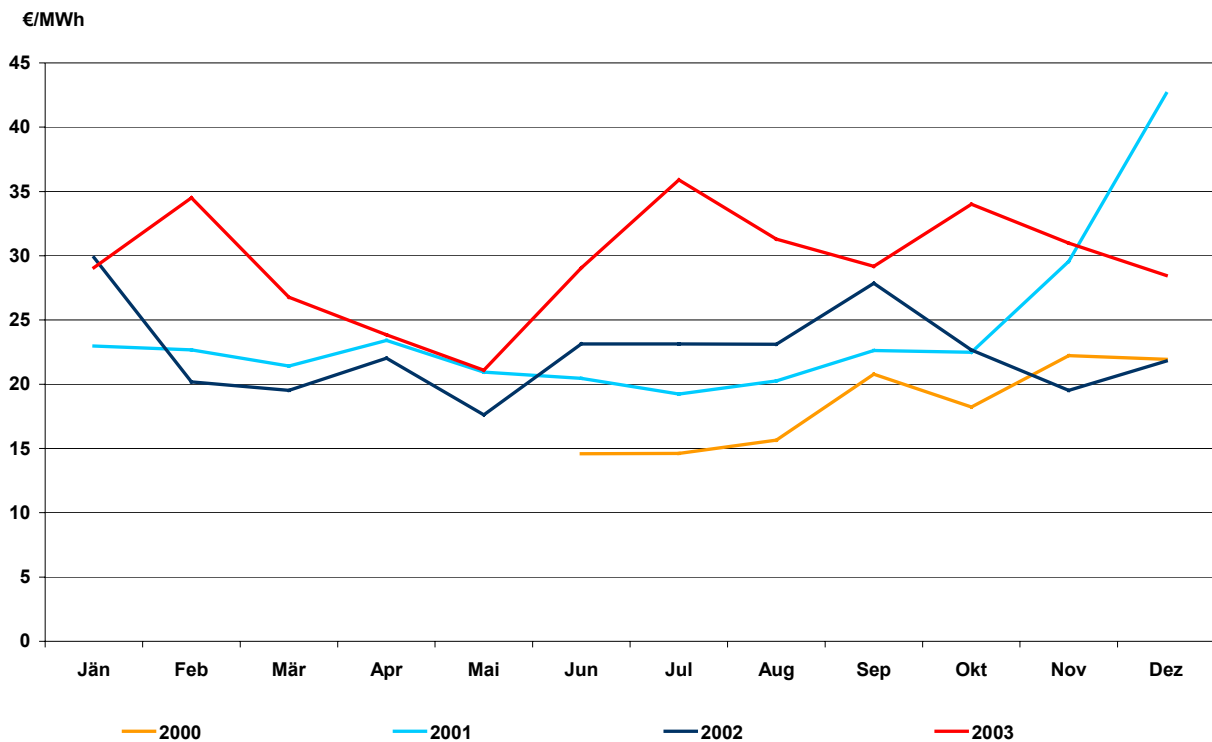
Die Frage, ob bestimmte Preisänderungen vollständig durch fundamentale Faktoren erklärt werden können, oder auch durch Marktmanipulation herbeigeführt werden, ist sehr schwer zu beantworten. Die Tatsache, dass missbräuchliches Marktverhalten bisher nicht erfolgreich verfolgt werden konnten, ist auch darauf zurückzuführen, dass eine Marktaufsicht, die entsprechenden Fälle an internationalen Strombörsen und OTC-Märkten gleichermaßen wirkungsvoll überwachen kann, nicht existiert. Zur Stärkung der Glaubwürdigkeit von internationalen Stromgroßhandelsmärkten scheint es geboten zu sein, die Grundlagen einer effektiven, europaweiten und sektorspezifischen Marktaufsicht zu skizzieren. Vor allem muss dabei ein gleicher Zugang aller zu wichtigen Angebots- und Nachfragedaten im Vordergrund stehen. Derzeit haben Unternehmen mit einem hohen Marktanteil sowie Unternehmen, die nicht vollständig unbündelt sind, erhebliche Informationsvorteile. Diese erlauben eine bessere Preisprognose und stellen damit eine Marktverzerrung dar.

Die Regulatoren müssen daher im Rahmen ihrer Möglichkeiten vehement für eine europaweit koordinierte Veröffentlichung von handelsrelevanten Marktinformationen eintreten. Eine abgestimmte Vorgehensweise soll eventuelle Marktverzerrungen verhindern, die durch eine asymmetrische Informationsverteilung bestimmte Marktteilnehmer bzw. Länder benachteiligen könnten.

Spotpreise

Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass die Preise¹ seit der Marktöffnung und dem Entstehen von Großhandelsmärkten eher gestiegen sind.

Abb 1: Monatsdurchschnitt der Basepreise an der EEX



Quelle: EEX

Auffallend ist der starke Preisanstieg im Jahr 2003. Interessant ist, dass die Preise im Vergleich 2001/2002 nicht gestiegen, sondern aufgrund der Preisexplosion am Ende des Jahres 2001 gesunken sind. Im Jahresdurchschnitt haben sich folgende Großhandelspreise ergeben:

Abb 2: Spotpreise an der EEX in €/MWh

	2001	2002	2003	Änderung	
				2001/2002	2002/2003
Peak	30,24	28,47	37,00	-5,84%	29,96%
Base	24,06	22,54	29,51	-6,31%	30,94%

Quelle: EEX

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung und ganz besonders wegen des massiven Preisanstieges im Jahresdurchschnitt 2003 stellt sich die Frage nach den Ursachen. Diese Ursachen können fundamentaler aber auch manipulativer Art sein. Die erstere betreffen die allgemeine Angebots- und Nachfragesituation (Temperaturverhältnisse, Wasserführung, Verfügbarkeit der Kraftwerke, Preisänderung der Primärenergieträger), die zweite etwa Missbrauch von Marktmacht, Ausnutzung von Marktinformationen, Absprachen, usw. Ob und inwieweit bestimmte Marktpreisentwicklungen durch bestimmte manipulative Prakti-

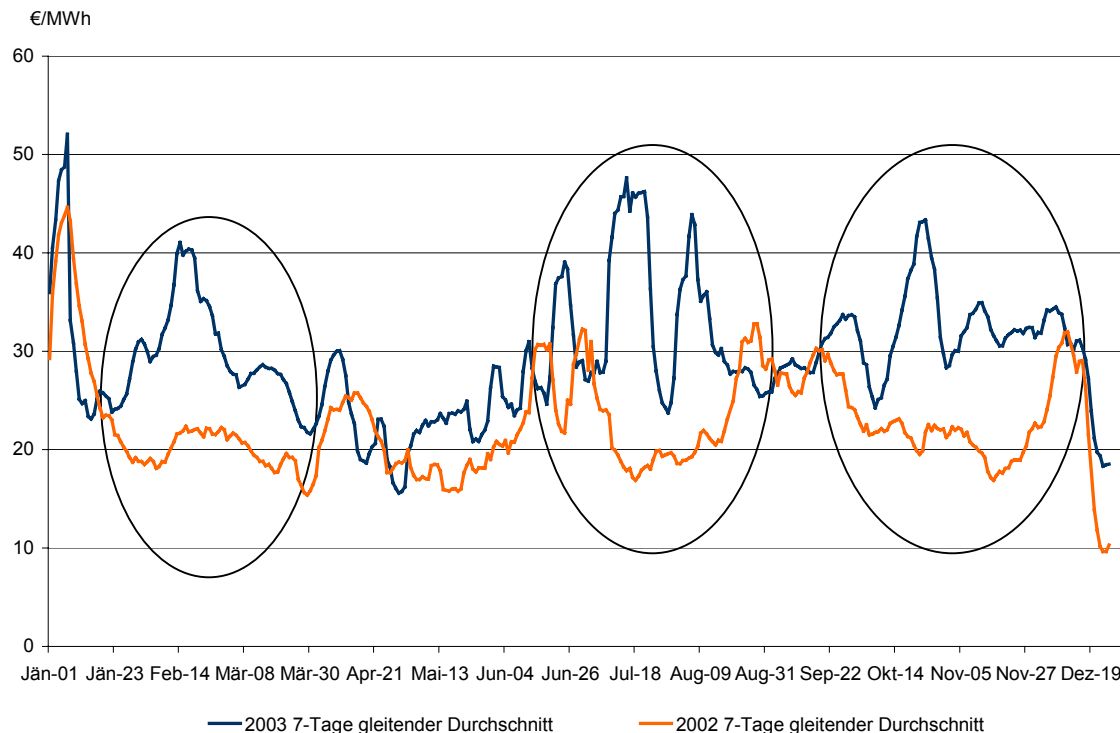
¹ Bei der Analyse der Preisentwicklungen konzentrieren wir uns auf die zentraleuropäischen Vorgänge, die auch die heimischen Preise maßgeblich bestimmen.

ken herbeigeführt werden ist de facto kaum nachprüfbar. Dieser Vorwurf wird von bestimmten Marktteilnehmern regelmäßig erhoben, doch sind bis jetzt in Zentraleuropa keine Fälle bekannt, in denen es Behörden gelungen war, entsprechende Tatbestände nachzuweisen. Allerdings ist das behördliche Instrumentarium im Bereich der Energiemärkte nicht ausreichend.

Fundamentale Marktbetrachtung

Der Preisanstieg im Jahr 2003 ist eigentlich auf drei Perioden zurückzuführen, in denen die Preise wesentlich von den 2002-er Preisen abgewichen sind.

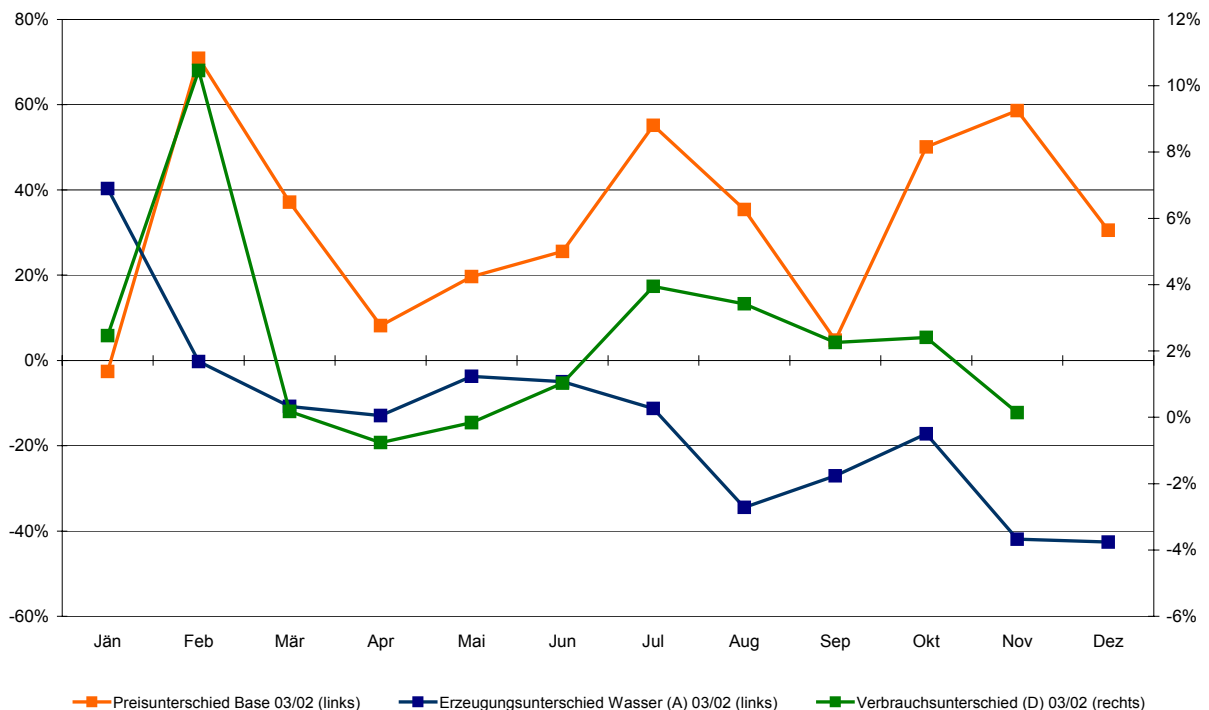
Abb 3: Spotpreise 02/03 im Vergleich



Quelle: EEX

Die diesbezüglichen Analysen konzentrieren sich mehrheitlich auf die im Sommer 2003 stattgefundenen Preissprünge und begründen sie einhellig mit extremen Wetterverhältnissen, die sowohl die **Angebots-, aber auch Nachfrageverhältnisse** maßgeblich beeinflusst haben dürften. Hier ist vor allem die Trockenheit und Hitze im Sommer zu erwähnen, die die Lauf- und Speicherwassererzeugung im gesamten Mitteleuropa zurückgehen ließ, aber gleichzeitig – etwas überraschend – auch die Nachfrage anzog. Die zunehmende Benutzung von Klimaanlage steigerte besonders in Südeuropa den Verbrauch.

Abb 4: Strompreisänderungen 2003/2002 , abhängig von der Wasserkrafterzeugung und der Verbrauchsentwicklung



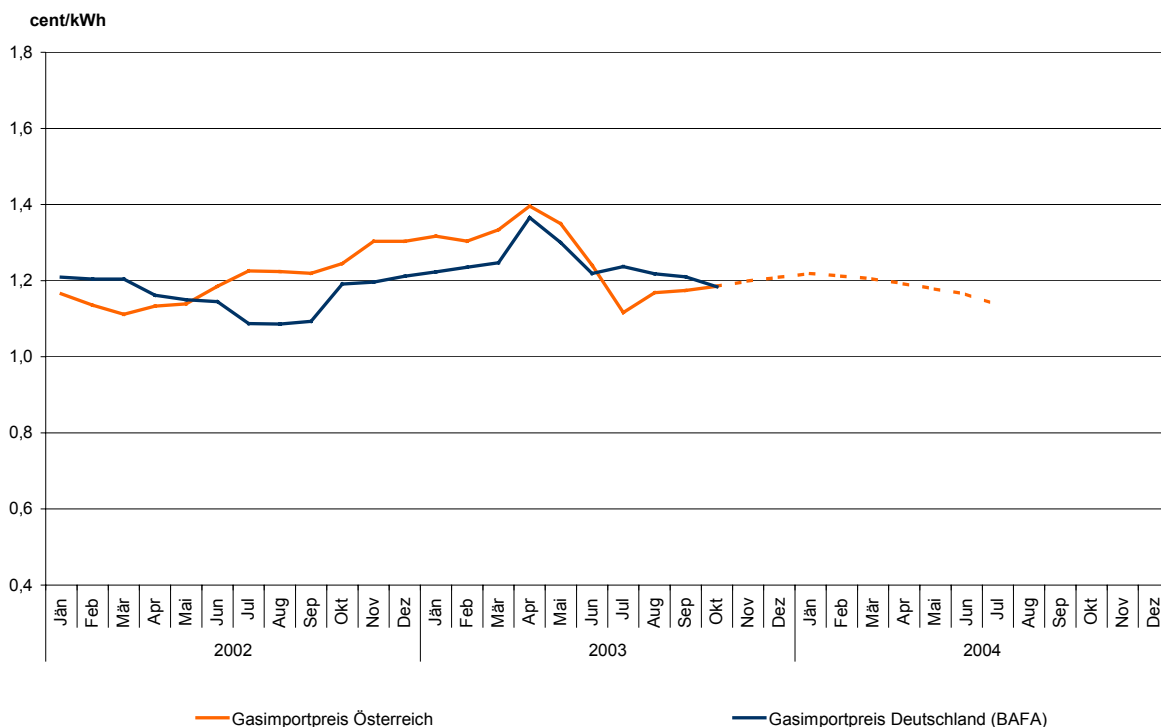
Quelle: EEX, UCTE, E-Control

Diese Behauptungen scheinen auch die Fakten zu unterstützen. In der obigen Abbildung sind jeweils die monatlichen Änderungen der Spotpreise, der Wasserkrafterzeugung (Lauf- und Speicherkraft in Österreich) und des Verbrauches (Deutschland) von 2002 auf 2003 dargestellt. Im Winter (Jänner, Februar) sieht man die Wechselwirkungen klar. Die Wasserkrafterzeugung in Österreich (aber auch in Deutschland und Frankreich) lag weit über dem Wert von 2002. Bei gleichzeitig relativ hohem Verbrauch (Achtung: rechte Skala) sank der Großhandelspreis im Jänner unter das Niveau des Jahres 2002. Im Februar änderte sich die Situation mit sinkender Wassererzeugung und explodierendem Verbrauch schlagartig, was die Preise kräftig steigen ließ. Ähnliche Zusammenhänge erkennen wir auch im Sommer, wo die Wasserstände historische Tiefstwerte erreicht haben. Es dürfte auch im Oktober und November 2003 nicht anders gewesen sein, wobei z.Z. die entsprechenden Vergleichswerte noch fehlen.

Es ist natürlich sehr schwer zu sagen, welche Fundamentalereignisse die Preise beeinflussen und ob sich die Preisänderung vollkommen durch diese Ereignisse erklären lassen. Dazu müsste man Verfügbarkeitsdaten der zentraleuropäischen Kraftwerke, Daten über die Windkrafteinspeisung und die jeweiligen Import/Export-Daten in die Analyse miteinbeziehen. Dies würde den Rahmen dieses Papiers naturgemäß sprengen. Dabei dürfte die Windeinspeisung die Marktpreise nicht unwesentlich beeinflussen. Angesichts der installierten Windleistung in Deutschland von etwa 12.000 MW, können die Wetterverhältnisse die Merit-Order-Kurve kräftig beeinflussen. Das ist umso mehr der Fall, da auf der EEX im Schnitt „nur“ ca. 6.000 MW Strom gehandelt wird. (natürlich wird nicht die gesamte Windenergie über die Börse „durchfließen“)

Ein weiterer Preisbeeinflussungsfaktor sind die **Preise der Primärenergieträger**. In dieser Hinsicht sind vor allem die Gas- und Kohlepreise von Interesse, die die variablen Kosten der in Deutschland im Mittel- und Spitzenlastbereich eingesetzten Kraftwerke bestimmen. Die **Gaspreise** sind im österreichischen Jahresdurchschnitt 02/03 etwas unter 5% gestiegen und zeigen für 2004 eher einen sinkenden Trend. Dies dürfte auch für die deutschen Gaspreise im Großen und Ganzen gelten.

Abb 5: Erdgasimportpreisentwicklung in Deutschland und Österreich

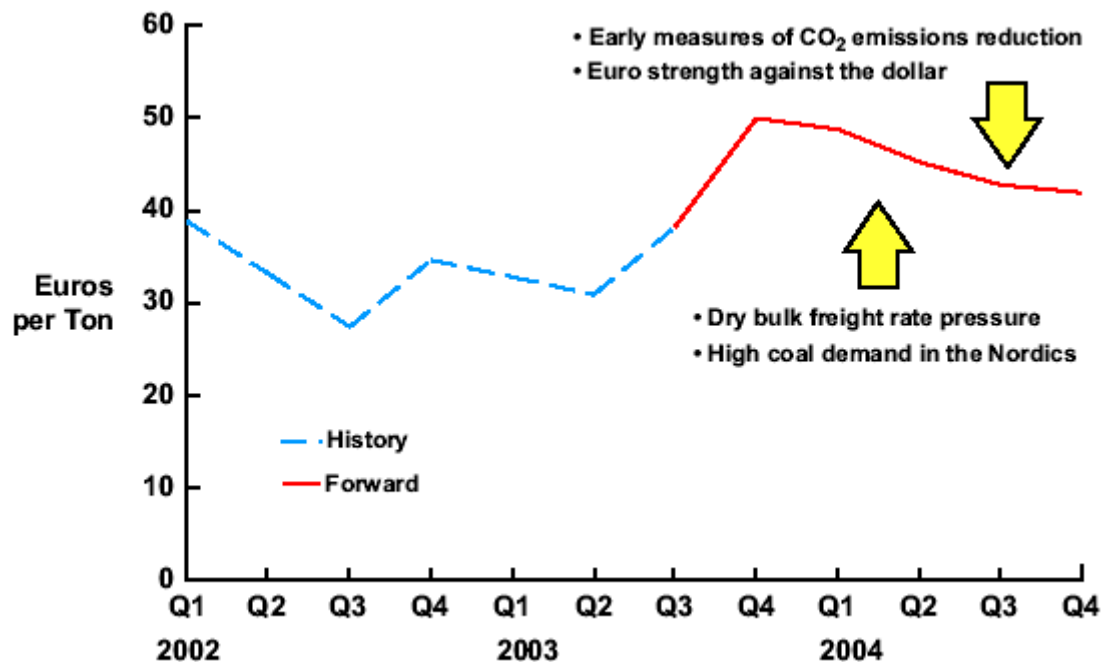


Quelle: Statistik Austria, BAFA

Die **Steinkohlepreise** dürften sich im Jahresdurchschnitt 02/03 auch nicht wesentlich geändert haben. Die im Winter 2003 gezeichnete Forwardkurve zeigte für 2004 eine auf den ersten Blick eher besorgniserregende Erhöhung von etwa 25%. Die Faktoren, die diese Entwicklung tatsächlich beeinflussen werden sind in der Abbildung 6 abzulesen. Diese mögliche Änderung wird sich aber m.E auf die Marktpreise nur bedingt durchschlagen. Erstens wird Strom in Deutschland eher aus Braunkohle als aus Steinkohle hergestellt. Braunkohle wird in den kraftwerkseigenen Minen gefördert. Einen beobachtbaren Marktpreis für Braunkohle gibt es nicht, da dieser Energieträger auch nicht gehandelt wird. Es ist auch unklar, wie die interne Preisverrechnung innerhalb der integrierten Konzerne gehandhabt wird. Es ist zu erwarten, dass Marktpreisänderungen im Steinkohlebereich (Deutsche Importquote etwa 60%) nur eine bedingte Auswirkung auf die Braunkohlelieferstromung haben werden.

Weiteres ist entscheidend, dass obwohl Kohlekraftwerke in Deutschland auch im Spitzenlastbereich eingesetzt werden, ihre variablen Kosten gegenwärtig relativ niedrig sind. Eine eventuelle Steinkohlepreiserhöhung von 25% würde die kurzfristigen Grenzkosten dieser Kraftwerke von z.Z 15-18 €/MWh auf 19-22,5 €/MWh erhöhen. Diese Werte sind allerdings noch immer wesentlich niedriger als die jetzigen Marktpreise von 30 €/MWh. Das bedeutet theoretisch, dass diese Preiserhöhung auch bei gleichbleibenden oder geringfügig sinkenden Preisen nicht notwendigerweise einen Einfluss auf die kurzfristige Marktpreisbildung haben wird. Dies gilt natürlich nur dann, wenn die großen Erzeuger ihre vermeintliche Marktmacht nicht stärker ausnutzen und die sinkenden Erzeugungsmargen mit der Erhöhung des Marktpreises kompensieren.

Abb 6: Kohlepreise in Nordwesteuropa



Quelle: CERA

Marktmacht

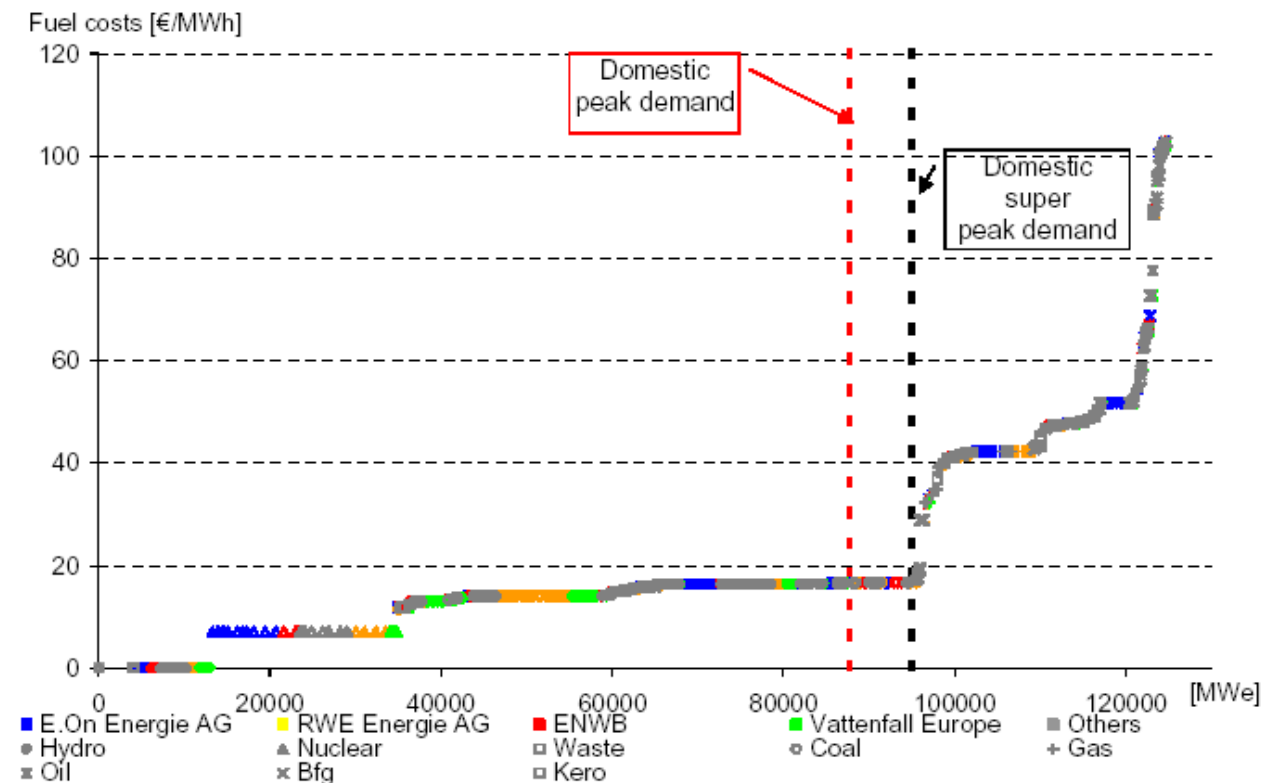
Eine eindeutige Aussage darüber, inwieweit bestimmte Marktpreisentwicklungen auf die Ausnutzung der Marktmacht einzelner Marktteilnehmer zurückzuführen ist, ist – wie bereits angedeutet – denkbar schwer. Es bedürfte einer dynamischen Betrachtung mit Informationen über laufende Kraftwerke, Lastflüsse und Verbrauch. Ein Bericht für das Dutch Energy Council² kommt zum Schluss, dass der deutsche Erzeugermarkt – zumindest im Vergleich zu Frankreich und Belgien – ziemlich kompetitiv ist. Diese Behauptung scheint ein Vergleich der Börsenpreise 2001-2002 mit den theoretischen kurzfristigen Grenzkosten nur teilweise zu unterstützen.

Tatsache ist allerdings, dass einige große Erzeuger (insb. Vattenfall und RWE) einen Großteil ihrer Kraftwerke im (kostengünstigen) Grundlastbereich haben. Dadurch haben sie einen natürlichen Anreiz, einen Teil dieser Kapazitäten künstlich zurückzuhalten und damit die Merit-Order-Kurve in einen steil ansteigenden Bereich zu bringen. Diesen Praktiken wird aber mittel- bis langfristig eine natürliche Grenze gesetzt. Sollten die Marktpreise (besonders im Forwardbereich) die langfristigen Grenzkosten der günstigsten Kraftwerkstechnologien (ca. 29-31 €/MWh für CCGT ohne CO₂-Kosten) überschreiten, wären Konkurrenten zum Markteintritt bewegt.

Die Tatsache, dass vermeintliche missbräuchliche Marktverhalten bisher nicht erfolgreich verfolgt werden konnten ist auch darauf zurückzuführen, dass eine Marktaufsicht die entsprechenden Fälle an internationalen Strombörsen und OTC-Märkten gleichermaßen wirkungsvoll überwachen kann, nicht existiert. Zur Stärkung der Glaubwürdigkeit von internationalen Stromgroßhandelsmärkten scheint es geboten zu sein die Grundlagen einer effektiven, europaweiten und sektorspezifischen Marktaufsicht zu skizzieren.

² "Position of large power producers in electricity markets of North Western Europe" – Report for the Dutch Energy Council on the Electricity Markets in Belgium, France, Germany and The Netherlands, April 2003

Abb 7: Merit-Order-Kurve (SRMC) – Deutschland 2001



Outlook Spotpreise 2004

Der Anstieg der Preise 2003 kann größtenteils auf Wetter bedingte angebots-, aber auch nachfrageseitige Ursachen zurückgeführt werden. Geht man für heuer von einem wettermäßig durchschnittlichen Jahr aus, so sollten die erwarteten Spotpreise für den Baseload keineswegs über 30 €/MWh liegen. Dies unterstützen auch die Erwartungen über die Preisentwicklung der Primärenergieträger. CERA erwartet für Deutschland 2004 einen Preis von 25,5-28 €/MWh. Dieser Preis sollte ausreichen für Incumbents die laufenden Kosten ihrer Kraftwerke aber auch Erneuerungen bzw. Investitionen in kleinerem Ausmaß zu decken. Es ist aber klar, dass der Preisbereich unter 25 €/MWh nicht mehr zurückkehren wird. Die sinkenden Erzeugungsreserven und die immer stärker werdende Marktkonzentration würden eine Preisentwicklung in dieser Richtung nicht mehr unterstützen. Laut CERA dürfte sich eine Preistendenz am Markt abzeichnen, die sich langsam weg von der kurzfristigen hin zur langfristigen Grenzkostenpreissetzung bewegt.

Forwardpreise

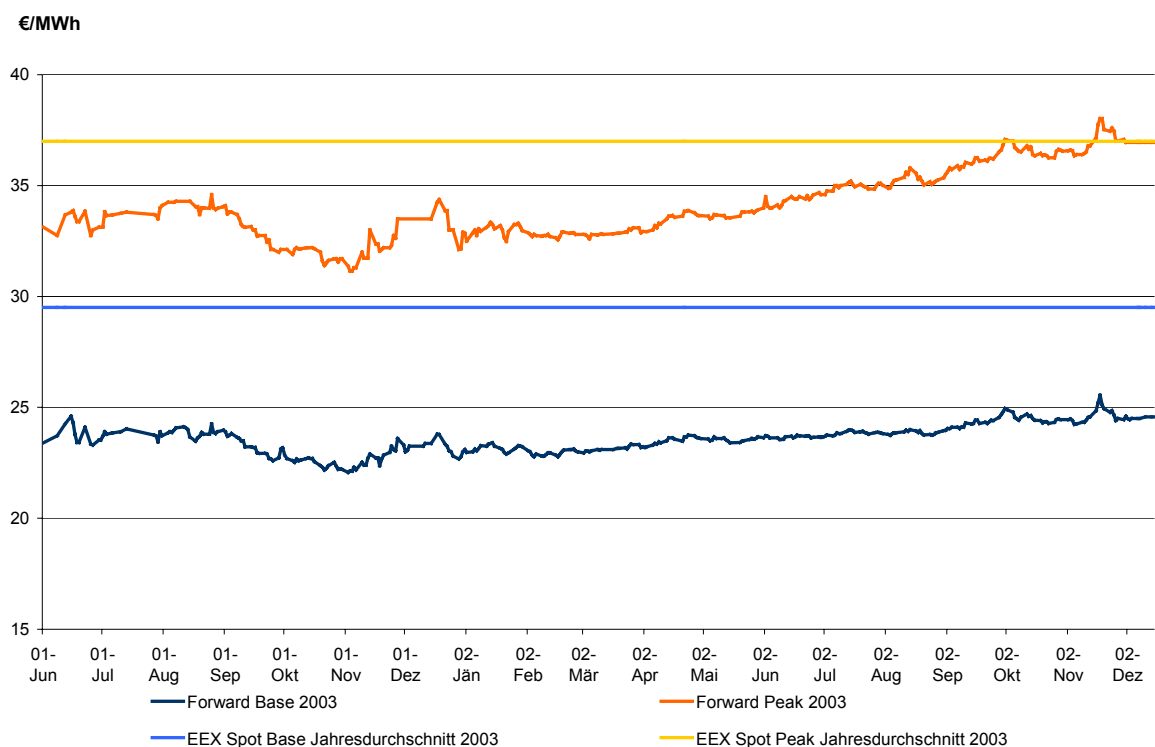
2003 zeichnete sich nicht nur durch den Anstieg der Spotpreise, sondern auch der Forwardpreise aus. Bevor wir die Gründe dafür analysieren, stellt sich zunächst die Frage, was Forwardpreise sind und was sie (nicht) aussagen.

Begriffserklärung - Forward

Forwardgeschäfte implizieren Stromlieferungen, die in der Zukunft stattfinden, deren Preis aber heute festgelegt wird. Ein Erzeuger hat beispielsweise die Möglichkeit einen Teil seiner Erzeugung für 2005 zu einem heute vereinbarten Preis zu verkaufen (der Preis steht also bereits heute fest). Seine ultimative Alternative zu diesem Forwardgeschäft ist heute nichts zu tun, sondern bis 2005 zu warten und seine Produktion Tag für Tag z.B. über eine Strombörse zu verkaufen. Der Preis für diese wohl in der Zukunft stattfindenden Spotgeschäfte ist heute naturgemäß nicht bekannt. Diese Darstellung zeigt auch gleichzeitig, dass der Forwardpreis keineswegs – wie man vielerorts hört – mit dem zukünftigen Preis vom Strom gleichzusetzen ist.

Untenstehende Grafik zeigt auch, dass obwohl der Y03 Forward Base Kontrakt in den Jahren 2001 und 2002 größtenteils unter 25 €/MWh gehandelt wurde, lag der tatsächliche Base Spotpreis 2003 im Jahresdurchschnitt knapp unter 30 €/MWh.

Abb 8: Forwardpreise vs. ex post Spotpreise

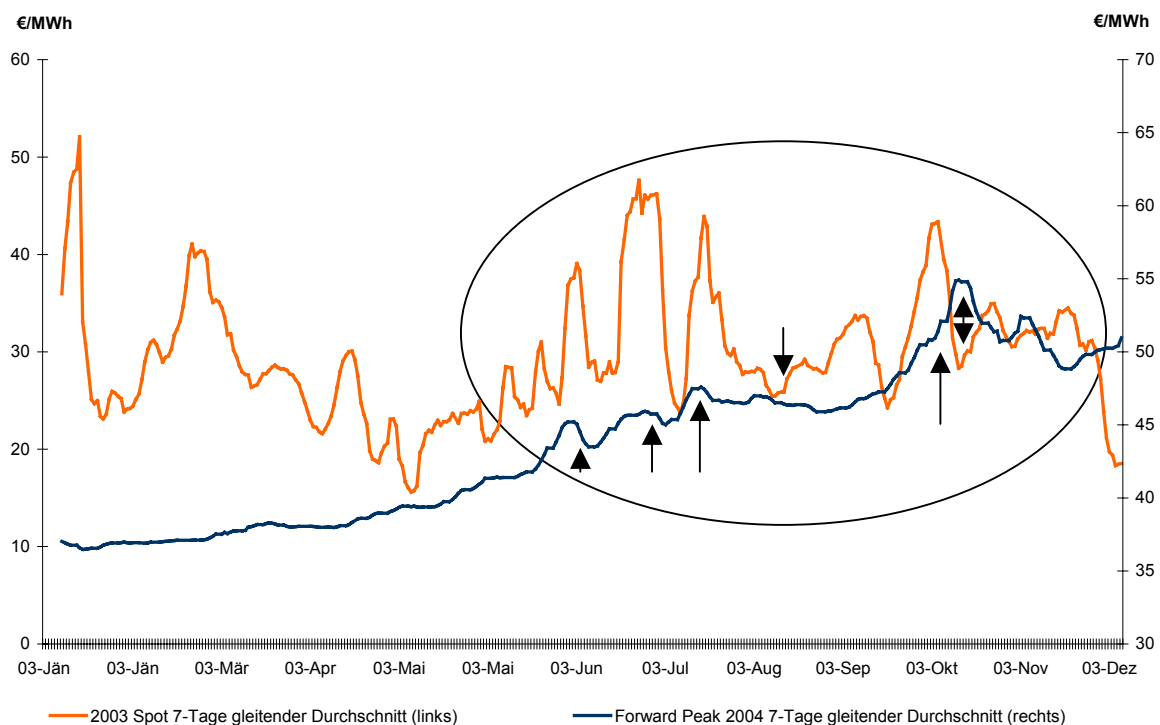


Quelle: platts, EEX

Forwardpreise sind streng genommen auch keine Prognosen über zukünftige Preise. Tatsache ist natürlich, dass in die Preisfindung – zumindest theoretisch – alle, zu einem gegebenen Zeitpunkt den Marktteilnehmern zur Verfügung stehende Informationen einfließen, die den zukünftigen Strompreis beeinflussen könnten. Darüber hinaus werden die Forwardpreise zu einem nicht geringen Ausmaß durch die jeweilige Marktliquidität, Markttiefe, Marktsentiment, Marktpsychologie und nicht zuletzt durch die Spotpreise beeinflusst.

Letzteres mag etwas überraschen klingen, da wir ja wissen, dass durch die Nichtspeicherbarkeit der Ware Strom die Arbitrage entlang der Forwardkurve nicht möglich ist. Das heißt, dass eigentlich die Forwardkurve auf Spotpreissprünge nicht reagieren sollte (diese Annahme gilt natürlich nicht, wenn man annimmt, dass die Spotpreissprünge nicht nur von kurzer Dauer sind, sondern ev. einen Trend vorzeichnen). Dem ist aber in der Wirklichkeit nicht ganz so: in der zweiten Hälfte des Jahres 2003 konnte man beobachten, dass die Spotpreissprünge die Preisentwicklung des Forwardkontraktes 2004 in beiden Richtungen mitbeeinflusst haben. Die bewirkten Preisänderungen des Jahresforwardkontraktes sind naturgemäß wesentlich kleiner als Spotpreisänderungen selbst. Untenstehende Abbildung zeigt diesen Effekt.

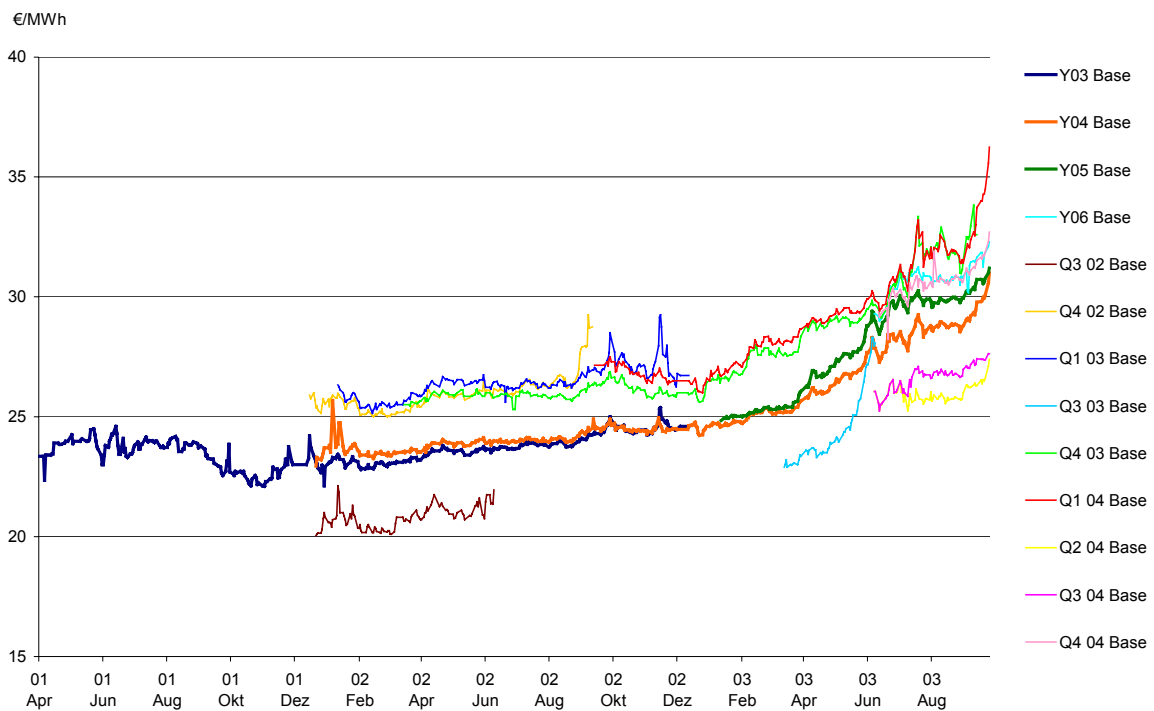
Abb 9: Spotpreisentwicklung 2003 vs. Forward Y04



Quelle: EEX, platts

Es ist bemerkenswert, dass Preisänderungen im kurzfristigeren Bereich auch die Preise am längeren Ende der Forwardkurve mitbeeinflussen. Wenn sich der Preis des Jahreskontraktes 2004 ändert, zieht es auch die Preise z.B. für die Jahre 2005 und 2006 mit und umgekehrt. Es ist vor allem deswegen etwas überraschend, weil die erwarteten fundamentalen Preisbeeinflussungsfaktoren in den einzelnen Jahren doch unterschiedlich ausfallen können. Die meisten Marktanalysen begründeten den allgemeinen Preisanstieg im Forwardbereich mit der finanziellen Zusatzbelastung der in 2005 einzuführenden CO₂-Zertifikate. Doch sind die Forwardpreise für 2004 auch mitgestiegen, obwohl der Emissionshandel für das heurige Jahr noch keinerlei Auswirkungen hat.

Abb 10: Forwardnotierungen für unterschiedliche Produkte (Base)

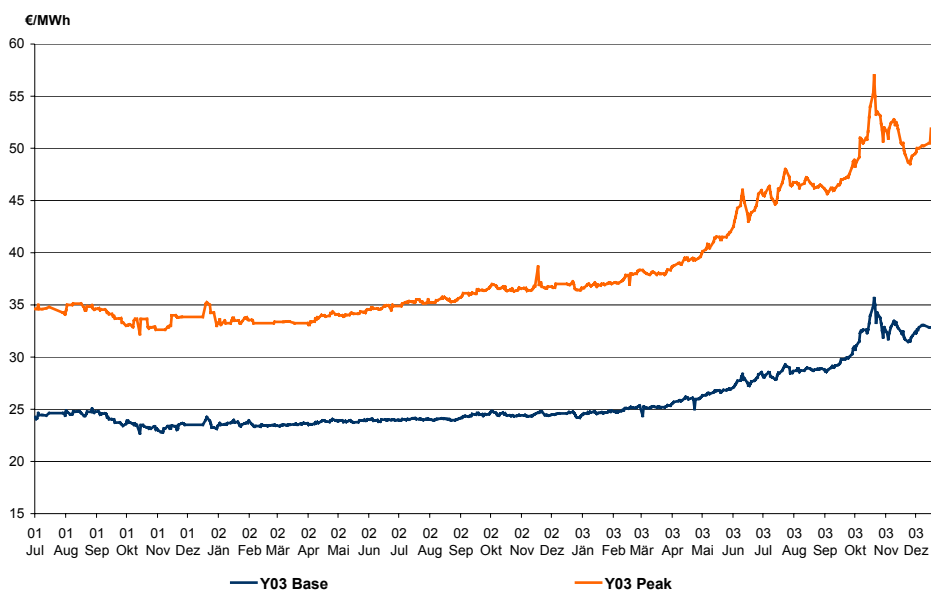


Quelle: Energate

Entwicklung der Forwards

Die Analysten sind sich darüber einig, dass der Forwardpreis 2004 Base mit Werten weit jenseits von 30 €/MWh nicht mehr die erwarteten Fundamente für das Jahr 2004 widerspiegelt. Anfang November 2003 stiegen die Forwardpreise für 2004 Base sogar über 35 €/MWh. Dieser Preis kam offensichtlich allen Marktteilnehmern unrealistisch vor, woraufhin der Markt sich korrigierte und zum Jahresende 2003 knapp unter 33 €/MWh handelte. Es dürfte kein Zufall sein, dass die Forwardpreise gerade gegen Jahresende so dramatisch angestiegen sind. Das ist gerade die Zeit, in der die Neuabschlüsse der Stromlieferverträge stattfinden. Hohe Forwardpreise (auf die sich die Lieferanten ja ständig berufen) wurden vermutlich als eine gute Verhandlungsgrundlage verwendet. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass Anfang Oktober 2003, als die Forwardpreise für 2004 ihren Höhepunkt erreichten, die Spotpreise gerade relativ niedrig waren (siehe dazu Abb. 9).

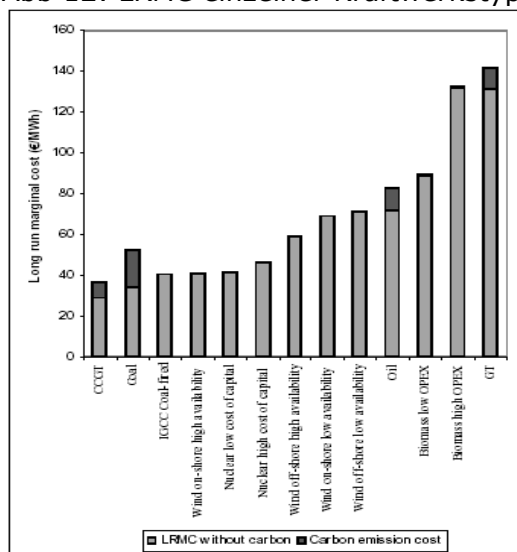
Abb 11: Forward 2004 Base und Peak



Quelle: Platts

Die Forwardpreise werden mittelfristig auch von den erwarteten Kosten und der Rentabilität eines ev. neu auf den Erzeugungsmarkt eintretenden Kraftwerkbetreibers beeinflusst. Die erwarteten kurzfristigen Grenzkosten (SRMC) der noch gerade zum Einsatz kommenden Kraftwerke in Deutschland – die ja die Großhandelspreise in der kurzen Frist bestimmen sollten – liegen z.Z. irgendwo zwischen 17 €/MWh und 30 €/MWh. Tatsache ist allerdings, dass die langfristigen Grenzkosten (LRMC) eines Kohlekraftwerks bei etwa 35 €/MWh und einer CCGT-Anlage im Grundlastbetrieb bei ca. 29-31 €/MWh liegen dürften (beide ohne CO₂-Kosten). Die mittelfristige Strategie der großen eingesessenen Marktteilnehmer dürfte – wie bereits erwähnt - sein, die (Forward) Preise knapp unter den LRMC zu halten und so den Markteintritt von neuen Marktteilnehmern am Erzeugermarkt zu verhindern. Diese Strategie kann noch jahrelang durchgehalten werden, da ein Gutteil der gegenwärtig in Deutschland laufenden Blöcke bereits abgeschrieben sind, bzw. deren Lebenszeit bzw. Effizienz mit relativ niedrigem Kapitaleinsatz ausgeweitet werden kann.

Abb 12: LRMC einzelner Kraftwerkstypen mit und ohne CO₂-Kosten



Quelle: IEA

Abb 13: SRMC und LRM (ohne CO2-Kosten) von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien

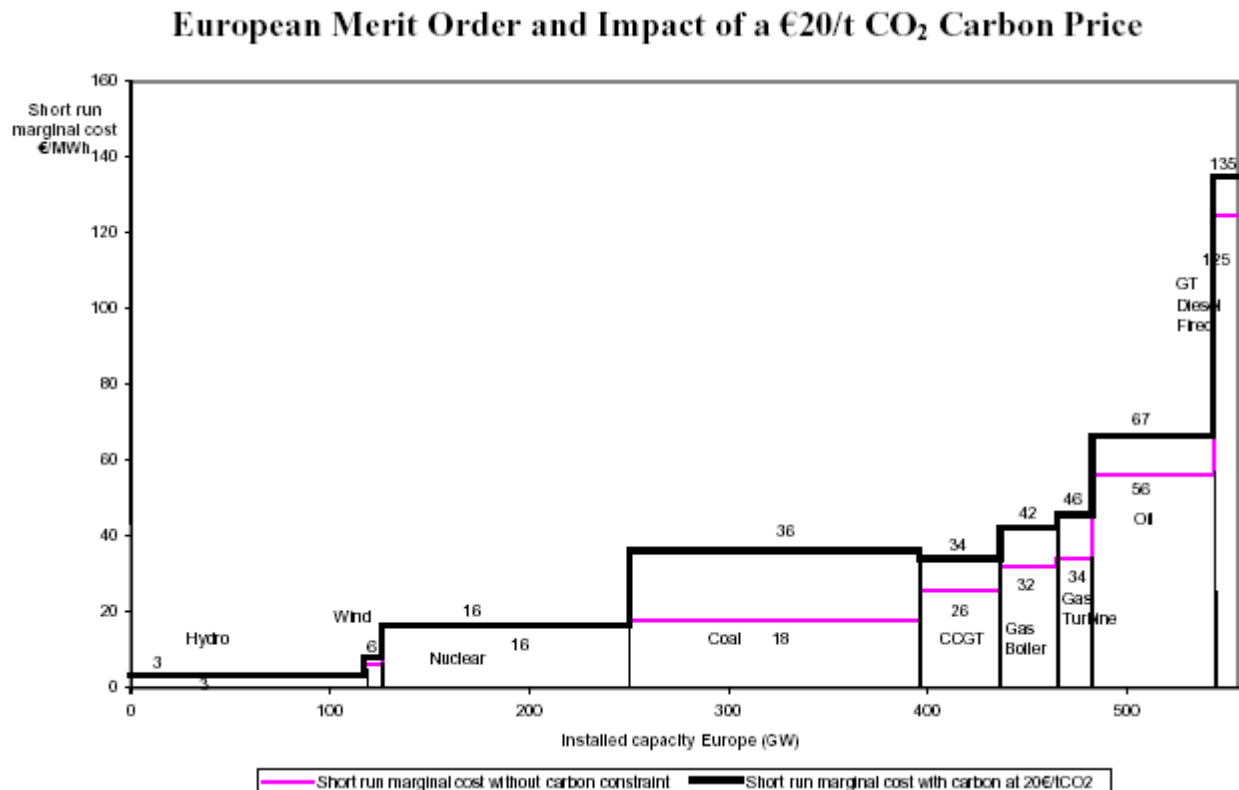
	in €/MWh	
	SRMC (laufende Einheiten)	LRMC (bei Neubau)
Laufwasserkraft	3	-
Wind	6	40 - 70
Nuklear	16	42
Kohle	18	34 - 35
CCGT	27	29 - 31
Gasboiler	32	-
Öl	56	-

Quelle: IEA

Emission Trading und Großhandelspreise

Ab 2005 wird der kurzfristige Strommarkt durch eine neue Kostenkomponente beeinflusst. Der Marktpreis der Emissionszertifikate wird die Kosten der kalorischen Erzeuger (die in Mitteleuropa die Grenzproduktion maßgeblich beeinflussen) erhöhen und so zur Preissteigerung beitragen. Die Kostensteigerung pro MWh erzeugte Energie wird vom Allokationsmechanismus der Zertifikate und der Erzeugungstechnologie abhängen. Folgende Abbildung zeigt die europäische Merit-Order-Kurve mit und ohne Zertifikatskosten.

Abb 14: Europäische Merit-Order-Kurve mit und ohne Zertifikatskosten



Quelle: IEA

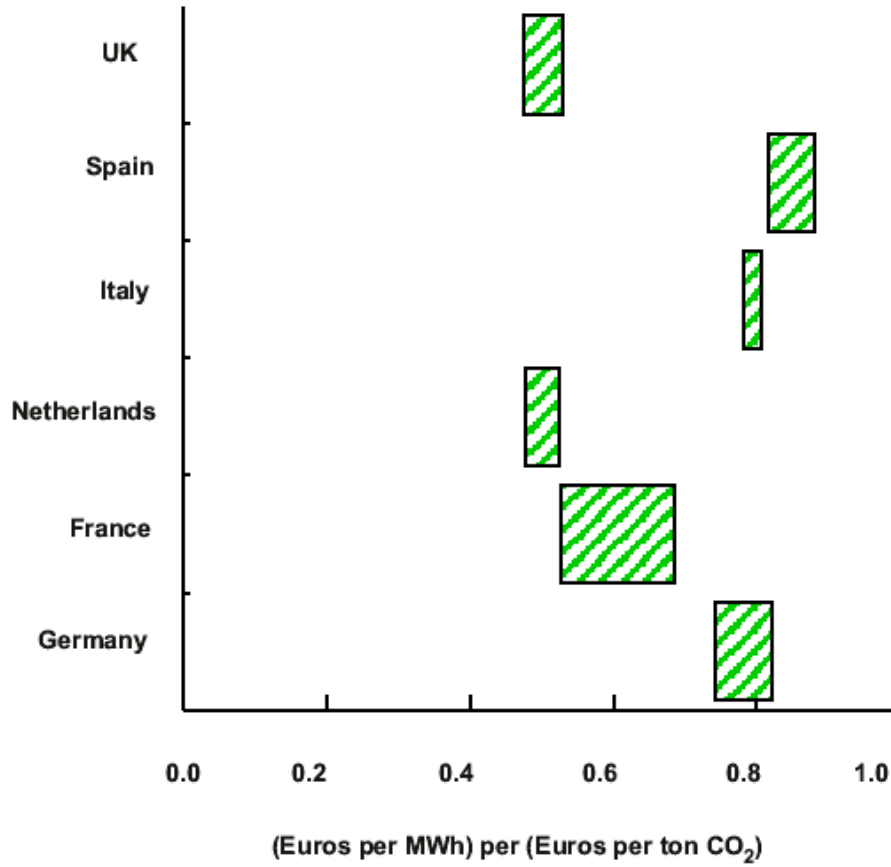
Bei einem angenommenen Zertifikatspreis von 20 €/t (z.Z bei etwa 10 €/t) könnten die Spotpreise auf etwa 35-40 €/MWh steigen. In diesem Fall würde sich auch die Reihung in der Merit Order ändern (CCGT wechselt seinen Platz mit Kohlekraftwerken). Im Bezug auf die möglichen Preissteigerungen spielt es – zumindest in der Theorie – keine Rolle, ob die Zertifikate gratis verteilt worden oder für Geld erkaufte werden mussten. Auch Gratiszertifikate haben nämlich einen Marktpreis. Erzeuger, die den jeweiligen Marktpreis der Zertifikate in ihre Preissetzung nicht miteinbeziehen, erleiden einen Opportunitätsverlust. Dieser Opportunitätsverlust verkörpert die entgangenen Einnahmen aus dem Zertifikatsverkauf, die die Erzeuger im Falle der Stromproduktionseinstellung hätten am Zertifikatsmarkt Erlösen können.

In der Praxis gibt es allerdings eine Reihe von Argumenten (politisches Umfeld, Preiselastizität der Nachfrage, Allokationsunsicherheit in der 2. Periode des ETS), die die Umwälzung der Opportunitätskosten auf den Großhandelspreis maßgeblich beeinflussen könnten.

Die Struktur der Grenzerzeugungstechnologie (CO₂-intensität) ist von Großhandelsmarkt zu Großhandelsmarkt unterschiedlich. Demgemäß fällt die Sensitivität der Erzeugungskosten im Bezug auf die Zertifikatspreise in den verschiedenen Märkten unterschiedlich

aus. Die Abbildung besagt, dass in Deutschland mit jedem €/t Zertifikatspreiserhöhung etwa 0,8 €/MWh Kostenerhöhung (Preiserhöhung?) einhergeht.

Abb 15: Auswirkung der Zertifikatspreise auf Großhandelspreise in unterschiedlichen Ländern (Märkte)



Quelle: CERA

Exkurs: Preisfindung am Großhandelsmarkt

(Sind Börsenpreise oder andere Preisbenchmarks repräsentativ oder manipuliert?)

Preisinformation (und Information im Allgemeinen) ist für jeden Handelsmarkt von essenzieller Bedeutung. Ohne sie kann der Markt nicht effizient funktionieren, büßt Attraktivität ein und hört schließlich auf zu existieren. Umgekehrt gilt es auch, dass Information zum besseren Verständnis der Marktvorgänge beiträgt und reduziert dadurch den von den Händlern zwangsweise eingebauten Risikoaufschlag. Sie generiert mehr Vertrauen und Liquidität. Erhöhte Liquidität zieht an sich neue Marktteilnehmer an (Financial Traders, Banken, Spekulanten), die wiederum selbst die Liquidität erhöhen und zu einem effizient funktionierenden Markt im Allgemeinen beitragen.

Demzufolge sind die Preise, die am Markt entstehen nur so glaubwürdig, wie der Marktplatz selbst. Die eigentliche Frage ist daher nicht so sehr, ob die Preise den Markt richtig reflektieren, sondern ob der Markt effizient funktioniert.

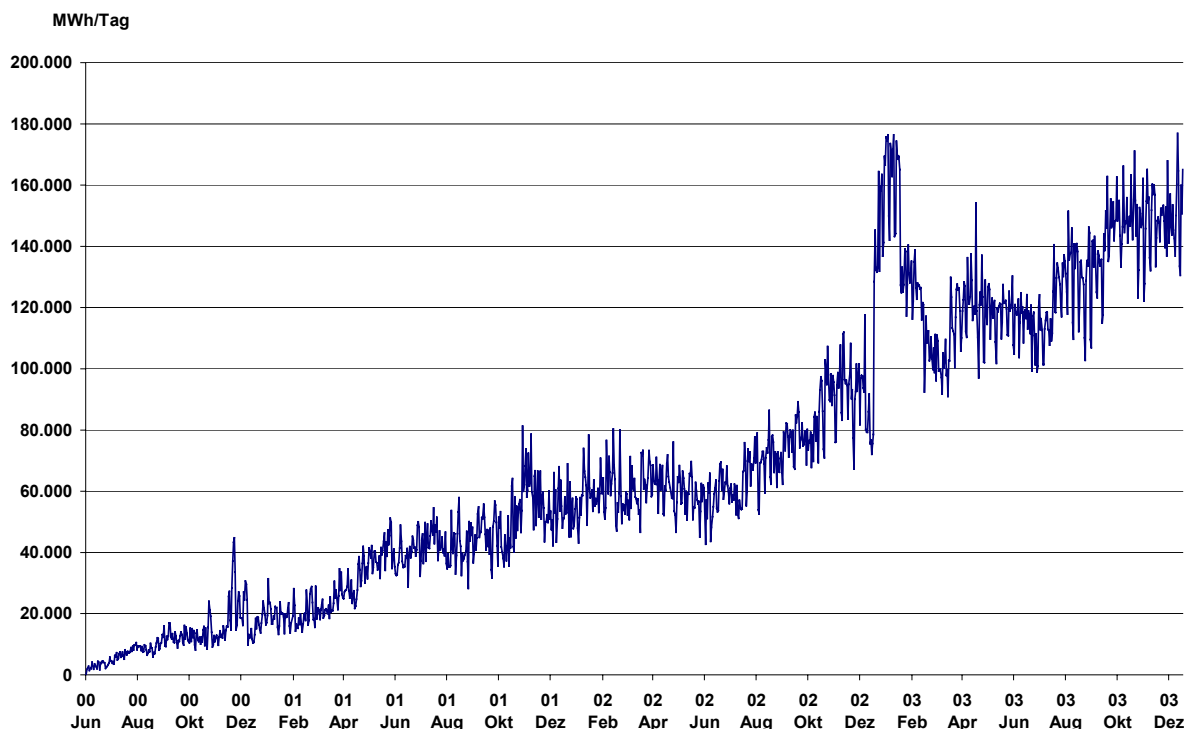
Mitteleuropäische Großhandelsmärkte haben in dieser Hinsicht noch einiges nachzuholen. Es existieren in Deutschland und in Österreich de facto keine Prognosewerte, die die Marktfundamente betreffen. Erzeugungswerte stehen in größerer Auflösung auch ex post nicht zur Verfügung, es gibt keine einheitliche Methode der Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten, usw. (siehe Forderungen von EFET³). Regulatoren müssen daher im Rahmen ihrer Möglichkeiten vehement für die europaweit koordinierte Veröffentlichung von handelsrelevanten Marktinformationen eintreten. Eine abgestimmte Vorgehensweise soll eventuelle Marktverzerrungen verhindern, die durch eine asymmetrische Informationsverteilung bestimmte Marktteilnehmer bzw. Länder benachteiligen könnten.

Nichtsdestotrotz hat sich der zentraleuropäische Markt entwicklungsfähig gezeigt und ist längst dabei, sich vom Verschwinden von Enron und Co. zu erholen. Die Handelsvolumina sind 2003 wieder gestiegen.

Der Handel im kurzfristigen Bereich findet zusehends an den Strombörsen statt. Der Handel auf der EEX und EXAA schließt bereits am Vormittag und bestimmt eindeutig den OTC-Markt im Spotbereich. Das Handelsvolumen der EEX ist mittlerweile auf 10% des deutschen Jahresverbrauchs gestiegen, was m.E. nicht wenig ist. Nur Nord Pool (etwa 30%) und APX (12%) liegen höher. UKPX, Powernext, EXAA haben jeweils etwa 2% vom Markt. EEX hat über 100 Teilnehmer von denen ca. 30 regelmäßig und aktiv handeln. Auch im Futuresbereich stieg das Handelsvolumen 2003 an. Die Terminkontrakte für alle Produkte inkl. OTC-Clearing machten 342 TWh aus. Das ist allerdings noch wesentlich weniger als der korrespondierende Wert am Nord Pool von etwa 1.764 TWh im Jahre 2003 (2004: 3.108 TWh)

³ Wholesale Power Market Information Transparency; EFET Position Paper, July 2003

Abb 16: Handelsvolumen an der EEX – Spot



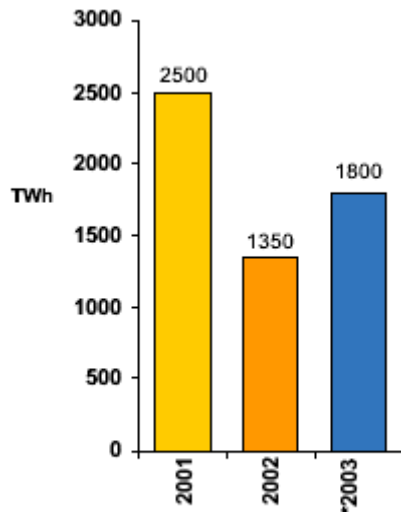
Quelle: EEX

Trotz des steigenden Volumens und der relativ großen Anzahl der Marktteilnehmer kann eine Marktbeeinflussung per se nicht ausgeschlossen werden. Im Rahmen der stündlichen Struktur werden jeden Tag eigentlich 24 separate Produkte gehandelt. Ein „Squeezing“ in den einzelnen Stunden ist naturgemäß vorstellbar. Bei einem Handelsvolumen von durchschnittlich 6.000 MW muß man dazu allerdings den entsprechenden Kraftwerkspark haben. Das könnte vor allem deswegen lukrativ sein, weil wir wissen, dass die Forwardpreise auch auf Spotpreisbewegungen reagieren. Mit „relativ wenig“ finanziellem Einsatz im Spotbereich kann ein beträchtlicher Cash-flow im Forwardbereich generiert werden.

Im Allgemeinen kann man davon ausgehen, dass die EEX-Preise den Markt gut wiedergeben und nicht nachhaltig manipuliert werden. Ihre Benchmarkstellung in Zentraleuropa ist auch durch die Tatsache bestärkt, dass sie eigentlich keine Alternative haben. Sie werden von allen Marktteilnehmern durchwegs akzeptiert. Sogar österreichische Verordnungen (z.B. Öö. Ökostromverordnung) stellen auf sie ab.

Im langfristigen Handelsbereich ist der Markt anders strukturiert. Die überwiegende Mehrheit der Geschäfte wird über den OTC-Markt getätigt. Man geht 2003 von einem Volumen von etwa 1.800 TWh aus. Das ist wesentlich mehr, als das entsprechende Futuresvolumen an der EEX (150 TWh ohne OTC-Clearing). Dementsprechend orientiert sich der EEX-Futuresmarkt am OTC-Geschehen.

Abb 17: Entwicklung der deutschen OTC Handelsvolumina im Forwardbereich



*forecast by VE-Trading

Quelle: Prospex Research

Die Marktteilnehmer achten daher im Forwardbereich auf OTC-Preise. Diese Preise sind allerdings nur bedingt transparent. Als Marktpreis gilt immer der Preis, zu dem gerade ein Geschäft abgeschlossen wurde. Für Dritte ist dieser Preis und die gehandelte Menge meist unbekannt. Da aber diese Informationen von essenzieller Bedeutung sind, ließ der Markt sogenannte Marktbeobachter (Preisreporter) entstehen. Die Preisreporter sind unabhängig und nicht am Erfolg der Handelsgeschäfte interessiert. Sie kennen die Marktteilnehmer gut und fragen laufend Preise und Mengen ab. Aus diesen Informationen produzieren sie aktuelle Marktberichte (Assessments) und stellen sie den Marktteilnehmern zur Verfügung. Der bekannteste Preisreporter ist *platts*.

Im Zuge des Enronskandals (Marktbeeinflussung, Pseudotrades, usw.) wurde die Glaubwürdigkeit dieser Preise hinterfragt. Im Allgemeinen lässt sich dazu sagen, dass die ermittelten Preise von *platts* nur so gut sind, wie das Datenmaterial das zur Berechnung zur Verfügung gestellt wird. Da aber Glaubwürdigkeit von höchster Wichtigkeit ist, hat *platts* ihre Methodologie unlängst etwas überarbeitet.

Die Vorgehensweise ist in der Hinsicht unverändert, dass Reporter im Kreise der Handelsteilnehmer die Preise bzw. Mengen in allen Produktsegmenten abfragen. Aus diesen bilden sie mengengewichtete Preisindizes. In der Praxis werden ca. 8-10 Händler befragt, wobei Trades, die von den Gegenparteien oder Brokern bestätigt werden höher ins Gewicht fallen. In den einzelnen Produktsegmenten wird so lange nachgeforscht, bis ein Minimum von 200 MW Volumen mit mindestens vier Beteiligten sichergestellt werden kann. Wenn in einem Segment keine Geschäfte abgeschlossen wurden, werden „firm bids“ herangezogen. In diesem Fall zieht der Reporter auch benachbarte Märkte (z.B. Deutschland, Schweiz, Österreich) heran, damit ein realistischer Wert erstellt werden kann. Nicht bestätigte Deals sowie Geschäfte mit Handelspartnern, die von den meisten Händlern aus Kreditgründen nicht anerkannt werden, fallen im Assessment weniger ins Gewicht oder werden ignoriert. Dasselbe gilt für Geschäfte, die über einen „Strohmann“ abgeschlossen wurden.

Die *platts*-Werte werden von der Händlergemeinschaft durchaus angenommen. Diesen Eindruck bestätigen auch die Gespräche mit den Marktteilnehmern in den Arbeitskreisen, sowie die Anwendung von diesen Werten in unterschiedliche Auflagepapieren und Gesetzen (z.B. Ökostromgesetz), in denen es um die Bestimmung von Marktpreisen geht.