

**Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung  
aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise  
im deutschen Stromhandel  
-Analyse für das Jahr 2006-**

Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

**Frank Sensfuß, Mario Ragwitz**

Karlsruhe, 18.06.2007

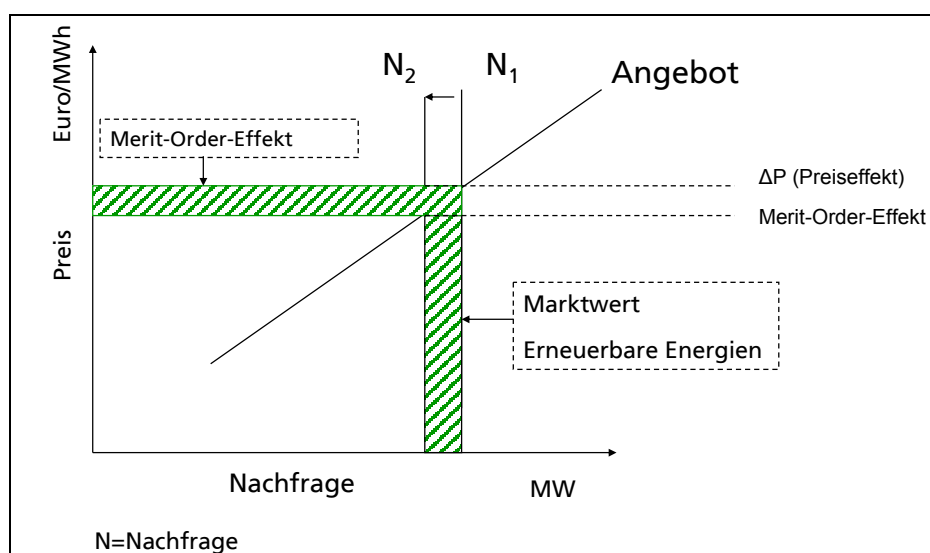


**Fraunhofer** Institut  
System- und  
Innovationsforschung

## Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht analysiert die Auswirkungen der EEG-Stromerzeugung auf die Strompreise. Dabei sind insbesondere der Marktwert-Effekt, der CO<sub>2</sub>-Effekt und der Merit-Order-Effekt auf dem Strommarkt zu unterscheiden (s. Übersicht in der Graphik): Dieser Bericht erstellt eine detaillierte Analyse des Merit-Order-Effektes, welcher folgendermaßen definiert ist: Der Preis für Strom wird auf dem Spotmarkt durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu befriedigen (Merit-Order). Die vorrangige EEG-Einspeisung reduziert die Nachfrage nach konventionellem Strom. Entsprechend der Merit-Order werden daher die teuersten Kraftwerke zur Nachfragedeckung nicht mehr benötigt; der Preis auf dem Spotmarkt sinkt entsprechend. Da die Spotmarktpreise gleichzeitig der wichtigste Preisindikator für den gesamten Strommarkt ist, führt das EEG so nicht nur zu erheblichen Preisreduktionen am Spotmarkt, sondern sollte damit auch zu Einsparungen für alle Kunden (Hebeleffekt) führen. Die Quantifizierung dieses Effekts wurde auf Basis eines detaillierten Strommarktmodells erstellt (PowerACE).

Graphischer Überblick:



## Ergebnisse

Die Modellergebnisse zeigen, dass der Merit-Order-Effekt in der Größenordnung der EEG-Vergütung liegt. Die detaillierten Resultate sind in der unten angegebenen Tabelle für die Jahr 2006 dargestellt. Durch die hohen Gastpreise setzt sich der steigende Trend der Preiswirkung der Erneuerbaren Energien auch im Jahr 2006 fort. Zur Bestimmung der wichtigsten Einflussfaktoren wurden in dieser Arbeit umfassende Sensitivitätsanalysen in Bezug auf CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise sowie das Volumen der EEG-Einspeisung durchgeführt. Die vorgestellten Ergebnisse werden auch durch die statistische Analyse aktueller Marktdaten bestätigt (Morthorst, 2007 Neubarth et al., 2006).

Jahr	Simulierte EEG Stromerzeugung TWh	Durchschnittliche Preisreduktion €/MWh	Volumen Merit-Order Effekt Milliarden Euro	Spezifischer Effekt Euro/MWh <sub>EEG</sub>	Durchschnittlicher Einspeisetariff Euro/MWh <sub>EEG</sub>
2006	52.20	7.83	4.98	95	103

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Methodik</b> .....	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Modellbeschreibung</b> .....	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Modellkalibrierung</b> .....	<b>5</b>
<b>5</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Sensitivitätsanalyse</b> .....	<b>10</b>
6.1	Brennstoffpreise.....	11
6.2	Kapazität.....	12
6.3	CO <sub>2</sub> -Preise.....	13
<b>7</b>	<b>Fazit</b> .....	<b>16</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>18</b>
 <b>Anhang:</b>		
A.1	Mathematische Modellbeschreibung.....	22
A.2	Wichtige Daten.....	26
A.3	CO <sub>2</sub> -Preise 2005.....	28

# 1 Einleitung

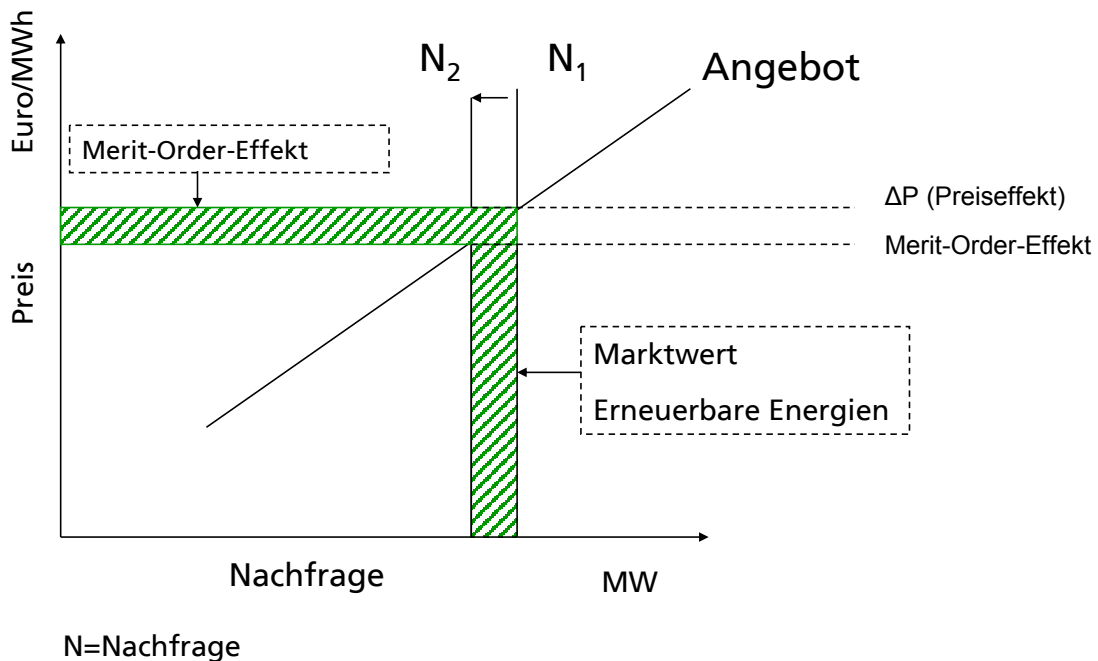
Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist durch deutliche Wachstumsraten innerhalb der letzten 15 Jahre gekennzeichnet. Dieses Wachstum ist im Wesentlichen durch die seit 1991 bestehende Förderung mit Einspeisetarifen getragen. Die eigentlichen Bedingungen der deutschen Förderpolitik wurden in den Jahren 1998, 2000 und 2004 überarbeitet (Laubner, Metz, 2004; Wustenhagen, Bilharz, 2006). Seit dem Jahr 2000 besteht die Förderung auf dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz [EEG]. Das Gesetz verpflichtet die Netzbetreiber, Strom aus erneuerbaren Energien mit einer garantierten Einspeisevergütung zu vergüten. In einem zweiten Schritt wird diese Strommenge in einem Monatsbandprofil an die Stromversorgungsunternehmen entsprechend ihres Marktanteils weitergereicht. Letztendlich müssen dann die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien durch die Endkunden getragen werden. Die Effizienz und die Kosten der Förderung erneuerbarer Energie sind derzeit Gegenstand einer intensiven Debatte. Publikationen auf internationaler Ebene über die Förderung erneuerbarer Energien in Europa (Huber et al., 2004) und den USA (Palmer, Burtraw, 2005) zeigen, dass diese Diskussion nicht auf Deutschland beschränkt ist. In Folge des nachhaltigen Wachstums der Stromerzeugung erneuerbarer Energien von 18.1 TWh auf ca. 52 TWh im Zeitraum von 2001-2006 stieg auch die Summe der EEG-Vergütungen von 1.6 Milliarden € auf 5.4 Milliarden € pro Jahr (Verband der Netzbetreiber [VDN], 2007a; Bundesministerium für Umwelt, 2007). Weitere Aspekte in der Diskussion sind der notwendige Netzausbau und zusätzlicher Bedarf an Systemdienstleistungen zur Ausregelung des Netzes. Aktuelle Studien zeigen jedoch, dass der Einfluss dieser Aspekte auf die Gesamtkosten mit einer Größenordnung von 1-10 €/MWh EEG-Strom relativ gering ist (Auer et al., 2006; Klobasa, Ragwitz, 2006).

Ein wichtiger Aspekt in der derzeitigen Diskussion ist der Wert erneuerbaren Stroms. Wenn man die oben genannten Aspekte wie z. B. Netzausbau vernachlässigt (Deutsche Energie-Agentur [DNA], 2005), kann man die zusätzlichen Kosten aus Sicht der Endkunden abschätzen, indem man vom EEG-Vergütungsvolumen den Wert des EEG-Stroms abzieht. Eine Abschätzung des Wertes kann generiert werden, indem man das Lastprofil der EEG-Stromerzeugung mit dem stündlichen Börsenpreis an der EEX multipliziert. Bei einer Stromerzeugung von ca. 52 TWh im Jahr 2006 ergibt sich damit ein Marktwert von ca. 2,5 Mrd. € oder ca. 47 % der Vergütungssumme.

Zusätzlich zu den hier geschilderten Effekten hat die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien jedoch auch eine Auswirkung auf die Marktpreise selbst. Der wesentliche Beitrag dieser Studie ist die Analyse dieser Auswirkungen. Ein Überblick über die diskutierten Effekte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Abbildung 1 für eine einzelne Stunde beispielhaft dargestellt. Hierbei wird angenommen, dass die Stromnachfrage im kurzfristigen Zeithorizont des Day-ahead-Spotmarktes unelastisch ist. Weil die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in einem Monatsband schon im Voraus von den Stromversorgern gekauft werden muss, reduziert dies die verbleibende Strommenge, die aus anderen Quellen über den Strommarkt beschafft werden muss. Somit kann die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vereinfacht als Absenkung der Stromnachfrage an der Börse abgebildet werden. In der Abbildung wird die deutsche Angebotskurve (Merit-Order-Kurve) als Treppenfunktion dargestellt. So lange diese Funktion eine positive Steigung hat, führt die durch erneuerbare Energien reduzierte Nachfrage zu gerin-

geren Preisen. Da der hier skizzierte Effekt die Marktpreise entlang der deutschen Merit-Order-Kurve verschiebt, wird er im Folgenden als Merit-Order-Effekt bezeichnet. Das zentrale Ziel dieser Studie ist die Bestimmung des monetären Wertes dieses Effektes für das Jahr 2006.

Abbildung 1: Merit-Order-Effekt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: eigene Darstellung

Da Stromnachfrage und Stromerzeugung auf stündlicher Basis variieren, ist eine Abschätzung des Wertes des Merit-Order-Effektes deutlich komplexer als die Abschätzung des Marktwertes. Aus diesem Grund wird für die folgende Analyse die detaillierte agentenbasierte Strommarktsimulationsplattform PowerACE verwendet, die in der Lage ist, Marktpreise an der Strombörse zu simulieren.

## 2 Methodik

Generell sind zwei Vorgehensweisen zur Bestimmung des Merit-Order-Effektes denkbar. Eine Möglichkeit ist die statistische Analyse bestehender Zeitreihen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Eine aktuelle Studie, die sich speziell auf die Einspeisung der Windenergie konzentriert (Neubarth et al., 2006), wählt diesen Ansatz. Die Autoren können zeigen, dass Tage mit hoher Windenergieeinspeisung niedrigere durchschnittliche Strompreise auf dem Spotmarkt aufweisen. Der Nachteil dieses Ansatzes ist, dass Marktpreise von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Zu diesen Faktoren gehören u. a. Kraftwerksausfälle, Stromnachfrage, Brennstoffpreise und die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Konsequenz ist, dass es mit diesem Ansatz nur sehr schwer möglich ist, die Auswirkungen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien von den anderen genannten Einflussfaktoren zu isolieren.

In dieser Studie wird durch die Abbildung mit einem Computermodell ein zweiter Weg beschritten.

Der zentrale Grund für die Anwendung einer agentenbasierten Simulationsplattform ist die hohe Flexibilität des Modellansatzes. Der Ansatz ermöglicht es, ein sehr detailliertes Modell des deutschen Stromsektors zu entwickeln, bei dem auch die Perspektive einzelner Akteure einfließen kann. So können z. B. die derzeitigen Regeln für die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt abgebildet werden. Um eine verlässliche Basis zu generieren, werden im Modell kostenbasierte Bietalgorithmen für den Strommarkt eingesetzt. Auf den Einsatz von Lernalgorithmen, wie sie üblicherweise in agentenbasierten Simulationen eingesetzt werden, wird in dieser Studie verzichtet, um überlagernde Effekte mit den Auswirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszuschließen. Zudem hilft diese Maßnahme, die ohnehin erheblichen Anforderungen an die IT-Infrastruktur zu begrenzen.

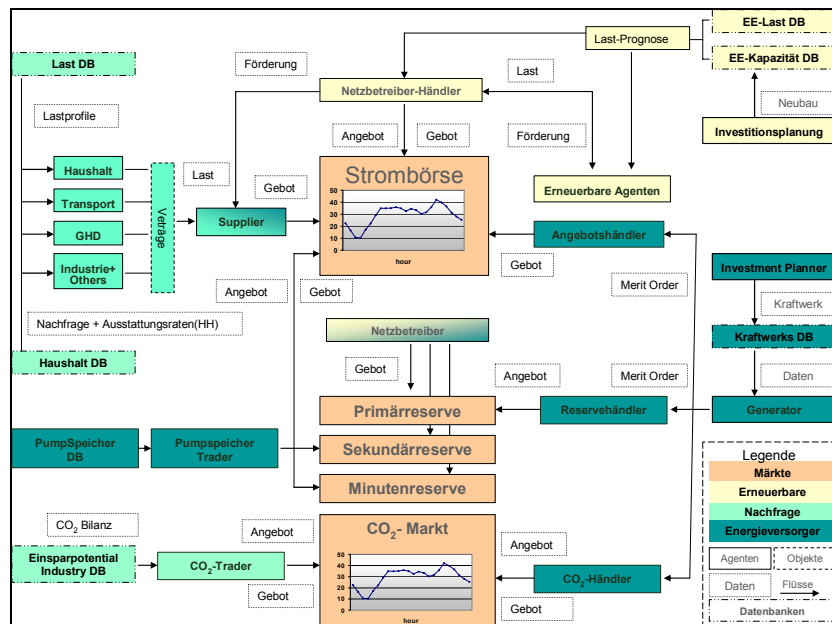
### 3 Modellbeschreibung

Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber, die Regierung und Marktbetreiber. Einige Akteure, wie z. B. Energieversorger, werden aufgrund ihrer Komplexität mit verschiedenen Agenten modelliert, die wichtige Funktionen des Unternehmens wie z. B. Kraftwerkseinsatzplanung und Stromhandel abbilden. Die derzeitige Version des PowerACE-Modells umfasst eine Strombörse, verschiedene Regelenergiemärkte und einen Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte. Da das zentrale Ziel dieses Berichts die Analyse der Auswirkungen von erneuerbarem Strom auf die Marktpreise auf der Strombörse ist, werden alle anderen Märkte in diesem Zusammenhang nicht betrachtet. Ein Überblick über die wichtigsten Module und Agenten innerhalb des angewendeten Modells findet sich in Abbildung 2. Generell kann die Simulationsplattform in vier Module eingeteilt werden. Zu diesen Modulen gehören Märkte, Stromnachfrage, Energieversorger und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Die realistische Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die zu Grunde gelegten Daten. Aus diesem Grund ist die Bereitstellung realistischer Daten zur Last der Stromnachfrage, der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Kraftwerkspark in Deutschland ein zentraler Bestandteil der Modellentwicklung. Die grundlegenden Entscheidungen der Agenten basieren auf diesen fundamentalen Daten. Zur Bereitstellung eines adäquaten Datensatzes wird die PowerACE-Plattform über Softlinks an verschiedene Datenbanken und Modelle gekoppelt. Das ISI-Lastmodell und das LEAP-Modell stellen wichtige Daten zum stundenscharfen Lastgang der Nachfrage und zur langfristigen Entwicklung der Stromnachfrage bereit. Da Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Zentrum dieser Analyse steht, kommt der Bereitstellung adäquater Lastprofile der Einspeisung von erneuerbaren Energien besondere Bedeutung zu. Das ISI-PV-Modell (Sensfuß, 2003) und das ISI-Wind-Modell (Sensfuß et al., 2003; Klobasa, Ragwitz, 2005) erzeugen Lastganglinien der Photovoltaik und der Windenergie auf Basis umfangreicher meteorologischer Daten und Annahmen über die regionale Verteilung der Anlagen. Das PERSEUS-Modell (Möst et al., 2005)

wird benutzt, um die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks bereitzustellen. Weiterhin liefert dieses Modell Lastprofile für den deutschen Stromexport und -import. Weitere Informationen zu den Fördersätzen für die einzelnen erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage einzelner Sektoren werden über Datenbanken angebunden. Zu diesen Informationen gehören Unternehmensgröße, Haushaltsgröße und Ausstattungsdaten elektrischer Anwendungen.

Abbildung 2: Struktur des PowerACE-Modells



Quelle: eigene Darstellung

Auf der Nachfrageseite handeln Softwareagenten, die die Akteure der Sektoren Haushalte, Industrie, Transport und Dienstleistungen (GHD) repräsentieren, Verträge mit ihren Versorgern aus. Die Versorger beschaffen den Strom für ihre Kunden komplett auf der Strombörse. In dieser Studie werden sie als Preisnehmer mit unelastischer Nachfrage modelliert.

Die Stromerzeugung wird mit Erzeuger- und Händleragenten simuliert. Die Erzeugeragenten erhalten täglich eine aktuelle Liste der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und ihrer wichtigsten Daten. Diese Daten basieren auf einer Datenbank über den deutschen Kraftwerkspark, die mehr als 1200 Kraftwerke mit ihren wichtigsten technischen und ökonomischen Parametern (Kapazität, Kosten, Verfügbarkeit, Technologie, Brennstoff, Wirkungsgrad) enthält. In einem zweiten Schritt prüfen die Erzeugeragenten die Verfügbarkeit ihrer Kraftwerke. Dies wird auf Basis eines gleichverteilten Zufallsgenerators bestimmt. Mit den von den Erzeugeragenten übermittelten Informationen verkaufen die Händleragenten die Stromerzeugung ihrer Kraftwerke auf dem Strommarkt.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien spielt eine wachsende Rolle im deutschen Elektrizitätssektor. Nach den Vorschriften des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (Bundesministerium für Umwelt, 2004) müssen die Netzbetreiber den Strom aus EEG-Anlagen zu einem festgesetzten Tarif abnehmen und vergüten. Die Netzbetreiber verteilen diesen Strom in einem Monats-

band an die Versorgungsunternehmen weiter. Auf täglicher Basis wird eine Prognose der erwarteten EEG-Erzeugung des nächsten Tages erstellt. Auf Grundlage dieser Prognose kauft und verkauft der Netzbetreiber Strommengen zu Erstellung des Monatsbandes (E.ON, 2005). Diese Aufgabe wird in PowerACE vom Netzbetreiber-Händleragenten abgebildet. Um die Komplexität der ausgeführten Analyse zu verringern, wird der Prognosefehler für die Einspeisung erneuerbarer Energien auf allen Zeitskalen auf Null gesetzt. Die Analyse der Auswirkungen der entstehenden Prognosefehler könnte Gegenstand zukünftiger Analysen sein.

## 4 Modellkalibrierung

Die Bereitstellung adäquater Fundamentaldaten ist die zentrale Basis für die zu analysierenden Simulationsläufe. Hierbei stehen vor allem folgende Daten im Vordergrund:

1. Der Kraftwerkspark,
2. eine stundenscharfe Lastkurve der Stromnachfrage,
3. eine stundenscharfe Lastkurve der EEG-Einspeisung.
4. tagesscharfe CO<sub>2</sub> Preise
5. monatscharfe bzw. quartalsscharfe Brennstoffpreise

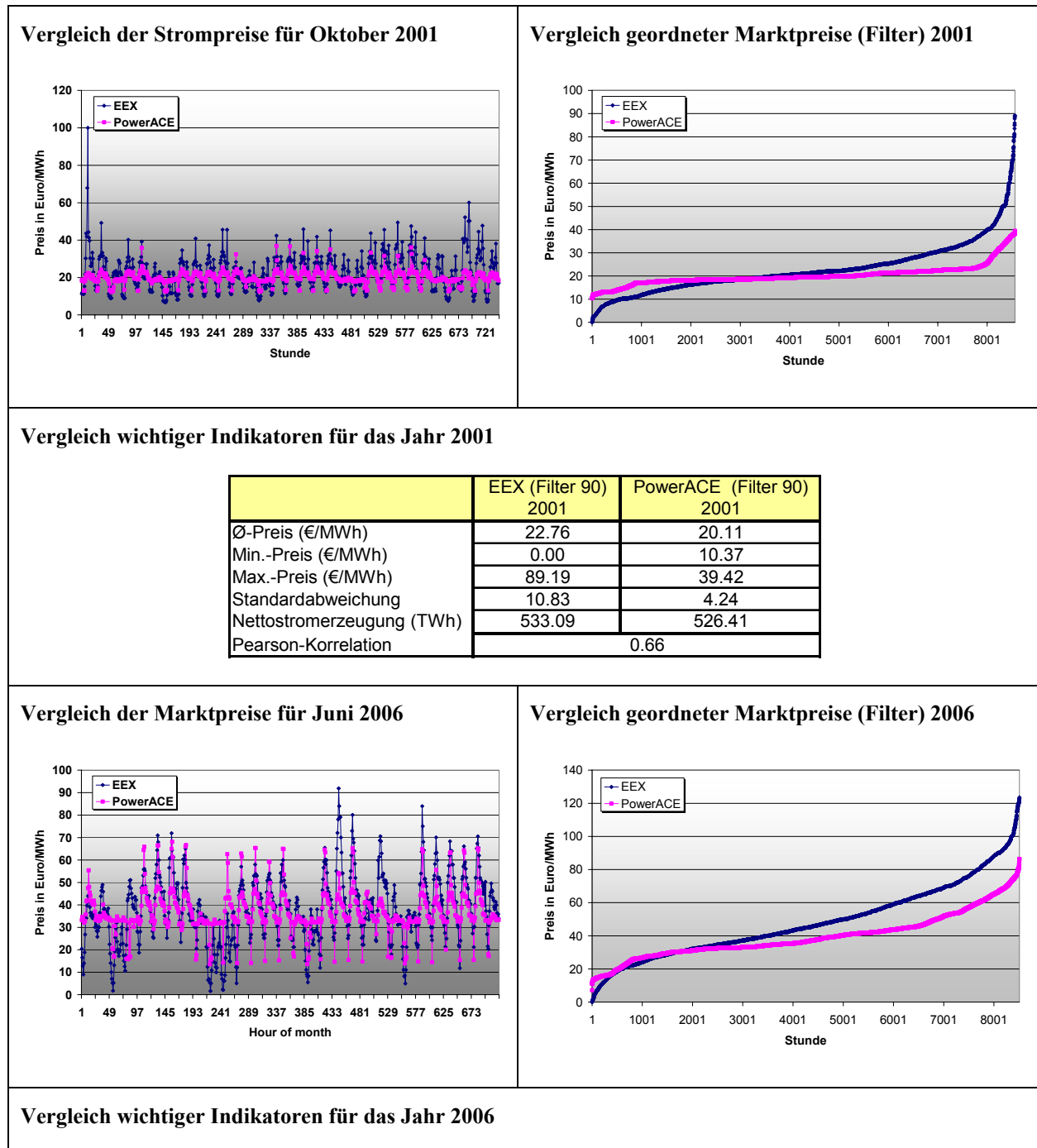
Wie schon erwähnt, werden diese Daten durch Softlinks zu anderen Modellen und Datenbanken bereitgestellt. Hierbei kommt der Bereitstellung der Nachfrage-Lastkurve mit dem ISI-Lastmodell und der Bereitstellung der Stromerzeugung aus Windenergie besondere Bedeutung zu. Dabei werden umfangreiche meteorologische Daten wie z. B. Windgeschwindigkeit und Temperatur benötigt. In einer Reihe von Kalibrierungssimulationen werden die simulierten Marktergebnisse mit den realen Marktpreisen der EEX für die Jahre 2001 und 2006 verglichen, um die Verlässlichkeit des Modells zu bestimmen. Hierbei kommen für das Jahr 2006 die Windenergiedaten des VDN (Verband der Netzbetreiber [VDN], 2007b) und die realen Temperaturdaten des DWD zum Einsatz (Institut für Solare Engnergieversorgungstechnik [ISET], Gesamthochschule Kassel, 2005). Die Ergebnisse dieses Vergleichs finden sich in Abbildung 3.

Ein erster Vergleich zwischen den Zeitreihen der stündlichen Marktpreise auf der deutschen Strombörse für das Jahr 2001 und dem Mittelwert aus 50 PowerACE-Simulationsläufen zeigt eine geringe Korrelation und eine erhebliche Unterschätzung des Marktpreises. Ein genauerer Blick zeigt, dass in der Zeitreihe der realen Marktpreise einige wenige Stunden mit extremen Marktpreisen enthalten sind, die wohl kaum durch fundamentale Daten erklärbar sind. Um den Einfluss dieser Extremwerte zu begrenzen, werden 54 Stunden mit Marktpreisen jenseits von 90 €/MWh herausgefiltert und von der weiteren Analyse aufgeschlossen. Nach dieser Prozedur steigt die Korrelation zwischen simulierten und realen Marktpreisen auf 0,66. Der Unterschied im durchschnittlichen Marktpreis fällt auf 2,65 €/MWh.

Der zusätzliche Vergleich der realen stundenscharfen Marktpreiszeitreihe für das Jahr 2006 und den Durchschnittswerten aus 50 Simulationsläufen des PowerACE-Modells zeigt eine mittlere Korrelation und eine deutliche Unterschätzung der Marktpreise. Auch hier zeigt sich wieder, dass in der realen Marktpreiszeitreihe wieder einige Extremwerte mit Preisen jenseits von 500 €/MWh enthalten sind, die evtl. auf den Einfluss von Marktmacht zurückzuführen sind. In einem

zweiten Schritt wird wieder ein Filter von 125 €/MWh angelegt, der 147 Stunden aus der Preissetze entfernt. Nach dieser Prozedur steigt auch für dieses Jahr die Pearsonsche Korrelation auf 0,64, die Unterschätzung des durchschnittlichen Marktpreises sinkt auf 8.85 €/MWh.

Abbildung 3: Vergleich der Modellergebnisse und realer Marktpreise



	EEX (Filter 125) 2006	PowerACE (Filter 125) 2006
Ø-Preis (€/MWh)	48.31	39.46
Min.-Preis (€/MWh)	0.00	7.17
Max.-Preis (€/MWh)	123.60	86.42
Standardabweichung	22.04	13.32
Nettostromerzeugung (TWh)	559.10	556.76
Pearson-Korrelation	0.64	

Quelle: Preise der European Energy Exchange [EEX], 2006

Die Korrelation zeigt, dass die zu Grunde liegenden Datensätze der Stromnachfrage, der erneuerbaren Energien und der Kraftwerksparks eine ausreichende Basis für die Analyse der Marktentwicklungen liefern. Da für die Analysen dieser Studie angenommen wird, dass der gesamte Strombedarf an der Börse gedeckt wird, kann es nicht Ziel des Modells sein, alle extremen Preisentwicklungen mit abzubilden. Aus diesem Grund wird auf die Integration erweiterter Bietstrategien oder lernender Agenten verzichtet, die auch extreme Preisentwicklung generieren können. Neben der Unterschätzung der Spitzenpreise können zwei weitere Phänomene beobachtet werden. Zum einen zeigt sich, dass in einigen wenigen Stunden sich der reale Preis unter den simulierten Erzeugungskosten aus PowerACE bewegt. Eine mögliche Erklärung für diesen Effekt könnte sein, dass einige Marktteilnehmer die Marktentwicklung falsch eingeschätzt haben. Eine andere mögliche Ursache ist, dass einige Kraftwerksbetreiber aus strategischen oder technischen Gründen eine Abschaltung vermeiden wollten. Ein zweites Phänomen ist die Tatsache, dass die Volatilität des Marktes am Wochenende unterschätzt wird. Dieser Aspekt bedarf einer weiteren Untersuchung zur Verbesserung des Modells. Mögliche Ursachen könnten in geringer Liquidität des Marktes am Wochenende oder zusätzliche Kraftwerksstilllegungen z. B. zu Wartungszwecken am Wochenende liegen. Dies würde zu einer Verknappung der Kapazitäten und damit auch zu volatileren Preisen führen.

Weitere Ursachen für die verbleibenden Unterschiede könnten aus dem Bereich von Prognosefehlern der einzelnen Marktteilnehmer und Sondereinflüssen wie z. B. Streiks im In- und Ausland kommen. Eine weitere Ursache könnte im Interpolationsalgorithmus der geschlossenen Auktion der EEX liegen, der zu Preisen unterhalb der Erzeugungskosten führen kann wenn einige Kraftwerke wie z. B. Kernkraftwerke zur Vermeidung einer Abschaltung zum Preis von null bieten. Zusätzlich sollte berücksichtigt werden, dass in der Realität nicht der gesamte Strombedarf über die Börse gehandelt wird. Vielmehr findet ein Großteil des Handels im OTC und Futurmarkt statt, was zu zusätzlichen Einflüssen auf die Marktpreise führen kann. Insgesamt zeigt sich an der Unterschätzung der Marktpreise durch das PowerACE-Modell, dass die Marktteilnehmer zum Teil in der Lage sind, die Marktpreise über die variablen Kosten, die in einem perfekten Markt erwartet würden, zu heben. Trotz der diskutierten Unterschiede im Bereich der extremen Preisereignisse zeigt die deutliche Korrelation zwischen PowerACE-Ergebnissen und den realen Marktdaten, dass das Modell eine vielversprechende Grundlage zur Analyse des Strommarktes liefert.

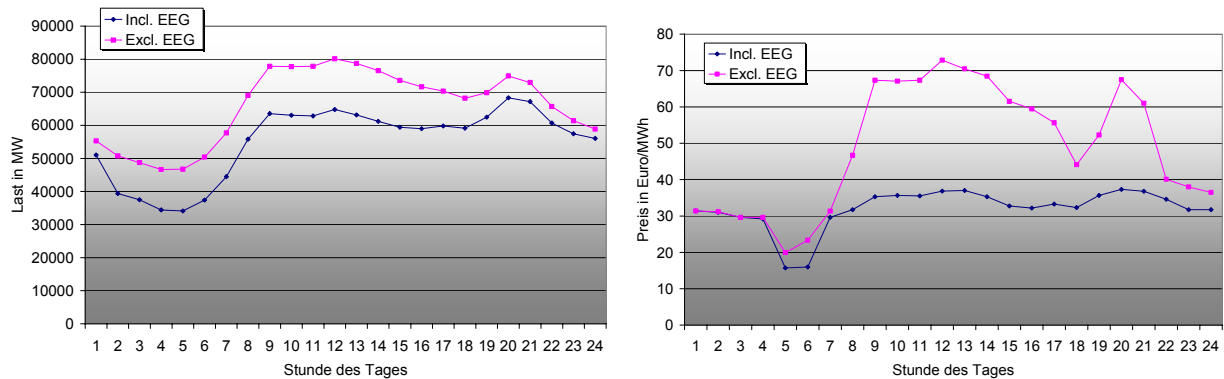
Insgesamt zeigen die angestellten Analysen, wie komplex ein Vergleich zwischen realen und simulierten Marktdaten ist. Insgesamt zeigt sich aber die Verlässlichkeit der Ergebnisse des PowerACE-Modells.

## 5 Ergebnisse

Um den Einfluss der Stromerzeugung aus erneuerbare Energien zu ermitteln, wird das kalibrierte Modell zur Simulation der Strommarktpreise im Jahr 2006 benutzt. Die zugrunde liegenden Wetterdaten werden hierbei konstant gehalten, um unerwünschte Nebeneffekte in der Simulation zu vermeiden. Die Stromnachfrage wird anhand der von der Regierung veröffentlichten realen Wachstumsraten simuliert (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2006) (siehe Anhang). Die Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energiequellen in Deutschland wird ebenfalls anhand offizieller Statistiken implementiert (Bundesministerium für Umwelt, 2006) (siehe Anhang). Basierend auf den gegebenen stündlichen Lastprofilen wird die Stromerzeugung berechnet. Die resultierende Stromproduktion kann insofern von veröffentlichten Daten abweichen, als angenommen wird, dass die am Ende des Jahres verfügbare Kapazität das ganze Jahr hindurch produziert. Alle anderen Parameter werden konstant gehalten. Zur Analyse des Einflusses der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird die Simulation 50mal durchgeführt. Um die aus der Anwendung eines Zufallsgenerators bei der Simulation der Kraftwerksausfälle entstehenden Variationen auszugleichen, wird die resultierende Zeitreihe als Durchschnitt aller Simulationsläufe berechnet. In einem zweiten Schritt wird dieselbe Vorgehensweise auf 50 Simulationsläufe angewandt, bei denen die EEG-Stromerzeugung abgeschaltet ist. Da der Einsatz großer Wasserkraftwerke bislang durch die Förderpolitik des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes nicht wesentlich beeinflusst wird, wird die Stromerzeugung großer Wasserkraftwerke in beiden Simulationen berücksichtigt.

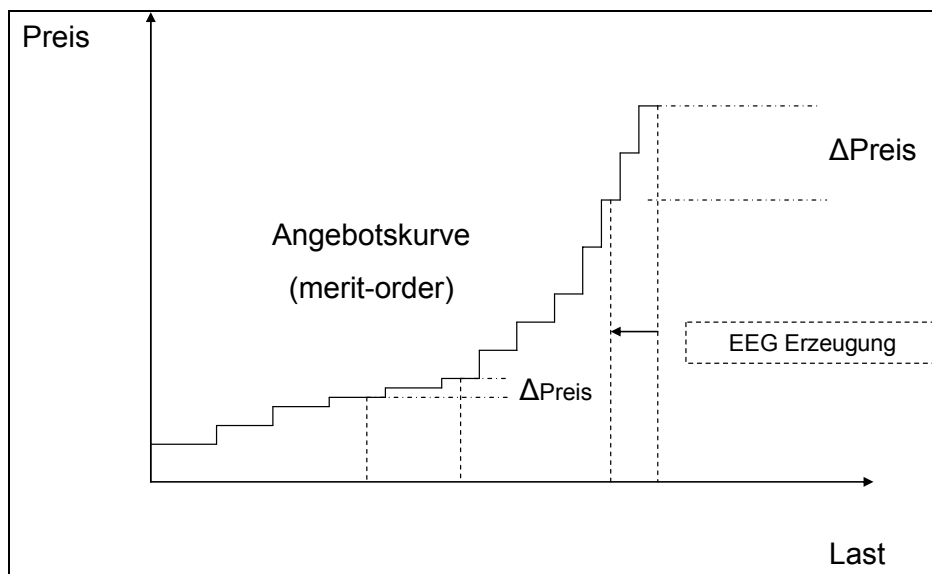
Die folgende Analyse vergleicht beide Zeitreihen. Der Vergleich eines ausgewählten Tages im Januar 2006 ist in Abbildung 4 dargestellt. Das Schaubild zeigt den Einfluss der geförderten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die verbleibende Systemlast, welche durch konventionelle Kraftwerke abgedeckt werden muss. Die Last der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schwankt im betrachteten Zeitraum zwischen ca. 4 GW und ca. 15 GW. Der Einfluss auf die Preise variiert jedoch noch stärker. Zu Niedriglastzeiten beträgt die Reduktion des Marktpreises nur wenige Cent/MWh, während er in Spitzenlastzeiten mehr als 30 €/MWh erreicht. Dieser Effekt entsteht durch unterschiedliche Steigungen oder Schrittweiten in der deutschen Merit-Order in den jeweiligen Lastsegmenten der Stromnachfrage. Die Steigung der deutschen Merit-Order bei hoher Nachfrage ist größer. Dieser Effekt ist stilisiert dargestellt in Abbildung 5.

Abbildung 4: Vergleich von Lastprofil und Preisen für die Simulation eines Tages im Januar 2006 (zwei Szenarien: eines inklusive EEG, das andere ohne EEG)



Die Ergebnisse deuten auf eine beträchtliche Reduktion des Marktpreises von 7,831 €/MWh im Jahr 2006 hin. Unter der Annahme, dass die gesamte Stromnachfrage einer einzelnen Stunde zum entsprechenden Spotmarktpreis gehandelt wird, kann das Volumen des Merit-Order-Effekts berechnet werden. Dies geschieht anhand Formel 1.

Abbildung 5: Der Einfluss von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Marktpreise in unterschiedlichen Segmenten der Stromnachfrage



<sup>1</sup> Berechnet als ungewichteter Mittelwert.

Formel 1: Berechnung des jährlichen finanziellen Volumens des Merit-Order-Effekts

$$V = \sum_{h=1}^{h=8760} (p_{n,h} - p_{r,h}) \cdot d_h;$$

V = Gesamtvolumen des Merit-Order-Effektes;  
 $p_{r,h}$  = Preis mit EEG Erzeugung  
 $p_{n,h}$  = Preis ohne EEG Erzeugung  
 $d_h$  = Gesamtnachfrage in Stunde h

Die Ergebnisse für das Jahr 2006 sind in Tabelle 1 dargestellt. Sie zeigen, dass das Volumen des Merit-Order-Effekts im Jahr 2006 rund 4,98 Milliarden € erreicht. Ein weiterer interessanter Indikator für die Diskussion der Ist-Kosten von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus Konsumentensicht ist der Quotient aus Merit-Order-Effekt und Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (Formel 2). Dieser Indikator erlaubt einen Vergleich der durchschnittlichen EEG-Förderung für erneuerbare Energie von 103 €/MWh im Jahr 2006 (Verband der Netzbetreiber [VDN], 2007c) mit der Höhe des Merit-Order-Effektes von 95 €/MWh.

Formel 2: Berechnung des spezifischen Wertes des Merit-Order-Effekts

$$S = \frac{V}{E}$$

S = Spezifischer Wert Merit – Order – Effekt; V = Volumen Merit – Order – Effekt

E = EEG Stromerzeugung

Tabelle 1: Preiseffekt und Gesamtvolumen des Merit-Order-Effekts

Jahr	Simulierte EEG Stromerzeugung TWh	Durchschnittliche Preisreduktion €/MWh	Volumen Merit-Order Effekt Milliarden Euro	Spezifischer Effekt Euro/MWh <sub>EEG</sub>	Durchschnittlicher Einspeisetariff Euro/MWh <sub>EEG</sub>
2006	52.20	7.83	4.98	95	103

## 6 Sensitivitätsanalyse

Die Analyse der Entwicklung des Volumens des Merit-Order-Effekts zeigt, dass dieser nicht nur durch das Wachstum der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Die Haupteinflussgrößen für die Höhe des Merit-Order-Effekts sind die installierte Kapazität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Entwicklung der Brennstoffpreise und die CO<sub>2</sub>-Preise. Insgesamt werden 42 Szenarien mit je 50 Simulationsläufen für die Sensitivitätsanalyse des Jahres 2006 durchgeführt. Die Gesamtzahl von 2.100 Simulationsläufen führt zu beträchtlichen Anforderungen an Rechnerleistung, Datenverarbeitung und Datenspeicherung, da die für diese Analyse produzierte Datenmenge ca. 20 Gigabyte beträgt.

## 6.1 Brennstoffpreise

Für die Analyse des Einflusses von Veränderungen seitens der Brennstoffpreise wird der Merit-Order-Effekt aus Simulationsläufen mit verschiedenen Brennstoffpreisen bestimmt. Dabei werden Simulationen mit einer Preiszu- und -abnahme von je 20 % für jeden Brennstoff durchgeführt. Außerdem wird eine generelle Variation aller Preise um 20 % analysiert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 dargestellt. Den ersten Schritt stellt ein generelle Variation aller Preise um +20 % dar. Fast ebenso groß fällt der Effekt auf den Merit-Order-Effekt aus.

Die Sensitivitätsanalyse für das Jahr 2006 zeigt, dass die Brennstoffpreise für Braunkohle einen nur sehr geringen Einfluss auf den Merit-Order-Effekt haben. Trotz der Abweichung von +/- 20 % bei den Brennstoffkosten variiert der Wert des Merit-Order-Effekts nur um maximal 2 %. Die Sensitivitätsanalyse für den Ölpreis zeigt ebenfalls einen nur sehr geringen Einfluss auf den Merit-Order-Effekt. Ein 20 % niedrigerer Ölpreis verringert den Merit-Order-Effekt um 2 %, während der höhere Ölpreis jenen um 1 % erhöht. Die niedrige Sensitivität kann mit der geringen Bedeutung ölbefeuert Kraftwerke in der deutschen Stromversorgung begründet werden. Da die Anzahl solcher Kraftwerke klein ist, wird der Marktpreis nur in seltenen Fällen durch sie bestimmt.

Die Analyse der Gaspreisvariation zeigt den größten Einfluss auf das Ergebnis. Eine Erhöhung des Gaspreises um 20 % führt zu einer Steigerung des Volumens des Merit-Order-Effekts von ca. 26 %. Dieser überproportional hohe Effekt der Gaspreisvariation auf den Merit-Order-Effekt kann mit der beträchtlichen Veränderung der Erzeugungskosten erklärt werden, die durch eine Brennstoffpreiserhöhung bei den weniger effizienten Spitzenlast-Gasturbinen hervorgerufen wird. Da erdgasbefeuerte Anlagen in den meisten Spitzenlaststunden den Preis bestimmen, kann der Effekt nicht durch den Einsatz einer anderen Erzeugungstechnologie ausgeglichen werden.

Tabelle 2: Sensitivitätsanalyse für das Jahr 2006

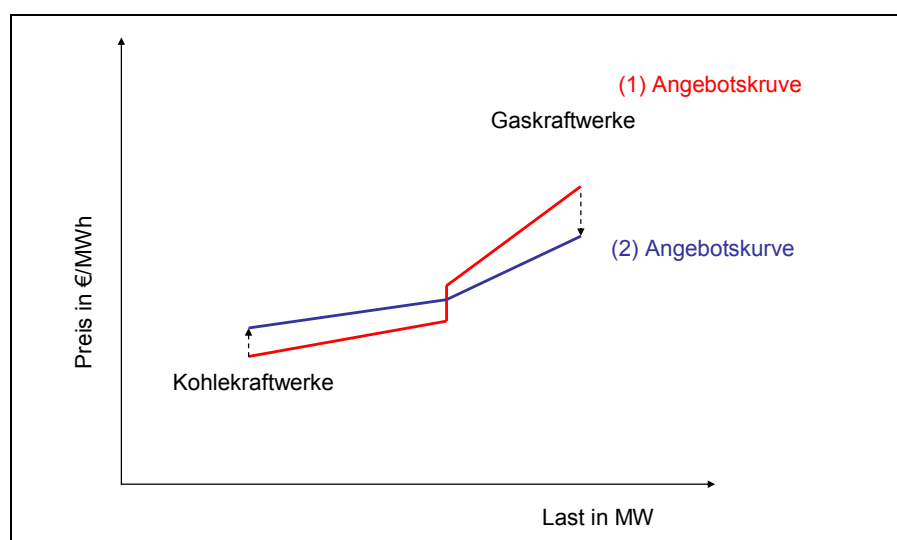
2006	Brennstoffpreise			Veränderung merit-order effect	
	Niedrig Euro/MWh	Normal Euro/MWh	Hoch Euro/MWh	Niedrig %	Hoch %
Nuklear	2.99	3.75	4.49	0%	0%
Steinkohle	6.37	7.98	9.55	11%	-9%
Braunkohle	3.03	3.80	4.55	2%	-1%
Öl	25.65	32.15	38.48	-2%	1%
Gas	17.30	21.69	25.95	-30%	26%
Alle	-20%	0%	20%	-20%	18%

Eine weitere wichtige Einflussgröße für das Ergebnis stellt der Steinkohlepreis dar. Eine Variation dieses Brennstoffpreises von 20 % resultiert in einem gegensätzlichen Effekt von 9% auf das Volumen des Merit-Order-Effekts. Auf den ersten Blick ist dieses Ergebnis etwas überraschend, jedoch zeigt die weiterführende Analyse, dass der Merit-Order-Effekt nicht nur durch einen ein-

zelen Brennstoffpreis oder das allgemeine Brennstoffpreisniveau beeinflusst wird. Einen zentralen Faktor stellt das Verhältnis von Gas- und Kohlepreisen dar.

Die starke Abhängigkeit des Effekts hiervon kann mit der deutschen Merit-Order-Kurve erklärt werden. Preisbestimmend sind zumeist Kohle- und Gaskraftwerke. In Stunden niedriger Stromnachfrage wird der Preis durch Steinkohleeinheiten festgelegt und in Stunden hoher Nachfrage durch gasbefeuerte Anlagen. Aus diesem Grunde verringern hohe Steinkohlepreise die Steigung der Merit-Order-Kurve und somit auch den Merit-Order-Effekt. Sehr hohe Kohlepreise und niedrigere Gaspreise verringern die Steigung der Angebotskurve, wie in Abbildung 6 dargestellt.

Abbildung 6: Der Einfluss von Kohle- und Gaspreisen auf die Angebotskurve



Quelle: Eigene Darstellung

## 6.2 Kapazität

Zusätzlich zu den Brennstoffpreisen stellt die Strommenge, die aus erneuerbaren Energiequellen generiert wird, einen offensichtlichen Einflussfaktor auf das Volumen des Merit-Order-Effekts dar. Um den Einfluss dieses Faktors zu ermitteln, werden alle Parameter der Simulation für das Jahr 2006 konstant gehalten, während die geförderte Kapazität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Schritten von je 20 % variiert wird. Das Ergebnis in Tabelle 3 zeigt, dass der Merit-Order-Effekt fast linear mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ansteigt. Während die geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern um 40 % von 52,2 TWh auf 73,1 TWh in der analysierten Simulation ansteigt, wächst der Merit-Order-Effekt um 31 %. In der gegebenen Konfiguration kann man die Tendenz beobachten, dass die Wachstumsraten des Merit-Order-Effekts mit steigender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leicht abnehmen. Dies lässt sich erneut auf die Steigung der deutschen Merit-Order-Kurve zurückführen, die bei niedriger Last abnimmt. Jedoch zeigt die oben präsentierte Sensitivitätsanalyse der Brennstoffpreise, dass die jeweilige Steigung der deutschen Merit-Order-Kurve erheblich durch die Brennstoffpreise beeinflusst wird.

Tabelle 3: Einfluss zunehmender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Merit-Order-Effekt

EEG Erzeugung TWh	Vergleich Erzeugung zu 2006	Effekt Vergleich zu 2006
31.3	60%	66%
41.8	80%	84%
52.2	100%	100%
62.6	120%	115%
73.1	140%	131%

### 6.3 CO<sub>2</sub>-Preise

Einen weiteren wichtigen Parameter stellt der CO<sub>2</sub>-Preis dar. Um die Sensitivität der Ergebnisse bezüglich des CO<sub>2</sub>-Preises zu berechnen, wird der Merit-Order-Effekt mit PowerACE und einem CO<sub>2</sub>-Preis von 0 bis 40 €/t in Schritten von 10 €/t simuliert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt. Sie zeigen, dass das Volumen des Merit-Order-Effekts mit steigendem CO<sub>2</sub>-Preis leicht abnimmt. Ein Anstieg des Tagespreises von CO<sub>2</sub> von 0 auf 40 €/t führt zu einer Reduktion des Merit-Order-Effekts um ca. 16 %.

Auf den ersten Blick ist dieses Ergebnis eher überraschend. Um die durch steigende CO<sub>2</sub>-Preise verursachten Effekte zu erläutern, wird die Merit-Order-Kurve für ein kleines Kraftwerkportfolio generiert. Dieses Kraftwerkportfolio besteht aus elf steinkohle- und gasbefeuerten Anlagen mit verschiedenen Effizienzen. Die Charakteristika und die Merit-Order-Kurve dieses vereinfachten Energiesystems für verschiedene CO<sub>2</sub>-Preise sind in Tabelle 5 und Abbildung 7 dargestellt.

Tabelle 4: Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises auf den Merit-Order-Effekt

CO <sub>2</sub> Preise €/t	Veränderung Merit-order Effekt %
0	0%
10	-4%
20	-8%
30	-12%
40	-16%

Tabelle 5: Vereinfachtes Kraftwerksportfolio

Brennstoff	Kapazität MW	Wirkungsgrad	Brennstoffpreis €/MWh	Sonstige variablen Kosten €/MWh	Erzeugungskosten €/MWh
Steinkohle	1	44%	8.4	1.5	20.6
Steinkohle	1	42%	8.4	1.5	21.5
Steinkohle	1	41%	8.4	1.5	22.0
Steinkohle	1	40%	8.4	1.5	22.5
Steinkohle	1	35%	8.4	1.5	25.5
Gas	1	58%	16.4	0.5	28.8
Gas	1	50%	16.4	0.5	33.3
Gas	1	35%	16.4	0.5	47.4
Gas	1	34%	16.4	0.5	48.7
Gas	1	33%	16.4	0.5	50.2
Gas	1	32%	16.4	0.5	51.8

Abbildung 7: Merit-Order-Kurve des vereinfachten Energiesystems

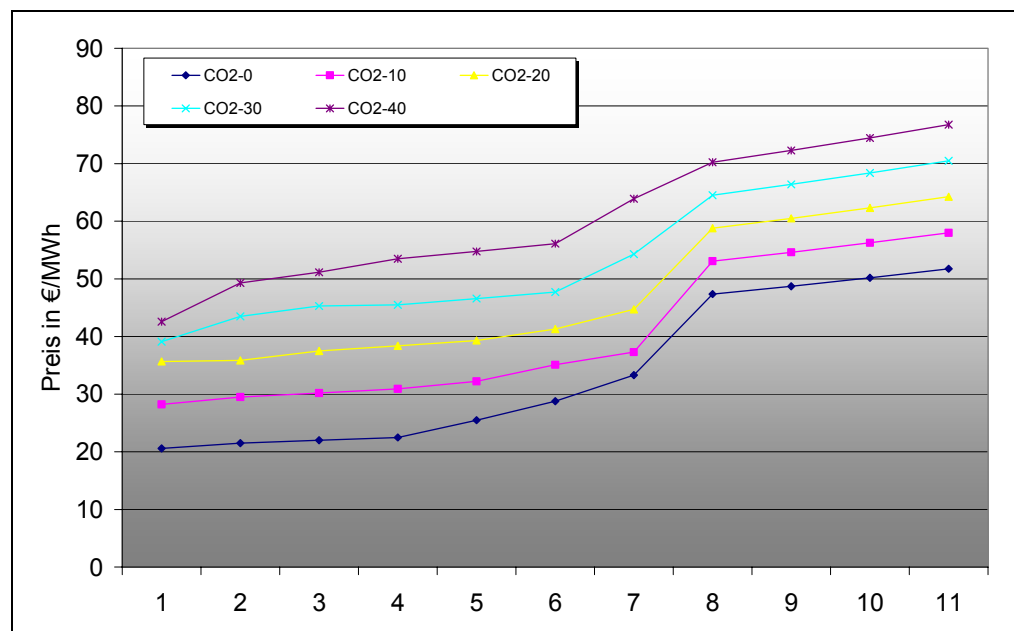


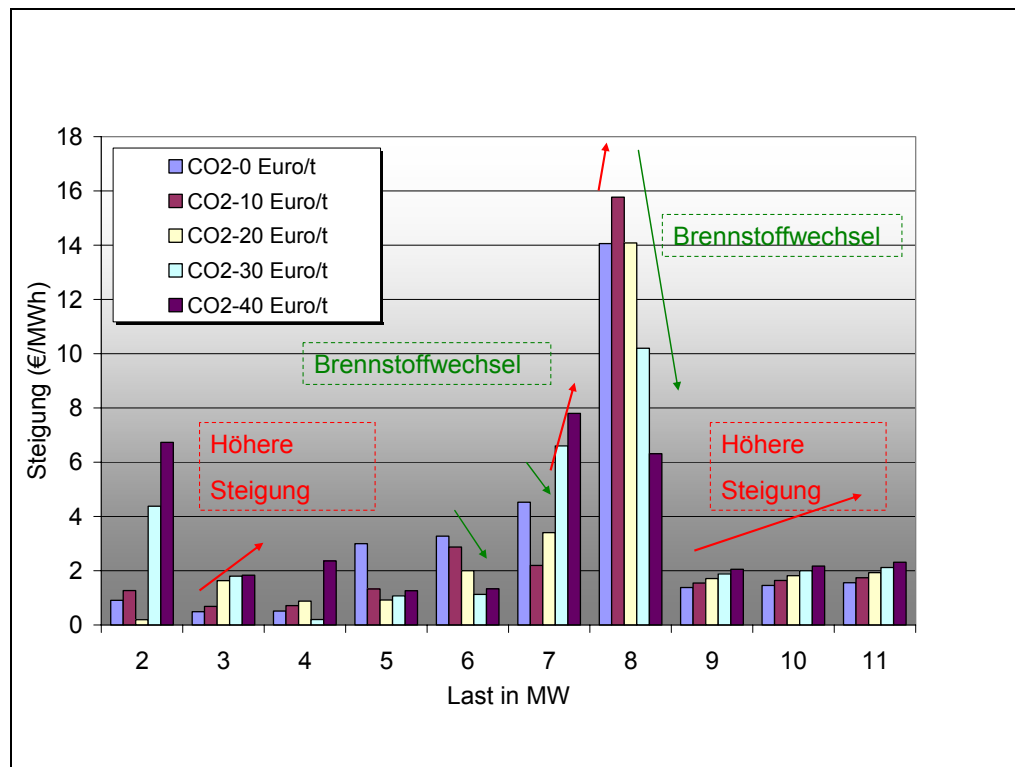
Abbildung 7 zeigt einen Anstieg der Strompreise mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen und Veränderungen in der Steigung der Merit-Order-Kurve. Da die Steigung der Merit-Order-Kurve der wichtigste Parameter ist, der das Volumen des Merit-Order-Effekts bestimmt, wird eine weitere Abbildung erstellt, welche die Steigung der Merit-Order-Kurve in verschiedenen Segmenten mit variierenden CO<sub>2</sub>-Preisen analysiert. Das Ergebnis ist in Abbildung 8 dargestellt. Das Schaubild zeigt, dass zwei verschiedene Effekte existieren, die die Steigung der Merit-Order-Kurve verändern. Innerhalb einer bestimmten Technologiegruppe wie Gasturbinen erhöht ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis die Steigung der Merit-Order-Kurve, da der Einfluss der Effizienzen auf die Erzeugungskosten zunimmt. Dieser Effekt sollte den Merit-Order-Effekt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der einen stärkeren Einfluss zu haben scheint, ist der Brennstoffwechsel-Effekt (Fuel Switch Effect). Höhere CO<sub>2</sub>-Preise verschieben die Steinkohlekraftwerke

in der Merit-Order-Kurve nach oben, wobei die Steigung des Mittel- und Spitzenlastsegments abnimmt. Dies resultiert in einer Abnahme des Volumens des Merit-Order-Effekts. Die tatsächliche Größe beider Effekte hängt stark von der Position innerhalb der Merit-Order-Kurve ab, die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die Gesamtstromnachfrage der jeweiligen Stunde bestimmt wird.

Des Weiteren muss festgestellt werden, dass die tatsächliche Größe beider Effekte stark von dem Verhältnis von Gas- und Kohlepreisen und dem CO<sub>2</sub>-Preis abhängt. Zusammenfassend zeigt diese vereinfachte Analyse die Komplexität der Effekte, die den Einfluss der CO<sub>2</sub>-Preise auf den Merit-Order-Effekt bestimmen. Dabei hilft die detaillierte PowerACE-Simulation, den Umfang der diskutierten Effekte zu bestimmen, der nahezu unmöglich abzuschätzen zu sein scheint.

Abbildung 8: Steigung der Merit-Order-Kurve



Quelle: eigene Darstellung

## 7 Fazit

Die modellbasierte Analyse zeigt, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erheblichen Einfluss auf die Strompreise an der Börse haben kann. Die Auswertung für das Jahr 2006 zeigt, dass der sogenannte Merit-Order-Effekt eine durchschnittliche Preisreduktion<sup>2</sup> von 7,83 €/MWh bewirkt. Eine wesentliche Ursache für diesen sehr hohen Wert liegt jedoch in den stark veränderten Brennstoffpreisen des Jahres 2006 mit weiter gestiegenen Gaspreisen. Insgesamt sind die Ergebnisse vergleichbar mit den Ergebnissen statistischer Analysen der Marktpreise in West-Dänemark, die eine Reduktion der Preise um 12-14 % für das Jahr 2005 zeigen (Morthorst, 2006). Unter der Annahme eines perfekten Marktes, wo sich die Preise an den variablen Kosten der Stromerzeugung orientieren, können die Kosten der Strombeschaffung erheblich reduziert werden. Nimmt man weiterhin an, dass sich alle Stromeinkäufe an den Strompreisen der EEX orientieren, führt der Merit-Order-Effekt zu Einsparungen in der Strombeschaffung in der Größenordnung von ca. 5 Milliarden € für die simulierte Stromerzeugung der erneuerbaren Energien im Jahr 2006. Die Größenordnung dieses Wertes zeigt, dass die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien bei Weitergabe dieses Effektes durch die Versorger nicht so hoch sein müssen, wie man vielleicht erwarten würde. Wenn man den Marktwert der erneuerbaren Energien und das in dieser Studie bestimmte Volumen des Merit-Order-Effektes gemeinsam betrachtet, kommt es zu einer erheblichen Reduktion der durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz verursachten Kosten. Für das Jahr 2006 ist Summe aus Marktwert und Merit-Order-Effekt sogar höher als die gesamte EEG-Vergütungssumme. Inwieweit sich der hier dargestellte Merit-Order-Effekt in realen Märkten in seinem vollen Volumen realisiert, hängt sehr stark davon ab, ob die Marktmacht einzelner Akteure ausreicht, um die Marktpreise über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks zu heben. Einige Studien im europäischen Raum zeigen, dass dies der Fall sein kann (Bunn, Martoccia, 2005; Day, Bunn, 2001). In diesem Fall oder in dem Fall, dass die erzielten Einsparungen in der Strombeschaffung nicht weitergegeben werden, endet der Merit-Order-Effekt als zusätzlicher Profit bei den Energieerzeugungs- bzw. versorgungsunternehmen.

Die Analysen zeigen, dass das tatsächliche Volumen des Merit-Order-Effektes von der Steigung der Merit-Order-Kurve im von der EEG-Einspeisung verdrängten Bereich abhängt. Eine zentrale Einflußgröße haben dabei die Brennstoffpreise, insbesondere das Verhältnis der Kohle- und Gaspreise. Ein größerer Wert im Quotient aus Gas- und Kohlepreis erhöht die Steigung der Merit-Order-Kurve und damit die Höhe des Merit-Order-Effektes der erneuerbaren Energien. Die Sensitivität der Ergebnisse ist in diesem Bereich relativ hoch. Eine Erhöhung des Gaspreises um 20 % führt zu einer Erhöhung des Merit-Order-Effektes um 26 %. Wenn die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien deutlich ansteigt, werden auch die Brennstoffpreise der Grundlastkraftwerke (Kernbrennstoffe und Braunkohle) einen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Eine generelle Erhöhung der Brennstoffpreise führt ebenfalls zu einem Anstieg des Merit-Order-Effektes. Der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate hat ebenfalls einen Einfluss auf die Ergebnisse, aber der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises ist geringer als die Auswirkung einer Veränderung der Brennstoffpreise. Unter den gegebenen Brennstoffpreisen führt ein höherer CO<sub>2</sub>-Preis zu einer leichten Absenkung des

---

<sup>2</sup> Ungewichteter Mittelwert aller Stundenpreise

Merit-Order-Effektes. Die Vielzahl der Parameter mit Einfluss auf die Ergebnisse unterstreicht die Komplexität der Marktsituation. Diese Situation rechtfertigt den Einsatz eines komplexen Modells, da auf diese Weise Effekte bestimmt werden können, die mit einfachen Ansätzen und Abschätzungen nur schwer zu bestimmen sind. Allerdings führt diese Komplexität auch zu erheblichen Anforderungen an die Rechnerinfrastruktur.

Die Ergebnisse dieser Studie zeigen einen erheblichen Wert der Preiseffekte der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt), die bei der derzeitigen Diskussion um die Förderung der erneuerbaren Energien durch Einspeisetarife berücksichtigt werden sollten.

## 8 Literaturverzeichnis

- Auer, H.; Stadler, M.; Resch, G.; Schuster, T.; Twidell, J.; Swider, D. J. (2006) *Pushing A Least Cost Integration Of Green Electricity Into The European Grid (GreenNet) - Cost and Technical Constraints of RES-E Grid Integration*, Vienna: University of Vienna, Energy Economics Group.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2007a): *Durchschnittliche Drittlandssteinkohlepreise und -mengen*.  
[http://www.bafa.de/1/de/download/xls/statistiken/energie\\_1980\\_2006\\_drittlandskohle.xls](http://www.bafa.de/1/de/download/xls/statistiken/energie_1980_2006_drittlandskohle.xls)  
 . downloaded 04.04.2007a
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2007b): *Monatliche Entwicklung der Einfuhr-Rohöl 1991 bis 2006*.  
[http://www.bafa.de/1/de/download/xls/statistiken/energie\\_1991\\_2006\\_rohoel\\_entwicklun\\_g.xls](http://www.bafa.de/1/de/download/xls/statistiken/energie_1991_2006_rohoel_entwicklun_g.xls). downloaded 04.04.2007b
- Bundesministerium für Umwelt, N. u. R. B. (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, [http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg\\_2004/gesamt.pdf](http://bundesrecht.juris.de/bundesrecht/eeg_2004/gesamt.pdf), downloaded .
- Bundesministerium für Umwelt, N. u. R. B. (2006): *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung- Stand Mai 2006*. [http://www.erneuerbare-ener-gien.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen.pdf](http://www.erneuerbare-ener-gien.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen.pdf). downloaded 05.12.2006
- Bundesministerium für Umwelt, N. u. R. B. (2007): *Entwicklung der Erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland Stand 21. Februar 2007*. [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund\\_zahlen2006.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_zahlen2006.pdf). downloaded 08.04.2007
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2006): *Energiedaten*.  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/bestellservice,did=51826.html>. downloaded 01.04.2006
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007): *Monatliche Erdgasbilanz und Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*.  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/erdgasmon.property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>. downloaded 04.04.2007
- Bunn, D. W.; Martoccia, M. (2005): Unilateral and collusive market power in the electricity pool of England and Wales. In: *Energy Economics*, 27 (2): ELSEVIER, pp. 305-315.
- Day, C. J.; Bunn, D. W. (2001): Divestiture of Generation Assets in the Electricity Pool of England and Wales: A Computational Approach to Analyzing Market Power. In: *Journal of Regulatory Economics*, 19 (2), pp. 123-141.

- Deutsche Energie-Agentur [DNA] (2005): *Endbericht: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. <http://www.offshore-wind.de/media/article004593/dena-Netzstudie,%20Haupttext,%20r.pdf>. downloaded 20.01.2006
- Deutsches Windenergie Institut [DEWI] (2007): *Aufstellungszahlen der Windenergienutzung in Deutschland- Stand 31.12.2006* -. [http://www.dewi.de/dewi\\_neu/englisch/themen/statistic/Statistik\\_2006\\_Ende\\_06\\_PK.pdf](http://www.dewi.de/dewi_neu/englisch/themen/statistic/Statistik_2006_Ende_06_PK.pdf) . downloaded 18.03.2007
- E.ON (2005): *E.ON Windreport*. [http://www.eon-avacon.com/ContentFiles/Internet/Downloads/E.ON\\_Netz\\_Windreport\\_2005.pdf](http://www.eon-avacon.com/ContentFiles/Internet/Downloads/E.ON_Netz_Windreport_2005.pdf). downloaded 15.01.2006
- Enzensberger, N. (2003): *Sektorspezifische Analysen zu den Konsequenzen eines europäischen Emissionsrechtehandels - Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatemarktmodells für den europäischen Energiesektor*, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe, VDI, Düsseldorf.
- European Energy Exchange [EEX] (2007): *EEX Handelsergebnisse EU-Emissionen (2006)*. <http://www.eex.de/get.php?f=07d521274550ca92b6747b0c22bf415e.xls&m=download>. downloaded 03.04.2007
- Huber, C.; Faber, T.; Hass, R.; Resch, G.; Ölz, S.; White, S.; Cleijne, H.; Rujgrok, W.; Morthorst, P. E.; Skytte, K.; Gual, M.; Del Rio, P.; Hernández, F.; Ragwitz, M.; Schleich, J.; Bokermann, M.; Lins, C.; Tacsir (2004) *Final report of the project Green-X*. [www.green-x.at](http://www.green-x.at).
- Institut für Solare Energieversorgungstechnik [ISET]; Gesamthochschule Kassel (2005): SEPCAMO Winddaten 2005.
- Klobasa, M.; Ragwitz, M. (2005): *Simulation der Windeinspeisung in Deutschland und Rückwirkungen auf den Kraftwerksbetrieb*. Wien, Österreich 16 A.D.
- Klobasa, M.; Ragwitz, M. (2006): *Demand Response - A New Option for Wind Integration?* Proceedings of the European Wind Energy Conference (EWEC), 27.02-02.03 2006, Athen.
- Kugeler, K.; Lucas, K. (2007): *Skript Vorlesung: Energiewirtschaft, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit- und technik, RWTH Aachen*. [http://www.lrst.rwth-aachen.de/skripte/ew\\_kap\\_05\\_kernenergie.pdf](http://www.lrst.rwth-aachen.de/skripte/ew_kap_05_kernenergie.pdf). downloaded 05.04.2007
- Laubner, V.; Metz, L. (2004): Three Decades of Renewable Electricity Policies in Germany. In: *Energy & Environment*, 15 (4), pp. 599-623.
- Morthorst, P. E. (2007): *Impact of wind power on power spot prices*. [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph(1206).pdf). downloaded 20.01.2007
- Möst, D.; Genoese, M.; Rentz, O. (2005): Sensitivitätsanalyse der CO<sub>2</sub> Emissionen im Elektrizitätssektor bei Gas- und Zertifikatspreisvariationen. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 05 (4), pp. 301-312.

- Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56 (7), pp. 42-45.
- Palmer, K.; Burtraw, D. (2005): Cost-effectiveness of renewable electricity policies. In: *Energy Economics*, 27 (6), pp. 873-894.
- Sensfuß, F. (2003): *Entwicklung einer Prognose des Lastprofils der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien bis 2020*, Praxisarbeit, University of Flensburg.
- Sensfuß, F.; Genoese, M. (2006): *Agent-based simulation of the German electricity markets-An analysis of the German spot market prices in the year 2001-*. Proceedings of the "9. Symposium Energieinnovationen", Graz, Austria 15.02.2006-17.02.2006.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Wietschel, M. (2003): *Fluktuationen der Windenergie und deren Vorhersagbarkeit bei einem verstärkten Ausbau des Off-Shore Anteils in Deutschland bis 2020*. Proceedings IEWT, Vienna 2003.
- The Ux Consulting Company, L. (2007): *Historical Ux Month-end Spot Prices*. downloaded 03.04.2007
- Verband der Netzbetreiber [VDN] (2007a): *Aktuelle Daten zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Stand Januar 2007*. <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/2006-EEG-Daten-2007-01-10.pdf>. downloaded 15.04.2007a
- Verband der Netzbetreiber [VDN] (2007b): *EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2006 1/4-h-Leistungsprofile, vorläufige Ist-Werte Stand: 10.01.2007*. <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-Ist-Daten-2006-12.xls>. downloaded 20.04.2007b
- Verband der Netzbetreiber [VDN] (2007c): *Jahresabrechnung 2005*. [http://www.vdn-berlin.de/eeg\\_jahresabrechnung\\_2005.asp](http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnung_2005.asp). downloaded 10.01.2007c
- Wustenhagen, R.; Bilharz, M. (2006): Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. In: *Energy Policy*, 34 (13), pp. 1681-1696.

# ANHANG

## A.1 Mathematische Modellbeschreibung

### A.1.1 Berechnung des Gebotspreises für Kraftwerke

$$p_{i,h} = \begin{cases} \max\left(\frac{p_{f,i}}{\eta_i} + \frac{p_{CO_2} \cdot x_{fuel}}{\eta_i} \cdot i_f + c_{v,i} - \frac{c_{s,i}}{t_u}, 0\right) & \text{if } p_h < \left(\frac{p_{f,i}}{\eta_i} + \frac{p_{CO_2} \cdot x_{fuel}}{\eta_i} \cdot i_f + c_{v,i}\right) \text{ and } i \in B \\ \frac{p_{f,i}}{\eta_i} + \frac{p_{CO_2} \cdot x_{fuel}}{\eta_i} \cdot i_f + c_{v,i} + \frac{c_{s,i}}{t_s} & \text{if } p_h > \left(\frac{p_{f,i}}{\eta_i} + \frac{p_{CO_2} \cdot x_{fuel}}{\eta_i} \cdot i_f + c_{v,i}\right) \text{ and } i \in P \\ \frac{p_{f,i}}{\eta_i} + \frac{p_{CO_2} \cdot x_{fuel}}{\eta_i} \cdot i_f + c_{v,i} & \text{otherwise} \end{cases}$$

$i \in M; B \subset M; P \subset M; B \cap P = \emptyset$

**Legende:**

Variablen	Einheit	Index
B = Menge der Grundlastkraftwerke	[Keine]	i = Kraftwerk
$c_{s,i}$ = Start-up Kosten	[Euro]	h = Stunde
$c_{v,i}$ = Andere variable Kosten	[Euro/MWh]	
$i_f$ = Integrations-Faktor des Brennstoffs	[Keine]	
M = Menge der verfügbaren Kraftwerke	[Keine]	
P = Menge der Spitzenlastkraftwerke	[Keine]	
$p_{CO_2}$ = CO <sub>2</sub> Preis	[Euro/t]	
$p_{f,i}$ = Brennstoffpreis des Kraftwerks	[Euro/MWh]	
$p_h$ = Prognostizierter Marktpreis	[Euro/MWh]	
$t_s$ = Anzahl der Stunden mit Krafwerkseinsatz	[Keine]	
$t_u$ = Anzahl der Stunden ohne Krafwerkseinsatz	[Keine]	
$x_{fuel}$ = CO <sub>2</sub> – Emissionsfaktor des Brennstoffs	[t/MWh]	
$\eta$ = Effizient des Krafwerks	[%]	

Siehe auch (Sensfuß, Genoese, 2006).

#### A.1.1.1 Gebotspreis für Kernkraftwerke

$P_h = 0$  €/MWh

(Vermeidung der Abschaltung)

### A.1.2 Algorithmus zum Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke

$$e = \text{Max} \sum_{l=1}^y \begin{cases} l \cdot \eta \cdot p_h & \text{if } l \leq 0 \\ \frac{l}{\eta} \cdot p_h & \text{if } l > 0 \end{cases}$$

#### Bedingungen:

- |                                    |   |
|------------------------------------|---|
| 1. Kapazitätsbeschränkung:         | $0 \leq  l_h  \leq g_{\max}, \forall h \in P$ |
| 2. Kein negatives Speichervolumen: | $s_0 + \sum_{l=1}^h l_h > 0, \forall h \in P$ |
| 3. Kein Überlauf des Speichers:    | $s_0 + \sum_{l=1}^h l_h < v, \forall h \in P$ |
| 4. Füllstandsbedingung             | $s_0 = s^*$                                   |

#### Legende:

Variablen	Einheit	Indices
G = Erzeugungskapazität	[MW]	h = Stunde
y = Letzte Stunde der Periode	[Keine]	
e = Einkommen am Spotmarkt	[Euro]	
l = Geplannter Einsatz	[MW]	
P = Planungsperiode	[Hours]	
p = Prognostizierter Preis	[Euro/MWh]	
s* = Füllstand Speicher am Ende	[MWh]	
s <sub>0</sub> = Anfangszustand des Speichers	[MWh]	
v = Volumen des Speichers	[Euro]	
η = Effizienz	[%]	

### A.1.3 Gebotserstellung der Nachfrage

Stromnachfrage ist unelastisch in der derzeitigen Modellversion. Deshalb bietet jeder Agent ein preisunabhängiges Gebot.

$$b_{a,h} = \{[p_{i,h}, v_{i,h}], p \longrightarrow \infty\}$$

$a = \text{Index des Agenten}; h = \text{Stunde}; p = \text{Preis}; i = \text{Index des Gebotes}; v = \text{Volumen}$

Preisunabhängige Gebote werden ebenso erstellt für

- Import- und Export-Profile
- EEG-Stromerzeugung.

### A.1.4 Bestimmung des Marktpreises

Der Marktbetreiber sammelt alle Gebote und berechnet aggregierte Kurven für Angebot und Nachfrage. Der Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage bestimmt den Preis. Das letzte Gebot, das zur Befriedigung der Nachfrage notwendig ist, bestimmt den Preis.

#### A.1.4.1 Aggregierte Angebotskurve

$$P(l_h) = \min_{B_h} \left( \begin{array}{l} \max\left(\frac{p_{f,j}}{\eta_i} + \frac{z_f \cdot p_{CO_2} \cdot x_f}{\eta_i} + c_{v,j} - \frac{c_{s,j}}{t_u}, 0\right) \quad \text{if } p^*_h < \left(\frac{p_{f,j}}{\eta_i} + \frac{z_f \cdot p_{CO_2} \cdot x_f}{\eta_i} + c_{v,j}\right) \wedge i \in B \\ \frac{p_{f,j}}{\eta_i} + \frac{z_f \cdot p_{CO_2} \cdot x_f}{\eta_i} + c_{v,j} + \frac{c_{s,j}}{t_s} \quad \text{if } p^*_h > \left(\frac{p_{f,j}}{\eta_i} + \frac{z_f \cdot p_{CO_2} \cdot x_f}{\eta_i} + c_{v,j}\right) \wedge i \in P \\ \frac{p_{f,j}}{\eta_i} + \frac{z_f \cdot p_{CO_2} \cdot x_f}{\eta_i} + c_{v,j} \quad \text{otherwise} \end{array} \right) \left. \begin{array}{l} \\ \\ \end{array} \right\} \text{if } \sum_i^{j-1} v_i < l_h \leq \sum_i^j v_i$$

$j \in \mathbb{N}$ ; power plants  $i \in M$ ;  $B \subset M$ ;  $P \subset M$ ;  $B \cap P = \emptyset$

**Legende:**

**Variablen**

a	=	Anzahl der Erzeugungsgenerten
B	=	Menge der Grundlastkraftwerke
l	=	Last
M	=	Menge der verfügbaren Kraftwerke
P	=	Menge der Spitzenlastkraftwerke
p	=	Brennstoffpreis
P*	=	Prognostizierter Preis
$P_{CO_2}$	=	CO <sub>2</sub> Preis
v	=	Volume des Gebotes
x	=	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor
z	=	Integrationsfaktor des Brennstoffes

**Einheit**

[Keine]
[Keine]
[MW]
[Keine]
[Keine]
[Euro/MWh]
[Euro/MWh]
[Euro/t]
[MW]
[t/MWh]
[Keine]

**Indices**

f	=	Brennstoff
h	=	Stunde
i	=	Kraftwerk

### A.1.4.2 Bestimmung des Marktpreises

**1. Grenzgebot, bei dem Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht sind, wird bestimmt**

$$p_h^* = \min \left\{ p_{i,h} \text{ if } \sum_{i=1}^j v_{i,h} \leq 0 \right\}$$

**2. Definition des Grenzgebotes**

$$\text{Definition : } i(p^*) := i^*$$

**3. Bestimmung des Volumens des Grenzgebotes**

$$v_{i^*,h} = - \sum_{i=1}^{i^*-1} v_{i,h}$$

**4. Bestimmung des Handelsvolumens**

$$v_h^* = \sum_{i=1}^{i^*} |v_{i,h}|, v_{i,h} \in B_h$$

**Legende:**

**Variablen**

B	=	Menge der Gebote
$i^*$	=	Index des Grenzgebotes
j	=	Index des Grenzgebotes
$p^*$	=	Marktpreis
p	=	Preis des Gebotes
$v^*$	=	Handelsvolumen
v	=	Volumen des Gebotes

**Einheit**

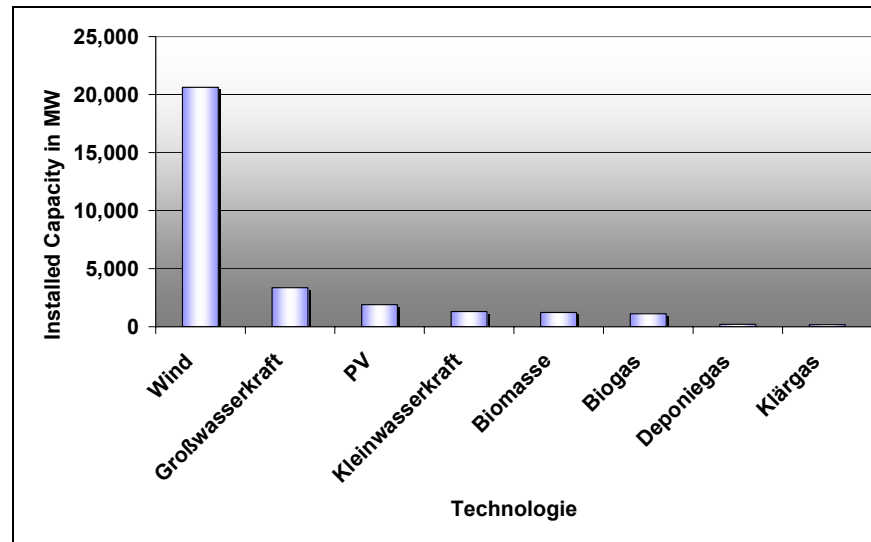
[Keine]
[Keine]
[Keine]
[Euro/MWh]
[Euro/MWh]
[Keine]
[Keine]

**Indices**

h	=	Stunde
i	=	Gebotsindex

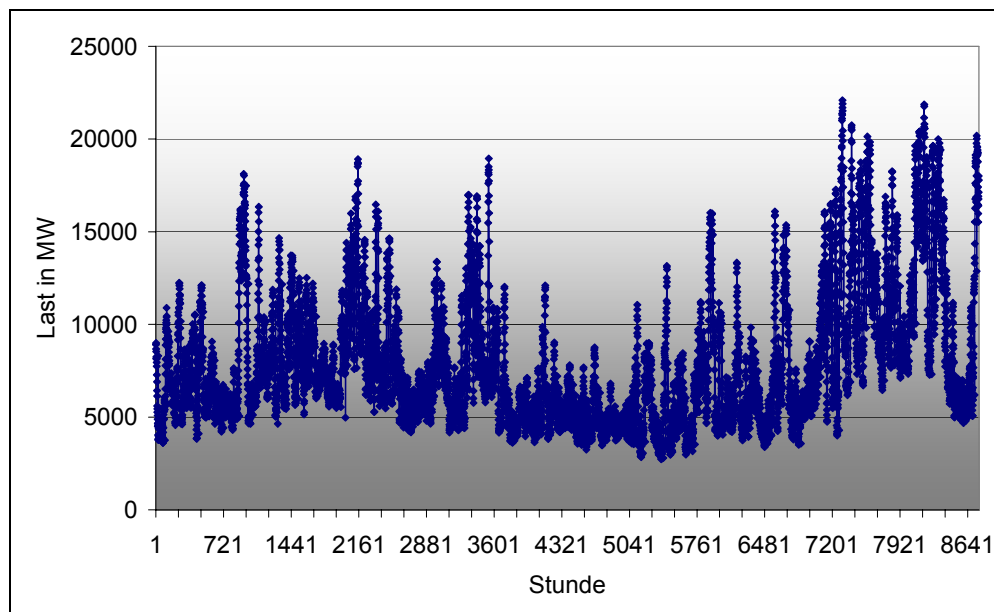
## A.2 Wichtige Daten

### A.2.1 Installierte Kapazität der erneuerbaren Energien 2006



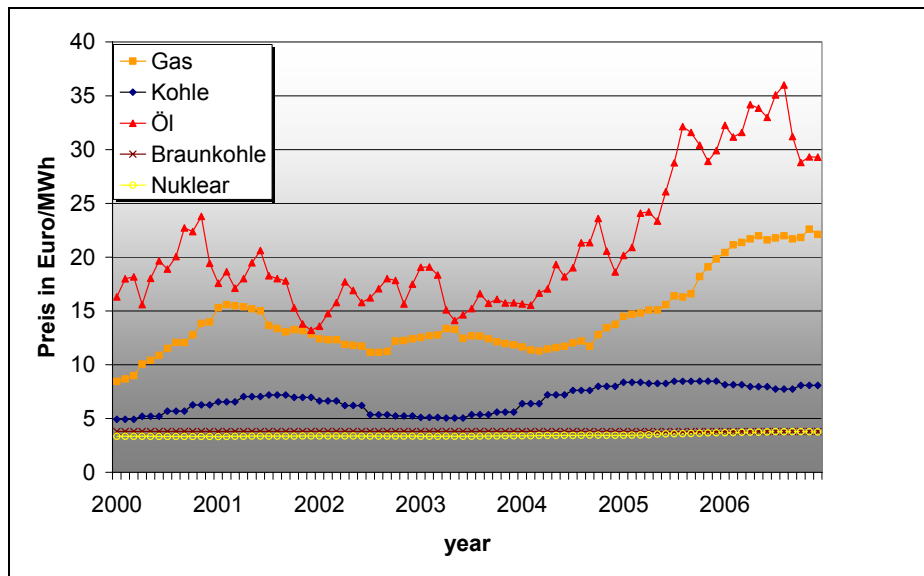
Basierend auf (Bundesministerium für Umwelt, 2007; Deutsches Windenergie Institut [DEWI], 2007).

### A.2.2 Simulierte Lastprofile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2006



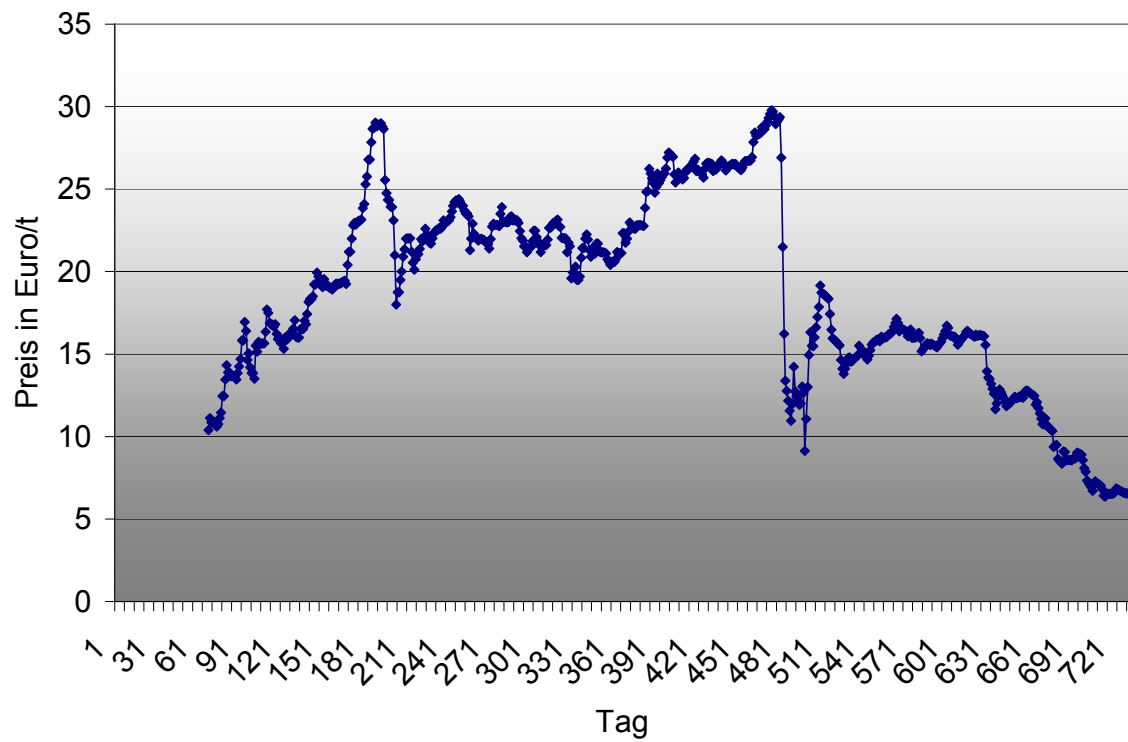
### A.2.3 Brennstoffpreise

Angenommene Brennstoffpreise für Kraftwerke:



(Sources: Nuklear: Eigene Berechnungen auf Basis von (The Ux Consulting Company, 2007, Kugeler, Lucas, 2007); Gas: (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 2007); Öl: (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2007b); Steinkohle: (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2007a); Transportkosten: Enzensberger, 2003 p.102)

### A.3 CO<sub>2</sub>-Preise 2005 und 2006



Quelle: (European Energy Exchange [EEX], 2007)