

Dr. Frank Sensfuß

## **Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien**

Update für das Jahr 2010

Karlsruhe, 4. November 2011



## 1 Einleitung

Dieses Gutachten basiert auf den Arbeiten zum Preiseffekt erneuerbarer Energien im Rahmen des Projektes „Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt“ und dem Gutachten „Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien- Update für das Jahr 2009“. Im Rahmen dieses Gutachtens wird eine Aktualisierung der Darstellung vorgenommen. Dies betrifft insbesondere die zusätzliche Berechnung des Merit-Order Effektes für das Jahr 2010.

## 2 Grundlagen des Merit-Order-Effektes

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat Auswirkungen auf die Strompreise. Nach den Regelungen des EEG besteht für Strom aus EEG-Anlagen eine Abnahmeverpflichtung für die Netzbetreiber. Somit wird dieser Strom in jedem Fall priorisiert zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Vereinfachend kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei unveränderter Angebotskurve als Absenkung der Stromnachfrage an der Börse abgebildet werden.<sup>1</sup> In Abbildung 1 wird die Angebotskurve (Merit-Order-Kurve<sup>2</sup>) als Gerade dargestellt. So lange sie eine positive Steigung hat, führt die durch Erneuerbare Energien reduzierte Nachfrage nach konventionellem Strom zu geringeren Preisen. Da der hier skizzierte Effekt die Marktpreise entlang der Merit-Order-Kurve verschiebt, wird er im Folgenden wie in vorangegangenen Analysen als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Sensfuß, Ragwitz 2007; Sensfuß et al. 2008). Es handelt sich um einen Preis- und Verteilungseffekt, der die Einnahmen der Erzeuger reduziert und die Kosten für Stromlieferanten bzw. -verbraucher senkt. Dieser Effekt wird hier als einzelner Effekt betrachtet. Zusätzliche Kostenpositionen für die Endkunden wie die Kosten der EEG Umlage werden an dieser Stelle nicht betrachtet. Sie müssen gesondert im Rahmen einer Gesamtbilanzierung einbezogen werden. Die tat-

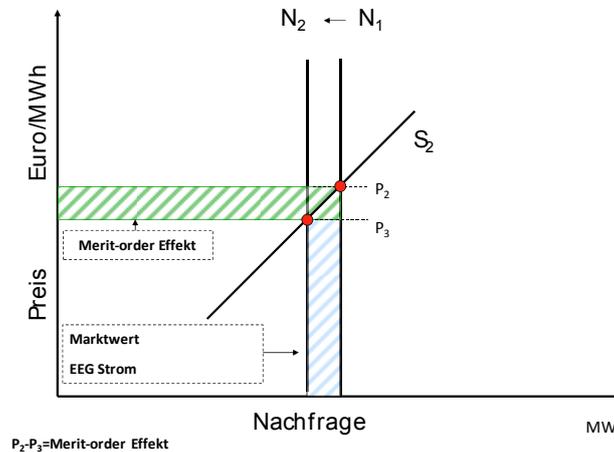
---

1 Der Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt auch unabhängig von der spezifischen Förderung durch das EEG einen Preiseffekt auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Aufgrund geringer Grenzkosten kommen z.B. Windkraftanlagen prioritär zum Einsatz. Dieser Effekt kann auch als Verschiebung der Angebotskurve skizziert werden. Dies gilt insbesondere ab dem Jahr 2010. Durch die neue EEG Wälzung, in der keine Bandlieferung an die Vertriebe mehr erfolgt. Bis zum Jahr 2009 dürfte jedoch die Strommenge über die Bandlieferung noch größer gewesen sein als die über den Spotmarkt gehandelten Ausgleichsmengen. Deshalb wird für das Jahr 2009 noch die Darstellung als Verschiebung der Nachfrage gewählt.

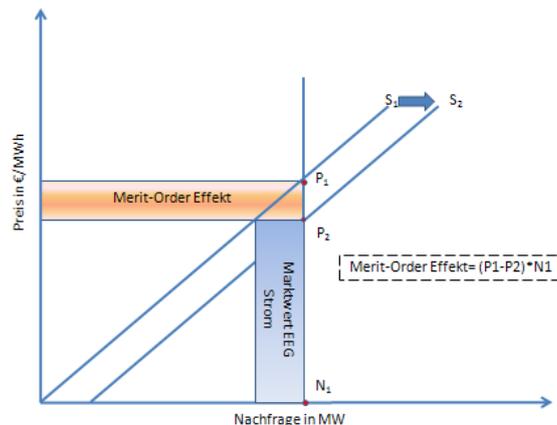
2 Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren (kurzfristigen) Grenzkosten.

sächliche Verteilung des Effektes hängt jedoch u.a. zentral von der Wettbewerbssituation auf den Endkundenmärkten für Strom ab.

Darstellung als Verschiebung der Restnachfrage (eher zutreffend vor 2010)



Darstellung als Verschiebung des Angebotes (zutreffend ab 2010)



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 1 Darstellung des Merit-Order-Effektes der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Da Stromnachfrage und Stromangebot auf stündlicher Basis variieren, ist eine Abschätzung des Wertes des Merit-Order-Effektes deutlich komplexer als die Abschätzung des eigentlichen Marktwertes. Die Herausforderung bei der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ist, dass Marktpreise von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Zu diesen Faktoren gehören u. a. Kraftwerksausfälle, Stromnachfrage, Brennstoffpreise und die Preise für  $\text{CO}_2$ -Zertifikate. Die Konsequenz ist, dass es mit einem

statistischen Ansatz nur sehr schwer möglich ist, die Auswirkungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien von den anderen genannten Einflussfaktoren zu isolieren. Die Bestimmung des Merit-Order-Effektes setzt voraus, dass die Marktpreise für den Fall eines Stromsystems ohne Erneuerbare Energien dargestellt werden können. Da dieser Fall in den realen Marktdaten nicht abgebildet werden kann, wird ein Computermodell benötigt, um die Strompreise für den Fall eines Stromversorgungsystems ohne Erneuerbare Energien zu simulieren. 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. Eine Modellbeschreibung findet sich im Anhang.

### 3 Berechnung des Merit-Order-Effektes

Für die Berechnung des Merit-Order-Effektes werden die Strompreise für das analysierten Jahr jeweils mit und ohne EEG-Stromerzeugung („Counterfactual-Szenario“) simuliert. Die Preisbildung erfolgt dabei stundenscharf nach Grenzkosten unter Berücksichtigung der An- und Abfahrkosten. Kraftwerksausfälle werden stochastisch berücksichtigt. Durch Mittelung über 50 Simulationsläufe wird das Ergebnis stabilisiert. Das Gesamtvolumen des Merit-Order Effektes lässt sich berechnen indem die Preisdifferenz zwischen den beiden Szenarien für jede einzelne Stunde mit der jeweiligen Nachfrage multipliziert und das Ergebnis für das ganze Jahr aufsummiert wird.

Formel 1: Berechnung des Merit-Order Effektes

$$M = \sum_{h=1}^{h=8760} \{N_h * (P_{h,mit EEG} - P_{h,ohne EEG})\}$$

Legende: M=Merit-Order Effekt; N=Stromnachfrage; P=Marktpreis; h=Stunde

#### 3.1 Stromerzeugung erneuerbarer Energien

Die simulierte EEG Stromerzeugung wird auf Basis der verfügbaren Daten der AGEE-Stat ermittelt. Dabei werden Daten um die Kategorien biogene Abfälle und nicht durch das EEG vergütete Wasserkraft bereinigt, da davon ausgegangen wird, dass das EEG keinen Einfluss auf den Ausbau dieser Technologien gehabt hat. Eine Darstellung der verwendeten Daten findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1 Stromerzeugung erneuerbarer Energien

	Daten AGEE-Stat 2010 in GWh	Counterfactual Szenario Erzeugung 2010 in GWh
<b>Wasserkraft</b>	20630	15288
<b>Wind</b>	37619	0
<b>Wind offshore</b>	174	0
<b>PV</b>	11683	0
<b>Biomasse (fest)</b>	11800	0
<b>Biogas</b>	13300	0
<b>Biomasse (flüssig)</b>	1800	0
<b>Klärgas</b>	1101	0
<b>Deponiegas</b>	680	0
<b>Geothermie</b>	28	0
<b>Biog. Anteil Abfall</b>	4651	4651
<b>Summe</b>	103466	19939

Datenquelle: (AGEE Stat 2011)

### 3.2 Kraftwerkspark im Counterfactual-Szenario

Ein zentraler Diskussionspunkt im Rahmen der wissenschaftlichen Analyse des Merit-Order-Effektes ist die Frage, inwiefern der Ausbau Erneuerbarer Energien eine Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks und damit eine Verschiebung der Merit-Order-Kurve bewirkt, die dem Merit-Order-Effekt entgegenwirkt. Die Analyse dieses Einflusses erfordert eine Bestimmung des alternativen Kraftwerksparkes im fiktiven Vergleichsfall ohne Ausbau Erneuerbarer Energien. Im Rahmen dieser Diskussion haben Wissen et al. darauf hingewiesen, dass möglicherweise durch den Ausbau Erneuerbarer Energien Kraftwerke früher stillgelegt werden bzw. einige Neubauten von Kraftwerken entfallen (Wissen, Nicolosi 2007). Die Autoren führen in ihrem Bericht die stillgelegte Kraftwerksleistung für die Jahre 2001-2005 an. In einer vorangegangenen Analyse wurden die Auswirkungen einer teilweise durch Erneuerbare Energien ausgelösten Kraftwerksstilllegung auf die Höhe des Merit-Order-Effektes analysiert. Ein zentrales Problem in diesem Zusammenhang ist die Tatsache, dass die Ursachen für die Stilllegung von Kraftwerken sehr vielseitig sein können und somit ein direkter Wirkungszusammenhang kaum nachzuweisen ist. Dieses Problem wird durch den im Laufe der Jahre weiter fortgesetzten Ausbau Erneuerbarer Energien und die z.T. altersbedingt steigende Zahl von Kraftwerksstilllegungen verschärft. Somit muss für die weitere Berechnung des Merit-Order-Effektes ein Verfahren gefunden werden, wie mit vertret-

barem Aufwand der konventionelle Kraftwerkspark, wie er ohne Erneuerbare Energien gewesen wäre, bestimmt werden kann (Counterfactual-Szenario)

In Bezug auf den Neubau von Kraftwerken kann mit hoher Sicherheit angenommen werden, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien bis zum Jahre 2006 nicht den Ausbau konventioneller Kraftwerksleistung reduziert hat. Der Grund ist, dass der Zeitraum nach der Liberalisierung des Strommarktes ohnehin durch Überkapazitäten und daraus folgenden Stilllegungen gekennzeichnet war. Ein zweiter Aspekt ist die Tatsache, dass die Marktpreise auf dem Strommarkt bis zum Jahr 2004 keine finanziellen Anreize für einen Kraftwerksneubau gesetzt haben. Selbst unter Berücksichtigung der Preiswirkung der Erneuerbaren Energien ändert sich diese Einschätzung nicht. Erst in den Jahren ab 2005 hat sich am Markt ein Preisniveau gebildet, das auch Kraftwerksneubauten wirtschaftliche Perspektiven eröffnet. Unter Berücksichtigung der Tatsache, das Planung und Bau von Kraftwerken sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren erstrecken, kann angenommen werden, dass bis zum Jahr 2006 kein Kraftwerksneubau durch Erneuerbare Energien verdrängt wurde. Diese Einschätzung wird auch von verschiedenen Wissenschaftlern geteilt (Diekmann et al. 2007). Für den Zeitraum nach 2006 kann diese Annahme hingegen nicht mehr verlässlich getroffen werden. Aus diesem Grund wird hier ein Verfahren zur Bestimmung des alternativen Kraftwerksparkes für den fiktiven Vergleichsfall einer Stromversorgung ohne EEG Strom benötigt.

Als vereinfachtes Verfahren wird im Rahmen dieser Untersuchung folgende Lösung vorgeschlagen: Die zusätzlich benötigte installierte Leistung im Szenario ohne EEG-Strom wird bestimmt, indem man die Differenz der maximal benötigten konventionellen Kraftwerksleistung für das Szenario mit und ohne EEG-Strom berechnet. Da einzelne Maximalwerte zwischen den Jahren deutlich schwanken können, wird für die Bestimmung der Leistung der Mittelwert der 10 höchsten Werte der zu deckenden (Rest)Nachfrage eines Jahres herangezogen, um die jährlichen Schwankungen etwas abzumildern. Dieser Leistungswert wird durch eine durchschnittliche Kraftwerksverfügbarkeit von 98 % geteilt, um die notwendige zusätzlich installierte konventionelle Kraftwerksleistung zu bestimmen. Nach diesem Verfahren ergibt sich für die Jahre 2008 und 2009 eine zusätzliche Kraftwerksleistung von ca. 7000 MW. Im Jahr 2010 erreicht die zusätzliche Kraftwerksleistung ca. 10000 MW.

Neben der absoluten Höhe der zusätzlichen Kraftwerksleistung ist auch der Typ der zusätzlichen Kraftwerksleistung von zentraler Bedeutung. Die aktuellen Analysen zur Verdrängung konventioneller Stromerzeugung durch das EEG zeigen (Klobasa et al. 2009), dass ein Großteil der verdrängten Stromerzeugung auf Steinkohle basiert. Für das Jahr 2007 ergibt sich ein Anteil der verdrängten Stromerzeugung durch Steinkohlekraftwerke von 72 %. Als Näherung wird im Folgenden davon ausgegangen, dass ca.

70 % der zusätzlich zu installierenden Kapazität auf Steinkohlekraftwerke entfällt. Jeweils 15 % entfallen auf GUD und Gasturbinen auf Erdgasbasis. Dies bedeutet eine leichte Absenkung des Steinkohleanteils um 5% gegenüber vorangegangenen Rechnungen. Die starken Verzögerungen und Realisierungsprobleme aktueller Kraftwerksprojekte legen zudem nahe, dass im Counterfactual-Szenario nicht die gesamte zusätzliche installierte Leistung von 10 GW durch Neubauten abgedeckt würde. Wissen und Nicolosi (2007) zeigen in ihrem Artikel, dass im Zeitraum 2001 bis 2005 mehr als 6.4 GW Kraftwerksleistung stillgelegt wurde. Eine klare Zuordnung der Ursachen dieser Stilllegungen ist nicht möglich. Diese Aufstellung liefert jedoch einen Anhaltspunkt für das erhebliche Leistungspotential, dass durch den Weiterbetrieb älterer Kraftwerke zur Verfügung stünde. Deshalb wird hier die Annahme getroffen, dass im Counterfactual-Szenario ca. die Hälfte der zusätzlich benötigten Kraftwerksleistung durch den Weiterbetrieb älterer Kraftwerke gedeckt würde. Auf Basis dieser Überlegungen ergeben sich folgende Annahmen für die Entwicklung der installierten Leistung im Counterfactual-Szenario.

Tabelle 2            Zusätzlich installierte Leistung für das Szenario ohne EEG Strom

Kraftwerkstyp	Jahr	Leistung in MW	Wirkungsgrad
Steinkohle-Alt	2010	3500	35%
Steinkohle	2010	3500	45%
Gas-GUD-Alt	2010	750	50%
Gas-GUD	2010	750	58%
Gas-GT	2010	750	30%
Gas-GT	2010	750	40%
<b>Gesamt</b>	-	<b>10000</b>	-

Quelle: Eigene Berechnungen & Annahmen

## 4 Ergebnisse

Der errechnete Merit-Order Effekt erreicht im Jahr 2010 ca. 2,8 Mrd. Euro. Damit fällt der Wert etwas niedriger aus als die Berechnungen für das Jahr 2009. Eine zentrale Ursache für den 2010 etwas abgesenkten Gesamtwert des Merit-Order Effektes ist der deutliche Aufwuchs der installierten Leistung im Counterfactual-Szenario. Die Absenkung des Phelix Day Base durch die zusätzliche EEG Stromerzeugung beträgt ca. 5,3 €/MWh.

Im Unterschied zu früheren Berechnungen werden für die Berechnungen des Merit-Order Effektes ab dem Jahre 2007 die im vorherigen Abschnitt beschriebenen zusätzlichen konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Fall ohne EEG-Strom unterstellt. Diese

Vorgehensweise führt zu einem niedrigeren Merit-Order-Effekt und kann vor dem Hintergrund der Diskussion über die Anreize und Zeiträume für den Bau von neuen Kraftwerken als konservative Schätzung des Merit-Order Effektes eingestuft werden (d. h. der Effekt dürfte damit eher konservativ abgeschätzt werden). Die Ergebnisse sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Ergebnis des Merit-Order-Effektes für den Zeitraum 2006-2010

Jahr	Zusätzliche Stromerzeugung durch EEG	Merit-Order Effekt	Absenkung Phelix Day Base
	TWh		
<b>2006</b>	52,2 (3*)	4,98 (*)	
<b>2007</b>	62,5 (*)	3,71 (*)	5,82 (*)
<b>2008</b>	69,3 (*)	3,58 (*)	5,83 (*)
<b>2009</b>	76,1	3,1	6,09
<b>2010</b>	83,5	2,8	5,27

Quelle: Eigene Berechnungen

## 5 Literaturvergleich

### 5.1 Vergleichbare Studien

Generell sind zwei Vorgehensweisen zur Bestimmung des Merit-Order-Effektes denkbar. Eine Möglichkeit ist die statistische Analyse von Zeitreihen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Börsenpreisen. Eine 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. Für das Jahr 2006 kommt eine weitere Studie (Weigt 2009) zu einem ähnlichen Ergebnis. Bei einer reinen Betrachtung der Windenergie ergibt sich eine Preisreduktion von 6,3 €/MWh. Dieser Wert ist durchaus vergleichbar mit dem in früheren Untersuchungen ausgewiesenen Wert von 7,8 €/MWh für den gesamten EEG-Strom im Jahr 2006. (Sensfuß, Ragwitz 2007). Bode und Groscurth weisen in einem vereinfachten Strommarktmodell für eine Strom-

<sup>3</sup> Bei den mit (\*) gekennzeichneten Werten handelt es sich um nachrichtliche Werte aus früheren Gutachten. Eine Neuberechnung hat nicht stattgefunden. Aufgrund leichter Veränderungen in den Statistiken zur erneuerbaren Einspeisung könnten sich hier aus heutiger Sicht leichte Veränderungen ergeben.

erzeugung von 36,7 TWh einen Preiseffekt von 2,4 €/MWh aus (Bode, Groscurth 2006). Traber und Kemfert analysieren den Effekt der Windenergie auf die Marktpreise für ausgewählte Wochen des Jahres 2008. Hochgerechnet auf eine Jahresproduktion von 42.5 TWh ergibt sich ein Effekt in vergleichbarer Höhe von 3.7 €/MWh (Traber und Kemfert, 2011). In weiteren Gutachten zum aktuellen EEG wird, allerdings ohne genaue Beschreibung des Counterfactual-Szenarios, sogar ein deutlich höherer kurzfristiger Merit-order Effekt von durchschnittlich 8 €/MWh für den Zeitraum 2006-2010 genannt (VBW 2011). Im internationalen Raum weisen weitere Studien für Dänemark und Spanien Preiseffekte in einer ähnlichen Größenordnung aus (Morthorst 2007; Miera et al. 2008; Saenz de Miera et al. 2008). Eine aktuelle Studie für den spanischen Markt errechnet einen Effekt von 4,8 Mrd. € (Spanish Renewable Energy Association | APPA, Deloitte 2010).

## 5.2 Konträre Einschätzungen

Im Rahmen eines Gutachtens werden verschiedene Aspekte zur Bestimmung des Merit-Order-Effektes kritisch diskutiert (Erdmann 2008). Erdmann beziffert in seinem Gutachten den Merit-order-Effekt auf lediglich 490 Millionen €. Dieses deutlich unterschiedliche Ergebnis basiert auf fundamental unterschiedlichen Annahmen. Hierzu gehören insbesondere drei zentrale Thesen, welche im Folgenden kurz diskutiert werden.

### 1) Merit-Order Effekt nur im Spotmarkt?

Die erste These ist, dass für die Bestimmung des Merit-Order Effektes nur das tatsächlich gehandelte Day-Ahead-Handelsvolumen an der EEX angesetzt werden dürfe. In diesem Zusammenhang wird unter anderem auf die niedrige Korrelation zwischen Day-Ahead-Markt und Future-Preisen hingewiesen, die insbesondere für die Beschaffung der Vertriebe relevant sind. Diese Argumentation ist jedoch nur wenig nachvollziehbar, da die niedrige Korrelation zwischen Day-Ahead- und Future-Preisen nicht entscheidend für die Höhe des Merit-Order-Effektes ist. Entscheidend ist nicht, ob der aktuelle Day-Ahead Preis auch den aktuellen Preis für das Year-ahead Future absenkt, sondern ob sich der Merit-Order-Effekt in der *mittleren* Preiserwartung für die Zukunft widerspiegelt. Angesichts der deutlichen Höhe des Merit-Order-Effektes würde eine Nichtbeachtung dieses Effektes bei der Preisbildung auf den Future-Märkten zu erheblichen Arbitragemöglichkeiten zwischen beiden Märkten führen. Insofern kann die These, dass die Future-Preise nicht vom Merit-Order-Effekt beeinflusst werden, als relativ unwahrscheinlich gelten. Im Rahmen des bis Ende 2009 gültigen Wälzungssystems sei zudem darauf verwiesen, dass die EEG-Bandlieferung die Nachfrage auf den

Futuremärkten reduziert. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Strombörse für die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes des gesamten Kraftwerksparkes Signalwirkung hat. Eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes, die sich nicht an den Erzeugungskosten orientiert, würde zu erheblichen Ineffizienzen führen. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint für die Bestimmung der Höhe des Verteilungseffektes letztlich doch der gesamte Stromverbrauch die adäquate Größe zu sein.

## 2) Reduziertes Angebot durch zusätzliche Reserven?

Eine zweite These besagt, dass der Merit-Order-Effekt dadurch reduziert wird, dass die notwendige Reservevorhaltung für Windenergie dem Spotmarkt Liquidität entzieht (Erdmann 2008 und VBW 2011). Diese These ist insofern kritisch zu hinterfragen, als in den letzten Jahren die Nachfrage nach Primär-, Sekundär- und Minutenreserve nicht angestiegen ist. Tatsächlich wird die Windenergie für die Ermittlung der Reserveleistung bisher nicht berücksichtigt, da die Fluktuation der Windenergie meist in längeren Zeiträumen auftritt als die Aktivierungszeiträume der drei genannten Systemdienstleistungen. Die vorgehaltenen Windreserven dienen letztlich nur als Liquiditätsreserve für den Intraday-Markt. Aufgrund der längeren Anfahrzeiten kann auch davon ausgegangen werden, dass die Windreserve auch durch Spitzenlastkraftwerke erbracht werden kann, die meist nicht zur direkten Deckung der Nachfrage benötigt werden. Dieser Effekt ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

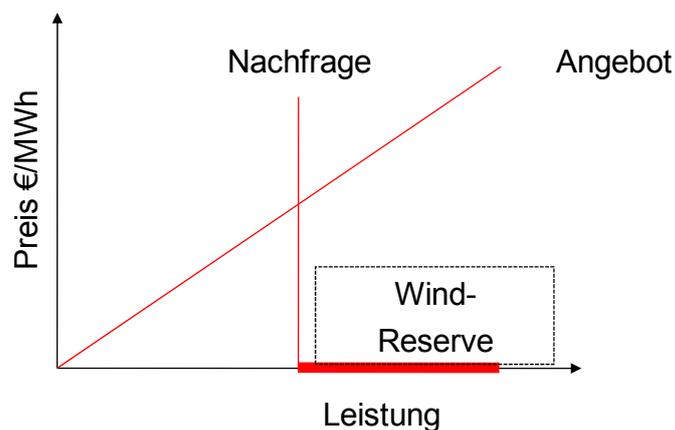


Abbildung 2 Bereitstellung der Windreserve durch häufig nicht benötigte Kraftwerke

Wie in Abbildung 1 dargestellt, würde die Windreserve nur in ganz seltenen Fällen zum Zeitpunkt der maximalen Systemlast der Strombörse Liquidität entziehen, d.h. wenn die Nachfragekurve sich in den als "Wind-Reserve" gekennzeichneten Bereich bewegt. Durch den Wegfall der Präqualifikation der Windreserve und die Abschaffung der

Windreserve im Jahr 2011 wird diesen Überlegungen zusätzlich Rechnung getragen. Insgesamt kann also der Liquiditätsentzug der Windenergie, der durch Reservevorhaltung entsteht, vernachlässigt werden.

### **3) Langfristige Perspektive für den Merit-Order Effekt**

Die dritte These betrifft die zeitliche Entwicklung der Höhe des Merit-Order-Effektes im Rahmen einer längerfristigen Betrachtung bis zu den Jahren 2020 und 2030 (Erdmann 2008). Hier geht Erdmann von einem Verschwinden des Effektes nach dem Jahr 2012 aus (VBW 2011). Die Bestimmung dieses langfristigen Effektes ist nicht der zentrale Inhalt dieses Berichtes. Letztlich ist jedoch die zentrale Frage in diesem Zusammenhang, wie die langfristige Entwicklung des Kraftwerksparkes für ein Szenario ohne den Ausbau Erneuerbarer Energien ermittelt werden kann. Im Rahmen dieses Berichtes wird ein Verfahren vorgeschlagen, das zumindest mittelfristig einen gangbaren Weg darstellt. Eine weitere Möglichkeit zur methodischen Vorgehensweise wäre die Verwendung von Ausbauplanungsmodellen. In diesem Fall gilt jedoch auch, dass eine solche Rechnung mit erheblichen Unsicherheiten behaftet ist. Insgesamt lässt sich für die längerfristige Berechnung des Merit-Order-Effektes feststellen, dass mit längerer Zeitperspektive die Unsicherheit des Merit-Order-Effektes zunimmt und die Höhe des Effektes durch Anpassungsreaktionen im Kraftwerkspark abnimmt. So fallen die Berechnungen für das Jahr 2010 bereits etwas niedriger aus als die Berechnungen für das Jahr 2006, für das noch keine Anpassung des Kraftwerksparkes berücksichtigt werden musste. Aufgrund der langen Nutzungszeit von Kraftwerken wird vermutlich auch im Jahr 2020 noch ein messbarer Preiseffekt vorhanden sein. In einem aktuellen Wochenbericht beziffert das DIW den Effekt im Jahr 2020 mit 3,2 €/MWh (Traber et al. 2011).

Ein weiterer Aspekt, der im Rahmen dieses Gutachtens nicht berücksichtigt werden konnte, ist der Effekt der EEG-Stromerzeugung auf die Exporte und Importe von Strom. Im Falle eines Szenarios ohne EEG-Strom könnten sich andere Handelsprofile für den internationalen Stromaustausch ergeben, die für eine veränderte Verteilung des Effektes zwischen den europäischen Akteuren führen können. Es ist nicht auszuschließen, dass mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien die Stromlieferungen an das Ausland zunehmen oder die Strombezüge aus dem Ausland sinken und sich dadurch der Merit-Order-Effekt vermindert. Hierzu liegen allerdings noch keine belastbaren Untersuchungen vor.<sup>4</sup> Die Berücksichtigung dieses Aspektes ist letztlich nur mit einem

---

<sup>4</sup> In diesem Zusammenhang wäre auch zu berücksichtigen, dass EE auch in anderen Ländern ausgebaut werden.

hoch aufgelösten europäischen Modell möglich. An dieser Entwicklung wird intensiv gearbeitet und es kann erwartet werden, dass in den nächsten Jahren hier neue wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen werden können. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass die Datenverfügbarkeit auf europäischer Ebene häufig mind. 1 Jahr gegenüber der Verfügbarkeit deutscher Daten verzögert ist.

## **6 Verteilungswirkung**

Der preisdämpfende Effekt der erneuerbaren Energien ist real auf der Strombörse zu beobachten. Stromkunden und Vertriebe, die zumindest einen Teil ihres Bedarfes an der Börse beschaffen, profitieren von diesem Effekt. Der Merit-Order-Effekt wirkt dann als Umverteilungseffekt, der Gewinne von der Stromerzeugungsseite abschöpft, so dass die Nachfrageseite profitiert.

### **6.1 Wirkt der Merit-Order Effekt auch auf Terminmärkten?**

Es ist derzeit im wissenschaftlichen Raum umstritten, inwieweit sich der Merit-Order Effekt auch auf den Terminmärkten niederschlägt. Diese Frage erhält durch den hohen Anteil des Terminmarktes in der Beschaffung der Stromvertriebe besondere Bedeutung. Markttheoretisch müsste sich der Merit-Order-Effekt in voller Höhe auch auf den Terminmärkten zeigen, da jede systematische Abweichung zwischen zwei Märkten die Möglichkeit von Arbitrage eröffnet. Einige Akteure, wie z.B. Banken würden diese Preisdifferenzen ausnutzen, und damit auch die Märkte wieder auf ein vergleichbares Preisniveau heben. Diese Position wird sowohl von wissenschaftlicher Seite als auch von einigen Marktakteuren vertreten.

Auf der anderen Seite wird angemerkt, dass Arbitragegeschäfte zwischen Spot- und Terminmarkt mit erheblichen Risiken behaftet sind. Dies senkt nach dieser Ansicht die Anzahl der Akteure, die in diesem Bereich agieren können. Der Ausgleich zwischen den Märkten findet in diesem Fall unter Abzug hoher Risikozuschläge statt. Der Merit-Order Effekt ist nach dieser Argumentation auf den Terminmärkten deutlich kleiner.

Auch wenn die genaue Höhe der Überwälzung des Merit-Order Effektes auf den Terminmarkt derzeit noch schwer bestimmbar ist, bleibt doch zu erwarten, dass der Effekt trotz der allgemeinen üblichen Beschaffung an Terminmärkten ggf. mit gewissen Abschlägen erhalten bleibt. Hierzu dürfte auch eine leicht erhöhte Spotmarktbeschaffung der Vertriebe beitragen. An dieser Stelle sei auch zusätzlich angemerkt, dass es bisher keinen wissenschaftlichen Nachweis gibt, dass ein signifikanter Spread zwischen Spot und Terminmarkt besteht, der allein auf die EEG Mengen zurückzuführen ist. Dieser Nachweis wäre durch die neue Wälzung auch erst für 2010 sinnvoll möglich. Es gibt

zumindest Anzeichen dafür, dass ein Großteil der Preisdifferenzen zwischen der ÜNB Marktpreisprognose 2009 und der realen Preisentwicklung im Jahr 2010 durch andere Faktoren wie z.B. Brennstoffpreise erklärt werden kann.

## **6.2 Entlastung für die Kunden durch das EEG ?**

### **6.2.1 Stromintensive Unternehmen**

Selbst bei kritischer Betrachtung kann davon ausgegangen werden, dass Unternehmen, die in vollem Maße von der Begrenzung der EEG Umlage auf 0,05 ct/kWh im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung profitieren, derzeit keinen finanziellen Schaden durch das EEG erleiden. Der abgeschätzte Merit-Order Effekt für das Jahr 2010 beträgt, bezogen auf den Phelix Base ca. 0,5 ct/kWh. Selbst bei der unrealistischen Annahme einer vollständigen Entkopplung von Spotmarkt und Terminmarkt würde eine Spotmarktquote von 10% in der Strombeschaffung ausreichen, um durch den Merit-Order Effekt die Kosten der reduzierten EEG Umlage aufzuwiegen. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass für diese spezielle Kundengruppe bei optimierter Strombeschaffung die Entlastungen durch den Merit-Order Effekt höher sind als die EEG Umlage.

### **6.2.2 Allgemeine Stromkunden:**

Theoretisch sollten alle Stromkunden vom Merit-Order Effekt profitieren. Die Höhe der entlastenden Wirkung ist jedoch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Bei einer EEG Umlage von ca. 2 ct/kWh im Jahr 2010 wird jedoch deutlich, dass für den eher unrealistischen Falle einer Entlastung der Kunden in voller Höhe des Effektes im Bereich von 0,5 ct/MWh nicht ausreichen wird, um die Kosten der Umlage aufzuwiegen. Dieses Verhältnis wird sich durch den Anstieg der EEG Umlage im Jahr 2011 auf 3,5 ct/kWh im Jahr noch weiter verstärken. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass der Merit-Order Effekt eine Wirkung des EEG ist und nicht zu seiner Begründung dienen kann. Die Begründung der Förderung erneuerbarer Energien ist in anderen Themenbereichen zu suchen. Hierzu gehören können z.B. die in §1 des EEG 2009 genannten Gründe wie Klimaschutz, Ressourcenschonung und Technologieentwicklung herangezogen werden.

## **7 Fazit**

Der Merit-Order-Effekt beschreibt einen Preis- und Verteilungseffekt, der durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien ausgelöst wird. Durch sinkende Großhandelsprei-

se werden die Einnahmen der Stromerzeuger zu Gunsten der Stromlieferanten bzw. -verbraucher abgesenkt. Neben den eigenen Berechnungen mit dem PowerACE Modell bestätigen verschiedene Studien, dass der Effekt eine signifikante Größenordnung erreicht. Es zeigt sich, dass der Merit-Order-Effekt auch bei eher konservativen Annahmen im Jahr 2010 in der Größenordnung von 2,8 Mrd. €<sup>5</sup> liegt. Die Absenkung des ungewichteten Marktpreises liegt im Bereich von ca. 5,3 €/MWh. Die Frage, wie hoch die einzelnen Endkunden von diesem Effekt profitieren, hängt letztlich von der Wettbewerbssituation auf diesem Markt und der Struktur der Strombeschaffung ab. Hier dürfte gelten, dass Unternehmen mit hohem Stromverbrauch stärker von diesem Effekt profitieren können. Hierzu gehören insbesondere Unternehmen, die bereits im Rahmen der Privilegierung verringerte EEG Umlagensätze zahlen. Verbleibende Unsicherheiten im Rahmen der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ergeben sich im Wesentlichen aus dem bisher nicht abbildbaren Einfluss der zunehmenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf den internationalen Stromaustausch und der Situation auf den Terminmärkten. Hierzu besteht – auch unabhängig von der Ermittlung des Merit-Order-Effektes – noch weiterer Forschungsbedarf.

---

5 Für diesen Wert wird angenommen, dass die Preisbildung für die gesamte Stromerzeugung auf Basis von variablen Kosten inkl. Anfahrkosten stattfindet.

## 8 Anhang

### 8.1 Modellbeschreibung

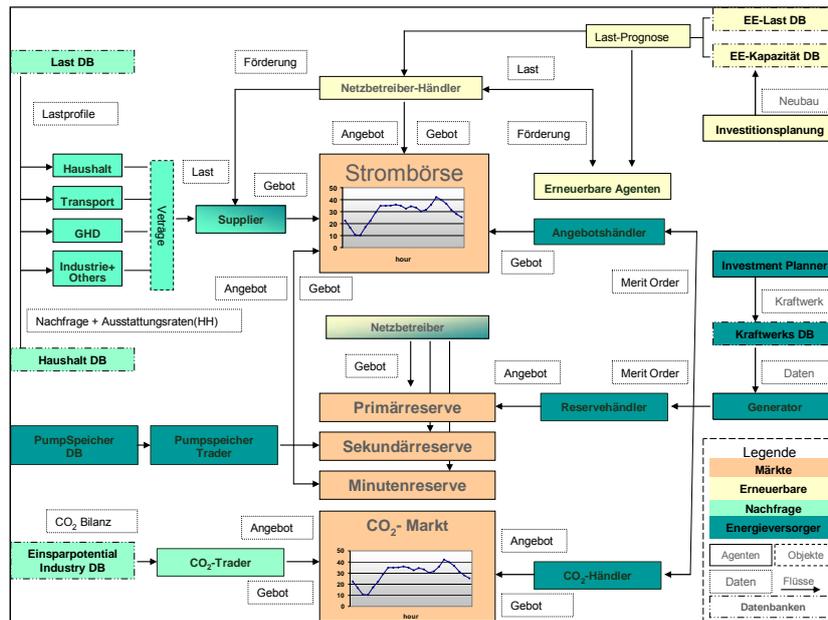
Die PowerACE-Plattform simuliert das Verhalten wichtiger Akteure („Agenten“) des Elektrizitätssektors als Softwareagenten. Zu diesen Agenten gehören Endkunden, Energieversorger, Erzeuger erneuerbaren Stroms, Netzbetreiber, die Regierung und Marktbetreiber. Einige Akteure, wie z. B. Energieversorger, 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 der Strombörse ist, werden Veränderungen auf anderen Märkten in diesem Zusammenhang nicht betrachtet.<sup>6</sup> Einen Überblick über die wichtigsten Module und Agenten innerhalb des angewendeten Modells gibt Abbildung 3. Die Simulationsplattform kann in vier Module eingeteilt werden: Märkte, Stromnachfrage, Stromangebot aus konventionellen Energien und Stromangebot aus Erneuerbaren Energien.

Die realistische Simulation der Auswirkungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt erhebliche Anforderungen an die zugrunde gelegten Daten. Aus diesem Grund ist die Bereitstellung realistischer Daten zum zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie Daten zum Kraftwerkspark in Deutschland ein zentraler Bestandteil der Modellentwicklung. Die grundlegenden Entscheidungen der Agenten basieren auf diesen fundamentalen Daten.

In dieser Studie wird die Stromnachfrage vereinfachend als preisunelastisch modelliert.

---

<sup>6</sup> Dabei wird auch der mögliche Einfluss des EEG auf die Höhe der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und indirekt auf die Strompreise hier nicht berücksichtigt.



Quelle: eigene Darstellung

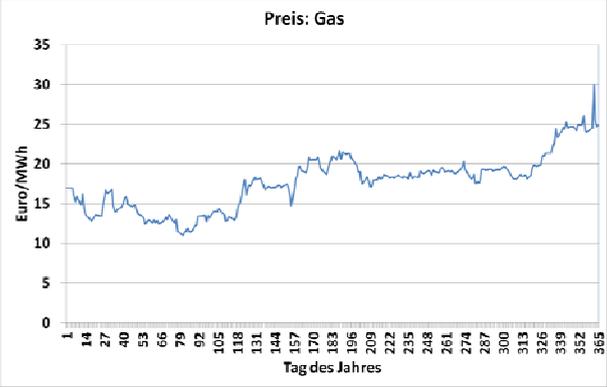
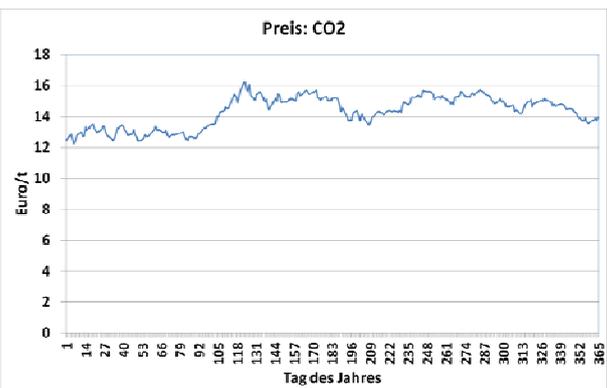
Abbildung 3: Struktur des PowerACE-Modells

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<sup>7</sup>. 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 müssen die Netzbetreiber den Strom aus EEG-Anlagen zu einem festgesetzten Tarif abnehmen und vergüten. Auf Grundlage dieser Prognose verkauft der Netzbetreiber die EEG Strommengen an der Börse. 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.

<sup>7</sup> Die Datenbank wurde auf Basis der „Platts World Electric Power Plants Database 2010“ erstellt und ergänzt.

## 8.2 Wichtige Inputpreise für das Jahr 2010

 <p>Preis: Gas</p> <p>Euro/MWh</p> <p>Tag des Jahres</p> <p>Datenquelle: EEX</p>	<p>Jahresdurchschnitt inkl. Transport: 17,96 €/MWh</p>
 <p>Preis: Steinkohle</p> <p>Preis in €/MWh</p> <p>Tag des Jahres</p> <p>Datenquelle: EEX</p>	<p>Jahresdurchschnitt: inkl. Transport: 10,36 €/MWh</p>
 <p>Preis: CO2</p> <p>Euro/t</p> <p>Tag des Jahres</p> <p>Datenquelle: EEX</p>	<p>Jahresdurchschnitt: 14,3 €/t</p>
<p>Kernenergie:</p>	<p>3,75 €/MWh</p>
<p>Braunkohle<sup>8</sup>:</p>	<p>1,44 €/MWh</p>

<sup>8</sup> Dieser Wert basiert auf: ((EWI et al. 2010))

## 9 Literatur

- AGEE Stat (2011): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Juli 2011. Online: [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee\\_zeitreihe.xls](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/msexcel/ee_zeitreihe.xls) (Stand: 10.01.2011).
- BMU (2010): Einfluss der Förderung erneuerbarer Energien auf den Haushaltsstrompreis in den Jahren 2009 und 2010 □ einschl. Ausblick auf das Jahr 2011. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund\\_ee\\_umlage\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_ee_umlage_bf.pdf)
- Bode, S.; Groscurth, H. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis. In: HWWA Discussion Paper, 348.
- Diekmann, J.; Krewitt, W.; Musiol, F.; Nicolosi, M.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Weber, C.; Wissen, R.; Woll, O. (2007): Fachgespräch zum Merit-Order Effekt: Agestimmtes Thesenpapier: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/thesenpapier\\_meritorder\\_effekt.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/thesenpapier_meritorder_effekt.pdf). downloaded 20.11.2007.
- Erdmann, G. (2008): Indirekte Kosten EEG-Förderung Kurz-Studie im Auftrag der Wirtschafts Vereinigung Metalle (WVM): [http://www.wvmetalle.de/wvmprofi/docs/doc\\_5627\\_2008101141426.pdf](http://www.wvmetalle.de/wvmprofi/docs/doc_5627_2008101141426.pdf).
- EWI; Prognos; GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Online: [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien\\_2010.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf) (Stand: 10.02.2011).
- Klobasa, M.; Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2009): CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2006 und 2007 – Gutachten – Bericht für die Arbeitsgruppe
- Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg (ZSW): [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten\\_isi\\_co2\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gutachten_isi_co2_bf.pdf)
- Miera, G.; González, P.; Vizcaíno, I. (2008): Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: the case of wind electricity in Spain. In: EnergyPolicy, 2008 (36), S. 3345-3359.
- Morthorst, P.E. (2007): Impact of wind power on power spot prices. Online: [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) (Stand: 20.01.2007).
- Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56 (7), S. 42-45.

- Saenz de Miera, G.; Rio Gonzalez, P.; Vizcaino, I. (2008): Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. In: Energy Policy, 36 (9), S. 3345-3359.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel- Analyse für das Jahr 2006-, Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 30. April 2007.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: Energy Policy, 36 (8), S. 3086-3094.
- Spanish Renewable Energy Association | APPA; Deloitte (2010): Study of the Macroeconomic Impact of Renewable Energies in Spain. Online: [http://www.appa.es/descargas/Informe2010\\_engweb\\_LOW.pdf](http://www.appa.es/descargas/Informe2010_engweb_LOW.pdf) (Stand: 10.01.2009).
- Traber, T.; Kemfert, C.; Diekmann, J. 2011: Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien in: Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011. [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.368303.de/11-6-1.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.368303.de/11-6-1.pdf)
- Traber, T., Kemfert, C.: Gone with the wind? Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. Energy Economics, Vol. 33, Nr. 2, 2011.
- Vereinigung der Bayrischen Wirtschaft e.V. (2011) Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien. [http://www.vbw-bayern.de/agv/downloads/58267@agv/studie\\_-\\_eeq\\_energie\\_kosten\\_110907\\_final\\_NGa\\_2.pdf](http://www.vbw-bayern.de/agv/downloads/58267@agv/studie_-_eeq_energie_kosten_110907_final_NGa_2.pdf). downloaded 25.10.2011
- Weigt, H. (2009): Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving. In: Applied Energy. Volume 86, Issue 10, October 2009, Pages 1857-1863
- Wissen, R.; Nicolosi, M. (2007): Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien: EWI Working Paper, Nr. 07/3, <http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user/WPs/ewiwp0703.pdf>, downloaded 25.10.2007.