

**Chair for Management Sciences and Energy Economics
University of Duisburg-Essen**

EWL Working Paper No. 01/07

**MERIT-ORDER-EFFEKTE VON ERNEUERBAREN ENERGIEN
– ZU SCHÖN UM WAHR ZU SEIN?**

by

Christoph Weber

and

Oliver Woll

6.9.2007

Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien

– Zu schön um wahr zu sein?

Christoph Weber, Oliver Woll
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Universität Duisburg Essen
Arbeitspapier

Entwurf, 5.9.2007

1 Einleitung

Über das Für und Wider einer Förderung Erneuerbarer Energien mittels spezifischer Förderinstrumente wie dem EEG sowie über die bestmögliche Ausgestaltung dieser Instrumente sind in den letzten Jahren viele sowohl praxisorientierte als auch wissenschaftliche Debatten geführt worden. Dabei ist zuletzt in verschiedenen Publikationen auch der Frage nachgegangen worden, ob und in welchem Umfang die Förderung der Erneuerbaren Rückwirkungen auf die Preise der konventionellen Stromerzeugung hat. Von Seiten der Netz- und Kraftwerksbetreiber wurde hierbei wiederholt auf die mit der verstärkten Einspeisung aus fluktuierenden Quellen verbundenen erhöhten Brennstoffverbräuche und sonstigen Kosten hingewiesen, zurückzuführen auf vermehrte Anfahrvorgänge und verstärkten Teillastbetrieb. Dem wird auf der anderen Seite ein zuletzt unter dem Stichwort „Merit-Order-Effekt“ diskutierter Aspekt gegenüber gestellt: gemeint ist, dass tendenziell mit einer erhöhten Einspeisung erneuerbarer Energien niedrigere Preise an der Strombörse einhergehen und damit die Windenergie zu einer Absenkung des durchschnittlichen Preisniveaus im Stromhandel führt.

Dieser Effekt wird von den Befürwortern einer Förderung gern als Zusatznutzen herausgehoben, während Skeptiker hier eine Milchmädchenrechnung vermuten.

Um einer Klärung dieser strittigen Frage näher zu kommen, werden im Folgenden zunächst der Merit-Order-Effekt als These und ein alternatives Verständnis der Wechselwirkungen (kurz Gleichgewichts-Preisbildung genannt) als Antithese gegenübergestellt. Anschließend wird anhand einer Analyse der kurz- und langfristigen Preisbildungsmechanismen am Strommarkt diskutiert, inwiefern diese beiden Interpretationen miteinander vereinbar sind. Eine modellgestützte Analyse mit Hilfe eines einfachen Modells des deutschen Spotmarktes ermöglicht es sodann, die beiden Effekte zu quantifizieren und ihre empirische Relevanz abzuschätzen. Daraus werden zuletzt Schlussfolgerungen für die Beurteilung des EEG gezogen.

2 Merit-Order Effekte der Erneuerbaren: These und Antithese

Die These einer Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Erneuerbare Einspeisung im Allgemeinen bzw. Windenergieeinspeisung im Besonderen lässt sich schematisch wie in Abbildung 1 dargestellt zusammenfassen:

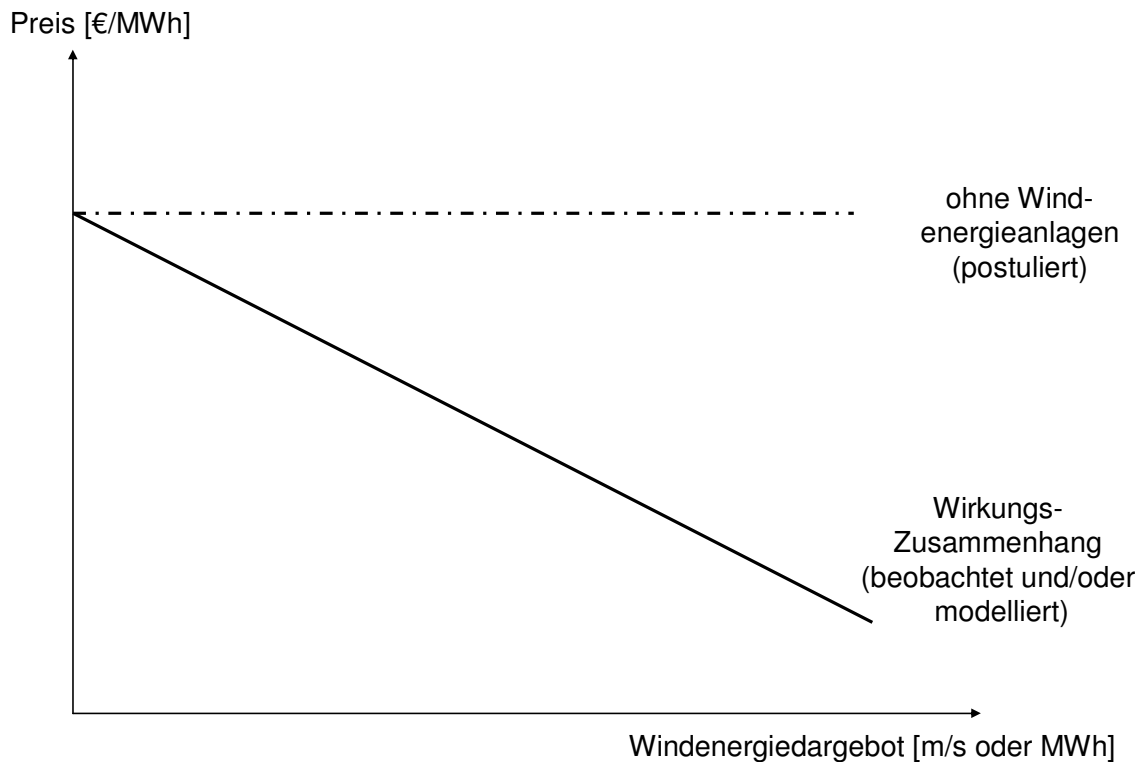


Abbildung 1: These zum Zusammenhang zwischen Windenergieeinspeisung und Strompreis – Merit-Order-Effekt

Je höher das Windenergieangebot ist, desto niedriger - bei ansonsten gleichen Bedingungen (*ceteribus paribus*, wie die Ökonomen sagen) - das Strompreisniveau. Dieser Zusammenhang wurde sowohl aus empirischen Beobachtungen statistisch abgeleitet (vgl. [1]) als auch mit unterschiedlichen Modellen theoretisch und/oder numerisch hergeleitet (vgl. [2],[3]). Die theoretische Begründung erfolgt grundsätzlich unter Rückgriff auf das Merit-Order-Modell der (kurzfristigen) Strompreisbildung. Dieses Modell basiert auf der Überlegung, dass im wettbewerblichen Strommarkt die Unternehmen ihre Kraftwerke nur betreiben werden, wenn sie mindestens die variablen Kosten des Betriebs über den Strompreis decken können. Auf der anderen Seite werden sie ihre vorhandenen Kapazitäten grundsätzlich zu diesen (kurzfristigen) Grenzkosten im Markt anbieten, da sie mit dieser Strategie ihre Deckungsbeiträge maximieren. Die Angebotskurve im Markt ergibt sich somit aus den nach steigenden Grenzkosten angeordneten verfügbaren Kraftwerkskapazitäten. Diese Kurve ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt – im Amerikanischen wird sie als Merit-Order bezeichnet.

Da die variablen Kosten der Windenergie (nahe) Null liegen, führt ein erhöhtes Angebot an Windenergie dazu, dass die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke um den Betrag der Winderzeugung nach rechts verschoben wird (vgl. Abbildung 2). Dementsprechend sinkt der Preis, der sich als Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve (hier als preisunelastisch angenommen) ergibt, von p auf p' . Bei einer vereinfachten linearen Merit-Order-Kurve, wie im Bild, ergibt sich ein linearer Verlauf des Preiseinflusses der Windenergieerzeugung, wie er in Abbildung 1 dargestellt wurde. Je steiler die Merit-Order-Kurve verläuft, desto stärker ist die Abhängigkeit des Strompreises von der Windenergieeinspeisung.

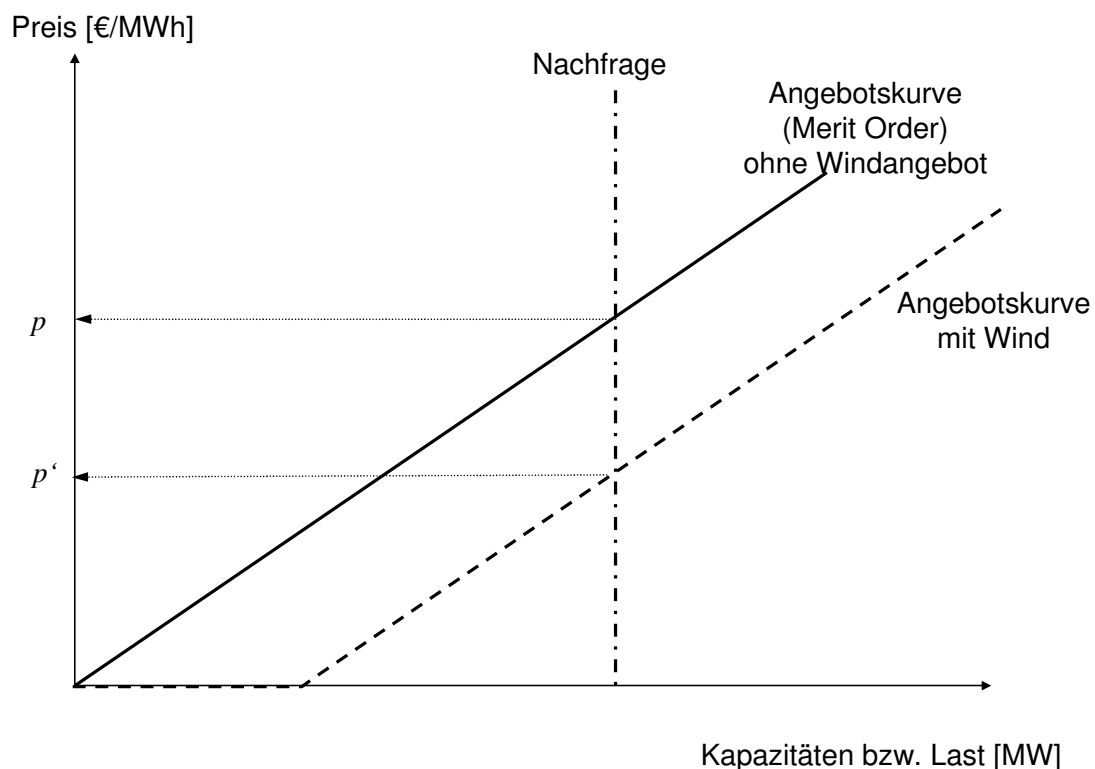


Abbildung 2: Merit-Order (linearisiert), Nachfrage, Wind und Preis

Wesentlich ist bei dieser Analyse, dass für die Merit-Order *gegebene* Kraftwerks- und Windenergie-Kapazitäten zugrunde gelegt werden und auch die empirisch-statistische Ableitung des in Abbildung 1 dargestellten Zusammenhangs (implizit) von einem gegebenen Windenergie- und Kraftwerkspark ausgeht.

Die Antithese lautet demgegenüber: langfristig bildet sich ohne Windenergie ein Preisniveau aus, das dem Mittelwert der bei unterschiedlichen Einspeisungen beobachteten Preise entspricht (vgl. Abbildung 3).

Der grundsätzliche Zusammenhang zwischen Windenergieeinspeisung und Strompreis wird also nicht in Frage gestellt – es wird nur betont, dass er nur für einen gegebenen Windanlagenpark gilt. Dementsprechend führt der Wegfall der Windenergieanlagen nicht zum gleichen

Preisniveau wie das Ausbleiben des Windes. Vielmehr passt sich der übrige Anlagenpark so an, dass sich das gleiche mittlere Preisniveau ergibt wie bei vorhandenen Windenergieanlagen. Wie dies im Einzelnen funktioniert, wird im folgenden Abschnitt erörtert.

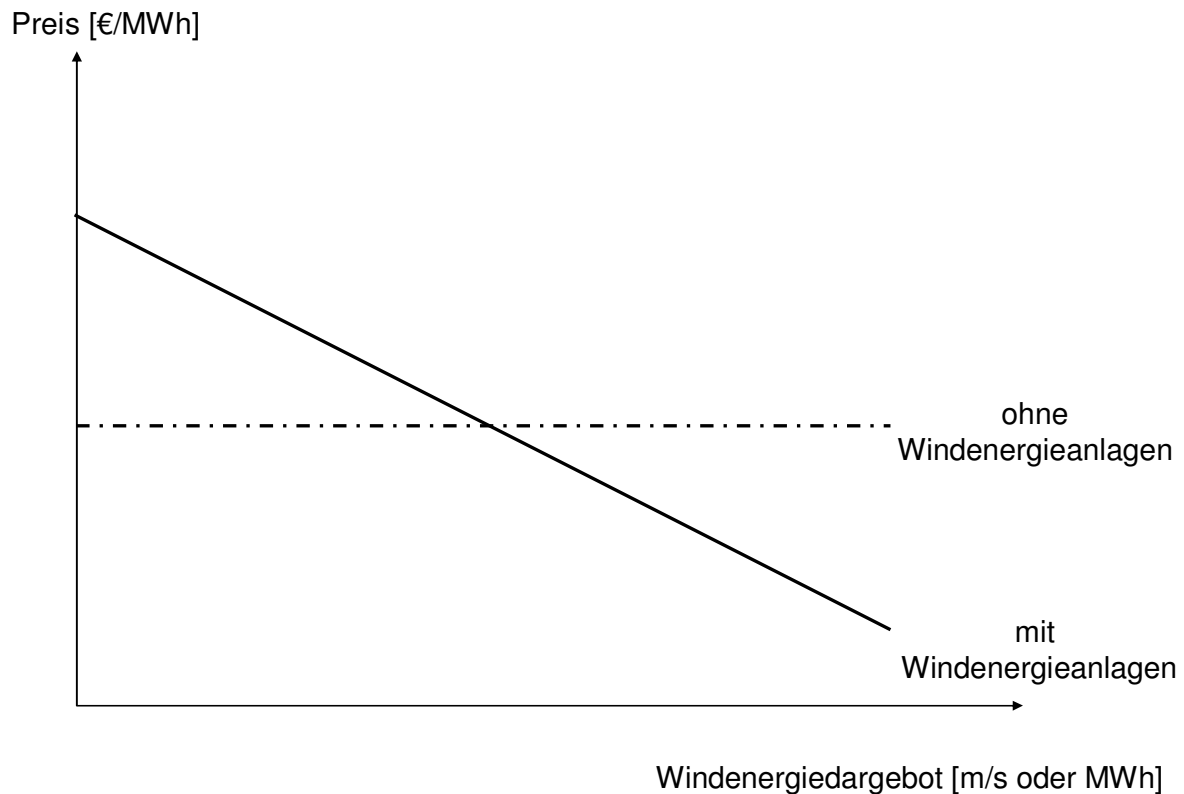


Abbildung 3: Antithese zum Zusammenhang zwischen Windenergieeinspeisung und Strompreis – Gleichgewichts-Preisbildung

3 Langfristige Preisbildung an Strommärkten und Wirkungsmechanismen des EEG

Das Merit-Order-Modell der Preisbildung geht von einem gegebenen Kraftwerkspark aus und ist dementsprechend nicht in der Lage, die längerfristigen Auswirkungen unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf den Strompreis und den Kraftwerkspark abzubilden. Das einfachste Modell, mit dem dies konsistent möglich ist, ist das sogenannte Peak-Load-Pricing-Modell (für eine neuere Anwendung für Deutschland s. [4]). Es geht von der in Abbildung 4 unten gezeigten Darstellung aus, bei der die annuitätischen Gesamtkosten pro installiertem kW Kraftwerksleistung in Abhängigkeit von den jährlichen Benutzungsstunden dargestellt sind. Für kapitalintensive Technologien (wie Braunkohlekraftwerke) ergibt sich ein hoher y-Achsenabschnitt und eine geringe Steigung der Kurve. Technologien mit geringen Fixkosten (z. B. Gasturbinen) haben hingegen einen niedrigen y-Achsenabschnitt, jedoch eine große

Steigung. Je nach Lastbereich sind unterschiedliche Technologien vorteilhaft. Bei niedrigen Benutzungsstunden liegen die Kosten für Gasturbinen unter denen für Kohlekraftwerke, während es bei hohen Benutzungsstunden sich gerade umgekehrt verhält. Diese Zusammenhänge gelten unabhängig vom Lastverlauf im System. Dieser kommt erst mit dem oberen Teil von Abbildung 4 ins Spiel. Aus dem unteren Teil werden die Schnittpunkte der Kostenkurven für die verschiedenen Technologien bestimmt. Der x-Achsenabschnitt gibt an, bei welcher Benutzungsstundenzahl die beiden Technologien gerade gleichpreisig sind. Überträgt man diesen x-Achsen-Abschnitt in den oberen Teil der Grafik, so lässt sich direkt ableiten, welche Kapazitäten der verschiedenen Technologien im Optimum erforderlich sind (vgl. Balken rechts im Bild).

Unterschiede in der Windenergieeinspeisung lassen sich in diesem Modell berücksichtigen, indem man nicht die komplette Last aufträgt, sondern die von konventionellen Kraftwerken zu deckende Residuallast – die sich aus der Differenz von Last und Windeinspeisung in jeder Stunde ergibt. Die Veränderung der Residuallastkurve hat wie in Abbildung 4 angedeutet Auswirkungen auf die Zusammensetzung des optimalen Kraftwerksparks, aber sie hat keine Auswirkungen auf die Lage der Schnittpunkte im unteren Teil von Abbildung 4. Damit bleibt auch die Effizienzkostenkurve - die untere Umhüllende der einzelnen Kostenkurven - unverändert. Die Steigung dieser Kurve gibt jedoch nach der Peak-Load-Pricing-Theorie genau den zu diesem Zeitsegment zu erwartenden Preis an. In allen Zeiten außerhalb der Lastspitze sollte demnach auch in diesem langfristigen Modell der Preis den marginalen variablen Kosten der Erzeugung entsprechen. Nur in der Lastspitze (Peak-Load) müssen die Nutzer neben den kurzfristigen variablen Kosten auch Kosten für die Kapazitätsbereitstellung zahlen. Der Preis ergibt sich dann theoretisch gerade so, dass die langfristigen Grenzkosten (variable plus fixe Kosten) der letzten Erzeugungs-Einheit gedeckt werden. Denn wäre der Preis niedriger, würde die letzte Erzeugungs-Einheit nicht gebaut, da sie sich nicht refinanziert. Wäre der Preis höher als die in Abbildung 5 dargestellten Preise, so ergäbe sich ein Anreiz für die Kraftwerksbetreiber, Überkapazitäten aufzubauen. Dies würde jedoch unmittelbar zu einem Preisverfall führen. Daher können sich nur die in Abbildung 5 als theoretische Preisdauerlinie dargestellten Preise als Gleichgewichtspreise ergeben¹.

Diese Preise sind jedoch unabhängig von der Last und dementsprechend ist auch der über die Zeit gemittelte Preis unabhängig vom Lastverlauf, bzw. Umfang und Verteilung der Windenergieeinspeisung. Somit ergibt sich in dieser langfristigen Betrachtung tatsächlich genau der

¹ In Abbildung 5 sind auch entsprechende beobachtete Preisdauerlinien für die vergangenen Jahre dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Preisdauerlinien in der Realität prinzipiell ähnlich aussehen. Allerdings ist die Preisspitze links in der Darstellung zumindest bislang deutlich schmaler als im Gleichgewichtsfall und die Preiskurven verlaufen, infolge der Vielzahl installierter Technologien und diverser stochastischer Einflüssen glatter als in der Modellbetrachtung. Teilweise verlaufen die beobachteten Preisdauerlinien über den modellierten, dies kann auf die höheren variablen Kosten der vorhandenen Kraftwerke im Vergleich zu den langfristig installierten modernen Kraftwerken zurückgeführt werden.

in Abbildung 3 postulierte Zusammenhang – dass nämlich der Preis ohne Windenergieein-
speisung dem mittleren Preis entspricht, der sich mit Windeinspeisung einstellt.

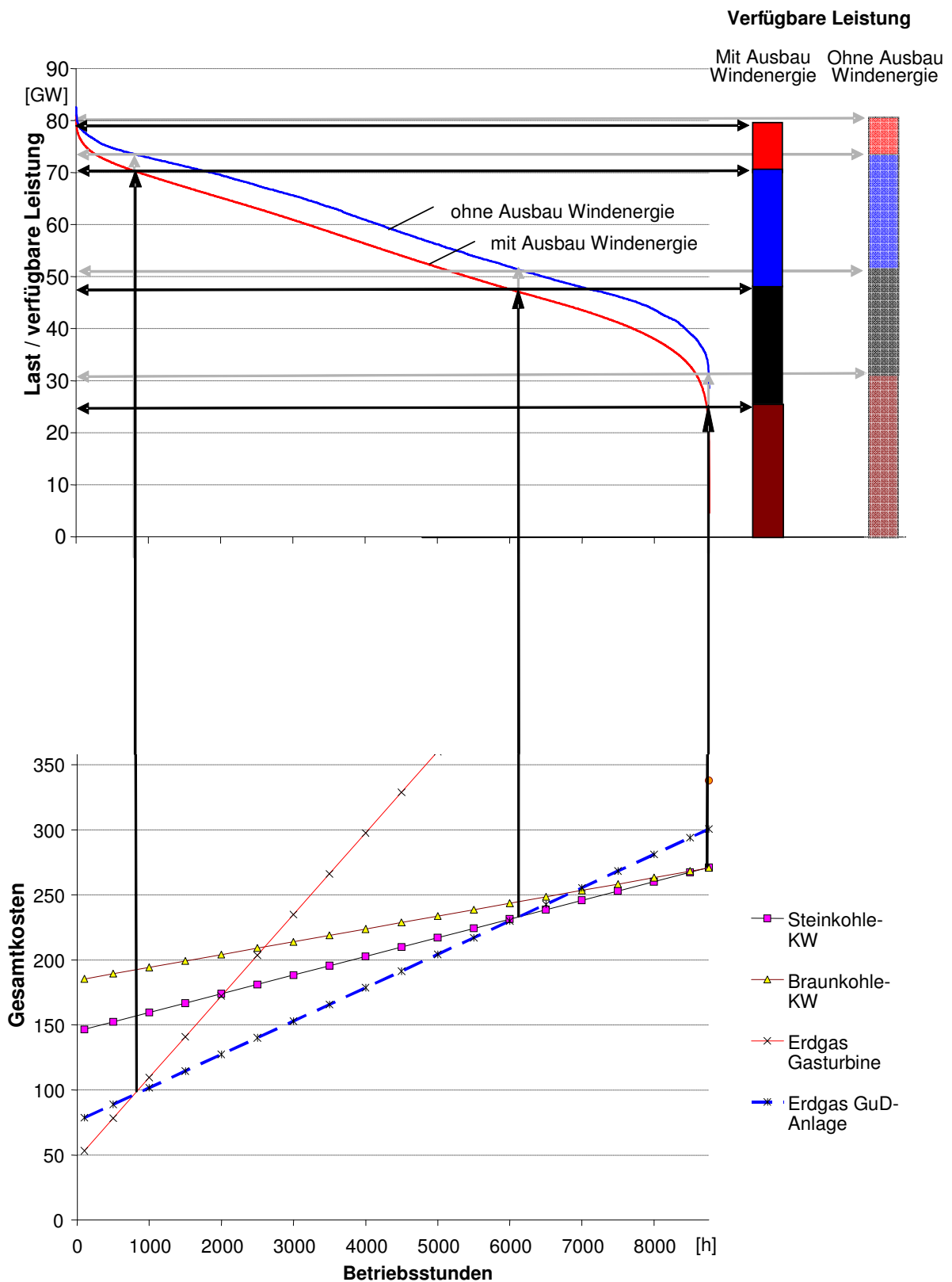


Abbildung 4: Verknüpfung von Gesamtkostenkurven und Lastdauerlinie zur Bestimmung des langfristigen optimalen Kraftwerksparks im Peak-Load-Pricing-Modell

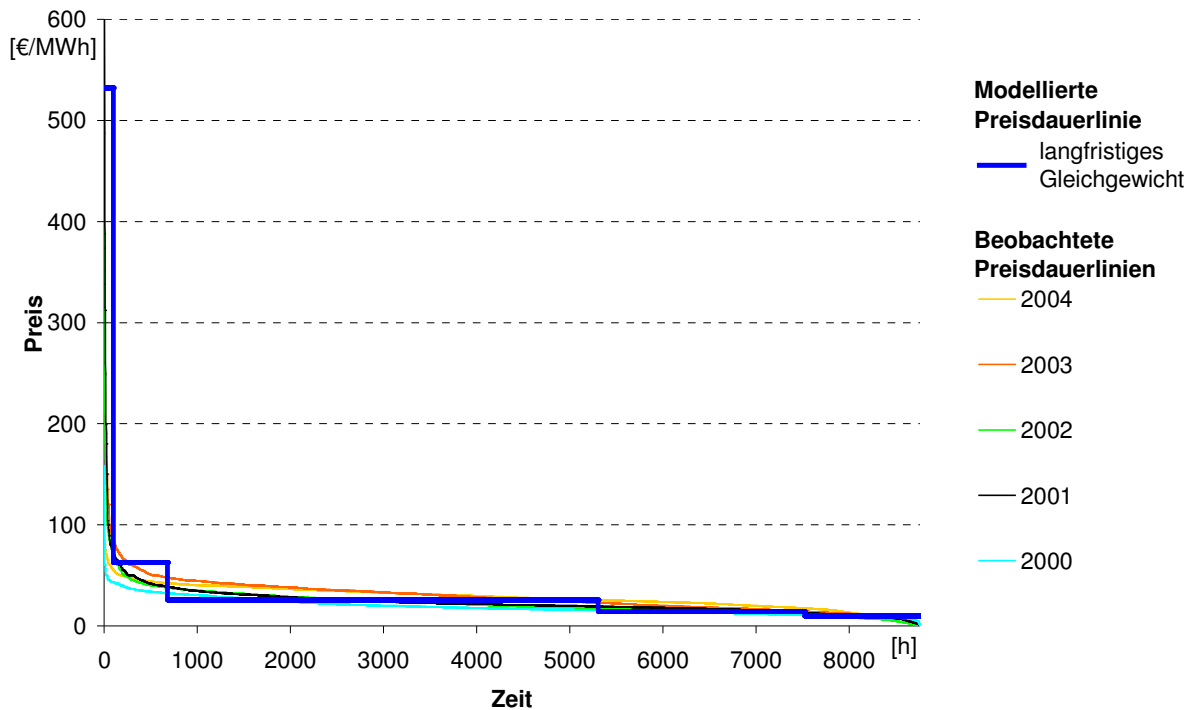


Abbildung 5: Preisdauerlinie im langfristigen Gleichgewicht und beobachtete Preisdauerlinien

Das Modell des Peak-Load-Pricing führt damit zu erheblich anderen Ergebnissen als das Merit-Order-Modell. Das bedeutet aber nicht, dass die beiden inkompatibel sind. Vielmehr erfolgt in beiden Modellen die Preisbildung auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten. Nur in der Spitzenlastperiode berücksichtigt das Peak-Load-Pricing-Modell, dass langfristig die beobachteten Preise eine Refinanzierung der Investitionen ermöglichen müssen. Der zweite wesentliche Unterschied ist zudem, dass beim Merit-Order-Modell der Kraftwerkspark als gegeben angenommen wird, während er beim Peak-Load-Pricing-Modell als Teil der optimalen Lösung ermittelt wird.

Naheliegender ist dann die Frage, in welchem Zeitbereich welches Modell adäquat ist. Dabei ist allerdings zunächst festzuhalten, dass nach ökonomischem Verständnis der Unterschied zwischen kurz- und langfristig sich nicht (in erster Linie) in Jahren bemessen lässt. Vielmehr ist der zentrale Unterschied, dass bei einer kurzfristigen Betrachtung der Kapitalstock als gegeben angenommen wird, während eine langfristige Betrachtung alle Produktionsfaktoren (also auch den Anlagenpark) als variabel ansieht.

Daher ist eher zu fragen, welche Form der Analyse im Kontext der vorliegenden Fragestellung angemessen ist. Hier ist festzuhalten, dass es letztendlich wesentlich um eine Bewertung des EEG als Politikinstrument geht – denn in diesem Kontext werden die durch den Merit-Order-Effekt möglicherweise vermiedenen Kosten gegengerechnet gegen die Kosten der EEG-Förderung. Das EEG ist jedoch eindeutig langfristig angelegt – Ziel ist ja die langfristige Etablierung der Erneuerbaren als wesentlicher Bestandteil des deutschen Energiemix. Auch seine Effektivität – gerade auch im internationalen Vergleich - ist sicherlich in einem erheblichen Umfang auf seine langfristige Verlässlichkeit für Investoren und Anlagenherstel-

ler zurückzuführen. Dementsprechend sollte nach Auffassung der Autoren auch für eine Bewertung der EEG-Effekte eindeutig eine langfristige Perspektive zugrunde gelegt werden. Dementsprechend sollte der Merit-Order-Effekt nach Ansicht der Autoren nicht in die Bewertung des EEGs einfließen, selbst wenn er kurzfristig relevant ist.

4 Modellgestützte Analyse

Trotz der grundsätzlichen Skepsis gegenüber der Validität einer Quantifizierung des Merit-Order-Effekts, sollen im folgenden die beschriebenen Effekte in einer modellgestützten Analyse untersucht werden. Dabei werden mit Hilfe eines Fundamentalmodells für den deutschen Strommarktes stündliche Strompreise für das Jahr 2006 berechnet.

Das Fundamentalmodell ist ein einfaches Merit-Order-Modell, das den erwarteten Strompreis als Grenzkosten des Kraftwerkes bestimmt, das noch zur Deckung der stündlichen Nachfrage eingesetzt werden muss.

Für die Ermittlung der Merit-Order werden für Deutschland 34 Kraftwerksklassen unterschieden, im Wesentlichen differenziert nach Brennstoff, Technologie und Jahr der Inbetriebnahme. Die jeweiligen Kapazitäten und Wirkungsgrade werden auf der Basis der IEA- und VDEW-Statistiken sowie weiterer Quellen abgeschätzt. Bei den variablen Kosten thermischer Kraftwerke werden die (im Zeitverlauf variablen) Steinkohle- und Erdgaskosten berücksichtigt sowie die Preise der CO₂-Zertifikate.

Mit Hilfe des Modells lässt sich zunächst der erwartete Spotpreis 2006 bei den 2006 day-ahead erwarteten Windeinspeisemengen bestimmen. Dieser liegt im Jahresmittel (Base-Preis) bei 43,69 EUR/MWh. Dies liegt rund 7 EUR/MWh unter dem jahresmittleren Preis an der EEX von 50,79 EUR/MWh. Für die Unterschiede lassen sich verschiedene Ursachen anführen – wesentlich ist insbesondere, dass das Modell, wie jedes Fundamentalmodell, kaum geeignet ist, Spitzenpreise jenseits ca. 100 EUR/MWh nachzubilden. Für die Berechnungen des Merit-Order-Effekts sollten diese Abweichungen jedoch von untergeordneter Bedeutung sein.

Um den kurzfristigen Merit-Order-Effekt zu bestimmen, wird eine Vergleichsrechnung durchgeführt, bei der der Kraftwerkspark und die Gesamtlast unverändert bleiben. Jedoch wird die Windeinspeisung nicht mehr von der Gesamtlast abgezogen, sondern der konventionelle Kraftwerkspark muss die gesamte Last decken. In diesem Fall ergibt sich ein jahresmittlerer Base-Preis von 47,74 EUR/MWh, d. h. der kurzfristige Merit-Order-Effekt beträgt nach diesen Berechnungen 4,04 EUR/MWh.

Um den Effekt der langfristigen Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die veränderten Lastverhältnisse abzubilden, wird näherungsweise angenommen, dass ohne den Ausbau der Windenergie 5000 MW an neuer Steinkohle-Kraftwerkskapazität installiert worden wären². Der solcherart angepasste Kraftwerkspark muss wiederum die Gesamtlast de-

² Dies entspricht der Annahme, dass die 30 TWh, die in 2006 durch Windenergie bereitgestellt wurden, stattdessen in neuen konventionellen Anlagen produziert werden. Für diese Neuanlagen werden hierbei jährliche Voll-

cken. Dabei ergibt sich im Fundamentalmodell ein mittlerer Basepreis von 42,47 EUR/MWh. Dieser liegt somit sogar knapp 1 EUR/MWh unter dem Preis in der Ausgangssituation – d. h. der so abgeschätzte langfristige Preiseffekt ist sogar negativ. Dass diese 5000 MW in den vergangenen Jahren auch ohne einen Ausbau der Windenergie unter Umständen nicht installiert worden wären, ist für die Betrachtung hierbei von geringerer Bedeutung. Die wesentlichen Ursachen für die Investitionszurückhaltung der letzten Jahre waren die vorhandenen Überkapazitäten zu Beginn der Liberalisierung und die Unsicherheit vor Einführung des Emissionszertifikatehandels. Von diesen singulären Effekten sollte unseres Erachtens bei der grundsätzlichen Bewertung des EEG als politischem Instrument abgesehen werden – vor allem wenn diese Bewertung nicht nur retrospektiv erfolgt sondern auch handlungsleitend für die zukünftige Weiterentwicklung des EEG sein soll.

In einer strikt retrospektiven, historischen Betrachtung könnte man sicherlich die Auffassung vertreten, dass der im einfachen Merit-Order-Modell ermittelte Effekt von rund 4 EUR/MWh die realistischste Abschätzung darstellt. Allerdings muss dann auch verdeutlicht werden, dass die Höhe dieses Wertes ganz maßgeblich von den 2006 vorliegenden konkreten Kontextfaktoren beeinflusst wurde – dazu gehören nicht nur die Nachwirkungen von Liberalisierung und Einführung des Zertifikatehandels, sondern auch die Veränderung der Brennstoffpreisrelationen mit einem Gaspreisanstieg, der die Merit-Order in einem relevanten Bereich deutlich steiler hat werden lassen. Die Aussagekraft eines so ermittelten „historischen“ Wertes für die Zukunft erscheint aber offensichtlich höchst fraglich³.

5 Fazit

Die durchgeführten Analysen bestätigen, dass unter der Annahme eines unveränderten Kraftwerksparkes in Deutschland im Jahr 2006 ein Merit-Order-Effekt durch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren im Umfang von rund 4 €/MWh auftritt. Allerdings haben die theoretischen Überlegungen verdeutlicht, dass dieser Effekt nicht bei einer Bewertung des EEG als langfristig ausgerichtetem Politik-Instrument berücksichtigt werden sollte. Hier ist vielmehr der langfristige Effekt auf die Strompreise unter Berücksichtigung von Anpassungen im konventionellen Kraftwerkspark zu berücksichtigen. Dieser ergibt sich im theoretisch konsistenten Modellrahmen eines Peak-Load-Pricing-Modells zu 0 €/MWh. Bei einer empirischen Analyse mit

laststunden von 6000 h unterstellt. Außerdem wird darauf verzichtet, diese Anlagen auf unterschiedliche Brennstoffe aufzuteilen. Vielmehr wird Steinkohle herangezogen als derjenige Brennstoff, der momentan bei den meisten in Planung oder Bau befindlichen Neuanlagen zugrunde gelegt wird.

³ Ein systematischer positiver Effekt der Windenergie kann in der Risikodiversifikation liegen (vgl. auch die Portfolio-Modelle von Awerbuch 2003 und Krey/Zweifel 2006). Der beobachtete hohe Merit-Order-Effekt in 2006 könnte dann zumindest teilweise Ausdruck des schlagend gewordenen Risikos einer Gaspreiserhöhung sein. Diesen Risikodiversifikationseffekt des Windenergieausbaus zu quantifizieren erfordert jedoch einen umfassenderen Modellansatz.

einer hypothetischen alternativen Kraftwerkskapazitätspfad ergibt sich sogar ein leicht negativer „mittelfristiger“ Merit-Order-Effekt von -0,4 €/MWh.

Quellen

- [1] Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M. (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56 (7), pp. 42-45.
- [2] Bode, S.; Groscurth, H. (2006): Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis. In: *HWWA Discussion Paper*, 348.
- [3] 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.
- [4] Weber, C.: Zukünftige Preis- und Kapazitätsentwicklung im deutschen Strommarkt. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55 (2005), S. 490 - 495