

---

# Vom Winde verweht? Strommarktpreise und Anreize zur Investition in thermische Kraftwerke bei erhöhtem Angebot an Windenergie

THURE TRABER UND CLAUDIA KEMFERT

---

Thure Traber, DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, E-Mail: ttraber@diw.de  
Claudia Kemfert, DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, E-Mail: ckemfert@diw.de

---

**Zusammenfassung:** Die wachsende Integration von Windenergie in vielen Strommärkten weltweit muss durch zuverlässige, flexible Kraftwerke oder durch sonstige Ausgleichsmaßnahmen für windarme Zeiten begleitet werden. Weiterhin hat die Windenergie einen Einfluss sowohl auf den Einsatz von Wärmekraftwerken als auch auf die Strommarktpreise. Während sie auf die Marktpreise generell eine senkende Wirkung hat, ist die Wirkung auf den Einsatz verschiedener Kraftwerkstypen prinzipiell uneindeutig. Zur Untersuchung der Anreize für Investitionen in Wärmekraftwerke bei einem steigenden Angebot an Windenergie entwickelt dieser Beitrag ein berechenbares Oligopolmodell, das Restriktionen und Kosten des Anfahrens von Kraftwerken bei Leistungswechseln (Ramping) berücksichtigt. Dieses Modell wenden wir auf Deutschland an. Die Untersuchung zeigt, dass das aktuelle Windenergieangebot zu einer Senkung der Marktpreise um mehr als fünf Prozent und zu einem beträchtlich geringeren Anreiz für Investitionen in erdgasbefeuerte Kraftwerke führt. Ein erhöhtes Windenergieangebot wird die Attraktivität erdgasbefuener Kraftwerke noch weiter mindern. Daher ist mit einer Diskrepanz zwischen dem Bedarf an flexibler Stromerzeugung einerseits und den Anreizen zu deren Bereitstellung andererseits zu rechnen.

**Summary:** The increased wind energy supplied to many electricity markets around the world has to be balanced by reliably ramping units or other complementary measures when wind conditions are low. At the same time wind energy impacts both, the utilization of thermal power plants and the market prices. While the market prices tend to decrease, the impact on the utilization of different plant types is at the outset unclear.

→ JEL Classification: C63, L13, L94, Q42

→ Keywords: Electricity market modeling, ramping costs, wind energy, oligopoly

Wir bedanken uns bei William Hogan, Hannes Weigt, WolfPeter Schill und zwei anonymen Gutachtern für die hilfreichen Kommentare und Vorschläge. Außerdem bedanken wir uns beim EU-Projekt ADAM (018476) für die finanzielle Unterstützung. Der vorliegende Beitrag ist in englischer Sprache unter dem Titel „Gone with the Wind? – Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply“ in Energy Economics, 2011, Volume 33, Seiten 249-253 erschienen.

To analyze the incentives to invest in thermal power plants under increased wind energy supply, we develop a computational oligopoly model which includes ramping restrictions and costs and apply it to the German case. We find that due to current wind supply the market prices are reduced by more than five percent, and the incentives to invest in natural gas fired units are largely reduced. An increased wind supply erodes their attractiveness further. Consequently, a gap between the need for and the incentive to provide flexibility can be expected.

## I Einführung

Wind wird heutzutage in vielen Ländern als vergleichsweise günstiger, kohlenstoffarmer Energieträger zur Stromerzeugung eingesetzt. Aufgrund der moderaten Produktionskosten hat Windkraft im Vergleich mit den meisten anderen erneuerbaren Energien einen Kostenvorteil. Bei steigenden Preisen für fossile Brennstoffe kann Windkraft auch gegenüber Strom aus konventionellen gas- oder kohlebefeueten Kraftwerken mittelfristig wettbewerbsfähig werden. In den meisten Ländern wird die Windstromerzeugung jedoch nicht zu Marktpreisen, sondern zu staatlich festgelegten Tarifen vergütet – wie etwa durch die Einspeisevergütung für erneuerbare Energien in Deutschland. Diese Einspeisevergütung ermöglicht einen garantierten Erlös pro eingespeister Kilowattstunde erneuerbarer Energie. Die etablierten Strommarktteilnehmer sind zur Abnahme und Vergütung dieser Energie verpflichtet, dürfen die Kosten jedoch auf die Endverbraucher umlegen.

Dank dieser Fördermaßnahmen zeigte die Windkraft in den letzten zehn Jahren in zahlreichen Ländern – insbesondere in Dänemark, Deutschland, Spanien, den USA und in China – eine rasche Entwicklung, von der zu erwarten ist, dass diese auch in den kommenden Jahren weiter anhält. Lemming, Morthorst und Clausen (2007) schätzen, dass sich die aktuelle jährliche Zunahme der installierten Windkraftleistung von 25 Prozent bis zum Jahr 2015 fortsetzen wird und dass der Windsektor bis Mitte des Jahrhunderts einen Strommarktanteil von 25 Prozent erreichen wird. Andere Quellen kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Für Europa rechnet der Dachverband der europäischen Stromwirtschaft Eurelectric (2007) in seinem Referenzszenario für die EU der 27 Staaten bis zum Jahr 2030 mit einer installierten Windkraftkapazität von 190 Gigawatt. In Deutschland wurden bereits im Jahr 2007 bei einer installierten Leistung von rund 23 Gigawatt nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW (2008) fast 40 Terawattstunden Windstrom produziert. Weiterhin erwartet Nitsch (2008) bis zum Jahr 2020 einen Produktionsanstieg um mehr als 45 Terawattstunden auf rund 88 Terawattstunden sowie einen Marktanteil der Windkraft in Deutschland von etwa 15 Prozent.

Diese Entwicklung könnte zu Problemen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der Stromversorgung führen, da die Windleistung von einem Tag zum anderen je nach Wetterbedingungen – teilweise stochastisch – fluktuiert und mehrmals im Jahr beinahe auf null fällt. So führt die Windkraft zu einer Veränderung des residualen Lastprofils und beeinflusst damit auch den optimalen Kraftwerkseinsatz. Takriti, Birge und Long (1996) sowie Carpentier et al. (1996) haben das Problem des Kraftwerkseinsatzes bei stochastischen Stromnachfrage mit Hilfe stochastischer Optimierung untersucht, während Tuohy et al. (2009) mit einem ähnlichen Modell explizit die zusätzliche Unsicherheit aufgrund stochastischer Windstromerzeugung analysiert haben. Sie untersuchen ein Testsystem für den Strommarkt und stellen fest, dass eine stochastische Optimierung die zu erwartenden Systemkosten um ungefähr 0,25 Prozent verringert. Aus diesem

Gründe schlagen sie die Verkürzung der Planungszeiträume vor, damit aktuellere Windprognosen berücksichtigt werden können.

Im Gegensatz dazu werden in der vorliegenden Studie die Wirkung der Integration von Windstrom auf die Stromgroßhandelspreise bei perfekter Voraussicht modelliert, die vor allem durch die nur begrenzte Speicherfähigkeit von Strom in Zusammenspiel mit einer nur kaum regelbaren Nachfrageseite geprägt sind. Die flexibleren thermischen Kraftwerke müssen daher insbesondere kurzfristig zur Überbrückung von Stunden mit geringer Windleistung ausreichende Kapazitäten mit der Fähigkeit zu raschen Leistungswechseln bereitstellen. In diesem Rahmen gehen wir der Frage nach, ob der Strommarkt Anreize für die Bereitstellung entsprechender Kapazitäten schafft. Der verstärkte Einsatz von Windkraft hat dabei zwei offensichtliche Wirkungen: einerseits eine Preiserosion marktorientierter, thermischer Kraftwerke und andererseits die nicht eindeutig vorhersehbaren Auswirkungen auf den Einsatz der thermischen Kraftwerke. Während sich die residuale Nachfrage für die Wärmekraftwerke durch die Einführung von Windkraft eindeutig verringert, verändert sich durch die Windstromerzeugung auch das Profil der Residuallast, so dass flexible Anlagen wie Gasturbinen künftig möglicherweise stärker genutzt werden.

Die Preiswirkung der Integration von Windkraft in den Strommarkt hat in der Fachliteratur einige Aufmerksamkeit auf sich gezogen. Rathmann (2007) untersucht beispielsweise die Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien anhand eines numerischen Modells mit unterschiedlichen Annahmen über die Kostenstruktur, die auf historischen Daten zu Brennstoff- und Emissionshandelspreisen beruhen. Er zeigt, dass die Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien bei bestimmten Parameterwerten zu einer Senkung der Stromgroßhandelspreise führen kann. Bode und Groscurth (2006) verwendeten ein ähnliches Modell des deutschen Stromsektors mit exogener Emissionspreisbildung und demonstrieren, dass die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien für einige Verbraucher, die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur eine geringe Umlage bezahlen, einen preissenkenden Effekt hat. Traber und Kemfert (2009) modellieren einen oligopolistischen Markt mit endogener Emissionspreisbestimmung und zeigen, dass die Wechselwirkung des Emissionshandels mit der Förderung für erneuerbare Energien die Preissignale des Emissionshandelsmarktes abschwächen. Die Stromerzeugerpreise werden somit von zwei Auswirkungen der Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien gedämpft: einerseits von einem Substitutionseffekt, der die Nachfrage nach konventioneller, emissionsintensiver Erzeugung verringert, und andererseits von einem Emissionspreiseffekt, der zu einer Senkung der konventionellen Stromerzeugungskosten führt. Traber und Kemfert (2009) betrachten weiterhin die Verbraucherseite<sup>1</sup> und stellen fest, dass der preisdämpfende Effekt der zurückgehenden Emissionspreise durch die Preissteigerung durch die Zusatzkosten im Rahmen der Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien überkompensiert wird. Ein Kritikpunkt in Bezug auf die letztgenannten Modelle ist jedoch, dass sie die Besonderheiten beim Anfahren von Kraftwerken im Fall von Leistungswechseln nicht berücksichtigen – ein Thema, das für die Untersuchung der Auswirkungen von fluktuierenden erneuerbaren Energien von großer Bedeutung ist.<sup>2</sup>

1 Im vorliegenden Artikel konzentrieren wir uns auf die Angebotsseite des Marktes und lassen deshalb die Auswirkungen der Fördermaßnahmen auf die Verbraucherseite außer acht.

2 Die Bedeutung von flexiblen Wärmekraftwerken für die Integration von Windkraft wurde in mehreren Studien betont. Siehe beispielsweise DENA (2005) oder Oswald, Raine und AshrafBall (2008).

Aus methodischer Sicht führt die Berücksichtigung von Anfahrkosten jedoch leider zu einem erheblich erhöhten Modellierungsaufwand, denn sie stellen einen zusätzlichen Fixkostenblock dar, der unabhängig vom Kraftwerkseinsatz nach dem Anfahren ist und der so zu Nichtkonvexitäten der Produktionsgrenzkosten einzelner Anlagen führt. Dieses Problem ist auch bekannt als das Problem der optimalen Fahrweise von Kraftwerken, das oft als ganzzahliges oder als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem (Integer Programming, IP, oder Mixed Integer Programming, MIP) analysiert wird. Eine genaue Beschreibung dieses Modelltyps findet sich bei Hogan und Ring (2003). Ein bedeutender Nachteil ganzzahliger Modelle ist jedoch deren Rechenaufwand. Darüber hinaus besteht bei großen Systemen keine Garantie für Lösbarkeit. Als Alternative können lineare Optimierungsmodelle (Linear Programming, LP) eingesetzt werden. Diese Modelle sind viel leichter zu lösen, büßen jedoch an Genauigkeit ein, da sie Nichtkonvexitäten aufgrund der verringerten Wirkungsgrade im Teillastbetrieb nicht berücksichtigen können. Ein jüngeres Beispiel findet sich bei Kuntz und Müsgens (2007).

Andere Studien untersuchen spezifisch den deutschen Markt. Weigt und von Hirschhausen (2008) berücksichtigten in ihrer Untersuchung der Marktmacht auf dem deutschen Strommarkt die Anfahrkosten anhand eines Modells, in dem zwei Optimierungsschritte kombiniert werden. Zur Lösung des *Unit-Commitment-Problems* wird hierzu zunächst eine gemischt-ganzzahlige Optimierung eingesetzt und anschließend zur Ermittlung des eigentlichen Kraftwerkseinsatzes eine Optimierung mit festen, dem ersten Schritt entnommenen Binärvariablen des Anlagenstatus durchgeführt. Weigt und von Hirschhausen (2008) finden deutliche Abweichungen der Modellergebnisse von den historischen Marktergebnissen, die auf durchschnittliche Mark-ups von elf Prozent zu Grundlastzeiten und von fast 30 Prozent zu Spitzenlastzeiten schließen lassen. Sensfuß, Ragwitz und Genoese (2008) verwenden zur Untersuchung der Auswirkungen von Fördermaßnahmen für Windenergie auf die Marktpreise eine sogenannte agentenbasierte Simulationsplattform, bei der ebenfalls die Anfahrkosten berücksichtigt werden. Ihre Untersuchung ergab, dass die 52,2 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2006 zu einer Preissenkung um ungefähr 0,7 Cent pro Kilowattstunde führten.

Da es sich in den bisher erwähnten Modellen, die die Anfahrkosten einbeziehen, im Prinzip um Lastdeckungsmodelle handelt, wird die konventionelle Stromerzeugung jeweils durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vollständig verdrängt. Angesichts eines vergleichsweise hohen Anteils an Verbrauchern aus der Schwerindustrie mit hohen Stromkostenanteilen sowie Möglichkeiten zur Verbrauchsreduzierung und angesichts der relativ engen Verbindungen mit angrenzenden Märkten in umliegenden europäischen Ländern ist jedoch eine gewisse Nachfrageelastizität zu unterstellen. Ein nennenswertes Beispiel hierzu stammt von Müsgens (2006), der ein lineares Modell (LP) verwendet und den internationalen Stromhandel mit einbezieht. Im Ergebnis stellt er eine bedeutende Ausübung von Marktmacht auf dem deutschen Markt zu Spitzenlastzeiten fest. Die existierenden Modelle sind unseres Wissens jedoch nicht in der Lage, Marktmacht und die Auswirkungen der Anfahrkosten gleichzeitig zu berücksichtigen.

In der vorliegenden Studie wird versucht, diese Lücke in der Literatur zu schließen. Wir stellen ein einfaches Modell mit einer konvexen Darstellung der Anfahrkosten vor, das heißt, wir abstrahieren von den sinkenden Durchschnittskosten einzelner Anlagen nach dem Anfahren. Dies ist wegen der großen Kraftwerksportfolios und der damit verbundenen geringen Relevanz des Teillastbetriebs einzelner Kraftwerke gerechtfertigt. Auf diese Weise kann das Stromsystem im Rahmen eines Marktes mit Angebots- und Nachfrageelastizität modelliert werden. Das Modell wird als gemischtes Komplementaritätsproblem (Mixed Complementary Program, MCP) for-

muliert und nennt sich **ELECTRICITY SUPPLY AND DEMAND MATCH** und **EMISSION TRADING and RENEWABLE ENERGY (ESYMMETRY)**. Es wird auf den deutschen Stromgroßhandelsmarkt angewendet, auf dem konventionelle Stromanbieter gegenwärtig nicht mit nationalen Übertragungsbeschränkungen konfrontiert werden. Das exogene Angebot an Windkraft wird von der Marktnachfrage subtrahiert. Um das Modell zu kalibrieren und die Spotpreise der Energiebörse Leipzig (EEX) nachzubilden, werden die Nachfrageelastizitäten genutzt. Da nicht explizit der internationale Stromhandel modelliert wird, spiegeln die kalibrierten Nachfrageelastizitäten potentielle Reaktionen auf angrenzenden Märkten wider.

Neben den Wirkungen des Windstromangebots auf die Stromgroßhandelspreise untersuchen wir auch den Anreiz zur Investition in Wärmekraftwerke. Ähnlich wie bei anderen Ansätzen zur Untersuchung des Strommarktes (Lise et al. 2006, Bushnell, Mansur und Saravia 2008 oder Traber und Kemfert 2009) kann das Modell verschiedene Marktverhaltensweisen dominanter Stromanbieter abbilden, einerseits Preisnehmerverhalten aller Marktteilnehmer im vollkommenen Wettbewerb und andererseits oligopolistische Mengensetzung durch dominante Firmen im Cournotspiel mit Wettbewerb durch eine Gruppe von Preisnehmern, die sich aus kleineren Firmen zusammensetzt.

In Abschnitt 2 beschreiben wir das mathematische Modell. In Abschnitt 3 stellen wir die von konventionellen Stromerzeugern in Deutschland genutzten Technologien vor und demonstrieren die Kalibrierung des Modells. In Abschnitt 4 werden die Ergebnisse in Bezug auf Preise, Emissionen, Stromerzeugungsmix und Anreize, in neue Wärmekraftwerke zu investieren, vorgestellt. Abschnitt 5 enthält eine Zusammenfassung und eine Diskussion der Ergebnisse.

## 2 Modell

Das repräsentative Unternehmen  $i$  maximiert die durch den Kraftwerksbetrieb erzielten Gewinne, das heißt seinen Erlös abzüglich der Erzeugungskosten, und betrachtet dabei seine Fixkosten als versunken. In jeder Periode  $t$  innerhalb des begrenzten<sup>3</sup> Zeithorizonts  $T$  sind die Erlöse der Unternehmen das Produkt aus ihrer Stromerzeugung in allen Kraftwerken  $q^{i,t}$  und dem Marktpreis, der über die inverse Nachfrage  $P^i(Q^i)$  und die Gesamtproduktion  $Q^i$  aller Firmen bestimmt wird. Weiterhin wird mit  $P'^i(Q^i)$  die erste Ableitung der inversen Nachfrage bezeichnet.

Wir betrachten eine Menge konventioneller Produktionstechnologien  $N$ , wobei eine einzelne Technologie als  $n$  bezeichnet wird. Weiterhin gehen wir davon aus, dass die Kosten, die für Unternehmen  $i$  im Zusammenhang mit der Produktion von  $q^{i,t,n}$  in Technologie  $n$  anfallen, in zwei Teile zerlegt werden können: einen Teil, der unabhängig vom Lastprofil für alle erzeugten Einheiten entsteht, und einen Teil, der nur von Anfahrvorgängen bei Lastwechseln, das heißt dem Lastgradienten, abhängig ist. Wird die maximal verfügbare Kapazität als  $\bar{q}^{i,n}$  bezeichnet, kann der Lastgradient folgendermaßen definiert werden:

$$l^{i,t,n} \equiv \begin{cases} \frac{q^{i,t,n} - q^{i,t-1,n}}{\bar{q}^{i,n}}, & \text{wenn } q^{i,t,n} > q^{i,t-1,n} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall n \in N. \tag{1}$$

3 Die Optimierung bezieht sich auf jeweils eine Woche. Aus diesem Grunde kann die Abzinsung vernachlässigt werden.

Die zwei Teile der Kosten werden als variable Kosten  $C^{i,t,n}(q^{i,t,n})$  und als Anfahrkosten  $R^{i,t,n}(l^{i,t,n})$  bezeichnet. Die Anfahrkosten einer Periode  $t$  steigen mit dem Lastgradienten. Somit wird jede Lasterhöhung in einer Periode die Anfahrkosten, die in der darauf folgenden Periode für eine bestimmte Last erforderlich sind, leicht verringern, da auch der notwendige Lastgradient geringer wird. Insbesondere gehen wir davon aus, dass die Anfahrkosten des Unternehmens  $i$  in Periode  $t$  und in Technologie  $n - R^{i,t,n} -$  im Lastgradienten linear sind:  $R^{i,t,n}(l^{i,t,n}) = R^n l^{i,t,n}$ , wobei  $R^n$  die marginalen Anfahrkosten bezeichnet. Die variablen Kosten sind weiterhin linear im Output und können demnach folgendermaßen ausgedrückt werden:  $C^{i,t,n}(q^{i,t,n}) = C^n q^{i,t,n}$ .

Zusätzlich wird der Lastgradient jedes Unternehmens und jeder Technologie auf deren maximale Lasterhöhung  $\bar{l}^{i,n}$  beschränkt, also auf das Produkt aus dem maximalen Lastgradienten  $\bar{l}^n$  jeder Technologie und der entsprechenden maximal verfügbaren Kapazität jedes Unternehmens. Die maximal verfügbare Kapazität  $\bar{q}^{i,n}$  wiederum ist das Produkt aus der installierten Kapazität  $q^{cap,i,n}$  und der Verfügbarkeit  $a^n$  und führt zu einer zweiten technologiespezifischen Restriktion für jedes Unternehmen und jede Technologie.

Das durch Ungleichungsrestriktionen beschränkte Gewinnoptimierungsproblem des Unternehmens  $i$  kann dann folgendermaßen ausgedrückt werden:

$$\begin{aligned} \max_{q^i} L^i &= \sum_{t=1}^T P^t(Q^t) q^{i,t} - \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N C^n q^{i,t,n} - \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N R^n l^{i,t,n}, \\ &\text{unter den Nebenbedingungen} \\ &\bar{l}^{i,n} \bar{q}^{i,n} \geq l^{i,t,n}, \quad \forall t \in T, \forall n \in N, \\ &\text{und} \\ &\bar{q}^{i,n} \geq q^{i,t,n}, \quad \forall t \in T, \forall n \in N, \end{aligned} \tag{2}$$

wobei  $q^i$  das Zeitprofil der Produktion von Unternehmen  $i$  bezeichnet. Die zentralen Bedingungen erster Ordnung bezüglich der Produktion mit Technologie  $n$  des oligopolistischen Unternehmens  $i$  in Periode  $t$  in einem Nash-Gleichgewicht können folgendermaßen geschrieben werden:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial q^{i,t,n}} &= P^t(Q^t) q^{i,t} + P^t(Q^t) - C^n - R^n \frac{\partial l^{i,t,n}}{\partial q^{i,t,n}} - \lambda^{i,t,n} - R^n \frac{\partial l^{i,t+1,n}}{\partial q^{i,t,n}} + \lambda^{i,t+1,n} - \kappa^{i,t,n} \leq 0, \\ \frac{\partial L}{\partial q^{i,t,n}} q^{i,t,n} &= 0, \end{aligned} \tag{3}$$

wobei  $\lambda^{i,t,n}$  und  $\kappa^{i,t,n}$  die Schattenpreise der Restriktionen bezüglich des Lastgradienten und der installierten Kapazität bezeichnen.

Kleinere Firmen betrachten den Preis als unabhängig von ihren Produktionsentscheidungen. Daher lassen sich die Bedingungen erster Ordnung folgendermaßen zusammenfassen:

$$\frac{\partial L}{\partial q^{i,t,n}} = P^t(Q^t) - C^n - R^n \frac{\partial l^{i,t,n}}{\partial q^{i,t,n}} - \lambda^{i,t,n} - R^n \frac{\partial l^{i,t+1,n}}{\partial q^{i,t,n}} + \lambda^{i,t+1,n} - \kappa^{i,t,n} \leq 0,$$

$$\frac{\partial L}{\partial q^{i,t,n}} q^{i,t,n} = 0. \quad (4)$$

Die Optimalitätsbedingungen (4) und (3) besagen, dass ein Unternehmen, wenn es mit einer bestimmten Technologie produziert, Grenzerlös und Grenzkosten gleichsetzt. Der Unterschied zwischen den zwei Typen von Unternehmen drückt sich durch den Mark-up  $-P^t(Q^t)q^{i,t}$  aus, der von oligopolistischen Unternehmen bei der Berechnung der Grenzerträge neben dem Gleichgewichtspreis berücksichtigt wird. Dagegen werden die Grenzkosten von beiden Unternehmenstypen identisch betrachtet. Sie umfassen die variablen Grenzkosten, die marginalen Anfahrkosten in der aktuellen Periode, die Schattenpreise der Restriktionen für das Anfahren und die Kapazität in der aktuellen Periode sowie die Verringerung der Anfahrkosten in der folgenden Periode aufgrund einer Produktionserhöhung in der aktuellen Periode. Unsere lineare Darstellung der Anfahrkosten impliziert, dass die Unternehmen – wenn der Grenzerlös von der Produktion unabhängig wäre – eine Technologie entweder bis zum größtmöglichen Grad anfahren würden oder aber einzelne Technologien gar nicht anfahren würden. Aufgrund der Auswirkungen der Produktion auf den Grenzerlös kann es jedoch optimal sein, dass relativ teure Technologien teilweise angefahren werden.

Für unsere Untersuchung besonders wichtige Informationen erhalten wir durch die Schattenpreise der Kapazitätsrestriktionen, da diese den Anreiz zur Steigerung der installierten Kapazität einer Technologie widerspiegeln. Wenn wir außerdem die Investitionskosten vom durchschnittlichen Schattenpreis subtrahieren, erhalten wir den Investitionsanreiz für jede Technologie. Es ist zu beachten, dass diese Anreize vom Marktverhalten eines Unternehmens abhängig sind: Ein großes, strategisch dominantes Unternehmen hat einen geringeren Investitionsanreiz, da es einen Preis erwartet, der neben der vollständigen Kostendeckung eine Gewinnmarge, den Mark-up, enthält.

Im folgenden Abschnitt werden die Technologieparameter und die Kalibrierung des Modells dargestellt. Dabei wird anhand eines Vergleichs mit historischen Day-ahead-Spotpreisen an der europäischen Energiebörse EEX in Leipzig die Frage beantwortet, welche der beiden genannten Annahmen zum Marktverhalten adäquat ist.

### 3 Kostenfunktionen, Daten und Kalibrierung

Die in Bezug auf Zeit und Unternehmen invarianten, konstanten Grenzkosten der Technologie  $n$  sind

$$C^n = \frac{p^n + \sigma e^n}{\eta^n} + oc^n, \quad \forall n \in N, \quad (5)$$

wobei  $\sigma$  den Emissionspreis,  $p^n$  den Brennstoffpreis,  $e^n$  die Brennstoffemissionen,  $\eta^n$  den Wirkungsgrad und  $oc^n$  die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten der Technologie  $n$  bezeichnen.

Im Gegensatz dazu werden die Anfahrkosten  $R^{i,t,n}$  nicht nur von der eingesetzten Technologie, sondern auch von der Periode  $t$  und dem Unternehmen  $i$  bestimmt, da sie vom zeit- und unter-

nehmensspezifischen Lastgradienten abhängen. Die marginalen Anfahrkosten einer bestimmten Technologie  $n$  hingegen sind konstant und für alle Unternehmen gleich. Die dieser Annahme zugrunde liegende Logik ist, dass wegen der großen Kraftwerksportfolios der betrachteten Unternehmen eine Näherung der marginalen Anfahrkosten durch eine geglättete steigende Funktion erreicht werden kann, obwohl die Grenzkostenfunktion mit der tatsächlichen Lasterhöhung abnimmt, bis die Kapazitätsgrenze jedes einzelnen Kraftwerks erreicht ist. Die marginalen Anfahrkosten werden wie folgt aufgeteilt in den Brennstoffbedarf für das Anfahren  $rf^n$  und in die zusätzliche technische Abschreibung durch anfahrbedingten Verschleiß  $d^n$ :

$$R^n = rf^n(p^n + \sigma e^n) + d^n, \quad \forall n \in N. \quad (6)$$

Die wichtigsten Technologien der konventionellen Stromerzeuger sind Wasserkraftwerke (HYD), große und kleine Kernkraftwerke (NUCL L, NUCL S), alte und neue Braunkohlekraftwerke (BC Old, BC New), alte und neue Steinkohlekraftwerke (HC Old, HC New), erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke<sup>4</sup> (NG CC), mit Erdgas betriebene Dampf- und Gasturbinen (NG ST, NG GT) sowie mit Schweröl betriebene Dampf- und Gasturbinen (O ST, O GT). Tabelle 1 bietet einen Überblick über die technologiespezifischen Inputs, die hauptsächlich auf eigenen Schätzungen beruhen.

Die Parameter in Bezug auf die Anfahrkosten reflektieren die Kosten der Anfahrvorgänge von Kraftwerken und stützen sich auf Daten der Deutschen Energie-Agentur DENA (2005). Sie umfassen sämtliche Kosten der Wertminderung der Anlagen durch das Anfahren, die aufgrund von erhöhten Ausfallraten, zusätzlichen Instandhaltungsarbeiten sowie einer verkürzten Lebensdauer entstehen.<sup>5</sup> Da sich die Schätzungen zur Wertminderung auf neu gebaute Kraftwerke beziehen, führen wir für alte kohlebefeuerte Kraftwerke, die im Durchschnitt über 40 Jahre alt sind, einen Kostenabschlag ein. Aufgrund ihres vergleichsweise niedrigen wirtschaftlichen Wertes gehen wir bei alten Anlagen von einer kleineren potentiellen wirtschaftlichen Wertminderung aus. Unsere Zahlen bewegen sich aber im gleichen Rahmen wie die Zahlen, die in der Literatur in Bezug auf den deutschen Markt verwendet werden (zum Beispiel Müsgens 2006, Weigt und von Hirschhausen 2008).

Für die Schätzung der verfügbaren Erzeugungskapazitäten ist die installierte Nettoleistung mit den erwarteten Verfügbarkeiten der Kraftwerke zu gewichten. Diese sind als jährliche Durchschnittswerte in der letzten Spalte von Tabelle 1 aufgeführt, aber sind weiterhin deutlichen saisonalen Einflüssen ausgesetzt. In Mitteleuropa werden Kraftwerksrevisionen beispielsweise häufig in den Sommermonaten durchgeführt, weshalb im Frühling und im Winter mehr Erzeugungskapazität bereit steht. Außerdem ist die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken im Allgemeinen von Niederschlägen abhängig, die im Sommer normalerweise vergleichsweise gering ausfallen.

4 Als GuD wird ein kombiniertes Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk bezeichnet.

5 Kosten aufgrund eines verminderten Wirkungsgrades durch den Teillastbetrieb oder die Abnutzung von Komponenten, die insbesondere von der Betriebshistorie einzelner Anlagen abhängig sind, werden in unserem Ansatz nicht berücksichtigt. Einige Quellen (zum Beispiel Denny und O'Malley 2009) gehen von beträchtlich höheren Anfahrkosten für einzelne Anlagen aus, die jedoch von den Stromanbietern möglicherweise nicht immer vollständig eingepreist werden (siehe Lefton, Grimsrud und Besuner 1997). Wir sind zuversichtlich, dass unsere Parameterwerte die Annahmen der deutschen Unternehmen nicht unterschätzen, da an der DENA-Studie (2005) unter anderem die größten Unternehmen auf dem Markt, RWE und E.ON, beteiligt waren. Diese Unternehmen haben keinen Grund, eine zu niedrige Kostenschätzung abzugeben, da sie häufig im Verdacht stehen, Preise deutlich oberhalb der Kosten zu verlangen.



Tabelle 1

**Technologieparameter**

	Brennstoffpreis	Brennstoffemission	Wirkungsgrad	O&M	Anfahr-brennstoff	Anfahr-abschreibung	Maximaler Lastgradient	Verfügbarkeit
	Cent/kWh	kg/kWh	Prozent	Cent/kWh	kWh/kWh	Cent/kWh	Prozent/ Stunde	Prozent
HYD	0,00	0,00	1,00	0,26	0,0	0,00	100	0,75
NUC L	0,21	0,00	0,34	0,04	16,7	0,17	4	0,86
NUC S	0,21	0,00	0,32	0,10	16,7	0,17	4	0,86
BC New	0,45	0,40	0,43	0,26	6,2	0,30	8	0,85
BC Old	0,45	0,40	0,34	0,26	6,2	0,10	8	0,85
HC New	0,72	0,34	0,43	0,20	6,2	0,50	14	0,82
HC Old	0,72	0,34	0,34	0,20	6,2	0,15	14	0,82
NG CC	2,17	0,20	0,58	0,13	3,5	1,00	50	0,86
NG ST	2,17	0,20	0,40	0,15	4,0	1,00	50	0,86
NG GT	2,17	0,20	0,35	0,15	1,1	1,00	100	0,86
O ST	1,72	0,28	0,38	0,15	4,0	0,50	50	0,84
O GT	1,72	0,28	0,33	0,15	1,1	0,50	100	0,84

HYD = Wasserkraftwerke, NUC L, NUC S = große und kleine Kernkraftwerke, BC New, BC Old = alte und neue Braunkohlekraftwerke, HC New, HC Old = alte und neue Steinkohlekraftwerke, NG CC = erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, NG ST, NG GT = mit Erdgas betriebene Dampf- und Gasturbinen, O ST, O GT = mit Schweröl betriebene Dampf- und Gasturbinen.

Für die Simulation von vier Jahreszeiten<sup>6</sup> gewichten wir die jährlichen Verfügbarkeiten mit 6/7 für Sommer und Herbst und mit 8/7 für Winter und Frühling.

Des Weiteren verwenden wir für die Darstellung der Angebotsseite Kraftwerksdaten der vier großen Stromerzeuger – EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall –, während kleinere Erzeuger in einer Gruppe von sogenannten Fringe-Anbietern zusammengefasst werden, wie es in Tabelle 2 dargestellt ist. Die verwendete Darstellung der Kontrolle über die Kraftwerke beruht auf einer multiplikativen Berechnung der Beteiligungsanteile mit bis zu fünf Ebenen. Beispielsweise wird bei zwei Beteiligungsebenen die Kontrolle über ein Kraftwerk, das sich indirekt im Besitz eines großen Unternehmens befindet, durch das Produkt aus dem Anteil der großen Unternehmen am teilweise abhängigen Unternehmen und dem Eigentumsanteil des abhängigen Unternehmens berechnet. Als Alternative hätten wir die vollständige Kontrolle über Kraftwerke denjenigen Unternehmen zuordnen können, die den größten Anteil daran halten. Dadurch wäre die Unterrepräsentation von Minderheitsanteilseignern in Entscheidungsprozessen zutreffender dargestellt worden. Der Vorteil unseres Verfahrens ist jedoch die adäquate Abbildung der relevanten Gewinne.

6 Disaggregation der Jahreszeiten gestützt auf DENA (2005): Winter von November bis Februar, Frühling von März bis April, Sommer von Mai bis August und Herbst von September bis Oktober.

Tabelle 2

**Installierte Nettokraftwerksleistung (MW) im deutschen Stromsektor**

$q^{cap}$	EnBW	E.ON	RWE	Vattenfall	Fringe
HYD	427	1 507	638	0	893
NUC L	3 286	7 639	3 536	904	906
NUC S	733	0	0	514	51
BC New	404	974	1 074	3 639	217
BC Old	0	346	7 544	3 664	192
HC New	495	2 585	1 288	1 194	2 157
HC Old	2 179	7 348	3 165	473	3 979
NG CC	357	417	939	760	2 598
NG ST	260	2 384	1 416	423	1 877
NG GT	427	1 070	627	920	2 073
O ST	328	1 476	19	259	287
O GT	112	7	2	387	254

HYD = Wasserkraftwerke, NUC L, NUC S = große und kleine Kernkraftwerke, BC New, BC Old = alte und neue Braunkohlekraftwerke, HC New, HC Old = alte und neue Steinkohlekraftwerke, NG CC = erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, NG ST, NG GT = mit Erdgas betriebene Dampf- und Gasturbinen, O ST, O GT = mit Schweröl betriebene Dampf- und Gasturbinen.

Das Modell wird zur Simulation von jeweils einer Woche eingesetzt. Für die Untersuchung eines ganzen Jahres von November 2007 bis Oktober 2008 verwenden wir vier Wochen mit einem Wintertag, der dem saisonalen Durchschnitt der entsprechenden Zeitperiode möglichst nahe kommt: Der Winter 2007/2008 wird durch die Woche vom 3. bis zum 9. Februar 2008, der Frühling 2008 durch die Woche vom 28. März bis zum 3. April 2008, der Sommer durch die Woche vom 28. Juni bis zum 3. Juli 2008 und der Herbst durch die Woche vom 8. bis zum 14. September 2008 repräsentiert. Die Preise für Emissionszertifikate in diesen Wochen vervollständigen die Daten für die Simulation der Angebotsseite. Diese Preise wurden dem Downloadbereich der EEX-Internetseite entnommen und betragen für die gewählten Wochen im Winter 0,025 Euro, im Frühling 22 Euro, im Sommer 27,5 Euro und im Herbst 23 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.

Die Nachfrageseite wird durch eine periodische, isoelastische Nachfrage  $D'(P^t) = D_0^t \left(\frac{P^t}{P_0^t}\right)^{-\varepsilon}$  dargestellt, wobei  $\varepsilon$  die Preiselastizität bezeichnet und  $D_0^t$  sowie  $P_0^t$  Referenzwerte der Nachfrage und des Preises sind. Die Referenzwerte der Nachfrage entsprechen den realisierten Marktnachfragen entsprechend der auf der UCTE-Internetseite<sup>7</sup> veröffentlichten Daten für die jeweiligen Perioden abzüglich des Windkraftangebotes. Der Referenzwert des Preises entspricht weiterhin den saisonalen Durchschnittswerten der EEX-Stundenpreise der betreffenden Zeiträume. Green und Newbery (1992) folgend versuchen wir, das Modell möglichst an die historischen Spotmarktwerte anzupassen. Hierzu wird das Modell durch die Wahl der Nachfrageelastizität in der jeweiligen Periode kalibriert. Wir verwenden entweder für alle Perioden konstante Elastizitäten oder aber Elastizitäten, die sich zu den saisonalen Durchschnittswerten der EEX-Stundenpreise umgekehrt proportional verhalten. Die zugrundeliegende ökonomische Logik ist, dass zu Spitzenlastzeiten

7 Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity).

weniger Möglichkeiten einer Angebotssubstitution (zum Beispiel durch geringere Nachfrage von Seiten der industriellen Verbraucher oder durch zusätzliche Importe) als zu Schwachlastzeiten bestehen.

Tabelle 3 veranschaulicht das Ergebnis der Kalibrierung für die gewählte Frühlingswoche unter Angabe der Korrelationskoeffizienten, der durchschnittlichen Differenz sowie der mittleren absoluten Abweichung von Modell- und EEX-Preisen. Die oberen vier Zeilen zeigen die Ergebnisse für konstante Nachfrageelastizitäten von 0,6 bis 0,9, während die unteren vier Zeilen die Ergebnisse für die stündlichen Nachfrageelastizitäten zeigen, die das Vier- bis Siebenfache der inversen der saisonalen Durchschnittswerte der jeweiligen stündlichen EEX-Preise betragen. Vergleicht man die Ergebnisse des Modells unter Annahme einer oligopolistischen Wettbewerbssituation mit der Annahme eines vollkommenen Wettbewerbs, wird ersichtlich, dass das Modell unter der ersten Annahme in Bezug auf die Differenz und die Abweichung von den historischen EEX-Preisen besser abschneidet, während das Modell unter der zweiten Annahme einen besseren Korrelationskoeffizienten erzielt.

Die Annahme eines vollkommenen Wettbewerbs ergibt jedoch Preise, die durchschnittlich etwa 13 Prozent unter den EEX-Preisen liegen, während unter Annahme eines oligopolistischen Wettbewerbs Preise simuliert werden, die im Durchschnitt mit den historischen EEX-Preisen übereinstimmen. Angesichts der Tatsache, dass beide Annahmen zum Marktverhalten akzeptable Korrelationskoeffizienten  $R$ s von über 0,9 hervorbringen, erscheint die Situation des unvollkommenen Wettbewerbs für die Modellierung des deutschen Marktes mit unseren Kostenannahmen angemessener. Im Folgenden gehen wir daher von oligopolistischem Cournotverhalten der dominierenden Unternehmen aus.

Im Vergleich zwischen der Variante mit konstanten Elastizitäten und der Variante mit stündlichen Elastizitäten sind die Differenzen bei den Korrelationskoeffizienten  $R$  und der durchschnittlichen

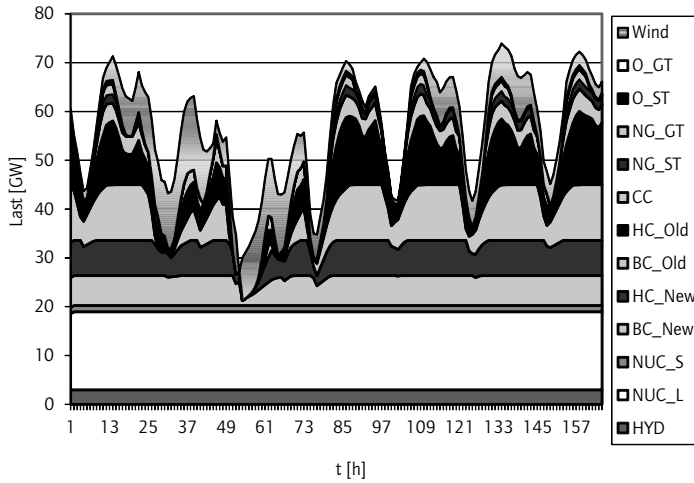
Tabelle 3

### Modellpreise und EEX-Preise

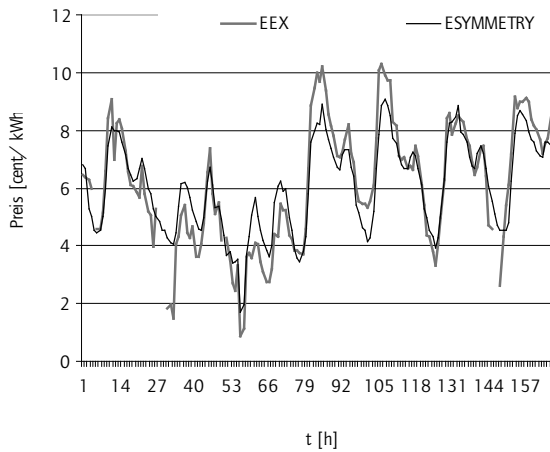
	Cournotwettbewerb			Perfekter Wettbewerb		
	Korrelationskoeffizient $R$	Differenz	Abweichung	Korrelationskoeffizient $R$	Differenz	Abweichung
		In Prozent			In Prozent	
<b>Elastizität</b>						
0,6	0,933	-6,9	13,7	0,933	14,2	18,9
0,7	0,932	-2,7	13,1	0,937	13,2	17,9
0,8	0,929	-0,1	13,2	0,937	12,5	17,1
0,9	0,929	1,4	13,1	0,936	11,9	16,5
<b>Skalierungsfaktor</b>						
4	0,934	-7,5	11,3	0,935	15,1	19,3
5	0,933	0,0	11,2	0,939	14,2	18,4
6	0,932	3,3	12,2	0,940	12,7	16,9
7	0,933	4,7	12,6	0,938	11,7	16,0

Abbildung 1

**Kraftwerkseinsatz (oben) sowie EEX- und Modellpreise (unten) in der Frühlingswoche**



WIND = Windkraftwerke, O ST, O GT = mit Schweröl betriebene Dampf- und Gasturbinen, NG CC = erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, NG ST, NG GT = mit Erdgas betriebene Dampf- und Gasturbinen, BC New, BC Old = alte und neue Braunkohlekraftwerke, HC New, HC Old = alte und neue Steinkohlekraftwerke, NUC L, NUC S = große und kleine Kernkraftwerke, HYD = Wasserkraftwerke.



lichen Differenz zwischen Modellergebnissen und historischen EEX-Preisen gering, doch in der Variante mit stündlichen Elastizitäten verringert sich die mittlere Abweichung der Modellergebnisse beträchtlich auf ungefähr elf Prozent. Diese Bestwerte, die in Tabelle 3 kursiv dargestellt sind, beruhen auf den Elastizitäten der jeweiligen Perioden und verhalten sich invers zu den saisonalen Durchschnittswerten der EEX-Stundenpreise in Cent pro Kilowattstunde, multipli-

ziert mit einem Skalierungsfaktor von fünf. Diese Annahme führt zu Elastizitäten im Bereich von eins, das heißt zu einer elastischen Nachfrage zu Grundlastzeiten und einer unelastischen Nachfrage zu Spitzenlastzeiten. Abbildung 1 verdeutlicht das Ergebnis der Kalibrierung in Bezug auf den Kraftwerkseinsatz und die Preise.

Das gleiche Kalibrierungsverfahren wurde auch auf die Referenzwochen für Winter, Sommer und Herbst 2008 angewandt. Zur Erzielung von Bestwerten für eine Replikation der historischen EEX-Preise erwiesen sich stündliche Elastizitäten mit Skalierungsfaktoren von 7 für den Winter, 8 für den Frühling und 5 für den Sommer als am besten geeignet.

## 4 Ergebnisse

Wir entwickeln unsere Ergebnisse mit Hilfe von drei weiteren Szenarien neben dem zur Kalibrierung genutzten Referenzszenario *Real Wind* (RW) für das tatsächliche Windangebot und dessen Volatilität genutzt wird. Das zweite Szenario nennt sich *Constant Wind* (CW) und unterstellt eine dem tatsächlichen Angebot entsprechende periodische Windmenge, die konstant mit der jeweiligen periodischen Durchschnittsleistung eingespeist wird. An diesem Szenario soll die Wirkung von Fluktuationen des aktuellen Windangebotes aufgezeigt werden. Weiterhin berechnen wir das kontrafaktische Szenario *No Wind* (NW), das davon ausgeht, dass keine Windenergie ins Stromnetz eingespeist wird und dass die Gesamtnachfrage von konventionellen Kraftwerken gedeckt wird. Schließlich berechnen wir das Szenario *Advanced Wind* (AW), das von derselben Volatilität bei der Winderzeugung ausgeht wie das Szenario *Real Wind*, wobei jedoch die Windstromproduktion verdoppelt wird. Auf diese Weise soll die Wirkung der erwarteten Zunahme des Windstromangebotes berechnet werden.

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für das mengengewichtete durchschnittliche Preisniveau, die Emissionen sowie das Angebot an Windstrom einerseits und das Angebot an Strom aus konventionellen Quellen andererseits. Hierzu wurden die Ergebnisse für die ausgewählten Wochen anhand der saisonalen Volumengewichte in Jahreswerte umgewandelt. Das Referenzszenario *Real Wind* ergibt ein durchschnittliches Preisniveau von 6,9 Cent, Emissionen in Höhe von 344 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub><sup>8</sup> sowie ein Gesamtstromangebot für Deutschland von 510 Terawattstunden. Windkraft macht mit 42,5 Terawattstunden mehr als acht Prozent des Gesamtstromangebotes aus. Die Tabelle verdeutlicht auch die Veränderungen, die durch das aktuelle Windangebot in den Szenarien *Constant Wind* und *Real Wind* im Vergleich zum Szenario *No Wind* herbeigeführt werden, sowie die Veränderungen, die aufgrund des erhöhten Windangebots im Szenario *Advanced Wind* im Vergleich zum Szenario *Real Wind* zu erwarten sind.

Bei der Betrachtung der durch das Szenario *Real Wind* hervorgerufenen Veränderungen im Vergleich zum Szenario *No Wind* (mittlere Spalte des rechten Blocks in Tabelle 4, Real Wind vs. No Wind) fällt auf, dass das Preisniveau im Szenario *Real Wind* um 0,37 Cent, also um mehr als fünf Prozent, niedriger ist. Darüber hinaus sind die Emissionen um 13,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> reduziert, während das gesamte Stromangebot um 27,3 Terawattstunden zunimmt. Der Effekt

8 Die berechneten Emissionen des Stromsektors sind im Vergleich zu anderen Quellen (zum Beispiel Nitsch 2008) eher hoch, da wir die Emissionen durch Kraft-Wärme-Kopplung mit einbeziehen.

Tabelle 4

**Preise, Emissionen und Angebot in den Szenarien sowie induzierte Änderungen**

		Szenario				Änderung		
		No Wind	Constant Wind	Real Wind	Advanced Wind	Constant Wind vs. No Wind	Real Wind vs. No Wind	Advanced Wind vs. Real Wind
Preisniveau	Cent/kWh	7,27	6,86	6,90	6,57	-0,41	-0,37	-0,33
CO <sub>2</sub>	MT	357,1	344,0	343,6	326,4	-13,1	-13,6	-17,1
Angebot	TWh	482,3	509,6	509,5	532,4	27,4	27,3	22,9
davon:								
- Wind		0,0	42,5	42,5	85,0	42,5	42,5	42,5
- Konventionell		482,3	467,1	467,0	447,4	-15,1	-15,2	-19,6

auf der Angebotsseite besteht aus einem zusätzlichen Windstromangebot von 42,5 Terawattstunden sowie einer Verringerung der Strommenge aus konventionellen Kraftwerken um 15,2 Terawattstunden. Mit anderen Worten: Nur etwas mehr als ein Drittel des Windkraftangebots führt<sup>9</sup> rechnerisch zu einer Verdrängung konventioneller Stromerzeugung. Entsprechend gering sind daher auch die Emissionsreduktionen: Pro Kilowattstunde Windstrom wurden die Emissionen im Durchschnitt lediglich um 320 Gramm CO<sub>2</sub> reduziert, obwohl die durchschnittliche Emissionsmenge bei der konventionellen Erzeugung mehr als 670 Gramm CO<sub>2</sub> beträgt. Unterstellt man einen Einspeisetarif für Windkraft von aktuell neun Cent gemäß BDEW-Bericht (2008) sowie den Strommarktpreis als Kostenindikatoren, belaufen sich die entsprechenden Grenzvermeidungskosten des Windstroms auf nahezu 66 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>.

Dennoch sind die Emissionsreduktionen im Szenario *Real Wind* höher als die Emissionsreduktionen, die bei einer konstanten Einspeisung von Windstrom erzielt würden. Die erste Spalte des rechten Blocks in Tabelle 4 zeigt die durch das Szenario *Constant Wind* herbeigeführten Veränderungen. In diesem Szenario sind Preisreduktion und Angebotsanstieg ausgeprägter als im Szenario *Real Wind*, wodurch die Emissionsminderung geringer ausfällt. Aus diesen Ergebnissen lässt sich schließen, dass sich häufigere Anfahrprozesse stärker auf die Preise auswirken als auf die Emissionen. In Kombination erhöhen beide Effekte die Grenzvermeidungskosten der Windkraft auf über 69 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Der Vergleich zwischen den Szenarien *Real Wind* und *Constant Wind* zeigt jedoch, dass die Auswirkungen von Windfluktuationen bisher eine relativ geringe Bedeutung haben.

Die letzte Spalte von Tabelle 4 zeigt die Veränderungen aufgrund der Verdoppelung des Windangebots (Szenario *Advanced Wind*) im Vergleich zum Szenario *Real Wind*. Im Szenario *Advanced Wind* sinkt das Preisniveau gegenüber der gegenwärtigen Situation um ein weiteres Drittel Cent, und die Emissionen werden zusätzlich um über 17 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> reduziert. Gleichzeitig steigt das Angebot um beinahe 23 Terawattstunden an, während die Verdrängung des konventi-

9 Die Förderung erneuerbarer Energien durch die deutsche Einspeisevergütung führt zu höheren Verbraucherpreisen und hat somit einen zusätzlichen Einfluss auf die Nachfrageseite. Diese Auswirkungen werden hier nicht berücksichtigt. Für eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen auf die Verbraucherpreise siehe Traber und Kemfert (2009).

onellen Angebotes 19,6 Terawattstunden beträgt. Dies bedeutet, dass das Windstromangebot im Szenario *Advanced Wind* im Vergleich mit dem aktuellen Windstromangebot zu einer stärkeren Verdrängung des konventionellen Stromangebotes und – mit 400 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilowattstunde – zu einer deutlich stärkeren Emissionsreduktion führt. Beim aktuellen Fördertarif werden die entsprechenden Grenzvermeidungskosten der Windkraft somit auf 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> reduziert. Dieses Ergebnis lässt sich mit einer stärkeren Verdrängung von kohlebefeuerter Kraftwerken infolge eines steigenden Angebots an Windkraft erklären.

Im Folgenden gehen wir der Frage nach, ob der Marktausblick hinreichende Signale für Investitionen in Kraftwerke mit Lastwechselfähigkeit aussendet, die zur Ergänzung von Windkraftanlagen und deren fluktuierendem Angebot erforderlich sind. Zu diesem Zweck berechnen wir den Investitionsanreiz als Differenz zwischen dem durchschnittlichen Schattenpreis der Kapazitätsrestriktion und den Investitionskosten pro Leistungseinheit der verschiedenen Technologien. Gestützt auf Zahlen der Studie EWI/EEFA (2008) rechnen wir mit Investitionskosten von 1,5 Cent pro Kilowattstunde für neue Braunkohlekraftwerke, 1,3 Cent pro Kilowattstunde für neue Steinkohlekraftwerke, 0,7 Cent pro Kilowattstunde für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke und 0,2 Cent pro Kilowattstunde für einfache Gasturbinen. Aus Tabelle 5 lassen sich die Investitionsanreize für die am deutschen Markt relevanten Technologien<sup>10</sup> sowie deren relative Veränderung im Szenario *Advanced Wind* im Vergleich zum Szenario *No Wind* ansehen. Bei vollkommenem Wettbewerb entsprechen die Anreize, zu bestimmten Preisen zu investieren, den in den unteren Zeilen von Tabelle 5 für die Fringe-Anbieter aufgeführten Anreizen. Es zeigt sich, dass mit dem Ausbau des Windangebotes die Investitionsanreize für alle Technologien zurückgehen. Insbesondere büßen die flexiblen Gasturbinen im Szenario *Advanced Wind* im Vergleich zum Szenario *No Wind* die Hälfte ihrer Attraktivität ein, und die Anreize für Investitionen in Steinkohle-, Braunkohle- oder erdgasbetriebene GuD-Kraftwerke sind stets stärker als die Anreize zur Investition in flexible Gasturbinen. Der Anreiz, in erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke zu investieren, verringert sich um beinahe 30 Prozent, während kohlebetriebene Anlagen lediglich durch eine Reduktion des Investitionsanreizes um ungefähr ein Viertel betroffen sind. Im vollkommenen Wettbewerb sind somit die Anreize für Unternehmen, in kohlebefeuerte Kraftwerke zu investieren, größer als die Anreize für die Investition in flexiblere erdgasbetriebene Anlagen. Darüber hinaus büßen die erdgasbetriebenen Anlagen aufgrund des Ausbaus des Windstromangebots noch weiter an Wettbewerbsfähigkeit ein.

Eine verringerte Kraftwerksauslastung treibt diese Entwicklung. Obwohl die absolute Verringerung der Kraftwerksauslastung bei Spitzenlastkraftwerken mit jener bei Mittel- und Grundlastkraftwerken vergleichbar ist, sind die relativen Auslastungsänderungen bei Spitzenlastkraftwerken wie Gasturbinen in allen Szenarien wesentlich ausgeprägter, da dies nur rund ein Drittel der Zeit betrieben werden, in der Grundlastanlagen wie kohlebefeuerte Kraftwerke in Betrieb sind. Ein Vergleich des Szenarios *Advanced Wind* mit dem Szenario *No Wind* zeigt einen Rückgang bei der Auslastung von erdgasbefeuerten Gasturbinen um fast vierzig Prozent und bei der Auslastung von GuD-Kraftwerken um 14 Prozent, während sich die Auslastung von neuen Stein- und Braunkohlekraftwerken lediglich um ungefähr vier beziehungsweise zwei Prozent verringert. Durch die Windkraft vergrößert sich also die Kluft zwischen dem Anreiz für Investitionen in flexible Anlagen einerseits und dem für Extremsituationen postulierten Bedarf an solchen Anlagen

10 Große Wasserkraftwerke stellen keine relevanten Investitionen dar, da bereits sämtliche geeigneten Standorte in Deutschland bebaut sind. Darüber hinaus ist Kernenergie aufgrund der politischen Entscheidung zum Atomausstieg Deutschlands keine Option.

Tabelle 5

**Investitionsanreize für die verschiedenen Marktteilnehmer sowie relative Änderungen von Szenario Advanced Wind im Vergleich mit No Wind**

	Neue Braunkohle- kraftwerke (BC)	Neue Steinkohle- kraftwerke (HC)	Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke (CC)	Einfache Gasturbinen (NGGT)
<b>EnBW</b>				
No Wind	1,5	1,4	1,0	0,2
Real Wind	1,2	1,1	0,7	0,1
Advanced Wind	1,1	0,9	0,6	0,0
Relative Änderung in Prozent	-30	-33	-41	-85
<b>E.ON</b>				
No Wind	0,6	0,4	0,1	0,0
Real Wind	0,3	0,2	0,0	0,0
Advanced Wind	0,0	0,0	0,0	0,0
Relative Änderung in Prozent	-100	-100	-100	not def.
<b>RWE</b>				
No Wind	0,7	0,5	0,1	0,0
Real Wind	0,4	0,3	0,0	0,0
Advanced Wind	0,1	0,0	0,0	0,0
Relative Änderung in Prozent	-79	-99	-100	not def.
<b>Vattenfall</b>				
No Wind	1,3	1,2	0,7	0,0
Real Wind	1,0	0,9	0,5	0,0
Advanced Wind	0,7	0,6	0,2	0,0
Relative Änderung in Prozent	-47	-52	-68	-100
<b>Fringe</b>				
No Wind	2,7	2,6	2,1	0,8
Real Wind	2,4	2,2	1,7	0,6
Advanced Wind	2,0	1,9	1,5	0,4
Relative Änderung in Prozent	-25	-26	-29	-45

andererseits. Aus diesem Grunde ist es unwahrscheinlich, dass der freie Markt langfristig ohne zusätzliche Maßnahmen das verstärkte Windstromangebot nutzen kann.

Die Situation verbessert sich auch nicht durch die Einbeziehung der Anreize für oligopolistische Unternehmen, da die Investitionsanreize umso schwächer werden, je größer das Unternehmen ist. Im Szenario *Advanced Wind* geht der Anreiz zur Investition in erdgasbefeuerte Gasturbinen für die vier großen Akteure gänzlich verloren. Auch GuD-Kraftwerke erleiden beträchtliche Attraktivitätseinbußen, jedoch zu einem geringeren Grad als die einfachen Gasturbinen. Die zwei größten Unternehmen, E.ON und RWE, haben bereits im aktuellen Szenario *Real Wind* keinen Anreiz, in GuD-Kraftwerke zu investieren, und das verstärkte Windangebot im Szenario



*Advanced Wind* verbessert die Situation nicht. Für die zwei kleineren dominanten Unternehmen, Vattenfall und EnBW, könnten gasgefeuerte GuD-Kraftwerke noch immer eine Option darstellen, doch der Anreiz zur Investition in diese Technologie verringert sich im Szenario *Advanced Wind* im Vergleich zum Szenario *No Wind* um 68 Prozent (Vattenfall) beziehungsweise 41 Prozent (EnBW), wodurch der Anreiz für Vattenfall fast auf null fällt. Die Aussichten für die Inbetriebnahme neuer gasbefuehrter Anlagen sind somit düster, insbesondere wenn sich die Inbetriebnahme von kohlebefeuerter Kraftwerken als rentabel erweist. Zumindet teilweise werden diese Ergebnisse vom aktuellen empirischen Befund bestätigt: Nicht einmal 14 Prozent der Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von ungefähr elf Gigawatt, die in Deutschland bis zum Jahr 2012 ans Netz gehen sollen, sind erdgasbefeuerte Anlagen<sup>11</sup>.

## 5 Zusammenfassung und Diskussion

Wir entwickeln im vorliegenden Beitrag das Strommarktmodell ESYMMETRY, das verschiedene Annahmen zum Angebotsverhalten von Unternehmen abbildet und Anfahrkosten von Wärmekraftwerken berücksichtigt. Die Darstellung der großen Stromunternehmen als Mengensetzer im Cournot-Oligopol erweist sich dabei im Vergleich zur Annahme eines vollkommenen Wettbewerbs als angemessener für unsere Kostenannahmen. Stündliche Elastizitäten im Bereich von eins generieren Ergebnisse, die den historischen EEX-Preisen am nächsten kommen.

Unsere Untersuchung zeigt, dass vom Winter 2007 bis zum Herbst 2008 das Windstromangebot von 42,5 Terawattstunden zu einem Emissionsreduktion im Stromsektor von 13,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> führt. Darüber hinaus wird durch die Senkung der Preise um 0,37 Cent pro Kilowattstunde für jede Einheit Windstrom ungefähr ein Drittel einer konventionellen Erzeugungseinheit verdrängt. Folglich belaufen sich die dadurch entstehenden Grenzvermeidungskosten auf über 66 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Zur Bewertung der Auswirkungen des fluktuierenden Charakters von Windenergie haben wir zusätzlich ein Szenario berechnet, in dem von einem über die Zeit konstanten Angebot an Windenergie ausgegangen wird. Das tatsächliche, fluktuierende Windangebot erweist sich im Vergleich zu diesem Szenario als effektiver für die Emissionsreduktion und als weniger effektiv für die Preisreduktion. Aufgrund einer geringeren Verdrängung der konventionellen Technologien steigen die Grenzvermeidungskosten bei einem konstanten Windangebot auf 69 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> an.

Des Weiteren wird die Wirkung eines erhöhten Windangebotes untersucht und gezeigt, dass sich der preisdämpfende Effekt der eingespeisten Windenergie je Einheit mit großer Wahrscheinlichkeit verringern wird, während die Emissionen effektiver reduziert werden. Eine Verdoppelung des Windangebotes führt zu einer Emissionsreduktion von mehr als 17 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> und zu einer Preissenkung um lediglich zwei Drittel eines Cent. Die Grenzvermeidungskosten würden daher bei den aktuellen Einspeisetarifen auf ungefähr 60 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> fallen. Diese gesteigerte Effektivität der Fördermaßnahmen beruht auf einer sukzessiven Verdrängung der relativ kohlenstoffintensiven kohlebefeuerter Grundlastkraftwerke. Angesichts der durch das Europäische Emissionshandelssystem entstehenden Grenzvermeidungskosten von aktuell

11 Siehe zum Beispiel die Übersicht über die geplanten Kraftwerksprojekte in: Kurzanalyse Kraftwerksplanung 2020, Deutsche Energie-Agentur (DNA) unter: [www.dena.de](http://www.dena.de).

etwa 15 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ist die Förderung von Windkraft anhand der Einspeisevergütung jedoch noch immer eine relativ kostspielige Maßnahme zur Verringerung der Emissionen im Stromsektor.

Eine weitere wichtige Erkenntnis ergibt die Untersuchung der Fähigkeit des Marktes, das erhöhte Windangebot und die damit einhergehenden Schwankungen aufzufangen. Unsere Analyse zeigt, dass nicht genügend Anreize für Investitionen in flexible Kraftwerke zum Ausgleich starker Fluktuationen (zum Beispiel erdgasbefeuerte Gasturbinen und GuD-Kraftwerke) vorhanden zu sein scheinen. Die Attraktivität dieser Anlagen wird durch den Ausbau des Windangebotes vielmehr stark reduziert, da sich ihre Auslastung überproportional stark verringert. Vor allem große, strategisch dominante Stromanbieter haben keinerlei Anreiz, in Erdgasanlagen zu investieren. Diese Ergebnisse legen eine stärkere Marktorientierung der Preisbildung für Windenergie nahe<sup>12</sup>. Denkbar ist hierzu die stärkere Orientierung der Vergütungen an die Stromgroßhandelspreise, wie sie durch eine Marktprämie erreicht wird. In diesem Modell besteht die Förderung aus einer Prämie, die zusätzlich zum Marktpreis gewährt wird. Hierdurch fließen die Signale des Marktes im Gegensatz zur festen Vergütung in das Angebotskalkül der Windstromproduzenten ein. Dieses Vergütungsmodell ließe sich prinzipiell auch gut mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes für gesicherte Leistung kombinieren, bei dem sich Anbieter durch den Verkauf von Zuverlässigkeitsoptionen zur Lieferung von Strom in Extremsituationen verpflichten können (Cramton und Ockenfels 2011). Würde Zuverlässigkeit entsprechend der Markterfordernisse eingepreist werden, hätten Windstromanbieter einen Anreiz, das Windstromangebot mit zusätzlichen Maßnahmen zu begleiten, um beispielsweise bei schwacher Windleistung hohe Kosten durch eine alternative Beschaffung zu vermeiden. Neben den eigenen Investitionen der Windstromanbieter in flexible Anlagen könnten diese Maßnahmen Laststeuerung, unterbrechbare Lieferverträge, den Kauf von Anlagen zur Stromspeicherung oder den Ausbau der Stromnetzinfrastruktur zur Erleichterung des Stromhandels umfassen.

Die in unserer Untersuchung ermittelten Auswirkungen des Windstromangebotes auf die Preise und Emissionen sind insgesamt deutlich schwächer als die Auswirkungen, die im Rahmen anderer Untersuchungen errechnet wurden, bei denen von einer elastischen Stromnachfrage abstrahiert wurde (zum Beispiel Rathmann 2007, Sensfuß, Ragwitz und Genoese 2008). Doch selbst im Vergleich zu den Ergebnissen von Traber und Kemfert (2009), die für ein Modell des europäischen Marktes mit Außenhandel eine Nachfrageelastizität von rund 0,5 verwenden, fallen die Rückgänge der Marktpreise und der konventionellen Stromerzeugung in der vorliegenden Untersuchung gering aus. Ein Grund für diese Unterschiede ist die Tatsache, dass die Gesamtproduktionskosten höher sind, wenn die Auswirkungen der Anfahrvorgänge mit einbezogen werden, und dass somit die durch die Kalibrierung erzielten Elastizitäten höher ausfallen, das heißt in den Bereich um eins liegen. Die aufgrund der Fördermaßnahmen für die Letztverbraucher anfallenden Zusatzkosten ist ein weiterer Grund für die Abweichungen zu anderen Untersuchungen. Die Einbeziehung des Fördersystems für erneuerbare Energieträger könnte daher eine fruchtbare Erweiterung des vorgestellten Modells sein.

Generell ist zu erwarten, dass die Untersuchung der wirtschaftlichen Auswirkungen von Ausgleichsmaßnahmen in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Nicht nur die fluktuierende Wind-

---

12 Für die Diskussion einer angemessenen Struktur für die Preisbildung auf dem Strommarkt siehe beispielsweise Gribik, Hogan und Pope (2007).

kraft trägt zum Zuverlässigkeitsproblem bei der Stromversorgung bei, sondern auch Energie aus anderen fluktuierenden Quellen wie beispielsweise Solarstrom. Darüber hinaus würde die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) mit großer Wahrscheinlichkeit zu einer Verringerung der Flexibilität von kohlebefeuerten Kraftwerken führen. Während erneuerbare Energien und CCS in einer Welt mit starken CO<sub>2</sub>-Beschränkungen wahrscheinlich kombiniert eingesetzt werden, wirft diese Kombination neue Fragen in Bezug auf die Zuverlässigkeit der Stromversorgung auf, die in zukünftigen Forschungsarbeiten zu untersuchen sind.

## Literaturverzeichnis

- BDEW (2008): EEG-Mittelfristprognose – Entwicklung 2000–2014. [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- Bode, S. und H. Groscurth (2006): *Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis*. HWWA Discussion Paper 348.
- Bushnell, J. B., E. T. Mansur und C. Saravia (2008): Vertical Arrangements, Market Structure, and Competition: An Analysis of Restructured US Electricity Markets. *American Economic Review*, 98 (1), 237–266.
- Carpentier, A., G. Cohen, J.-C. Culioli und A. Renaud (1996): A stochastic model for the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11 (2), 1067–1073.
- DENA (2005): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH, Köln.
- Denny, E. und M. O'Malley (2009): The impact of carbon prices on generation-cycling costs. *Energy Policy*, 37, 1204–1212.
- Eurelectric (2007): *The Role of Electricity: A new Path to Secure and Competitive Energy in a Carbon-Constrained World*. Brüssel.
- EWI/EEFA (2008): *Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*. Potsdam.
- Green, R. J. und D. M. Newbery (1992): Competition in the British Electricity Spot Market. *Journal of Political Economy*, 100 (5), 929–953.
- Gribik, P. R., W. W. Hogan und S. L. Pope (2007): *Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift*. Draft Paper. Harvard University. <http://ksghome.harvard.edu>
- Hogan, W. und B. J. Ring (2003): *On Minimum-Uplift Pricing for Electricity Markets*. Draft Paper. Harvard University. <http://ksghome.harvard.edu>
- Kuntz, L. und F. Müsgens (2007): Modelling start-up costs of multiple technologies in electricity markets. *Mathematical Methods of Operations Research*, 66, 21–32.
- Lefton, S., P. Grimsrud und P. Besuner (1997): Cycling Fossil-Fired Units Proves Costly Business. *Electric Light & Power*, 75 (7), 19.
- Lemming, J. K., P. E. Morthorst und N.-E. Clausen (2007): *Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment*. OECD/IEA, Paris. [www.iea.org](http://www.iea.org)
- Lise, W., V. Linderhof, O. Kuik, C. Kemfert, R. Östling, und T. Heinzow (2006): A game theoretic model of the Northwestern European electricity market – market power and the environment. *Energy Policy*, 34, 2123–2136.
- Müsgens, F. (2006): Quantifying Market Power in the German Wholesale Market Using a Dynamic Multy-Regional Dispatch Model. *The Journal of Industrial Economics*, LIV (4), 471–498.
- Nitsch, J. (2008): *Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas*. Stuttgart. [www.BMU.de](http://www.BMU.de)

- Oswald, M., M. Raine und H. Ashraf-Ball (2008): Will British weather provide reliable electricity? *Energy Policy*, 35, 3212–3225.
- Rathmann, M. (2007): Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices? *Energy Policy*, 35, 342–349.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz und M. Genoese (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy*, 36, 3086–3094.
- Takriti, S., J. R. Birge und E. Long (1996): A stochastic model for the unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11 (3), 1487–1508.
- Traber, T. und C. Kemfert (2009): Impacts of the German Support for Renewable Energy on Electricity Prices, Emissions, and Firms. *The Energy Journal*, 30 (3), 155–178.
- Tuohy, A., P. Meibom, E. Denny und M. O'Malley (2009): Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (2), 592–601.
- Weigt, H. und C. von Hirschhausen (2008): Price Formation and Market Power in the German Wholesale Electricity Market in 2006. *Energy Policy*, 36, 4227–4234.