

PowerACE: ein agentenbasiertes Tool zur Simulation von Strom- und Emissionsmärkten

Anke Weidlich, Daniel Veit

Angaben zur Veröffentlichung / Publication details:

Weidlich, Anke, and Daniel Veit. 2008. "PowerACE: ein agentenbasiertes Tool zur Simulation von Strom- und Emissionsmärkten." In Multikonferenz Wirtschaftsinformatik 2008 (MKWI), München, Deutschland, 26.-28.02.2008, edited by Martin Bichler, Thomas Hess, Helmut Krcmar, Ulrike Lechner, Florian Matthes, Arnold Picot, Benjamin Speitkamp, and Petra Wolf, 875-86. Berlin: GITO-Verlag.



PowerACE: Ein agentenbasiertes Tool zur Simulation von Strom- und Emissionsmärkten

Anke Weidlich, Daniel Veit

Stiftungslehrstuhl für ABWL und Wirtschaftsinformatik – E-Business und
E-Government –
Universität Mannheim
Schloss
68131 Mannheim
weidlich@uni-mannheim.de
veit@uni-mannheim.de

Abstract: Im vorliegenden Beitrag wird ein agentenbasiertes Simulationsmodell vorgestellt, mit dem der Day-Ahead-Strommarkt, der Markt für positive Minutenreserve und der Emissionshandel abgebildet wird. Die Betreiber von Kraftwerken werden als lernende Agenten (mit Q-Learning) abgebildet und konkurrieren auf der Anbieterseite der Strommärkte. Das Modell wurde mit Daten des deutschen Strommarkts simuliert und liefert realistische Ergebnisse sowohl auf dem Day-Ahead- als auch auf dem Minutenreservemarkt. Eine grafische Oberfläche erleichtert die Verwendung des Modells als regulatorisches Tool, mit dem verschiedene Szenarien der Marktstruktur und Marktmechanismen *in silico* getestet werden können.

1 Einleitung

Der Energiesektor ist nicht nur durch erhebliche technische Restriktionen, sondern auch durch ein Ineinanderverwirken verschiedener Märkte gekennzeichnet: Brennstoffmärkte und Märkte für Forward- und Future-Kontrakte, Day-Ahead-Märkte und Regelenergie-märkte, Intraday-Märkte und bilateraler Handel sowie zusätzliche Märkte bspw. für den Emissionshandel. Des Weiteren sind die oligopolistische Struktur des Stromsektors und dessen vertikale Integration zusätzliche Faktoren, die Strommärkte zu den komplexesten Märkten überhaupt machen.

Die Komplexität des Stromsektors treibt traditionelle Modellierungsmethoden an ihre Grenzen. Gleichgewichtsmodelle vernachlässigen entweder strategisches Bietverhalten gänzlich, oder nehmen an, dass Akteure jeweils alle relevanten Informationen über die Charakteristika und das Verhalten der anderen Akteure haben. Sie vernachlässigen darüber hinaus Lerneffekte, die aus der täglichen Wiederholung des Bietprozesses resultieren [Ro99]. Spieltheoretische Analysen sind geeignet, Erkenntnisse über sehr spezifische Fragestellungen des Stromhandels zu erlangen [Wi02]. Allerdings sind diese Modelle beschränkt auf stark stilisierte Handelssituationen und verwenden starre – meist unrealis-

tische – Annahmen über das Verhalten der Akteure. Auch Experimente mit menschlichen Akteuren können nur schwer auf Forschungsfragen im Stromsektor angewendet werden, da eine gewisse Expertise nötig ist, um das Bietverhalten von Stromerzeuger-Firmen realistisch zu imitieren. Aus diesem Grund sind Experimente nur für bestimmte, sehr einfache Stromhandels-Szenarien sinnvoll anwendbar.

Die zentrale Bedeutung des Stromsektors für wettbewerbsfähige Volkswirtschaften macht es erforderlich, neue Modellierungsmethoden anzuwenden, um verschiedene Aspekte von Strommärkten zu untersuchen. Agentenbasierte Modelle erlauben eine flexible Spezifizierung von Szenarien und sind geeignet, einige Schwächen der vorher genannten traditionellen Modellierungsmethoden zu überwinden. Sie können als voll kontrollierbare „virtuelle Labore“ für Marktdesign-Alternativen im Stromsektor verwendet werden und dazu dienen, Marktdesigns ausfindig zu machen, die in einem Umfeld von Profit maximierenden Akteuren am besten funktionieren [Te06]. Dieser Ansatz folgt der Forderung von [Ro02], dass Märkte mit den Werkzeugen der Ingenieure gestaltet werden sollten, d.h. unter Verwendung von Experimenten und Simulationen. In der Literatur sind bereits einige Ansätze der agentenbasierten Simulation von Strommärkten beschrieben worden, z.B. [BB01], [NPT01], [BS05], oder [ST06]. Das hier beschriebene Modell hat zum Ziel, einen Beitrag zu den genannten Herausforderungen zu leisten, indem ein Simulationsmodell entwickelt wird, das als Werkzeug zur Gestaltung von Märkten im deutschen Stromsektor dienen kann.

Darüber hinaus soll durch die Einbettung des Simulationsmodells in eine grafische Benutzeroberfläche Entscheidern in der Energiebranche die Möglichkeit gegeben werden, Strommarktsimulationen durchzuführen und auf einfache Weise spezifische Szenarien zu definieren. Hierzu wurde die Simulationsumgebung in die Toolsuite PowerACE eingebettet, die eine einfache Nutzung, Konfiguration und Umsetzung von eigenen Szenarien erlaubt. Das Tool wurde nach dem gleichnamigen Forschungsprojekt benannt, in dem seine Entwicklung stattfand (siehe www.powerace.de).

2 Modellbeschreibung

Das Simulationsmodell beinhaltet drei Märkte: einen Day-Ahead-Strommarkt, der in Anlehnung an die Ausgestaltung des Spotmarktes der European Energy Exchange (EEX) implementiert wurde, einen Markt für Regelenergie (hier wird nur die positive Minutenreserve betrachtet), der sich an der Ausgestaltung der vier in Deutschland betriebenen Regelenergiemärkte orientiert, und einen Markt für CO₂-Emissionszertifikate der als einfacher Call Market implementiert ist. Ein Call Market ist eine Doppelauktion mit verdeckten Geboten, bei der alle Gebote gesammelt und zu einem festgelegten Zeitpunkt das Marktgleichgewicht ermittelt wird. Für die hier zu bearbeitenden Fragestellungen reicht es aus, den Day-Ahead-Strommarkt ebenfalls als einfachen Call Market zu modellieren. Auf diesem werden Kauf- und Verkaufsgebote nach Preisen sortiert und so eine stufenförmige Angebots- und Nachfragekurve errechnet. Der Schnittpunkt der beiden Kurven bestimmt den markträumenden Preis und die Menge.

Die Marktteilnehmer werden als Softwareagenten modelliert, die strategisch auf dem Day-Ahead-Markt und dem Markt für Minutenreserve handeln. In den hier vorgestellten Szenarien ist die Nachfrage fest vorgegeben und preis-unelastisch. Es werden hierfür stündliche Daten der deutschen Gesamtlast verwendet. Somit konkurrieren nur auf der Angebotsseite mehrere Kraftwerksbetreiber um den Verkauf ihrer Stromproduktion. Das strategische Verhalten der Agenten wird mittels Reinforcement Learning Algorithmen simuliert. Die Agenten „erlernen“ dadurch im Laufe der Simulation die Preis- und Mengengebote, die ihre Handelserlöse maximieren. Anhand eines vereinfachten Szenarios sind im Vorfeld der Untersuchung mehrere Lernalgorithmen mit verschiedenen Parameterkombinationen ausgiebig auf ihre Eignung, das Bietverhalten von Akteuren im Strommarkt abzubilden, getestet worden. Mehrere Varianten haben sich hierbei als geeignet herausgestellt. Simulationen, die zur Analyse von Marktdesign-Szenarien durchgeführt werden, sollten unter Verwendung mehrerer Lernmodelle fundiert werden. Im vorliegenden Beitrag wird jedoch zunächst nur auf Ergebnisse von Simulationsläufen mit Q-Learning [Wa89] eingegangen.

Am Day-Ahead-Markt (DAM) werden Stundenkontrakte für die Lieferung von elektrischem Strom am Folgetag gehandelt. Es werden Preis-Mengen-Paare geboten, die die Agenten erlernen. Der Aktionsraum möglicher Gebote erstreckt sich dementsprechend über die beiden Dimensionen Gebotspreis und –menge. Gebotspreise reichen von 0 bis 100 EUR/MWh in 21 diskreten Schritten. Mögliche Gebotsmengen berechnen sich als Anteil β an der verfügbaren Leistung, die ein Agent auf dem Markt anbietet; hierbei sind sechs Werte zwischen 0 und 100 % der verfügbaren Leistung möglich. Der resultierende Aktionsraum der Agenten ergibt sich wie folgt:

$$M^{DAM} = [p^{DAM}, \beta^{DAM}] = [\{0,0\}, \{0,20\}, \dots, \{0,100\}, \{5,0\}, \{5,20\}, \dots, \{100,100\}] \quad (1)$$

Am Regelenergiemarkt (BPM) wird eine festgelegte Menge an vorgehaltener Leistung beschafft. Hierbei werden sechs Gebotsblöcke von jeweils vier Stunden unterschieden (d.h. von 0-4 Uhr, 4-8 Uhr u.s.w.); die ausgeschriebene Leistung ist für alle Blöcke gleich hoch (3500 MW). Der Aktionsraum möglicher Gebote auf dem Markt für Regelenergie (positive Minutenreserve) beinhaltet die beiden Dimensionen Preis für vorgehaltene Leistung und Preis für tatsächlich abgerufene Arbeit. Mögliche Preise reichen von 0 bis 200 EUR/MW in 21 diskreten Schritten (Leistungspreis) und 0 und 100 EUR/MWh in fünf Schritten (Arbeitspreis). Somit ergibt sich folgender Aktionsraum:

$$M^{BPM} = [p^{BPM, cap}, p^{BPM, energy}] = [\{0,0\}, \{0,25\}, \dots, \{10,25\}, \dots, \{200,100\}] \quad (2)$$

Die gewählten Aktionsräume für die beiden Märkte stellen einen Kompromiss zwischen möglichst vielen wählbaren Preisen und Mengen auf der einen Seite und einer nicht zu großen Menge an Aktionen auf der anderen Seite, sodass alle Aktionen hinreichend oft ausprobiert werden können. Die absolute Höhe der wählbaren Preise hat einen signifikanten Einfluss auf die simulierten Marktergebnisse und muss daher mit Bedacht gewählt bzw. für das zu untersuchende Szenario kalibriert werden. Die Erhöhung des höchstmöglichen Preises auf dem Day-Ahead-Markt von 100 auf 110, 120 oder 150 EUR/MWh erhöht die durchschnittlichen resultierenden Preise um 6,2, 12,5 bzw. 31.3%.

Auf dem Markt für CO₂-Emissionszertifikate werden jeweils nur preisunabhängige Gebote in Höhe des individuellen Bedarfs des Agenten abgegeben. Es wird ein fixes Angebot bzw. eine fixe Nachfrage zu bestimmten Preisen vorgegeben. Da wenig über die Vermeidungskosten und entsprechend die Wertschätzung für Zertifikate, die Emissionshandelsteilnehmer außerhalb der Elektrizitätswirtschaft haben, bekannt ist, wird das Angebot bzw. die Nachfrage so kalibriert, dass sich Preise ergeben, die im Durchschnitt den am realen Markt beobachteten Preisen entsprechen.

Für einige Kraftwerkstypen gelten Abweichungen von den möglichen Aktionen, die ein Agent wählen kann. Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke bspw. erlauben keine kurzfristigen Lastwechsel, sondern müssen kontinuierlich auf gleicher Last gefahren bzw. sehr langsam auf- oder abgeregelt werden. Daher ist es nicht realistisch anzunehmen, dass diese Kraftwerkstypen dazu eingesetzt werden, um strategisch auf dem Day-Ahead-Markt zu bieten. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Prognosemöglichkeiten für Windenergie noch nicht ausreichend zuverlässig sind, um die Leistung aus Windkraftwerken für jede Stunde des Folgetages zuverlässig vorherzusagen und somit ein strategisches Bieten dieser Leistung zu erlauben. Aus Gründen der Vereinfachung wurde hier der fluktuierende Charakter dieser Energieform nicht berücksichtigt. Die derzeit installierte Windenergieleistung wurde mit den Jahresvolllaststunden multipliziert, um die Leistung zu ermitteln, die durchschnittlich zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Die Leistung aus den langsam regelbaren Kraftwerken und aus den erneuerbaren Energiequellen wird jeweils zu einem Gebotspreis, der den variablen Erzeugungskosten entspricht, am Day-Ahead-Markt geboten.

Für den Einsatz als Minutenreserve-Kraftwerke sind nur wenige Kraftwerkstypen geeignet. Diese müssen schnelle Lastwechsel erlauben, um innerhalb von spätestens 15 Minuten einsatzfähig zu sein. Im vorliegenden Simulationsmodell werden nur Gas- und Wasserkraftwerke als minutenreservefähig angesehen. Der erzeugte Strom aller anderen Kraftwerke kann demnach nur auf dem Day-Ahead-Markt angeboten werden.

Die beteiligten Märkte im beschriebenen Modell sind lediglich durch die Gebotsstrategien der Agenten verknüpft. Ein Stromerzeuger hat die Wahl, sein Kraftwerk entweder auf dem Day-Ahead-Markt oder auf dem Regelenergiemarkt anzubieten und muss zwischen diesen beiden Optionen abwägen. Nach Räumung des ersten Marktes (Day-Ahead- bzw. Regelenergiemarkt) kann ein Agent seine nicht verkaufte Kraftwerksleistung auf dem zweiten Markt anbieten. Dadurch, dass die Angebotsmenge auf dem Day-Ahead-Markt variiert werden kann, haben Agenten die Möglichkeit, ihre Strategie über beide Märkte zu optimieren. Dabei berücksichtigen sie die Opportunitätskosten, die sie hätten erzielen können, wenn sie die verkaufte Leistung auf dem jeweils anderen Markt angeboten hätten. Auch die Zertifikatspreise werden als Opportunitätskosten in die Strommarktgebote einbezogen. Ein Anbieter hätte immer die Möglichkeit, lediglich Zertifikate zu verkaufen, und möchte daher auf den Strommärkten einen Gewinn erzielen, der dem durch Verkauf der Zertifikate erzielbaren Gewinn entspricht oder darüber liegt.

Am Ende eines Handelstages werten die Agenten anhand der erzielten Gewinne ihre gewählten Strategien aus und passen die Wahrscheinlichkeiten an, die Aktion erneut

auszuwählen (auf eine Beschreibung des Q-Learning-Algorithmus soll hier verzichtet werden. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf [SB98] verwiesen). Agenten erlernen ihre Strategien einzeln für den Day-Ahead- und den Regelenergiemarkt. In der Implementierung haben sie daher jeweils einzelne Instanzen des Lernalgorithmus für jeden der beiden Märkte. Des Weiteren werden Strategien für jede Stunde des Day-Ahead-Marktes und für jeden Gebotsblock des Regelenergiemarktes einzeln erlernt.

3 Simulationsergebnisse im Basisszenario

Die Simulation wurde mit Datensätzen durchgeführt, die die Situation des deutschen Stromsektors annähern. Die gesamte Systemlast wurde aus Daten der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) von 2006 entnommen. Der Kraftwerkspark entspricht annähernd den Charakteristika im deutschen Markt, wobei die vier dominanten Stromerzeuger detailliert modelliert wurden, während die restlichen Akteure nur in grober Näherung abgebildet wurden.

Anhand der ersten Simulationsläufe soll ermittelt werden, in wieweit die sich ergebenden Preise für Stundenkontrakte auf dem Day-Ahead-Markt und Preise für Minutenreserve auf dem Regelenergiemarkt denen in der Realität beobachteten entsprechen. Des Weiteren soll überprüft werden, ob die Auswirkung des Emissionshandels auf die Strompreise derjenigen entspricht, wie sie für den deutschen Strommarkt beobachtet worden ist. Es wird hierbei jeweils ein Tag simuliert, für den die Nachfragesituation aus Daten der UCTE bekannt ist. Strommarktpreise für diesen Tag werden den Angaben der European Energy Exchange (EEX) entnommen. Da an der Strombörse an einigen Tagen extreme Preisverläufe zu beobachten sind, wird zusätzlich ein Mittelwert über alle Werk-tage eines Monats gebildet, mit dem der simulierte Preisverlauf verglichen wird.

Abbildung 1 links zeigt beispielhaft ein Simulationsergebnis. Hier sind als durchgezogene Linie die simulierten Preise für einen Tag im September 2006 aufgetragen; die gestrichelten Linien zeichnen den EEX-Preisverlauf für diesen Tag und einen monatlichen Durchschnittspreisverlauf nach. Die Simulationen wurden unter Verwendung des Q-Learning Algorithmus durchgeführt und liefen über 7.300 Iterationen. Die Ergebnisse stellen das Mittel aus zehn Simulationsläufen dar. Im Vergleich mit anderen Monaten lässt sich sagen, dass Preise im Sommer und in den Übergangsmonaten mit dem Modell sehr gut abgebildet werden können, während in den Wintermonaten die simulierte Preise stärker von den realen Preisen abweichen. Im September 2006 war die Abweichung zwischen realen und simulierten Preisen (am gleichen Tag) auf dem Day-Ahead-Strommarkt durchschnittlich -1,05 EUR/MWh über alle Stunden, im Dezember 15,85 und im Jahresdurchschnitt -0,13 EUR/MWh.

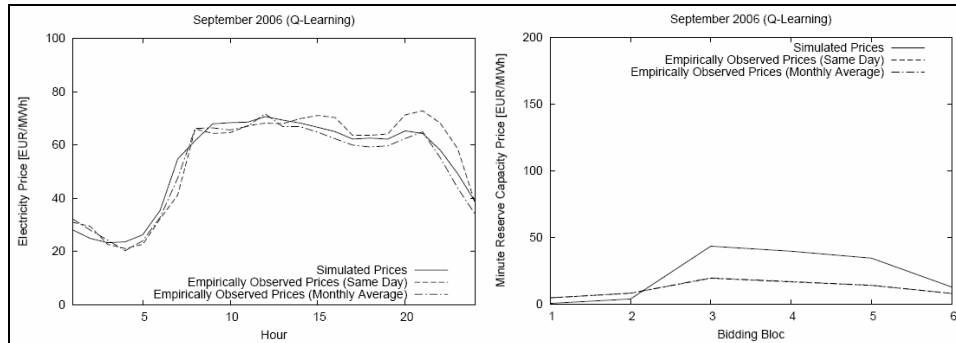


Abbildung 1: Simulierte und (durchschnittliche) reale Preise am Day-Ahead- (links) und Minutenreservemarkt (rechts)

Auf dem Regelenergiemarkt ist die Nachfrage für jeden einzelnen Gebotsblock gleich hoch. Da außerdem in den hier gezeigten Simulationen der Regelenergiemarkt zuerst durchgeführt wird, ergeben sich Preisunterschiede zwischen verschiedenen Gebotsblöcken ausschließlich aufgrund der einbezogenen Opportunitätskosten. In den vier in Deutschland betriebenen Märkten für Regelenergie werden Gebotsblöcke unterschiedlich definiert. Zwei Märkte unterscheiden lediglich „Hochtarif-“ (HT) und „Niedertarif-“ (NT) Gebotsblöcke, die anderen definieren Blöcke von vier bis acht Stunden Dauer. Aus den Preisen, die sich zu diesen Zeiten an den Regelenergiemärkten ergeben haben, wurden durchschnittliche Preise für die in der Simulation definierten Blöcke errechnet bzw. interpoliert (nur Werktage). Ein Vergleich zwischen den so ermittelten realen Daten und den simulierten Preisen zeigt Abbildung 1 rechts für einen Tag im September 2006. Dieser Preisverlauf ergab sich innerhalb derselben Simulation wie die in Abbildung 1 rechts gezeigten Ergebnisse. Es zeigt sich, dass auch die Preise am Regelenergiemarkt sehr nah an denen liegen, die in der Realität beobachtet wurden. Bemerkenswert ist hierbei insbesondere, dass teilweise sehr niedrige Preise simuliert werden können, obwohl der Aktionsraum der Agenten Preise bis 200 EUR/MW zulässt. Der charakteristische Tagesverlauf mit niedrigen Preisen in den Nacht- und höheren in den Tagesstunden konnte auch in der Simulation beobachtet werden. Preisverläufe konnten also sowohl auf dem Day-Ahead-Strommarkt als auch auf dem Markt für Minutenreserve gleichzeitig realistisch simuliert werden.

Die hier präsentierten Daten beziehen sich auf Simulationen, in denen – entsprechend der Situation im realen Markt – der Emissionshandel bereits berücksichtigt war. In weiteren Simulationen wird geprüft, wie der Emissionshandel sich auf die Preise am Day-Ahead-Strommarkt auswirkt. Hierzu werden Szenarien mit und ohne Einbeziehung des CO₂-Zertifikatehandels verglichen. Das Ergebnis für den Monat November 2006 ist exemplarisch in Abbildung 2 dargestellt. Es zeigt sich, dass ein großer Anteil der Opportunitätskosten, die sich durch die CO₂-Zertifikate ergeben, erfolgreich in die Gebotspreise einbezogen wird und sich dadurch die Strompreise erhöhen. Aufgrund unterschiedlicher Emissions- und Wettbewerbssituation in den Einzelstunden ist der Preisaufschlag durch den Emissionshandel nicht in allen Stunden gleich hoch.

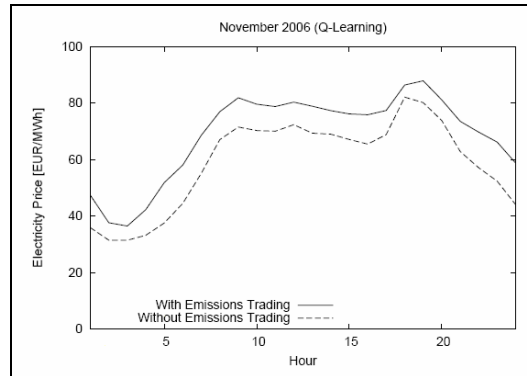


Abbildung 2: Auswirkungen des CO₂-Emissionshandels auf die Strompreise (November 2006)

4 Simulationsergebnisse verschiedener Marktszenarien

Das entwickelte Simulationsmodell soll nun dazu genutzt werden, um einige alternative Marktstrukturen im Elektrizitätssektor miteinander zu vergleichen, und somit Aussagen über eine gute Ausgestaltung der Märkte machen zu können. Die untersuchten Szenarien werden im Folgenden vorgestellt und die Simulationsergebnisse bewertet.

4.1 Variation der Ausschreibungsmenge für Minutenreserve

In einem vom Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) in Auftrag gegebenen Gutachten [HWZ07] wird in Übereinstimmung mit vielen anderen Studien die Schlussfolgerung gezogen, dass „die kontinental-europäischen Märkte nicht ausreichend wettbewerblich strukturiert sind.“ In Bezug auf das Zusammenspiel von Day-Ahead- und Regelenergiemarkt wird darüber hinaus festgestellt: „Der Regelenergiemarkt bietet insbesondere durch die Möglichkeit Kapazität vom Großhandel abzuziehen, Potential zur Marktmautausübung“ [HWZ07].

Die Höhe dieses Effekts wurde in gezielten Simulationsläufen mit dem PowerACE-Modell untersucht. Die Ergebnisse konnten den im Gutachten vermuteten Effekt bestätigen und quantifizieren. Abbildung 3 zeigt die auf dem Day-Ahead-Markt simulierten Preise in Abhängigkeit zur ausgeschriebenen Minutenreserve für einen Sommer- und einen Wintermonat, sowie für den Jahresdurchschnitt. Die ausgeschriebene Menge variiert von 1.000 MW bis 13.000 MW je Gebotsblock. Es zeigt sich für die betrachtete Spanne ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen ausgeschriebener Regelleistung und durchschnittlichen Strompreisen auf dem Day-Ahead-Markt. Die Auswirkung der ausgeschriebenen Regelleistung auf die Preise für dieses Produkt ist weitaus stärker. Wie in Abbildung 3 rechts ersichtlich bewirkt eine höhere ausgeschriebene Leistung ebenfalls eine Erhöhung der Preise für Minutenreserve. Der funktionale Zusammenhang ist schwach konkav. Der Preisanstieg von weniger als 15 EUR/MW auf über 90 EUR/MWh entspricht einer Versechsfachung des Preises zwischen 1.000 und 13.000 MW ausge-

schriebener Regelleistung. Die simulierten Preise zwischen verschiedenen Simulationsläufen weichen auch nur sehr wenig voneinander, was für die Robustheit spricht.

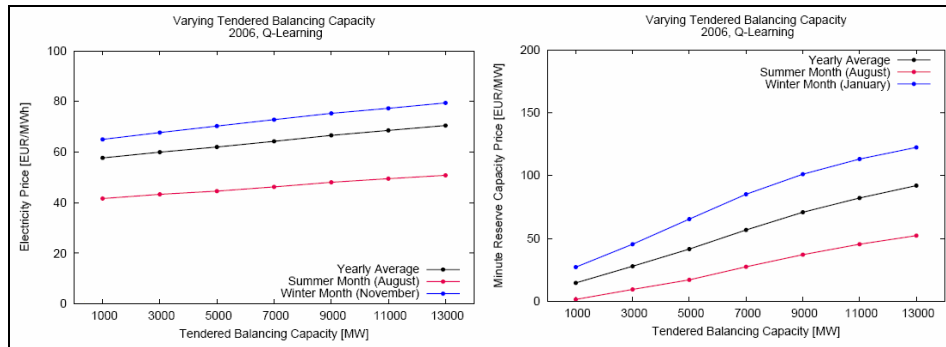


Abbildung 3: Durchschnittliche Strompreise auf dem Day-Ahead-Markt (links) und Minutenreservecapacity-Markt (rechts) für unterschiedliche Ausschreibungsmengen an Minutenreserve

4.1 Variation der Vergütungsregel auf dem Regenergiemarkt

Es bestehen verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung von Regenergiemärkten. Neben der Frage, wie Gebotspaare aus Leistungs- und Arbeitspreis in eine Rangfolge gebracht werden sollen, um zu entscheiden, welche Gebote zum Zuge kommen, kann die Regel zur Vergütung erfolgreicher Gebote variiert werden. Grundsätzlich bestehen hierfür zwei Möglichkeiten: das Gebotspreisverfahren (discriminatory oder pay-as-bid auction) und das Einheits- oder Höchstpreisverfahren (uniform price auction). Beim Gebotspreisverfahren erhält jedes berücksichtigte Gebot eine Vergütung in Höhe des eigenen Gebotspreises, während beim Einheitspreisverfahren alle zum Zuge gekommenen Bieter den gleichen Preis erhalten, der i.d.R. dem des letzten Gebotes entspricht, das noch zum Zuge gekommen ist.

In den etablierten Regenergiemärkten Europas kommen verschiedene Vergütungsregeln zum Einsatz; so wird bspw. in Deutschland, Österreich und Großbritannien nach dem Gebotspreisverfahren vergütet, während man sich in Schweden, Norwegen, Spanien und den Niederlanden für das Höchstpreisverfahren entschieden hat [Sw06].

In der Literatur existieren unterschiedliche Auffassungen darüber, welches der Verfahren zu niedrigeren Preisen in Auktionen führt, z.B. [AC02], [BS00] und [Ka01]. Auch eine Reihe von Veröffentlichungen über agentenbasierte Strommarktsimulationen beschäftigen sich mit dieser Fragestellung, z.B. [BB01], [BMX04] und [WV06]. Die meisten agentenbasierten Simulationen kommen zu dem Ergebnis, dass das Gebotspreisverfahren zu niedrigeren Beschaffungskosten für Regenergie bzw. zu niedrigeren durchschnittlichen Strompreisen führt.

Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der beiden Vergütungsregeln für den Monat November. Die Ergebnisse der Mehrheit der agentenbasierten Simulationen, die in der Literatur beschrieben sind, konnten auch hier bestätigt werden. Zwar führt die Einführung des

Höchstpreisverfahren im Vergleich zum Gebotspreisverfahren dazu, dass die Agenten Gebote zu niedrigeren Preisen abgeben, dennoch sind die durchschnittlichen Beschaffungspreise für Regelenergie niedriger unter Verwendung des Gebotspreisverfahrens.

Ein Blick auf die Ergebnisse im Day-Ahead-Strommarkt zeigt nur sehr kleine Unterschiede für beide Bepreisungsverfahren. Während ein starker Einfluss der Preise des Day-Ahead-Marktes auf die Regelenergiepreise zu beobachten ist, ist dies in die umgekehrte Richtung nicht der Fall. Das heißt, dass auf dem Day-Ahead-Markt andere Faktoren eine größere Rolle bei der Entstehung der stündlichen Preise spielen als die Referenz der Regelenergiepreise.

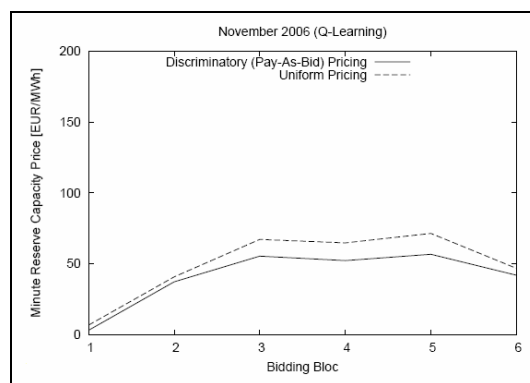


Abbildung 4: Vergleich Preise für Minutenreserve unter Höchstpreis- und Gebotspreisverfahren

5 Grafische Benutzeroberfläche

Um das Simulationsmodell für Entscheidungsträger in der Energiewirtschaft nutzbar und verständlich zu machen, wurde die grafische Benutzeroberfläche PowerACE programmiert, die das Erstellen unterschiedlicher Simulationsszenarien erleichtert. Für die Modellentwicklung wurde RePast¹, ein Simulationstool für agentenbasierte Simulationen, genutzt. Die Benutzerschnittstelle von RePast (Toolbar, Diagramme u.a.) wurden in die entwickelte Oberfläche integriert, sodass wesentliche Funktionalitäten, die bereits vorhanden waren, genutzt werden konnten.

Die Simulationsszenarien, die über das Tool erstellt werden können, werden als XML-Datei abgelegt. Bereits vorhandene XML-Dateien, die Szenarien beschreiben, können in das Tool eingelesen und weiter bearbeitet werden. PowerACE setzt also nicht direkt die Parameterwerte eines Simulationslaufs, sondern erzeugt die XML-Datei, die dann wiederum von der Simulation eingelesen wird. Dies ist insbesondere für die Reproduzierbarkeit von Simulationsläufen eine wichtige Funktionalität, da alle relevanten Einstellungen inklusive des Random Number Seeds in der Datei gespeichert werden.

¹ Siehe <http://repast.sourceforge.net>

Abbildung 5 zeigt einen Screenshot der grafischen Oberfläche von PowerACE. Auf dem gezeigten Tab kann der verwendete Kraftwerkspark definiert werden, indem einzelne Kraftwerke eingefügt bzw. gelöscht und deren Parameter jeweils einzeln eingestellt werden können. Bestehende Datensätze, die einen Kraftwerkspark beschreiben, können über eine Import-Funktion in das Szenario eingebunden werden.

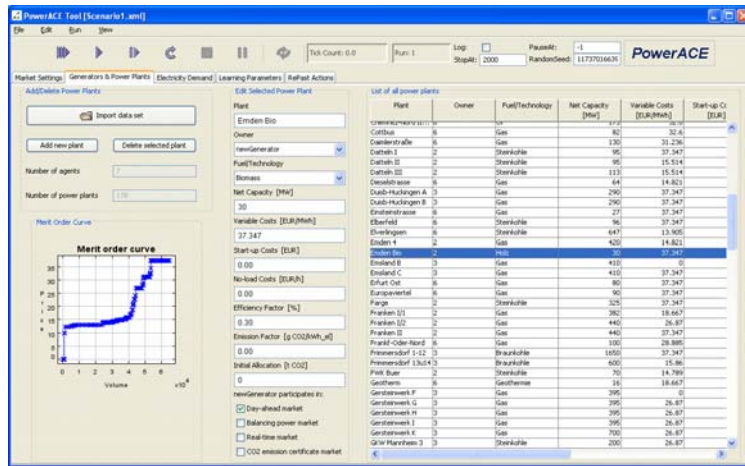


Abbildung 5: Grafische Benutzeroberfläche des Simulationstools

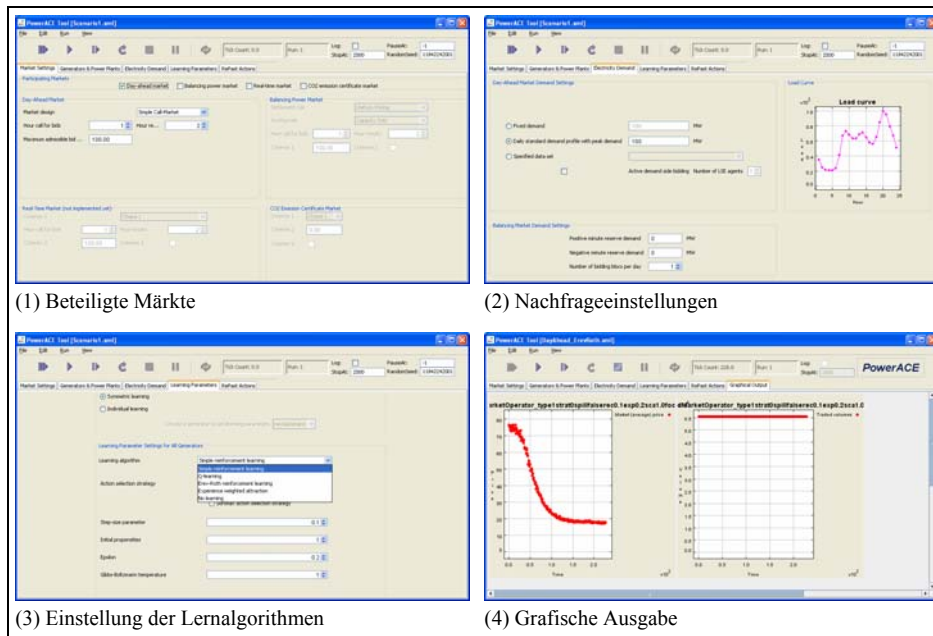


Abbildung 6: Weitere Funktionalitäten der grafischen Benutzeroberfläche

Auf weiteren Tabs (siehe Abbildung 6) kann definiert werden, welche Märkte in der Simulation vorhanden sein und welche Marktmechanismen diese verwenden sollen (1). Bei den Nachfrageeinstellungen (2) kann die stündliche Gesamtlast gewählt werden, wobei der Benutzer hier auch auf vorgegebene Profile aus UCTE Lastdaten oder auf das VDEW-Lastprofil zurückgreifen kann. Des Weiteren kann eingestellt werden, ob die Nachfrageseite als aktive Agenten oder als statische Lastkurve ohne Preissensitivität modelliert werden soll. Die Einstellung der Lernalgorithmen (3) ermöglicht es, aus verschiedenen Modellen der Repräsentation menschlichen Lernens diejenige zu wählen, die die Agenten charakterisieren soll. Die Auswahl kann entweder global für alle beteiligten Agenten oder individuell für jeden einzelnen Agenten getroffen werden. Die grafischen Ausgaben, die mit RePast erstellt werden können, werden auf einem weiteren Tab (4) angezeigt. Über das Hauptmenü können allgemein übliche Funktionalitäten wie das Öffnen und Speichern von Dateien, die Wahl der gewünschten Diagramme und Ausgabedateien, das Rückgängig-Machen und Wiederholen von Eingaben etc. gewählt werden.

6 Zusammenfassung und Fazit

Im vorliegenden Beitrag wird ein agentenbasiertes Simulationsmodell vorgestellt, mit dem mehrere zusammenhängende Märkte in der Elektrizitätswirtschaft simuliert und verschiedene Marktszenarien verglichen werden können. Die grafische Benutzeroberfläche PowerACE erleichtert es, die Simulationsumgebung zu Regulierungszwecken einzusetzen. Es konnte gezeigt werden, dass mit dem Modell realistische Preise für Day-Ahead- und Regenergiemärkte als Ergebnis des oligopolistischen Wettbewerbs der Stromerzeuger im dem deutschen Markt nachgebildet werden können. Dieses Modell bezieht auch den CO₂-Zertifikatehandel ein, der in realistischer Weise die Preise auf den Strommärkten beeinflusst. Die Variabilität der Ergebnisse zwischen den Simulationsläufen mit unterschiedlichen Zufallszahlenreihen ist sehr gering, sodass bereits ein einzelner Simulationslauf aussagekräftige und robuste Ergebnisse liefert.

Mit Hilfe des Modells wurden verschiedene Varianten der Marktstruktur untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die auf dem Regenergiemarkt ausgeschriebene Minutenreserveleistung einen merklichen Einfluss auf das Preisniveau sowohl auf dem Day-Ahead- als auch auf dem Regenergiemarkt hat. Die Wahl des Vergütungsverfahrens auf dem Regenergiemarkt hingegen führt nur zu leicht niedrigeren Preisen im Fall des Gebotspreisverfahrens gegenüber dem Höchstpreisverfahren. Die Ausgestaltung hat hingegen keine signifikante Wechselwirkung auf den Day-Ahead-Markt. Die flexible Modellarchitektur erlaubt die Analyse vieler weiterer möglicher Szenarien. So kann bspw. die Marktstruktur auf der Anbieterseite (Anzahl und Größe der Wettbewerber) variiert werden, um so die Auswirkungen von Fusionen oder einer Konzernerschlagung untersuchen zu können. Diese und weitere Szenarien werden von den Autoren dieses Beitrags bereits durchgeführt oder sind geplant. Das Übertragungsnetz wird im vorliegenden Simulationsmodell vernachlässigt. Da von einigen Experten prognostiziert wird, dass die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes in Zukunft eine stärkere Rolle bei der Preisbildung spielen werden, wäre die Einbeziehung der Transportleitungen eine lohnenswerte Weiterentwicklung des Modells.

Literaturverzeichnis

- [AC02] Ausubel, L.M.; P. Cramton: Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions. Papers of Peter Cramton from University of Maryland, Department of Economics, 2002.
- [BS05] Bagnall, A. and G. Smith: A Multi-Agent Model of the UK Market in Electricity Generation. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 9(5), 2005; S. 522-536.
- [BMX04] Bin, Z.; Y. Maosong; X. Xianya: The Comparisons Between Pricing Methods On Pool-Based Electricity Market using Agent-Based Simulation. Proceedings of the IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004), Hong Kong, 2004.
- [BS00] Binmore, K.; Swierzbinski, J.: Treasury auctions: Uniform or discriminatory? Review of Economic Design 5, 2000; S. 387-410.
- [BB01] Bower, J.; D. Bunn: Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. *Journal of Economic Dynamics & Control* 25, 2001; S. 561-592.
- [Ka01] Kahn, A.E. et al.: Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal* 14(6), 2001; S. 70-79.
- [HWZ07] von Hirschhausen, C.; H. Weigt, G. Zachmann: Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Gutachten im Auftrag des VIK, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Dresden, 2007.
- [NPT01] Nicolaisen, J., V. Petrov, and L. Tesfatsion: Market power and efficiency in a computational electricity market with discriminatory double-auction pricing. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 5 (5), 2001; S. 504-523.
- [Ro02] Roth, A. E.: The Economist as Engineer: Game Theory, Experimentation, and Computation as Tools for Design Economics. *Econometrica* 70, 2002; S. 1341-1378.
- [Ro99] Rothkopf, M. H.: Daily Repetition: A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions. *The Electricity Journal* 12 (3), 1999; S. 60-70.
- [ST06] Sun, J. and L. Tesfatsion: Dynamic Testing of Wholesale Power Market Designs: An Open-Source Agent-Based Framework. Technical report, ISU Economics Working Paper, Ames, Iowa, 2006
- [SB98] Sutton, R. S. and A. G. Barto: Reinforcement Learning: An Introduction. MIT Press, 1998.
- [Sw06] Swider, D. J.: Handel an Regelenergie- und Spotmärkten – Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden 2006.
- [Te06] Tesfatsion, L.: Agent-Based Computational Economics: A Constructive Approach to Economic Theory. In (Judd, K.; Tesfatsion, L., Hrsg.): *Handbook of Computational Economics*, North-Holland, 2006; S. 831-880.
- [Wa89] Watkins, C. J. C. H.: Learning from Delayed Rewards. Doktorarbeit, Cambridge, 1989.
- [WV06] Weidlich, A.; D. Veit: Bidding in Interrelated Day-Ahead Electricity Markets: Insights from an Agent-Based Simulation Model. Proceedings of the 29th IAEE International Conference, Potsdam, 2006.
- [Wi02] Wilson, R.: Architecture of Power Markets. *Econometrica* 70, 2002; S. 1299-1340.