

# MODELLIERUNG VON PEAK LOAD PRICING IM DEUTSCHEN STROMMARKT

Fabian GROTE<sup>1\*</sup>, Christoph BAUMANN<sup>2\*</sup>,

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen,

Schinkelstraße 6, D-52062 Aachen, Deutschland

Tel.: +49 241 80-96715, Fax: +49 241 80-92197, email: [fg@iaew.rwth-aachen.de](mailto:fg@iaew.rwth-aachen.de),  
url: [www.iaew.rwth-aachen.de](http://www.iaew.rwth-aachen.de)

## Inhalt

Die Energiewende in Deutschland und in anderen europäischen Ländern stellt die Betreiber fossiler thermischer Kraftwerke vor große Herausforderungen. Durch den Ausbau der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) wird angestrebt, eine Transformation des Stromversorgungssystems von fossilen und zu regenerativen Energieträgern zu realisieren. Der Ausbau konzentriert sich dabei insbesondere auf die dargebotsabhängige Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Aufgrund dieses Angebots von nahezu grenzkostenfreier Erzeugung sinken die Preise an den Strombörsen und sind zeitweise sogar negativ. Dieser auch Merit-Order-Effekt genannte negative Einfluss auf erzielbare Preise und Absatzmengen für thermische Kraftwerke führt zu der aktuellen Diskussion, ob das heutige Marktdesign ausreichende Anreize für den Weiterbetrieb bestehender und die Investition in neue fossile Erzeugungskapazitäten bietet. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass diese Kraftwerke weiterhin als Backup-Kraftwerke für Stunden mit geringer EE-Einspeisung und zur Bereitstellung von Regelreserve benötigt werden. Dabei gibt es hinsichtlich der Diskussion verschiedene Standpunkte. Zum einen wird argumentiert, dass es derzeit Überkapazitäten im Kraftwerkspark gibt und der Strommarkt bei auftretender Knappheit auch entsprechende Signale für den Fortbestand existierender und den Neubau notwendiger Kapazitäten bereitstellen wird. Zum anderen wird die Meinung vertreten, dass Anpassungen notwendig sind. Beispielsweise könnte neben den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve (Energy-Only Markt) ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus die Vorhaltung von Leistung vergüten. Verschiedene Ausgestaltungsformen solcher Mechanismen werden in Deutschland aktuell diskutiert und sind in einigen europäischen Ländern bereits implementiert oder in der Umsetzung. Allerdings kann auch ein Energy-Only Markt weiterhin für thermische Kraftwerke auskömmlich sein, das heißt genügend Erlösmöglichkeiten zur Deckung von fixen und variablen Kosten bieten. Hierfür müssten Betreiber thermischer Kraftwerke weitere Kostenbestandteile, wie bspw. Anfahrtkosten und Fixkostenanteile, in Stunden mit geringer EE-Einspeisung in ihre Gebote an den Börsen einpreisen, wofür es auch in der Historie Anzeichen gibt. Üblicherweise werden in fundamental basierten Modellen zur Preissimulation Preise lediglich auf Basis von Grenzkosten bestimmt. Daher wird in diesem Beitrag ein neuer Ansatz vorgestellt, der eine integrierte Modellierung der Einpreisung von Fixkosten (Peak Load Pricing) auf Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve ermöglicht.

## Analyse und methodisches Vorgehen

Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen thermische Kraftwerke durch Einnahmen am Energy-Only-Markt und der Vermarktung von Regelreserve sowohl variable als auch fixe Kosten decken. Zu den variablen Kosten zählen dabei in erster Linie die Brennstoffkosten sowie Anfahrtkosten. Die fixen Kosten bestehen aus dem Kapitaldienst und den fixen Betriebskosten. Zusätzlich zur Kostendeckung

---

<sup>1</sup> Fabian Grote, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstr.6, 02418096715., [fg@iaew.rwth-aachen.de](mailto:fg@iaew.rwth-aachen.de), <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

<sup>2</sup> Christoph Baumann, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstr.6, 02418097692., [bm@iaew.rwth-aachen.de](mailto:bm@iaew.rwth-aachen.de), <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

ist weiterhin eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals u. a. zur Kompensation von Risiken erforderlich. In einem funktionierenden Energy-Only Markt verdienen Grundlastkraftwerke hierfür Deckungsbeiträge während des normalen Betriebes durch Strompreise, die oberhalb ihrer Grenzkosten liegen. Spitzenlastkraftwerke hingegen können zu Zeiten sehr hoher Nachfrage fixe Kosten in ihre Gebote einpreisen, wenn das Angebot ausreichend knapp ist, so dass sie ebenfalls die erforderlichen Erlöse zur Deckung ihrer fixen Kosten verdienen können.

Zur Ermittlung der notwendigen Preise zum wirtschaftlichen Betrieb von thermischen Kraftwerken in Deutschland wird in diesem Beitrag ein gesamtwirtschaftlicher Ansatz gewählt. Dabei wird ein am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen entwickeltes mehrstufiges Verfahren zur Stromerzeugungs- und Handelsplanung eingesetzt. Ausgehend von einer europaweiten Kraftwerkseinsatzoptimierung werden zunächst die stündlichen Austausch zwischen den europäischen Marktgebieten ermittelt. Anschließend wird für den deutschen Kraftwerkspark eine detaillierte Simulation zur kostenoptimalen Deckung einer vorgegebenen Last und Regelreserve unter Berücksichtigung der Einspeisung aus EE und weiterer Must-Run-Erzeugung sowie den ermittelten Austauschen für alle Stunden eines Jahres durchgeführt. Zur Lösung des komplexen Optimierungsproblems wird ein Zerlegungsansatz auf Basis einer iterativen Lagrange-Relaxation verwendet. Die dabei mittels eines Subgradientenverfahrens angepassten Lagrange-Koordinatoren können als Preisanreize für den Fahrplanenergiemarkt sowie die einzeln abgebildeten Märkte für Regelleistung und -arbeit interpretiert werden. Ergibt sich aus den Preisanreizen in einer Iteration ein unwirtschaftlicher Betrieb von Kraftwerken, so werden diese abgeschaltet und stehen nicht zur Last- und Reservedeckung zur Verfügung. Falls sich somit eine Unterdeckung von Last oder Reserve ergibt, werden die Preisanreize in der betreffenden Stunde in der nächsten Iteration erhöht. Somit ergeben sich aus dem Verfahren nach Abschluss der Lagrange-Relaxation stündliche Preise, die einen wirtschaftlichen Betrieb aller zur Lastdeckung notwendigen Kraftwerke gerade ermöglichen. Durch den Vergleich verschiedener Variantenrechnungen lässt sich der Einfluss von Peak Load Pricing (PLP) auf die Preise an den Märkten für Fahrplanenergie und Regelreserve sowie der Anteil nicht benötigter Erzeugungskapazitäten eines Szenarios quantifizieren.

## **Ergebnisse**

Die Berücksichtigung von Fixkosten thermischer Kraftwerke in der Preisbildung an den Fahrplanenergie- und Reservemärkten wird anhand verschiedener Szenarien untersucht. Zunächst wird eine Backtesting-Rechnung für das Jahr 2012 durchgeführt und mit den realen Preisen verglichen. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich in der Rechnung ohne PLP tendenziell geringere Preise als in der Realität ergeben und insbesondere Preisausreißer nach oben und nach unten nicht abgebildet werden können. Durch die zusätzliche Berücksichtigung von fixen Kosten lassen sich Preisverläufe grundsätzlich realitätsnäher nachbilden. Preisspitzen durch PLP treten in der Simulation vor allem während Starklastzeiten im Winter auf, da im Sommer durch die hohe PV-Einspeisung Lastspitzen abgeschwächt werden.

Zur Ermittlung des zukünftigen Einflusses von PLP werden Szenarien aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2013 herangezogen. Betrachtet werden die Szenarien A, B und C für das Jahr 2023. Während Szenario A einer konservativen Abschätzung des EE-Ausbaupfades entspricht, wird in Szenario C ein progressiver Ausbau auf Basis der Individualziele zum Ausbau von EE der Bundesländer unterstellt. Szenario B bildet als Referenzszenario einen Mittelweg ab. Die Ergebnisse lassen auf einen zunehmenden Einfluss von PLP auf die Strompreise schließen. Durch die sinkenden Benutzungsstunden müssen thermische Kraftwerke ihre fixen Kosten in immer weniger Stunden einpreisen und verursachen dadurch deutlich höhere Preisspitzen. Der Einfluss der EE zeigt sich dabei insbesondere durch die steigende Preisvolatilität zwischen dem konservativen Szenario A und dem stark regenerativ geprägten Szenario C. Gleichzeitig nimmt der Anteil der zur Lastdeckung nicht benötigten Kraftwerke zu. Daraus lässt sich ableiten, welcher Anteil des Kraftwerksparks in den jeweiligen Szenarien nur durch zusätzliche Vergütungsmechanismen im Markt verbleiben würde und wie hoch diese Vergütungen mindestens ausfallen müssten.