

PREISBILDUNG IM REGELENERGIEMARKT – EIN VERGLEICH VON LINEAREN, GEMISCHT- GANZZAHLIGEN UND SPIELTHEORETISCHEN ANSÄTZEN

Daniel HUPPMANN¹, André ORTNER², Christoph GRAF³

„Strom ist ein ganz besond’rer Saft“

Aufgrund der besonderen Eigenschaften von elektrischer Energie funktionieren Strommärkte in vielerlei Hinsicht nicht wie Märkte im herkömmlichen Sinn. Auf der Angebotsseite unterliegen Kraftwerke vielen technisch-ökonomischen Einschränkungen wie etwa Anfahrkosten, Minimallast und Restriktionen bezüglich der Laständerungen. Auf der Nachfrageseite ist der Netzbetreiber dafür verantwortlich, kurzfristige Abweichungen vom Fahrplan, unvorhergesehene Ausschläge des Verbrauchs sowie Frequenzschwankungen durch die Vorhaltung von Regelenergie auszugleichen. Diese Märkte betreffen unterschiedliche Produkte und funktionieren auf unterschiedlichen zeitlichen Ebenen – in der derzeitigen Situation in Deutschland und Österreich müssen sich Kraftwerksbetreiber lange vor Marktschluss des Spotmarkts für die Bereitstellung von Regelenergie über einen längeren Zeitraum verpflichten (Müsgens et al., 2014).

Durch die binären Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber (Kraftwerk: ein oder aus, Teilnahme am Regelenergiemarkt: ja oder nein) eignen sich lineare Modelle nur sehr eingeschränkt zur Abbildung des Spot- und Regelenergiemarktes, da dieser Ansatz die technisch-ökonomischen Restriktionen nicht ausreichend berücksichtigen kann. Insbesondere die Anfahrkosten und die Mindestlastbeschränkungen müssen stark vereinfacht werden (Just & Weber, 2008), wodurch die Kraftwerkseinsatzentscheidungen nicht korrekt abgebildet werden.

Auf der anderen Seite erlauben gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodelle nicht – wie in konvexen Marktgleichgewichtsmodellen üblich – die Ableitung von Schattenvariablen und deren Interpretation als markträumende Preise (O’Neill et al, 2005). Die Bestimmung eines Marktgleichgewichtes und der entsprechenden Preise zwischen nicht-kooperativen Akteuren, die den deregulierten Strommarkt widerspiegeln, ist daher nicht trivial.

„Nun sag, wie hast du’s mit dem Markt?“

Im europäischen Markt sehen sich Kraftwerke bei der Bewertung von Regelenergiepreisen zwei Formen von Opportunitätskosten gegenüber: wenn die Strompreise im Spotmarkt über ihren Grenzkosten liegen, können sie die im Regelenergiemarkt reservierte Kapazität nicht im Spotmarkt anbieten; auf der anderen Seite müssen Kraftwerke, sofern sie im Regelenergiemarkt verpflichtet sind, auch dann auf Mindestlast Strom erzeugen, wenn der Strompreis unter ihre Grenzkosten sinkt. Der Regelenergiepreis muss daher beide Aspekte berücksichtigen und die Kraftwerksbetreiber entsprechend kompensieren (Ortner & Graf, 2013).

Wir adaptieren den Ansatz von Huppmann & Siddiqui (2015) zur Formulierung eines Nash-Gleichgewichts in binären Entscheidungsvariablen für den Regelenergiemarkt und vergleichen diese Methodik mit den „Standard“-Methoden eines linearen und eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells anhand einiger stilisierter numerischer Beispiele. Der Kraftwerkseinsatz unterscheidet sich zwischen den verschiedenen Methoden; insbesondere gibt es mehrere Situationen, in denen die Preise aus dem gemischt-ganzzahligen Modell nicht anreizkompatibel sind und daher kein Marktgleichgewicht darstellen.

¹ International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), Schlossplatz 1, 2361 Laxenburg, huppmann@iiasa.ac.at, www.iiasa.ac.at

² Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Energy Economics Group (EEG), Gußhausstraße 25-29, 1040 Wien, ortner@eeg.tuwien.ac.at, eeg.tuwien.ac.at

³ Wirtschaftsuniversität Wien, Institut für Regulierungsökonomie, Welthandelsplatz 1, 1020 Wien, christoph.graf@wu.ac.at, www.wu.ac.at/regulation

Im Gegensatz dazu findet die Methode auf Grundlage eines binären Nash-Gleichgewichts immer anreizkompatible Preise. Allerdings sind die Gesamtkosten in der Regel höher als im wohlfahrts-maximierenden Optimierungsmodell, das implizit einen sozialen Planer unterstellt.

Weiteres diskutieren wir die numerischen Eigenschaften der verschiedenen Methoden und zeigen die Grenzen der Lösbarkeit in angewandten Beispielen auf; während lineare Optimierungsmodelle mit Millionen von Variablen umgehen können, sind gemischt-ganzzahlige Ansätze auf einige tausend Binärvariablen begrenzt, bevor die Computerkapazität zum limitierenden Faktor wird. Das binäre Marktgleichgewichtsmodell erreicht am schnellsten die Grenzen der Lösbarkeit, sodass nur numerische Simulationen mit einigen Kraftwerken über den Verlauf einer Woche realistisch möglich sind.

„Das also ist des Pudels Kern!“

In unserem Beitrag diskutieren wir die Fragestellung, wie markträumende Preise in Märkten mit Nichtkonvexitäten zu finden sind; insbesondere der Strommarkt weist durch die verschiedenen technisch-ökonomischen Beschränkungen des Kraftwerkseinsatzes diese Problematik auf, dass Marktgleichgewichte numerisch nicht einfach zu bestimmen sind. Der Regelenergie verstärkt die Schwierigkeiten, da Kraftwerksbetreiber für die entstehenden Opportunitätskosten entschädigt werden müssen.

Wir vergleichen drei Optimierungs- bzw. Marktgleichgewichtsmodelle aus der Literatur und arbeiten anhand mehrerer numerischer Simulationsbeispiele die Unterschiede zwischen den Methoden heraus. Wie so oft in der angewandten Ökonomie erweist sich, dass der Anwender eine Abwägung zwischen der theoretischen „Sauberkeit“ – insbesondere der Berücksichtigung der Anreize der Marktteilnehmer – und den Grenzen der numerischen Lösbarkeit treffen muss.

Referenzen

- [1] André Ortner and Christoph Graf. Multi-market unit-commitment and capacity reserve prices in systems with a large share of hydro power: A case study. 10th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2013
- [2] Daniel Huppmann and Sauleh Siddiqui. An exact solution method for binary equilibrium problems with compensation and the power market uplift problem, DIW Discussion Paper 1475, 2015.
- [3] Sebastian Just and Christoph Weber. Pricing of reserves: Valuing system reserve capacity against spot prices in electricity markets. *Energy Economics* 30(6):3198-3221, 2008.
- [4] Felix Müsgens, Axel Ockenfels, and Markus Peek. Economics and design of balancing power markets in Germany. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55:392-401, 2014.
- [5] Richard P. O'Neill, Paul M. Sotkiewicz, Benjamin F. Hobbs, Michael H. Rothkopf, and William R. Stewart Jr. Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities. *European Journal of Operational Research* 164(1):269-285, 2005.