

Investitionsplanung unter Unsicherheit – Ein agentenbasierter Ansatz für liberalisierte Strommärkte

(Open-Source) Modellierung

Kim K. MISKIW¹, Christoph FRAUNHOLZ, Emil KRAFT

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Motivation und zentrale Fragestellung

In liberalisierten Strommärkten bilden umfassende Wirtschaftlichkeitsbewertungen die Basis für Investitionsentscheidungen. Unter anderem aufgrund der Kapitalintensität großer Erzeugungs- und Speichereinrichtungen sowie entsprechend langfristiger Investitionshorizonte verhalten sich Investoren dabei in hohem Maße risikoavers [1].

Für die Ausbauplanung unter Unsicherheit werden in der Literatur vorwiegend (stochastische) Optimierungsmodelle eingesetzt, die ein kostenminimales System aus Sicht eines zentralen Planers ermitteln [2]. Obgleich hilfreich für die Systemauslegung, kann dieser Ansatz die Risikoaversion von Investoren jedoch nur eingeschränkt abbilden [3]. In diesem Beitrag wird daher ein agentenbasiertes Strommarktmodell um die Berücksichtigung von Unsicherheiten erweitert. Somit kann eine Ausbauplanung aus Akteursperspektive und mit diversifizierten Risikoneigungen simuliert werden.

Methodische Vorgangsweise

Als methodische Grundlage dient das Modell PowerACE, welches bereits in vielen Studien erfolgreich für langfristige Szenarioanalysen der europäischen Strommärkte eingesetzt wurde. Der Schwerpunkt von PowerACE liegt auf der Simulation gekoppelter Day-Ahead Märkte und verschiedener Kapazitätsmechanismen, wobei die relevanten Marktteilnehmer durch Agenten repräsentiert werden. Insbesondere können die modellierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowohl über den täglichen Einsatz ihrer Bestandsanlagen als auch über den Zubau neuer Kapazitäten entscheiden. Die Entwicklung der Strommärkte ergibt sich schließlich aus dem aggregierten Verhalten aller Agenten.

Bisher wird für die Investitionsplanung in PowerACE ein deterministischer Ansatz mit myopisch perfekter Voraussicht verwendet [4]. Der bestehende Ansatz wird nun erweitert, indem die Stromnachfrage und die volatile Einspeisung Erneuerbarer als beispielhafte Unsicherheiten bei der Bewertung der Investitionsoptionen berücksichtigt werden. Grundsätzlich erlaubt die entwickelte Methodik auch die modellendogene Abbildung weiterer Unsicherheiten. Für die Generierung der Szenarios werden fünf verschiedene Wetterjahre derart kombiniert, dass das Ausmaß der Volatilität der Residuallast repräsentativ über den gesamten Investitionshorizont abgebildet wird. Für jede Investitionsoption und jedes der Szenarios werden die erzielbaren Deckungsbeiträge ermittelt, um dann mithilfe der Eintrittswahrscheinlichkeiten der Szenarios jeweils eine Verteilungsfunktion der annualisierten Profite π abzuleiten. Als Entscheidungskalkül wird auf Basis dieser Verteilungen der risikobereinigte, erwartete Profit π^* als Linearkombination aus dem Erwartungswert und dem Conditional Value at Risk definiert, wobei der Parameter λ die Risikoaversion der Investoren und der Parameter α das betrachtete Quantil der Verteilung bezeichnen:

$$\pi^* = (1 - \lambda) \cdot E(\pi) + \lambda \cdot \text{CVaR}_\alpha(\pi)$$

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine mit PowerACE simulierte Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland basierend auf der neu entwickelten Investitionsplanung mit Risikoaversion ($\lambda = 0,5$; $\alpha = 0,95$). Die installierten Kapazitäten ergeben sich dabei aus einem initialen Kraftwerkspark, exogen vorgegebenen Kraftwerksstilllegungen sowie modellendogenen Investitionsentscheidungen. Da in PowerACE neben dem deutschen Marktgebiet auch alle

¹ Jungautorin, Hertzstr. 16, D-76187 Karlsruhe, +49 721 608 44566, kim.miskiw@partner.kit.edu, <http://www.iip.kit.edu>

angrenzenden Länder abgebildet sind, können grenzüberschreitende Ausgleichseffekte modellendogen berücksichtigt werden. Die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten spielt schließlich eine entscheidende Rolle für die Ergebnisse der Day-Ahead Marktsimulation. Für die Ausbauplanung beeinflussen insbesondere die Anzahl der Knappheitsstunden und damit verbundene Preisspitzen die Profitabilität der Investitionsoptionen maßgeblich. Eine Untersuchung unter Unsicherheit ermöglicht eine Berücksichtigung der Risikoverteilung bei den modellendogenen Ausbauentscheidungen.

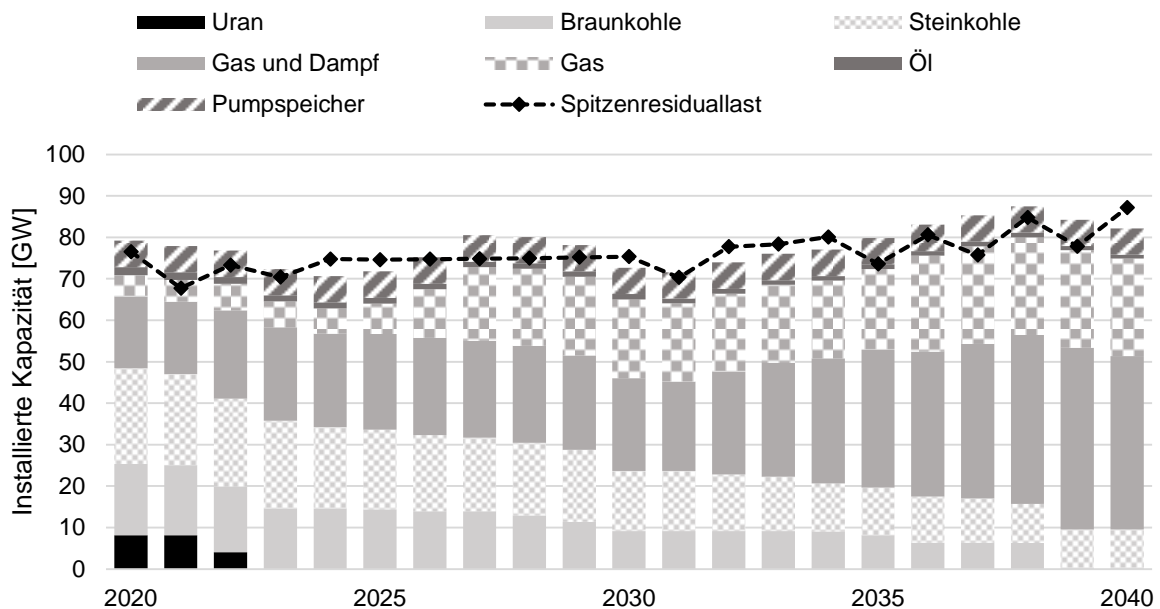


Abbildung 1: Simulierte Entwicklung der deutschen Kraftwerkskapazitäten für den risikoaversen Fall

Für den dargestellten Fall einer Investitionsplanung mit Risikoaversion ($\lambda = 0,5$) ergibt sich gegenüber dem risikoneutralen Fall ($\lambda = 0$) länderübergreifend ein etwas niedrigeres Kapazitätsniveau. Dies wiederum führt zu negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Form häufigerer Knappheitssituationen sowie generell leicht erhöhten Day-Ahead Marktpreisen. Diese Ergebnisse verdeutlichen die Relevanz einer geeigneten Abbildung der Risikoaversion von Investoren. Der entwickelte Ansatz leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Diskussion um angemessene Marktdesigns für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien.

Literatur

- [1] Vázquez, C., Rivier, M., Pérez-Arriaga, I.J., 2002. A market approach to long-term security of supply. IEEE Transactions on Power Systems 17, 349–357. doi:10.1109/TPWRS.2002.1007903.
- [2] Weber, C., Heidari, S., Bucksteeg, M., 2021. Coping with uncertainties in the electricity sector – Methods for decisions of different scope. Economics of Energy & Environmental Policy 10 (1), 5–30. doi:10.5547/2160-5890.10.1.cweb.
- [3] Poncelet, K., 2018. Long-term energy-system optimization models – Capturing the challenges of integrating intermittent renewable energy sources and assessing the suitability for descriptive scenario analyses. Dissertation. KU Leuven. Leuven, Belgien.
- [4] Fraunholz, C., Keles, D., Fichtner, W., 2019. Agent-Based Generation and Storage Expansion Planning in Interconnected Electricity Markets, in: 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, Piscataway, NJ. doi:10.1109/EEM.2019.8916348.