

EFFEKTIVE DISPATCHPLANUNG FÜR KONKURRIERENDE SPEICHER IN DAY-AHEAD STROMMARKTSIMULATIONEN

Christoph SCHIMECZEK¹, Felix Nitsch^{1,2},
Johannes KOCHEMS¹, Kristina NIENHAUS¹

Motivation

Die Energiewende im Stromsektor geht einher mit einem zunehmenden Flexibilitätsbedarf [1]. Batteriespeicher sind eine der Optionen, die im zukünftigen System diese Flexibilität bereitstellen können. Derzeit summieren sich die Netzanschlussbegehren für Batteriespeicher in Deutschland auf über 220 GW [2]. Allerdings haben hohe Volumina an Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen eine Rückwirkung auf die Strompreise. Es besteht die Gefahr, dass sie ihre Erlöse gegenseitig kannibalisieren oder Preisspitzen sogar invertieren. In einer extremen Ausprägung dieser gleichzeitigen Reaktion auf Preissignale spricht man vom sogenannten „Avalanche Effect“ [3]. Daher stellt sich die Frage, wie der Wettbewerb von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen derart aus einer Betreiberperspektive modelliert werden kann, sodass auch die systemischen Rückwirkungen großer Mengen von Flexibilität adäquat berücksichtigt sind. Wir präsentieren eine neue Methode zur Simulation konkurrierender Speicher, die dieses Problem löst. Mithilfe des agentenbasierten Modells AMIRIS erproben wir diese sowohl für ein Backtesting-Szenario als auch für einen Fall mit höherer Flexibilität im System.

Methode

Für unsere Analysen verwenden wir das agentenbasierte Strommarktsimulationsmodell AMIRIS [4]. Zur Repräsentation von Speichern als exemplarische Flexibilitätsoption verwenden wir eine neue Methode, die in [5] vorgestellt wird. Speicherbetreiber können sich hierbei entweder für die Einsatzstrategie entscheiden, ihre Profite zu maximieren oder zur Minimierung der Gesamtkosten des Systems beizutragen. Die Planung des Dispatchs erfolgt mithilfe der dynamischen Programmierung. Hierbei werden Speicherzustände diskretisiert und es wird ein optimaler Pfad ermittelt, wobei auch Werte des Speicherinhalts, sogenannte „Water Values“ [6], berücksichtigt werden können. Entscheidend für die Speichereinsatzplanung ist die Güte der verwendeten Preisprognose. Diese wird in AMIRIS von einem Forecast-Agenten erstellt, der alle geplanten Dispatch-Informationen in Form vorläufiger Kauf- und Verkaufsgebote einsammelt und einen Marktpreis prognostiziert. Da alle Einzelinformationen zu Geboten vorliegen, kann der Forecast-Agent diese zu einer Merit Order aggregieren. Die Besonderheit unseres Ansatzes ist, dass wir nicht nur die Preisrückwirkung des eigenen Einsatzes bewerten, sondern auch eine Schätzung für die Preisrückwirkung konkurrierender Speicher berücksichtigen. Diese ermitteln wir über Multiplikatoren, die wir aus dem kumulierten historischen Dispatch aller Speicher ableiten. Hierbei verwenden wir einen gleitenden Mittelwert aus historischen Faktoren mit einem Abklingfaktor. Durch diesen erhalten neuere Multiplikatoren ein höheres Gewicht, sodass sich eine rasche Stabilisierung der Multiplikatoren einstellt.

Wir testen unsere Methode in einem Backtesting-Szenario, das den deutschen Strommarkt im Jahr 2019 abbildet. Wir betrachten zunächst einen Fall mit aggregierter Speicherkapazität und vergleichen profitmaximierende und systemkostenminimierende Strategien. Des Weiteren betrachten wir einen Fall, in dem die Speicherkapazitäten in 18 Speichereinheiten disaggregiert sind. Abermals vergleichen wir die verschiedenen Einsatzstrategien, diesmal unter Abschätzung des Verhaltens der Wettbewerber, und stellen die Ergebnisse denen der aggregierten Speicherkapazität gegenüber. Ergänzend betrachten wir eine Situation mit 20 GW an zusätzlicher Speicherkapazität im System, um eine erste Einschätzung für mögliche Erlöskannibalisierung zu erhalten. Alle Daten [7] sowie das Modell [8] sind öffentlich verfügbar.

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8223, christoph.schimeczek@dlr.de.

² BOKU University, Institut für Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien.

Ergebnisse

Mit nur einem Speicher im System stellen wir die höchste Korrelation der simulierten Preise mit den historischen Preisen für die Price-Maker-Strategie fest. Die systemkostenminimierende Einsatzstrategie zeigt eine höhere Korrelation zum historischen Dispatch. Letztere ist bei der Price-Taker-Strategie am stärksten ausgeprägt, die Speicher operieren hier jedoch defizitär. In der Price-Maker-Strategie werden durch Ausübung von Marktmacht höhere Erlöse als in der fiktiven Referenz erzielt und die Speicherkapazitäten weniger stark eingesetzt als in der historischen Zeitreihe (Tabelle 1).

Tabelle 1: Metriken zur Bewertung der Speichereinsatzstrategien für den Ein-Speicher-Fall; Vergleich mit Historie

Metrik	Profitmaximierung Price Taker	Systemkostenminimie- rung Price Maker	Profitmaximierung Price Maker
Preiskorrelation	0,62	0,80	0,87
Dispatch-Korrelation	0,80	0,75	0,68
Relative Ausspeicherung	245 %	149 %	83 %
Relative Profite	-159 %	70 %	148 %

Mit mehreren Speichern im System erhalten wir die höchste Korrelation der simulierten und historischen Preise für die profitmaximierende Strategie mit Wettbewerbseinschätzung. Die systemkostenminimierende Strategie zeigt eine höhere Dispatch-Korrelation und ist sehr nah an der historischen Speicherbewirtschaftung. Dies deutet auf ein kompetitives Marktumfeld hin, in dem implizite Kollusion augenscheinlich nicht zum Tragen gekommen ist. Für die profitmaximierende Strategie mit Wettbewerbseinschätzung sind erneut höhere Erlöse als in der fiktiven Referenz und ein geringerer Einsatz der Speicherkapazitäten zu beobachten (Tabelle 2).

Tabelle 2: Metriken zur Bewertung der Speichereinsatzstrategien für den 18-Speicher-Fall; Vergleich mit Historie

Metrik	Profitmaximierung Price Taker	Systemkostenminimierung Wettbewerbseinschätzung	Profitmaximierung Wett- bewerbseinschätzung
Preiskorrelation	0,66	0,85	0,87
Dispatch-Korrelation	0,87	0,86	0,79
Relative Ausspeicherung	222 %	107 %	72 %
Relative Profite	-161 %	109 %	129 %

Für den Fall mit höherer Speicherdurchdringung stellen wir fest, dass die neu ins System gekommenen Kurzfristspeicher über 50 % der Profite erwirtschaften, obwohl nur 20 % der gesamten Speicherkapazität auf sie entfällt. Dies ist auf deren überdurchschnittliche Effizienz zurückzuführen. In Bezug auf die Gesamtprofite ist eine sehr deutliche Erlöskannibalisierung zu beobachten.

In weitergehenden Analysen sollten weitere Flexibilitätsoptionen und Transformationsszenarien analysiert werden. Auch ein analytischer Vergleich mit spieltheoretischen Ansätzen bietet Potenzial.

Referenzen

- [1] H. C. Gils et al., “Modeling flexibility in energy systems — comparison of power sector models based on simplified test cases,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 158, p. 111995, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111995.
- [2] S. Enkhardt, Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anchlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/>
- [3] M. Kühnbach, J. Stute, and A.-L. Klingler, “Impacts of avalanche effects of price-optimized electric vehicle charging - Does demand response make it worse?,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 34, p. 100608, 2021, doi: 10.1016/j.esr.2020.100608.
- [4] C. Schimeczek et al., “AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems,” *JOSS*, vol. 8, no. 84, p. 5041, 2023, doi: 10.21105/joss.05041.
- [5] C. Schimeczek, F. Nitsch, J. Kochems, and K. Nienhaus, “Avoiding Avalanches: Effective Dispatch Planning for Competing Storage Units in Day-Ahead Electricity Market Simulations,” 2025.
- [6] T. J. Scott and E. G. Read, “Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market,” *Int Trans Operational Res*, vol. 3, 3-4, pp. 243–253, 1996, doi: 10.1111/j.1475-3995.1996.tb00050.x.
- [7] C. Schimeczek, F. Nitsch, and J. Kochems, “Avoiding Avalanches: Effective Dispatch Planning for Competing Storage Units in Day-Ahead Electricity Market Simulations (Dataset),” 2025.
- [8] C. Schimeczek et al., AMIRIS: Zenodo, 2025.

Danksagung

Dieser Beitrag wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Projekte ERAFlex II (FKZ 03EI1033A) sowie Man0EUvRE (FKZ 03EI6112B) gefördert. Der Vorhersageansatz wurde im ersten Projekt entwickelt, die finale Implementierung in AMIRIS im zweiten.