

SIMULATION DER VERSORGUNGSSICHERHEIT WÄHREND EXTREMWETTEREREIGNISSE MITTELS EINES GEKOPPELTEN MARKT- UND NETZMODELLS

Rafael FINCK¹, Felix NITSCH²

Hintergrund und Motivation

Das künftige europäische Energiesystem wird in hohem Maße durch wetterabhängige Erneuerbare Erzeugungstechnologien geprägt sein. Dementsprechend entscheidend ist die Fähigkeit der gekoppelten europäischen Märkte und Netze auch während Extremwetterereignissen wie der „kalten Dunkelflaute“ die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Neben den Erzeugungs- und nachfrageseitigen Flexibilitäten im System stellt der Austausch mit den Nachbarländern einen zentralen Freiheitsgrad der Betrachtung dar. Dieser Beitrag stellt ausgewählte Ergebnisse des VERMEER Projektes [1] vor, welches darauf abzielt, den Beitrag des europäischen Stromhandels auf die Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während eines solchen Extremwetterereignisses zu quantifizieren. Insbesondere wird der Einfluss des Extremwetters auf die sich an den Handelsplätzen einstellenden Preise, sowie Austauschflüsse und Knappheitssituationen analysiert. Netzseitig wird der Bedarf an engpassbehebenden Maßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement) bestimmt.

Methodik

Basis für die Untersuchung bildet das europäische Energiesystem nach dem Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022 der ENTSO-E. Um ein relevantes Extremwetterereignis zu identifizieren werden auf Grundlage historischer Wetterdaten [2] die resultierende Residuallast bestimmt und entsprechende Zeiträume identifiziert. Um den Effekt des Extremwetterereignisses zu bestimmen, wird dieses in ein historisches Wetterjahr (2016) eingefügt. Der Vergleich des resultierenden „synthetischen Jahres“ mit der historischen Referenz bildet die Grundlage der Analyse. Der Ausbauzustand der Erneuerbaren Energien (insbesondere PV sowie Wind Onshore und Wind Offshore), der Kraftwerkspark, der Übertragungsnetzausbau sowie der Elektrifizierungsstand der Lastsektoren Mobilität und Wärme bilden dabei das Jahr 2035 ab. Das gekoppelte europäische Marktgeschehen wird mittels des agentenbasierten Strommarktmodells AMIRIS [3] simuliert. Dazu werden die zeitvariablen Austauschkapazitäten unter Berücksichtigung des Flow-based Market Couplings (FBMC) mit Hilfe des Modells Tango FBMC [4] berechnet. In den Modellen wird darüber hinaus auch der Einsatz weiterer marktseitiger Flexibilität und natürlich jene der Kraftwerke abgebildet. Anschließend werden die Auswirkungen des Marktergebnisses im Stromübertragungsnetz mittels (optimaler) Leistungsflussrechnung analysiert und der Bedarf an Redispatchmaßnahmen sowie Einspeisemanagement quantifiziert.

Ergebnisse

Die Residuallastanalyse ergibt als ein relevantes Extremwetterereignis eine zweiwöchige Schwachwindphase im Winter 1996/1997. Dieser wird kalendarisch korrekt in das historische Jahr 2016 eingefügt. Da der Zeitraum sehr nah am Jahreswechsel liegt wird zur adäquaten Modellierung von Integralitätsbedingungen der Saisonalspeicher das synthetische Jahr vom Sommer bis Sommer gerechnet. Die Strommarktsimulation erfolgt für Deutschland sowie die elektrisch gekoppelten Nachbarmarktzonen. Abbildung 1 zeigt die Windenergieeinspeisung pro Netzknoten im Netzgebiet der Core Region für den Extremwetterzeitraum im Basisjahr (links) und für das Extremereignis (rechts).

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Hertzstraße 16, +49 721 608-44468., +49 721 608-44682, rafael.finck@kit.edu, www.iip.kit.edu

² Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestr. 4, 70563 Stuttgart +49 711 6862-8865, felix.nitsch@dlr.de, www.dlr.de/ve

Zu sehen ist die starke Korrelation zwischen der Einspeisung an den Netzknoten, da die Flaute beinahe im gesamten Betrachtungsgebiet vorherrscht. In einem ersten Schritt wird das Markt- und Netzergebnis für den Extremwetterzeitraum zwischen historischem Wetter und Extremereignis verglichen. Relevante Kenngrößen bilden hier die sich einstellenden Großhandelspreise während des Extremwetterereignisses, sowie Austauschflüsse zwischen den Marktzonen. Abbildung 2 zeigt beispielhaft den Kraftwerkseinsatz für die deutsche Marktzone, wie er sich im Strommarktmodell

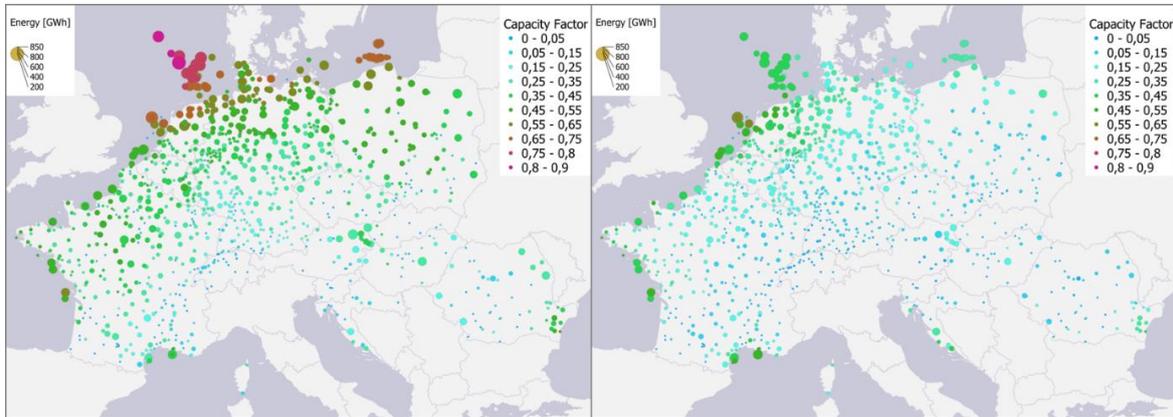


Abbildung 1: Winterzeugung in GWh und durchschnittlicher Kapazitätsfaktor an den Umspannungsknoten des Übertragungsnetzes (Extremwetterereignis rechts).

einstellt, sowie die Strompreise während des Extremereignisses für den Referenzfall (links) und das Extremereignis (rechts). Zu sehen ist der verstärkte Einsatz von fossilen Spitzenlastkraftwerken sowie Preisspitzen im Extremfall.

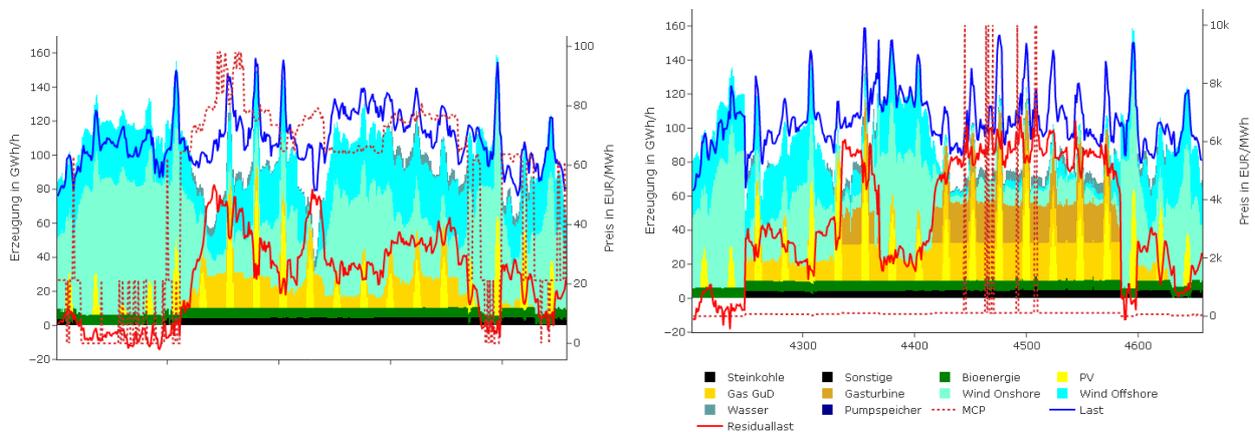


Abbildung 2: Einsatz verschiedener Kraftwerkstechnologien, Nachfrage und Marktpreis in den beiden Vergleichszeiträumen.

Referenzen

- [1] F. Nitsch *et al.*, "Versorgungssicherheit in Deutschland und Mitteleuropa während Extremwetter-Ereignissen (VERMEER): Der Beitrag des transnationalen Stromhandels bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien.," 2023. [Online]. Available: <https://elib.dlr.de/196641/>
- [2] H. Hersbach *et al.*, "The ERA5 global reanalysis," *Quart J Royal Meteor Soc*, vol. 146, no. 730, pp. 1999–2049, 2020, doi: 10.1002/qj.3803.
- [3] 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.
- [4] R. Finck, "Impact of Flow Based Market Coupling on the European Electricity Markets," *NachhaltigkeitsManagementForum*, vol. 29, no. 2, pp. 173–186, 2021, doi: 10.1007/s00550-021-00520-w.