

GEKOPPELTES ENERGIESYSTEMMODELL FÜR DEN ENERGIEUMSTIEG IN BAYERN

Marco PRUCKNER¹, Gaby SEIFERT², Matthias LUTHER², Reinhard GERMAN¹

Ausgangslage und Zielsetzung

Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland und insbesondere in Bayern steht vor großen Herausforderungen. Gegenwärtig sind in Bayern Kernkraftwerke mit einer Gesamtnettonennleistung von etwa 5 GW am Netz. Im Jahr 2011 hatte die Kernenergie einen Anteil von 49 % an der Bruttostromerzeugung in Bayern. Nach den Plänen der deutschen Bundesregierung geht das letzte deutsche Kernkraftwerk Ende 2022 vom Netz. Laut dem bayerischen Energiekonzept „Energie Innovativ“ [1] soll der Wegfall der Kernenergie u.a. durch den schnelleren Ausbau der Erneuerbaren (50 % Anteil an der Stromnachfrage im Jahr 2021), dem Zubau neuer hocheffizienter GuD-Anlagen, Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau von Stromspeichern kompensiert werden. Darüber hinaus wird der Netzausbau in Deutschland als besonders wichtige Maßnahme angesehen, um Windstrom aus den windreichen Küstengebieten in die Verbrauchszentren nach Süden transportieren zu können.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Energiesystemanalyse Bayern“³ wird an der Universität Erlangen-Nürnberg ein gekoppeltes Optimierungs-, Simulations- und elektrisches Netzmodell entwickelt, um unterschiedliche Handlungsoptionen und deren Auswirkungen auf das bayerische Energiesystem untersuchen zu können. In diesem Beitrag wird der Aufbau des gekoppelten Modells beschrieben und die Kopplung zwischen dem Simulations- und elektrischen Netzmodell dargestellt. Erste Ergebnisse zur Überprüfung marktorientierter Einspeiseszenarien in stündlicher Auflösung mittels quasistationärer Netzberechnungen liegen vor.

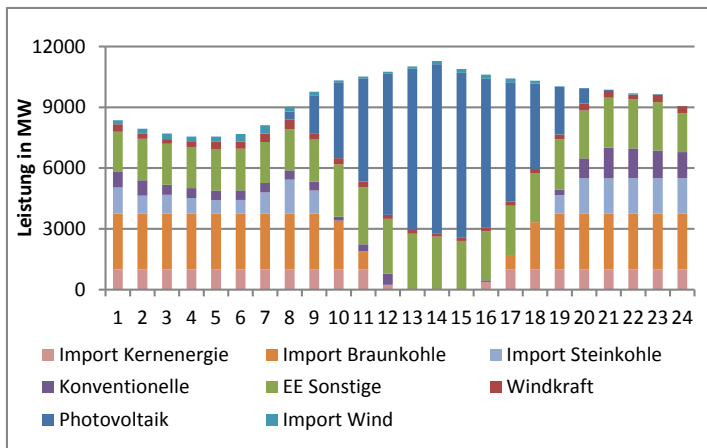
Aufbau des Modells

Das gekoppelte Modell besteht aus drei Basiskomponenten. Im Optimierungsmodell wird zunächst eine optimale Kapazitätsausbauplanung unter Kostengesichtspunkten durchgeführt. Im Simulationsmodell können die optimalen Ausbaupläne und weitere Szenarien in einer hohen zeitlichen Auflösung simuliert werden. Sowohl wirtschaftliche (z. B. Kraftwerkseinsatz nach Merit Order) als auch politische Rahmenbedingungen (z. B. Einspeisevorrang der Erneuerbaren) werden berücksichtigt. Für die Implementierung wird ein hybrider Simulationsansatz [2] gewählt. Mögliche Ausgabeparameter sind u.a. wöchentliche, monatliche und jährliche Energiebilanzen, der stündliche Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Nachfrage, CO₂-Emissionsbilanzen der Stromerzeugung und Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke. Der detaillierte Kraftwerkseinsatz wird anschließend an das Netzmodell übergeben, um den Kraftwerkseinsatz knotenscharf im elektrischen Netz nachzubilden und die dadurch entstehenden Leistungsflüsse zu berechnen. Anhand quasistationärer Netzberechnungen kann die Einhaltung der Normen und Richtlinien (z.B. thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel oder Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes) überprüft werden. Weiterhin können netztechnische Alternativen analysiert und bewertet werden. Die Ergebnisse der Netzberechnungen sind beispielsweise Betriebsmittelauslastungen zu einzelnen Zeitpunkten oder Zeitspannen, Grenzwertüberschreitungen je Zeitpunkt oder Betriebsmittel, sowie die zu jedem Zeitpunkt im Netz benötigte Blindleistung.

¹ Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme, Martensstr. 3, 91058 Erlangen, Telefon: +49-9131-85-27697, marco.pruckner@cs.fau.de, german@cs.fau.de, www7.cs.fau.de

² Universität Erlangen-Nürnberg, Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme, Konrad-Zuse-Str. 3-5, 91052 Erlangen, Telefon: +49-9131-85-23451, gaby.seifert@fau.de, matthias.luther@fau.de, www.ees.eei.uni-erlangen.de

³ weitere Informationen: http://www.bayern-innovativ.de/cluster-energietechnik/systemanalyse_bayern



Exemplarische Untersuchungsergebnisse

Durch den modularen Aufbau des Simulationsmodells ist es möglich, unterschiedliche Energieszenarien in Bayern zu definieren und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu analysieren. Exemplarisch ist in Abbildung 1 der stündliche Kraftwerkeinsatz für einen Werktag im Sommer 2023 dargestellt. Durch die hohe Stromerzeugung von Photovoltaikanlagen (installierte Leistung: 14 GWp) in den Mittags- und Nachmittagsstunden

Abbildung 1: Stromerzeugung an einem Werktag im Jahr 2023

wird kein konventionelles Kraftwerk zwischen 13:00 und 15:00 Uhr benötigt. In den Morgen- und Abendstunden kann auf eine konventionelle Stromerzeugung nicht verzichtet werden. Aufgrund der niedrigeren Grenzkosten von Kernenergie, Braun- und Steinkohlestrom kommt es zwischen 0:00 und 9:00 bzw. 19:00 und 0:00 Uhr zu hohen Stromimporten aus dem Norden Deutschlands und Tschechien nach Bayern.

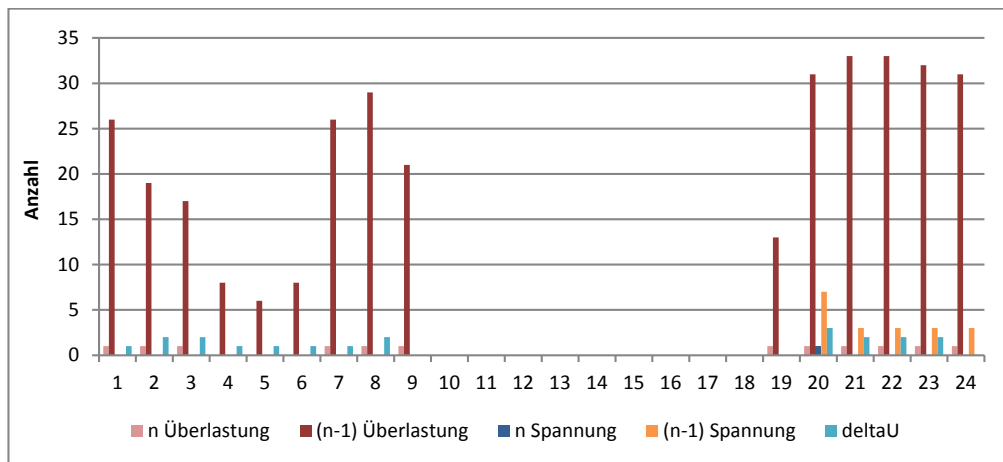


Abbildung 2: Anzahl der Grenzwertüberschreitungen an einem Werktag im Sommer 2023

In Abbildung 2 ist die zum Szenario in Abbildung 1 resultierende Anzahl an Grenzwertüberschreitungen dargestellt. Bei der Netzanalyse werden folgende Kriterien geprüft:

- (n-1) - Kriterium
- Einhaltung der thermischen Grenzwerte
- Einhaltung des Spannungsbands
- Einhaltung des zulässigen Spannungsfalls

Im Ergebnis sind deutlich die gehäuften Grenzwertverletzungen unterschiedlichster Art zu Zeitpunkten mit hohen Leistungsimporten nach Bayern zu erkennen. Die auf diese Weise ermittelten kritischen Netzzustände sind in einem nächsten Schritt durch Netzausbau - und - verstärkungsmaßnahmen zu beheben. Die hierfür notwendigen Investitionen sind beim Umbau des Energiesystems zu berücksichtigen.

Literatur

[1] Bayerische Staatsregierung: Bayerisches Energiekonzept „Energie innovativ“; Mai 2011; online verfügbar: <http://www.bayern.de/Anlage10344945/BayerischesEnergiekonzeptEnergieInnovativ.pdf>

[2] M. Pruckner, R. German: A Hybrid Simulation Model for Large-Scaled Electricity Generation Systems; In: Proceedings of the 2013 Winter Simulation Conference; Washington, D.C.; Dezember 2013