Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten in Deutschland bei einem Kohleausstieg im Jahr 2030

Themenbereich: (1) Energie-/Klimapolitik, Versorgungssicherheit

Florian ZIMMERMANN[[1]](#footnote-1)(1), Emil KRAFT(1), Julius BERANEK(1), Wolf FICHTNER(1)

(1) Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Motivation und zentrale Fragestellung

In Deutschland wurde der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens im Jahr 2038 (mit einigen Etappenzielen) gesetzlich verankert (siehe § 2 Abs. 2, Kohleausstiegsgesetz). Politisch wird ein vorgezogener Ausstieg im Jahr 2030 gewünscht. Mit diesem vorgezogenen Ausstieg würden planmäßig ca. 17 GW (8 GW Stein- und 9 GW Braunkohle, § 2 Abs. 2, Kohleausstiegsgesetz) Erzeugungsleistung der Kohlekraftwerke aus dem Markt genommen (siehe Abbildung 1). Jedoch sind im Jahr 2030 weiterhin Erzeugungstechnologien wie Gaskraftwerke notwendig, um dem Strommarkt ausreichend gesicherte Leistung zur Verfügung stellen zu können.

Dabei steht die Frage des rechtzeitigen Zubaus von disponiblen Kraftwerken im Raum, um einen Teil der Kohlekraftwerkskapazität zu ersetzen. Ohne Ersatz könnte die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland gefährdet sein.

Kernenergieausstieg

Ziel (2030):   
17 GW

Ziel (2022):   
30 GW

Abbildung 1: Entwicklung der installierten Kern- und Kohlekraftwerkskapazität in Deutschland unter Annahme von Kraftwerksstilllegungen anhand des ursprünglichen Kernenergie- und vorgezogenen Kohleausstiegsplans

Methodische Vorgangsweise

Deshalb wird die Forschungsfrage aufgeworfen, ob das aktuelle Marktdesign ausreichend Investitionen in gesicherte Erzeugungsleistung bis 2030 anreizt oder ob Anpassungen des Marktdesigns hinsichtlich Kapazitätsmärkten vorgenommen werden müssen, um die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten mittelfristig nicht zu gefährden. Das soll mithilfe des agentenbasieren Simulationsmodell PowerACE (siehe u.a. [1,2]) untersucht werden. PowerACE simuliert den Spotmarkt stundenscharf bis 2050 für die wesentlichen europäischen Länder und bestimmt dabei über einen wohlfahrtsmaximierenden Marktkopplungsalgorithmus die Einsatzentscheidungen, Marktpreise sowie grenzüberschreitenden Austauschflüsse. Dabei werden jährlich Investitionsentscheidungen der Agenten mittels Berechnung des Kapitalwerts unter Berücksichtigung einer modellendogenen Preisvorhersage getroffen.

Ein wesentlicher Vorteil der Modellierung ist die Abbildung von verschiedenen Marktdesigns wie ein Energy-only (EOM) oder Kapazitätsmarkt zusammen mit der Möglichkeit auch vollständiges Marktversagen abzubilden. Es werden zwei verschiedene Szenarien untersucht: Zum einen wird ein Szenario mit den aktuell implementierten Strommarktdesigns untersucht (Status Quo). Zum anderen wird ein einheitlicher Kapazitätsmechanismus für alle modellierten Länder eingeführt und analysiert (EU-CRM). Im Fokus der Untersuchung steht die Analyse des Investitionsverhaltens, abhängig vom Szenario. Als Bewertungsmaß für die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten werden verschiedene Metriken wie Energy not Served oder Loss of Load Expectation herangezogen. Insbesondere steht dabei der Zeitraum der Kohlekraftwerksstilllegungen im Zentrum der Betrachtung. Im Zuge dessen wird untersucht ob, mit welcher disponiblen Kraftwerkstechnologie und in welchem Zeithorizont die entstehende Kapazitätslücke aufgefüllt wird.

Vorläufige Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die vorläufigen Ergebnisse zeigen, dass die Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten bei Stilllegung der gesamten verbleibenden Kohlekraftwerkskapazität im Jahr 2030 in Deutschland im EOM mit strategischer Reserve nicht gewährleistet werden kann (Abbildung 2). D. h., es wird nicht rechtzeitig ausreichend Erzeugungskapazität unter einem EOM-Regime zugebaut. Deshalb scheint eine Änderung des Marktdesigns erforderlich, um ausreichend Erzeugungskapazität anzureizen. Jedoch ist ein zügiger Zubau an gesicherter Kapazität selbst in einem Szenario mit Kapazitätsmarkt fraglich, weshalb die vollständige Stilllegung von Kohlekraftwerken gegen Ende des Jahres 2030 eine Herausforderung darstellt, insbesondere unter Sicherstellung der Angemessenheit der Stromerzeugungskapazitäten.

Aus den Ergebnissen werden schließlich weitere Handlungsempfehlungen u. a. bzgl. Marktdesignänderungen für den deutschen Strommarkt abgeleitet.

Abbildung 2: Loss of Load Expectation (LoLE) in Deutschland im Szenario mit den derzeit implementierten Marktdesigns; in dieser Auswertung ist nur ein Wetterjahr berücksichtigt.

Literatur

[1] Zimmermann, F.; Bublitz, A.; Keles, D.; Fichtner, W. (2021): Cross-border Effects of Capacity Remuneration Mechanisms: The Swiss Case. The energy journal, 42 (2), 1–2. doi:10.5547/01956574.42.2.fzim

[2] Zimmermann, F.; Kraft, E.; Fichtner, W. (2022). Modeling the Dispatch of Electrolyzers Using Agent-based Electricity Market Simulation. 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), 1–10, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). doi:10.1109/EEM54602.2022.9921118

1. Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Deutschland, +49 721 608-44580, florian.zimmermann@kit.edu, iip.kit.edu [↑](#footnote-ref-1)