DER EINFLUSS VON STROMTARIFMODELLEN AUF LASTMANAGEMENTPOTENZIALE

Johannes KOCHEMS[1](*), Christoph SCHIMECZEK[2]

Inhalt

Die Energiewende geht einher mit einem zunehmendem Flexibilisierungsbedarf zum Ausgleich der Fluktuationen erneuerbarer Erzeuger [1]. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage stellt eine mögliche Flexibilisierungsoption dar [2, 3]. Die Nutzung dieser Flexibilisierungsoption ist jedoch maßgeblich davon abhängig, ob und wie Anreize aus dem regulatorischen Rahmen wirken. Hierbei spielen insbesondere die Höhe und zeitliche Struktur von Strompreisbestandteilen eine Rolle. Während zwar bereits einzelwirtschaftliche Analysen zu der genannten Anreizwirkung [4, 5] sowie theoretische Systemstudien [6] existieren, bleibt die Frage unbeantwortet, welche einzelökonomischen Potenziale in einem größeren Stromsystemkontext für einen marktbasierten Lastmanagementeinsatz existieren und welchen Effekt die entsprechende Anreizwirkung hier ausübt. Diese Forschungslücke soll durch eine Fallstudie mit dem agentenbasierten Strommarktmodell AMIRIS geschlossen werden.

Methodik

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS herangezogen [7, 8]. Der dynamische Programmierungsansatz zur Modellierung von Lastverschiebung in AMIRIS ist in [9] beschrieben. Aktuelle Zustände werden in diesem über ein Energieniveau sowie eine aktuelle Verschiebedauer definiert und Zustandsübergänge, d. h. Lastverschiebungen, derart restringiert, dass die relevanten Zeit-, Leistungs- und Energiegrenzen nicht verletzt werden. Der vorliegende Beitrag erweitert den Ansatz um eine möglichst realistische Parametrierung des technischen Stromnachfrageflexibilisierungspotenzials für die Bundesrepublik Deutschland, aufbauend auf Vorarbeiten einer Metaanalyse in [10] und einem Potenzial-Clustering in [11]. Ferner werden verschiedene Stromtarifmodelle untersucht in Hinblick auf deren Einfluss auf den Einsatz von Lastmanagement. Hierbei werden unterschiedliche zeitliche Auflösungen und Dynamisierungsansätze arbeitsbezogener Preiskomponenten sowie Variationen der Leistungspreissystematik der Netzentgelte analysiert.

Ergebnisse

Im Ergebnis zeigt sich ein erheblicher Einfluss der Stromtarife auf die einzelökonomisch attraktiven Lastmanagementpotenziale. Ein höherer Dynamisierungsanteil arbeitsbezogener Preiskomponenten begünstigt tendenziell den Einsatz von Nachfrageflexibilität, kann aber je nach Kundentyp und Anschlussspannungsebene durch das (spitzen-)leistungsbezogene Netzentgelt deutlich überkompensiert werden. Eine isolierte Betrachtung von Preiskomponenten greift daher in Bezug auf die gesamte Anreizwirkung zu kurz. Während dieser Beitrag den marktbasierten Lastmanagement untersucht, ergibt sich weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich des Einbeziehens und Austarierens verschiedener und mitunter divergierender Zielgrößen in das Stromtarifdesign („Netz vs. Markt“).

References

[1] M. Z. Degefa, I. B. Sperstad, and H. Sæle, “Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 194, p. 107022, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107022.

[2] A. Sauer, E. Abele, and H. U. Buhl, Eds., *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur*

[1] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestraße 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8521, johannes.kochems@dlr.de, https://dlr.de/ve

[2] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curiestraße 4, 70563 Stuttgart, +49 711 6862-8223, christoph.schimeczek@dlr.de, https://dlr.de/ve

flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie). Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2019.

[3] M. Steurer, “Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung,” Dissertation, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.

[4] J. Freier, M. Arnold, and J. Hesselbach, “Introduction of an approach to develop dynamic electricity prices for residential customers,” in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.

[5] M. Schreiber, M. E. Wainstein, P. Hochloff, and R. Dargaville, “Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid,” *Energy*, vol. 93, pp. 2568–2581, 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.10.067.

[6] C. Gambardella, M. Pahle, and W.-P. Schill, “Do Benefits from Dynamic Tariffing Rise? Welfare Effects of Real-Time Retail Pricing Under Carbon Taxation and Variable Renewable Electricity Supply,” *Environ Resource Econ*, vol. 75, no. 1, pp. 183–213, 2020, doi: 10.1007/s10640-019-00393-0.

[7] M. Reeg, “AMIRIS - ein agentenbasiertes Simulationsmodell zur akteursspezifischen Analyse techno-ökonomischer und soziotechnischer Effekte bei der Strommarktintegration und Refinanzierung erneuerbarer Energien,” Dissertation, TU Dresden, Dresden, 2019.

[8] M. Deissenroth, M. Klein, K. Nienhaus, and M. Reeg, “Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions: Agent-Based Modelling of Renewable Energy Market Integration,” *Complexity*, vol. 2017, pp. 1–24, 2017, doi: 10.1155/2017/7494313.

[9] J. Kochems and C. Schimeczek, “Agentenbasierte Modellierung von Lastmanagement im deutschen Stromsektor,” in *Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 2021: Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen - Wie?*, Wien / online, 2021.

[10] J. Kochems, “Lastflexibilisierungspotenziale in Deutschland - Bestandsaufnahme und Entiwcklungsprojektionen,” in *EnInnov 2020 - 16. Symposium Energieinnovation: Energy for Future - Wege zur Klimaneutralität*, Graz, 2020.

[11] J. Kochems, “Demand response potentials for Germany: potential clustering and comparison of modeling approaches,” in *INREC 2020: 9th International Ruhr Energy Conference*, Duisburg / online, 2020.