Identifizierung des „Efficiency-Gaps“ durch Kopplung eines linearen Optimierungs- und agentenbasierten Modells

Modellierung

Matthias REEG[[1]](#footnote-1)(1), Marc DEISSENROTH(1), Christoph SCHIMECZEK(1),

Benjamin FLEISCHER(2), Felix GUTHOFF(2), Georgios SAVVIDIS(2), Laura TORRALBA-DIAZ(2)

(1)DLR-Institut für Technische Thermodynamik - Energiesystemanalyse,

(2)Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Motivation und zentrale Fragestellung

Zur effektiven Steuerung der Transformation des Energiesystems müssen nicht nur optimale Zielzustände identifiziert werden, sondern auch die Pfade, die zur Erreichung dieser Zielzustände notwendig sind. Die für die Ermittlung von optimalen Zielzuständen häufig herangezogenen linearen Optimierungsmodelle sind zwar prinzipiell in der Lage, ein volkswirtschaftlich optimales Energiesystem zu konfigurieren, jedoch zeigt sich in der Praxis häufig eine eklatante Differenz zwischen dem optimalen und dem realen Systemzustand. Dies ist auf den sog. „Efficiency-Gap“ zurückzuführen, der sich zwischen volkswirtschaftlichen systemoptimalen und akteursspezifischen betriebswirtschaftlichen Verhalten aufspannt. Agentenbasierte Modelle hingegen können das Entscheidungsverhalten einzelner Marktteilnehmer berücksichtigen, welches beispielweise durch unvollkommene Informationen sowie Gewinnstreben und Verzerrungen durch Förderregime geprägt ist. Durch Kopplung dieser beiden Modellklassen kann der Efficiency-Gap erstmals detailliert analysiert werden. Im Rahmen des Projektes ERAFlex wird eine solche Modellkopplung erarbeitet und exemplarisch zur Untersuchung von Flexibilitätsoptionen im Elektrizitätssektor angewendet [1].

Methodische Vorgangsweise

Das Elektrizitätsmarktmodell „E2M2“ [2] ermittelt den Zubau und Einsatz konventioneller sowie erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten sowie den Einsatz notwendiger Flexibilitätsoptionen (z. B. Speicher, Abregelung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien oder flexible Biomasseanlagen) mittels linearer Optimierung unter gegebenen Restriktionen wie EE-Anteile und CO2-Caps in stündlicher Auflösung. Hierfür werden sowohl betriebswirtschaftliche Parameter (z. B. Investitions- und Betriebskosten) als auch technische Parameter (z. B. Mindestleistungen und lastabhängige Brennstoffverbräuche) der Kraftwerke berücksichtigt. Im Gegensatz zu E2M2 simuliert das agentenbasierte Modell „AMIRIS“ [3] die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen und akteursspezifischen Strategien und Restriktionen. Im Simulationsmodell sind die relevanten Akteure – z.B. die Direktvermarkter sowie die Betreiber der Erneuerbaren-Energien-Anlagen - als Agenten prototypisiert abgebildet. Im Unterschied zu E2M2 existiert keine übergeordnete Zielfunktion. Stattdessen ergibt sich das Simulationsergebnis aus dem Zusammenspiel der Handlungen der einzelnen Agenten unter ausgewählten regulatorischen Rahmenbedingungen.

Abbildung 1: Kopplungsschema des Optimierungsmodells E2M2 und Agentenmodells AMIRIS vgl. [3]



Das Modellkopplungskonzept zeigt Abbildung 1: E2M2 bestimmt in einem ersten Lauf den kostenoptimalen Kraftwerkspark, der dem vorher gesetzten energiepolitischen Zielszenario (CO2-Emissionen und Anteil erneuerbarer Energien) genügt. Die resultierenden CO2-Preise sowie der Kraftwerkspark werden an AMIRIS übergeben. In einem zweiten Lauf wird in E2M2 der stündlich aufgelöste Dispatch der Anlagen über ein Jahr berechnet, um die Strompreise des Systems zu bestimmen. Anschließend erfolgt die ebenfalls stündlich aufgelöste Simulation der Merit-Order in AMIRIS zur Bestimmung der Börsenpreise.

In einem ersten Schritt wurden die Modellierungskonzepte für den Kraftwerkseinsatz, den Einsatz flexibler Biomasseanlagen, den Im- und Export, die Abregelung der EE sowie den Speichereinsatz harmonisiert, um eine bestmögliche Angleichung der Strompreise zu erreichen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Abbildung 2: Börsenpreise bei bestmöglich harmonisierten Modellen.



Nach erfolgter Harmonisierung der Modelle kann nun der „Efficiency-Gap“ wieder geöffnet werden, um die unterschiedlichen Effekte, die zu einer Diskrepanz zwischen optimalen und „realen“ System führen, zu quantifizieren. Dabei können die auftretenden Diskrepanzen in den Modellergebnissen in drei Effekte unterteilt werden: i) methodische Unterschiede der Modellierungsparadigmen, ii) nicht-perfekte Voraussicht bzw. Betriebskalkül auf Akteursebene und iii) Dispatch-Verzerrungen durch regulatorische Rahmenbedingungen.

In Abbildung 2 sieht man die Harmonisierung der Ergebnisse ohne Energiespeicher und nach Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und exogener Input-Parameter. Es sind nur noch minimale Abweichungen beim Börsenpreis erkennbar, die im Rahmen der numerischen Genauigkeit beider Modelle liegen.



Beim Speichereinsatz in Abbildung 3 glättet E2M2 die Preise systemoptimal. Der Speicheragent in AMIRIS versuchen jedoch - entsprechend seines betriebswirtschaftlichen Kalküls - seinen Profit durch Ausnutzung der Preisdifferenz zu maximieren. Die Glättung der Preise ist somit nicht optimal.



Abbildung 4: Abhängig vom Förderregime werde weniger EE marktgetrieben abgeregelt.

Abbildung 3: Börsenpreisunterschiede beim Speichereinsatz

Außerdem wird das Angebot an erneuerbaren Energien am Day-Ahead Markt durch das jeweilige Förderregime beeinflusst. Daher ist, wie in Abbildung 4 zu sehen, die marktgetriebene Abregelung beim Einsatz einer Marktprämie für EE kleiner als die systemoptimale Abregelung.

Aus diesen Ergebnissen können hilfreiche Schlussfolgerungen gezogen werden, um effektivere und effizientere Anreizsysteme und Förderinstrumente für den Transformationsprozess zu entwickeln, die den Weg hin zu einem makroökonomischem optimalen, aber auch mikroökonomisch realisierbaren System aufzeigen.

Literatur

[1] Deissenroth et al., Efficient pathways for the energy transition by soft coupling of optimization and simulation model, IAEE Conference Proceedings, 2017

[2] Sun N., Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkeinsatzplanung und Investitionen, Universität Stuttgart, 2013

[3] Deissenroth et al., Assessing the Plurality of Actors and Policy Interactions - Agent-based Modelling of Renewable Energy Market Integration, Complexity , 2017, <https://doi.org/10.1155/2017/7494313>

1. Pfaffenwaldring 38-40, +49-711-6862-282, matthias.reeg@dlr.de, [↑](#footnote-ref-1)