

ANALYSE UND VERGLEICH VON MODELLKOPPLUNGSVARIANTEN FÜR DIE IDENTIFIKATION REALISIERBAR-OPTIMALER ENERGIESYSTEME

Christoph SCHIMECZEK¹, Laura TORRALBA-DÍAZ², Johannes KOCHEMS¹,
Annika GILLICH², Kai HUFENDIEK²

Inhalt

Fundamentale Modellansätze sind ein weit verbreiteter Ansatz zur Bestimmung optimaler zukünftiger Energiesysteme. Sie treffen jedoch implizite Annahmen über perfekte Voraussicht der Akteure und deren perfekten Wettbewerb. Daher können sie Einschränkungen und Verzerrungen echter Märkte, z. B. Unsicherheiten oder Verzerrungen durch Politikinstrumente, nur schwer abbilden. Dies führt zu einer als „Efficiency Gap“ [1] bezeichneten Diskrepanz zwischen den Ergebnissen von Fundamentalmodellen und realen Marktdynamiken. Wir untersuchen daher in [2] die Reduktion des Efficiency Gaps zur Identifikation optimaler Energiesysteme mit realisierbaren Marktdynamiken. Zu diesem Zweck koppeln wir ein optimierendes Fundamentalmodell mit einem agentenbasierten Simulationsmodell und evaluieren das Konvergenzverhalten und die Ergebnisse der Modellkopplung bei Verwendung verschiedener Kopplungsparameter. In diesem Beitrag werden zwei verschiedene Varianten einer Kopplung vorgestellt und deren Ergebnisse gegenübergestellt.

Methode

Wir koppeln zwei zuvor harmonisierte [1] Strommarktmodelle: das optimierende fundamentale E2M2 [3] und das agentenbasierte AMIRIS [4]. Die Kopplung ist bidirektional (siehe Abbildung 1): E2M2 bestimmt zunächst einen kostenminimalen Kraftwerkspark sowie einen optimalen Einsatz der Kapazitäten. Die ermittelten Kapazitäten werden an AMIRIS weitergeben, welches den Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Förderprämien ermittelt. Die Förderprämien werden so bestimmt, dass die Investitions- und Betriebskosten nach Berücksichtigung der Markterlöse genau gedeckt sind. Konventionelle Kraftwerke und Speicher erhalten eine (fiktive) Kapazitätsprämie zum Ausgleich eventueller Refinanzierungsdefizite. Erneuerbare Technologien erhalten eine Marktprämie, deren Höhe jedoch Einfluss auf die Gebotslegung und damit die Erlöse hat. Dieser Rückkopplung wird durch ein iteratives Anpassen der Marktprämien Rechnung getragen (blaue Schleife in der Abbildung). Die innere Schleife wird verlassen, wenn die Refinanzierung aller erneuerbaren Kapazitäten genau erreicht ist (Toleranz: $\pm 1\%$). Im Anschluss werden die aus dem Einsatz in AMIRIS resultierenden Kopplungsparameter an E2M2 zurückgegeben und für die nächste Iteration (orangene Schleife in der Abbildung) verwendet.

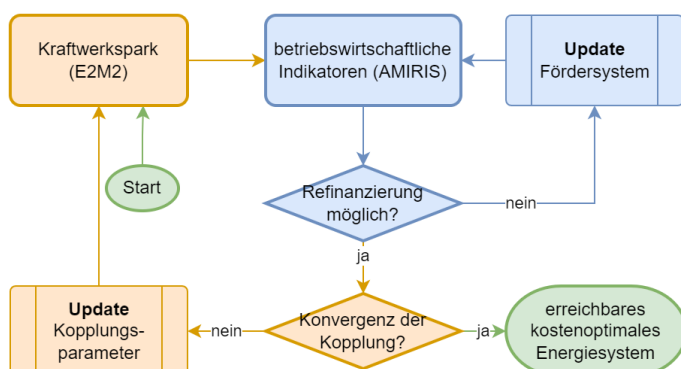


Abbildung 1 Bidirektionale Kopplung von E2M2 und AMIRIS

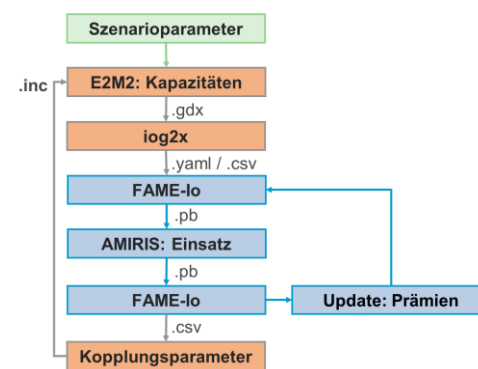


Abbildung 2 Automatisches Kopplungsskript

Abbildung 2 zeigt die vollständig automatisierte Modellkopplung. Python-Skripte übersetzen die Modellergebnisse für das jeweils andere Modell. Ein zentraler Workflow ruft die Modelle wechselseitig auf. Die innere Modellschleife (blau) wird automatisiert verlassen, sobald Konvergenz erreicht ist. Für die äußere Modellschleife (orange) wird die Konvergenz der Modellergebnisse individuell geprüft.

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Institut für Vernetzte Energiesysteme, Curierstr. 4 70563, Stuttgart, Deutschland, Christoph.Schimeczek@dlr.de

² Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Heßbrühlstraße 49a, 70565 Stuttgart, Deutschland

Ergebnisse

Durch den suboptimalen Einsatz der Kapazitäten (insbesondere der Speicher) in AMIRIS kommt es in der ersten Iteration in AMIRIS zu Knappheiten. Um eine damit verbundene massive Verzerrung der Preise (und damit der Refinanzierungen) zu verhindern, stellt AMIRIS „Reservekapazität“ zu Kosten der teuersten konventionellen Technologie bereit. Dies führt zu höheren Systemkosten in AMIRIS im Vergleich zu denen in E2M2. Zudem entstehen auf Seiten der Endkunden in AMIRIS höhere Kosten als die Systemkosten, da einzelne Akteure auch Profite erwirtschaften können. Ziel der Modellkopplung ist es, Kapazitäten so zu bestimmen, dass bei gleichzeitiger Sicherstellung der Versorgung geringst-mögliche Endkundenkosten entstehen. Zur Sicherstellung der Versorgung wird die in AMIRIS maximal fehlende Kapazität ermittelt und E2M2 mitgeteilt. Eine zusätzliche Gleichung in E2M2 bedingt dann einen vermehrten Ausbau der Kapazitäten in der nächsten Iteration (Kopplungsmethode „Kapazitäts-gleichung“). Da der Einsatz der Speicher in AMIRIS die Ursache für sowohl Profite einzelner Akteure als auch fehlende Kapazität ist, kann alternativ das Einsatzmuster der Speicher aus AMIRIS an E2M2 zur Berücksichtigung in der Folgeiteration übertragen werden. Auch dies bewirkt eine Steigerung der Kapazitäten in E2M2 (Kopplungsmethode „Speichereinsatz“). Der Einfluss der beiden Kopplungsmethoden auf die Modellergebnisse wurde für ein Testszenario untersucht. Das Testszenario ohne Bestandskraftwerke nimmt einen hohen CO₂-Preis von 355 €/t an und hat einen Anteil erneuerbarer Energie von etwa 80 %.

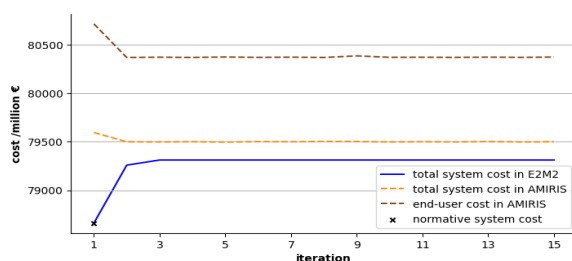


Abbildung 3 Kostenentwicklung über Iterationen mit Kopplungsmethode „Kapazitätsgleichung“

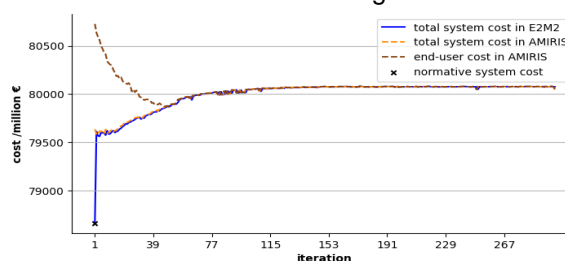


Abbildung 4 Kostenentwicklung über Iterationen mit Kopplungsmethode „Speichereinsatz“

Abbildungen 3 & 4 zeigen den Verlauf der Systemkosten und Endkundenkosten über die Modelliterationen für je eine der Kopplungsmethoden. Der Efficiency Gap wird durch die Differenz zwischen den in E2M2 bestimmten Systemkosten (blaue Linie) und den in AMIRIS gefundenen Endkundenkosten (braune Linie) veranschaulicht. Die Kopplung mittels Kapazitätsgleichung (Abb. 3) führt bereits nach weniger als 5 Iterationen der Modellkopplung zu stabilen Ergebnissen (Konvergenz der Kapazitäten), jedoch können die Endkundenkosten (braune Linie) nur geringfügig gesenkt werden. Dies liegt daran, dass E2M2 den Speichereinsatz aus AMIRIS nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund liegen die Systemkosten in E2M2 auch nach der Konvergenz unterhalb der in AMIRIS realisierten Systemkosten (gelbe Linie). Bei Kopplung der Modelle mittels des Speichereinsatzes wird das Einsatzverhalten der Speicher aus AMIRIS in E2M2 übernommen und die drei Kostenkurven konvergieren nach etwa 40 Iterationen der Modellkopplung. Allerdings stabilisieren sich Kosten und Kraftwerkspark erst nach etwa 130 Iterationen. Die Endkundenkosten hier liegen deutlich unterhalb den Endkundenkosten im Falle der Kopplung mittels Kapazitätsgleichung. In beiden Fällen liegen die Endkundenkosten oberhalb der Systemkosten in E2M2 im normativen System (erster Wert der blauen Linien, Kreuz) aber unterhalb denen, die für das normative System in AMIRIS gefunden wurden (erster Wert der braunen Linien). Beide Ergebnisse bilden nach Konvergenz also ein für Endkunden günstiger zu realisierendes Stromsystem ab. Wir stellen u. A. Kapazitäten & Emissionen für die durch die Modellkopplung gefundenen Systeme vor, und diskutieren deren Interpretation und Bedeutung für die Energiesystemanalyse.

Referenzen

- [1] L. Torralba-Díaz et al. „Identification of the Efficiency Gap by Coupling a Fundamental Electricity Market Model and an Agent-Based Simulation Model“, *Energies* 13(15): 3920
- [2] <http://www.strise.de/projekte/projekte4000/>
- [3] N. Sun, „Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -Investitionen“, Universität Stuttgart, 2013
- [4] Schimeczek et al., (2023). AMIRIS: Agent-based Market model for the Investigation of Renewable and Integrated energy Systems. *Journal of Open Source Software*, 8(84), 5041