

ANALYSE DER AUSWIRKUNGEN UNTERSCHIEDLICHER DETAILGRADE IN EINEM KRAFTWERKSEINSATZMODELL

Richard SCHMITZ¹, Diana BÖTTGER²

Inhalt

Energiesystemmodelle unterscheiden sich zumeist in der Qualität der verwendeten Datengrundlage, der zeitlichen und räumlichen Auflösung oder auch im Grad der getroffenen Vereinfachungen. Alle Modelle eint jedoch die Tatsache, dass sie aufgrund der immer höher werdenden Komplexität [1] mit heutzutage verfügbaren Rechenkapazitäten teilweise nicht zu lösen sind und daher Vereinfachungen zwingend erforderlich machen. Dies resultiert in der Herausforderung, die Rechenzeiten dieser Modelle durch numerische und statistische Maßnahmen zu verkürzen [2]. Dabei ist jedoch noch nicht übergreifend eindeutig definiert, welcher Detaillierungsgrad für welche Forschungsfrage wissenschaftlich adäquat ist. Im Folgenden soll daher die Zulässigkeit von Vereinfachungen und deren Auswirkungen auf die Ergebnisse verschiedener Fragestellungen analysiert werden.

Methodik

Die Berechnungen werden mit dem Kraftwerkseinsatzmodell „SCOPE - electricity market“ (SCOPE-EM) aus der Modellfamilie „SCOPE“ des Fraunhofer IEE durchgeführt. Das Modell SCOPE-EM ist ein sektorübergreifendes europäisches Dispatchmodell zur Analyse zukünftiger Energieszenarien. Das Fundamentalmodell liefert einen stündlichen kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz, der relevante technische Restriktionen von Kraftwerken berücksichtigt. Es umfasst dabei auch die Modellierung von Regelleistung. Weiterhin bildet es neben dem Stromsektor auch Sektorkopplungstechnologien aus dem Wärme- und Verkehrssektor ab.

Bei Kondensationskraftwerken und Gasturbinen werden im Folgenden fünf verschiedene Modellierungsdetails unterschieden, aus welchen sich durch Kombinationen 17 verschiedene Detailgrade ergeben. Als Erstes wird unterschieden, ob die Modellierung als ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem (MIP) erfolgen soll oder ob lediglich ein linearer Ansatz gewählt wird. Die Modellierung als MIP stellt dabei eine Grundbedingung für die Verwendung der nachfolgenden vier Modellierungsdetails dar: Die Abfrage von Lastwechsel-Beschränkungen legt fest, ob die Leistungsänderungsgeschwindigkeit berücksichtigt werden soll. Anschließend werden die Startkosten der Kraftwerke zugelassen oder weggelassen. Zuletzt werden je Rechendurchlauf die Mindestbetriebszeiten und die Mindeststillstandzeiten entweder berücksichtigt oder ignoriert.

Aus den Ergebnissen werden dann Kennzahlen u. a. für die je Technologie erzeugte Strommenge, die ausgestoßenen CO₂-Emissionen und die Flexibilität der Speichertechnologien gebildet. Die je Rechendurchlauf gebildeten Kennzahlen werden jeweils zu den Kennzahlen aus dem Rechendurchlauf mit dem höchsten Detailgrad sowie der möglichen Einsparung an Rechenzeit in Relation gesetzt und miteinander verglichen.

Die Berechnungen erfolgen für die Szenariojahre 2025 und 2035. Hier sind jeweils unterschiedliche Ergebnisse zu erwarten, da die jeweils vorgegebenen Zusammensetzungen des Energieversorgungssystems verschieden sind und sich die Auswirkungen der Detailgrade somit auch unterscheiden können.

¹ Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, 34119 Kassel, 0561 / 7294 1252, richard.schmitz@iee.fraunhofer.de, <http://www.iee.fraunhofer.de>

² Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Königstor 59, 34119 Kassel, 0561 / 7294 1738, diana.boettger@iee.fraunhofer.de, <http://www.iee.fraunhofer.de>

Ergebnisse

Für das Szenariojahr 2025 wurde zunächst festgestellt, dass der Rechendurchlauf mit der linearen Problemstellung (niedrigster Detailgrad) die geringste Rechenzeit benötigt, während der Rechendurchlauf mit allen möglichen Beschränkungen (höchster Detailgrad) jedoch nicht die höchste Rechenzeit aufweist. Bei der Betrachtung der Stromproduktionen aus Kondensationskraftwerken und Gasturbinen fiel auf, dass die Rechendurchläufe ohne Startkosten wesentlich höhere betragsmäßige prozentuale Abweichungen im Vergleich zur Rechnung mit dem höchsten Detailgrad aufgewiesen haben als die Rechendurchläufe mit Berücksichtigung von Startkosten. Ähnliche Tendenzen ergaben sich folglich bei den betragsmäßigen Abweichungen der CO₂-Emissionen. Auch die stromspeichernden Technologien passten sich an das Verhalten der stromproduzierenden Technologien an, sodass hier abermals ein Unterschied zwischen den Ergebnissen mit und ohne Startkosten auszumachen war.

Mit Ausnahme der linearen Modellierung zeigten sich in 2035 analoge Ergebnisse wie in 2025, wenn auch in etwas geringerer Deutlichkeit. So führte der Verzicht auf eine Modellierung von Startkosten zu höheren betragsmäßigen prozentualen Abweichungen im Vergleich zum höchsten Detailgrad als bei einer Modellierung mit Startkosten, ohne dass dabei jedoch erkennbare Vorteile durch einen geringeren Rechenaufwand entstanden wären.

Referenzen

- [1] D. vom Stein, N. van Bracht, A. Maaz und A. Moser, „Development of adaptive time patterns for multi-dimensional power system simulations“, 2017, 14th International Conference on the European Energy Market (EEM): 6.-9. Juni 2017, Dresden, S. 1-5.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung: Innovationen für die Energiewende“, 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/7-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung.html> (Aufgerufen 13. Februar, 2019).