

Einsatz von Strommarktmodellen zur Untersuchung der Versorgungssicherheit in Europa

Themenbereich: (1) Energie- /Klimapolitik, Versorgungssicherheit
Julius BERANEK^{(1)*}, Emil KRAFT⁽¹⁾, Florian ZIMMERMANN⁽¹⁾

⁽¹⁾ Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, +49 721 608-44551, julius.beranek@kit.edu

Kurzfassung:

Versorgungssicherheit ist eine der Zieldimensionen bei der Ausgestaltung von Energiesystemen. Die Energiekrise in Europa im Jahr 2022 hat grundlegende Fragen aufgeworfen, inwieweit die Stromversorgung noch gesichert ist. Die vorliegende Arbeit soll analysieren, mit welchen Methoden Energiesysteme und Versorgungssicherheit in der Fachliteratur untersucht worden sind. Es wird unterschieden zwischen Arbeiten zu kurz- und mittelfristiger, sowie langfristiger Versorgungssicherheit. Dazu werden einschlägige Arbeiten aus dem Bereich der Energiesystemanalyse betrachtet und die unterschiedlichen Modellierungsansätze herausgearbeitet.

Die Ergebnisse zeigen, dass Optimierungsmodelle am häufigsten in der Analyse langfristiger Versorgungssicherheit eingesetzt werden, obwohl agentenbasierte Simulationsmodelle signifikante Vorteile bei der Untersuchung einzelwirtschaftlicher Anreize in liberalisierten Märkten, insbesondere unter Berücksichtigung von Auswirkungen politischer Entscheidungen aufweisen.

Keywords: Agentenbasierte Simulation, Versorgungssicherheit, Energiesystemmodellierung

1 Einleitung

Mit dem russischen Überfall auf die Ukraine im Februar 2022 und der damit einhergehenden Energiekrise in Europa rückt die Frage nach der Versorgungssicherheit in den Vordergrund der medialen Berichterstattung. Neben einer Versorgungsknappheit von Rohstoffen werfen zunehmend auch die höher werdenden Anteile an erneuerbaren Energien im Netz und eine ansteigende Elektrifizierung der Verbrauchstechnologien die Frage auf, ob die Energiesicherheit in der europäischen Union auch in Zukunft gesichert ist.

Zur Untersuchung von Energiemärkten werden häufig Modelle eingesetzt, welche die Märkte simulieren oder optimieren. Diese Arbeit liefert einen Überblick über in der Literatur genutzte Energiesystem- und Energiemarktmodelle sowie über deren Anwendungsgebiete und Methodiken. Da sich insbesondere agentenbasierte Simulationsmodelle (ABMs) dazu eignen, verschiedene Strommarktdesigns abzubilden und Märkte zu simulieren, wird analysiert, anhand welcher Metriken Versorgungssicherheit in ABMs untersucht werden kann. Zudem sollen Vor- und Nachteile im Vergleich zu alternativen Modellansätzen, wie beispielsweise optimierenden Modellen diskutiert und weiterer Forschungsbedarf im Feld der Energiesystemanalyse erarbeitet werden. Kapitel 2 liefert eine Übersicht über Modelle, welche zur Analyse kurz- und mittelfristiger Versorgungssicherheit verwendet werden, sowie über deren Einsatzgebiet und Methodik. Anschließend werden in Kapitel 3 Modelle zur Betrachtung langfristiger

* Jungautor

Versorgungssicherheit vorgestellt. Um einen Überblick über die gesamten Einsatzgebiete von ABMs zu erhalten, werden in Kapitel 4 weitere Forschungsgebiete von ABMs genauer beschrieben. In Kapitel 5 werden schließlich die zwei verbreitetsten Methodiken zur Analyse langfristiger Versorgungssicherheit vergleichend gegenübergestellt, um Vor- und Nachteile der jeweiligen Ansätze herauszuarbeiten.

Als Versorgungssicherheit wird in vorliegender Arbeit die Dimension der *system adequacy* betrachtet, im Gegensatz zu der zweiten Dimension *system security*. Security beschreibt dabei die Fähigkeit des Stromsystems Störungen zu widerstehen, wohingegen adequacy die Fähigkeit beschreibt, den gesamten Leistungs- und Energiebedarf aller Verbraucher jederzeit zu decken [1]. Als Indikatoren der Versorgungssicherheit werden u.a. *Loss of Load Probability* (LOLP), *Loss of Load Expectation* (LOLE) und *Expected Energy Not Supplied* (EENS) genutzt.

2 Analyse kurz- und mittelfristiger Versorgungssicherheit

Eine weit verbreitete Vorgehensweise zur Analyse von kurzfristiger Versorgungssicherheit, das heißt Zeithorizonte im Bereich bis zu weniger Jahre, in Energiesystemen ist die Nutzung einer Monte-Carlo Simulation. Eine Monte-Carlo Simulation ist ein Verfahren, welches Zufallsziehungen und statistische Modellierung nutzt, um mathematische Funktionen zu schätzen und Abläufe in komplexen Systemen nachzuahmen [2]. Dabei kann die Rechenkomplexität im Vergleich zu herkömmlichen analytischen Methoden drastisch verbessert werden, da die Komplexität von Monte-Carlo Simulationen unabhängig von der Größe des Systems ist [3]. In [4] beschreiben die Autoren Prozesse, die vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) zur Analyse von generation adequacy verwendet werden. In der mittelfristigen Analyse der generation adequacy wird dabei eine Monte-Carlo Simulation genutzt, um die Strommärkte zu modellieren. Der geographische Rahmen ist ausgedehnt auf alle Länder, welche in das ENTSO-E Netzwerk eingegliedert sind. Genutzt wird hierbei ein single-node Modell. Das bedeutet, dass jedes Land durch einen Knoten repräsentiert ist. Bei vorhandenen grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen zwischen den Ländern werden die Knoten direkt miteinander verbunden. Ausnahmen sind besonders große Länder, für welche mehrere Knoten genutzt werden [4]. Die mittelfristige Analyse zielt darauf ab, einen Zeithorizont von bis zu 10 Jahren zu abzudecken und wird einmal jährlich ausgeführt.

In [3] wird die Zuverlässigkeit von Energiesystemen mit hoher Windenergieerzeugung und mehreren Marktgebieten untersucht. Dabei wird eine zweistufige Monte-Carlo Simulation durchgeführt. Zunächst wird in einem ersten Schritt, einer Präsimulation, die Verteilung konventioneller Kraftwerke, Lasten und erneuerbarer Energien mittels Importance Sampling erzeugt. Sobald die Verteilungen des Importance Sampling optimal sind, wird auf diese Daten eine Monte-Carlo Simulation angewandt. Getestet wird das Modell auf einer abgewandelten Version des IEEE-RTS 96 three-area test systems. Dabei handelt es sich um ein erweitertes Testsystem zur Bewertung der Zuverlässigkeit von Stromversorgungssystemen. Die Ergebnisse zeigen, dass die entwickelte Methode äußerst effizient ist, um die generation adequacy in einem Stromnetz mit mehreren Marktgebieten zu untersuchen. Neben dem Vorteil verringerter Komplexität können Monte-Carlo Simulationen die tatsächlichen Prozesse und deren Wirken auf das Gesamtsystem simulieren [5]. Monte-Carlo Simulationen eignen sich des Weiteren für eine Vielzahl von Anwendungsfällen in der Energiesystemanalyse.

In [6] wird eine Monte-Carlo Simulation einem analytischen Ansatz vergleichend gegenübergestellt, um die system adequacy eines Verteilnetzes unter hoher Windkrafteinpeisung zu untersuchen. Dabei wird jedoch kein spezifischer geographischer Raum oder Zeithorizont betrachtet. Genutzt wurde ein IEEE-RTS System. Die Ergebnisse zeigen, dass in dem betrachteten Szenario kein signifikanter Unterschied zwischen den angewandten Methoden zu erkennen ist. Zudem wird herausgearbeitet, dass das Implementieren von dezentralen Energieerzeugern ins Gesamtnetz die system adequacy positiv beeinflussen kann.

Die Autoren in [7] benutzen eine sequenzielle Monte-Carlo-Methode, um die Sicherheit eines Microgrids, bestehend aus Diesel-Generator, Gasturbine, Windkraftanlage und Photovoltaikanlage, über einen Zeitraum von 365 Tagen zu evaluieren. Besonders herausgearbeitet wird in dieser Arbeit, dass in einem solchen Microgrid Speichersysteme benötigt werden, um die Sicherheit eines Netzes zu verbessern.

Die Autoren in [8] analysieren die generation adequacy eines Microgrids anhand der Indikatoren LOLP und EENS. Diese Parameter werden anschließend zur Optimierung der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien im Netz genutzt. Die Optimierung basiert auf einer Partikel Schwarm Optimierung, welche eine Monte-Carlo Simulation nutzt. Auch die Autoren in [9] nutzen eine Monte-Carlo Simulation, um den Einsatz von Windkraftanlagen gekoppelt mit Speichersystemen zu simulieren. Es wird aufgezeigt, dass die LOLE ansteigt, je mehr Kohlekraftwerke im Netz durch Windkraftanlagen ersetzt werden. Allerdings kann durch Windkraftanlagen die Systemzuverlässigkeit in Spitzenlastzeiten erhöht werden. Zudem kann die benötigte installierte Kapazität von Windkraft durch den Einsatz von Speichersystemen drastisch verringert werden. Die Autoren in [10] untersuchen die generation adequacy von Energiesystemen mittels Monte-Carlo Simulation und bauen auf der Arbeit von [11] auf. Dabei werden Netzwerkkomponenten, wie Lasten und Stromerzeuger mit Hilfe eines probabilistischen Modells eines virtuellen Kraftwerks dargestellt. Die entwickelte Methode wird anschließend auf das Roy Billinton test system (RBTS) angewandt. Das RBTS ist ein 6-bus system mit 9 Übertragungsleitungen sowie 11 Generatoren [10]. Eines der Hauptergebnisse von [11] ist, dass die durchschnittliche Leistung des virtuellen Kraftwerks abnimmt, je höher das Verhältnis von Windkraftanlagen zu Solaranlagen steigt. Grund hierfür sind die Volllaststunden der beiden Technologien.

Die Autoren in [12] nutzen eine Monte-Carlo Simulation, um das Verhalten erneuerbarer Energien für einen Tag in einem Microgrid mit Energiespeichern zu modellieren. Untersucht wird dabei ein reales Umspannwerk, an das neun Windkraftanlagen und eine Solaranlage angeschlossen sind.

Die Autoren in [13] bauen in ihrer Arbeit einen Ansatz basierend auf der Kernel Density Estimation (KDE) auf. Diese nutzen sie, um tages- und jahreszeitliche Schwankungen aus Wind- und Solarenergie zu modellieren. Anschließend wird eine nicht sequenzielle Monte-Carlo Simulation angewandt, um die generation adequacy eines Systems innerhalb eines Jahres zu untersuchen. Dabei werden historische Daten aus Belgien genutzt. Das vorgeschlagene Modell wird gegen bereits bestehende sequenzielle Monte-Carlo Simulationen validiert. Dabei wird gezeigt, dass das vorgeschlagene KDE-basierte Modell genutzt werden kann, um die Zuverlässigkeit eines Stromnetzes zu evaluieren.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Verwendung von Monte-Carlo Simulationen zur Analyse von kurz- und mittelfristiger Versorgungssicherheit in Energiesystemen in der Literatur weit verbreitet ist. Im Folgenden sollen nun die Methoden erörtert werden, welche zur Analyse langfristiger Versorgungssicherheit angewendet werden.

3 Analyse langfristiger Versorgungssicherheit

Zur Analyse langfristiger Versorgungssicherheit werden unterschiedliche Modellierungsansätze in der Literatur genutzt. Die langfristige Perspektive betrifft dabei insbesondere die Ausbauplanung in Energiesystemen. Zu den meistgenutzten Methoden gehören Optimierungsmodelle und agentenbasierte Simulation.

So bauen [14] ein System Dynamics Modell auf, um zu untersuchen, wie ein Kapazitätsmarkt und eine strategische Reserve Investitionsprobleme in einem Energy-Only Markt verbessern können. Genutzt werden Daten von PJM, um das Marktgebiet über einen Zeitraum von 30 Jahren zu modellieren. Ihre Ergebnisse zeigen, dass sowohl Kapazitätsmechanismen als auch eine strategische Reserve die Gefahr von unzureichenden Investitionen in Strommärkten reduzieren können. Allerdings weist ein

Kapazitätsmarkt geringere Gesamtkosten und somit eine höhere Wohlfahrt auf im Vergleich zur strategischen Reserve.

[15] betrachten in ihrer Arbeit generation adequacy assessment indices (GAI) und load shedding Strategien. Für jede vorgestellte Strategie stellen sie mathematische Ansätze auf, u.a. *proportional*, *local*, *linear* und *nonlinear*. Ihre Ergebnisse zeigen, dass alle angewandten Strategien unterschiedliche Lösungen für das gleiche Problem liefern. Es sollte daher immer die genutzte Strategie deklariert werden, um die berechneten Lösungen einschätzen zu können.

In [16] wird die generation adequacy eines beispielhaften Stromsystems mittels Zeitreihenanalyse und fuzzy neural networks (FNN) untersucht. Genutzt wird die loss of energy expectation (LOEE) als Index der generation adequacy. Zunächst wird ein großes Set an Variablen normiert, bestehend aus u.a. Lasten und Erzeugungskapazitäten. Anschließend werden die am besten passenden Inputparameter aus diesem Set gewählt, welche das FNN nutzen kann, um die unbekannte Abbildungsfunktion zwischen den ausgewählten Eingangsmerkmalen und dem Ausgangsmerkmal, der LOEE, zu konstruieren. Getestet wurde das Modell anhand des iranischen Stromsystems über einen Zeitraum von zwei Jahren. In einem Vergleich mit einer Monte-Carlo Simulation wird gezeigt, dass das vorgestellte Modell eine höhere Vorhersagegenauigkeit besitzt.

[17] verwenden ein deterministisches Optimierungsmodell zur Untersuchung von generation adequacy in Europa. Aufgrund der Komplexität des vorliegenden Problems basiert ihre Methode auf der Benders Decomposition. Untersucht werden die Länder der ENTSO-E Region, wobei die baltischen Staaten, sowie Südosteuropa regional aggregiert sind. Ihre Ergebnisse zeigen, dass grenzüberschreitende Koordinierungen zu einem allgemein kostengünstigeren Energiesystem mit gleichbleibenden gesicherten Erzeugungskapazitäten in Europa führen können.

[18] verwenden ein ABM, um die Entwicklung eines gekoppelten deutschen und französischen Strommarktes mit einem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 zu analysieren. In einer ABM gibt es drei Hauptelemente: Agenten, eine Umgebung und Regeln [19]. Agenten führen in einem ABM eigenständig Entscheidungen und Handlungen aus, basierend auf internen oder externen Informationen. [19] arbeiten dabei zwei Vorteile von ABM zur Modellierung von Strommärkten heraus. Zum einen kann man mit einem ABM die komplexen Verhaltensweisen verschiedener Marktteilnehmer simulieren, zum anderen sind ABMs speziell für große Systeme mit vielen verschiedenen miteinander interagierenden Teilnehmern geeignet. In [18] werden Zeitreihen und Daten offizieller Veröffentlichungen verschiedener Institutionen genutzt und in unterschiedlichen Szenarien analysiert. Es wird gezeigt, dass sich ABMs dazu eignen, um Preisentwicklungen und Kraftwerksausbauten in Strommärkten zu untersuchen. Somit kann analysiert werden, in welchen Szenarien die Nachfrage am Markt nicht gedeckt werden kann, wodurch die Versorgungssicherheit gefährdet werden könnte. Ein Grund für die Eignung von ABMs ist, dass in einem ABM mehrere Marktgebiete sowie deren Kopplung simultan modelliert werden kann.

[20] verwenden ein ABM, um es zwei optimierenden Strommarktmodellen gegenüberzustellen und die Ergebnisse der drei Modelle zu vergleichen. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf den Investitionen in flexible Kraftwerke, den Preisen und der generation adequacy. Eines der Kernergebnisse ist, dass die Unterschiede zwischen den Modellen gering ausfallen. Dies bedeutet, dass trotz unterschiedlicher Methodik bei gleichen Eingangsdaten die Ergebnisse ähnlich sind, wodurch die Modelle zu ähnlichen Aussagen gelangen können.

In [21] wird ein ABM genutzt, um den Einfluss von demand response auf Großhandelspreise für Strom und generation adequacy zu untersuchen. Der zeitliche Rahmen beträgt 35 Jahre bei stündlicher Auflösung. Betrachtet wird ein Energy-Only Markt für Deutschland. Ihre Ergebnisse zeigen, dass die Nutzung von demand response, sowie Investitionen in Kraftwerke in Kombination mit abschaltbaren Lasten die generation adequacy im System in Zeiten von Kapazitätsknappheit stärken können. Allerdings zeigen sie auch auf, dass flexible Lasten zu weniger Preisspitzen führen können, welche wiederum notwendig für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke sind.

Dieses Kapitel hat gezeigt, dass zur Untersuchung langfristiger Versorgungssicherheit in der Energiesystemanalyse eine Vielzahl von Modellen verwendet wird. Dabei kommen ABMs lediglich vereinzelt für die Bewertung der generation adequacy zum Einsatz. Im Folgenden soll daher genauer untersucht werden, in welchen Bereichen der Analyse von Energiemärkten ABMs vornehmlich verwendet werden und welche Stärken von ABMs für zukünftige Ansätze besonders relevant sein könnten.

Tabelle 1 Literaturübersicht der analysierten Arbeiten

Autor	Jahr	Methodik	Analyse von Generation Adequacy (GA)	Forschungsfrage
E. Tómasson und L. Söder	2018	Monte-Carlo Simulation	Ja	Analyse von Versorgungssicherheit in Energiesystemen mit hohem Windkraftanteil
R. Billinton und R. Karki	1999	Monte-Carlo Simulation	Ja	Aufbau einer Monte-Carlo Simulation zur Untersuchung von generation adequacy
Y. M. Atwa et al.	2010	Monte-Carlo Simulation	Ja	Vergleich von Monte-Carlo Simulation und analytischen Ansätzen zur Analyse von Versorgungssicherheit
M. M. Ghahderijani et al.	2012	Monte-Carlo Simulation	Ja	Analyse eines Microgrids mit PV, Wind, Gas-Turbine und Dieselgenerator auf generation adequacy
S. Kahrobaee et al.	2014	Monte-Carlo Simulation	Ja	Modellierung und Analyse eines Microgrids auf generation adequacy
R. Zheng und J. Zhong	2010	Monte-Carlo Simulation	Ja	Analyse der Versorgungssicherheit in Energiesystemen mit Windkraft und Stromspeichern
A. Bagchi et al.	2018	Monte-Carlo Simulation	Ja	Aufbau einer Methode zur Untersuchung von generation adequacy mittels virtueller Kraftwerke
A. Bagchi et al.	2015	Monte-Carlo Simulation	Ja	Aufbau eines virtuellen Kraftwerkparks mittels Monte-Carlo Simulation
M. Petz et al.	2019	Monte-Carlo Simulation	Ja	Analyse der ENTSO-E Prozesse zur Untersuchung von generation adequacy
R. R. Micky et al.	2016	Monte-Carlo Simulation	Ja	Analyse eines Microgrids mit PV und Wind auf generation adequacy
P. A. G. M. Amarasinghe et al.	2020	Kernel Density Estimation mit Monte-Carlo Simulation	Ja	Modellierung von erneuerbaren Energien mit Kernel Density Estimation
Z. Zhou et al.	2009	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Analyse, Vergleich und Bewertung existierender ABM
G. Li und J. Shi	2012	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Nutzung eines ABMs zur Analyse von Bietstrategien von Winderzeuger, um Einnahmen im Day-Ahead Markt zu maximieren

E. Chappin et al.	2017	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Nutzung eines ABMs zur Analyse von Klima- und Energiepolitik in der EU
J. C. Richstein et al.	2015	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Analyse von EU Reformen für den CO ₂ -Handel mittels ABMs
S. Xu et al.	2021	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Nutzung eines ABMs zur Untersuchung von demand response
J. Fouladvund et al.	2022	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Nutzung eines ABMs zur Analyse von Versorgungssicherheit in Community Energy Systems
M. Shafie-khah und J. P. S. Catalão	2015	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Aufbau eines ABMs in Kombination mit game theory zur Untersuchung von Energiemärkten mit Smart Grids
M. North et al.	2002	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Aufbau eines ABMs für deregulierte Strommärkte
E. Gnansounou et al.	2004	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Aufbau eines ABMs für generation system expansion planning
N. Hary et al.	2015	System dynamics modeling	Ja	Analyse von Kapazitätsmärkten gegenüber strategischer Reserve
R. Valiev et al.	2017	Nichtlineare Optimierung	Ja	Analyse verschiedener mathematischer Ansätze für load shedding Strategien
N. Amjady	2006	Fuzzy neural network	Ja	Entwicklung eines Modells zur Analyse von generation adequacy mit fuzzy neural networks
P. Baumanns et al.	2017	Stochastische Optimierung	Ja	Analyse von generation adequacy und grenzüberschreitenden Effekten in Europa
M. Klein et al.	2019	Agentenbasierte Modellierung	Nein	Erarbeitung von Vor- und Nachteilen von ABMs in der Energiesystemanalyse
P. Ringler et al.	2014	Agentenbasierte Modellierung	Ja	Untersuchung eines gekoppelten deutsch-französischen Strommarkts mithilfe ABM
S. Misconel et al.	2022	Agentenbasierte Modellierung	Ja	Vergleich von vier ABMs mit harmonisierten Daten
F. Zimmermann et al.	2016	Agentenbasierte Modellierung	Ja	Entwicklung eines ABMs zur Analyse des Einflusses von demand response auf Großhandelspreise

4 Weitere Anwendungsfelder agentenbasierter Modellierung

[22] nutzen ein ABM, um das Bietverhalten eines Windenergieerzeugers in liberalisierten Day-Ahead Märkten zu analysieren. Genutzt wird hierfür ein 9-bus 3 Generatoren Stromsystem vom Western System Coordinating Council. Es wird herausgearbeitet, dass ein ABM Erkenntnisse über die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Marktstrukturen und Einflussfaktoren, wie bspw. Erzeugungs- und Verbrauchskurven oder lokale marginal prices, liefern kann.

In [23] nutzen die Autoren ein ABM, um Klima- und Energierichtlinien der EU zu simulieren. Die Modellierung soll dabei helfen, die Nebeneffekte von Richtlinien und Gesetzen besser zu verstehen, insbesondere Cross-Policy Effekte, Cross-Border Effekte und imperfekte Voraussicht. Es wird gezeigt, dass ABMs geeignet sind, um die Komplexität von Nebeneffekten abzubilden. [24] untersuchen mittels eines ABMs die Einführung einer Marktstabilitätsreserve und eines Emissionshandels in der EU. Ihre Ergebnisse zeigen, dass die Einführung einer Marktstabilitätsreserve mit Backloading zu höheren kurzfristigen CO₂-Preisen führen kann, welche jedoch am Ende der Handelsperiode stark abfallen. Langfristig gesehen zeigt die Simulation, dass Backloading lediglich geringe Effekte auf das Marktgeschehen hat. Die untersuchte Marktstabilitätsreserve weist das Risiko auf, den europäischen Emissionshandel zu untergraben, wodurch CO₂-Preise und die Preisvolatilität steigen würden.

[25] betrachten in ihrer Studie die Auswirkungen von proaktiver demand response von Haushalten auf einen Strommarkt. Dafür bauen sie ein ABM auf, welches zunächst die individuellen Haushalte modelliert, um sie anschließend zu aggregieren, um stündliche Stromverbrauchsprofile für jeden Haushalt zu generieren. Anschließend werden für die Haushaltsgruppen Lastprofile erzeugt. Ihre Ergebnisse zeigen, dass proaktive häusliche demand response die Effizienz sowie die Wohlfahrt des Systems verbessern kann.

[26] nutzen ein ABM, um die Versorgungssicherheit eines community energy systems (CEM) mit Eigenerzeugung zu analysieren. Eines der Hauptergebnisse der Studie ist, dass ABMs zur Untersuchung von Versorgungssicherheit in CEMs nur bedingt einsetzbar ist. Dabei wird hervorgehoben, dass ABMs hauptsächlich genutzt werden, um bottom-up Ansätze zu erforschen, wohingegen in der Realität auch top-down Strukturen vorhanden sind, weswegen die Unterstützung von ABMs durch weitere Modellierungsansätze vorteilhaft wäre [26].

[27] stellen ein ABM vor, um Strommärkte in einer smart grid Umgebung zu untersuchen. Es zeigt sich, dass das vorgestellte Modell das Marktverhalten aller Beteiligten signifikant verbessern kann. [28] bauen ein ABM auf, um liberalisierte Strommärkte zu simulieren. Das Modell wird aus zwei Komponenten aufgebaut, einem Simulationsserver und einem Interface-client. Getestet wird das entwickelte Modell in einem Szenario mit sechs Agenten mit je drei Kraftwerken. Die Ergebnisse zeigen, dass ABMs eine Möglichkeit bieten, Strommärkte mit mehreren Agenten, mit je eigenen Zielen und Entscheidungen, zu simulieren. Dadurch ist es möglich, die Effekte von Gebotsstrategien von Agenten genau zu analysieren. In [29] wird ein ABM aufgebaut, um die Planung dezentraler Energiequellen zu unterstützen. Im Gegensatz zu herkömmlichen Modellen zur Ausbauplanung trifft jeder Erzeugungsagent seine Investitionsentscheidungen dabei eigenständig, unter begrenzter Information, d. h. ohne die Entscheidungen der anderen Agenten zu kennen.

Dieses Kapitel hat gezeigt, dass ABMs vielseitig eingesetzt werden können, insbesondere bei der Untersuchung von Wechselwirkungen zwischen mehreren Marktteilnehmern.

5 Vergleich ABM – Optimierung

In den vorhergegangenen Kapiteln wurde gezeigt, dass ABMs vielfältig eingesetzt werden können. Aufgrund dessen, dass es sich bei den meisten der betrachteten Modelle zur Analyse langfristiger

Versorgungssicherheit entweder um Optimierungsmodelle oder aber um agentenbasierte Simulationsmodelle handelt, sollen zudem im Folgenden die Unterschiede, sowie die Vor- und Nachteile der jeweiligen Ansätze herausgearbeitet werden.

5.1 Optimierungsmodelle

Optimierungsmodelle arbeiten grundsätzlich mit verschiedenen mathematischen Ansätzen. Jede dieser Methoden benutzt eine Zielfunktion, welche innerhalb bestimmter Nebenbedingungen optimiert wird [30]. Die Zielfunktion variiert je nach Zielsetzung der Forschungsfrage mit dem Ziel die optimale Lösung für die Funktion zu finden, bspw. um die Wohlfahrt eines Systems zu maximieren. Je nach Zielfunktion können die Ergebnisse von Optimierungsmodellen stark im vorgeschlagenen optimalen Energiesystem voneinander abweichen [31]. Die optimale Lösung hängt daher wesentlich von den durch den Modellierer festgesetzten Daten, Funktionen und Nebenbedingungen ab [32]. Dadurch, dass das Ziel von Optimierungsmodellen ist, die optimale Lösung im vorgegebenen System zu finden, werden häufig die Rollen der Marktteilnehmer vernachlässigt und reduziert [32], wodurch das Ergebnis von einem realistischen Markt abweichen kann. Ein großer Vorteil optimierender Modelle ist zudem die Möglichkeit das Netz zu berücksichtigen. Es lässt sich schlussfolgern, dass Optimierungsmodelle dazu geeignet sind, eine optimale Zukunft herauszuarbeiten, auf Basis derer anschließend Entscheidungen durch eine Regierung getroffen werden können. Die ermittelten Transformationspfade und darin enthaltenen Investitionsentscheidungen basieren jedoch häufig auf Annahmen, bspw. perfekte Voraussicht oder Risikoneutralität, die in der Realität nicht zwangsläufig gewährleistet werden können. Hier können ABMs Abhilfe schaffen, indem realitätsgetreue und heterogene Annahmen für das Verhalten einzelner Marktakteure berücksichtigt werden können.

5.2 Agentenbasierte Simulation

Agentenbasierte Simulationsmodelle werden in einer Vielzahl von Forschungsgebieten eingesetzt. [33] analysieren in ihrer Arbeit drei verschiedene agentenbasierte Modelle zur Untersuchung des Strommarkts. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass ABMs im Bereich der Energiesystemanalyse bestimmte Vorteile gegenüber regulären Optimierungsmodellen aufweisen. Es werden sechs Vorteile explizit herausgearbeitet. Ein agentenbasiertes Modell ist demnach in der Lage:

- Individuelle Entscheidungsfindungen zu modellieren,
- viele Paradigmen zu beinhalten,
- als Brücke zwischen wissenschaftlichen Disziplinen zu dienen,
- explizite gesetzliche Regelungen und Richtlinien zu modellieren,
- rechnungen durchzuführen für Energiesysteme, die sich nicht im Gleichgewicht befinden,
- einen explorativen Charakter zu haben.

Durch die Möglichkeit, jeden Agenten individuelle Entscheidungen treffen zu lassen, können demographische, regionale, wirtschaftliche oder soziologische Faktoren in die Investitionsentscheidungen aufgenommen werden [33]. Des Weiteren können verschiedenste Algorithmen und Modelle mit unterschiedlichen Komplexitätsgraden integriert werden. Die individuellen Entscheidungsfindungen machen es zudem möglich, politische Richtlinien zu entwickeln und zu evaluieren, sowie reale Szenarien und Bedingungen zu generieren [34]. Somit eignen sich ABMs für ausführliches Testen von Hypothesen, bzw. zur Untersuchung von ex-ante Hypothesen zu Agenteninteraktionen [35]. Dadurch ist es Anwendern eines ABMs möglich, eine virtuelle Testumgebung für die Folgenabschätzung von Energie- und Klimapolitik aufzubauen [36]. [37] nennen zudem als wichtigen Vorteil, dass in einem ABM keine Gleichgewichtsbedingungen aufgestellt werden müssen. Weiterhin bieten ABMs Vorteile wie bspw. Modularität, Flexibilität, Ausdruckskraft, sowie die Möglichkeit sie parallel ausführen zu können [38].

Neben den Vorzügen von ABMs nennen [33] allerdings auch Nachteile, welche durch die Nutzung von ABMs entstehen:

- Eine Modellvalidierung kann problematisch werden,
- die korrekte Spezifizierung von realistischem Agentenverhalten ist schwierig,
- die korrekte Interpretation von entstehendem Agentenverhalten ist herausfordernd,
- Generalisierung von kontext-spezifischen Simulationen ist schwierig.

ABMs müssen aufgrund ihrer Struktur auf empirischen Daten basieren. Da selbst kleinste Änderungen von Eingangsparametern zu signifikanten Ergebnisänderungen führen können, müssen diese Eingangsdaten validiert werden [33]. Ein weiterer Nachteil ist, dass ABMs keine exakte Lösung des Problems im klassischen Sinne liefern. Hingegen gibt es für die Agenten in einem ABM neben einer Möglichkeit rational zu handeln auch eine Vielzahl an Wegen nicht oder nur begrenzt rational zu entscheiden [33]. Begrenzt rationale Entscheidungen sowie Wechselwirkungen begrenzt rationaler Entscheidungen lassen sich mit Optimierungsmodellen nicht in derselben Form untersuchen.

Die in diesem Kapitel aufgeführten Inhalte zeigen klare Unterschiede von Optimierungsmodellen und ABMs auf. Es wurde gezeigt, dass Optimierungsmodelle Vorteile haben, als Entscheidungsvorlage für politische Vorhaben zu dienen. ABMs hingegen können die Auswirkungen ebensolcher politischer Richtlinien und das Verhalten verschiedener Marktakteure untersuchen.

6 Fazit und Diskussion

In der vorliegenden Arbeit wurde einschlägige Literatur im Forschungsgebiet der Energiesystemanalyse, besonders in Bezug auf Analyse von Versorgungssicherheit, untersucht. Als Versorgungssicherheit wird dabei die Dimension der *generation adequacy* betrachtet, welche die Fähigkeit beschreibt, den gesamten Leistungs- und Energiebedarf aller Verbraucher jederzeit zu decken. Eine Zusammenfassung mit den wichtigsten Merkmalen der zitierten Arbeiten ist in Tabelle 1 aufgeführt. In Kapitel 5 wurden die zur Analyse von langfristiger Versorgungssicherheit in der Literatur am häufigsten genutzten Modellansätze vergleichend gegenübergestellt. Monte-Carlo Simulationen eignen sich besonders zur Analyse von kurz- und mittelfristiger Versorgungssicherheit in Energiesystemen. Um einen Überblick über ein idealisiertes Zukunftsszenario zu erhalten, eignen sich insbesondere Optimierungsmodelle. Mit diesen können generell Entscheidungsgrundlagen für politische Entscheidungsträger ermittelt werden. Im Vergleich dazu lassen sich mit einer agentenbasierten Modellierung politische, soziologische und gesellschaftliche Entwicklungen und Entscheidungen besser abbilden – jedoch ohne Optimalität gewährleisten zu können. Trotz dessen, dass das Thema von Versorgungssicherheit politisch beeinflusst wird, haben die Analysen gezeigt, dass das Thema der langfristigen Versorgungssicherheit in der Literatur hauptsächlich mit Optimierungsmodellen betrachtet worden ist, wohingegen der Einsatz agentenbasierter Modelle seltener vorkommt. Die Modellierung von politischen Entscheidungen mittels ABMs kann daher wichtige Erkenntnisse liefern in Bezug auf die Bewertung der Zuverlässigkeit des Energiesystems in Europa und *generation adequacy*. Auf Basis der Ergebnisse erscheint es daher sinnvoll bei zukünftigen Arbeiten zur Untersuchung von *generation adequacy* stärker auf die Berücksichtigung von Agentenverhalten und Unsicherheiten zu achten.

Danksagung

Diese Publikation ist im Rahmen des Kopernikus-Forschungsprojekts ENSURE – ‚Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende‘ – entstanden, gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF).

Literatur

- [1] S. S. Oren, "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets," in *Electricity Deregulation*, J. M. Griffin und S. L. Puller, Hg., University of Chicago Press, 2005, S. 388–413.
- [2] R. L. Harrison, "Introduction To Monte Carlo Simulation," *AIP conference proceedings*, Jg. 1204, S. 17–21, 2010, doi: 10.1063/1.3295638.
- [3] E. Tomasson und L. Soder, "Generation Adequacy Analysis of Multi-Area Power Systems With a High Share of Wind Power," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 33, Nr. 4, S. 3854–3862, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2769840.
- [4] M. Petz, G. Achleitner und R. Schurhuber, "Advanced modelling of generation adequacy in Europe," in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, 2019, S. 1–6, doi: 10.1109/UPEC.2019.8893483.
- [5] R. Billinton und R. Karki, "Application of Monte Carlo simulation to generating system well-being analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 14, Nr. 3, S. 1172–1177, 1999, doi: 10.1109/59.780954.
- [6] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany und A.-C. Guise, "Supply Adequacy Assessment of Distribution System Including Wind-Based DG During Different Modes of Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 25, Nr. 1, S. 78–86, 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030282.
- [7] M. M. Ghahderijani, S. M. Barakati und S. Tavakoli, "Reliability evaluation of stand-alone hybrid microgrid using Sequential Monte Carlo Simulation," in *2012 Second Iranian Conference on Renewable Energy and Distributed Generation*, Tehran, Iran, 2012, S. 33–38, doi: 10.1109/ICREDG.2012.6190464.
- [8] S. Kahrobaee, S. Asgarpour und M. Kahrobaee, "Optimum renewable generation capacities in a microgrid using generation adequacy study," in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, Chicago, IL, USA, 2014, S. 1–5, doi: 10.1109/TDC.2014.6863402.
- [9] R. Zheng und J. Zhong, "Generation adequacy assessment for power systems with wind turbine and energy storage," in *2010 Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Gaithersburg, MD, USA, 2010, S. 1–6, doi: 10.1109/ISGT.2010.5434749.
- [10] A. Bagchi, L. Goel und P. Wang, "Generation Adequacy Evaluation Incorporating an Aggregated Probabilistic Model of Active Distribution Network Components and Features," *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 9, Nr. 4, S. 2667–2680, 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2616542.
- [11] A. Bagchi, L. Goel und P. Wang, "Generation adequacy assessment incorporating equivalent probabilistic models of virtual power plants," in *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, Bangkok, Thailand, 2015, S. 1–6, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7386965.
- [12] R. R. Micky, R. Lakshmi, R. Sunitha und S. Ashok, "Generation adequacy assessment for microgrid with ESS," in *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*, Bikaner, Rajasthan, India, 2016, S. 1–6, doi: 10.1109/POWERI.2016.8077182.
- [13] P. A. G. M. Amarasinghe, S. K. Abeygunawardane und C. Singh, "Kernel Density Estimation Based Time-Dependent Approach for Analyzing the Impact of Increasing Renewables on Generation System Adequacy," *IEEE Access*, Jg. 8, S. 138661–138672, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3012406.
- [14] N. Hary, V. Rious und M. Saguan, "The electricity generation adequacy problem: Assessing dynamic effects of capacity remuneration mechanisms," *Energy Policy*, Jg. 91, S. 113–127, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2015.12.037.
- [15] R. Valiev, S. Gusev und V. Oboskalov, "Mathematical models and optimal load shedding strategies for power system generation adequacy problem," in *2017 14th International Conference on Engineering of Modern Electric Systems (EMES)*, Oradea, Romania, 2017, S. 41–46, doi: 10.1109/EMES.2017.7980377.
- [16] N. Amjady, "Generation Adequacy Assessment of Power Systems by Time Series and Fuzzy Neural Network," *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 21, Nr. 3, S. 1340–1349, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.879250.
- [17] P. Baumanns, N. van Bracht, A. Fehler, A. Maaz und A. Moser, "Addressing the question of regional generation adequacy in capacity expansion planning," in *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Dresden, Germany, 2017, S. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2017.7981867.
- [18] P. Ringler, A. Bublitz, M. Genoese und W. Fichtner, "A model-based analysis of generation adequacy in interconnected electricity markets," in *11th International Conference on the*

- European Energy Market (EEM14)*, Krakow, Poland, 2014, S. 1–5, doi: 10.1109/EEM.2014.6861202.
- [19] Z. Zhou, W. K. Chan und J. H. Chow, “Agent-based simulation of electricity markets: a survey of tools,” *Artif Intell Rev*, Jg. 28, Nr. 4, S. 305–342, 2007, doi: 10.1007/s10462-009-9105-x.
- [20] S. Misconel *et al.*, “Systematic comparison of high-resolution electricity system modeling approaches focusing on investment, dispatch and generation adequacy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 153, S. 111785, 2022, doi: 10.1016/j.rser.2021.111785.
- [21] F. Zimmermann, A. Bublitz, D. Keles, J. Dehler und W. Fichtner, “An analysis of long-term impacts of demand response on investments in thermal power plants and generation adequacy,” in *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Porto, Portugal, 2016, S. 1–5, doi: 10.1109/EEM.2016.7521216.
- [22] G. Li und J. Shi, “Agent-based modeling for trading wind power with uncertainty in the day-ahead wholesale electricity markets of single-sided auctions,” *Applied Energy*, Jg. 99, S. 13–22, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.04.022.
- [23] E. J. Chappin, L. J. de Vries, J. C. Richstein, P. Bhagwat, K. Iychettira und S. Khan, “Simulating climate and energy policy with agent-based modelling: The Energy Modelling Laboratory (EMLab),” *Environmental Modelling & Software*, Jg. 96, S. 421–431, 2017, doi: 10.1016/j.envsoft.2017.07.009.
- [24] J. C. Richstein, É. J. Chappin und L. J. de Vries, “The market (in-)stability reserve for EU carbon emission trading: Why it might fail and how to improve it,” *Utilities Policy*, Jg. 35, S. 1–18, 2015, doi: 10.1016/j.jup.2015.05.002.
- [25] S. Xu *et al.*, “Agent-based modeling and simulation for the electricity market with residential demand response,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Nr. 7, 2021, Art. Nr. 2, doi: 10.17775/CSEEPES.2019.01750.
- [26] J. Fouladvand, A. Ghorbani, Y. Sari, T. Hoppe, R. Kunneke und P. Herder, “Energy security in community energy systems: An agent-based modelling approach,” *Journal of Cleaner Production*, Jg. 366, S. 132765, 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132765.
- [27] M. Shafie-khah und J. P. S. Catalao, “A Stochastic Multi-Layer Agent-Based Model to Study Electricity Market Participants Behavior,” *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 30, Nr. 2, S. 867–881, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2335992.
- [28] M. J. North, G. Conzelmann, V. Koritarov, C. M. Macal, P. R. Thimmapuram und T. D. Veselka, Hg., *E-laboratories: agent-based modeling of electricity markets*, 2002.
- [29] E. Gnansounou, J. Dong, S. Pierre und A. Quintero, “Market oriented planning of power generation expansion using agent-based model,” in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004*, New York City, NY, USA, 2004, S. 961–966, doi: 10.1109/PSCE.2004.1397588.
- [30] R. J. Vanderbei, *Linear programming: Foundations and extensions* (International Series in Operations Research & Management Science 285). Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [31] P. A. Østergaard, “Reviewing optimisation criteria for energy systems analyses of renewable energy integration,” *Energy*, Jg. 34, Nr. 9, S. 1236–1245, 2009, doi: 10.1016/j.energy.2009.05.004.
- [32] H. Lund *et al.*, “Simulation versus Optimisation: Theoretical Positions in Energy System Modelling,” *Energies*, Jg. 10, Nr. 7, S. 840, 2017, doi: 10.3390/en10070840.
- [33] M. Klein, U. J. Frey und M. Reeg, “Models Within Models – Agent-Based Modelling and Simulation in Energy Systems Analysis,” *JASSS*, Jg. 22, Nr. 4, 2019, Art. Nr. 6, doi: 10.18564/jasss.4129.
- [34] N. Gilbert, P. Ahrweiler, P. Barbrook-Johnson, K. P. Narasimhan und H. Wilkinson, “Computational Modelling of Public Policy: Reflections on Practice,” *JASSS*, Jg. 21, Nr. 1, 2018, Art. Nr. 14, doi: 10.18564/jasss.3669.
- [35] D. Helbing, “Agent-Based Modeling,” in *Social Self-Organization* (Understanding Complex Systems), D. Helbing, Hg., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012, S. 25–70.
- [36] E. J. L. Chappin, *Simulating Energy Transitions* (NGInfra PhD Thesis Series on Infrastructures 42). Delft: Next Generation Infrastructures Foundation, 2011.
- [37] W. B. Arthur, “Chapter 32 Out-of-Equilibrium Economics and Agent-Based Modeling,” (Handbook of Computational Economics), Elsevier, 2006, S. 1551–1564.

- [38] C. S. Taber und R. J. Timpone, *Computational modeling* (Sage university papers. Ser. 7, Quantitative applications in the social sciences 07-113). Thousand Oaks, CA: Sage Publications, 1996.