

AMIRIS – EIN AGENTENMODELL ZUR ANALYSE DER INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN IN DEN STROMMARKT

Kristina Nienhaus¹, Matthias Reeg¹, Marc Deissenroth¹, Nils Roloff², Sandra Wassermann³, Wolfgang Hauser³, Uwe Klann⁴, Thomas Kast⁵

Kurzfassung: Um den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) erfolgreich fortzuführen, besteht u. a. die Herausforderung, die Nachfrage und das fluktuierende EE-Angebot in Ausgleich zu bringen. Als eine Möglichkeit, diesen Prozess zu koordinieren, wird eine Marktintegration der EE mit einhergehender Ausrichtung der EE-Stromerzeugung an Preissignalen der Strommärkte gesehen.

In den letzten Jahren sind daher neue Instrumente wie die gleitende Marktprämie oder das Grünstromprivileg zur Direktvermarktung von EE-Strom eingeführt worden. Mit Hilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells werden die Auswirkungen dieser und weiterer Direktvermarktungsinstrumente auf die beteiligten Akteure als auch auf das EE-Vermarktungssystem als Ganzes getestet und analysiert.

Keywords: Erneuerbare Energien, Marktintegration, Marktprämie, Agentenbasierte Modellierung.

1 Problemstellung

Für einen weiterhin erfolgreichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) müssen zukünftig diverse Mechanismen des Strommarktes neu gestaltet werden. Es besteht die Herausforderung, das fluktuierende Potenzial an Wind- und Solarstrom sowie die bislang größtenteils unflexible Erzeugung aus grundsätzlich regelbaren Biomasseanlagen mit der jeweiligen Nachfrage in Ausgleich zu bringen. Als eine Möglichkeit, diesen Prozess zu steuern, wird eine Marktintegration der EE mit einhergehender Ausrichtung der EE-Stromerzeugung an Preissignalen der Strommärkte gesehen.

In den letzten Jahren sind daher von der Politik in Deutschland neue Förderinstrumente wie die gleitende Marktprämie (MP) zur Direktvermarktung (DV) von EE-Strom eingeführt

¹ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik (DLR), Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Wankelstraße 5, 70563 Stuttgart, Tel. +49-711-6862-461, kristina.nienhaus@dlr.de, www.dlr.de/tt/system

² HEAG Südwestdeutsche Energie AG (HSE). Die dargestellten Ergebnisse entstanden während des Arbeitsverhältnisses Herrn Roloffs beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR).

³ Universität Stuttgart, ZIRIUS - Zentrum für Interdisziplinäre Risiko- und Innovationsforschung.

⁴ Institut für ZukunftsEnergieSysteme Saarbrücken (IZES).

⁵ Thomas Kast Simulation Solutions.

worden. Im Vorfeld der Einführung des Marktprämienmodells gab es für Lieferanten von Strom bereits die Möglichkeit, sich über die Nutzung des sogenannten Grünstromprivilegs von der Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Umlage befreien zu lassen und Strom aus Anlagen, die nach dem EEG Vergütung erhalten können, auch direkt an Endkunden zu vermarkten.

Die mit dem EEG 2012 [1] eingeführte optionale Marktprämie (EEG §§33g und h sowie Anhang 4) ermöglicht es Anlagenbetreibern, den von ihnen erzeugten Strom z. B. an der Strombörse an Dritte zu vermarkten und als Ausgleich für dabei entstehende Differenzen zwischen dem Erlös und dem ihnen zustehenden Anspruch nach der EEG-Festvergütung die sogenannte Marktprämie zu erhalten. Deren Höhe ergibt sich aus dem anzulegenden Wert der Festvergütung des Stroms abzüglich dem Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts⁶ (gleitende Marktprämie im engeren Sinn). Mit der Direktvermarktung kommen Prozesse hinzu, die zu deutlichen Zusatzkosten führen (zum Beispiel Entgelte für die Handelsanbindung an der Börse sowie Profilservicekosten für Prognosen und Ausgleichsenergie). Um trotz dieser Kosten die Direktvermarktung attraktiv zu gestalten, wurde in der Novellierung zum EEG 2012 zusätzlich die Auszahlung einer Managementprämie (ManP) für die Teilnehmer an der Vermarktung eingeführt. In Folge setzte vor allem bei der Windkraft ein regelrechter Boom zur Direktvermarktung über das Marktprämienmodell ein. Um eine Überförderung neuer EE-Anlagen zu vermeiden und Mitnahmeeffekte zu minimieren, wurde bereits ein halbes Jahr nach der Einführung des Marktprämienmodells über die Managementprämienverordnung [3] eine Absenkung der Förderung ab 2013 beschlossen. Die aktuellen Überlegungen der Bundesregierung zur anstehenden Novellierung des EEG sehen einen stufenweisen Übergang von der optionalen Direktvermarktung zu einer verpflichtenden Direktvermarktung unter Streichung der Managementprämie vor.

An diesen Anpassungen ist jeweils eine Vielzahl von heterogenen Akteuren beteiligt, die über komplexe Interdependenzen miteinander in Verbindung stehen, und die in sehr unterschiedlicher Weise auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren können. Für eine umfassende Bewertung von Politikinstrumenten ist es unerlässlich, diese Wechselwirkungen auf der Mikroebene der Akteure als auch ihre Rückwirkungen auf die Makroebene des Energiesystems mit zu berücksichtigen. Vor diesem Hintergrund wird das agentenbasierte Simulationsmodell AMIRIS (Agentenbasiertes Modell zur Integration Regenerativer in den Strommarkt) entwickelt [5][10][4]. Als Anwendungsbeispiel wurden im Rahmen einer vom deutschen Bundesministerium für Umwelt geförderten Studie dabei

⁶ Der für den Vormonat berechnete Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts ergibt sich wie folgt:

- Für „steuerbare“ erneuerbare Energieträger ist er das Monatsmittel der ungewichteten stündlichen Day-ahead-Preise an der EPEX. Es handelt sich also um den durchschnittlichen Preis, den der Anlagenbetreiber erzielt hätte, wenn er kontinuierlich und gleichmäßig produziert und den Strom an der EPEX day-ahead verkauft hätte.
- Für „nicht steuerbare“ EE wird er bestimmt über den mit der Einspeisung der jeweiligen EE-Technik zu der Stunde gewichteten stündlichen Day-ahead-Preis an der EPEX. Diese Werte werden über einen Monat addiert und durch die Gesamteinspeisung der jeweiligen EE-Technik in diesem Monat dividiert. Es handelt sich also um den Preis, den ein Anlagenbetreiber durchschnittlich erzielt hätte, wenn er den Strom in jeder Stunde proportional zur deutschlandweiten Einspeisung aus der entsprechenden Technik produziert und an der EPEX day-ahead verkauft hätte.

Auswirkungen der zuvor beschriebenen energiewirtschaftlichen Instrumente sowie ihrer Anpassungen auf die beteiligten Akteure als auch auf das EE-Vermarktungssystem als Ganzes analysiert.

2 Methodik

2.1 Agentenbasierte Modellierung

Einem komplexen System - als welches das Energie- bzw. Stromversorgungssystem betrachtet werden kann - liegen vielfältige Interdependenzen der Subsysteme sowie nur schwer nachvollziehbare Ursache-Wirkungsbeziehungen zu Grunde. Für die Modellierung des Verhaltens heterogener Akteure, die in komplexen Systemen miteinander interagieren, sind insbesondere agentenbasierte Modelle [11] geeignet. Bei diesem Ansatz steht der in ein soziales System eingebundene, lernende Akteur mit seinen Wahrnehmungen und Handlungsmustern im Zentrum der Modellierung.

In der agentenbasierten Modellierung haben die Agenten, die zum Beispiel Akteure aus der Realität abbilden, Entscheidungs- oder Handlungsmöglichkeiten. Das Systemverhalten resultiert aus den Handlungen der einzelnen Agenten und wird nicht, wie in klassischen Simulationsmodellen üblich, auf Systemebene zentral vorgegeben bzw. gesteuert. Besonderes Interesse gilt dabei der Erzeugung emergenten Verhaltens. Von emergentem Verhalten kann man sprechen, wenn auf einer höheren Abstraktionsebene eines Systems neue, in keinem Subsystem vordefinierte Eigenschaften entstehen, die sich aus dem autonomen Verhalten der Subsysteme auf einer niedrigeren Abstraktionsebene sowie aus deren Interaktion ergeben [6][7].

Agenten in agentenbasierten Simulationsmodellen weisen in der Regel folgende charakteristische Merkmale auf, vgl. [8]:

- Agenten verfügen über eine interne Struktur;
- Agenten besitzen eine interne Repräsentation ihrer Umwelt;
- Agenten haben die Fähigkeit, sich an eine sich verändernde Umwelt anzupassen, indem sie die interne Repräsentation ihrer Umwelt anpassen;
- Agenten zeigen autonomes und spezifisches Verhalten;
- Jeder Agent formuliert eindeutige Ziele;
- Agenten verfügen über adaptive Strategien, um diese Ziele zu erreichen (Lernfähigkeit);
- Agenten weisen die Fähigkeit zum Planen auf;
- Agenten können mit anderen Agenten kooperieren und kommunizieren.

Damit entsprechen insbesondere agentenbasierte Modelle den Anforderungen, adaptive Strukturen und Verhaltensänderungen infolge eines Wechsels äußerer Gegebenheiten zu bestimmen.

Die aktuelle Struktur des in der Simulationsumgebung Repast Symphony aufgesetzten Modells AMIRIS zeigt Abbildung 1. Das Modell bildet die Vermarktung der Strommengen aus Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen ab. Bei der Biomasse wird dabei in Anlagen

mit fester Biomasse und Biogasanlagen unterschieden. Für das beim Aufbau des Modells verwendete Referenzjahr 2010 beträgt die im Modell repräsentierte EE-Stromerzeugung 93,5 % der EEG-Einspeisung und 80 % der gesamten EE-Einspeisung.

Die EE-Anlagenbetreiber können den in ihren Kraftwerken erzeugten Strom entweder direkt an den Netzbetreiber (NB) liefern und sich ihre EEG-Vergütung auszahlen lassen oder einen Vertrag mit einem Zwischenhändler (ZWH) abschließen und ihren Strom an der Strombörse direkt vermarkten lassen. Die ZWH übernehmen sämtliche Pflichten der Vermarktung, erhalten vom NB die Vergütungszahlungen aus den Förderinstrumenten (EEG-Einspeisevergütung oder Marktprämie) sowie die Vermarktungserlöse. Im Gegenzug zahlen sie den Anlagenbetreibern eine Vergütung in Höhe des jeweiligen EEG-Festvergütungssatzes sowie einen zusätzlichen Bonus (im Falle der optionalen DV).

Für die Strombörse wird der Börsenpreis (Day-ahead-Spotmarkt) über eine modellendogene Berechnung mit Hilfe eines stündlich aufgelösten Merit Order-Modells für den konventionellen Kraftwerkspark dargestellt. Damit können direkte Effekte auf den Großhandelspreis berücksichtigt werden, die sich durch eine erhöhte Einspeisung von EE-Strom bzw. aus Verhaltensänderungen der EE-Anlagenbetreiber ergeben. Als weitere Einnahmequelle können die ZWH den Einsatz bestimmter Klassen von Biomasseanlagen auf dem Regelenenergiemarkt für negative Minutenreserve⁷ nutzen.

Physikalisch fließt der Strom immer über den NB zum Lieferanten, der bislang die Nachfrage symbolisiert und als Senke des Systems dient.

⁷ Der Markt für negative Minutenreserve wird mittels der Implementierung des Grenzleistungspreises über eine lineare Regression abgebildet. Als erklärende Variablen dienen die Last, die Windeinspeisung und der Börsenpreis. Die Preise für Ausgleichsenergie werden per Zufallszug aus dem Histogramm der regelzonenübergreifend einheitlichen Bilanzausgleichspreise (reBAP) des Jahres 2011 ermittelt.

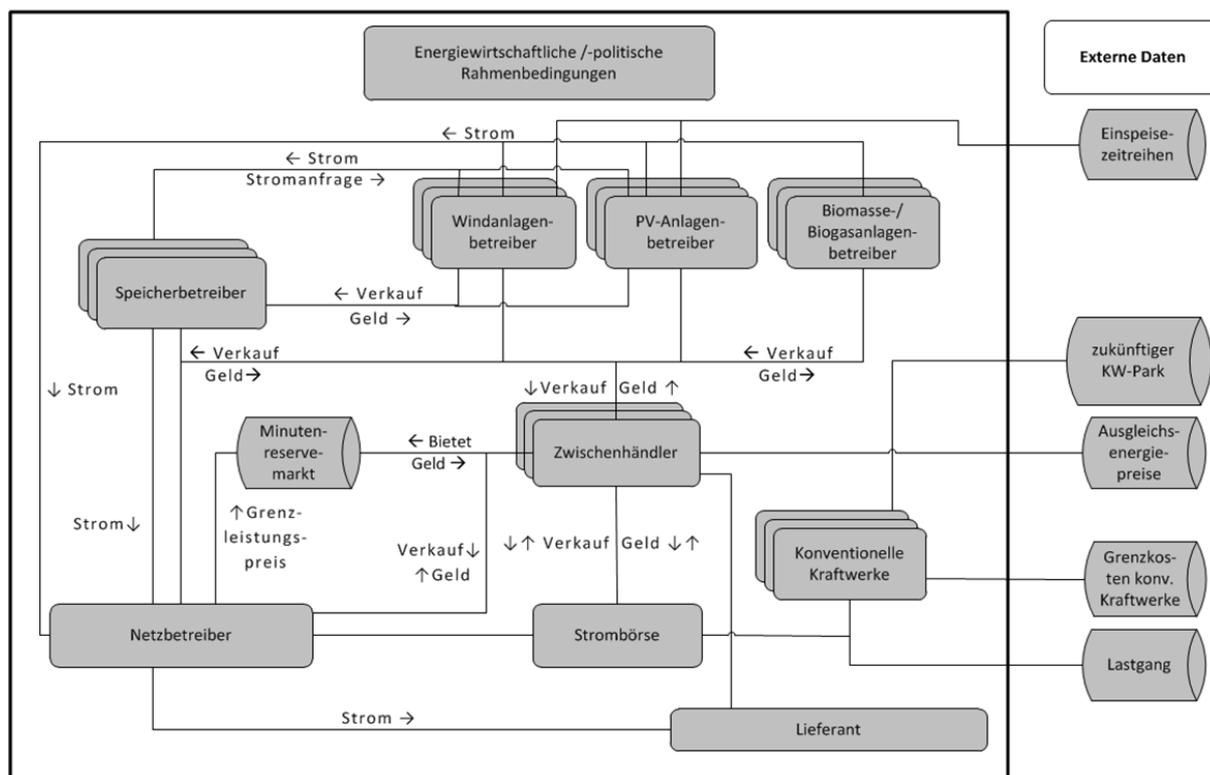


Abbildung 1: Modellstruktur AMIRIS.

2.2 Akteursanalyse

Anders als bei etablierten Strommarktmodellen stellten nicht allein theoretische Überlegungen und empirische Makrodaten die Ausgangsbasis für die Entwicklung von AMIRIS dar, sondern es wurden für die Modellentwicklung auch einzelne Akteure betrachtet und empirische Erhebungen zum Akteursverhalten berücksichtigt. So war es Ziel bei der Modellierung der verschiedenen Agenten, diese in Anlehnung an eine möglichst realitätsnahe Abbildung existierender Akteure auszugestalten, was explizit auch einer Abkehr von den Annahmen eines rationalen Akteursverhaltens unter vollständiger Information eines neoklassischen Homo Oeconomicus gleichkam. Für eine möglichst wirklichkeitsnahe Modellierung wurden Interessen und Motivationsstrukturen der zentralen Marktakteure empirisch erhoben und eine Typenbildung durchgeführt. Auf diese Weise konnten Annahmen getroffen werden, in welcher Hinsicht sich die zentralen Akteure substantiell unterscheiden und wie diese Unterschiede, z.B. aufgrund von Größe und Herkunft, auch zu unterschiedlichen Strategien bei der Direktvermarktung führen.

In einem ersten Schritt wurden auf Basis wirtschaftssoziologischer Thesen zu organisationalen Feldern [2] die existierenden Akteure, wie Netzbetreiber, die Börse sowie die Lieferanten im Hinblick auf ihre wirtschaftlichen Ziele und Strategien zur Zielerreichung analysiert. Auf dieser Basis wurden in einem zweiten Schritt potenzielle neue Akteure, wie z. B. direktvermarktende Wind-, Photovoltaik und Biomasseanlagenbetreiber und Stromhändler in der EEG-Direktvermarktung („Zwischenhändler“) identifiziert. Je nach Zugehörigkeit zu einem organisationalen Feld sind auch diese neuen Akteure durch

unterschiedliche Verhaltensregeln und Geschäftsmodelle gekennzeichnet [9]. Um diese ebenfalls untersuchen zu können, wurden im Modell unterschiedliche Typen von Anlagenbetreibern (AB) sowie Zwischenhändlern (ZWH) abgebildet.

Auf Seiten der Anlagenbetreiber wurden entsprechend folgende Typen ausdifferenziert:

- (1) Privatpersonen
- (2) Landwirte
- (3) Banken und Fonds
- (4) Projektierer
- (5) Stadtwerke
- (6) Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- (7) Industrie

Die technologiespezifische Unterteilung der Windkraftanlagenbetreiber (WAB), Photovoltaikanlagenbetreiber (PvAB) sowie Biomasseanlagenbetreiber (BmAB) fand auf Basis einer Zuteilung zu einer von jeweils vier Vergütungsklassen statt.

Die Ausdifferenzierung der Zwischenhändler findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Händlertypen.

Große EVU	ZWH 1: Große EVU
Internationale EVU	ZWH 2: Internationale EVU
Stadtwerke	ZWH 3: Große Stadtwerke
	ZWH 4: Stadtwerke Pionier
	ZWH 5: Stadtwerke klein
Grünstromhändler	ZWH 6: Grünstromhändler für Endkunden
	ZWH 7: Grünstromhändler für Geschäftskunden
	ZWH 8: Grünstromhändler für lokale Direktvermarktung
Zwischenhändler für Börse	ZWH 9: Neugründung mit Erfahrung
	ZWH 10: Neugründung ohne Erfahrung

Die so gewonnenen Ergebnisse wurden schließlich mithilfe einer Übersetzung in die formalisierte Modellsprache in AMIRIS implementiert. Ein Agent im Modell repräsentiert dabei das Verhalten einer Gruppe bzw. Population von Anlagenbetreibern (AB) oder Zwischenhändlern (ZWH), die ähnliche Charakteristika aufweist.

3 Ergebnisse

Der Aufbau und die Struktur des Modells machen AMIRIS als Werkzeug zur Politikberatung sehr flexibel, und Simulationsexperimente können über verschiedene Parameter-

einstellungen vielfältig konfiguriert werden. So wurde unter anderem untersucht, wie sich Faktoren wie die Prognosegüte, Portfoliozusammensetzung, Profilservicekosten etc. auf die Marktposition der Zwischenhändler auswirken. Auf Seiten der Anlagenbetreiber wurde analysiert, welche Vergütungsklassen am stärksten von der Direktvermarktung profitieren, und ob am Markt ausreichend Anreize vorhanden sind, um durch die Marktintegration eine flexiblere EE-Einspeisung zu realisieren.

Abbildung 2 zeigt die Gesamtergebnisse⁸ je Bilanzperiode der in der Direktvermarktung aktiven Zwischenhändler bei Vermarktung des Stroms über die Börse. Dargestellt ist die Entwicklung über den Zeitraum von 2012 bis 2019 unter der Annahme einer degressiv ausgestalteten Managementprämie (nach MaPrV 2012). Demnach profitieren vor allem Zwischenhändler, die bereits Erfahrungen bei der EE-Direktvermarktung und in verwandten Bereichen – vor allem dem Energiehandel – gesammelt und sich frühzeitig um Verträge mit Onshore-Windstromerzeugern gekümmert haben, von der Einführung der gleitenden Marktprämie (so ZWH 2/Internationale EVU, ZWH 4/First Mover-Stadtwerke und ZWH 6/Neugegründete spezialisierte Direktvermarkter mit Erfahrung). Ein sehr wichtiger wirtschaftlicher Faktor für den Erfolg ist dabei die Prognosegüte, die einen direkten Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten besitzt. Unter der 2012 beschlossenen Reduktion der Managementprämie leiden vor allem kleinere Direktvermarkter mit geringer Prognosegüte und kleinen Portfolios (so ZWH 3/Große Stadtwerke, ZWH 4/Kleine Stadtwerke und ZWH 10/Neugründung ohne Erfahrung), so dass eine Marktkonzentration in den Jahren nach der vollständigen Degression der Managementprämie ab 2015 wahrscheinlich erscheint.

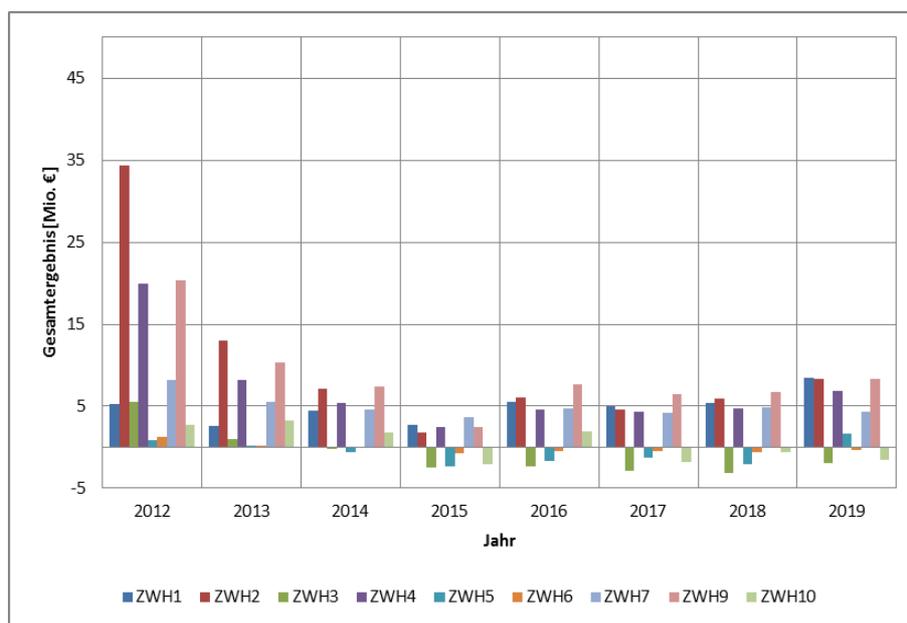


Abbildung 2: Entwicklung der Gesamtergebnisse von 2012 bis 2019 der neun an der DV über die Marktprämie beteiligten ZWH.

⁸ Im Gesamtergebnis sind alle Einnahmen und Ausgaben pro Bilanzperiode kumuliert, die direkt und indirekt mit der Vermarktungsaktivität in Verbindung stehen, d.h.:

- Einnahmen über die Vermarktung an der Börse
- Einnahmen über die Marktprämie (gleitende Prämie + ManP)
- Einnahmen über den Ausgleichsenergiemarkt
- Auszahlungen an die Anlagenbetreiber
- Ausgaben über den Ausgleichsenergiemarkt
- Ausgaben für fixe und variable Geschäftskosten

Auf der Seite der Anlagenbetreiber sind es vor allem die Windanlagenbetreiber, die von der Direktvermarktung über die Marktprämie profitieren, da die zusätzlich gezahlten Boni der Zwischenhändler relativ hoch im Vergleich zu ihren jeweiligen EEG-Einspeisevergütungssätzen sind. So erzielen z. B. Onshore-Windkraftanlagen im Durchschnitt über den gesamten Betrachtungszeitraum von 2012 bis 2019 Mehreinnahmen in Höhe von 2,99 % - 3,35 %. Die Biomasseanlagen, die sich aufgrund ihrer technischen Voraussetzung für eine Marktintegration besonders eignen würden, profitieren im Vergleich aller EE-Technologien am geringsten von der Marktprämie und erzielen im Falle der Heizdampfkraftwerke und Anlagen für Festbrennstoffe (BmAB1) ein Plus von 1,12 %, für große Biogasanlagen (BmAB4) sind es dann nur noch 0,64 % (vgl. Abbildung 3).

Ob durch eine flexiblere Fahrweise die potenziellen zusätzlichen Erlösmöglichkeiten hoch genug sind, um größere Investitionen wie Wärmespeicher für Biomasse-Heizkraftwerke zu refinanzieren, bleibt unklar⁹.

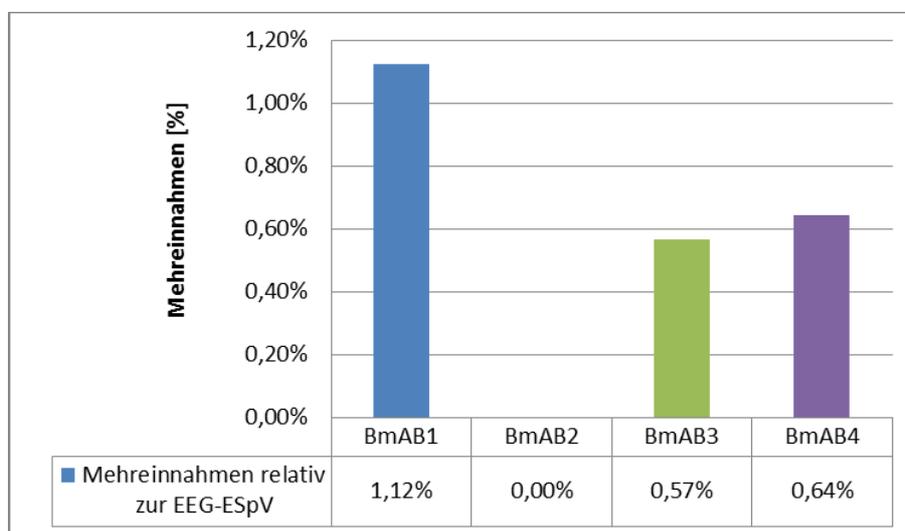


Abbildung 3: Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der DV über die Marktprämie im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung¹⁰.

Erst durch eine zusätzliche Teilnahme am Regelenergiemarkt wird die Direktvermarktung für Heizdampfkraftwerke und Anlagen zur Festbrennstoffverwertung (BmAB1) sowie für große Biogasanlagen (BmAB4) sehr lukrativ. Deren Mehreinnahmen gegenüber der EEG-Einspeisevergütung sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt.

⁹ Die Flexibilitätsprämie wurde in dem Lauf nicht berücksichtigt.

¹⁰ Holzvergaseranlagen (BmAB2) nehmen an der Direktvermarktung den Annahmen nach nicht teil. Die Klasse BmAB3 repräsentiert kleine Biogasanlagen.

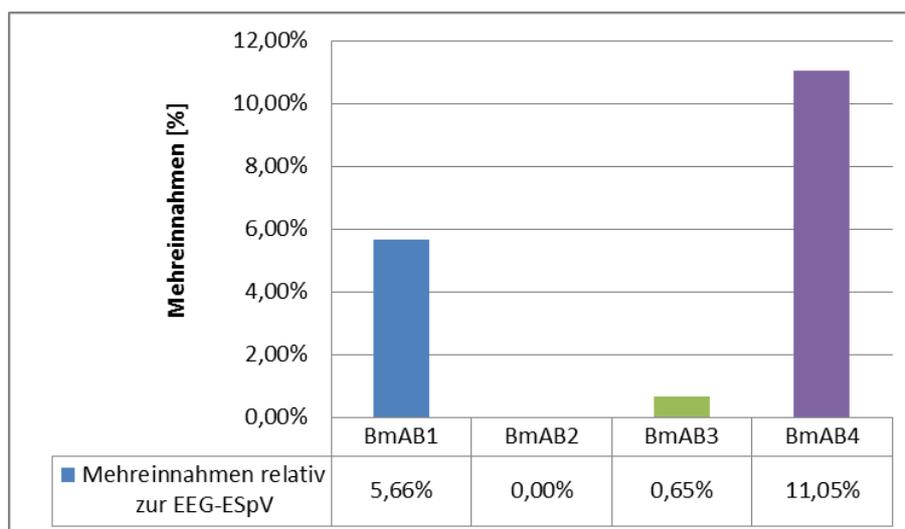


Abbildung 4: Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an der DV über Marktprämie sowie am Markt für negative Minutenreserve im Verhältnis zur EEG-Einspeisevergütung.

Die Bedeutung der Teilnahme am Regelenergiemarkt wird zudem durch die zu erwartende Verringerung des relativen Marktwertes der Biomasseanlagen erhöht (vgl. Abbildung 5). Denn der anzunehmende Anstieg der installierten Leistung von PV-Anlagen drückt die noch vorhandenen hohen Mittagspreise bis 2020 so stark, dass auch der relative Marktwert der Biomasseanlagen am Ende der Simulationen auf unter 100 % fällt. Es zeigt sich, wie wichtig es ist, bei Analysen zu Vermarktungspotenzialen Interdependenzen mit der restlichen EE-Einspeisung zu berücksichtigen.

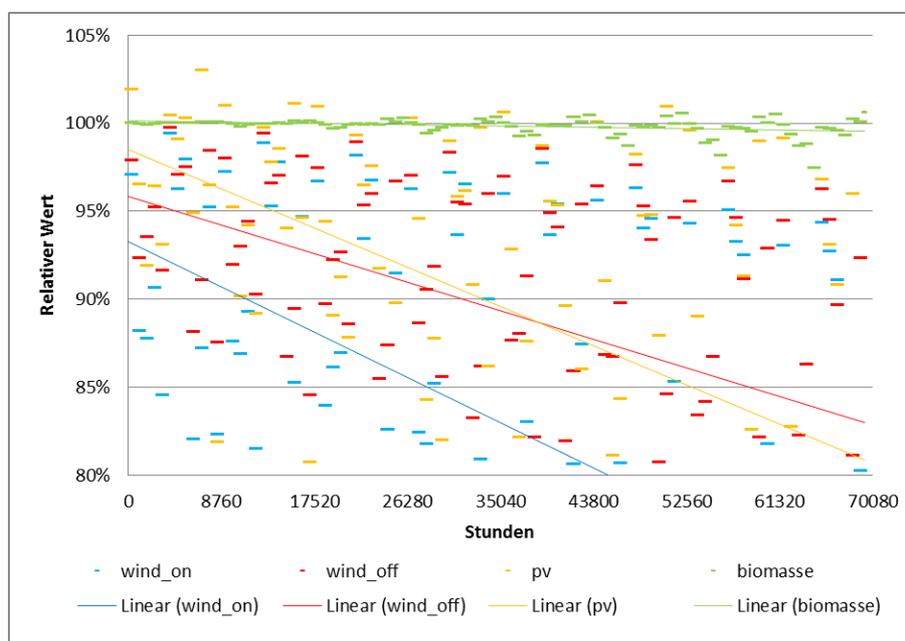


Abbildung 5: Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung von 2012-2019.

Die Modellrechnungen zeigen zudem, dass die mit der 2012 beschlossenen Absenkung der Managementprämie verbundenen erhofften Einsparungen des Fördervolumens i.H.v. 110 bis

210 Mio. Euro erreicht werden. Gleichzeitig legt die Berechnung des gesamten Fördervolumens dar, dass die spezifischen Mehrkosten zur Förderung der Stromerzeugung aus EE über die EEG-Festvergütung sowie die Marktprämie aufgrund der Degression der Vergütungssätze bis zum Jahr 2020 leicht, aber kontinuierlich von anfänglich 112 €/MWh auf 105 €/MWh fallen. Infolge der Einführung der Marktprämie steigt das Gesamtfördervolumen dabei von ca. 300 Mio. € auf 400 Mio. €.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Überlegungen der Bundesregierung wurde des Weiteren mittels einer ersten Simulation untersucht, wie sich das Verhalten der Akteure verändert, wenn eine Verpflichtung zur Direktvermarktung eingeführt wird. Diese sieht vor, dass die zusätzlich zur Marktprämie ausgezahlte Managementprämie nicht mehr vergeben wird. Dadurch reduzieren sich die Erlöse der Zwischenhändler bei gleichzeitig weiter bestehenden Kosten für Personal, Handel etc. Eine entsprechende Simulation des Marktes führt für die Zwischenhändler zu dem in Abbildung 6 dargestellten Ergebnis¹¹.

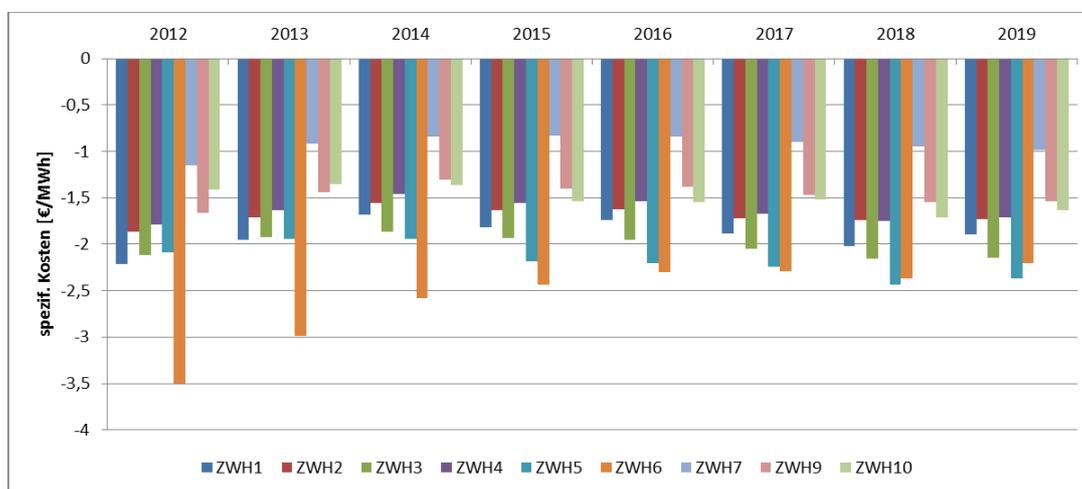


Abbildung 6: Spezifische Kosten der Direktvermarktung bei den verschiedenen ZWH-Typen im Falle der verpflichtenden Direktvermarktung (ManP = 0).

Die entstehenden spezifischen Kosten der Direktvermarktung nehmen je nach Typ des Händlers für die Jahre 2012-2019 Werte zwischen 1€/MWh und 3,5€/MWh an. Diese Werte entsprechen recht genau den Abschätzungen von Direktvermarktern aus der Praxis. Die Höhe der Kosten hängt jeweils insbesondere von der Portfoliozusammensetzung der Händler ab - hohe Anteile fluktuierender EE bewirken im Gegensatz zu regelbaren EE aufgrund der notwendigen Erzeugungsprognosen tendenziell höhere Kosten zum Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage. Wenn die Vermarktungskosten nicht mehr über die ManP kompensiert werden, müssen sich die ZWH ihre Kosten bei den Anlagenbetreiber „zurückholen“, um zumindest eine im Vergleich ausgeglichene Bilanz aufweisen zu können. Damit können die spezifischen DV-Kosten auch als möglicherweise zu erwartende entsprechende Verringerung der Vergütungssätze bei den Anlagenbetreibern interpretiert werden.

¹¹ Für die entsprechenden Simulationen wurden zunächst sämtliche Modellannahmen für den Fall der optionalen Direktvermarktung übernommen, alleine die Zahlung der Managementprämie wurde ausgesetzt.

Diese Simulationen weisen daher auf folgende mögliche Risiken hin:

- **Marktkonzentration:** Direktvermarkter mit großen Portfolien werden vergleichsweise geringere Vermarktungskosten haben, da sich Skaleneffekte beim Stromhandel sowie eine breite räumliche Verteilung der EE-Einspeiseanlagen positiv auf die Kosten auswirken. Dies kann zu Konzentrationseffekten führen und marktbeherrschende Händler hervorbringen, die mit ihrer Marktmacht die Bedingungen für weitere EE-Investitionen stark erschweren könnten.
- **Steigende Kosten:** Verfolgt die Politik das Ziel, die heutige Diversität bei den Direktvermarktern zu erhalten und auch Akteuren mit kleineren Portfolien die Chance zu geben, sich am Markt zu behaupten, muss sie es ermöglichen, dass die höheren spezifischen Vermarktungskosten durch eine Prämie kompensiert werden. Die für einen heterogenen Markt notwendigen Kompensationsprämien können dann zu steigenden Förderkosten für Strom aus Erneuerbaren Energien führen.
- **Geringere Einspeisevergütung:** Für die Anlagenbetreiber bedeutet die verpflichtende Vermarktung ohne Kompensationsleistungen über die Managementprämie eine indirekte Kürzung der Einspeisevergütung in Höhe der spezifischen Vermarktungskosten sowie einer angemessenen Gewinnmarge der Zwischenhändler. Dieser Effekt wird sich schwächend auf die Investitionsanreize insbesondere der fluktuierenden EE auswirken.

Im Gegensatz zu den Auswirkungen auf die fluktuierenden erneuerbaren Energien stellt die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für die regelbaren erneuerbaren Energien (rEE), wie die Biomasseanlagen, ein im Vergleich geringeres Risiko dar. Zudem würde die Heranführung der rEE an den Markt zur Hebung ihres Flexibilisierungspotentials beitragen, solange die Finanzierung einer entsprechenden technologischen Auslegung gesichert ist.

4 Fazit und Ausblick

An diesem Beispiel zur Direktvermarktung wird deutlich, wie schon vermeintlich geringe Anpassungen von politischen Maßnahmen große Auswirkungen auf die wirtschaftliche Entwicklung von Akteuren und die Marktstruktur haben können. Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass AMIRIS zur Unterstützung von aktuellen Entscheidungsprozessen gut geeignet ist, wertvolle Beiträge zu zukünftigen Diskussionen zu liefern und politischen Steuerungsmaßnahmen eine valide Basis zu geben. Mit dem agentenbasierten Modell können nicht nur Untersuchungen zur Makroebene des Energiesystems durchgeführt (eingespeiste EE-Strommengen, Marktvolumina, Fördervolumina, Marktstrukturen etc.), sondern auch die Auswirkungen auf der Mikroebene der Marktakteure (Einnahmesituation, Betriebs- und Vermarktungsstrategien etc.) beleuchtet werden, die bei der Integration der EE in das Gesamtsystem beteiligt und betroffen sind. AMIRIS schließt damit die in vielen anderen Strommarktmodellen bestehende Lücke zwischen der Makro- und Mikroebene und ermöglicht es, die Auswirkungen der Änderung von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf diesen beiden Ebenen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zu untersuchen.

Die AMIRIS Modellanalysen haben dabei den Vorteil, dass

- 1) den abgebildeten Agenten eine detaillierte sozialwissenschaftliche Akteursanalyse zugrunde liegt,
- 2) somit im Modell die heterogene Akteursvielfalt im Markt berücksichtigt wird,
- 3) die Agenten im Modell nicht allein dem Paradigma des „Homo Oeconomicus“ folgen, sondern von Unsicherheit und Unschärfe betroffen sind,
- 4) mit der dynamischen Modellversion auch emergentes Verhalten auf Systemebene untersucht wird, und
- 5) die Wechselwirkungen zwischen der Systemebene mit ihren Rahmenbedingungen und den Akteuren mit ihrem spezifischen Verhalten analysiert werden.

Zukünftige Weiterentwicklungen des Modells werden sich zum einen auf eine Abbildung des Intraday-Marktes und weiterer Vermarktungswege der ZWH (z. B. lokale Direktvermarktung) konzentrieren. Zudem ist für die Zukunft geplant, die Auswirkungen eines geänderten Marktdesigns bzw. weiterentwickelten EEG auf das Investitionsverhalten im Bereich der erneuerbaren Energien mit AMIRIS analysieren zu können.

5 Literaturverzeichnis

- [1] EEG 2012. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz).
- [2] Fligstein, N. and McAdam, D. 2011. Toward a general theory of strategic action fields. *Sociological Theory*. 29, (2011), 1–26.
- [3] MaPrV 2012. Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie.
- [4] Reeg, M. et al. 2012. AMIRIS - An Agent-based simulation model for the analysis of market integration of renewable energy under various policy frameworks. *12th IAEE European Energy Conference* (Sep. 2012).
- [5] Reeg, M. et al. 2013. *Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells (AMIRIS) zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR).
- [6] Schmidt 2000. *Die Modellierung menschlichen Verhaltens*. Delft, Erlangen, Ghent, San Diego: SCS – European Publishing House.
- [7] Strube 1996. *Emergenz*. Klett-Cotta.
- [8] Urban 2004. *Das Referenzmodell PECS: Agentenbasierte Modellierung menschlichen Handelns, Entscheidens und Verhaltens*. Faculty for the Department for Mathematics and Informatics, University of Passau, OPUS – Passau.

- [9] Wassermann, S. et al. 2012. Auswirkungen der Marktprämie auf die Akteure der Direktvermarktung – ein agentenbasierter Modellansatz. *et -Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 62, 9 (2012), 60–63.
- [10] Wassermann, S. et al. 2012. Renewable energy policies in Germany: Analysis of actors and new business models as a reaction to the redesign and adjustment of policy instruments. *12th IAEE European Energy Conference* (Sep. 2012).
- [11] Wooldridge, M. 2009. *An Introduction to MultiAgent Systems*. Wiley.