

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

13. Symposium Energieinnovation, TU Graz, 13. Februar 2014
Kristina Nienhaus, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt

Kooperationspartner:



Thomas Kast
Simulation · Solutions

Förderung (2008-2012):



Hintergrund, Zielsetzung und Methodik

An dem Transformationsprozess der Energiewende ist auf dem Strommarkt

- eine Vielzahl von Akteuren beteiligt, die
- über komplexe Interdependenzen miteinander verbunden sind und
- sehr unterschiedlich auf Entwicklungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen reagieren.

Ziel: Analyse von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Marktintegration von erneuerbarem Strom unter Berücksichtigung des Akteursverhaltens

Agentenbasierte Modellierung

- Bottom-up Ansatz aus der Künstlichen Intelligenz-Forschung
- Autonome Agenten bewegen sich in einer veränderlichen Umwelt
 - mit eigenen Zielvorstellungen,
 - mit begrenzter Rationalität und Unsicherheit,
 - sie lernen, entwickeln Strategien und passen sie an, und
 - sie kommunizieren und kooperieren.
- Hier zugrundeliegend: Sozialwissenschaftliche Akteursanalyse



Akteurstypen

Anlagenbetreiber (AB)

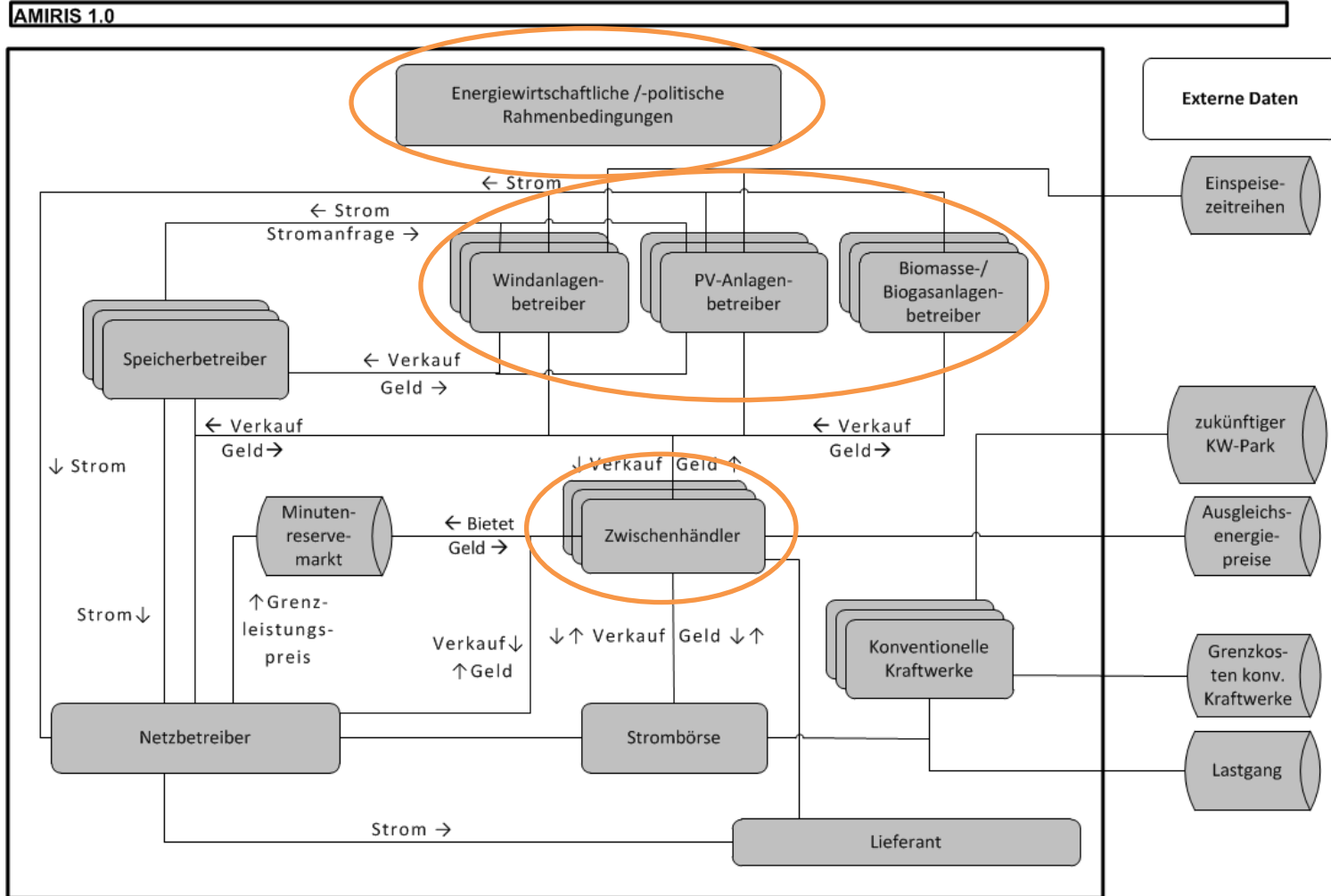
- (1) Privatpersonen
- (2) Landwirte
- (3) Banken und Fonds
- (4) Projektierer
- (5) Stadtwerke
- (6) Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- (7) Industrie

Zwischenhändler (ZWH)

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



Gesamtmodellstruktur



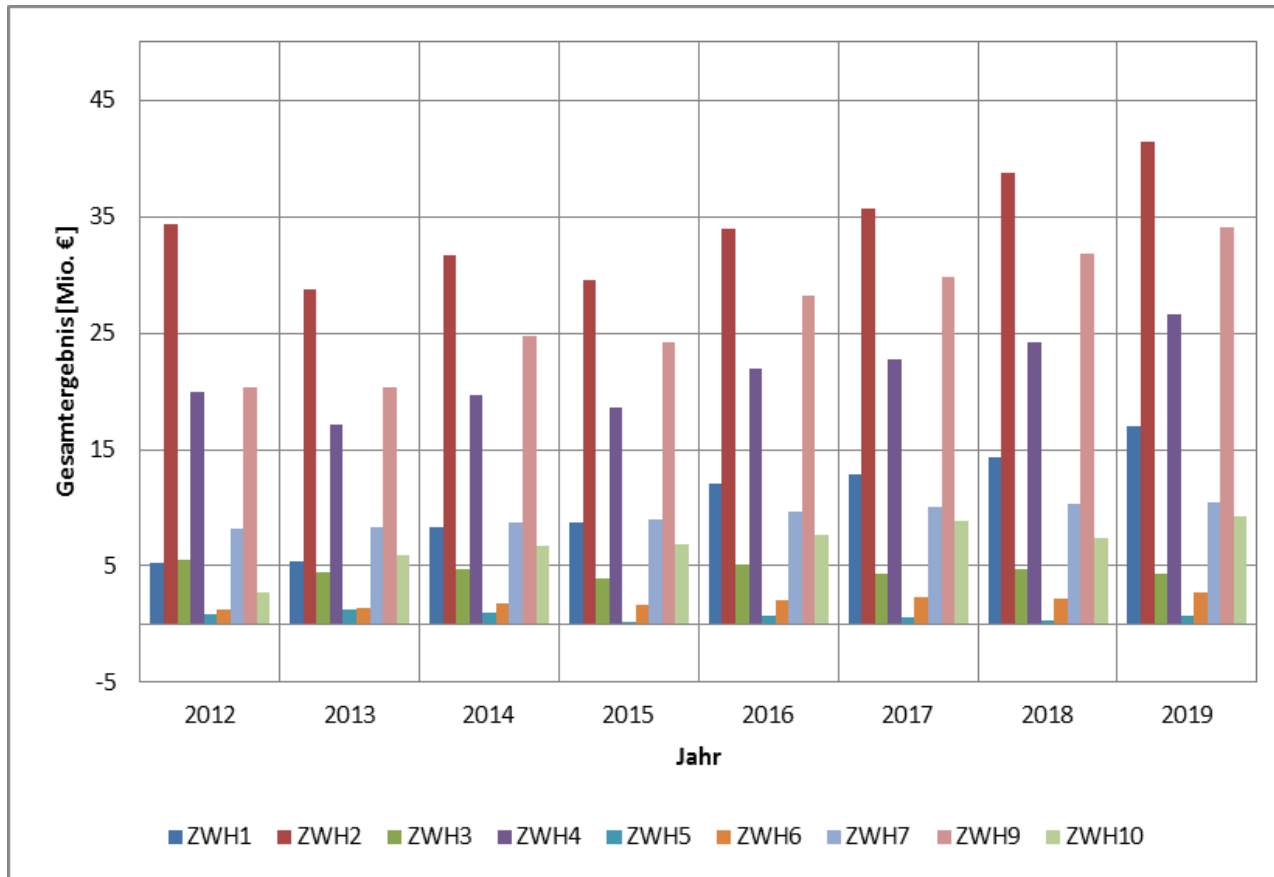
Eckpunkte Simulationsablauf

- Stündliche Simulationen über den Zeitraum 2012-2019
- EE-Zubau nach Leitstudie 2012, Szenario A (jährlich)
- EE-Einspeisung auf Basis normierter Wetterzeitreihen aus dem zeitlich und räumlich hoch aufgelösten Energiesystemmodell REMix (stündlich)
- EE-Vergütung nach EEG 2012

Fokus der dargestellten Untersuchungen: Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen unter Nutzung der gleitenden Marktprämie (unter Berücksichtigung von drei Varianten zur Managementprämie)



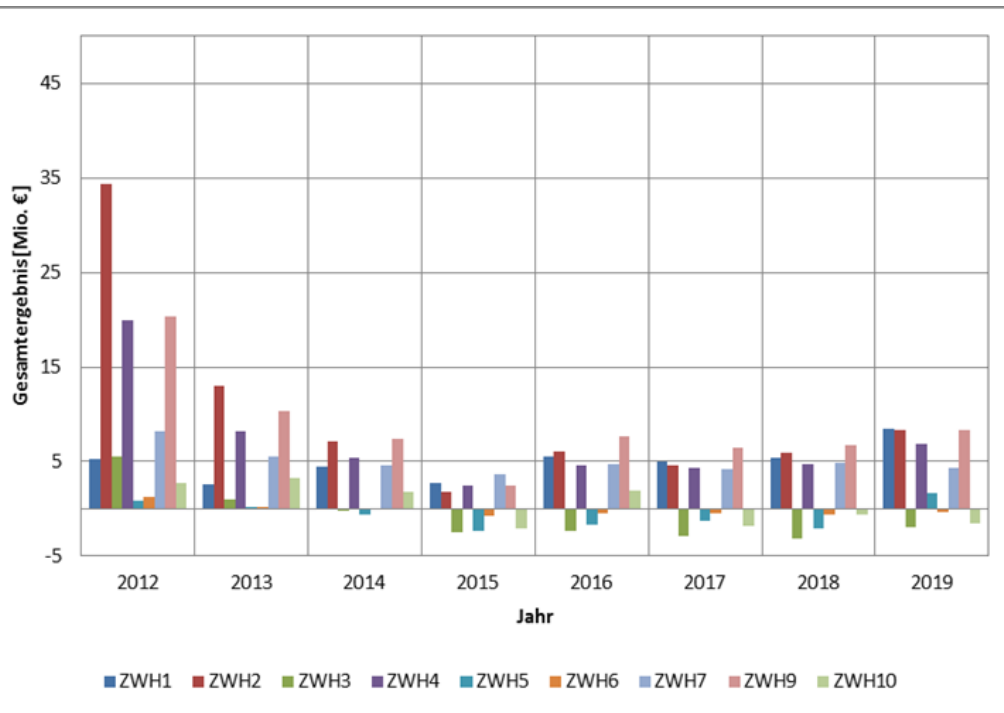
Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse* vor Absenkung der Managementprämie (ManP „alt“)



* Im Gesamtergebnis sind alle Einnahmen und Ausgaben pro Bilanzperiode kumuliert, die direkt und indirekt mit der Vermarktungsaktivität in Verbindung stehen



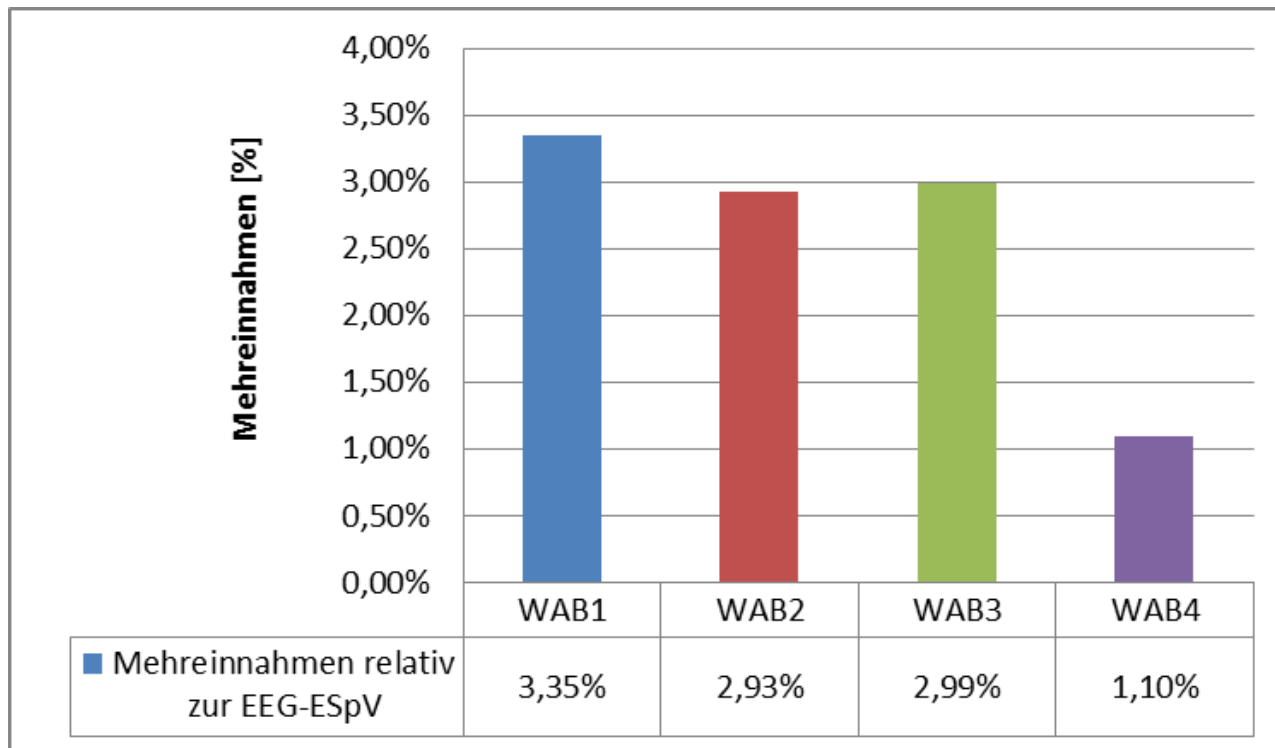
Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse nach Absenkung der Managementprämie (ManP „neu“)



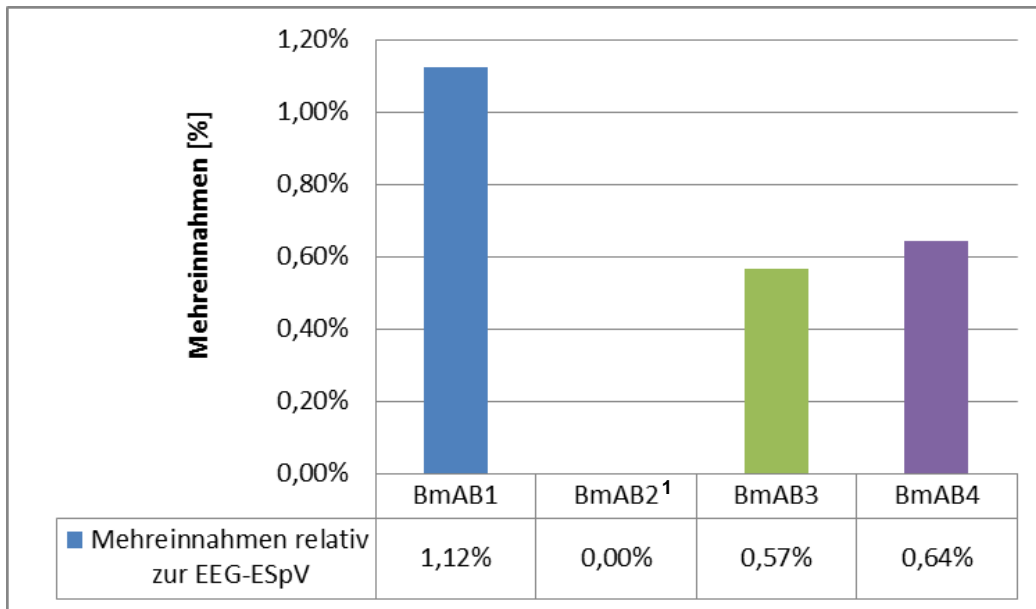
- Vorteile bei Erfahrung im Stromhandel sowie frühzeitigen Akquisetätigkeiten
 - › ZWH 2 (internationale EVU)
 - › ZWH 4 (First Mover-Stadtwerke)
 - › ZWH 9 (neugegründete spezialisierte Direktvermarkter mit Erfahrung)
- Verluste bei kleinen Portfolios und schlechter Prognosequalität
 - › ZWH 3 (große Stadtwerke)
 - › ZWH 5 (kleine Stadtwerke)
 - › ZWH 10 (Neugr. ohne Erfahrung)
- » Marktkonzentration!?



Mehreinnahmen der WAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie (ManP „neu“)



Mehreinnahmen der BmAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie* (ManP „neu“)



¹ Biomasse Holzvergaser: Keine DV

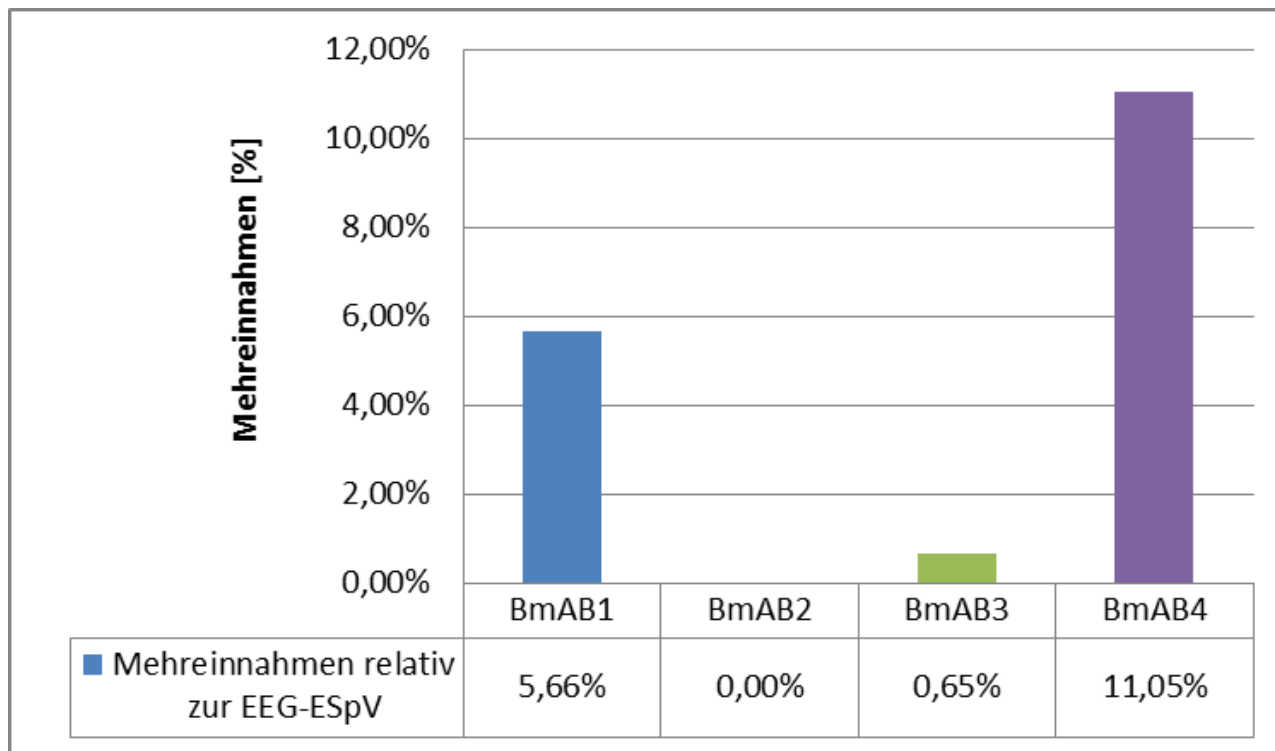
- » Anreiz zu einem Wechsel in die DV für Biomasseanlagen gering, da:
- relativer Marktwert der BmAB wegen der Interdependenzen mit restlichen EE-Einspeisung sinkt (ohne RE-Markt, Einspeiseprofil: vereinfachter Tag-Nacht-Zyklus*)
 - Bonus für rEE im Vergleich zur fEE sehr gering (ManP sehr niedrig)
 - EEG-Einspeisevergütungssätze für BGA auf hohem Niveau

* BmAB1 (HeizdampfkW, FBS): 2012:10%, 2019: 25%
 BmAB3 (BGA klein): 2012: 0%, 2015: 36%
 BmAB4 (BGA groß): 2012: 0%, 2014: 90%

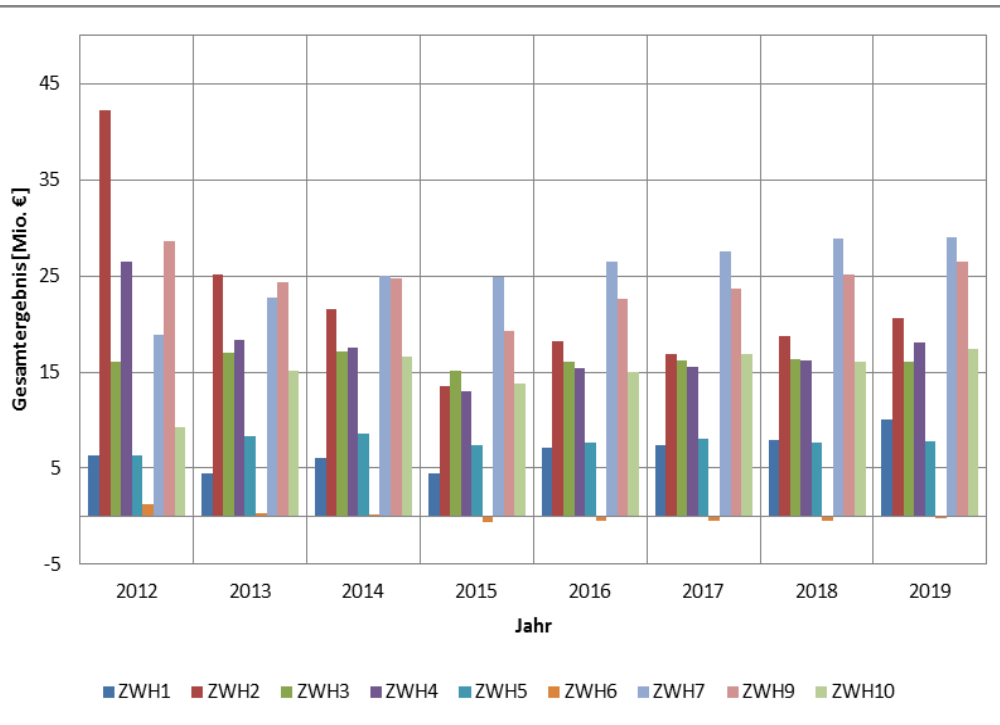
* Ohne Berücksichtigung der Flexibilitätsprämie



Mehreinnahmen BmAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie sowie am Minutenreservemarkt für negative Regelenergie (ManP „neu“ RE)



Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse bei Berücksichtigung des RE-Marktes (ManP „neu“ RE)



- Vorteile jetzt auch bei regional verbundenen Akteuren mit engen Kontakten zu BmAB oder bei Spezialisierungen
 - › ZWH 3 (große Stadtwerke)
 - › ZWH 5 (kleine Stadtwerke)
 - › ZWH 10 (neugegründete spezialisierte* Direktvermarkter ohne Erfahrung)
- » Breitere und ausgeglichene Marktstruktur

* Große PV-Dachanlagen, Freiflächenanlagen, Biogasanlagenpool für Regelenergie.

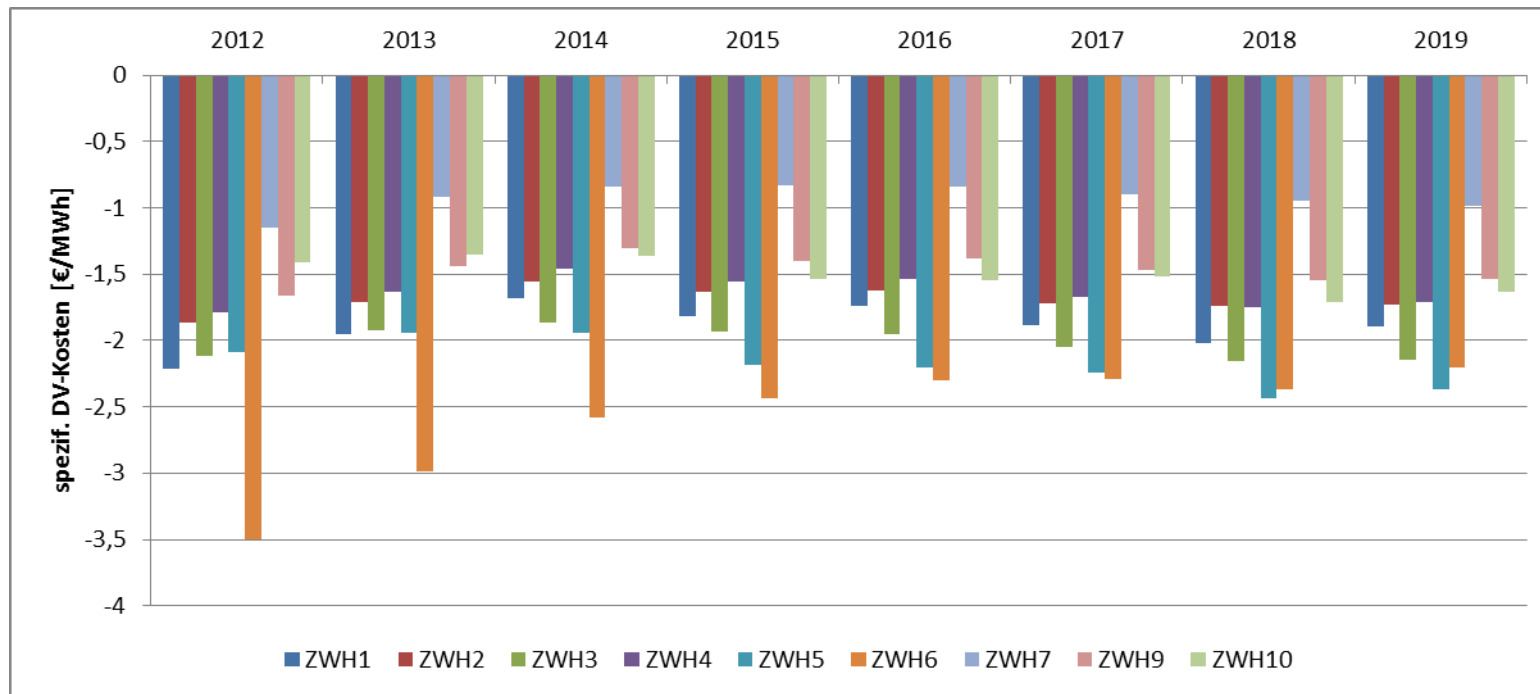


Weitere Ergebnisse (optionale Marktprämie, ManP „neu“)

- Bedarfsorientierung: Flexiblere Fahrweise der Biomasseanlagen
 - › Vereinfachter Tag-Nacht-Zyklus für Refinanzierung entsprechender Umrüstungen über den Day-Ahead-Spotmarkt insbes. für BmAB1 nicht ausreichend, da relative Marktwerte bis 2020 auf unter 100 % fallen (ohne Berücksichtigung der Flexibilitätsprämie)
- Abregelung: Effekte auf Systemebene in Folge von Preissignalen (2012-2019, kumuliert)
 - › Wind: 1.700 GWh
 - › PV: 26,6 GWh
 - › Biomasse: 200 GWh
- Entwicklung des Fördervolumens:
 - › Von der Politik erhoffte Einsparungen i.H.v. 110 – 210 Mio. Euro/Jahr durch Absenkung der ManP können von Modellergebnissen bestätigt werden.
 - › Förderkosten bei Marktprämie steigen im Vergleich zum reinen EEG-Fall bis 2019 auf zusätzliche 410 Mio. Euro/Jahr.
 - › Durchschnittliche spezifische Mehrausgaben zur Förderung des EE-Ausbaus werden von 112 Euro (2012) auf 104 Euro (2019) pro erzeugter MWh fallen. (ohne Einspeiseverschiebungsmöglichkeiten / Preissensitivität!)



Einführung einer verpflichtenden Marktprämie (ManP = 0 €/MWh)

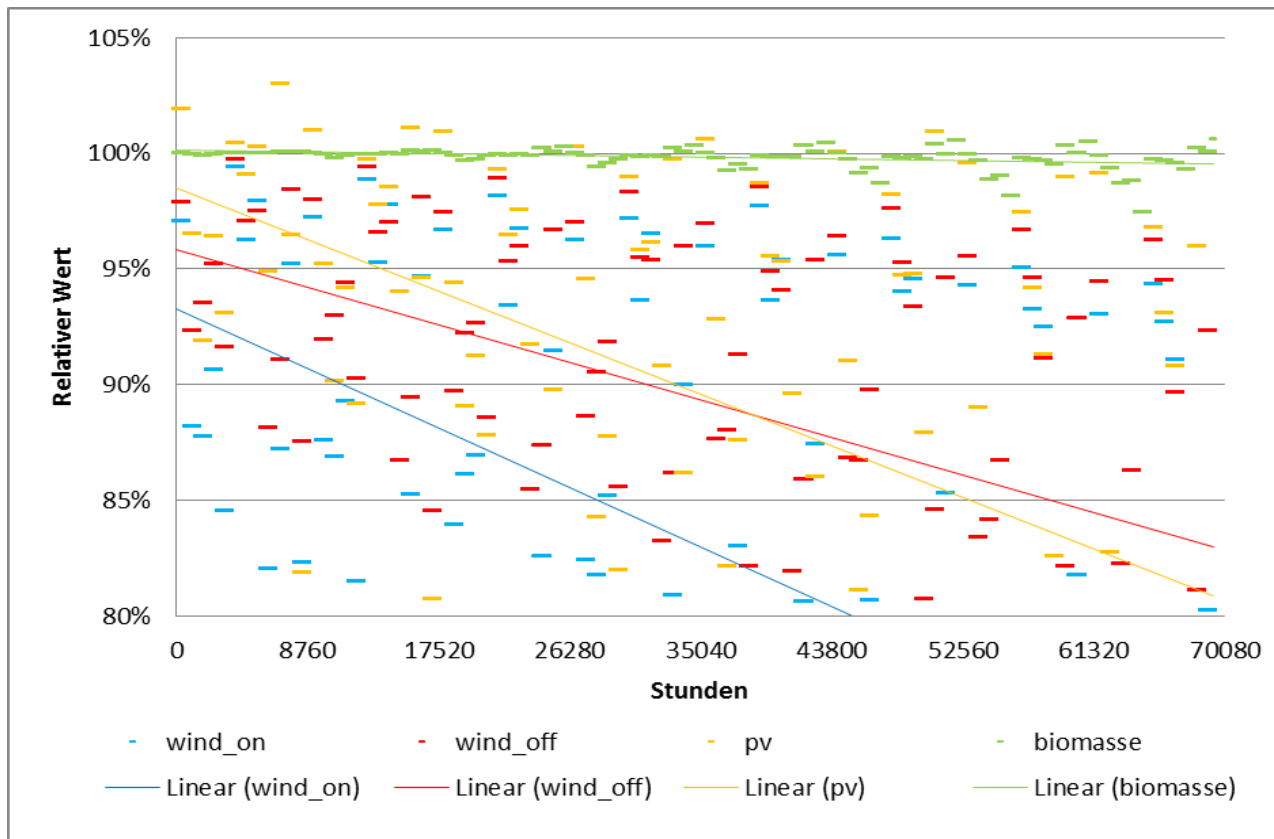


Wenn die Vermarktungskosten nicht mehr über die ManP kompensiert werden, müssen sich die ZWH ihre Kosten bei den Anlagenbetreiber „zurückholen“, um zumindest eine ausgeglichene Bilanz aufweisen zu können.

- Die spezifischen DV-Kosten können als entsprechende Verringerung der ES_{SpV}-Sätze bei den Anlagenbetreibern interpretiert werden.



Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung von 2012-2019



Ausblick

Geplante Weiterentwicklungen:

- Differenziertere Abbildung des konventionellen Kraftwerksparks, der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise
- Abbildung des Intradaymarktes
- Abbildung der Nachfrageseite und von Demand Response-Maßnahmen
- Entwicklung eines Investitionsagenten (Refinanzierungsfrage!)
- Ausdifferenziertere Algorithmen für modellendogene, agentenabhängige Parameter des Entscheidungsverhaltens



Vielen Dank!

Kontakt:

Kristina Nienhaus

DLR – Institut für Technische Thermodynamik

Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

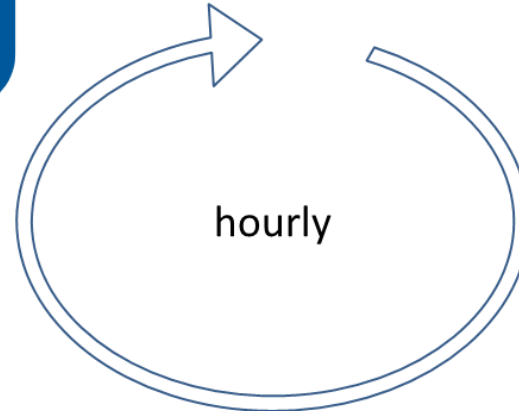
kristina.nienhaus@dlr.de



Wissen für Morgen



Simulationsablaufschemata



0 Initialization of contracts and communication structure

1 PO: Generation
INT: Adjustment of bonus from MP
GO: Adjustment of forecast quality

2 EM: Merit order calculation

3 PO: Distribution of electricity

4 EM: Determination of residual load and prices due to merit order
GO: Determination of full load hours wind und PV (yearly)

5 GO: Determination of balance energy and prices for reserve capacity
REF: Calculation of MP (monthly)

6 PO: Forecast of MP
INT: Calculation of balance energy and its costs, offer at control energy market
EM: Payment to INT
GO: Payment of FIT and MP

7 INT: Balance of accounts, strategy for tariffs, payout to POs

8 PO: Calculation of income
INT: Forecast of generation
GO: Forecast of generation

9 INT: Forecast of EM prices, evtl. shutdown of plants in direct marketing, adjust terms for marketing, choose marketing path
GO: Impact of renewables on thermal power plants
PO: Adjustment of FIT (yearly) and direct marketing (monthly)

PO: Plant Operator	REF: Renewable Energy Framework
INT: Intermediary	MP: Market Premium
GO: Grid Operator	FIT: Feed-In-Tariff
EM: Electricity Market	

