

# AMIRIS – EIN AGENTENMODELL ZUR ANALYSE DER INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIE 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)

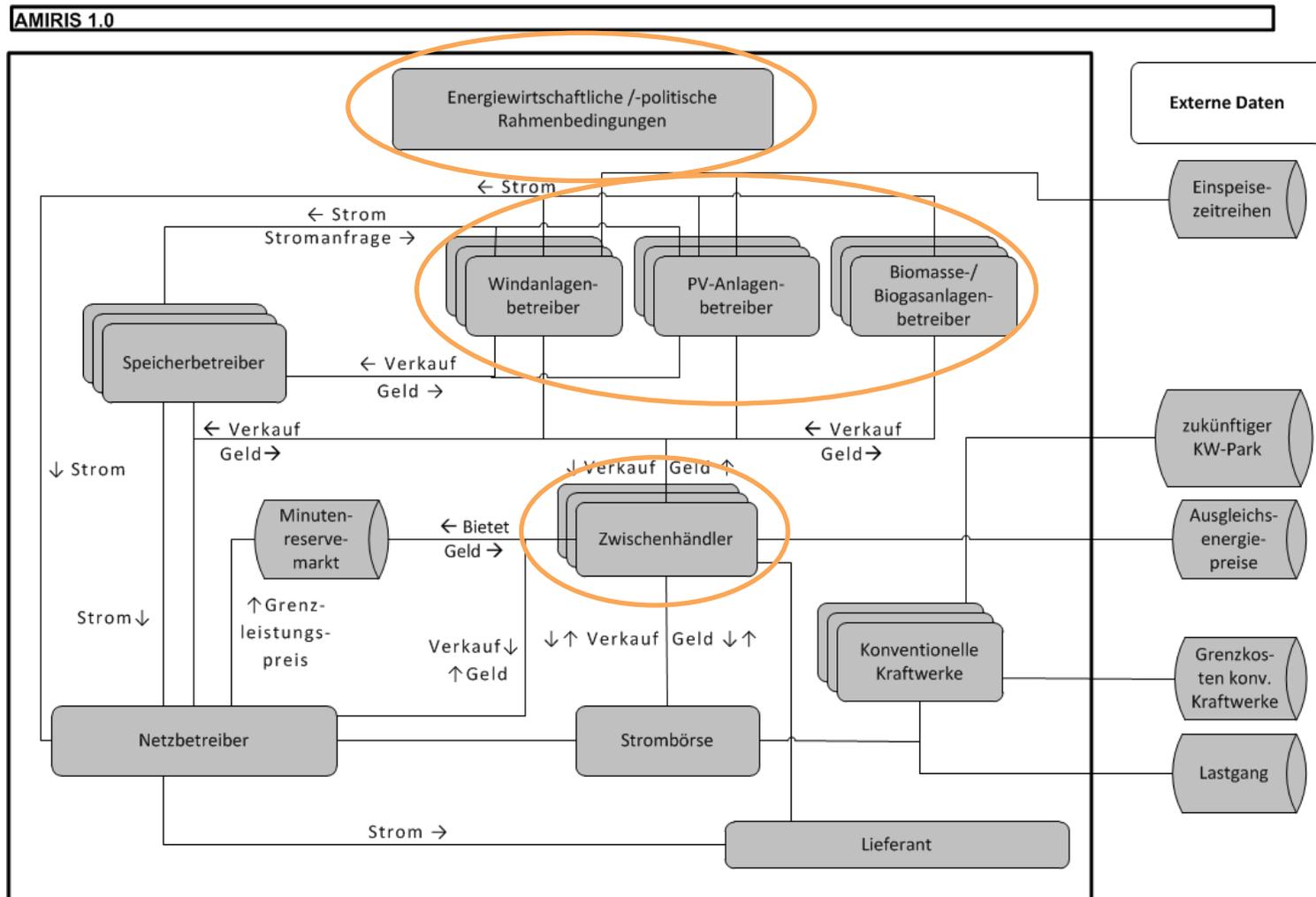
- (1) Privatpersonen
- (2) Landwirte
- (3) Banken und Fonds
- (4) Projektierer
- (5) Stadtwerke
- (6) Große Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- (7) Industrie

## 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



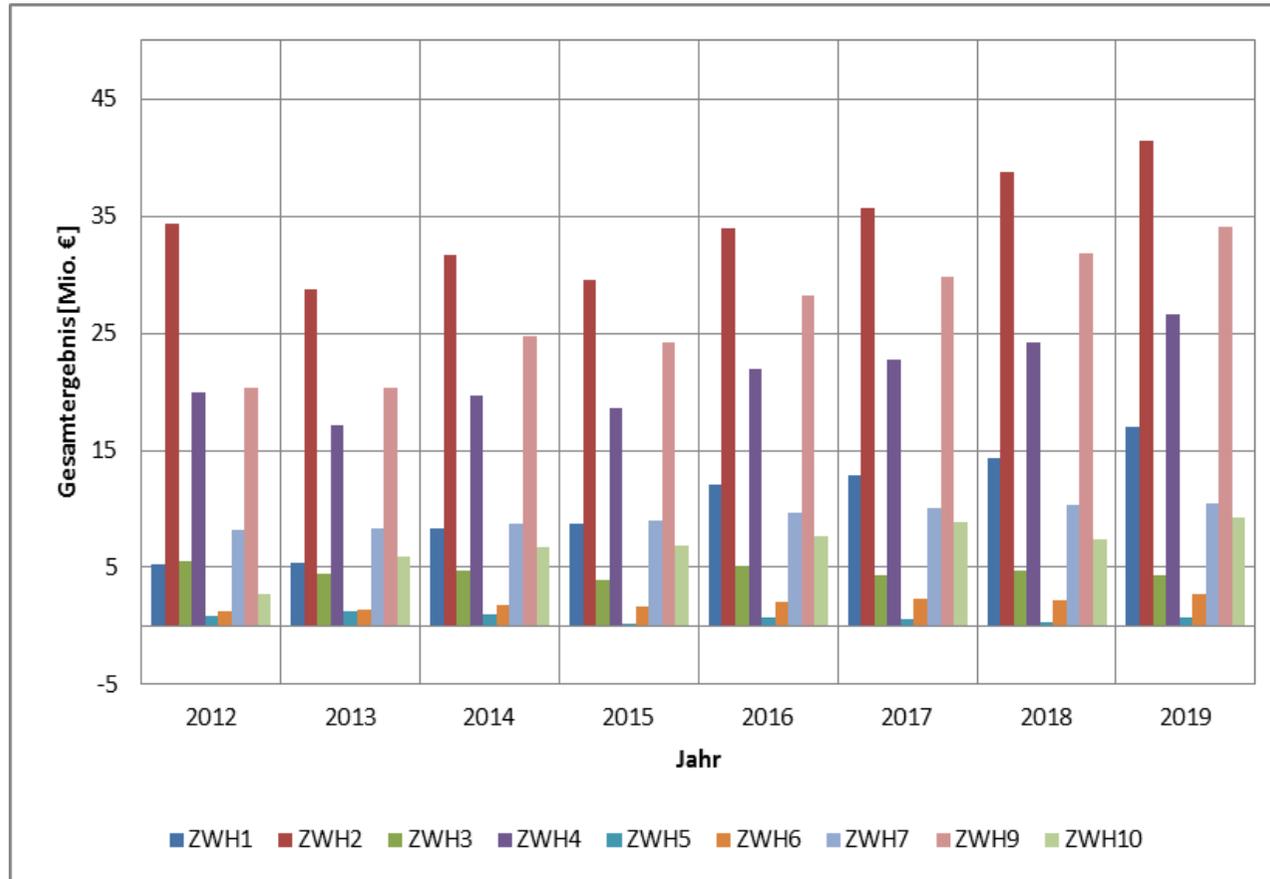
## Eckpunkte Simulationsablauf

- 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)



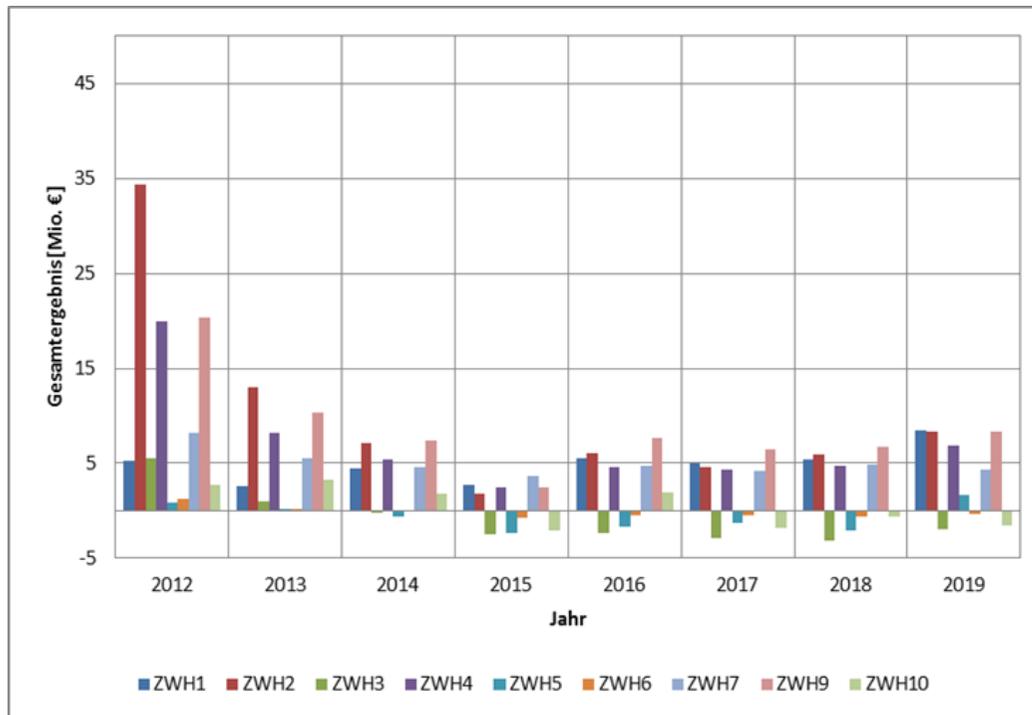
# Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse\* vor Absenkung der Managementprämie (ManP „alt“)



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



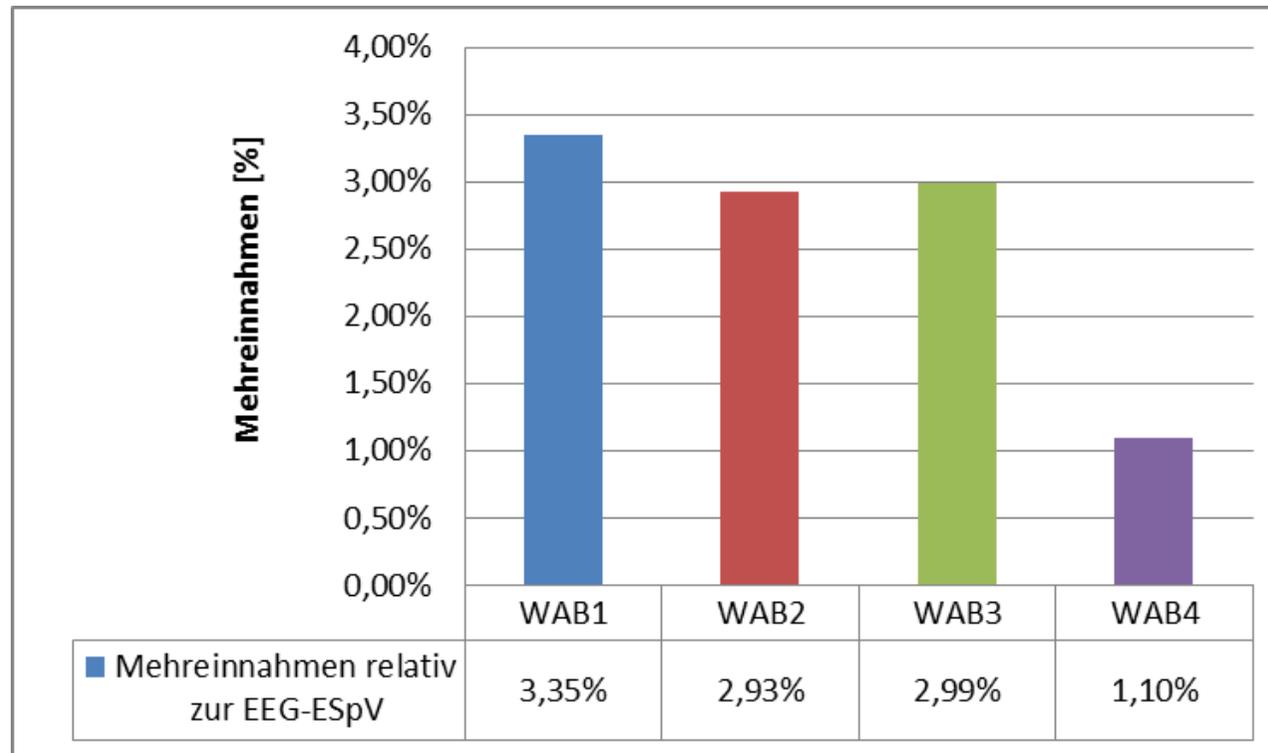
## Entwicklung der ZWH-Gesamtergebnisse nach Absenkung der Managementprämie (ManP „neu“)



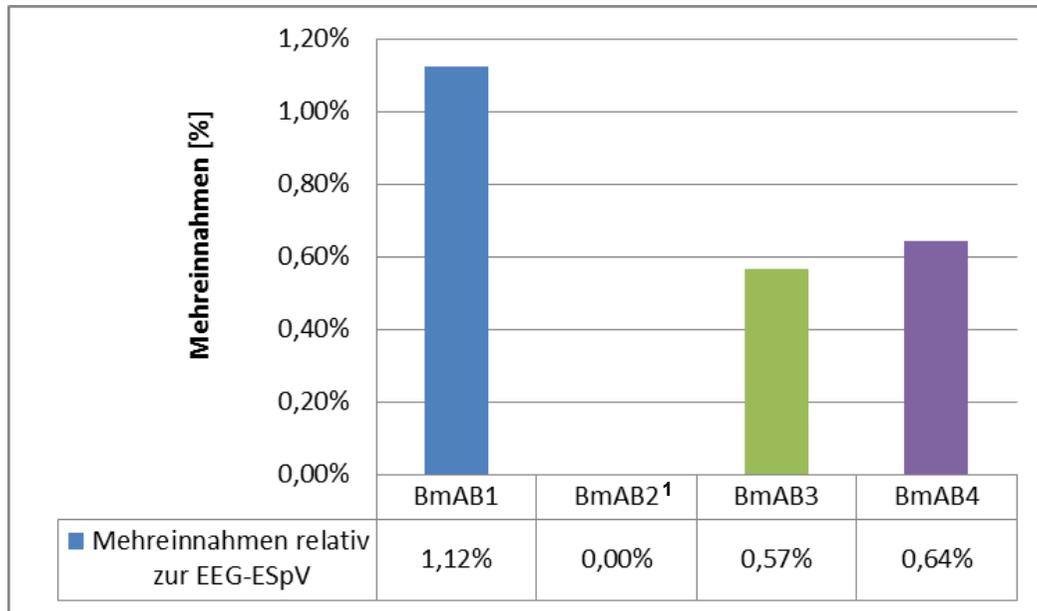
- Vorteile bei Erfahrung im Stromhandel sowie frühzeitigen Akquisetätigkeiten
  - › ZWH 2 (internationale EVU)
  - › ZWH 4 (First Mover-Stadtwerke)
  - › ZWH 9 (neugegründete spezialisierte Direktvermarkter mit Erfahrung)
- Verluste bei kleinen Portfolios und schlechter Prognosequalität
  - › ZWH 3 (große 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“)



- » 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

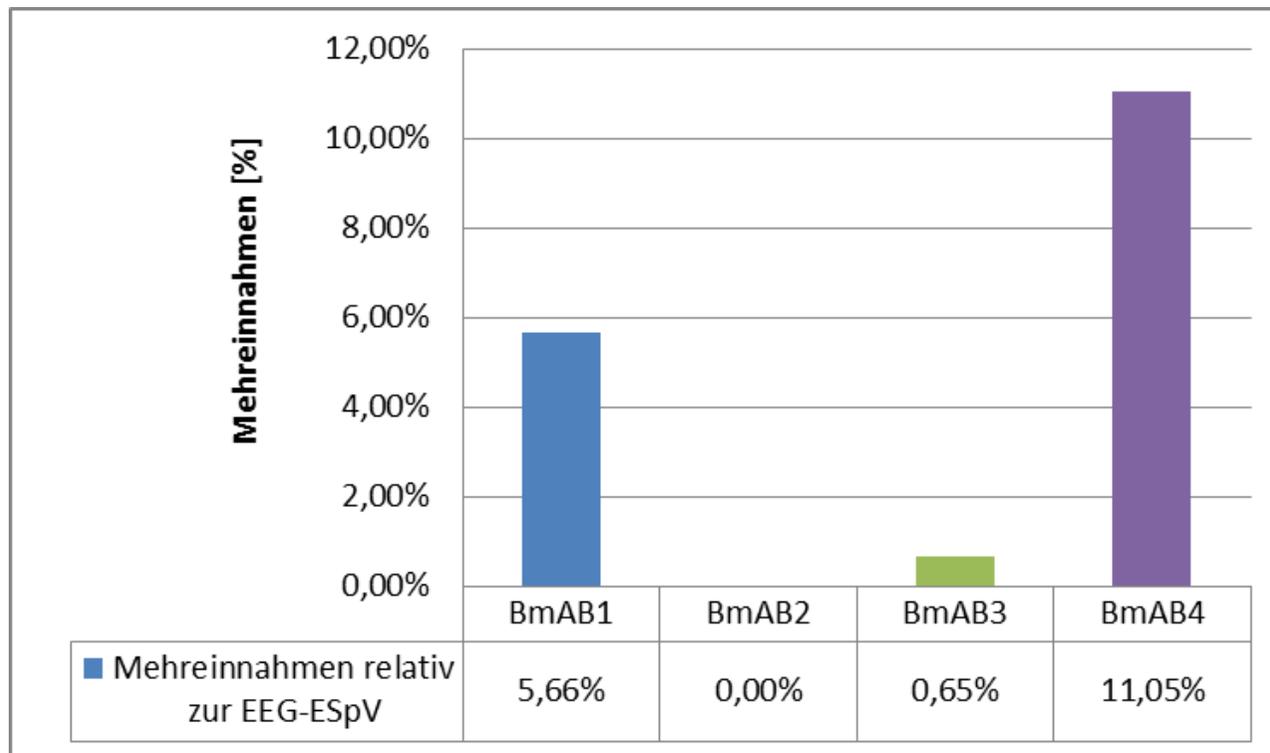
\* BmAB1 (HeizdampfKW, FBS): 2012:10%, 2019: 25%  
 BmAB3 (BGA klein): 2012: 0%, 2015: 36%  
 BmAB4 (BGA groß): 2012: 0%, 2014: 90%

<sup>1</sup> Biomasse Holzvergaser: Keine DV

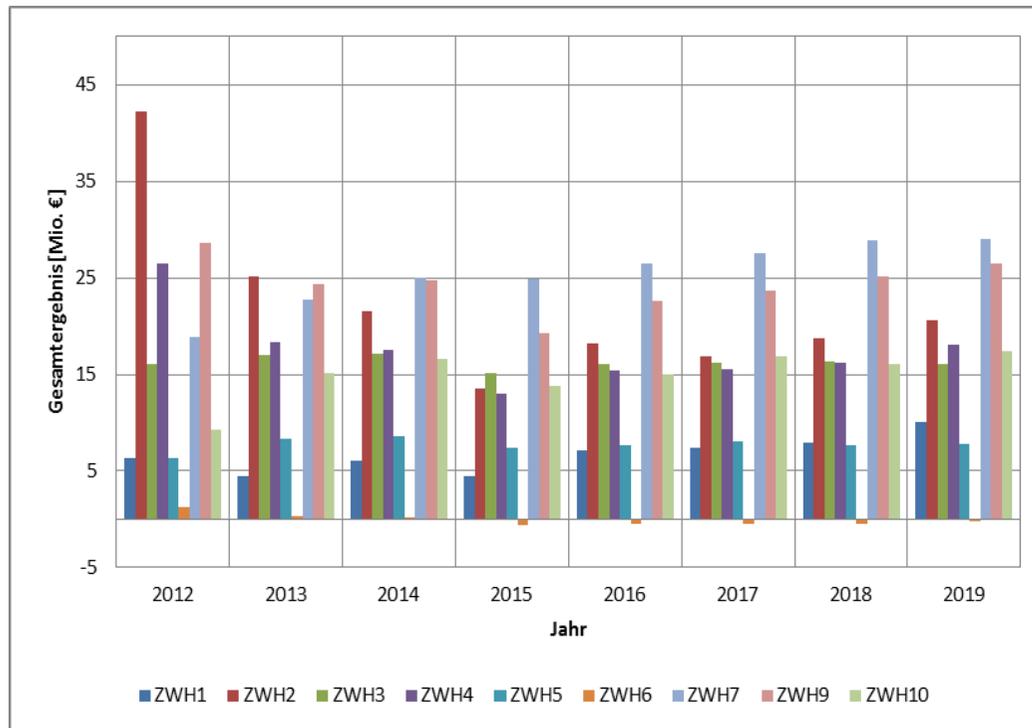
\* Ohne Berücksichtigung der Flexibilitätsprämie



## Mehreinnahmen BmAB durch Teilnahme an Direktvermarktung über Marktprämie sowie am Minutenreserve- markt für negative Regenergie (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.

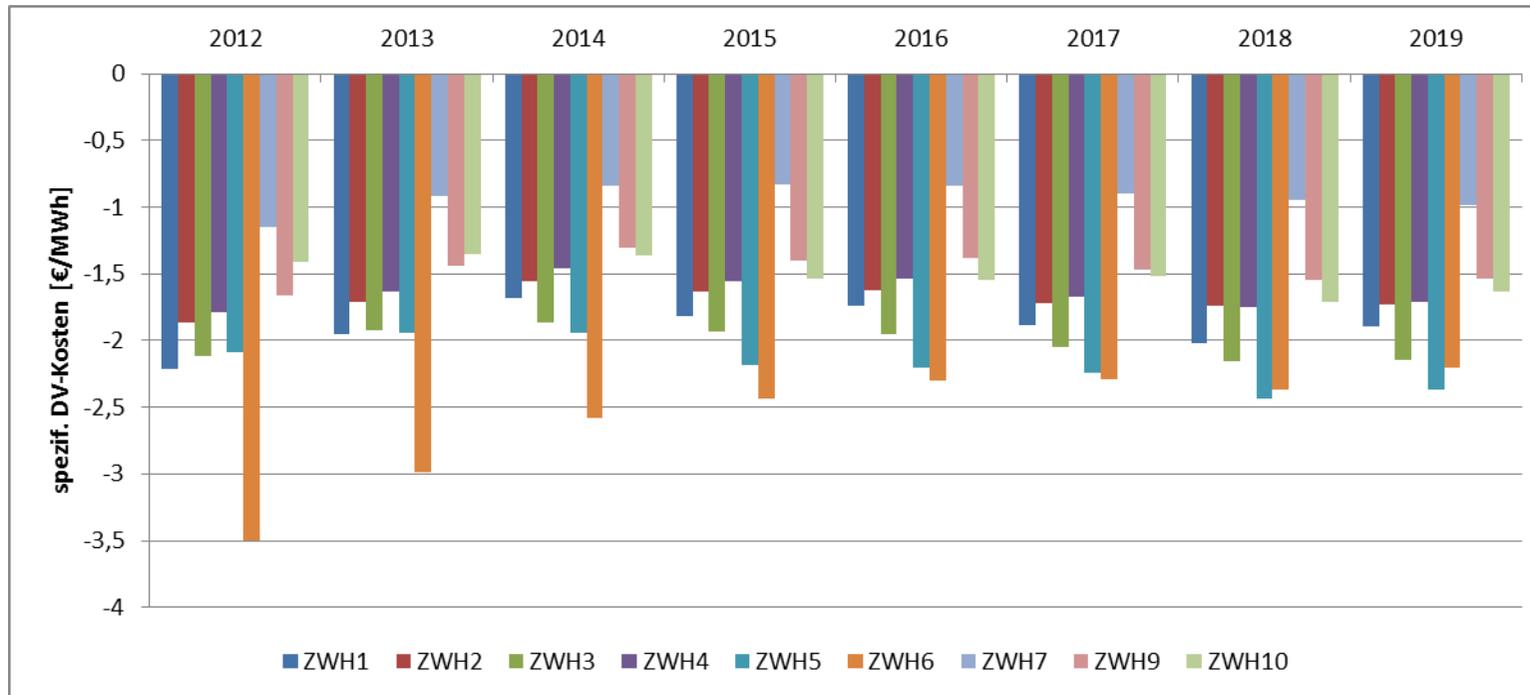


## Weitere Ergebnisse (optionale Marktprämie, ManP „neu“)

- 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)

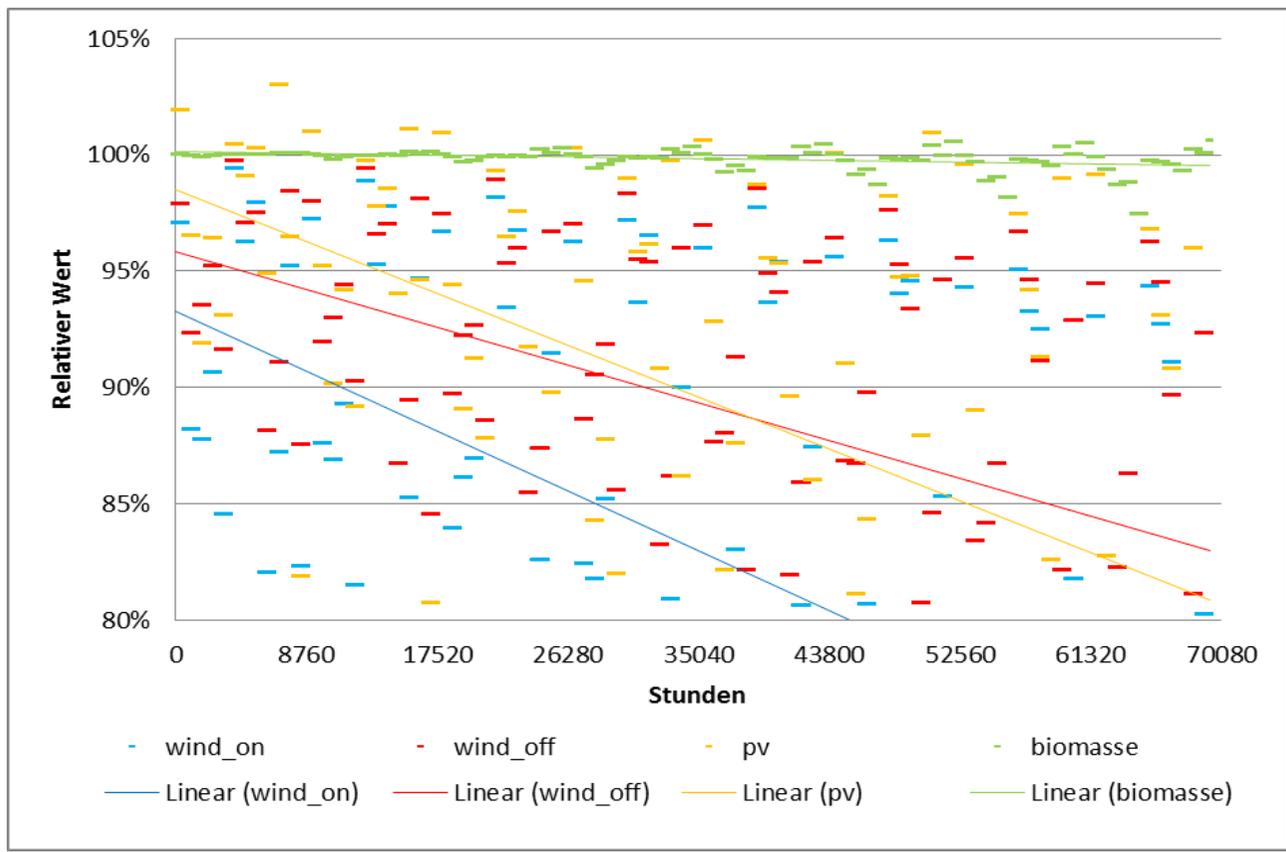


Wenn die Vermarktungskosten nicht mehr über die ManP kompensiert werden, müssen sich die ZWH ihre Kosten bei den Anlagenbetreiber „zurückholen“, um zumindest eine ausgeglichene Bilanz aufweisen zu können.

- Die spezifischen DV-Kosten können als entsprechende Verringerung der ES<sub>SpV</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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

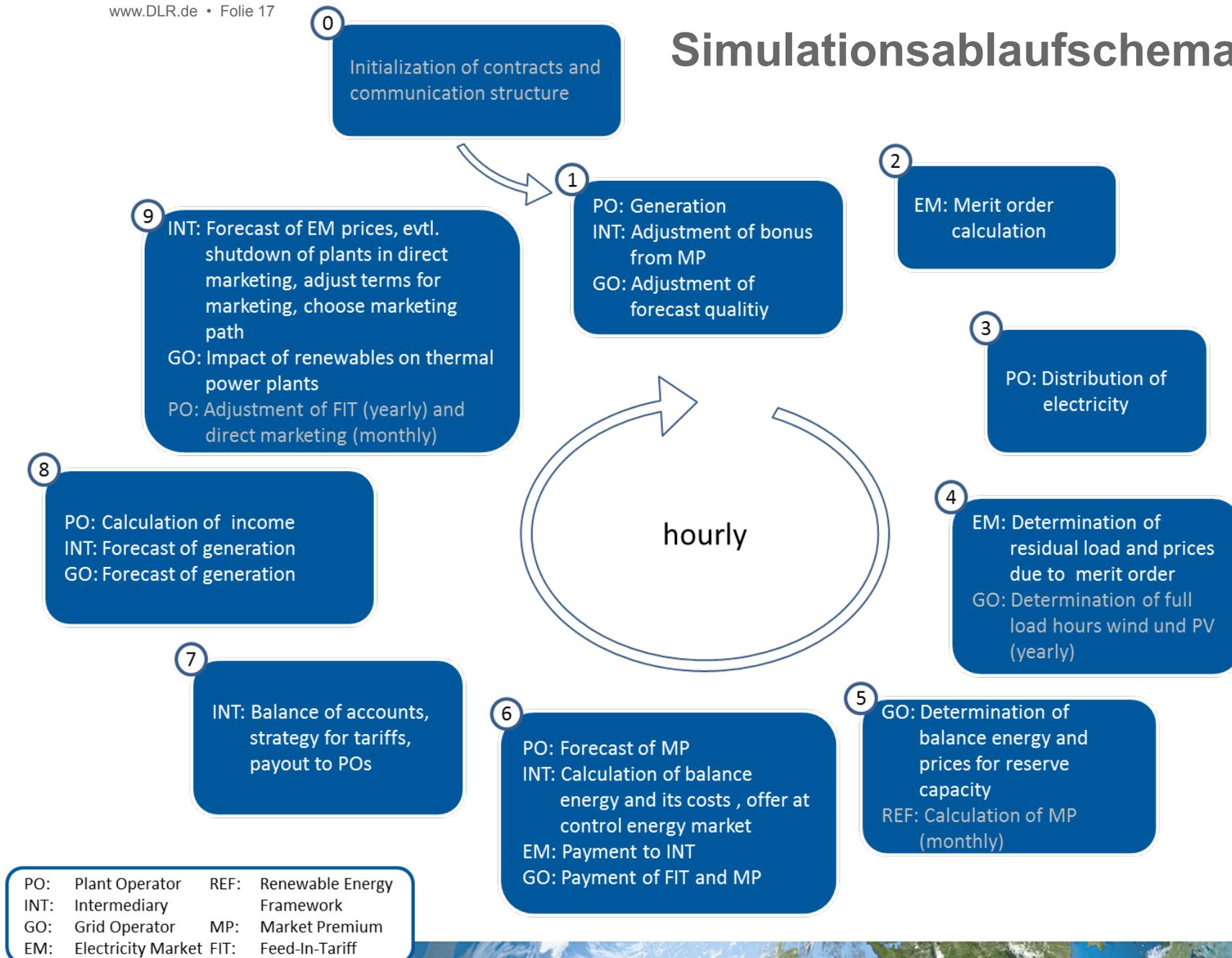
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

[kristina.nienhaus@dlr.de](mailto:kristina.nienhaus@dlr.de)



Wissen für Morgen

# Simulationsablaufschemata



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

