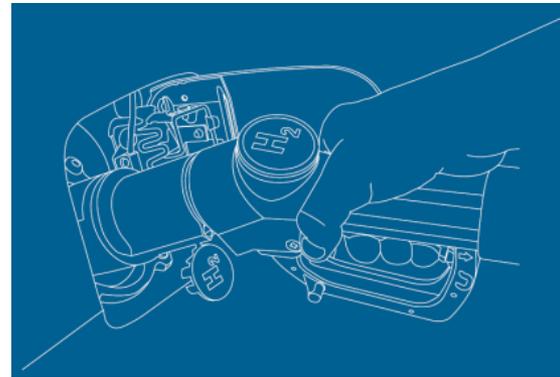


ANALYSE DER ZUKÜNFTIGEN ENTWICKLUNG VON NEGATIVEN PREISEN AM STROMMARKT

EnInnov 2016 - 14. SYMPOSIUM ENERGIEINNOVATION

12. Februar 2016, Graz

Michael Haendel, Dr. Marian Klobasa



<http://www.mwkel.rlp.de/Klimaschutz-Energie/>

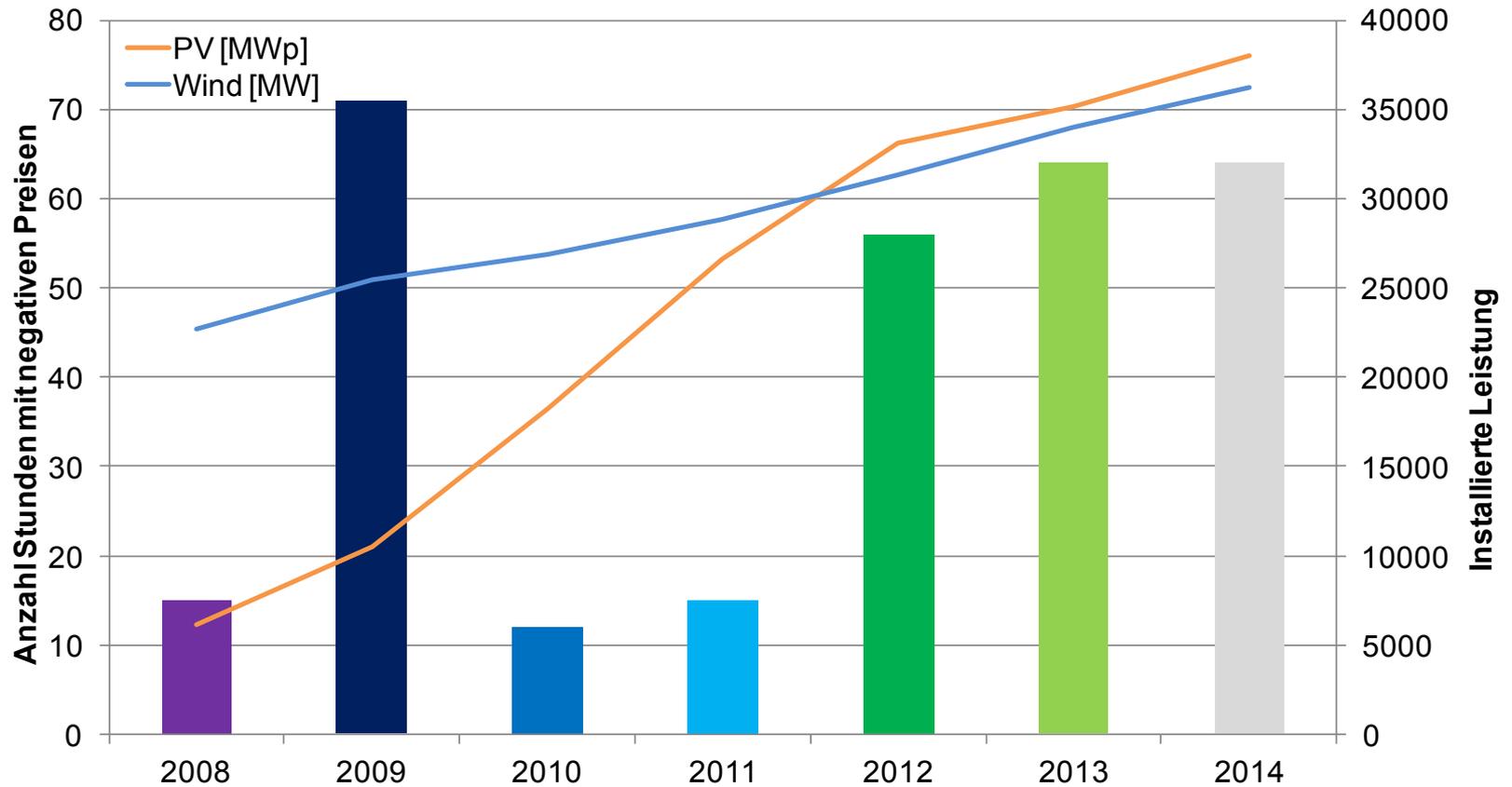
Überblick

- Hintergrund
- Historische Entwicklung negativer Preise
- Methodik zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung negativer Preise
- Auswertung eines exemplarischen Szenarios mit Fokus auf §24 EEG

Hintergrund

- §24 EEG regelt Aussetzung der Auszahlung der Marktprämie für den Fall des Auftretens negativer Marktpreise am Spotmarkt in mindestens 6 Stunden in Folge
 - Auszahlung wird für zusammenhängenden Zeitraum des Auftretens negativer Preise ausgesetzt
 - Regelung betrifft ab 1.1.2016 in Betrieb genommene Anlagen
- Auswirkungen für Neuanlagen
 - Verhaltensanpassung (Anpassung des Einspeise- und Vermarktungsverhaltens)
 - Anlagenbetreiber setzen ihre Anlagen in Stunden mit negativen Preisen nicht mehr ein, um negative Erlöse zu vermeiden
 - betrifft wenigstens Zeiträume mit neg. Preisen in mehr als 5 Stunden in Folge
 - ggf. aber auch kürzere Zeiträume, wenn Anlagenbetreiber das Auftreten einer Situation nach §24 EEG nicht genau prognostizieren können
 - Verschlechterte Erlössituation
 - Durch entgangene Erlöse verschlechtert sich die wirtschaftliche Situation von betroffenen EE-Anlagen, ggf. mit Rückwirkungen auf Ausbau sofern Vergütung nicht auskömmlich

Historische Entwicklung negativer Preise I



Historische Entwicklung negativer Preise II

- Häufigkeit der negativen Preise pro Jahr korreliert in der Vergangenheit mit dem EE-Ausbau aber deutliche Anpassungseffekte des Marktes sichtbar
- Negative Preise kamen bisher vorwiegend an Feiertagen in den frühen Morgenstunden zustande
- Negative Preise > 5 h kommen bisher auf dem Day-Ahead Markt sehr selten und auf dem Intraday Markt selten vor
- Korrelation zwischen Day-Ahead, Intraday und Ausgleichsenergiemarkt ist über Prognosefehler und Regelzonensaldo gegeben
- Gehandeltes Energievolumen zu Zeiten negativer Preise betrug bis zu 2,6 TWh (Day-Ahead, EPEX Spot)

Vorgehen bei der Analyse der Entwicklung negativer Preise – Residuallastanalyse I

- Eingangsdaten:
 - Last- und EE-Erzeugungshistorie der letzten Jahre in stündlicher Auflösung
 - Szenariendaten über die zukünftige Entwicklung

- Methodik:
 - Lineare Skalierung der Eingangsdaten auf die zukünftig installierten Leistungen
 - Stunden mit Stromüberangebot werden als Zeitpunkte möglicher negativer Preise angesehen
 - Betrachtung mehrerer Wetterjahre
 - Möglichkeit zur Vorgabe der Abschaltungsreihenfolge von EE-Anlagen
 - Berücksichtigung eines Inflexibilitätssockels

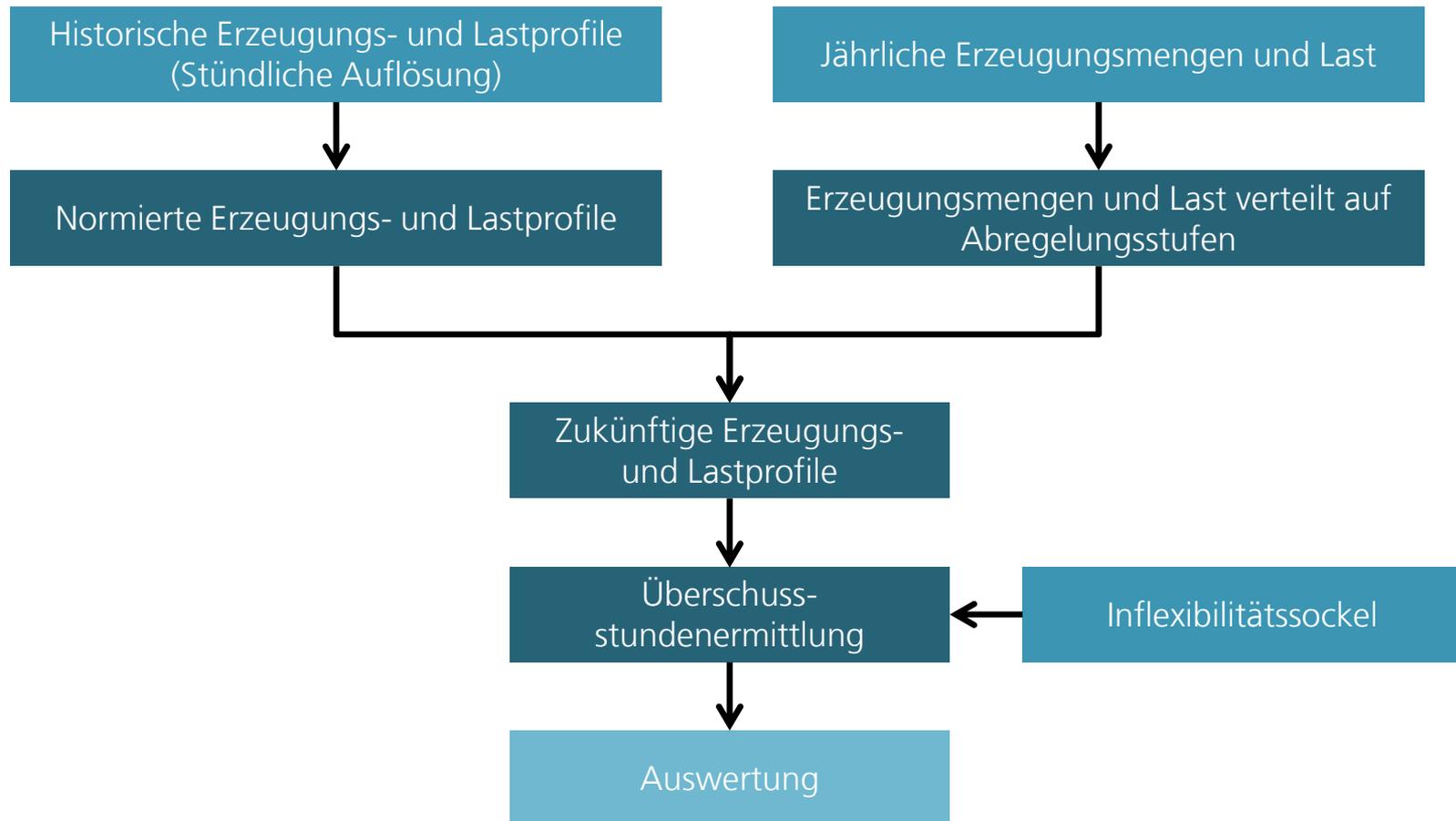
- Ergebnis:
 - Anzahl an Überschussstunden
 - Abgeregelte Energiemengen

Vorgehen bei der Analyse der Entwicklung negativer Preise – Residuallastanalyse II

- Last- und Erzeugungsprofile:
 - Historische Profile
 - Auf zukünftigen Anlagenbestand skalierte Profile

- Inflexibilitätssockel beinhaltet:
 - Must-Run-Sockel zur Bereitstellung erforderlicher Systemdienstleistungen
 - Import- und Exportkapazitäten über die Landesgrenzen
 - Nicht-fluktuierende EE (insbesondere Biomasse und Wasserkraft)
 - Stärkere Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke
 - Potentiellen Beitrag von Flexibilitätsoptionen und neuen Verbrauchern zur Systemstabilisierung

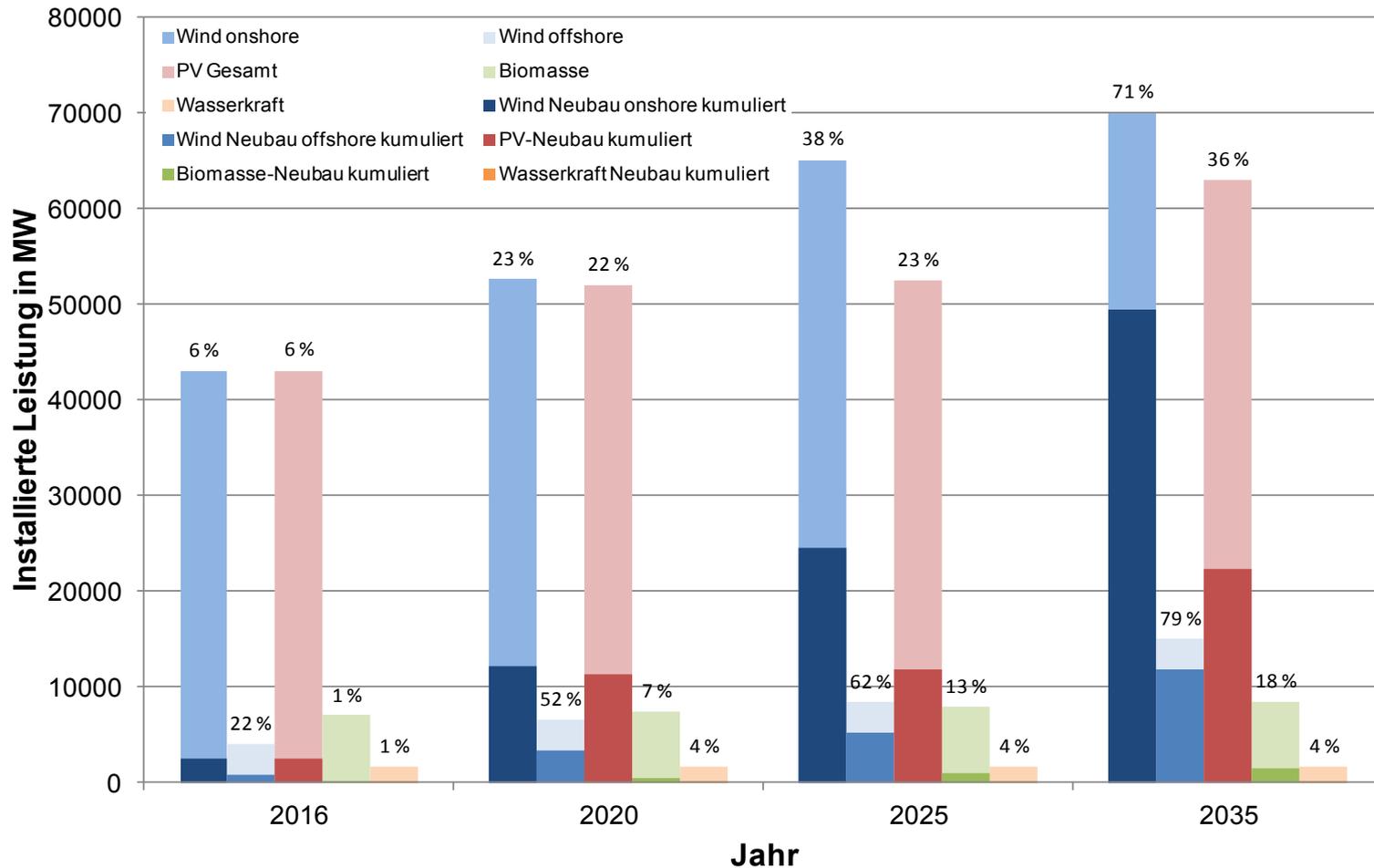
Überblick Residuallastanalyse



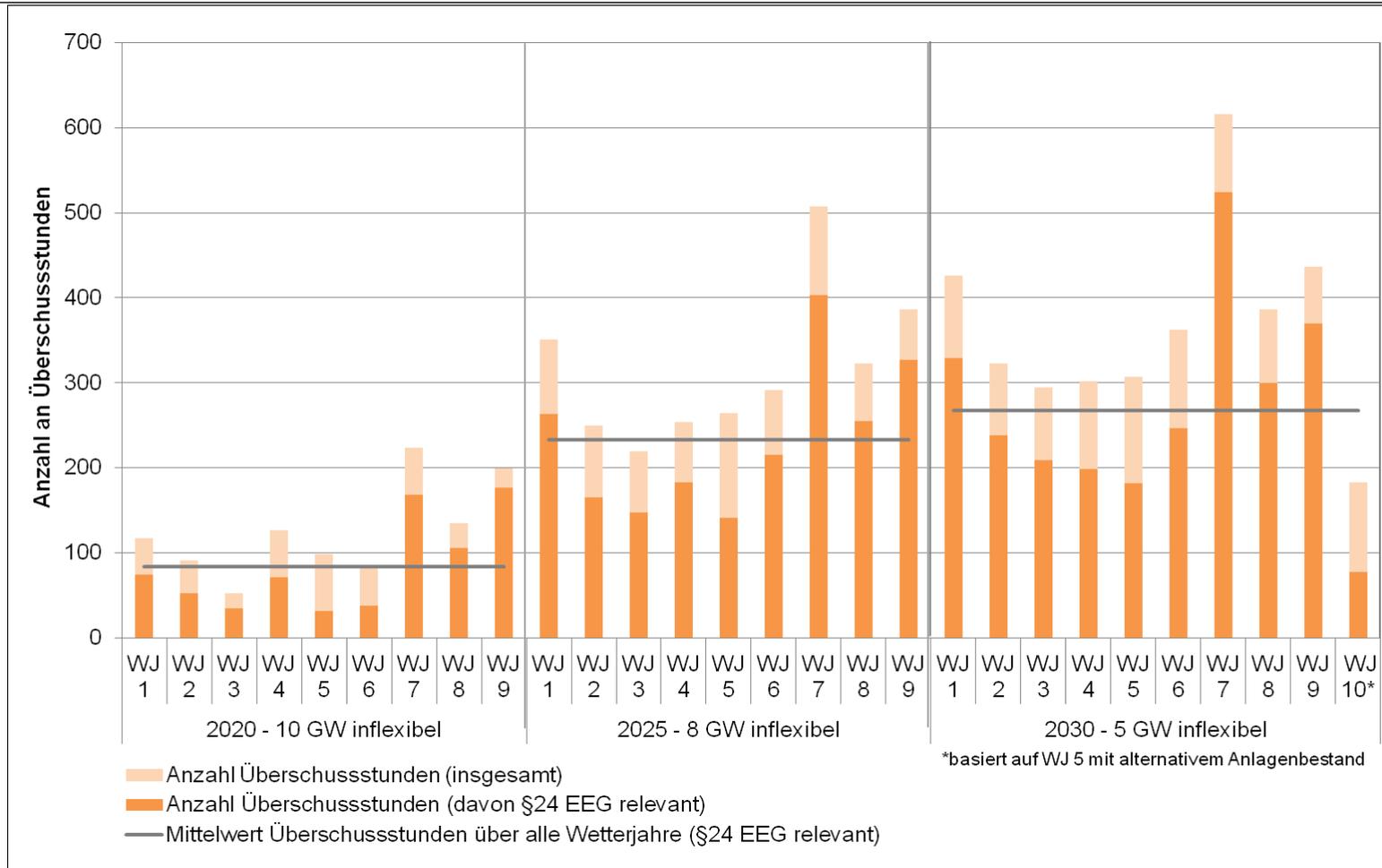
Szenariodefinition für die Residuallastanalyse

- Annahmen über die zukünftige Entwicklung
 - Ausgangsbasis 2015
 - Windonshore: 40,5 GW; Windoffshore: 3,2 GW; PV: 40,6 GW
 - Must-Run: 20 GW; Export 10 GW; Biomasse und Wasserkraft 7 GW
 - bis 2025 (nach Ausbaukorridor EEG, NEP)
 - Zubau Wind: 12,5 GW (2020 bis 2025); begrenzter Zubau PV
 - ab 2035 (Erreichung EEG-Ziel an Bruttostromerzeugung)
 - Bruttostromerzeugung der EE soll in 2035 bei 55-60% liegen
- Inflexibilitätssockel:
 - Ausgangsbasis: 18 GW in 2015
 - Expertenbefragung: 10 GW (2020) bis 3 GW (2035)
 - \pm 5 GW Sensitivitätsanalyse
- Wetterjahre:
 - Historische Profile von 2006-2014 + Profil basierend auf 2010 für Anlagenbestand in 2030
- Abschaltreihenfolge:
 - Neuanlagen (ab 2016) vor Altanlagen
 - 1. Windonshore; 2. PV; 3. Windoffshore

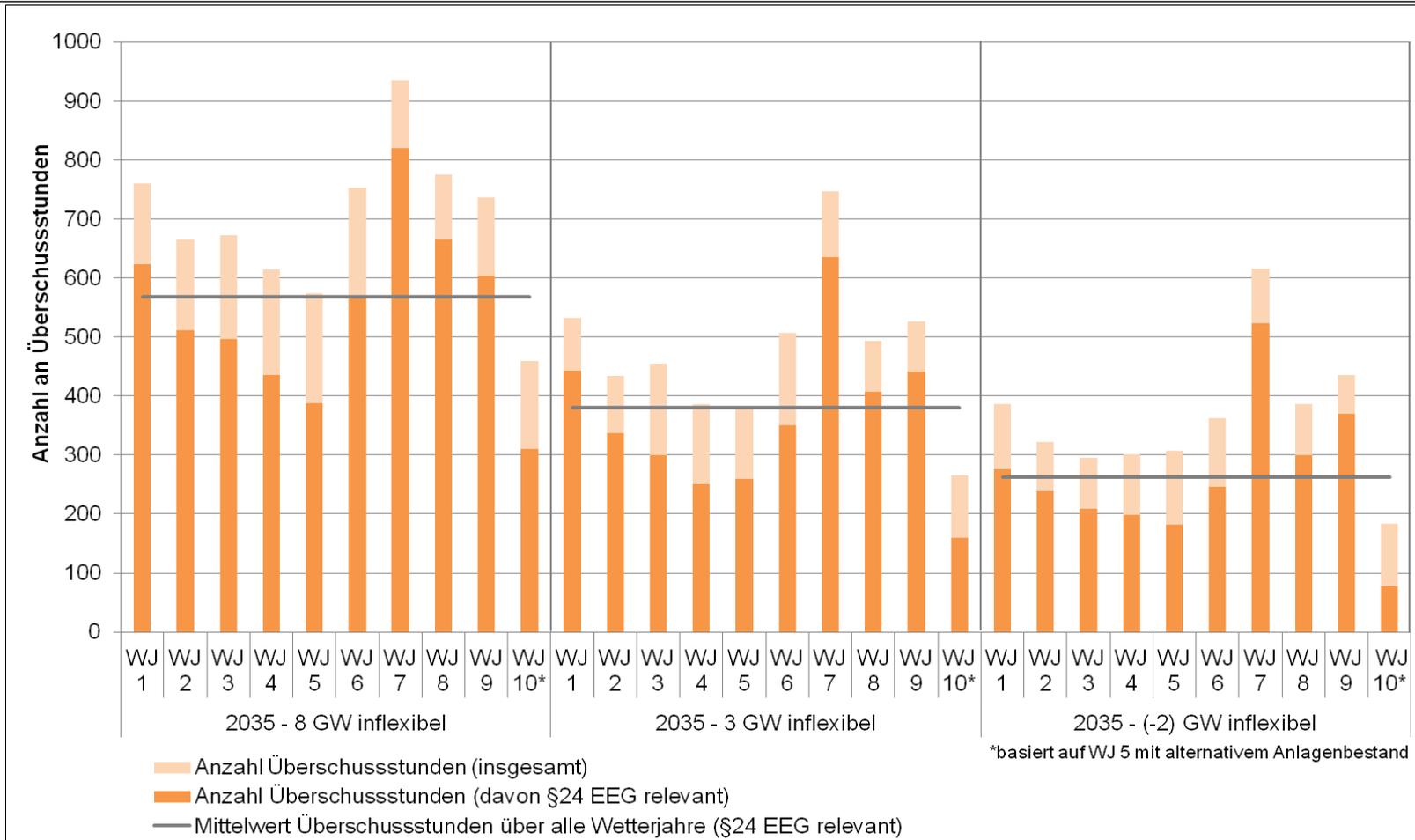
Angenommene Entwicklung der installierten Leistung der EE-Anlagen



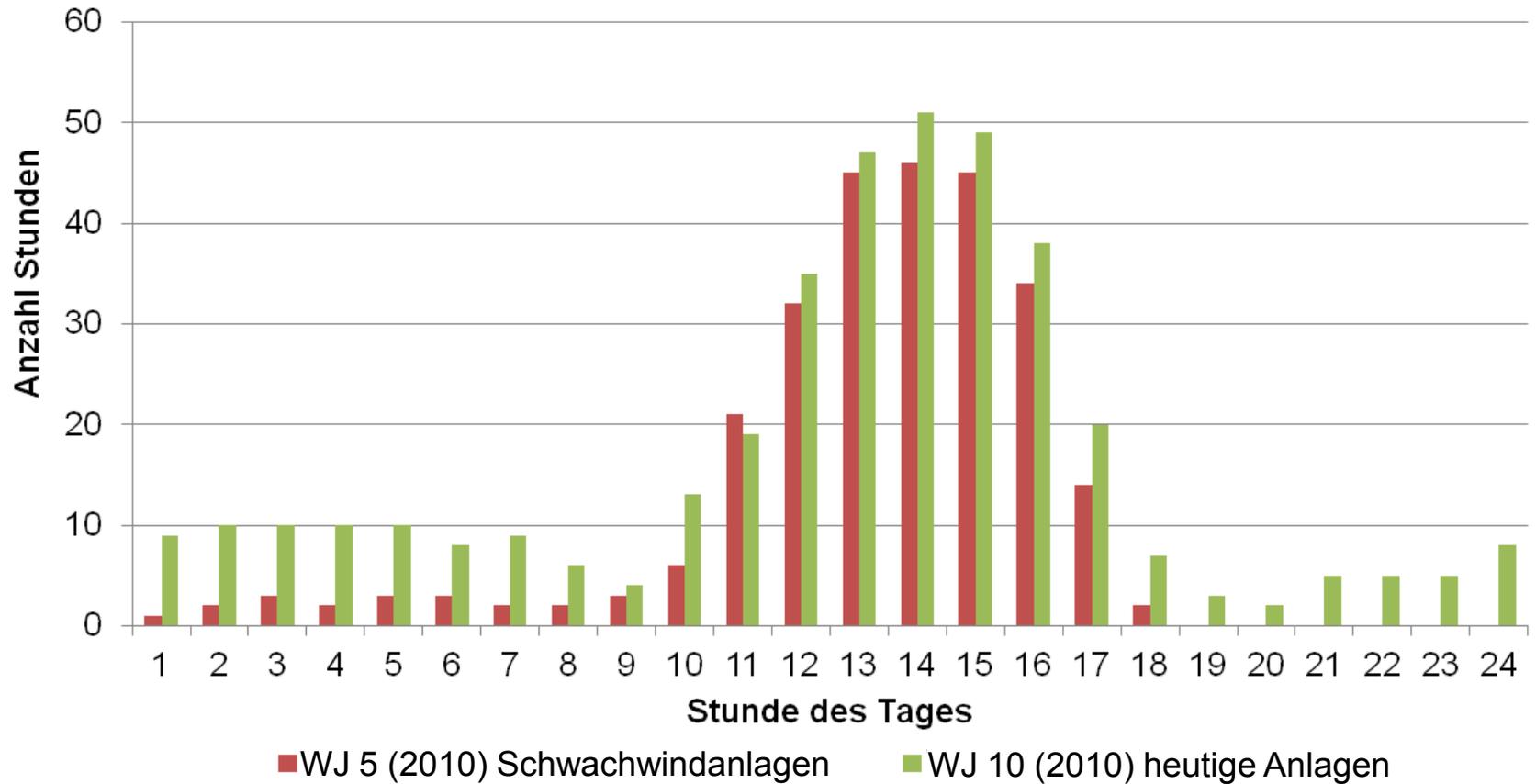
Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen I



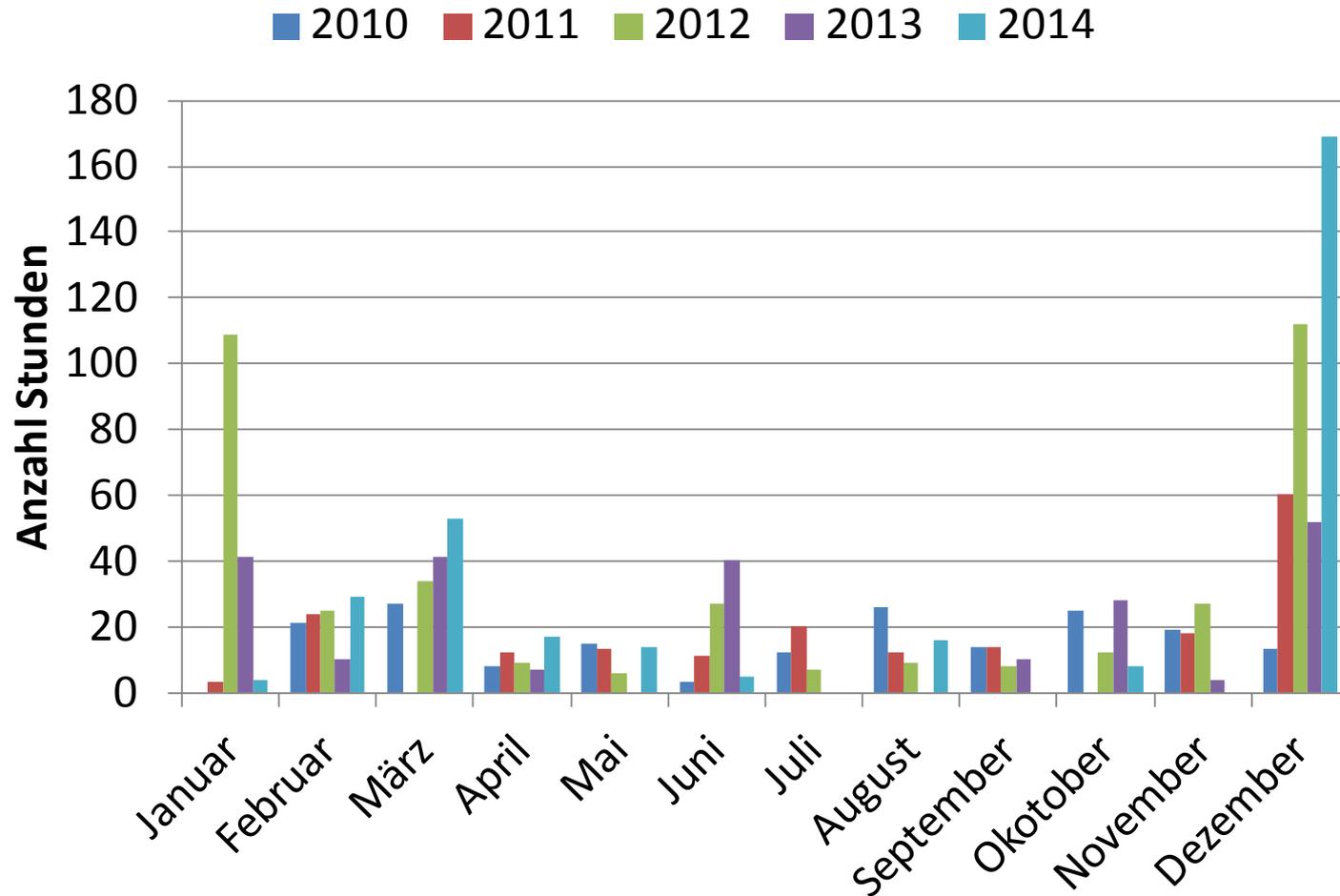
Mögliche Entwicklung der Anzahl an Stunden mit negativen Preisen II



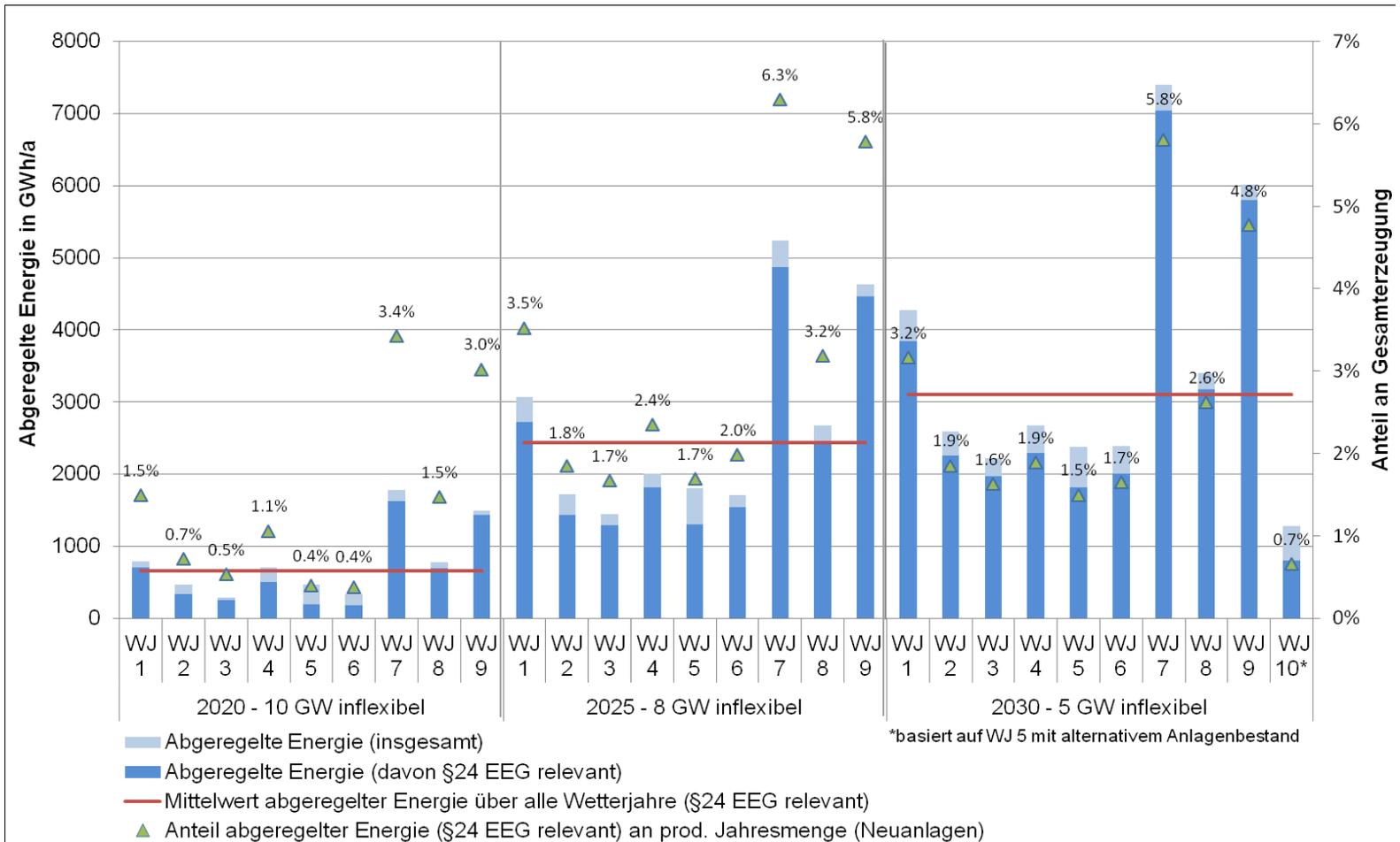
Auswirkungen des alternativen Anlagenbestands



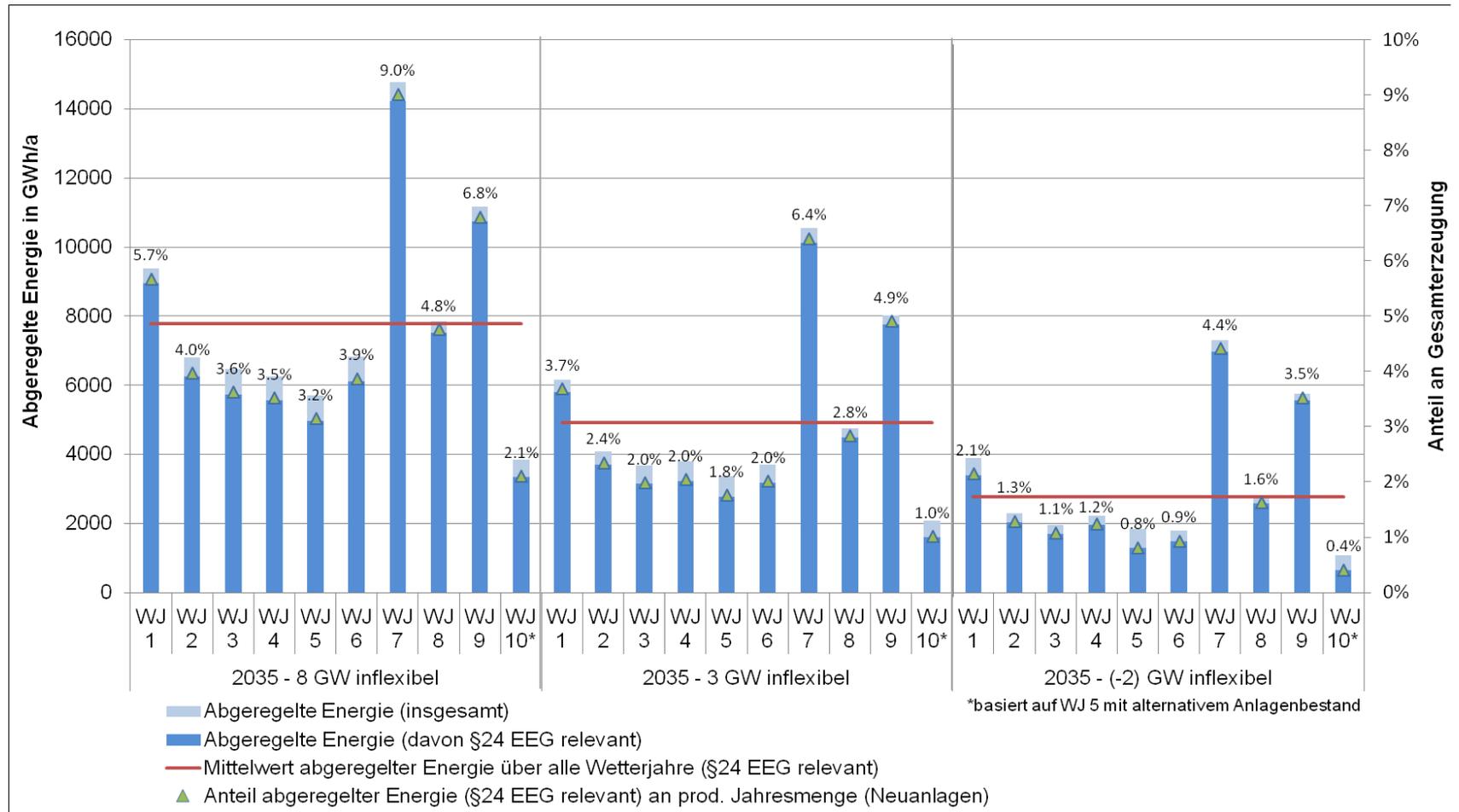
Auftreten negativer Preise im Szenario 2025 (Wetterjahre 2010 – 2014)



Mögliche Entwicklung der abgeregelten Erzeugungsmengen I



Mögliche Entwicklung der abgeregelten Erzeugungsmengen II



Zusammenfassung

- Methodik:
 - Residuallastanalyse erlaubt es über wenige Parameter Fragestellungen zu negativen Preisen zu beantworten
 - Inflexibilitätssockel kann viele Effekte vereinfacht abbilden; besitzt aber eine hohe Sensitivität
 - Berücksichtigung mehrerer Wetterjahre erzeugt eine Lösungsbandbreite

- Zukünftige Entwicklung:
 - Überschussstunden nehmen durch weiteren EE-Ausbau moderat zu
 - Überschussstunden kommen meist bei einer gleichzeitigen hohen PV- und Wind-Einspeisung zustande
 - Starke Abhängigkeit vom Wetterjahr und der Anpassungsfähigkeit des zukünftigen Energiesystems
 - §24 EEG
 - Die meisten Überschussstunden sind §24 EEG relevant
 - Erlösausfall in 2035 liegt im mittleren Szenario bei durchschnittlich 3%; kann unter ungünstigen Vorraussetzungen aber auch deutlich höher ausfallen

Vielen Dank für ihre Aufmerksamkeit