

ZUKUNFTSWERKSTATT EE - NEGATIVE PREISE ERSTE ERGEBNISSE

AG 3 Plattform Strommarkt – Berlin, 30.06.2015

Dr. Holger Höfling, Dr. Marian Klobasa, Michael Haendel, Prof. Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI)

Dr. Christoph Maurer, Dr. Bernd Tersteegen, Dr. Alexander Ladermann (Consentec)

Dr. Dominik Greinacher, Dr. Reinald Günther, Dr. Jule Martin (Scholtka & Partner Rechtsanwälte)

Dr. Frank Musiol, Henning Jachmann (ZSW)



SCHOLTKA & PARTNER **consentec**



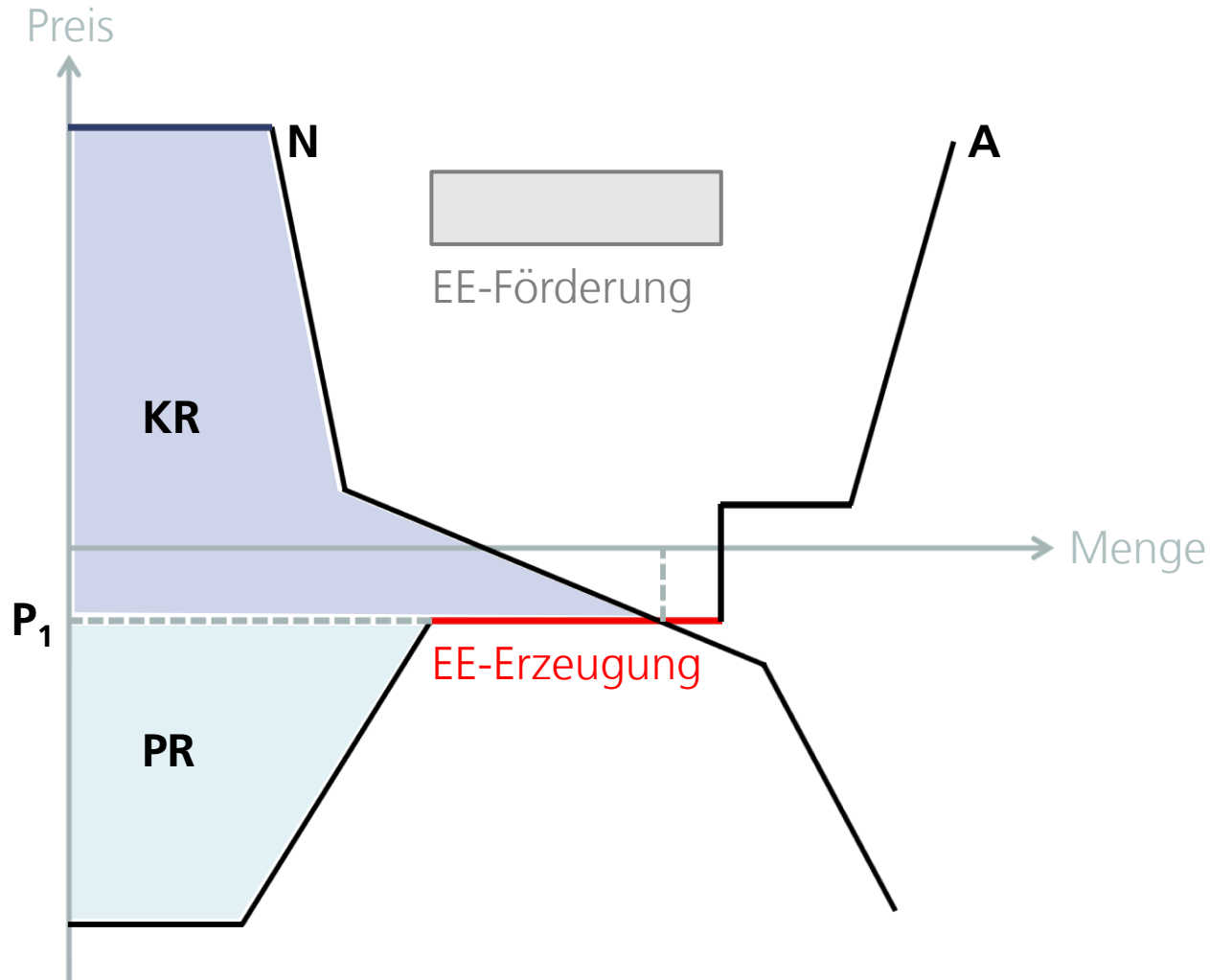
Fraunhofer

ISI

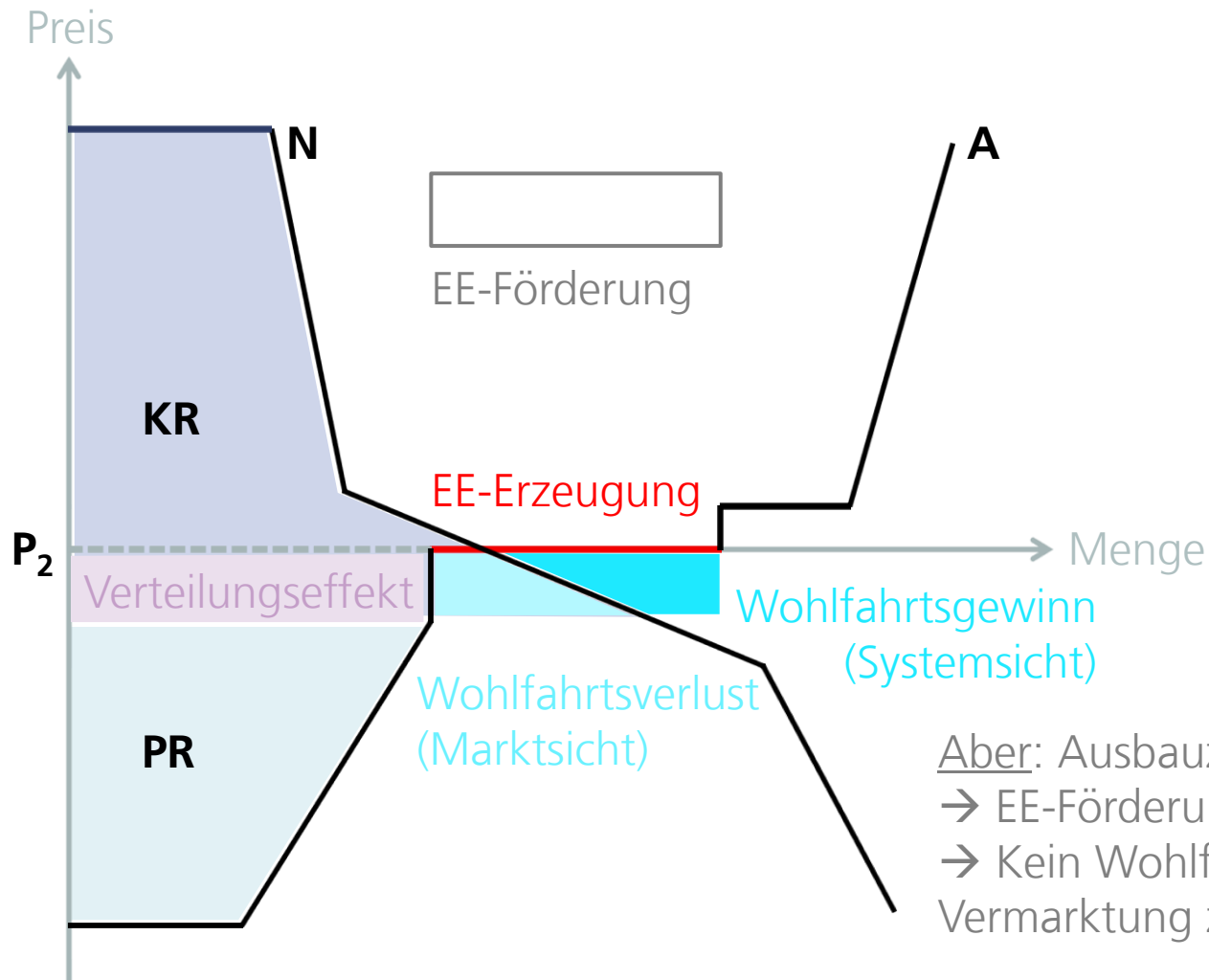
Agenda

- EE-Förderung bei negativen Preisen – Ökonomische Analyse
- Historische und mögliche zukünftige Entwicklung von negativen Preisen
- Wirkungen des § 24 EEG
- Maßnahmen zur Begrenzung der Investitionsrisiken durch § 24 EEG

Marktwirkung EE-Förderung bei neg. Preisen (Vermarktung zu minus Marktprämie)



Marktwirkung EE-Förderung bei neg. Preisen (Vermarktung zu 0 EUR/MWh)



Aber: Ausbauziele
→ EE-Förderung erforderlich
→ Kein Wohlfahrtsgewinn durch
Vermarktung zu 0 EUR/MWh

FAZIT: Sinnhaftigkeit der EE-Förderung bei negativen Preisen?

- Statische Betrachtung:

- Wohlfahrtsgewinn bei Verzicht auf Förderung bei neg. Preisen
- Verteilungseffekt von Konsumentenrente zu Produzentenrente
-> konventionelle Erzeuger profitieren

→ **Argumentation der EU-Kommission**

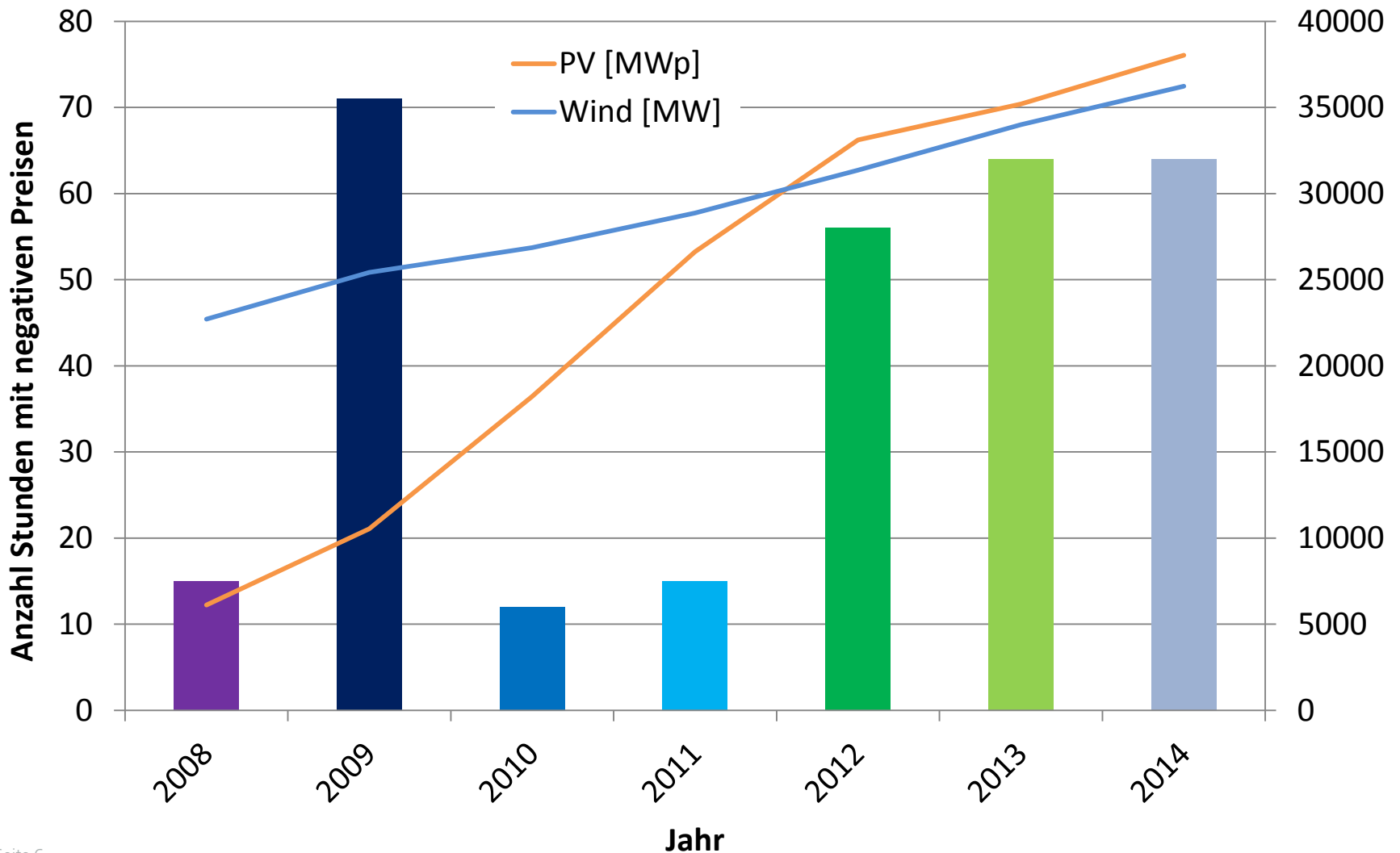
- Aber: Verzicht auf Förderung aufgrund von EE-Ausbauzielen nicht möglich
-> kein Wohlfahrtsgewinn, sondern Wohlfahrtsverlust
- Außerdem: Verminderte Einspeisung aus EE erfordert zusätzlichen Zubau zur Erreichung der Ausbauziele -> zusätzlicher Wohlfahrtsverlust

→ **Ausbauziele rechtfertigen die Förderung bei negativen Preisen**

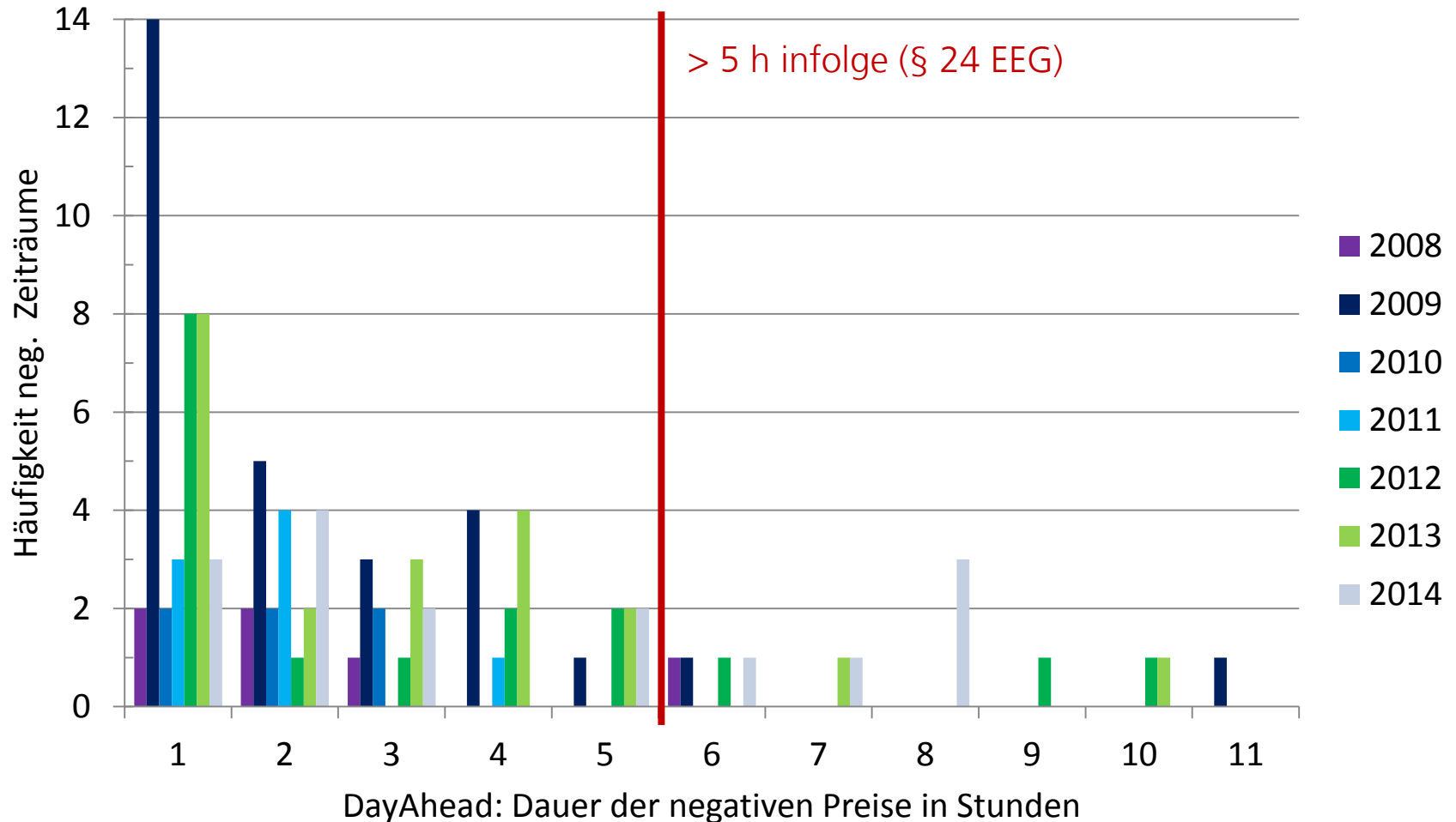
- Dynamische Betrachtung:

- Negative Preise reizen Flexibilitäten (Technologien und Prozesse) im System an, die langfristig das Auftreten von negativen Preisen verringern und die EE-Integration fördern

Häufigkeit negativer Preise (day-ahead) Treiber und Anpassungseffekte



Struktur und Häufigkeit des Auftretens von negativen Preisen (day-ahead)

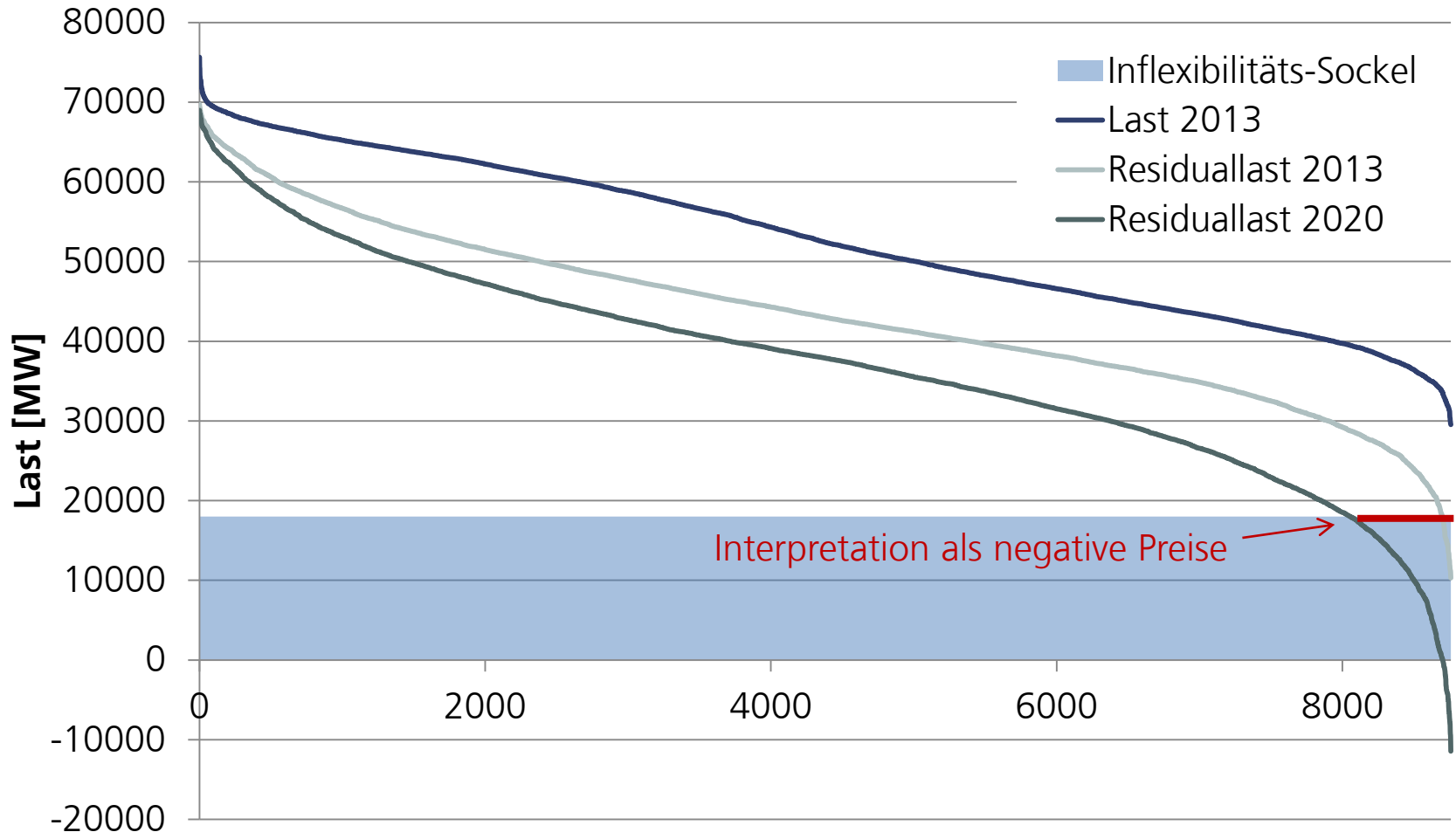


Residuallastanalyse zukünftiger Szenarien (Methodik)

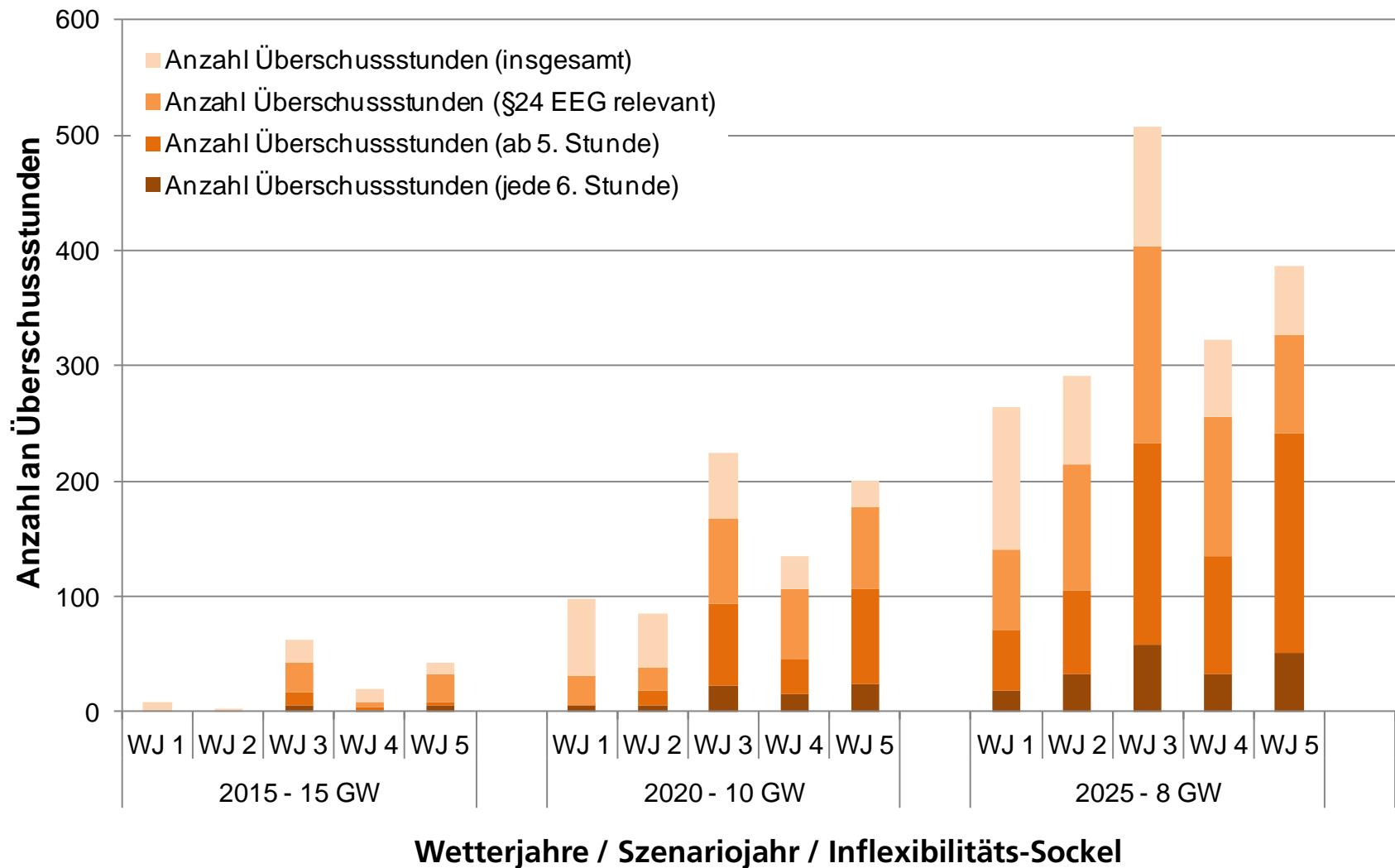
- Eingangsdaten: Last, Onshore, Offshore, PV Historie der letzten Jahre in stündlicher Auflösung, angepasste Windleistungszeitreihe für 2035
- Methodik:
 - Lineare Skalierung der Eingangsdaten auf zukünftig installierte Leistungen
 - Berücksichtigung eines Inflexibilitäts-Sockels
 - Export wird durch einen geringeren Inflexibilitäts-Sockel berücksichtigt
 - Stunden mit Strom Überangebot werden als Zeitpunkte möglicher negativer Preise angesehen
 - Betrachtung mehrerer Wetterjahre
 - Abschätzung potentieller Beiträgen von Flexibilitätsoptionen (Flexibilisierung Wasserkraft/Biomasse, Netzausbau) / neuen Verbrauchern (Power-to-Heat)
- Ergebnis:
 - Anzahl an Überschussstunden (bezogen auf gesamten Anlagenbestand)
 - Abgeregelte Energiemenge (bezogen auf gesamten Anlagenbestand)

Residuallastanalyse

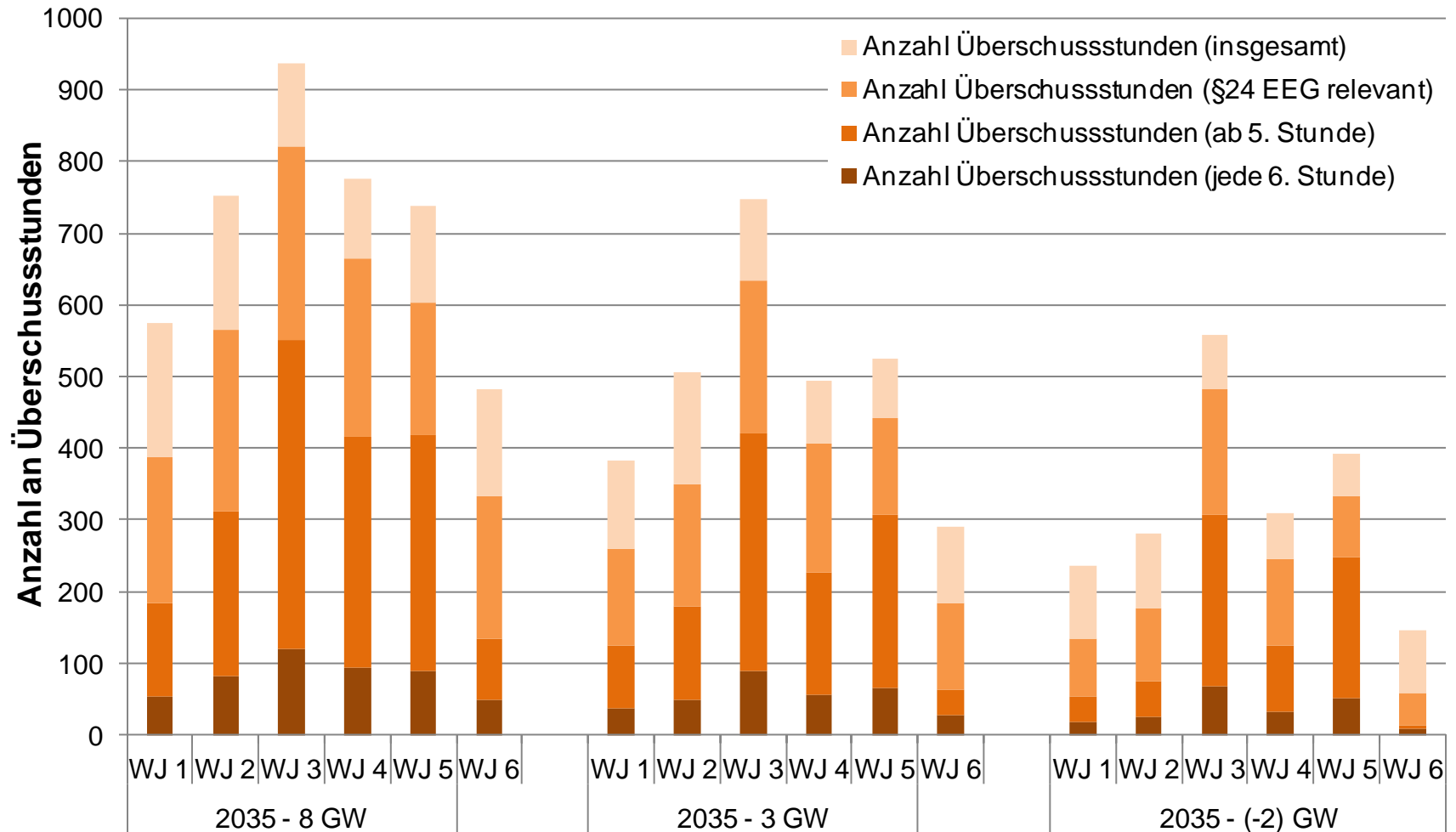
Veranschaulichung der Methodik



Residuallastanalyse zukünftiger Szenarien (Unterschiedliche Wetterjahre)

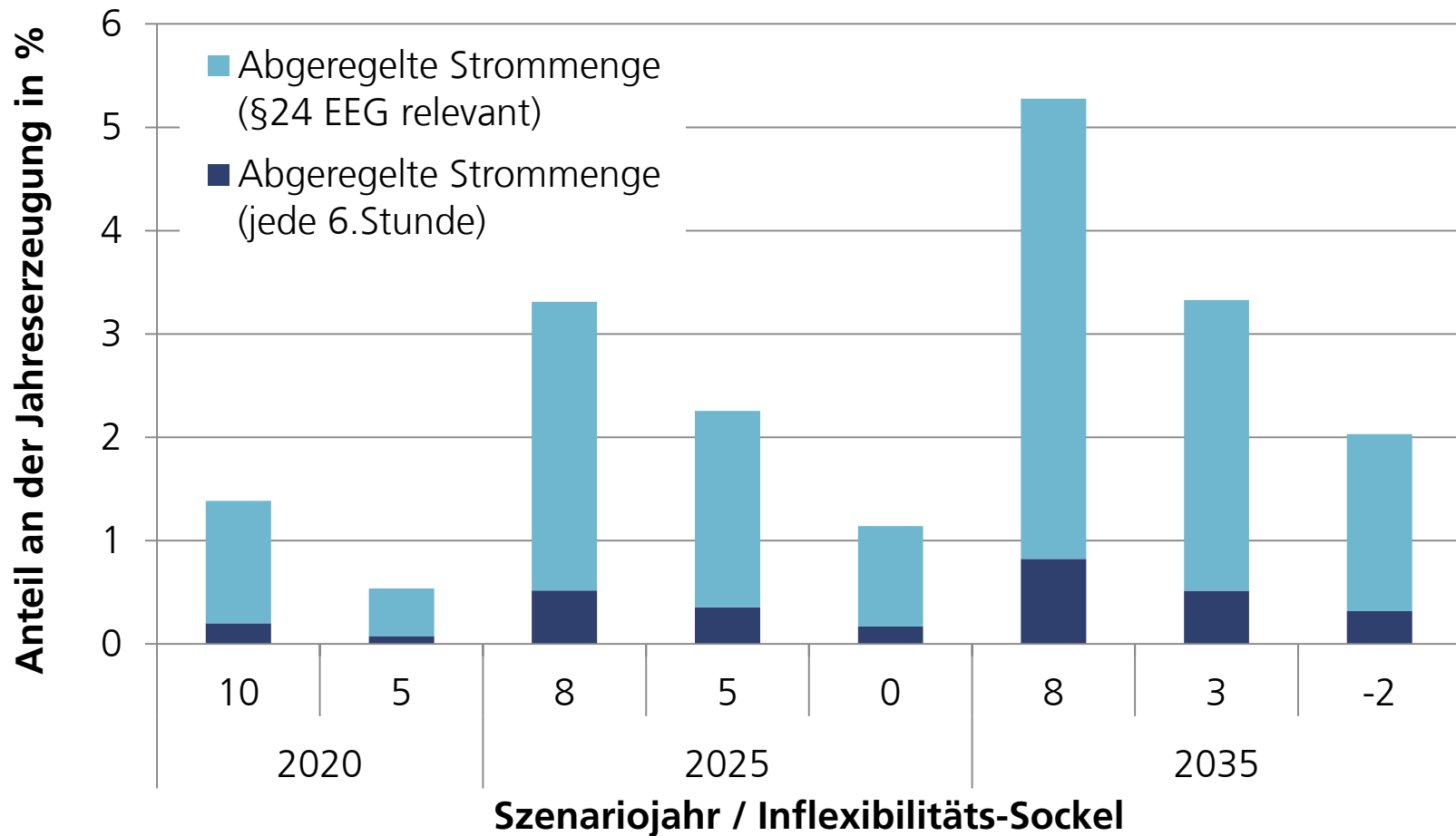


Residuallastanalyse zukünftiger Szenarien (Unterschiedliche Wetterjahre)



Wetterjahre / Szenariojahr / Inflexibilitäts-Sockel

Möglicher zukünftiger Energieertragsausfall von §24 EEG Anlagen



Eigene Abschätzung auf Basis der mittleren Mengen mit Wetterjahren 2010 bis 2014

FAZIT aus der quantitativen Analyse zu negativen Preisen

- Häufigkeit der negativen Preise pro Jahr korreliert in der Vergangenheit mit dem EE-Ausbau aber deutliche Anpassungseffekte des Marktes sichtbar
- Negative Preise kommen bisher auf dem Day-Ahead Markt relativ selten vor (2014 → 64 h/a); Intervalle > 5 h bisher nur vereinzelt (2014 → 5 /a)
- Zukünftig ist mit deutlich häufigerem Auftreten von negativen Preisen zu rechnen (Erwartungswert 2035 → 500 h/a); Intervalle > 5 h nehmen zu
- Energieertragsausfall für § 24 EEG Anlagen stark abhängig von der Entwicklung der Flexibilität im Systems (Grenzkuppelkapazitäten, konv. Erzeugung, PtX), vom Wetterjahr und von der Handlungsstrategie der Akteure (Erwartungswert 2035 → 3 % des Jahresenergieertrags)
- Erwarteter Erlösausfall für § 24 EEG Anlagen, mit Relevanz für die Investitionsentscheidung, ist aufgrund des Referenzertragsmodells und der Diskontierung geringer als der Energieertragsausfall

Hintergrund § 24 EEG

- § 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
 - Größenbegrenzung: Windenergieanlagen > 3 MW; Sonstige > 0,5 MW

Mögliche Auswirkungen von § 24 EEG auf Anlagenbetreiber und Direktvermarkter

- Anpassung des Vermarktungsverhaltens:
Direktvermarkter bieten bei erwarteten negativen Preisintervallen > 5 h die betroffenen Strommengen mit 0 EUR/MWh in den Spotmarkt, um negative Erlöse zu vermeiden (ggf. auch andere Handlungsstrategien möglich)
- Anpassung des Einspeiseverhaltens:
Erzeugung von betroffenen Anlagen wird in den entsprechenden negativen Preisintervallen ausgesetzt
- Verschlechterte Erlössituation:
Keine Vergütung für ausgesetzte Erzeugung und ggf. negative Erlöse bei falscher Prognose
- Erhöhung des Investitionsrisikos:
Langfristige Prognose der Erlössituation mit großen Unsicherheiten behaftet
- Operative Herausforderungen für Direktvermarkter:
Genauere Prognose der negativen Preisintervalle day-ahead schwierig; Keine dominante Handlungsstrategie; bisher keine bedingten Gebote an der EPEXSpot

Mögliche Auswirkungen von § 24 EEG auf Ausbauziele und Förderkosten

- Durch verändertes Einspeiseverhalten von Neuanlagen verringert sich der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung
 - Verfehlung Ausbauziele bzw. zusätzlicher Zubau und höhere Förderkosten
- Erhöhung des Investitionsrisikos führt zu Risikoaufschlägen:
 - Möglicherweise administrative Vergütung für EEG-Anlagen im Übergang (Inbetriebnahme 2016/17/18) nicht auskömmlich
 - geringerer Zubau
 - Risikoaufschläge bei EEG-Anlagen in Ausschreibung
 - höhere Förderkosten

FAZIT der Zukunftswerkstatt zu den Wirkungen des § 24 EEG

- Sind negative Auswirkungen für den Ausbau 2016/17/18 zu erwarten?
 - Branche geht nach unserem Kenntnisstand auch für 2016 von Ausbau innerhalb, ggf. sogar oberhalb des Korridors aus
 - Selbst bei (vorübergehendem) Rückgang dürfte aufgrund des starken Zubaus 2014/2015 keine Zielverfehlung drohen
 - § 24 stellt kurzfristig keine Gefahr für Ausbau dar
 - Maßnahmen ggf. dennoch relevant, sofern Vertrauensverlust hinsichtlich Fördersystem zu erwarten

- Auswirkungen § 24 EEG auf Anlagen in Ausschreibungen?
 - Risikoallokation auf Anlagenbetreiber voraussichtlich ineffizient
 - § 24 stellt keine Gefahr für Ausbau dar erhöht aber Förderkosten

- **Wie lassen sich ungewünschte Auswirkungen verhindern/verringern?**

Grundsätzliche politische Handlungsoptionen in Bezug auf § 24 EEG

■ Verhaltensanpassung

- Maßnahmen sollen zu sinnvollem § 24 EEG Einspeise- und Vermarktungsverhalten der Anlagenbetreiber führen

→ Handlungsoptionen müssen dazu führen, dass § 24 EEG Situationen nicht auftreten

- Stoßrichtungen
 - Auslegung, Anpassung oder Abschaffung von § 24 EEG
 - Ändern der „Physik“
 - Stellvertreter-Lösung (ÜNB)

■ Finanzielle Kompensation

- Keine Verhaltensanpassung (Anlagen reagieren weiterhin auf § 24 EEG)
 - zunächst finanzielle Einbußen durch entgangene Erlöse
- Maßnahmen sorgen allerdings für Kompensation der entgangenen Erlöse und verhindern damit negative Auswirkungen auf wirtschaftliche Situation der Anlagenbetreiber und den Ausbau

Verhaltensanpassung - § 24 EEG Auslegung, Anpassung oder Abschaffung

- Abschaffung des § 24 EEG
EE-Förderung bei negativen Preisen kann ökonomisch begründet werden
→ Grundsätzlich bevorzugte Maßnahme
→ Durchsetzbarkeit bei der EU-Kommission unsicher
- § 24 EEG Bedingung: day-ahead-Auktion und intraday-Handel:
Anlagen verlieren Anspruch auf Marktprämie, wenn negativer Preis der day-ahead-Auktion auch intraday auftritt (alle bzw. einzelne Stunden)
→ Erweiterte Auslegung rechtlich schwierig begründbar
→ Anpassung im EEG denkbar, Durchsetzbarkeit bei EU-KOM und Wirksamkeit unsicher
- Zweite Auktion beim Auftreten von negativen Preisen (über 6h Periode) :
Zweite Auktion bei Auftreten von negativen Preisintervallen in Day-Ahead-Auktion (ohne unter § 24 EEG fallende Mengen)
→ Produkt an der EPEX Spot problematisch (ggf. über spezielle Gebote lösbar)
→ Wirksamkeit verhältnismäßig gering

Verhaltensanpassung - § 24 EEG Ändern der Physik und ÜNB-Vermarktung

- Förderung von Sektorkopplung

Bspw. Anpassung der Stromsteuer/EEG-Umlage bei Power to Heat Anwendungen und Umsetzung im Rahmen des Weißbuch-Prozesses

→ Kann Anzahl negativer Preise verringern aber nicht vermeiden

→ Wirkung schwer prognostizierbar (Potenzial, selbstverstärkende Anreizminderung)

→ Technologiespezifische Lösungen suboptimal; ganzheitliche Lösungen sinnvoller

- Anpassung ÜNB-Vermarktung von EEG-Mengen

Abregelung von PV/Wind bei Marktpreis von 0 €/MWh (Portfolio PV ca. 32 GW, Wind ca. 5 GW bei ÜNB)

→ Umsetzung schwierig, vermutlich eingeschränkte Wirksamkeit

→ Technische und organisatorische Voraussetzung nicht gegeben

Finanzielle Kompensation und Versicherungslösung

- Berücksichtigung abgeregelte kWh als Mengenkontingent bei Förderdauer
Anhängen theoretisch erzeugbarer, aber abgeregelter Strommengen an Förderdauer
- Entschädigungszahlung über Marktprämie
Entschädigung theoretisch erzeugbarer, aber abgeregelter Strommengen über Förderhöhe (anzulegender Wert gemäß § 40 ff EEG)
- Entschädigungszahlungen analog zum Einspeisemanagement
Entschädigung theoretisch erzeugbarer, aber abgeregelter Strommengen analog zu §15 EEG Einspeisemanagement, Wälzung über EEG-Umlage
 - Wirksamkeit gegen Erlösrisiken hoch
 - Ausgestaltung der Kompensation komplex
- Versicherungslösung
Absicherung des Erlösausfallrisikos gegen eine Versicherungsprämie
 - Wirksamkeit gegen Erlösrisiken hoch
 - Risikoallokation auf Anlagenbetreiber ggf. ineffizient (höhere Förderkosten)

FAZIT: Maßnahmen in Bezug auf § 24 EEG

- Förderung von Erneuerbaren Energien bei negativen Preisen ist ökonomisch sinnvoll, solange Ausbauziele nicht erreicht sind
→ von einer Regulierung sollte grundsätzlich abgesehen werden
- Maßnahmen zur Sektorkopplung können Erlösrisiken aus § 24 EEG lindern helfen, sollten jedoch wenn, dann aus einer ganzheitlichen Betrachtung motiviert etabliert werden
→ ggf. als unterstützende Maßnahme sinnvoll
- Maßnahmen zur Kompensation reduzieren wirksam das Erlösrisiko; eine ineffiziente Risikoallokation wird damit vermieden
→ vielversprechendste Maßnahme
→ jedoch noch tiefergehende Analysen erforderlich
→ keine implizite Zustimmung der Zukunftswerkstatt zur Logik hinter §24 EEG

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT

Ansprechpartner der Zukunftswerkstatt EE:

Dr. Holger Höfling

Competence Center Energiepolitik und Energiemärkte

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe

Tel: +49 721 6809-494 | Fax: +49 721 6809-77-494

holger.hoefling@isi.fraunhofer.de



SCHOLTKA  PARTNER **consentec**



ISI