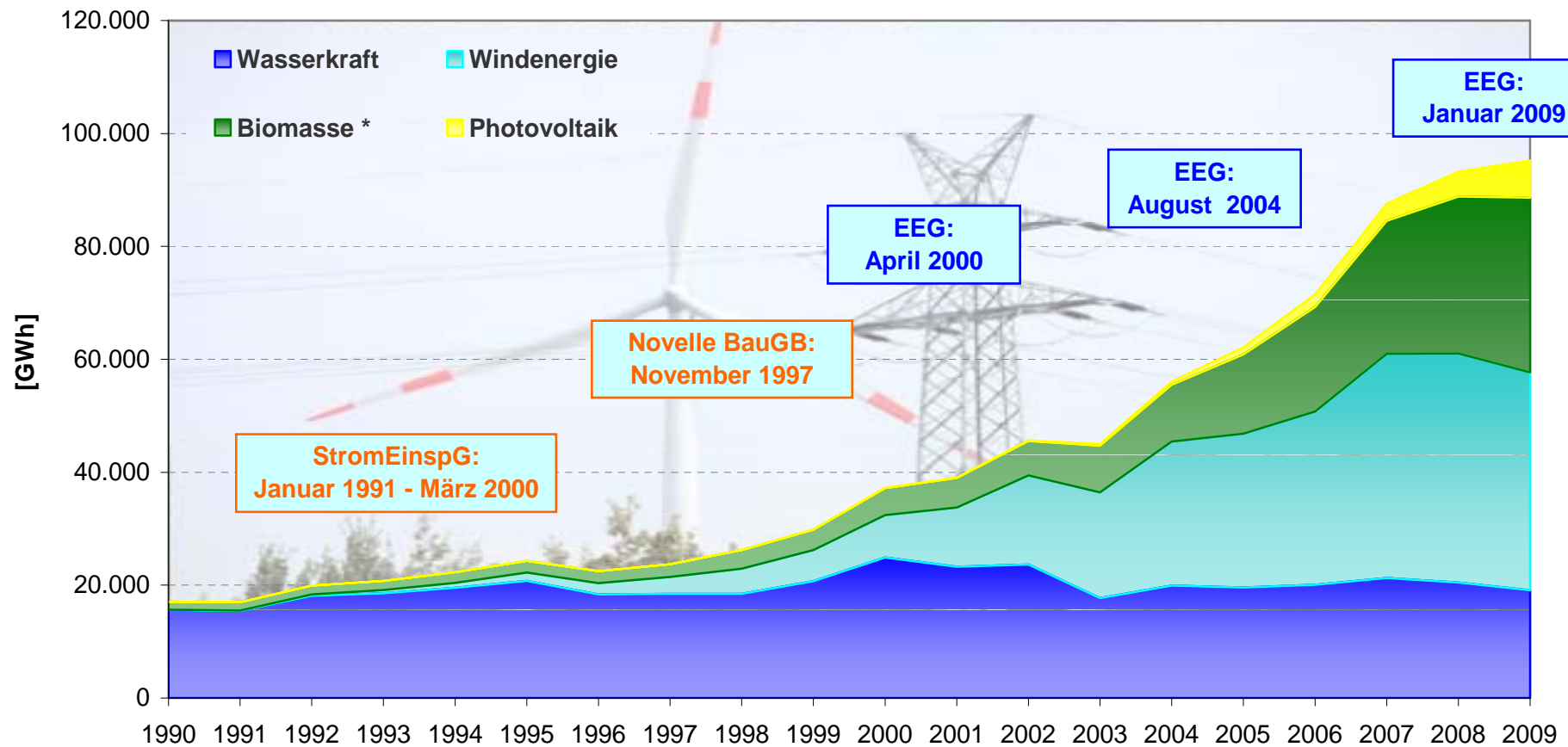


Integration Erneuerbarer Energien in den Elektrizitätsmarkt - Marktentwicklung und Marktdesign

**Symposium 20 Jahre IER
Stuttgart, 03. 12. 2010**

Prof. Dr. Christoph Weber
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
Universität Duisburg-Essen

Erfolgsgeschichte Erneuerbare Energien (?)








* feste und flüssige Biomasse, Biogas, Deponie- und Klärgas, biogener Anteil des Abfalls;

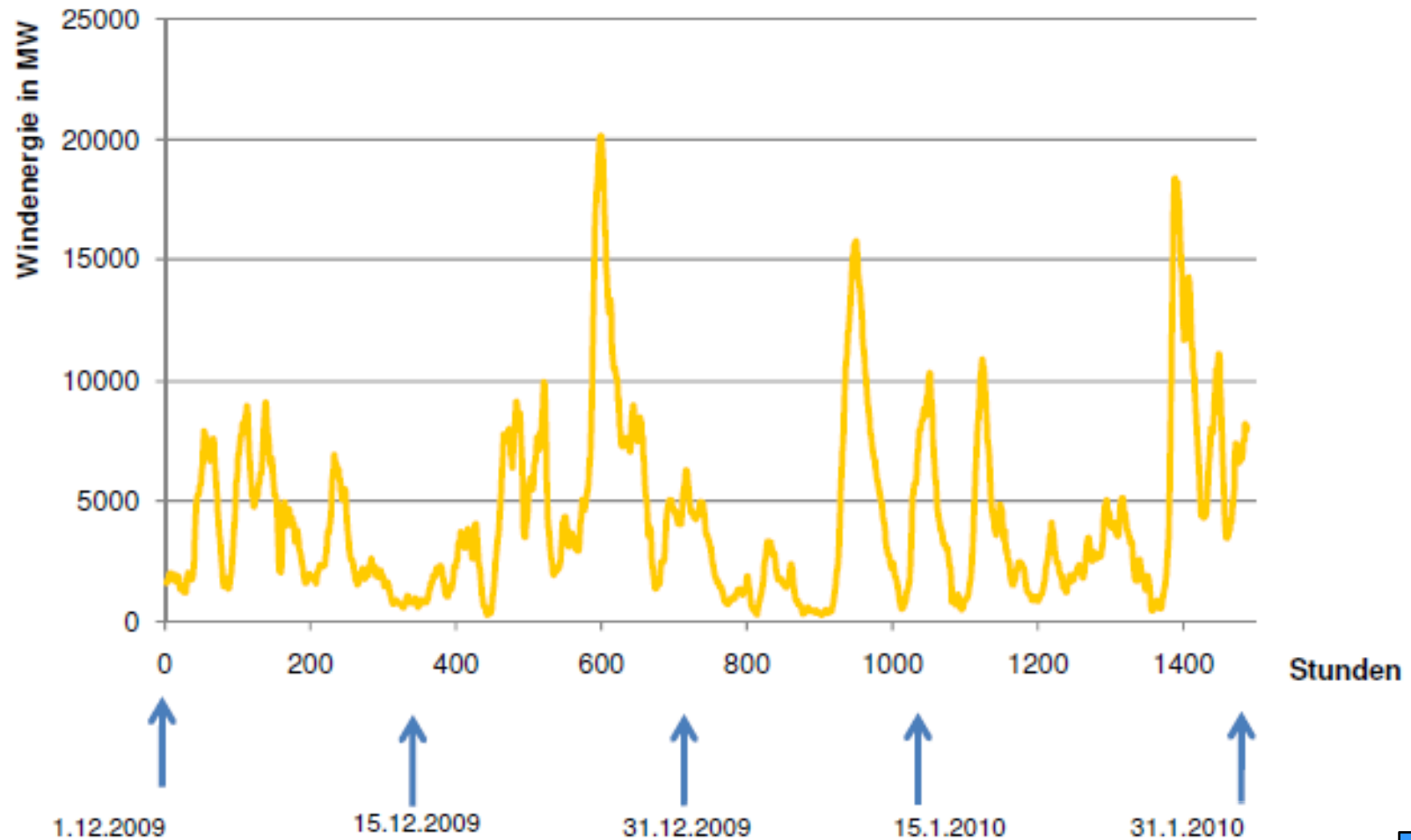
Strom aus Geothermie aufgrund geringer Strommengen nicht dargestellt; StromEinspG: Stromeinspeisungsgesetz; BauGB: Baugesetzbuch; EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz;

Quelle: BMU-KI III 1 nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Bild: BMU / Christoph Edelhoff; Stand: September 2010; Angaben vorläufig

Probleme Erneuerbarer Energien (?)

- Schwankende Einspeisung 
- Teilweise nicht prognostizierbare Schwankungen 
- Steigender Reservebedarf
- Negative Strompreise 
- Netzengpässe 
- Systemdienstleistungen im Netz
- Unattraktiver Markt für konventionelle Kraftwerke
- Sinkende Benutzungsstunden konventionelle Kraftwerke 

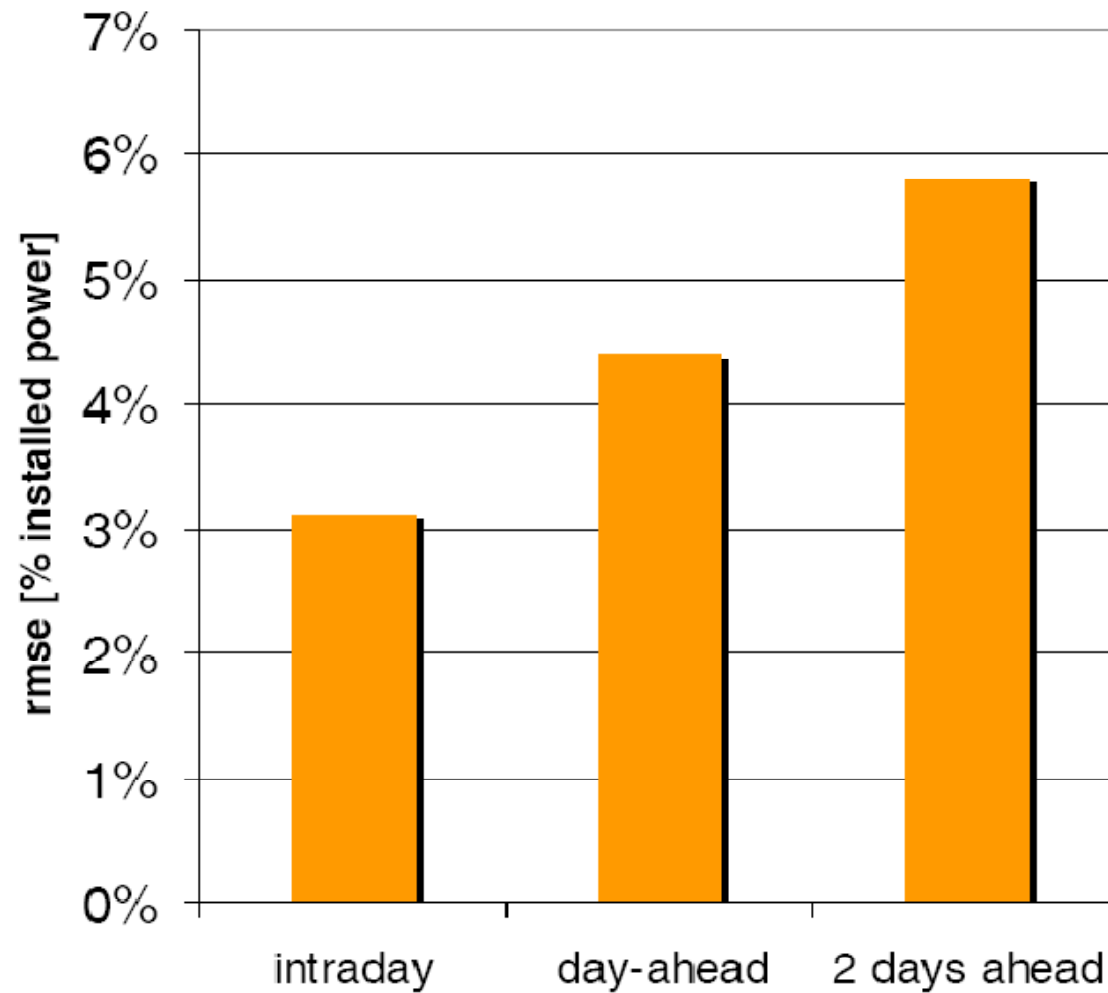
Windeinspeisung Deutschland Dez. 2009 – Jan. 2010



Windeinspeisung max. 20.000 MW, min. 270 MW.



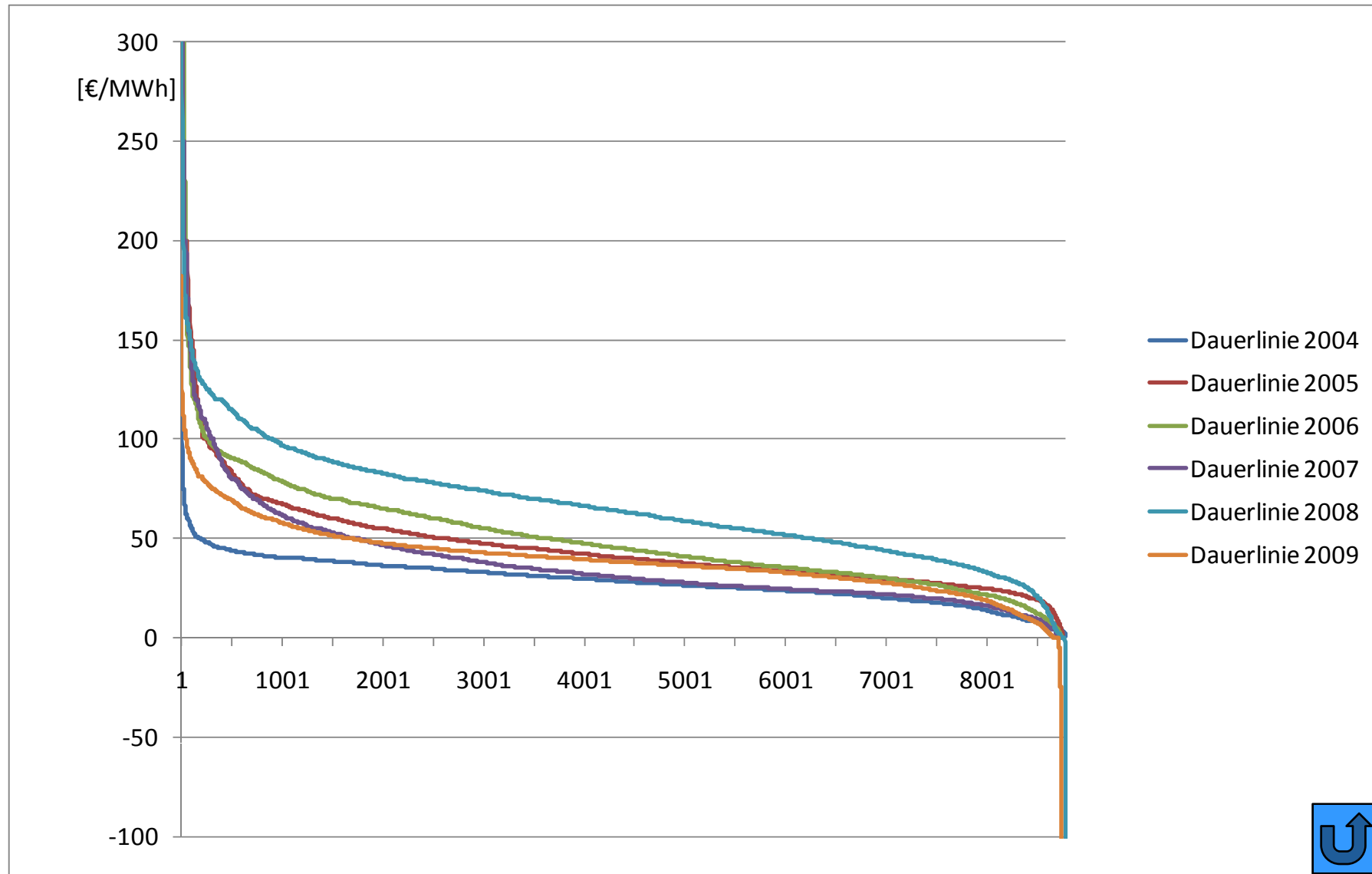
Prognosefehler Wind



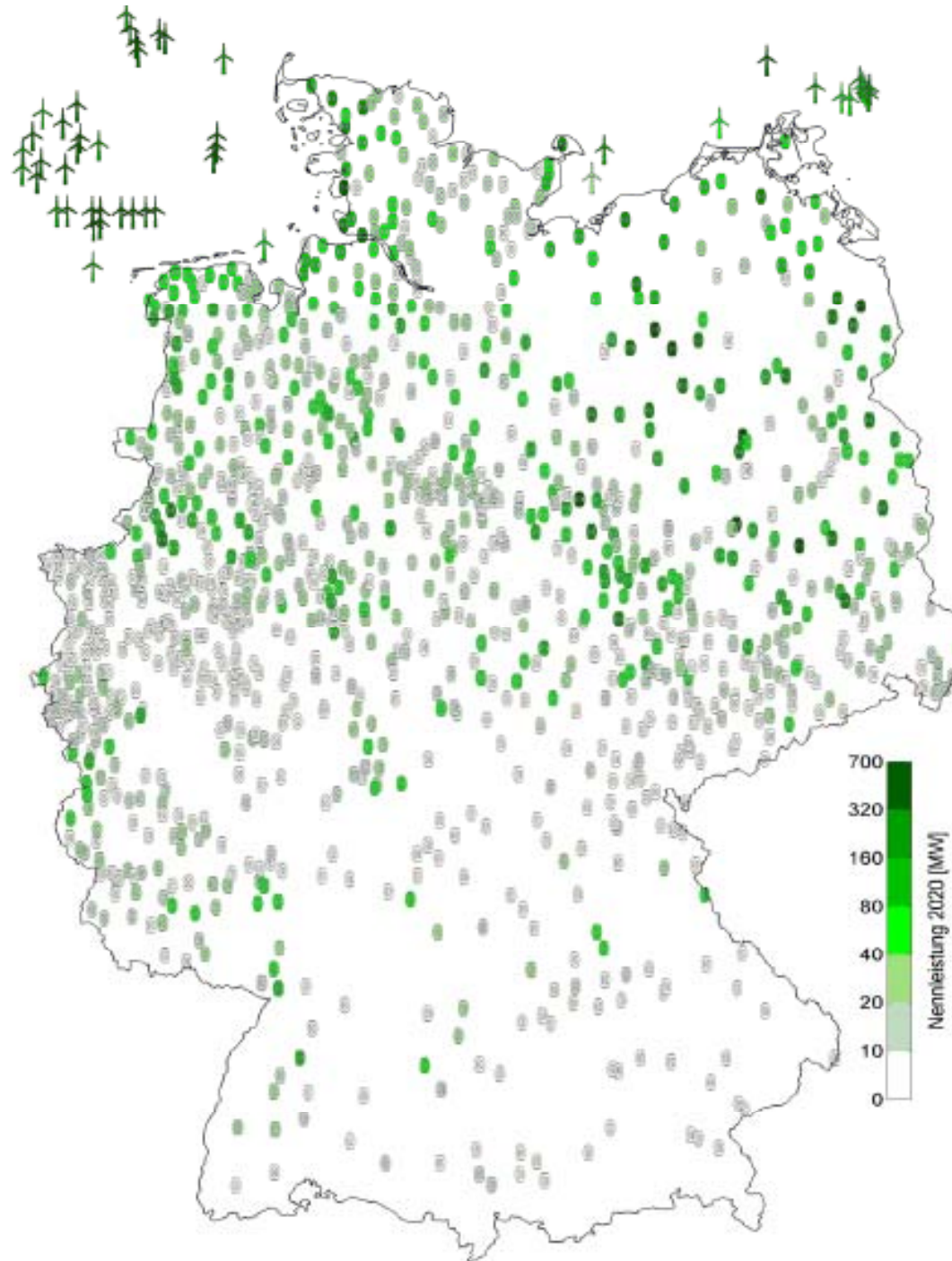
Quelle:
Lange, Focken
(2008)



Preisdauerlinien 2004 - 2010



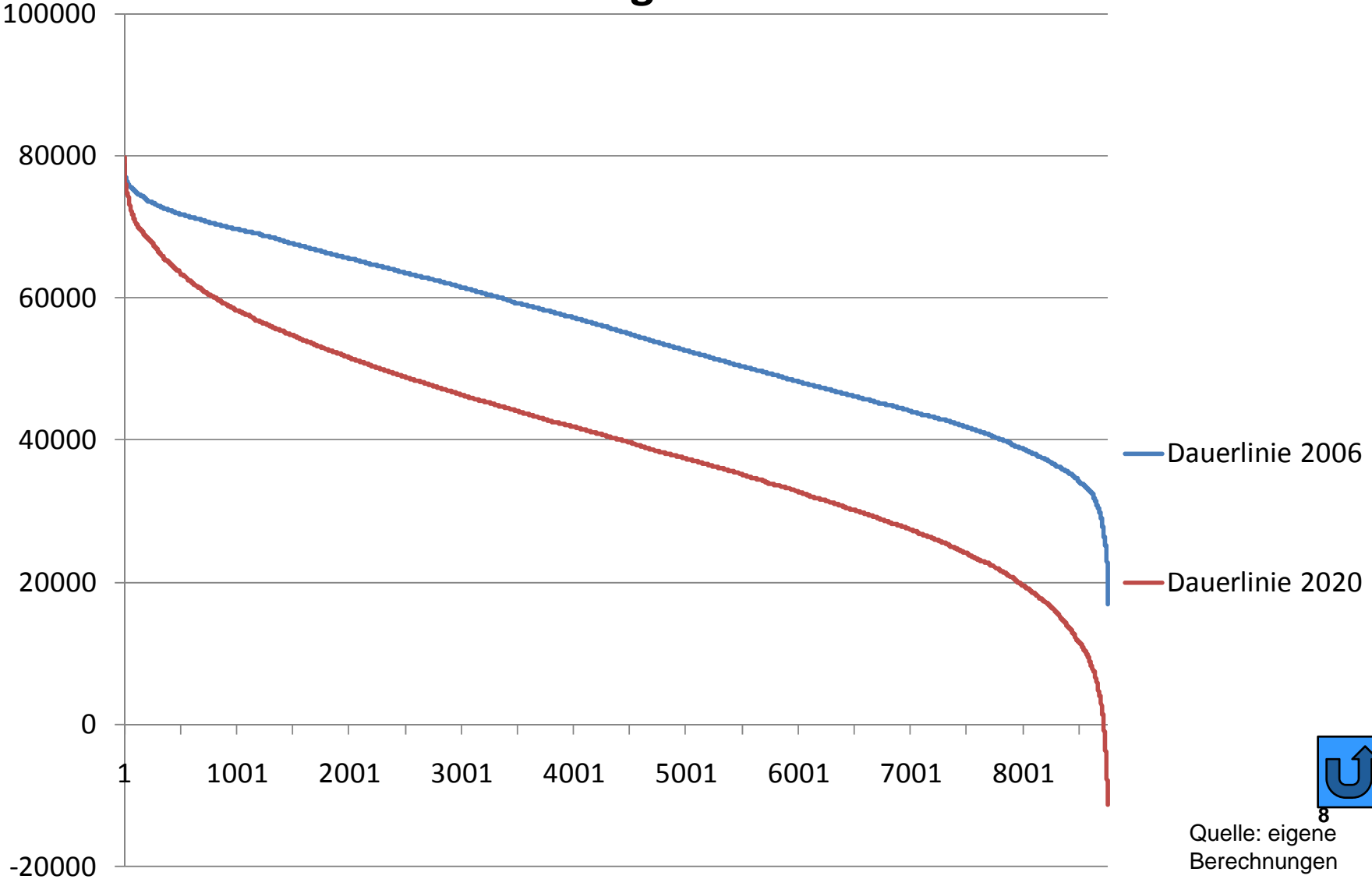
Netzknoten und Windeinspeisung im Jahr 2020



Quelle: IWES, dena II Studie



Veränderung der Residuallast



Lösungen durch verändertes Marktdesign?

Nicht eine Lösung für alle Probleme

Lösungsbeiträge:

- Ausnahmeregelung der BNetzA zur EEG-Vermarktung
- Marktprämienmodell mit garantierter Durchschnittsvergütung
- Marktprämien-/Bonusmodell
- Europaweite Harmonisierung
- Verbesserte Methoden des Engpassmanagements
- Kapazitätsmärkte

**Abnehmende
zeitliche
Priorität**



Grundsatzfrage

Verbesserte dezentrale Koordination von Angebot und Nachfrage?

Oder

Verbesserte zentrale Koordination von Angebot und Nachfrage?

Modell A: Weitestgehende dezentrale Verantwortung

- Alle Einspeiser und Nachfrager werden mit ihrem realen Verbrauch/Einspeisung einem Bilanzkreis zugeordnet
- Bilanzkreise werden auf Ebene der Verteilnetze /Verteilnetzbetreiber geführt
- Verteilnetzbetreiber übernehmen Netzmanagementaufgaben
 - Netzengpassmanagement
 - Systemdienstleistungen
- Lokale Energiemärkte koordinieren Angebot und Nachfrage regional
 - Vgl. E-Energy Pilotprojekte

Vorteile Modell A (dezentrale Koordination):

- Adäquate Zuordnung von Verantwortung für Systemungleichgewichte
- Anreize zur optimalen Informationsnutzung auf dezentraler Ebene
- Optimaler Umgang mit Netzenpässen auf dezentraler Ebene
- Umfassender, verzerrungsfreier Wettbewerb zwischen allen Anbietern

Modell Z: Bestmögliche zentrale Koordination

Umsetzung des amerikanischen Modells eines **Independent System Operator**:

- Systemoperator betreibt zugleich Marktplatz und Netz und führt Kraftwerksdispatch durch
- Nutzt sämtliche verfügbare Information um Ressourcen bestmöglich einzusetzen (Erzeugungs-, Netz-, Speicher- und ggf. nachfrageseitige Ressourcen)
- Idealerweise europaweite Koordination
- Kraftwerksbetreiber stellen nur Angebote ein

Vorteile Modell Z:

- Bestmögliche Nutzung verfügbarer Informationen
- Umfassende Nutzung von Synergien im Marktportfolio
- Vereinheitlichte Verantwortung
- Optimaler zentraler Umgang mit Netzengpässen
- Kein Gegeneinanderagieren unterschiedlicher Akteure

Gibt es gute Kompromisse?

Beide Reinformen der Marktorganisation sind auf absehbare Zeit nicht durchsetzbar

Zwischen Modell A und Modell Z sind viele Zwischenformen vorstellbar

Bei Mischformen:

- Gefahr inkonsistenter Regelsetzung
 - Bsp.: Nicht-Messung der Photovoltaik-Einspeisung
- Notwendigkeit sauber definierter Schnittstellen

 **Forschungsbedarf**

Fazit

Gutes Marktdesign erfordert:

- Berücksichtigung von Technikkosten
- Systembetrachtung
- Betrachtung von Transaktionskosten
- Analyse von Anreizwirkungen