

Am Weg zu 50% RES im EU Stromsystem

Flexibilitätsanforderungen, Integrations- vorteile und Marktdesignimplikationen

CHRISTIAN REDL
AWES 2016
WIEN, 9. MÄRZ 2016

Agora Energiewende – Wer wir sind

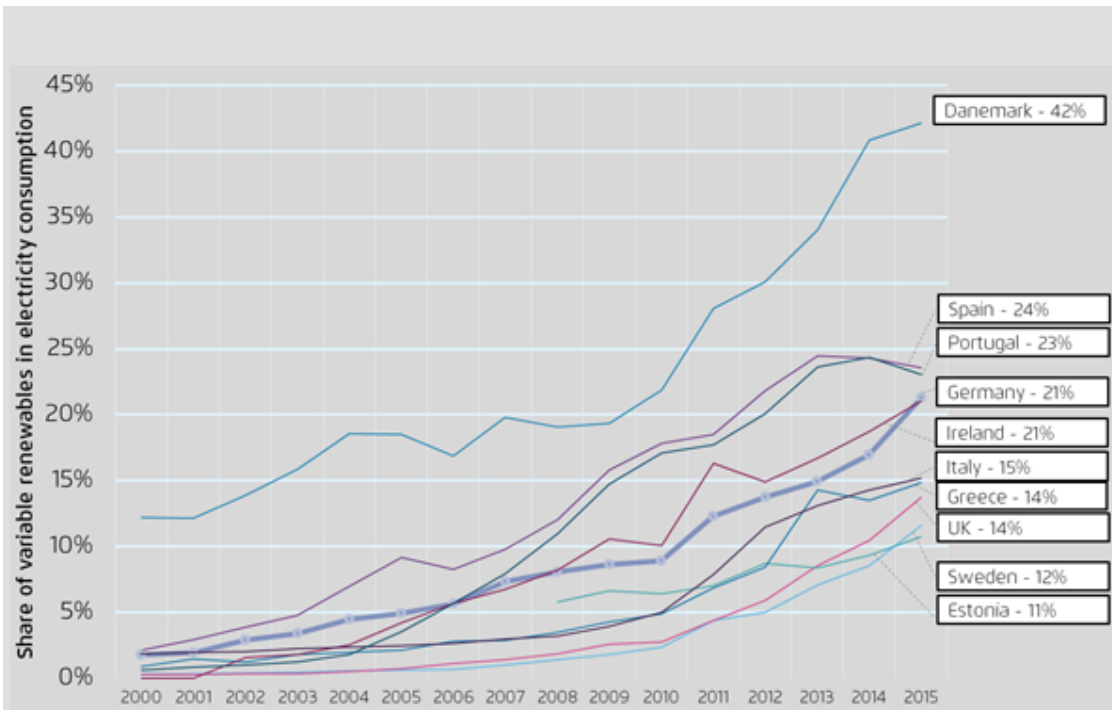
Unabhängiger Think Tank; 20 Experten



- Projektdauer 2012-2017
- Finanziert durch Stiftung Mercator und European Climate Foundation
- Aufgabe: Die Energiewende in Deutschland zur Erfolgsgeschichte machen
- Wissenschaftliche Analysen und Studien
- Dialogplattform
- Energiepolitische Vorschläge publizieren

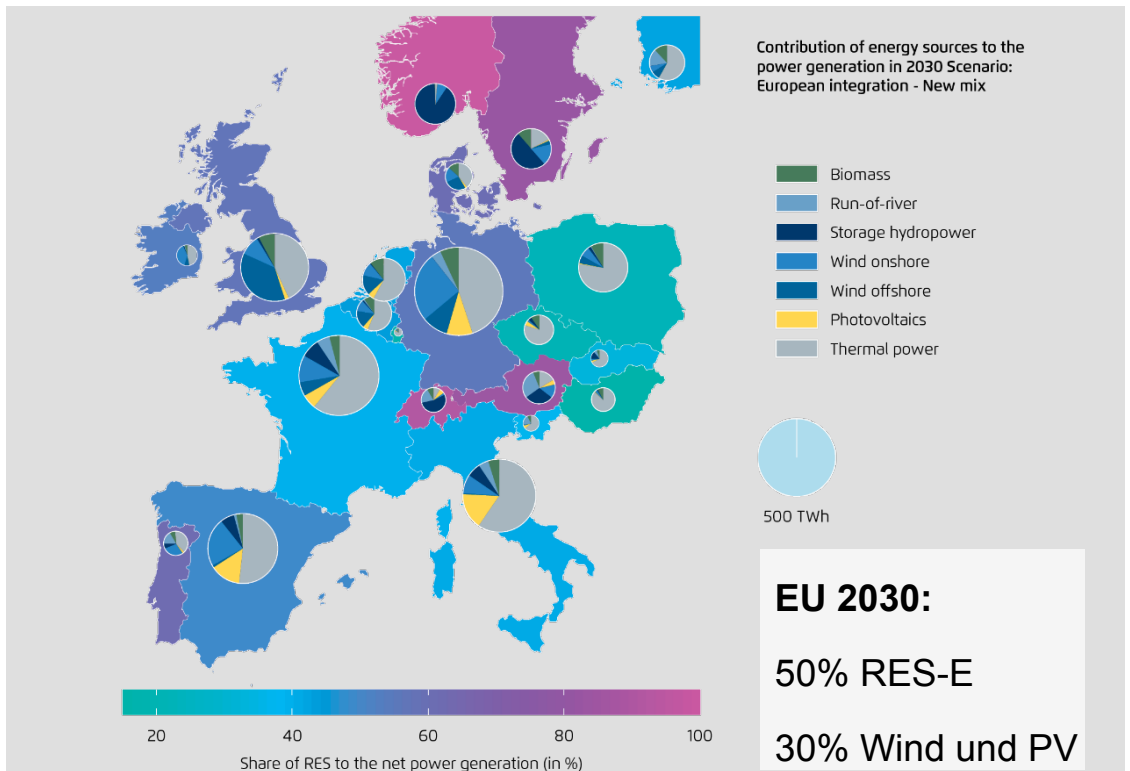
Wind und PV werden Eckpfeiler des EU-Stromsystems

Anteil vRES in den 10 EU-Ländern mit Anteilen >10% in 2015



IEA (2016), Hirth (2015) adaptiert, Daten für 2015 bis inkl. 10/2015

RES-E Anteile im "EU" Erzeugungsmix 2030

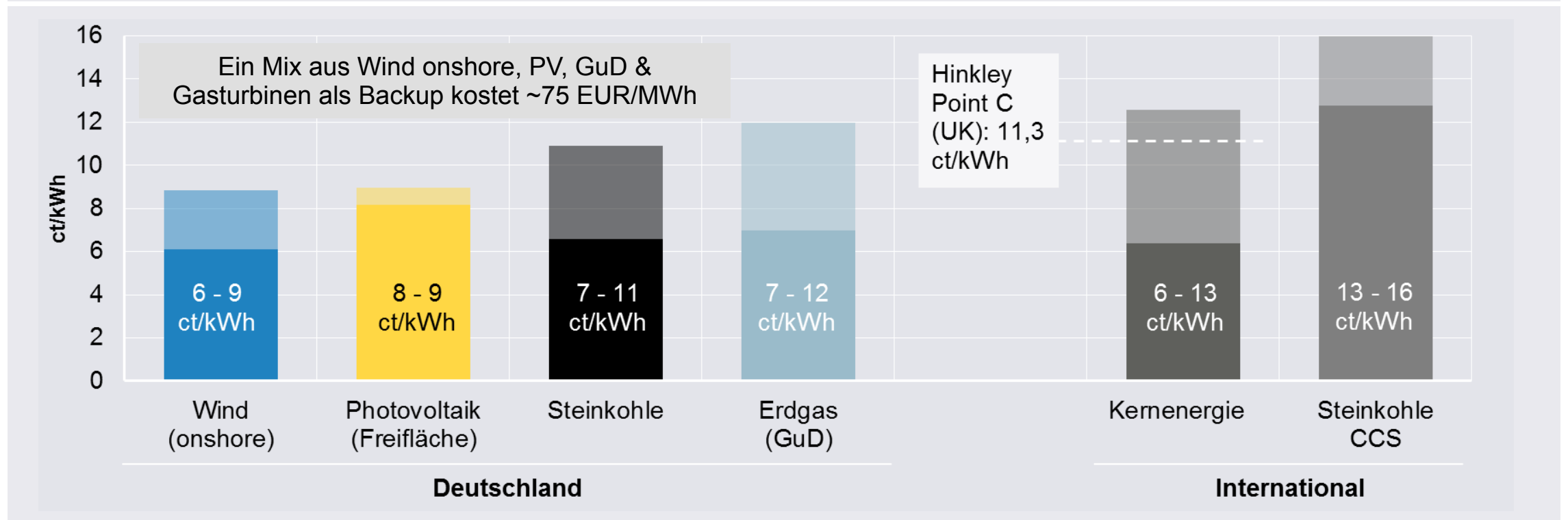


Fraunhofer IWES (2015); Nat. Energiestrategien / Szen. EU 2030 Ziele

LCOE von neuen Wind- und Freiflächen-PV-Anlagen liegen bei 6-9ct/kWh und sinken auf 4-6ct/kWh während der nächsten 10 bis 15 Jahre. Integrationskosten ändern Bild nicht: Netz- und Regelenergiekosten liegen bei 5-13 EUR/MWh**

Bandbreite* der Stromgestehungskosten (LCOE) in Deutschland 2015
DE

** 2 EUR/MWh Regelenergiekosten für Wind in DE

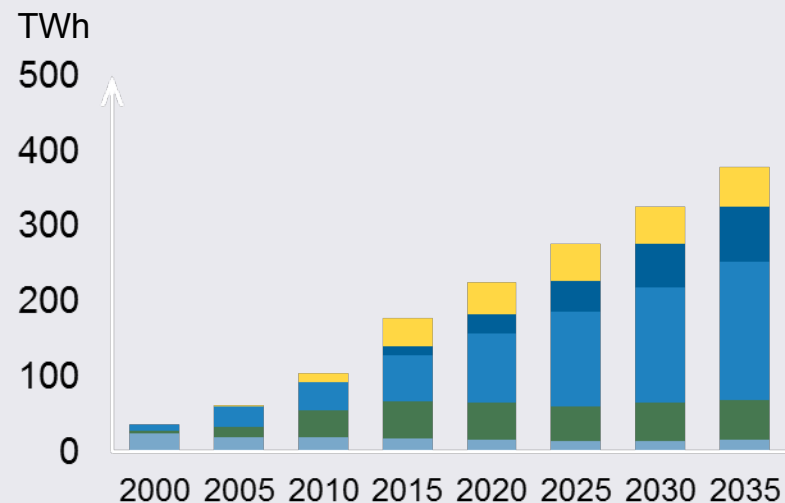


Agora Energiewende (2015e)

* basierend auf variierender Auslastung, CO₂-Preisen und Investitionskosten

Wind- und Solarenergie als zentrale Technologien ändern das Stromsystem grundlegend

Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, 2000 - 2035

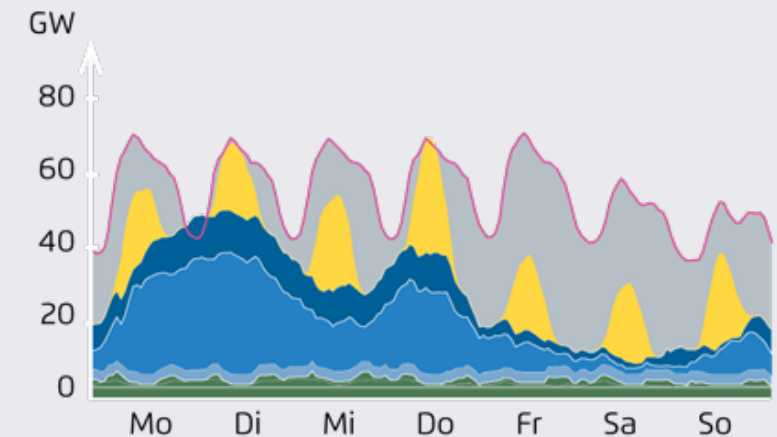


AGEB (2015a), BNetzA (2014), BNetzA (2015b), eigene Berechnungen


Spezifische Eigenschaften von Wind und PV

- 1 Dargebotsabhängig
- 2 Hohe Kapitalkosten
- 3 Geringe Betriebskosten

Stündliche Stromerzeugung und -verbrauch in einer Beispielwoche in Deutschland 2023



Fraunhofer IWES (2013)

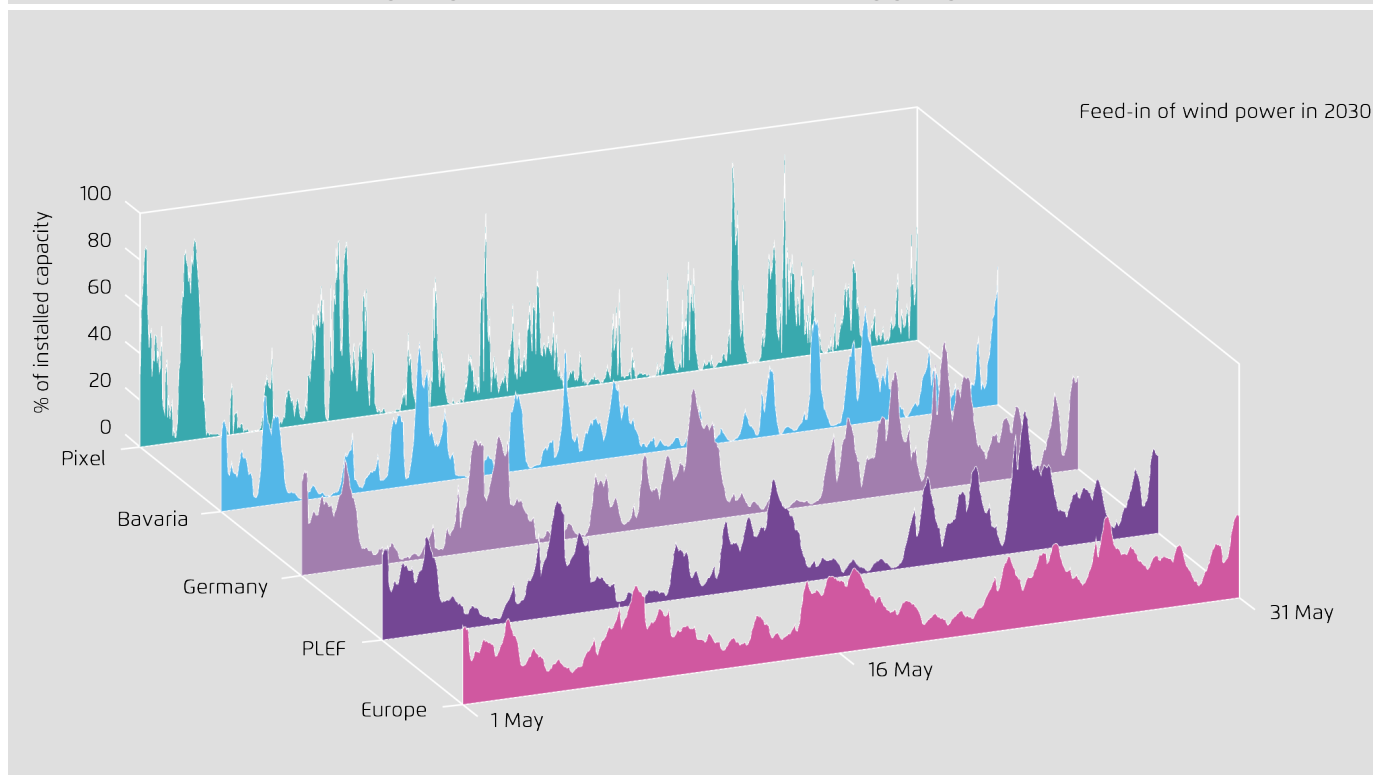


Ein Ausblick auf das europäische Stromsystem in 2030

Verbunden und flexibel

Flexibilitätsanforderungen sinken durch Marktintegration: Ermöglicht Ausgleichseffekte und minimiert Abregelung/ Speichernotwendigkeit im Vergleich zu Autarkie ➔ Wert von Wind und PV steigt

Wind-Onshore-Erzeugung, Mai 2030, für versch. Aggregationsniveaus



Fraunhofer IWES (2015)

* 1 Pixel entspricht einer Fläche von 2.8 x 2.8 km

EU-weite Aggregation:

➔ Gleichzeitiger Windoutput ist weniger volatil und hat weniger extrem hohe und niedrige Werte. Dadurch reduzieren sich Flexibilitätsanforderungen

➔ Größte EU-weite stündliche Windrampe beträgt -10% der inst. Kapazität

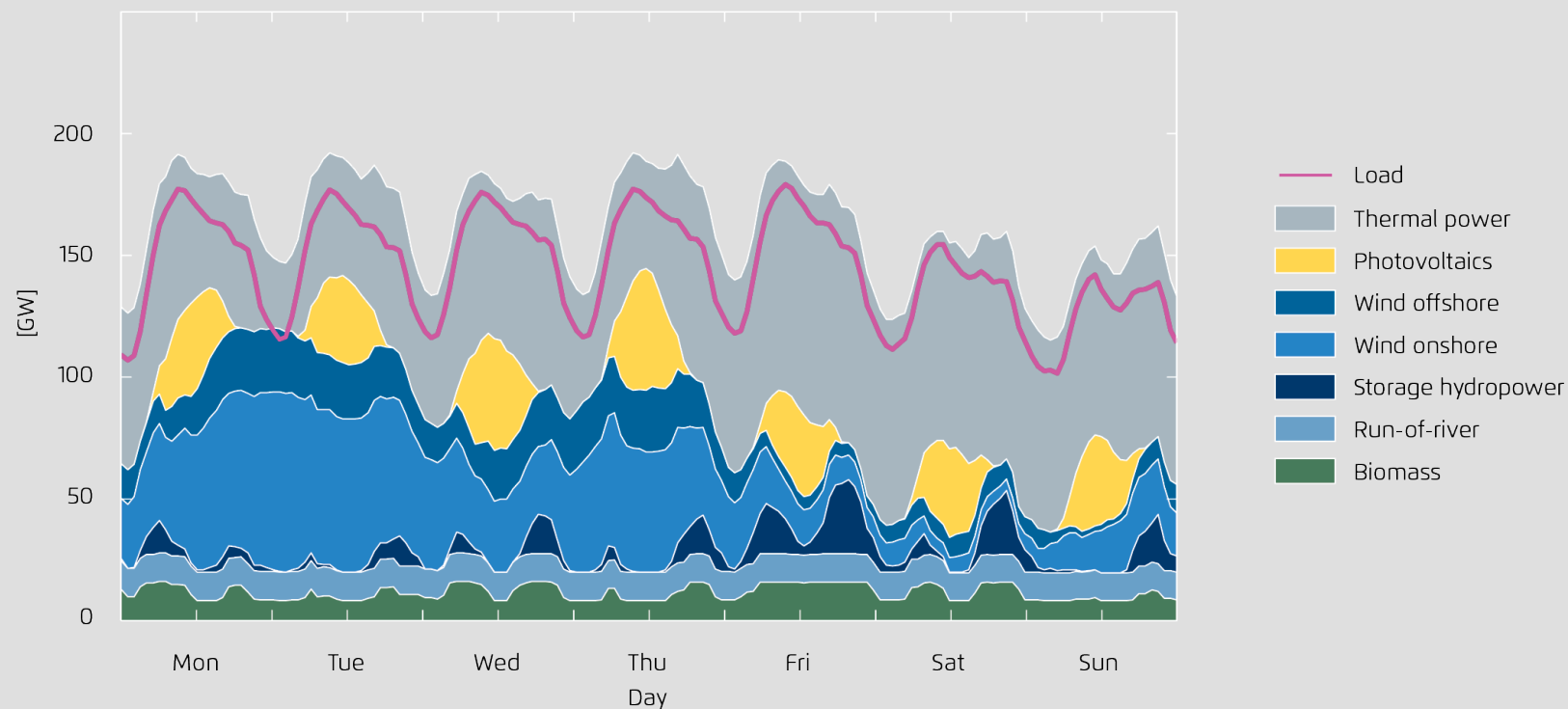
➔ Zum Vergleich, größte Windrampe in Frankreich beträgt 21% der inst. Kapazität

➔ EU-weite Windrampen > +-5% in nur 23 Stunden des Jahres

➔ Im Autarkiefall Abregelung / Speicherbedarf von Wind und PV 10x höher durch nicht vorhandene Austauschoptionen

Der residuale Kraftwerkspark muss sich immer mehr an eine stark schwankende Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen anpassen: Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen...

Stündliche Stromerzeugung und -verbrauch in der CWE / Pentalaterale Energieforums Region, KW 32 - 2030

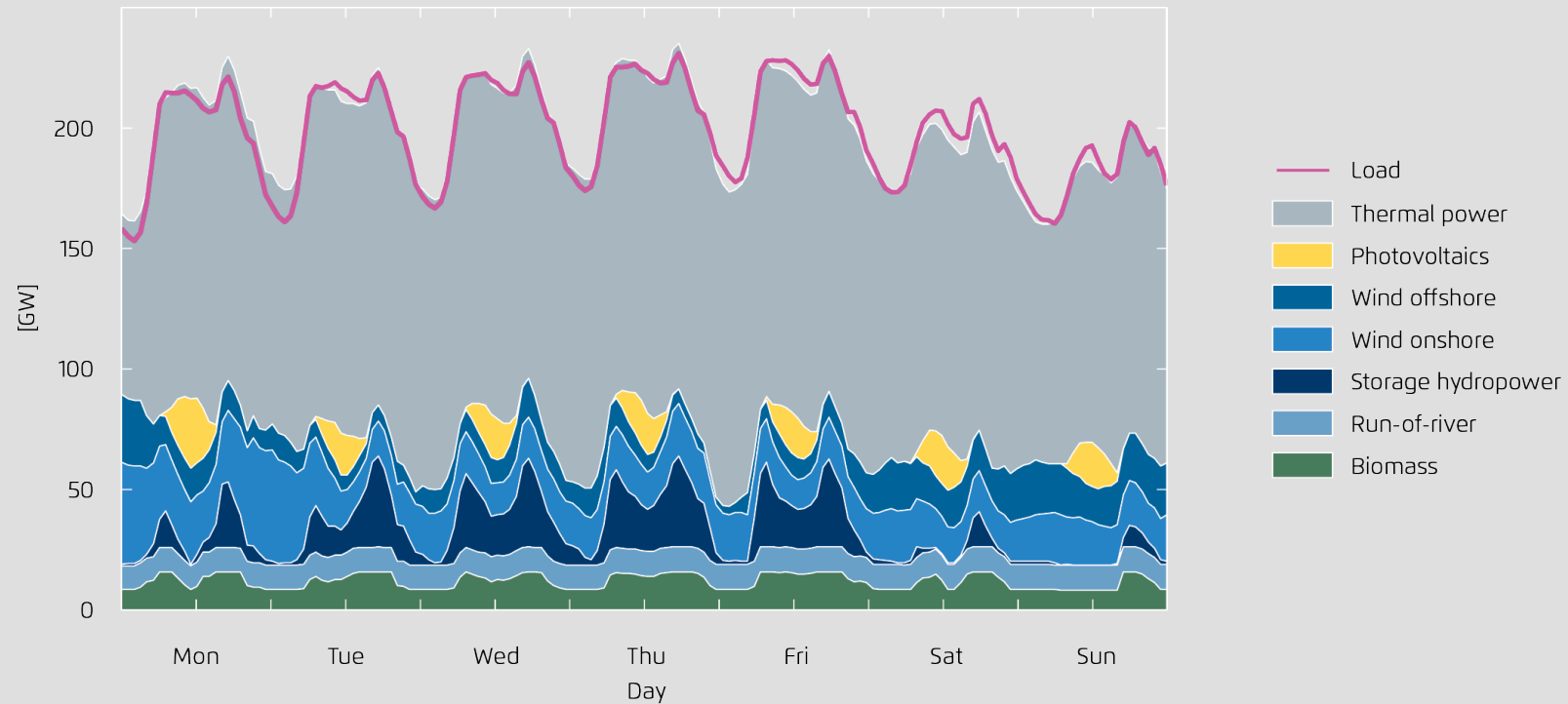


Fraunhofer IWES (2015)

*AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL; Wetterdaten 2011

... und als Back-up für längere Zeiten minimaler Wind- und PV-Erzeugung

Stündliche Stromerzeugung und -verbrauch in der CWE / Pentalaterale Energieforums Region, KW 3 - 2030

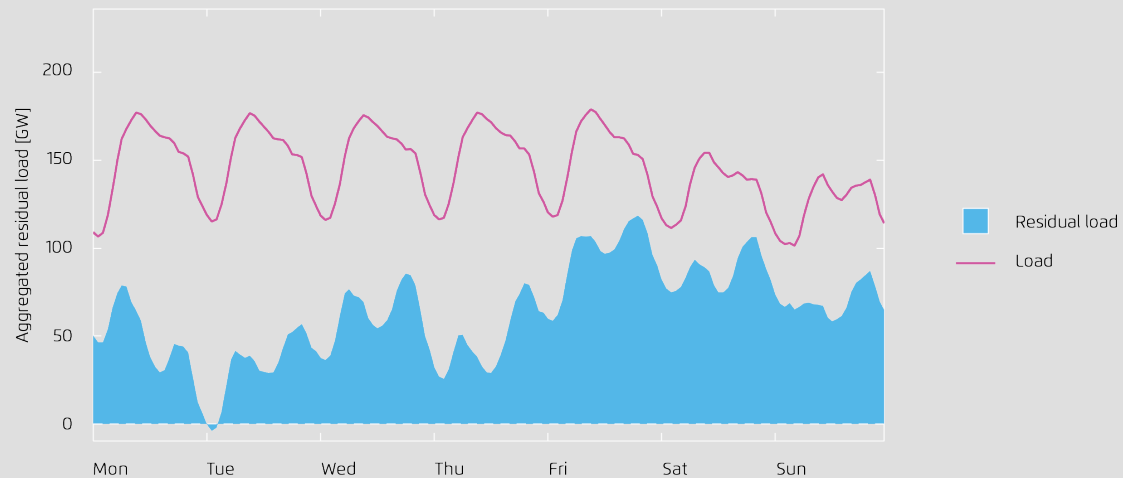


Fraunhofer IWES (2015)

*AT, BE, CH, DE, FR, LU, NL; Wetterdaten 2011

Residuallast* wird steilere Rampen aufweisen, Bedarf an Baseload-Kraftwerken reduziert sich bei 30% Wind und PV (~2030) um 50%

(Residual)-Last in der PLEF/CWE-Region (KW 32 - 2030)



Fraunhofer IWES (2015)

*Last minus Wind und PV

Flexibilitätsoptionen

Netze (national & grenzüberschreitend)
→ ermöglicht Ausgleichseffekte

Flexible fossile und Biomasse-Kraftwerke (inkl. KWK mit Wärmespeichern & Power-to-Heat)

Lastmanagement

Speicher (Wasser; Batterien, Power-to-X)

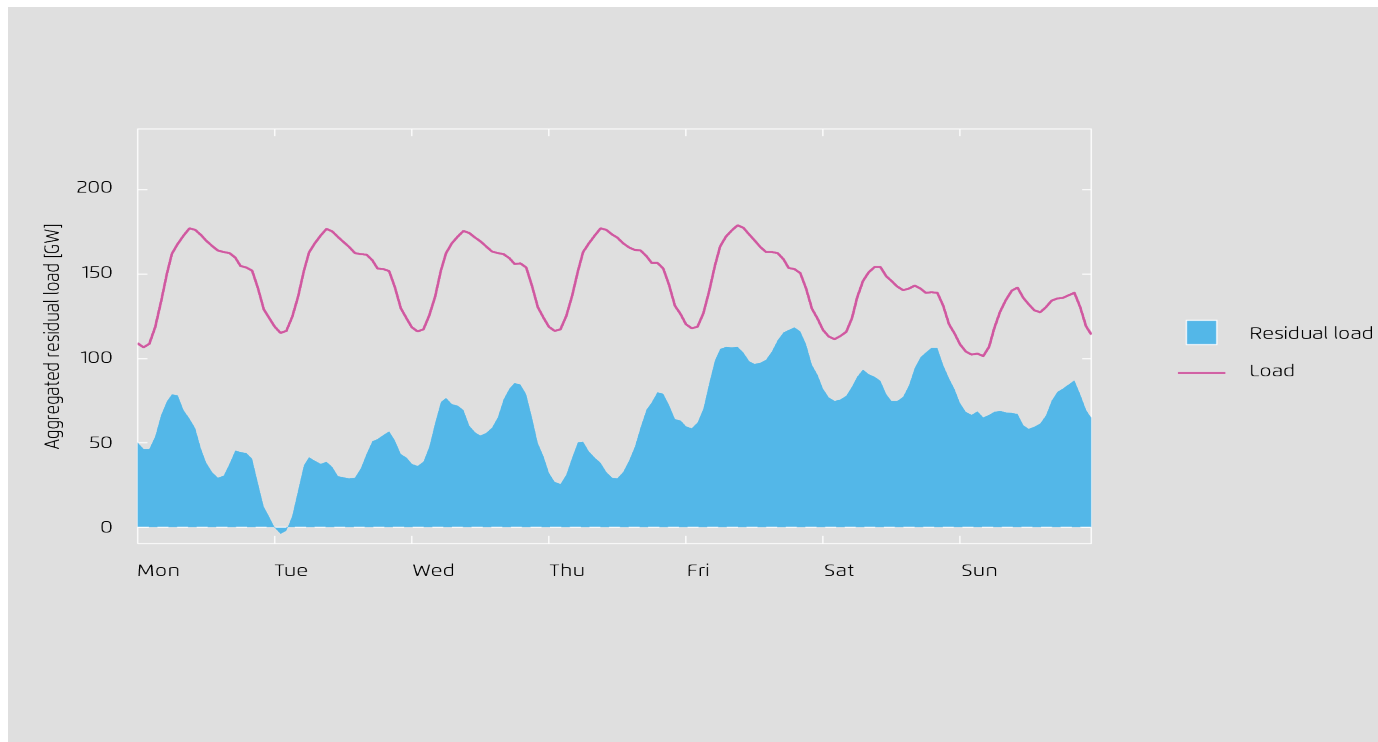
Partielle Abregelung von Wind und PV

**Flexibilität,
Versorgungssicherheit & Strommarkt
Implikationen für das
Marktdesign**



Ein hochflexibler Strommarkt muss den Ausgleich von RES, fossilen Erzeugern, Nachfragern und Speichern organisieren

(Residual)-Last in der PLEF/CWE-Region (KW 32 - 2030)



→ Das Stromsystem der Zukunft ist von einer großen Anzahl an Akteuren geprägt, die ein volatiles Verhalten haben

→ Große Koordinationsaufgabe, um Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt in Einklang zu bringen

→ Hierfür ist hoch flexibler, regional gekoppelter Strommarkt nötig, der durch kurzfristige, unverzerrte Preissignale System zum Ausgleich bringt

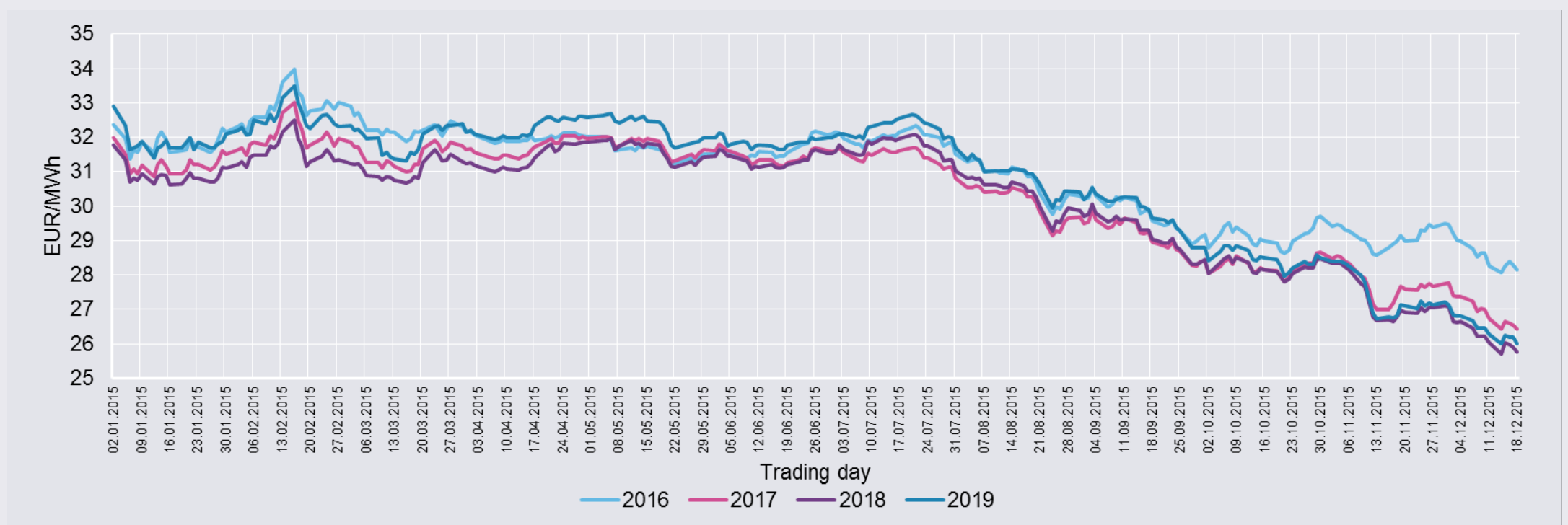
→ Außerdem auch ein kurzfristiger Markt für Systemdienstleistungen, damit alle (auch neue) Flexibilitätsoptionen konkurrieren können

Fraunhofer IWES (2015)

*Last minus Wind und PV

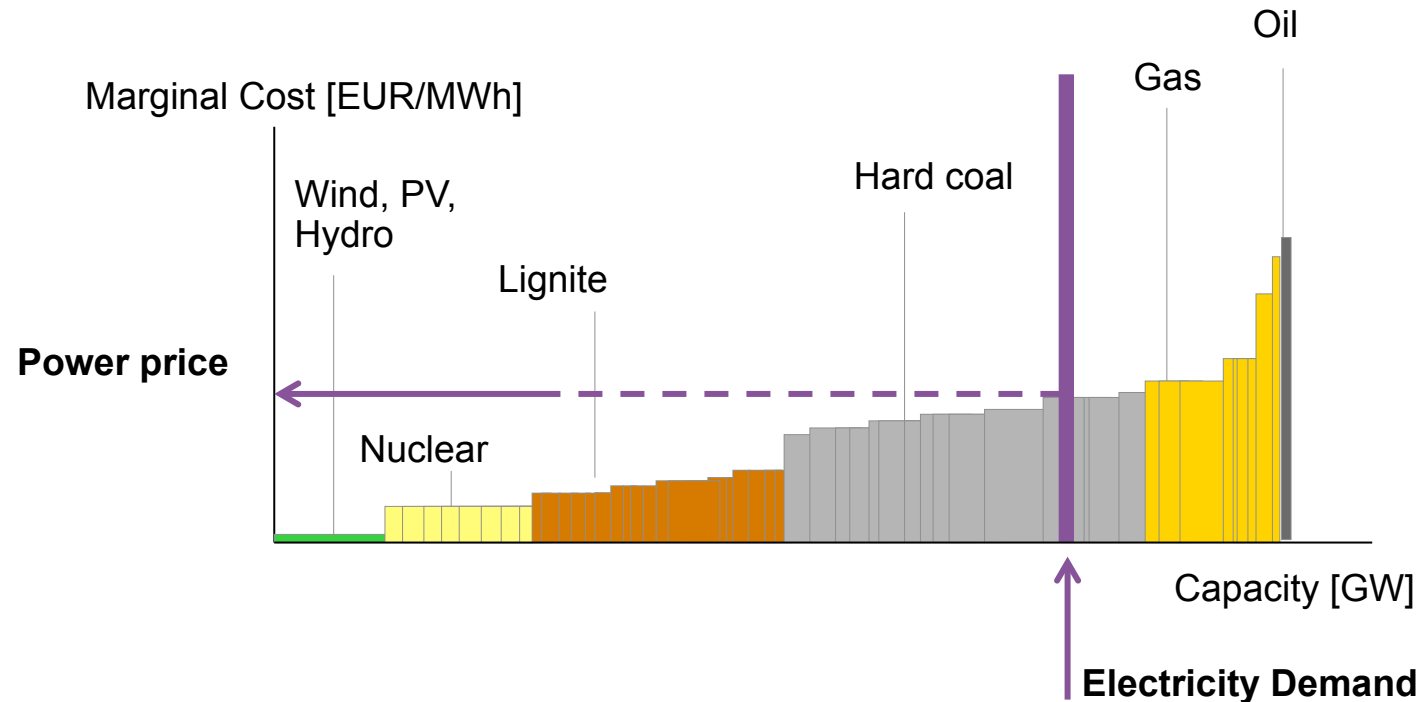
Strommarkt und “missing money” für neue Kraftwerke: Märkte von Überangebot gekennzeichnet (bleibt auf absehbare Zeit so); aktuelle Preise schließen Refinanzierung aus. (sollte auch so sein solange kein Bedarf aus SoS-Gesichtspunkten...)

Futurespreise im Handelsjahr 2015 für Lieferung in 2016-2019



EEX 2015

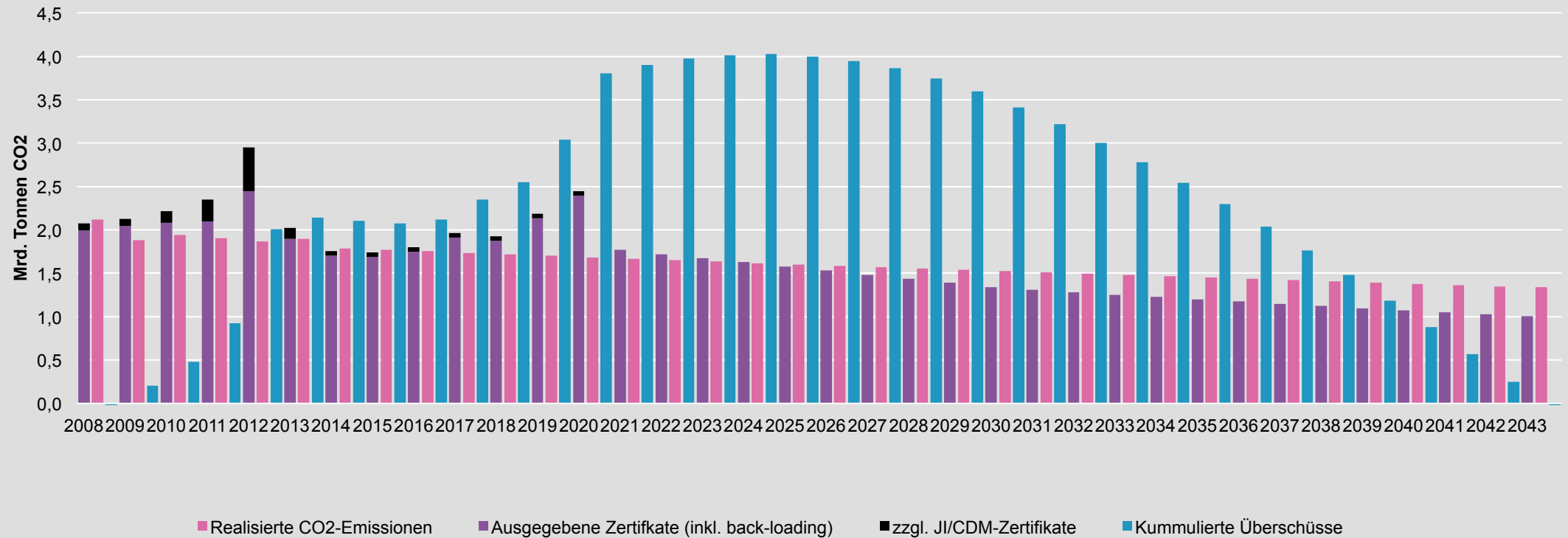
Billige (& alte) Kohlekapazitäten führen zu marktbasierter Stilllegung von neuen Gas-KWs. Aktuelles Marktumfeld ist ungleich der Flexibilitäts- und EU-Dekarbonisierungslogik → Energiesystemtransformation wird behindert



Stilisierte Merit order DE/CWE

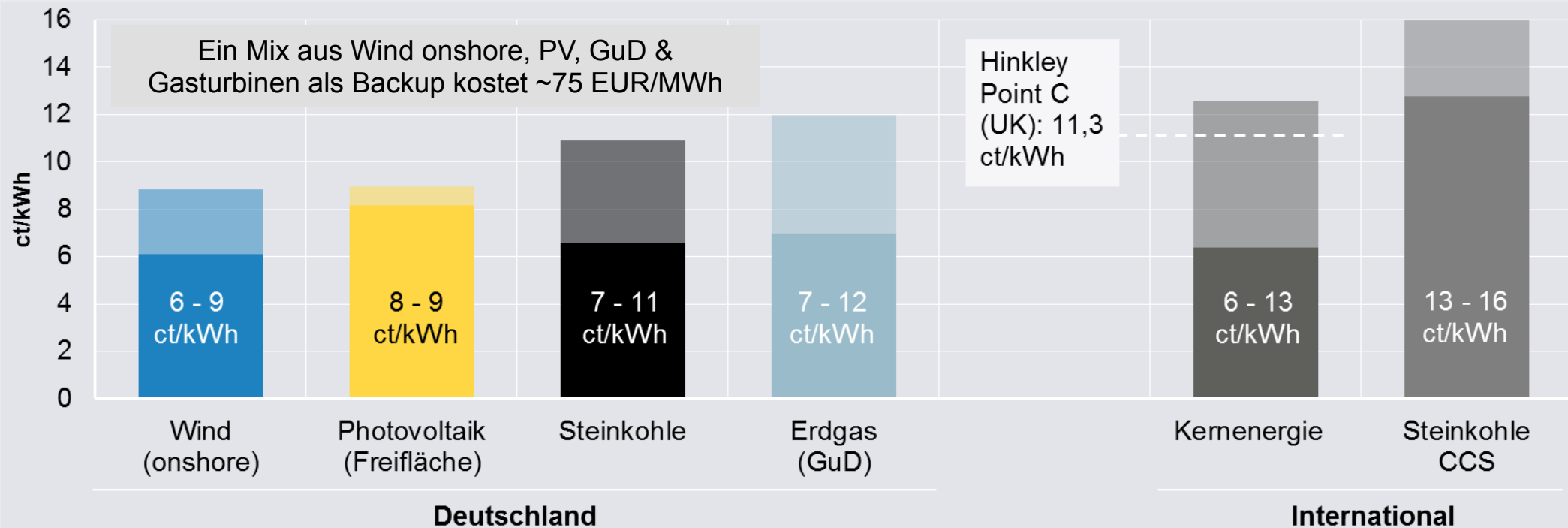
Marktumfeld verhindert Stilllegung von inflexiblen, CO₂-intensiven Kraftwerken. Trotz EU-ETS Reform (MSR) kann der Zertifikatsüberschuss bis ~ 2040 andauern

EU-ETS Zertifikatsüberschuss unter der Annahme, dass die ETS-Sektoren ihre Emissionen um 1% p.a. reduzieren



Was ist mit notwendigen Investitionen in RES? Klimaziele sind nur durch Erneuerbaren-Ausbau und Energieeffizienz kostengünstig erreichbar

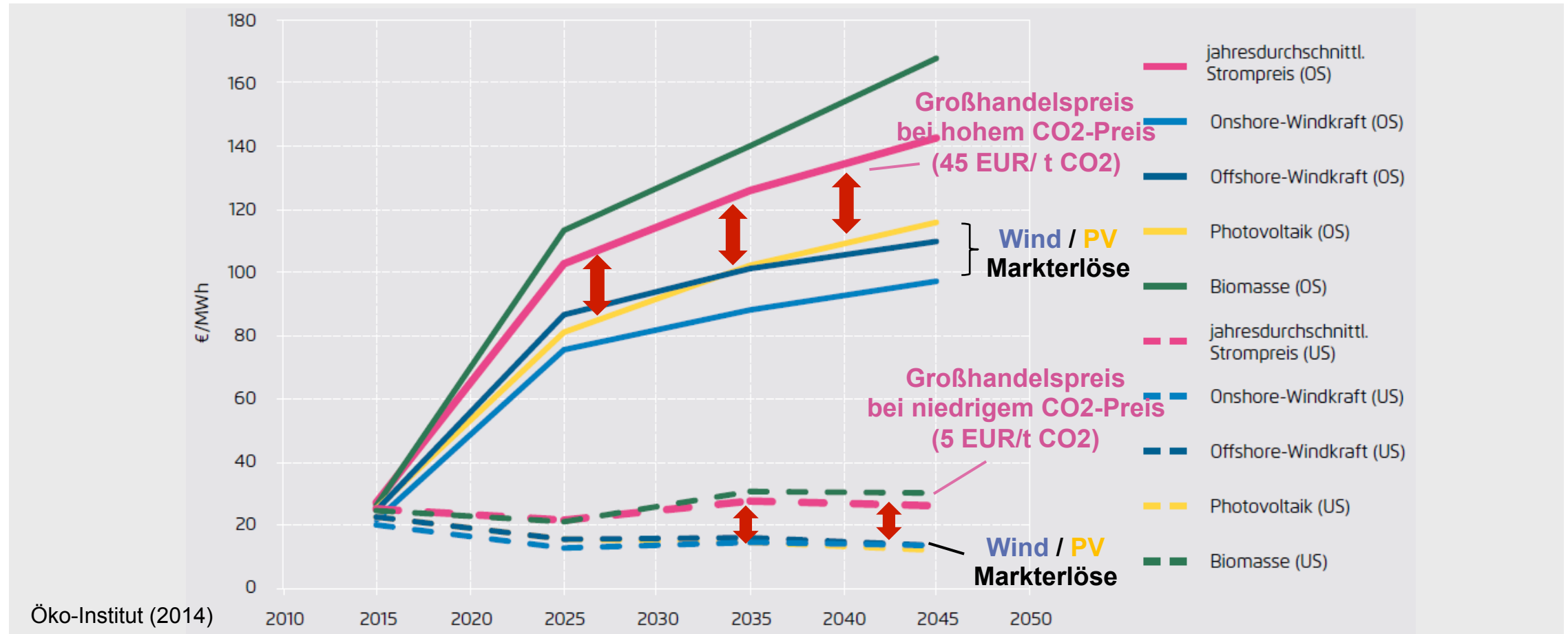
Bandbreite* der Stromgestehungskosten (LCOE) 2015



Agora Energiewende (2015e)

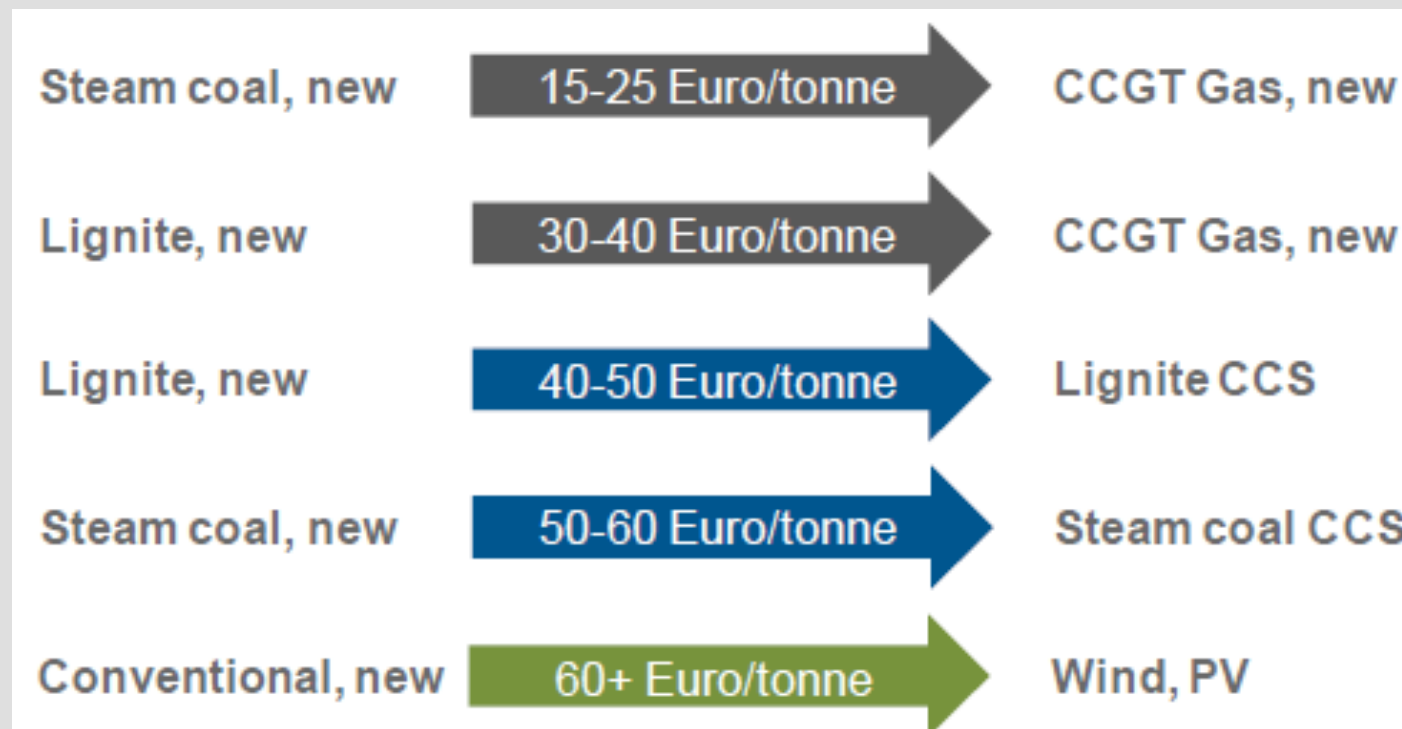
* basierend auf variierender Auslastung, CO₂-Preisen und Investitionskosten

Strommarkterlöse von Wind und PV in der Regel niedriger als Vollkosten („Kannibalisierungseffekt“): Politiken für Ausbau entscheidend: i) (Hoher), auf preissetzende fossile KW wirkender, CO₂-Preis oder ii) Vergütungsinstrumente?



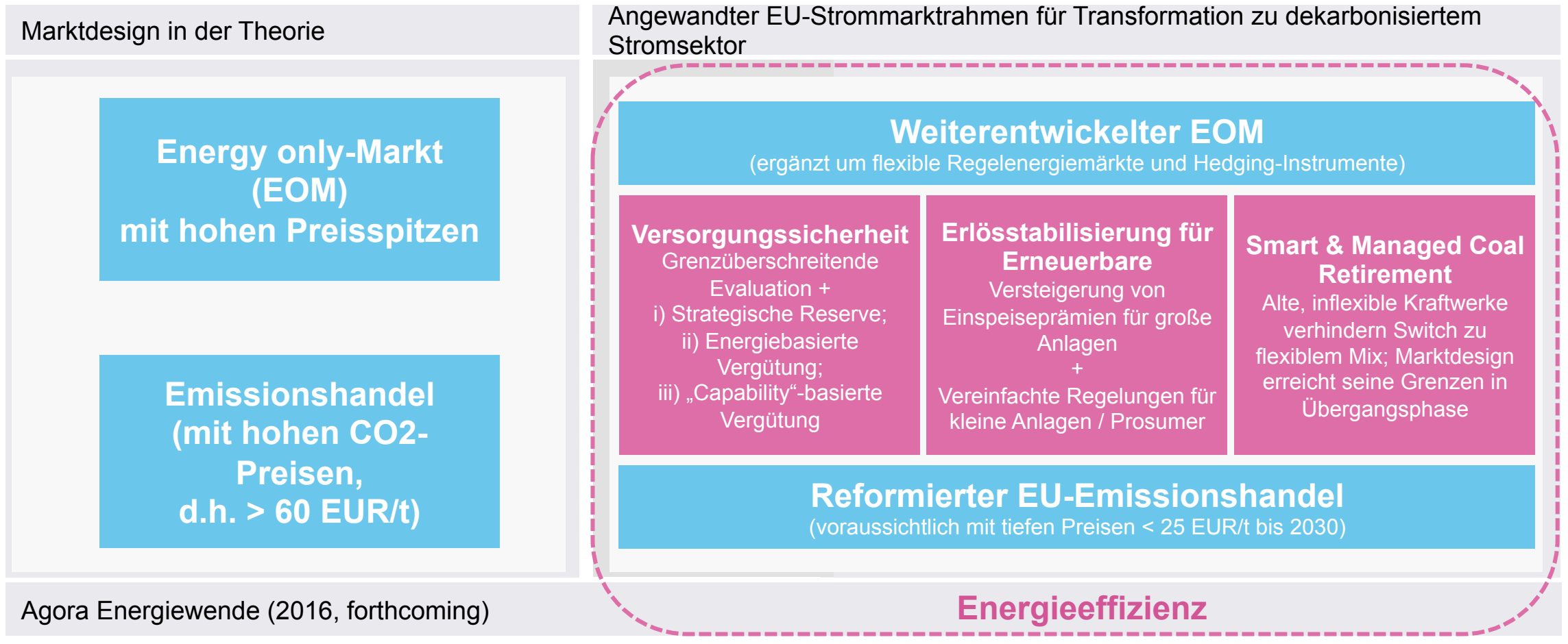
Wind onshore und große PV-Anlagen benötigen einen CO₂-Preis von >60 EUR/t CO₂ für marktgetriebene Investitionen

Benötigter CO₂-Preis für geändertes Investitionskalkül auf Basis der Kosten- und Brennstoffpreissituation in 2014



Prognos (2014)

EU-Marktdesign muss reale Bedingungen berücksichtigen: niedrige ETS-Preise und Überschuss an Baseload → Kohleausstiegspolitiken und RES-Vergütungsinstrumente kritische Bestandteile des Marktdesigns



Agora Energiewende
Rosenstraße 2
10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00
F +49 (0)30 284 49 01-29
@ info@agora-energiewende.de

✉ Abonnieren sie unseren Newsletter unter
www.agora-energiewende.de
🐦 www.twitter.com/AgoraEW



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie noch Fragen oder Kommentare? Kontaktieren
Sie mich gerne:

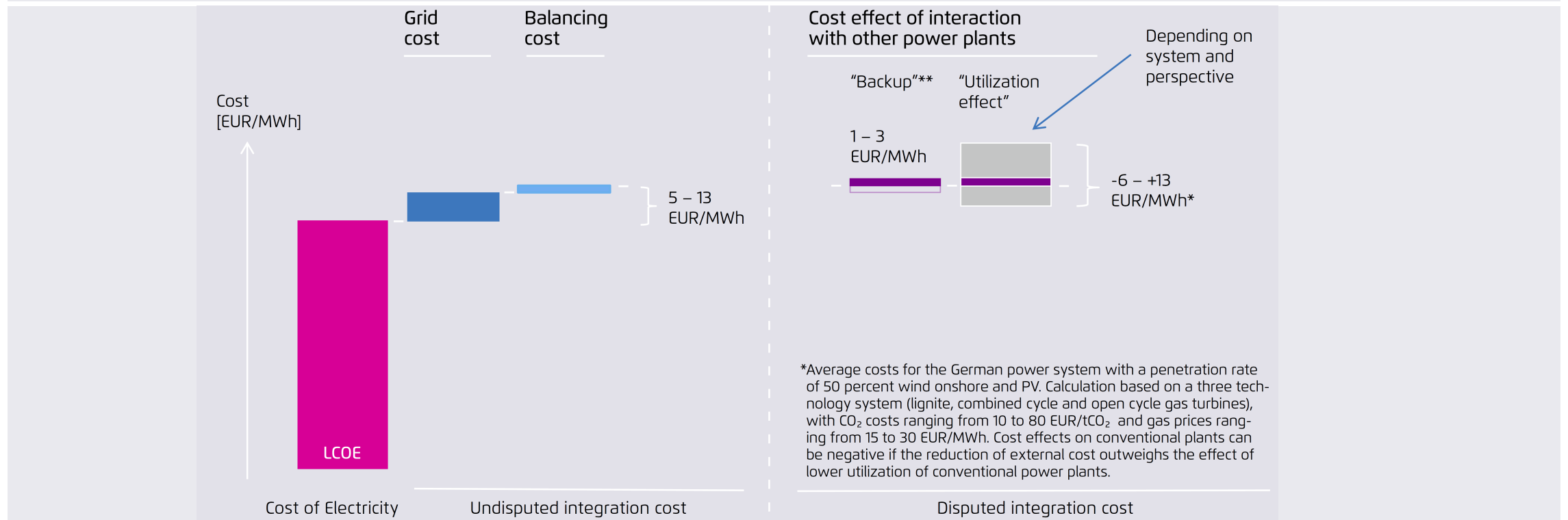
christian.redl@agora-energiewende.de

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der
Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.



Integrationskosten von Wind und PV ändern Bild nicht: Netz- und Regelenergiekosten liegen bei 5-13 EUR/MWh (Interaktionseffekte mit residualen Kraftwerkspark sind unklar)

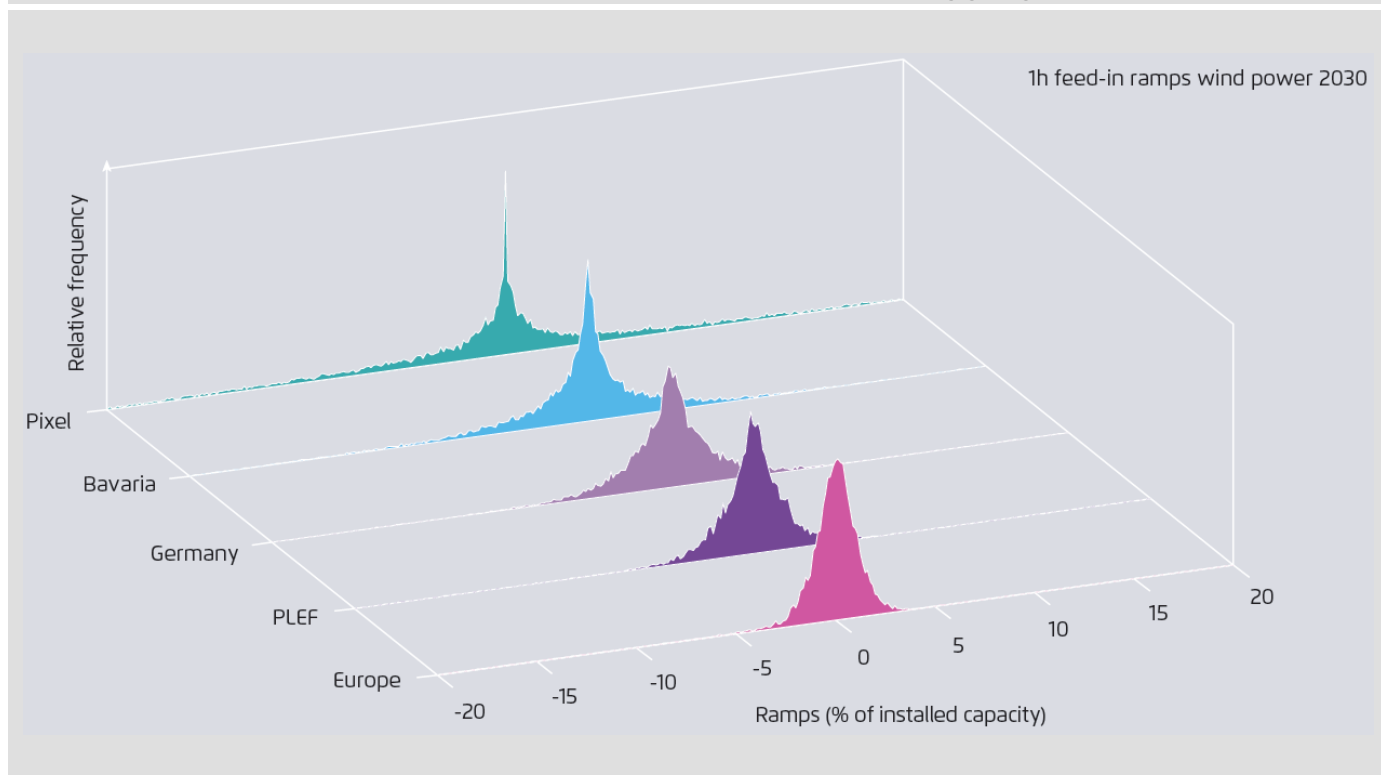
Überblick der unter dem Thema „Integrationskosten“ diskutierten Komponenten



Agora Energiewende (2015)

Flexibilitätsanforderungen sinken durch Marktintegration: Diese ermöglicht Ausgleichseffekte und minimiert Abregelung/ Speichernotwendigkeit im Vergleich zu Autarkie → Wert von Wind und PV steigt

Stündliche Wind-Onshore-Rampen, 2030, für versch. Aggregationsniveaus



Fraunhofer IWES (2015)

* 1 Pixel entspricht einer Fläche von 2.8 x 2.8 km

EU-weite Aggregation:

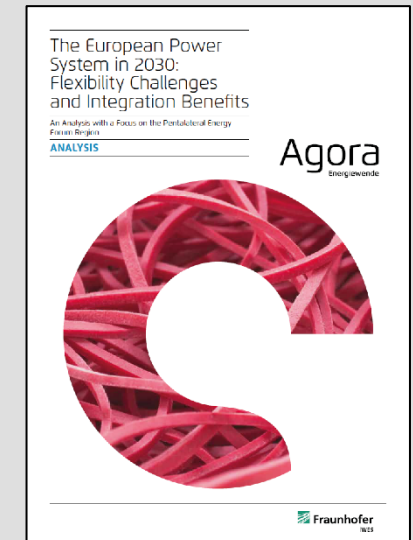
→ Gleichzeitiger Windoutput ist weniger volatil und hat weniger extrem hohe und niedrige Werte Dadurch reduzieren sich Flexibilitätsanforderungen

→ Größte EU-weite stündliche Windrampe beträgt -10% der inst. Kapazität
→ Zum Vergleich, größte Windrampe in Frankreich beträgt 21% der inst. Kapazität
→ EU-weite Windrampen > +-5% in nur 23 Stunden des Jahres

→ Im Autarkiefall Abregelung / Speicherbedarf von Wind und PV 10x höher durch nicht vorhandene Austauschoptionen

Studie “Flexibility Challenges and Integration Benefits”: Zusammenfassung

- Da Wind und PV das EU-Stromsystem prägen werden (2030-Anteil ~30%), ist erhöhte **Stromsystemflexibilität entscheidend**
- **Stromsystemintegration** reduziert den Flexibilitätsbedarf durch Ausgleichseffekte. Stündliche **Windrampen sinken** bei europaweiter Aggregation **um ~50%**
 - Integration **reduziert Gradienten der Residuallast und Regelenergiebedarf**
 - Integration **minimiert Abregelung von Erneuerbaren um 90%**
- Trotzdem ist ein **flexibleres Stromsystem notwendig**
 - Struktur des konventionellen Kraftwerkparks und dessen Betriebsweise werden sich ändern müssen: **Weniger Grundlast-, mehr Mittel- und Spitzenlastkraftwerke**
 - **Lastmanagement** und weitere Flexibilitätsoptionen können das Meistern der Flexibilitätsherausforderung ermöglichen
- Flexibilitätspotential ist groß, dessen Hebung benötigt proaktive Politiken



Reformed Energy-Only markets required to eliminate flexibility barriers, incentivise flexibility & support RES-E integration

- **Faster** day-ahead, intraday and balancing energy markets: From hourly to quarterly products
 - **Larger** short-term markets: Integrate across balancing areas
 - Resource adequacy should be assessed on regional level
 - **Link** spot markets, balancing market and imbalance price signals
 - **Minimise** fossil must-run:
 - Smart balancing energy products (and procurement)
 - RES-E, DSR as new balancing service providers
- Spot price as undistorted dispatch signal for all market parties



RAP (2014)