



Herausforderungen und Entwicklungen in der Elektrizitätsversorgung

*Zum Nachlesen finden Sie Teile dieses Vortrages in dem Überblicksartikel
Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel Schubert: Herausforderungen und
Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft, WP-EM-52
unter www.ee2.biz -> Forschung -> Electricity Markets



DPG-Tagung Dresden

Prof. Dr. Dominik Möst, Dresden, 4. März 2013



Herausforderungen in der Elektrizitätswirtschaft

Technologische Entwicklungen



Heutiges Energiesystem

Nachhaltig(er)es Energiesystem

Wirtschaftlichkeit

- ✓ KKW-Ausstieg bis 2022!
- ✓ Ausbau Erneuerbare
- ✓ Erhöhung Energieeffizienz

Schwerpunkt ist zeitabhängig!

Umweltschutz

Versorgungssicherheit

Unterschiedliche Zielgewichtung im Zeitablauf (in Deutschland)



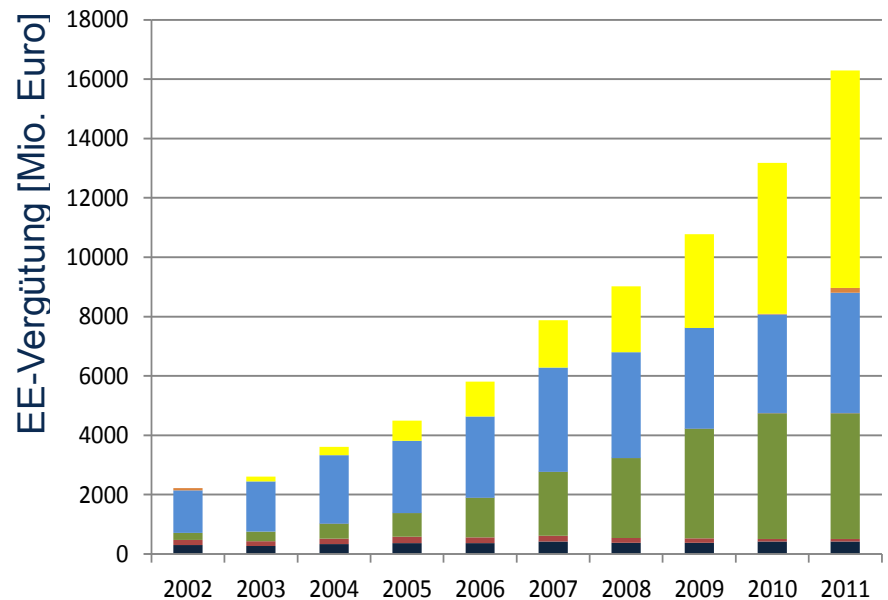
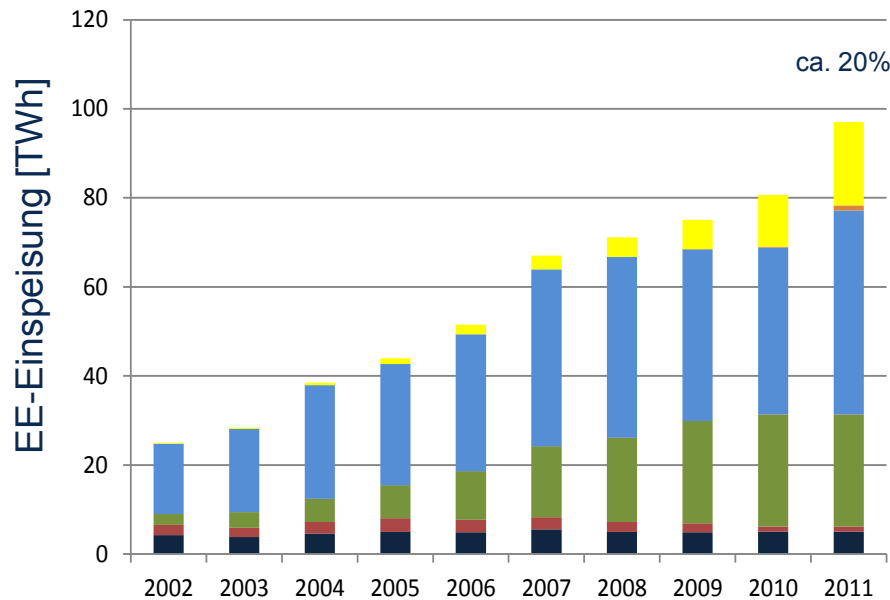
1. Herausforderung Strompreise bzw. EEG-Umlage

2. Herausforderung Elektrizitätssystem
 1. Europäische Perspektive
 2. Deutsche Perspektive
 3. Baden-Württembergische Perspektive

3. Zusammenfassung

Entwicklung der EEG-Einspeisung und Vergütungszahlungen

- EEG-Einspeisung kontinuierlich ansteigend
- PV-Vergütung (Zahlungen) überproportional mehr
=> *Anstieg der durchschnittlichen EE-Einspeisevergütung (€/kWh)*



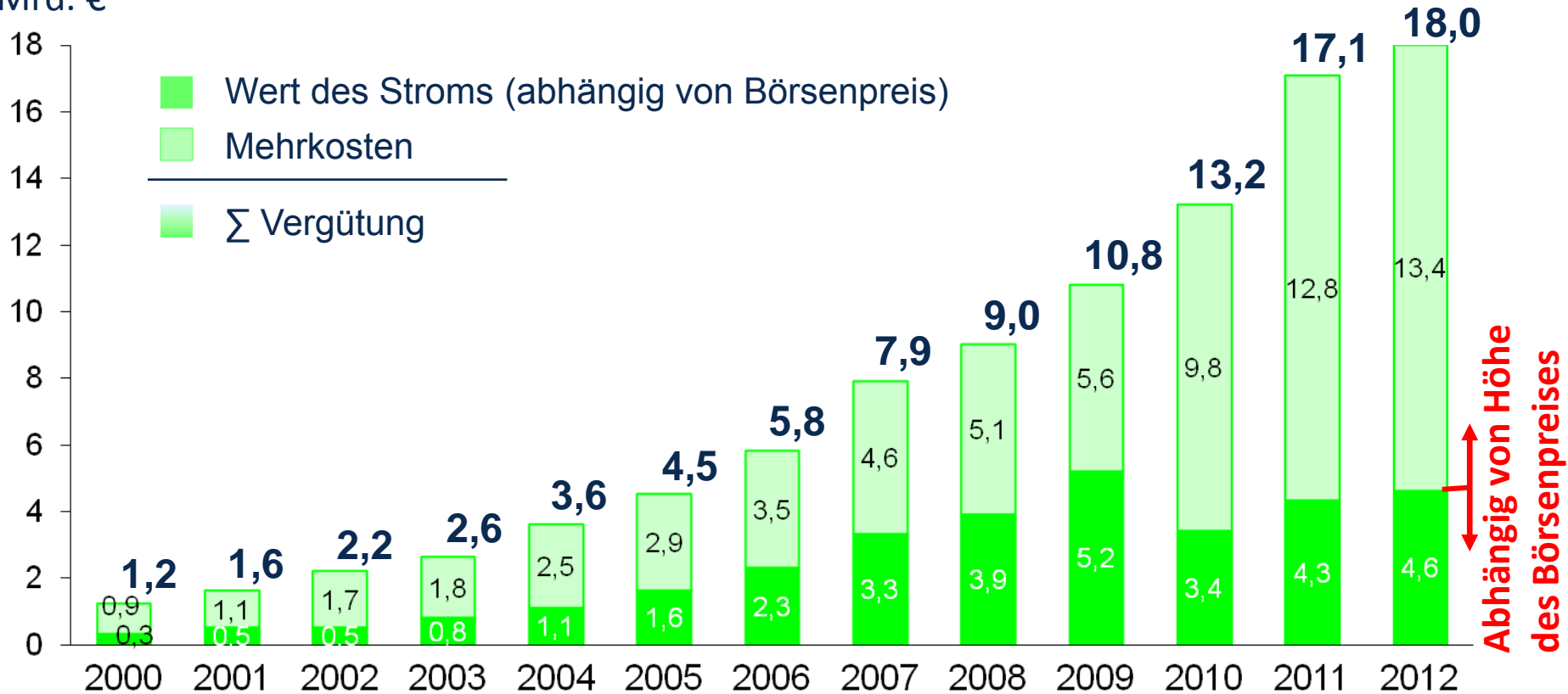
- Wasserkraft
- Deponie-, Klär-, Grubengas
- Biomasse
- Geothermie
- Wind onshore
- Wind offshore
- Solare Energie

Eigene Darstellung basierend auf Daten des BDEW

Vergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz¹⁾ unter Ausweis der Mehrkosten²⁾

EE²

in Mrd. €



1) seit 01.04.2000 EEG, vorher Stromeinspeisungsgesetz; Vergütungen ohne Abzug der vermiedenen Netzentgelte.

2) Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Wert des Stroms (2010 bis 2012: ohne Profilservicekosten und Kosten der Handelsanbindung sowie ohne Berücksichtigung von Nachholungen oder Überschüssen aus dem Vorjahr)

Quelle: BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)

Quelle: auf Basis von Schiffer (RWE), Festvortrag TU Dresden, 2012

Herausforderung Strompreise – Entwicklung der EEG-Umlage

EEG-Umlage 2012

- „Mehrkosten“ für den Ausbau erneuerbarer Energien
- Hängt auch maßgeblich von der Entwicklung des Börsenpreises ab!
- Gegenwärtig 5,277 Cent/kWh

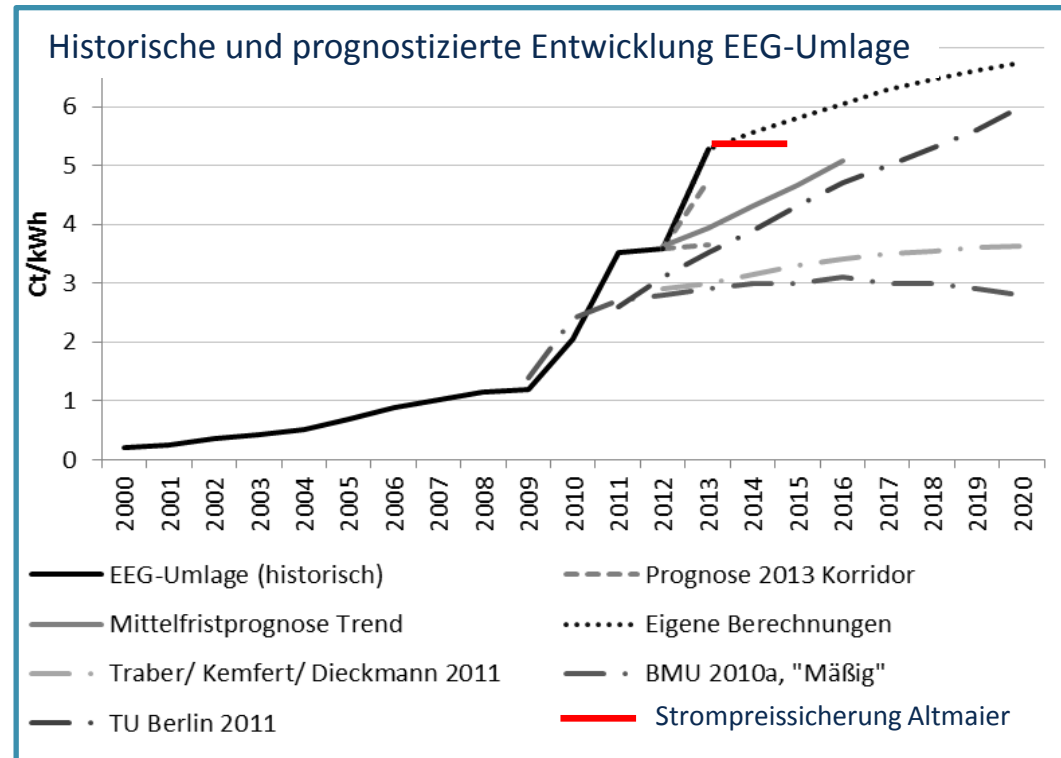
Indirekte Kosten dort nicht berücksichtigt

- Systemdienstleistungen,
Re-dispatching
Infrastruktur

=> *Netzentgelte:
mittelfristig tendenz
steigend*

Erw. Mehrkosten für 3-Personenhaushalt

- ca. 25-30 Euro pro
Monat bis 2020



Quelle: eigene Darstellung

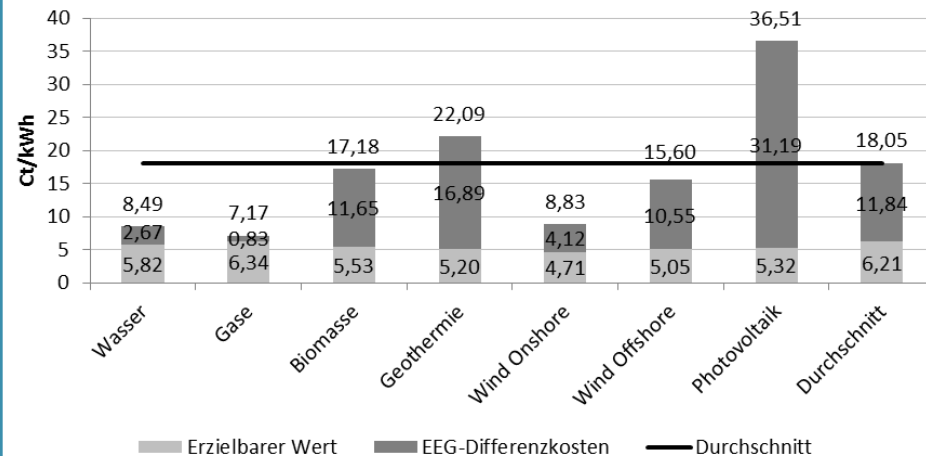
Einschätzung zu Altmaiers Strompreissicherung

EE²

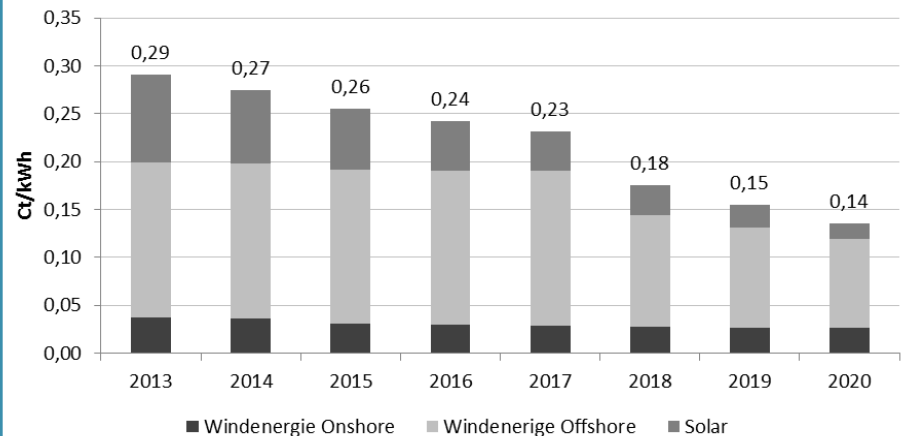
Was beeinflusst die Entwicklung der EEG-Umlage?

- **Börsenpreis**
(je höher desto niedriger EEG-Umlage)
- **Neuanlagen**
(jährlich neu ca. 1,5 Mrd. Euro, ca. 10% der Umlage)
- **Befreiung energieintensiver Unternehmen**
- **Eigenverbrauch**

EEG-Vergütung und EEG-Differenzkosten in 2012



Jährliche Erhöhung EEG-Umlage durch Anlagen-Zubau



Quelle: eigene Darstellung

Einschätzung zu Altmaiers Strompreissicherung

EE²

Was beeinflusst die Entwicklung der EEG-Umlage?

- **Börsenpreis**
(je höher desto niedriger EEG-Umlage)
- **Neuanlagen**
(jährlich neu ca. 1,5 Mrd. Euro, ca. 10% der Umlage)
- **Befreiung energieintensiver Unternehmen**
- **Eigenverbrauch**

Altmaier/ Rösler Vorschlag

- **Anfangsvergütung**
Aussetzen für Neuanlagen, Reduktion Anfangsvergütung (600 Mio. €)
- **Markt- und Netzintegration**
Entschädigung Einspeisemanagement, Abschaffung Managementprämie Neuanlagen (60 Mio. €)
- **Energie-Soli Bestandsanlagen**
Abschaffung Gülle-Bonus, Einmaldegression (500 Mio. €)
- **EEG-Differenzkosten**
Stromintensive Unternehmen
Einbezug Eigenverbrauch (500 Mio. €)
- **Flexibilisierung Liquiditätsreserve**

Für 2014 zur Strompreissicherung ausreichend (insbesondere unter steigenden Börsenpreisen), aber in 2015 voraussichtlich nicht mehr!

=> Mittelfristig EEG-Reform notwendig?!

1. Herausforderung Strompreise bzw. EEG-Umlage

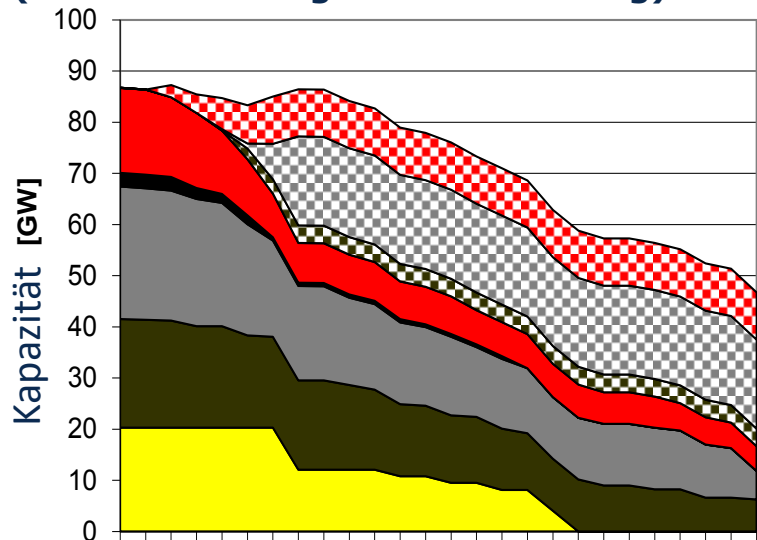
2. Herausforderung Elektrizitätssystem
 1. Europäische Perspektive
 2. Deutsche Perspektive
 3. Baden-Württembergische Perspektive

3. Zusammenfassung

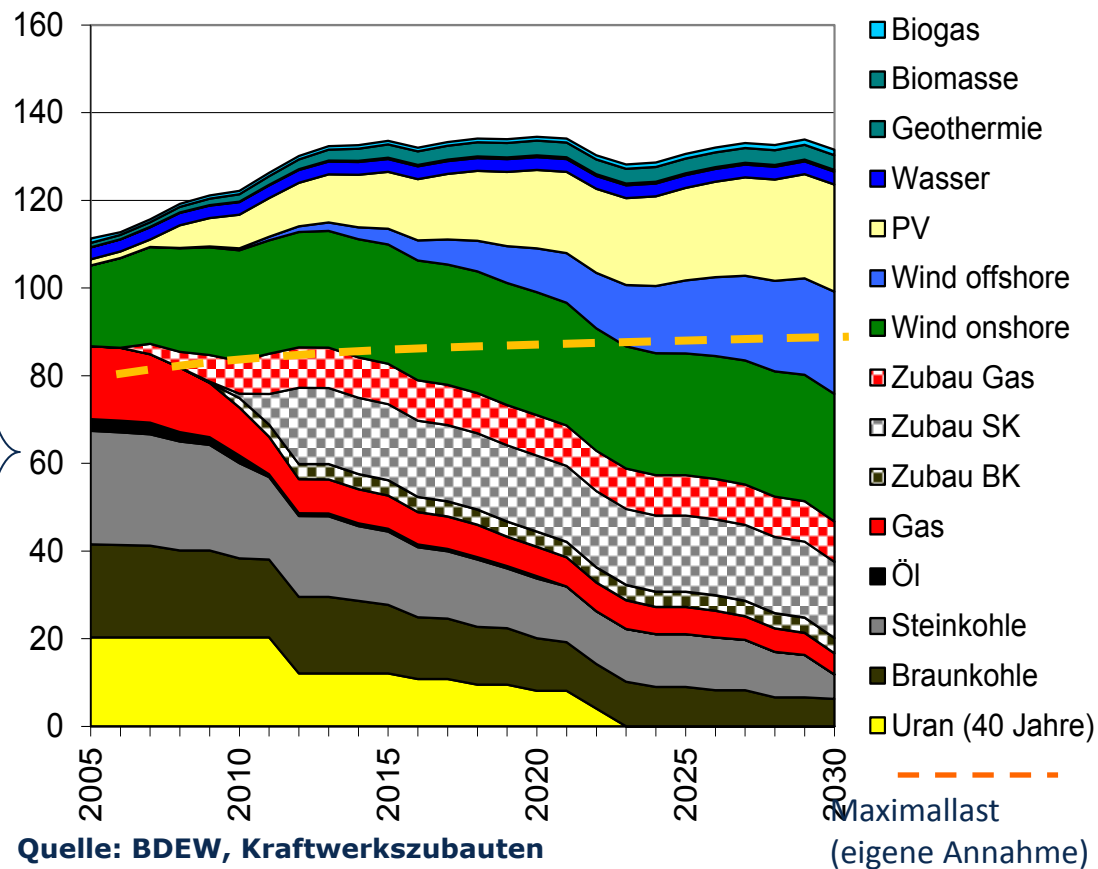
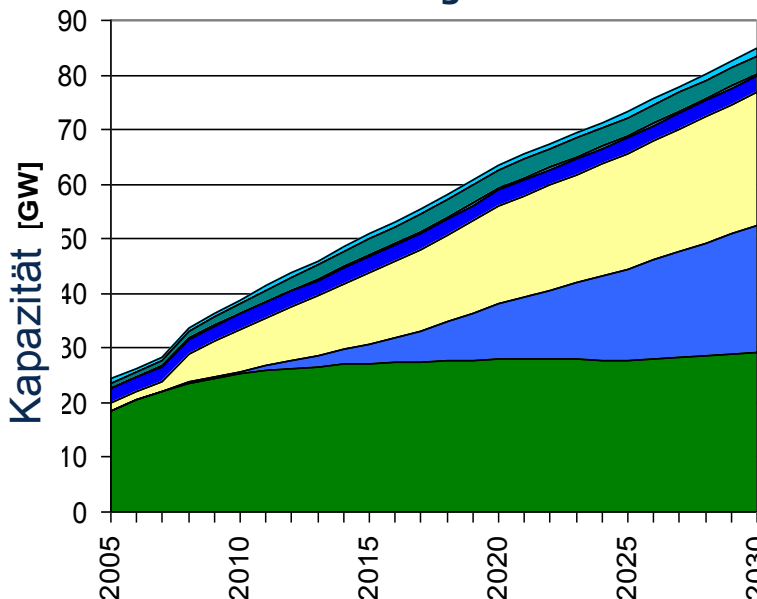
Statische Betrachtung: Kapazitäten in der Stromversorgung nach Energieträgern bis 2030 in Deutschland



Konventionelle Kapazitäten (kein beschleunigter AKW-Ausstieg)



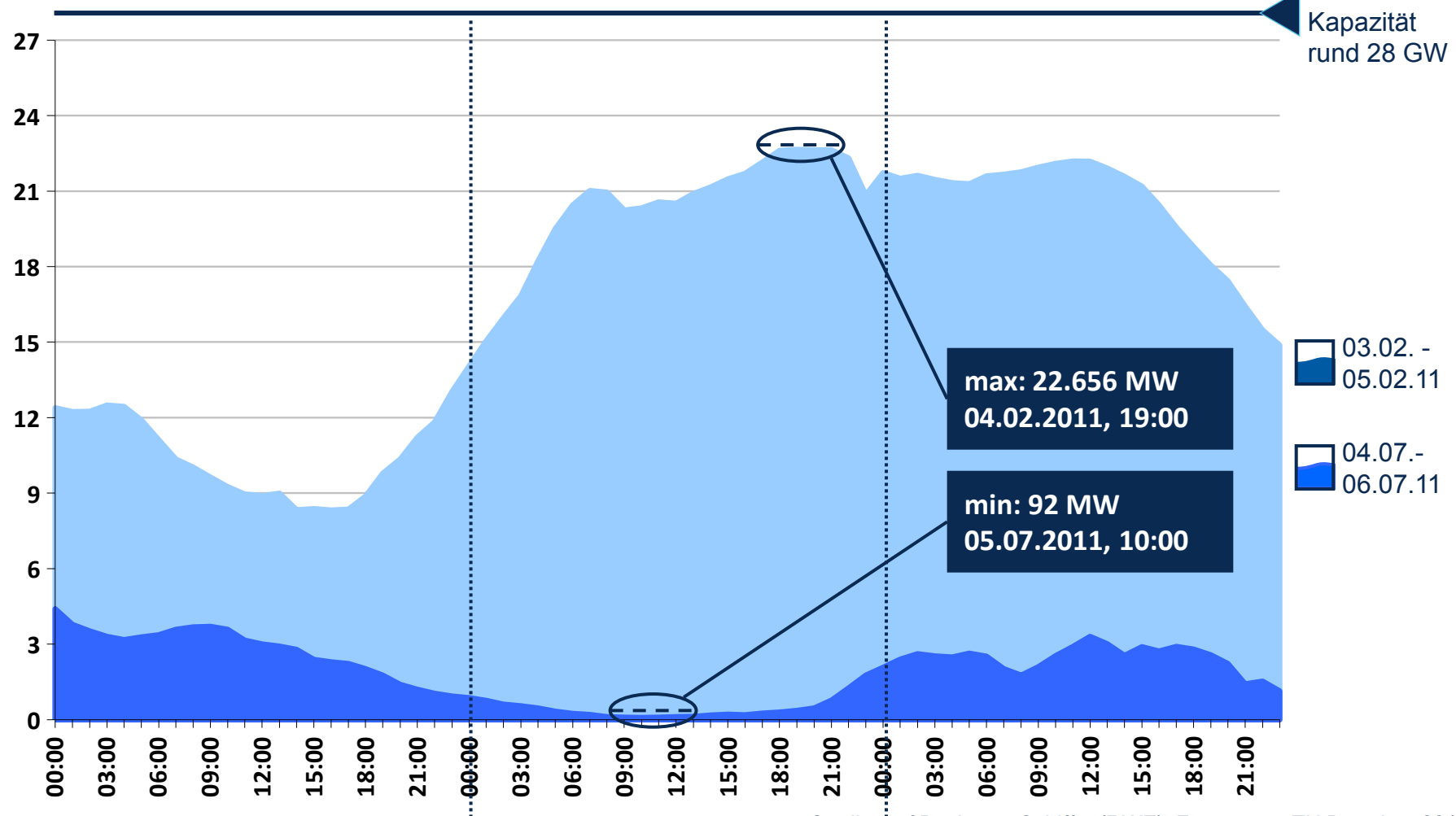
Erneuerbare Energien



Quelle: BDEW, Kraftwerkszubauten
 BMU: Leitstudie 2030
 Technologiedatenbank IIP, KIT

Unstetige Windeinspeisung: Variation von 23 GW seit Jahresbeginn 2011

Windproduktion Deutschland (in GW)



Quelle: auf Basis von Schiffer (RWE), Festvortrag TU Dresden, 2012

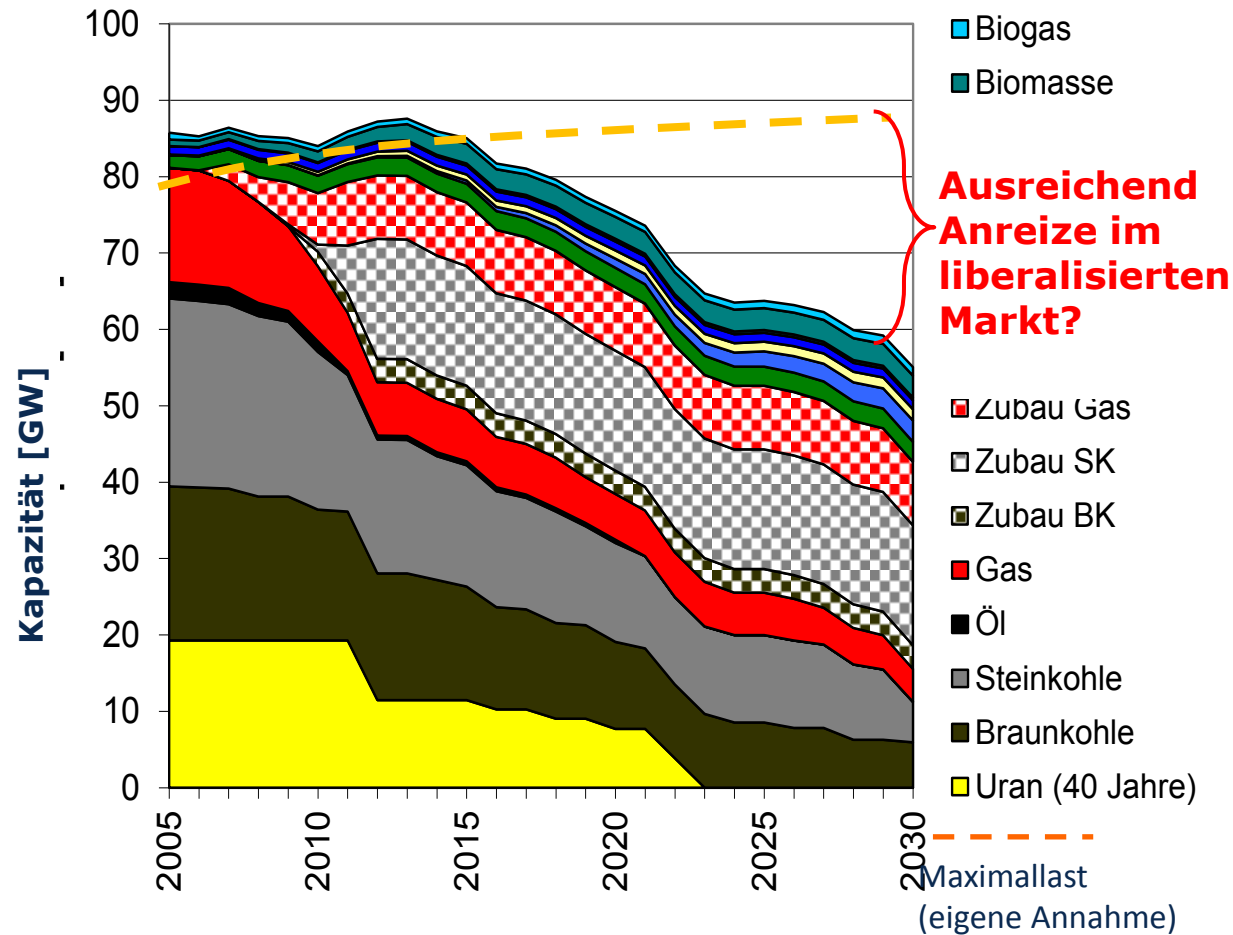
Herausforderung Versorgungssicherheit - Beispielhafte "statische" Berechnung der gesicherten Kapazität

EE²

Gibt es in der Zukunft Kapazitätsengpässe aufgrund fehlender Anreize?

Gesicherte Kapazität nach Anlagentyp

| | |
|----------------------|------|
| ■ Wasserkraft | 40 % |
| ■ Kernenergie | 95 % |
| ■ Fossile Kraftwerke | 90 % |
| ■ Wind onshore | 9 % |
| ■ Wind offshore | 12 % |
| ■ Photovoltaik | 6 % |
| ■ Biomasse | 85 % |
| ■ Biogas | 90 % |
| ■ Geothermie | 90 % |

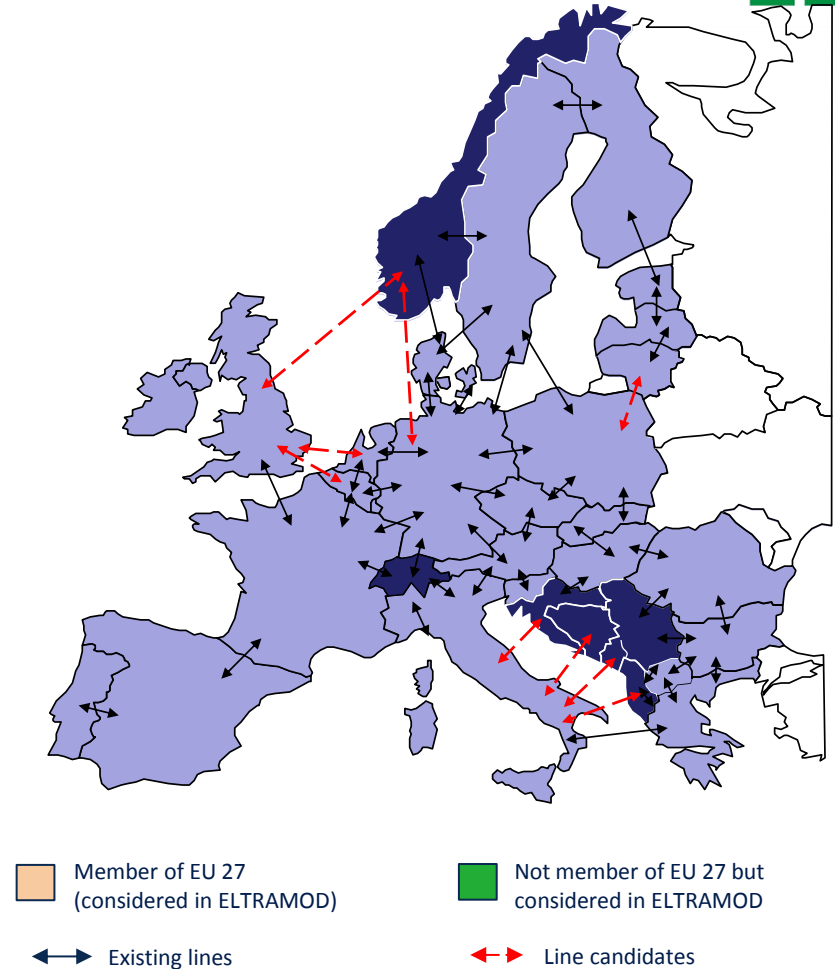


Quelle: Eigene Annahmen auf Basis gegenwärtiger Verfügbarkeitsfaktoren im Energiesystem

ELTRAMOD – Investitions- und Kraftwerkseinsatzplanungsmodell für Europa

EE²

- Bottom-up Elektrizitätsmarktmodell
- Minimierung der Gesamtausgaben für Kraftwerkseinsatz und Investition in Netz- und Speicherkapazitäten
- EU 27 Staaten plus Norwegen, Schweiz und Region Balkan
- Berücksichtigung der Net Transfer Capacities (NTC)
- Zeitliche Auflösung : stündlich (8760 h)



Welche Rolle spielt der Netzausbau und Speicherinvestitionen im Elektrizitätssystem?



Datengrundlage ELTRAMOD

- Kraftwerksdaten aus EU Energy Roadmap bzw. angelehnt an Szenarien von ESA²
- Länderspezifische Einspeisezeitreihen für Wind und PV auf stündlicher Basis (skaliert für zukünftige Jahre)

Fünf Hauptoptionen zum Umgang mit steigendem Anteil intermittierender Einspeisung

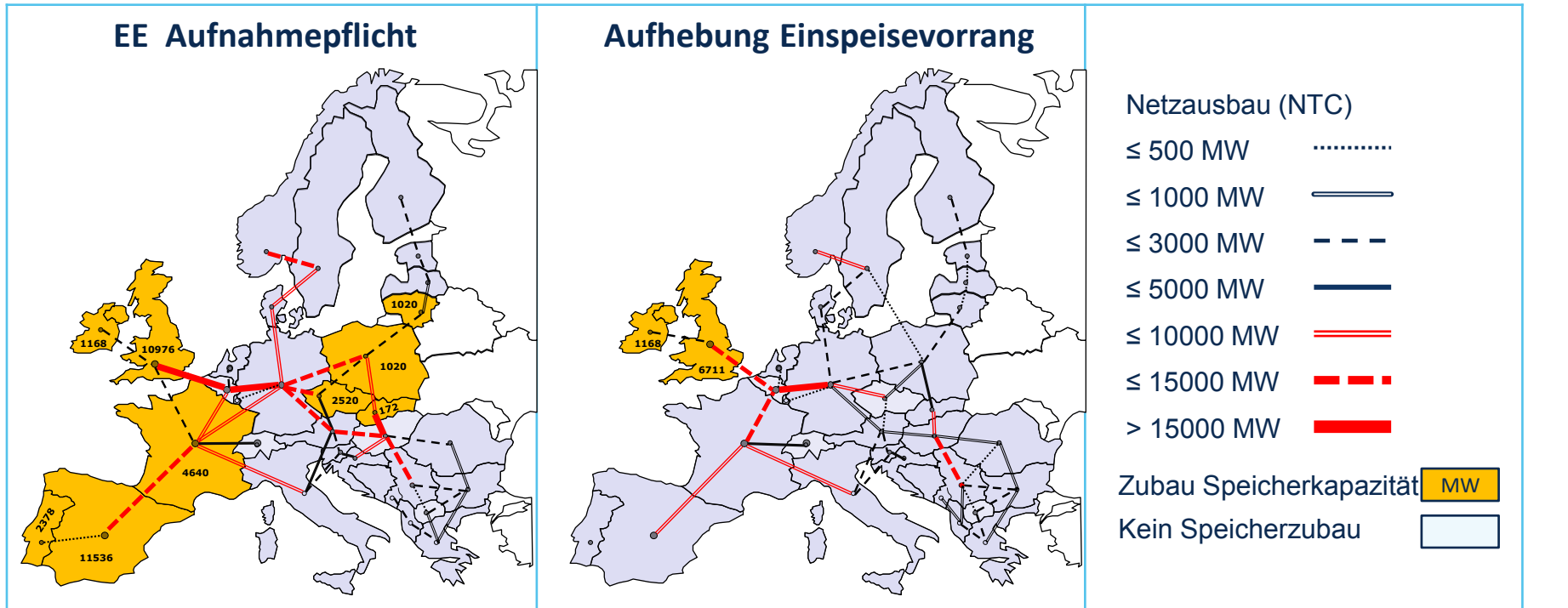
- Erhöhung der Angebotsflexibilität
- Erhöhung der Nachfrageflexibilität
 - Smart Grid
 - Smart Markets
- Zubau von Speicherkraftwern (Ang. & Nachfr.)
- Netzausbau und Nutzung europaweiter Ausgleichseffekte
- "Überschüssige" EE-Einspeisung nicht aufnehmen

=> Fragestellung:

Trade-off zwischen Speichern und Netzen unter Berücksichtigung des Umgangs mit "EE-Überschuss"

Netz- und Speicherausbau in Europa bis 2050

Eigene Modellrechnungen mit ELTRAMOD im Rahmen der Energy System Analysis Agency (www.esa2.eu)



(Source: own calculation at the chair of energy economics)

- **EE-Aufnahmepflicht:** jede produzierte kWh muss auch genutzt werden!
 - **Aufheben Einspeisevorrang:** “EE-Überschuss” muss nicht aufgenommen werden!
- => *EE-Einspeisevorrang beeinflusst Netz- und Speicherbedarf signifikant!*

Aufheben des Einspeisevorrangs und Auswirkungen auf Netz- und Speicherausbau

| | Aufnahmepflicht | Aufhebung Aufnahmepflicht |
|---|-----------------|------------------------------|
| Nicht genutzter EE-Überschuss <u>ohne</u> Netz- und Speicherausbau | 10,2% | 11,9% |
| Nicht genutzter EE-Überschuss <u>mit</u> Netz- und Speicherausbau | 0,9% | 3,7% |
| Zusätzliche Netzkapazität bis 2050 (NTC) | 252,2 GW | 143 GW |
| Zusätzliche Speicherkapazität bis 2050 | 35,7 GW | 7,9 GW |

(Source: own calculation at the chair of energy economics)

- Auch bei weiterer Abnahmeverpflichtung wird “EE-Überschuss” auftreten!
- Geringe Auswirkung des Aufhebens des Einspeisevorrangs auf gesamte EE-Einspeisung!
=> *Aber: großer Unterschied bei Netz- und Speicherausbau (Faktor 2 bzw. Faktor 4)*

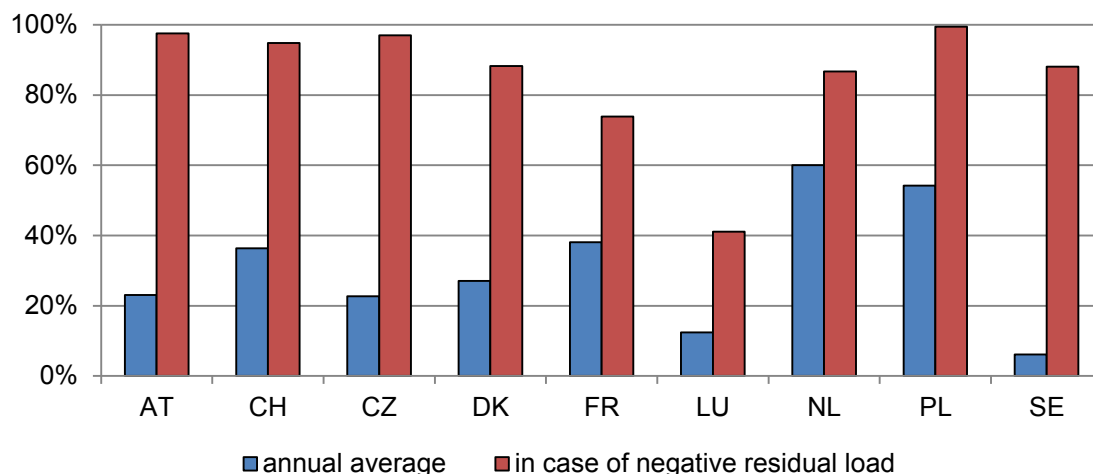
Kernaussagen:

- Aus ökonomischer Perspektive: nicht jede erzeugte Kilowattstunde muss integriert werden!
- Erneuerbare Energien: Übernahme von Systemverantwortung und stärkere Marktintegration!

=> Mittelfristig in Deutschland: Anpassung des EEGs notwendig und hohe Bedeutung des Netzausbaus

Hoher Anteil an Wind und PV Einspeisung führt zu hoher Auslastung der Kuppelleitungen

Auslastung der Kuppelleitung (bez. auf NTC) zwischen Deutschland und Nachbarländern in 2030 2030 (scenario EXP)



(Source: own calculation at the chair of energy economics)

- Ausnutzung der zusätzlichen NTC-Kapazitäten
 - Hauptsächlich in Zeiten starker Windeinspeisung
- Durchschnittlicher Export in Zeiten negativer Residuallasten mehr als doppelt so hoch als jährlicher Durchschnitt

| Jahr 2030 | Scenario REF | Scenario EXP |
|--|--------------|--------------|
| Durchschnittlicher Jahresexport in MW | 4994 | 7391 |
| Durchschnittlicher Export in Zeiten negativer Residuallast in MW | 14290 | 17303 |

1. Herausforderung Strompreise bzw. EEG-Umlage

2. Herausforderung Elektrizitätssystem
 1. Europäische Perspektive
 2. Deutsche Perspektive
 3. Baden-Württembergische Perspektive

3. Zusammenfassung

Auswirkungen der europäischen Entwicklungen und der deutschen EE-Ausbauziele auf das deutsche Elektrizitätssystem

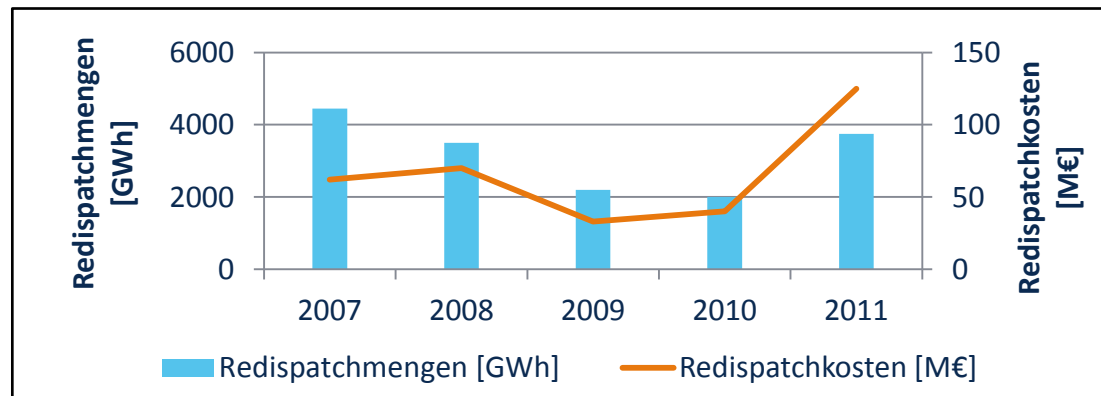
EE²

- Was sind die Auswirkungen der EE-Ausbauziele in Deutschland und Europa auf das Elektrizitätssystem, insbesondere das Stromnetz und die Engpassmanagementkosten?
- - => *Detailliertere Betrachtung des deutschen Elektrizitätssystem!*
 - => *Auswirkungen der EE-integration auf Engpassmanagementkosten!*

Engpassmanagement in Deutschland

EE²

- Netzrestriktionen im deutschen Strommarkt nicht berücksichtigt!
- Netzbetreiber in der Verantwortung für Engpassmanagement!
- Angewandte Methoden des Engpassmanagements in Deutschland
 - **Kostenbasierter re-dispatch von Kraftwerken**
(Inderst and Wambach, 2007; Borggreve and Nübler, 2009)
 - **Technische Maßnahmen**
(VDN Transmission Code, Appendix A)
 - Schalten von Leitungen (Netztopologieänderungen)
 - Betrieb von Kompensationseinrichtungen (z.B. Kompensationsdrosselspulen, Kondensatorbatterien, Flexible-AC-Transmission-Systems (FACTS))
- Engpassmanagementkosten sind gering, aber stark abhängig von Windenergieeinspeisung (steigende Tendenz!)

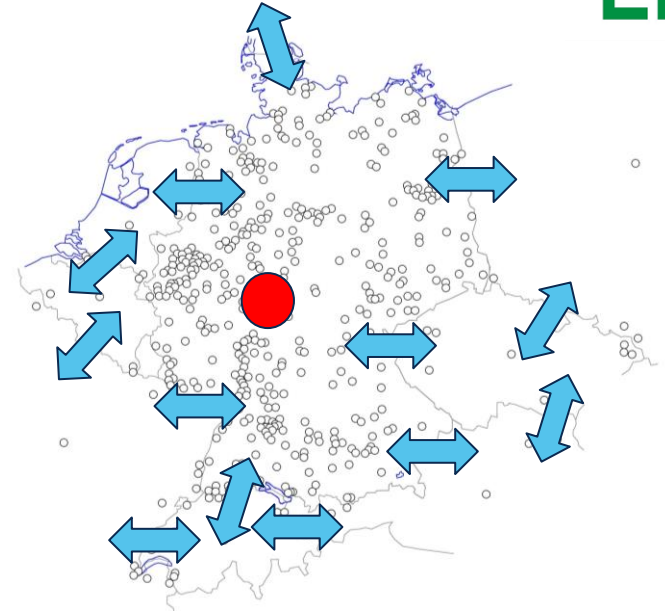


Source: Bundesnetzagentur 2012

Zweistufiger Modellansatz zur Analyse der Entwicklung der Engpassmanagementkosten **EE²**

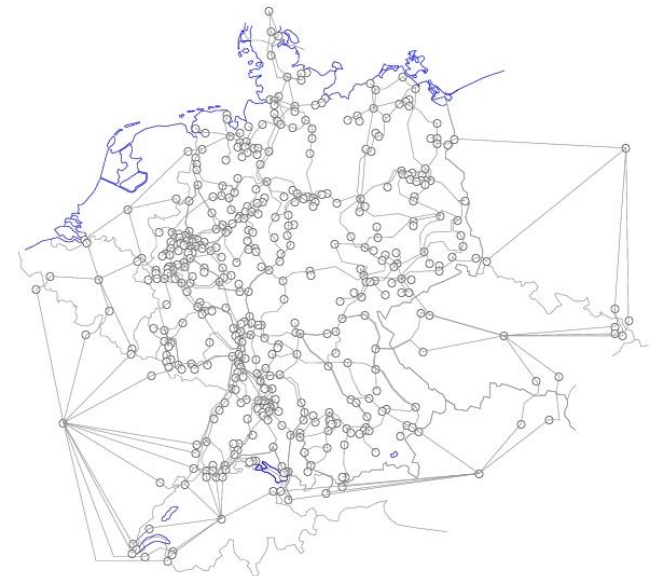
Spotmarktmodell

- Optimaler Einsatz der Kraftwerke
=> Nationale Merit-order-Kurve
- Internationale Handelsflüsse durch NTC-Kapazitäten beschränkt
- Einheitspreisverfahren



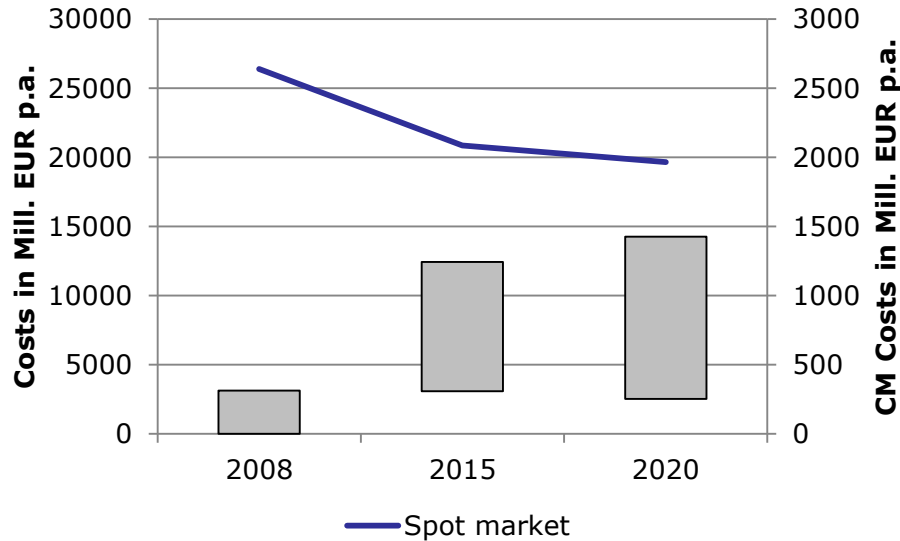
Engpassmanagementmodell

- Physikalische Netzrestriktionen berücksichtigt
=> *Direct current load flow model (DCLF)*
- Optimaler re-dispatch der KW
- Engpassmanagement im Modell
 - Re-dispatching der KW
 - National und international
 - Netztopologieoptimierung

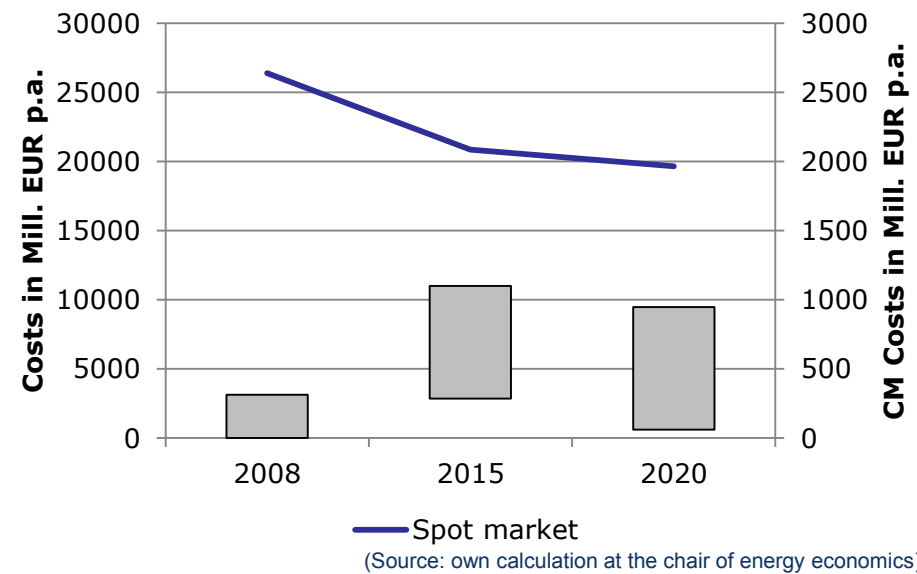


Engpassmanagementkosten steigen mit Ausbau erneuerbarer Energien an und hängen auch vom KKW-Ausstieg ab

Kein Netzausbau



Netzausbau

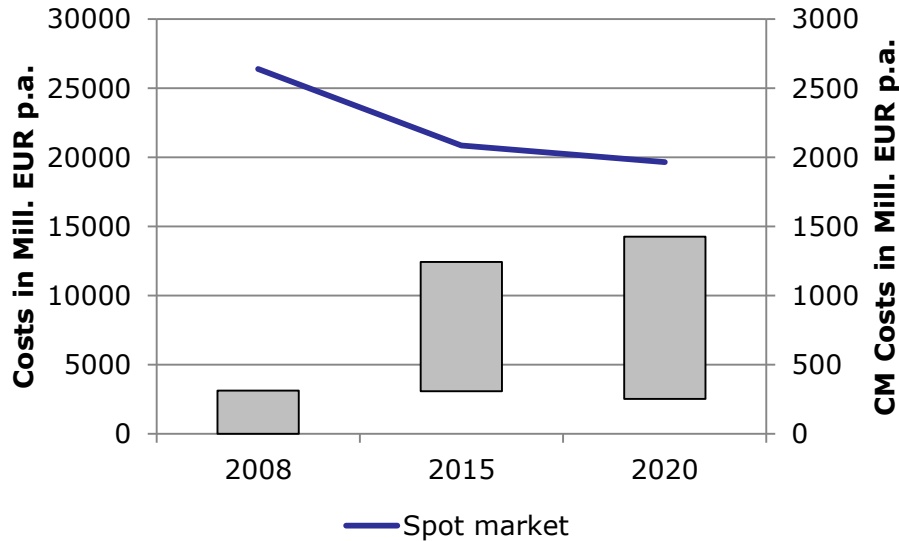


- Engpassmanagementkosten nehmen bis 2020 zu
- (Erwarteter) Netzausbau und Topologieänderungen können die Notwendigkeit des re-dispatches nicht vollständig eliminieren
- KKW-Ausstieg hat starke Auswirkungen auf die Entwicklung der Engpassmanagementkosten

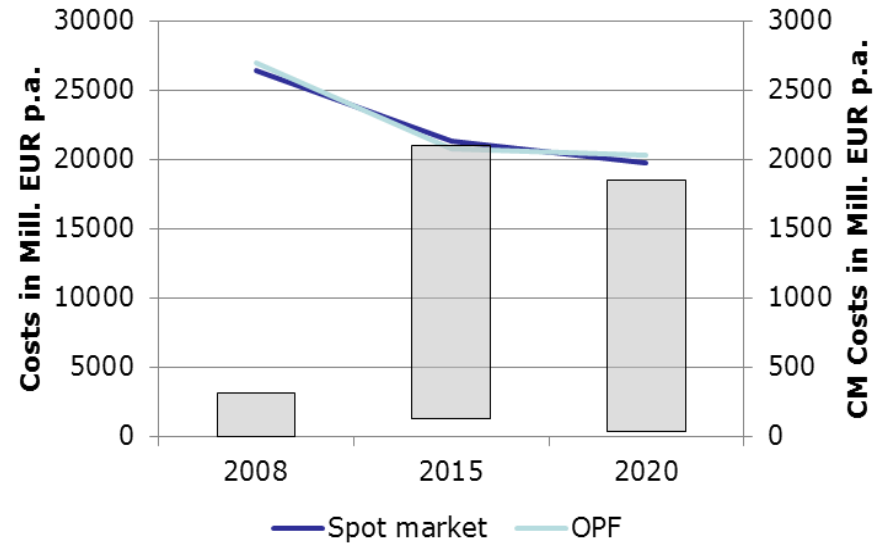
=> Hohe Priorität für nationalen Netzausbau

Engpassmanagementkosten steigen mit Ausbau erneuerbarer Energien an und hängen auch vom KKW-Ausstieg ab

Kein Netzausbau



Netzausbau und KKW-Ausstieg



(Source: own calculation at the chair of energy economics)

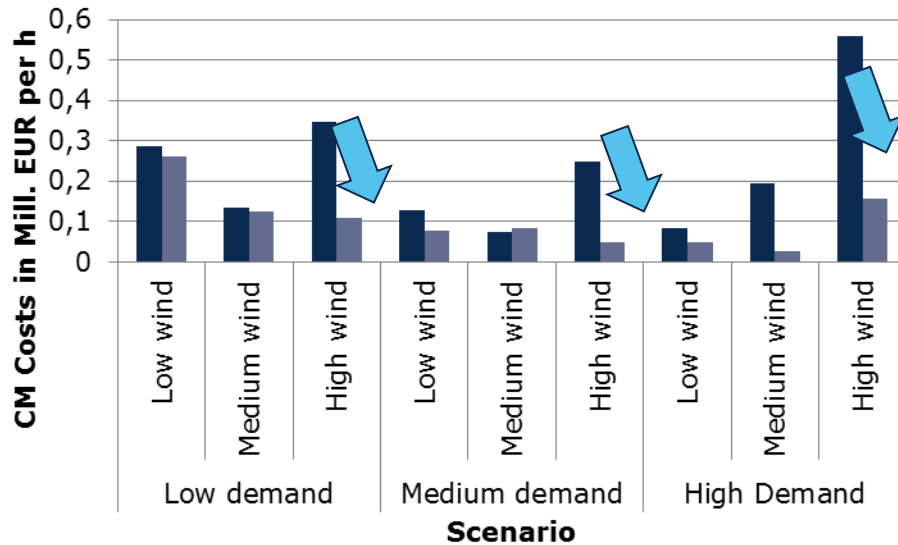
- Engpassmanagementkosten nehmen bis 2020 zu
- (Erwarteter) Netzausbau und Topologieänderungen können die Notwendigkeit des re-dispatches nicht vollständig eliminieren
- KKW-Ausstieg hat starke Auswirkungen auf die Entwicklung der Engpassmanagementkosten

=> Hohe Priorität für nationalen Netzausbau

Netzausbau kann insbesondere in Zeiten hoher Windeinspeisung Engpassmanagementkosten reduzieren (Jahr 2020)

Upper bound

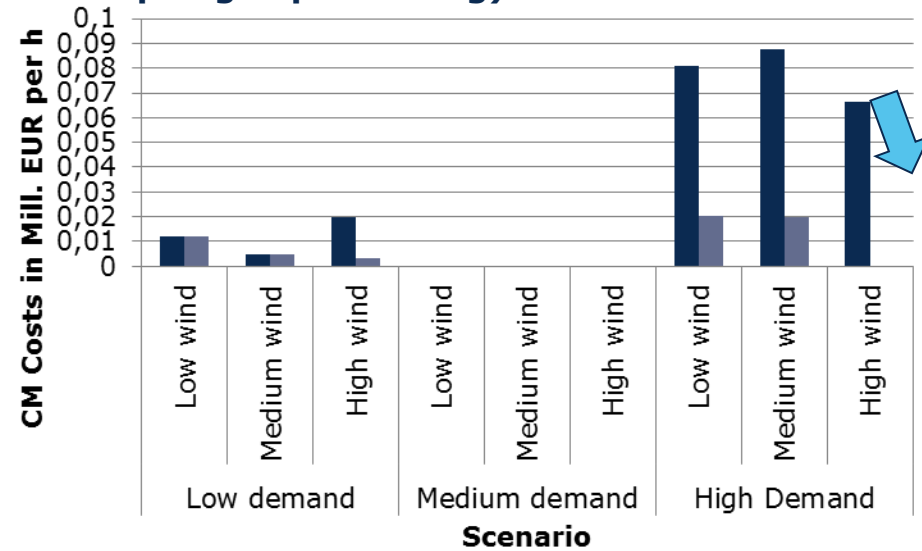
(Internationaler re-dispatch)



- CM Costs .up (No Network Extension)
- CM Costs .up (Network Extension)

Lower bound

(Internationaler re-dispatch + Topologieoptimierung)



- CM Costs .lo (No Network Extension)
- CM Costs .lo (Network Extension)

(Source: own calculation at the chair of energy economics)

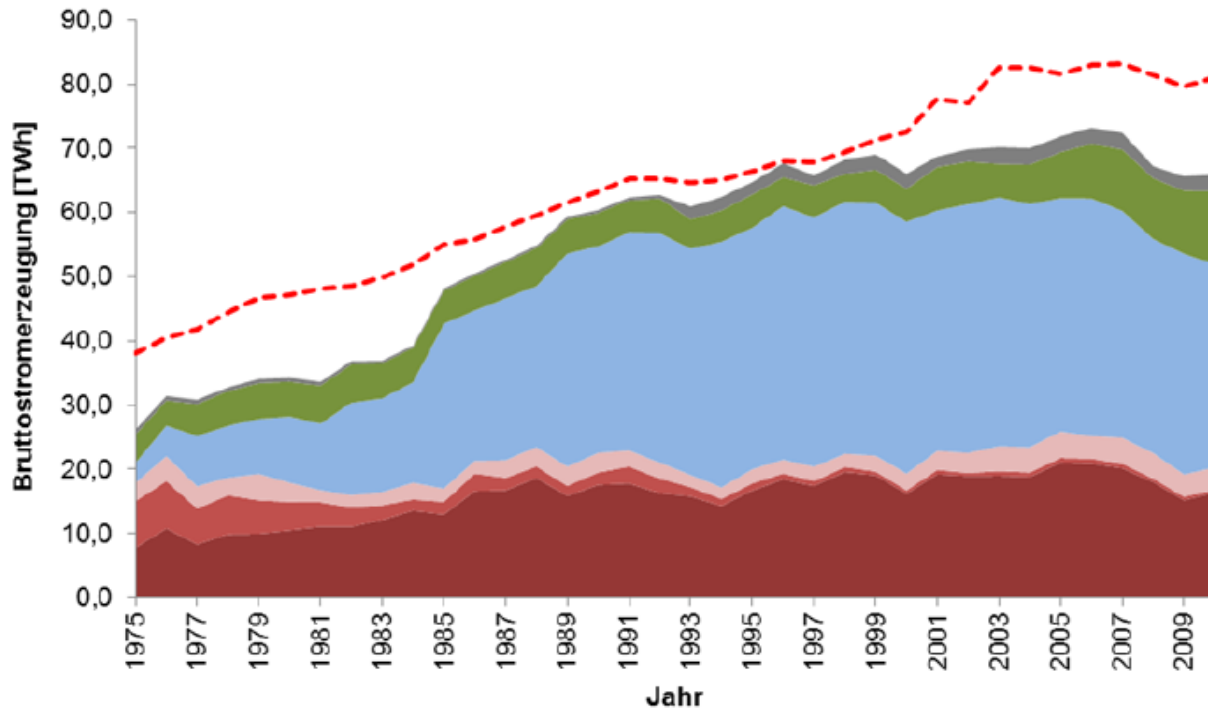
Erwarteter Netzausbau reduziert Engpassmanagementkosten insbesondere in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung!

1. Herausforderung Strompreise bzw. EEG-Umlage

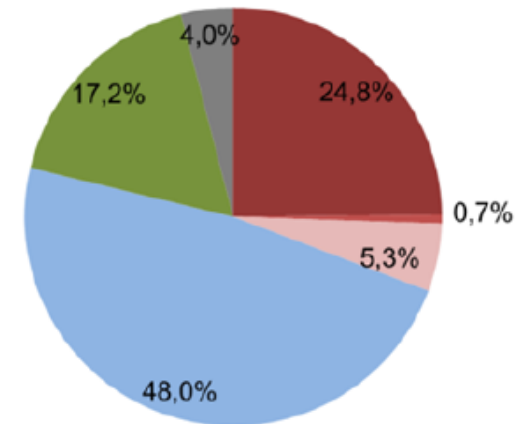
2. Herausforderung Elektrizitätssystem
 1. Europäische Perspektive
 2. Deutsche Perspektive
 3. Baden-Württembergische Perspektive

3. Zusammenfassung

Entwicklung der Stromerzeugung in Baden-Württemberg zwischen 1975 und 2010

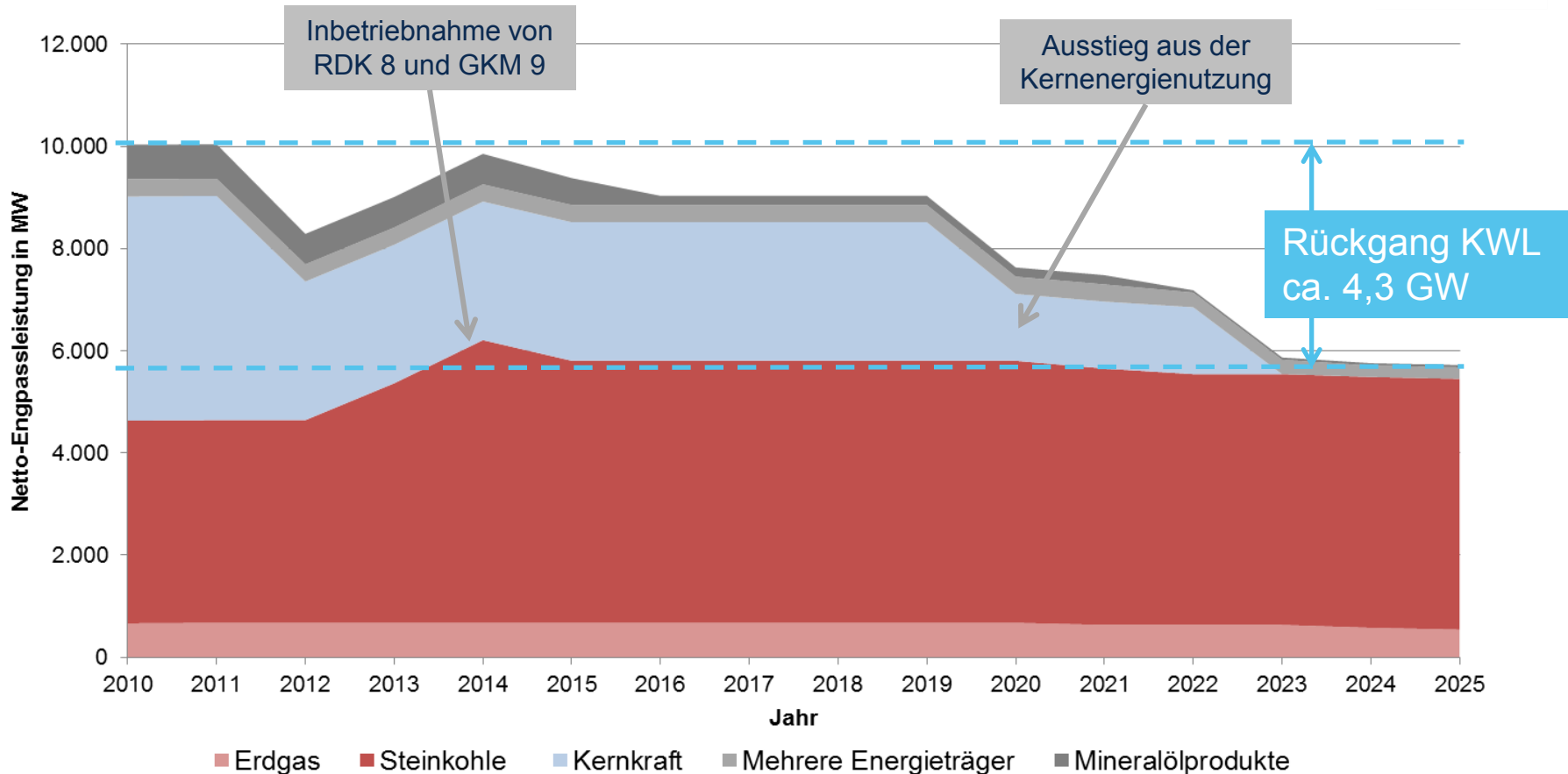


Anteile an der Stromerzeugung 2010



Rückgang der bestehenden Kraftwerksleistung in Baden-Württemberg bis 2025

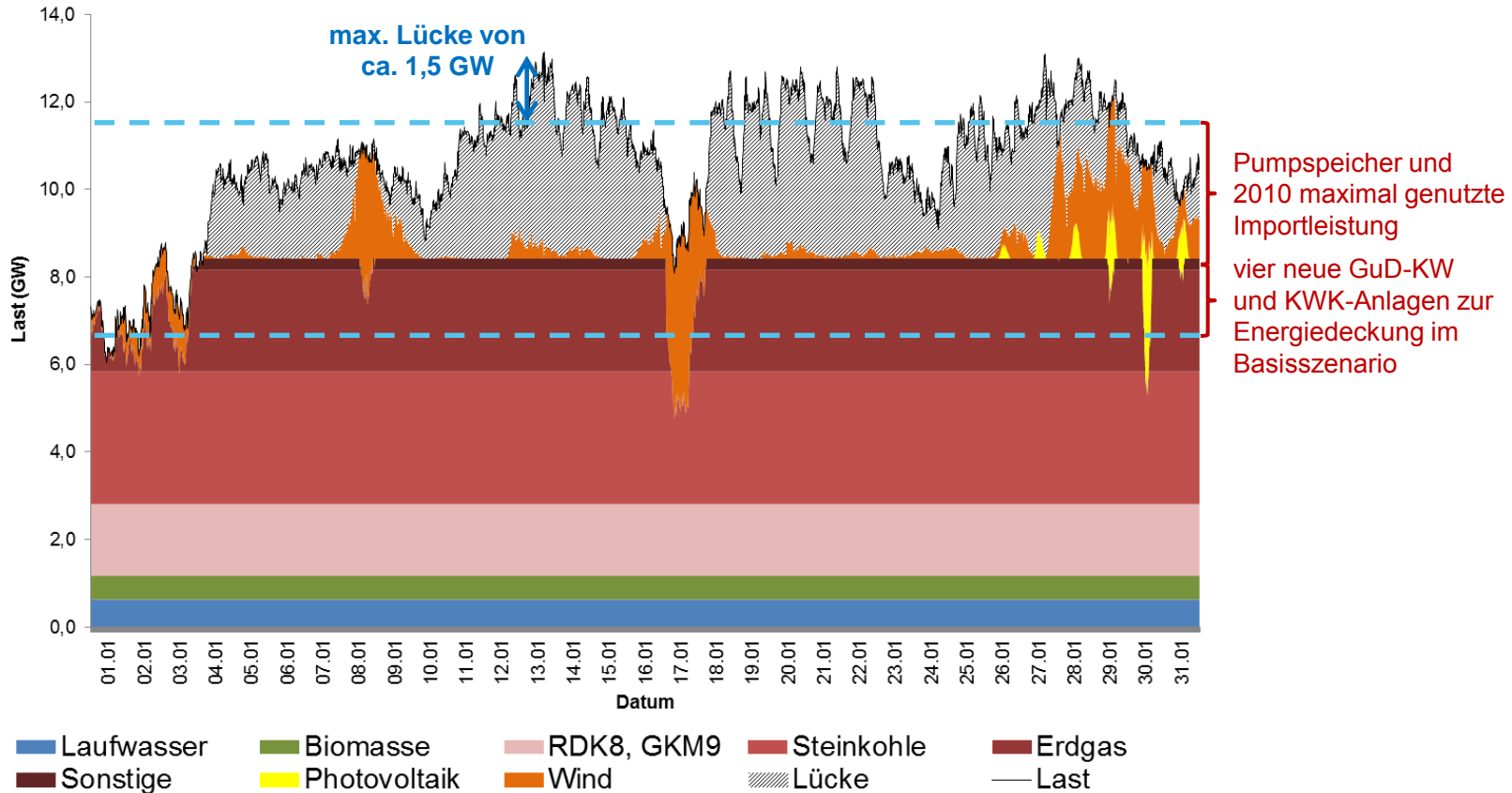
EE²



- Entwicklung des aktuellen Kraftwerksparks einschließlich aktuell geplanter und sehr wahrscheinlich realisierter Projekte (z. B. RDK 8, GKM 9)

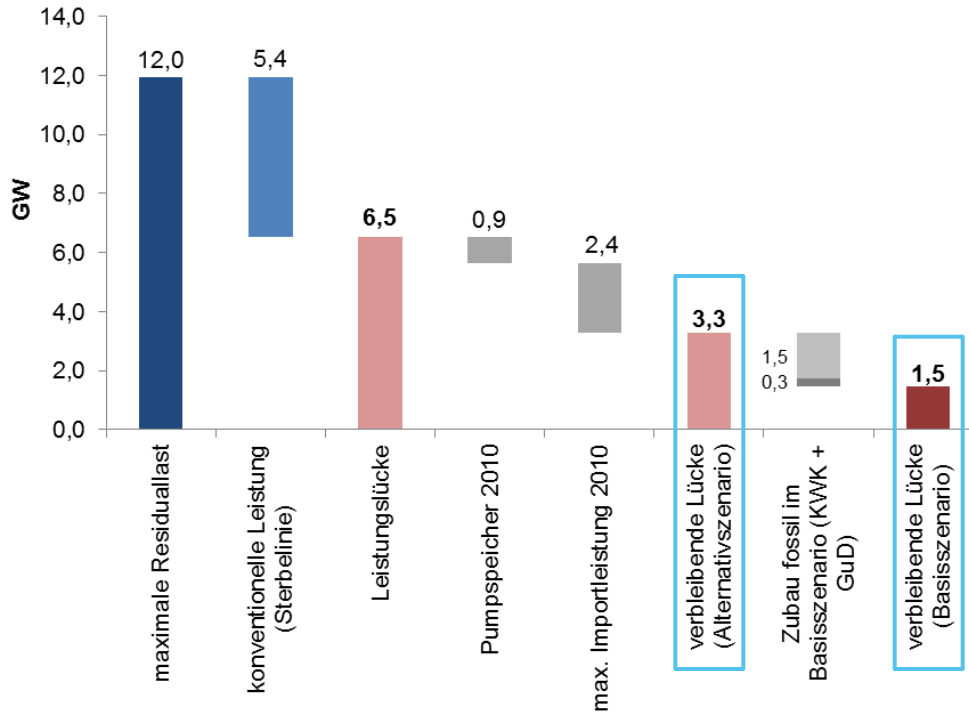
Quelle: KIT 2012 

Möglicher Lastverlauf Januar 2025



Unterstellter Ausbau nicht ausreichend zur „regionalen“ Deckung von extremen Lastsituationen

Lastdeckung in einer Extremsituation 2025



Extremsituation := maximale Last
./ minimale EE-Einspeisung

mögliche Alternativen zur Deckung der Leistungslücke im Jahr 2025 [GW]

- (1) Deckung durch Importe**
 - verbleibende Importleistung ≈ 2,6
- (2) Deckung durch neue Speicher**
 - Pumpspeicherkraftwerke (aktuell in Planung: Atdorf, Forbach, Blautal) ≈ 0,7
 - alternative Speicherlösungen (z. B. Druckluftspeicher)
- (3) Deckung durch neue Stromerzeugungsanlagen**
 - z. B. vier weitere GuD-Kraftwerke 1,6
- (4) Zusätzliche Lastreduktion**
 - kurzfristige Lastverschiebung (DSM) ≈ 0,2
 - langfristige Lastreduktion durch weitere Energieeinsparungen

Maßnahmen zur Lastdeckung in Baden-Württemberg notwendig – verschiedene Optionen zur Verfügung

1. Herausforderung Strompreise bzw. EEG-Umlage

2. Herausforderung Elektrizitätssystem
 1. Europäische Perspektive
 2. Deutsche Perspektive
 3. Baden-Württembergische Perspektive

3. Zusammenfassung

„Strompreissicherung“ (EEG-Umlage) in 2014 möglich!

Herausforderungen Elektrizitätssystem und Einspeisevorrang

⇒ *Mittelfristig: Grundlegende Reform des EEGs notwendig!*

- Marktintegration und stärkere Systemverantwortung für EE
- Abstimmung Ausbau Netze mit Ausbau EE!
- Netzausbau sowohl international als auch national von hoher Bedeutung

Ausblick:

- Elektrizitätswende ≠ Energiewende!
- Herausforderungen der Elektrizitätswende fordern Know-How und „intelligentere“ Energiebereitstellung!



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Zum Nachlesen finden Sie Teile dieses Vortrages in dem Überblicksartikel
Dominik Möst, Theresa Müller, Daniel Schubert: **Herausforderungen und
Entwicklungen in der deutschen Energiewirtschaft**, WP-EM-52
unter www.ee2.biz -> Forschung -> Electricity Markets.

