

Herzlich willkommen zum Abschlussworkshop des Forschungsprojekts AVerS!

Projektpartner:



Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung**
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

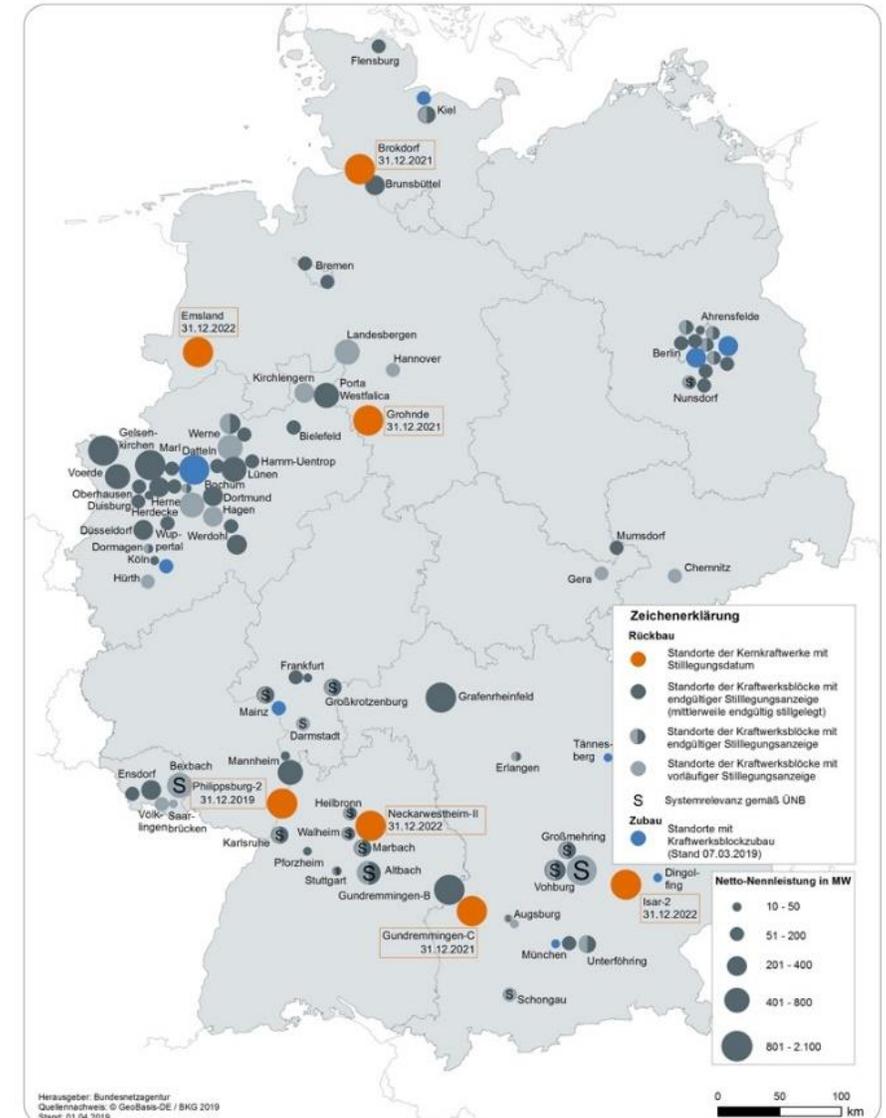
- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

1. Veränderungen im Kraftwerkspark

- Umfangreiche **Stilllegungen von gesicherter Kraftwerksleistung** durch:
 - beschlossenen Kernkraftausstieg
 - unrentable Kraftwerke
 - abzusehenden Kohleausstieg

- Hoher Stilllegungsanteil in Süddeutschland



Quelle: BNetzA (2019) Kraftwerksstilllegungsanzeigen

Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

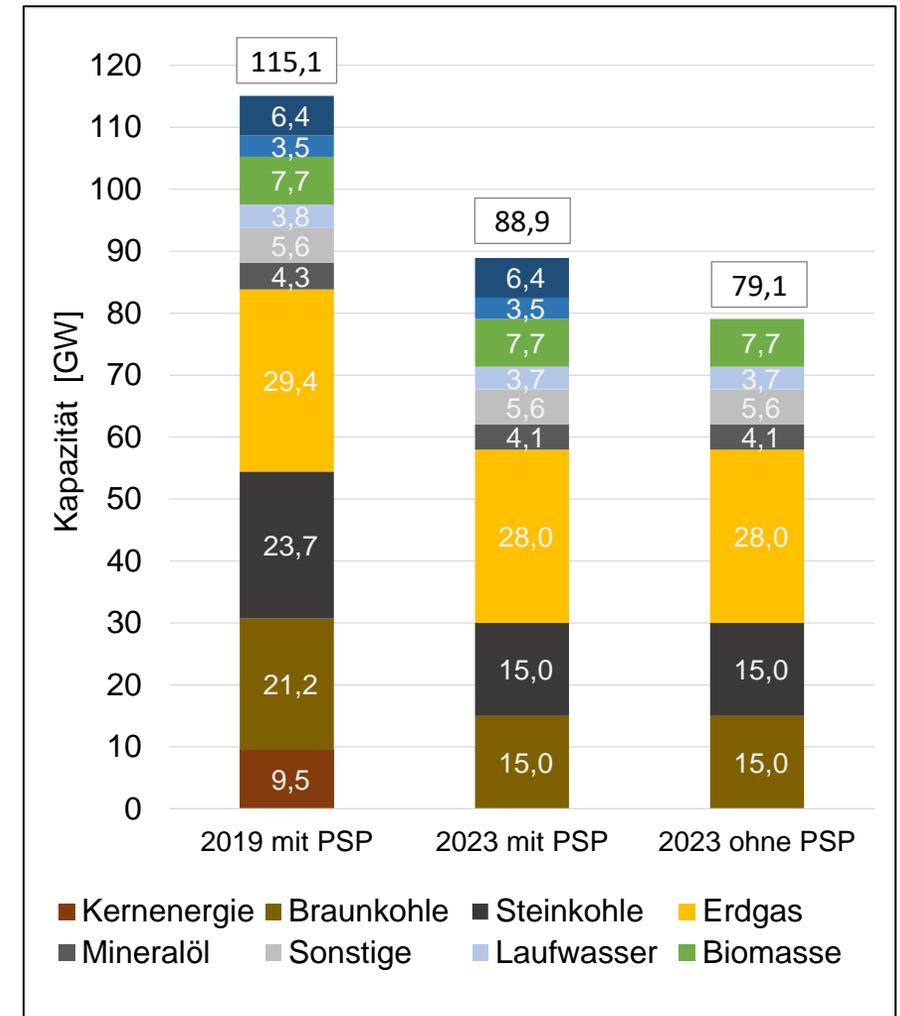
1. Veränderungen im Kraftwerkspark

Agenda:

- 1 **Projekt AVerS**
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der gesicherten Kraftwerksleistung in Deutschland:

- Stilllegungen von ca. 26 GW bis 2023
- Auf Grund des Kohleausstiegs werden weitere 30 GW bis 2038 reduziert werden



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA (2019)

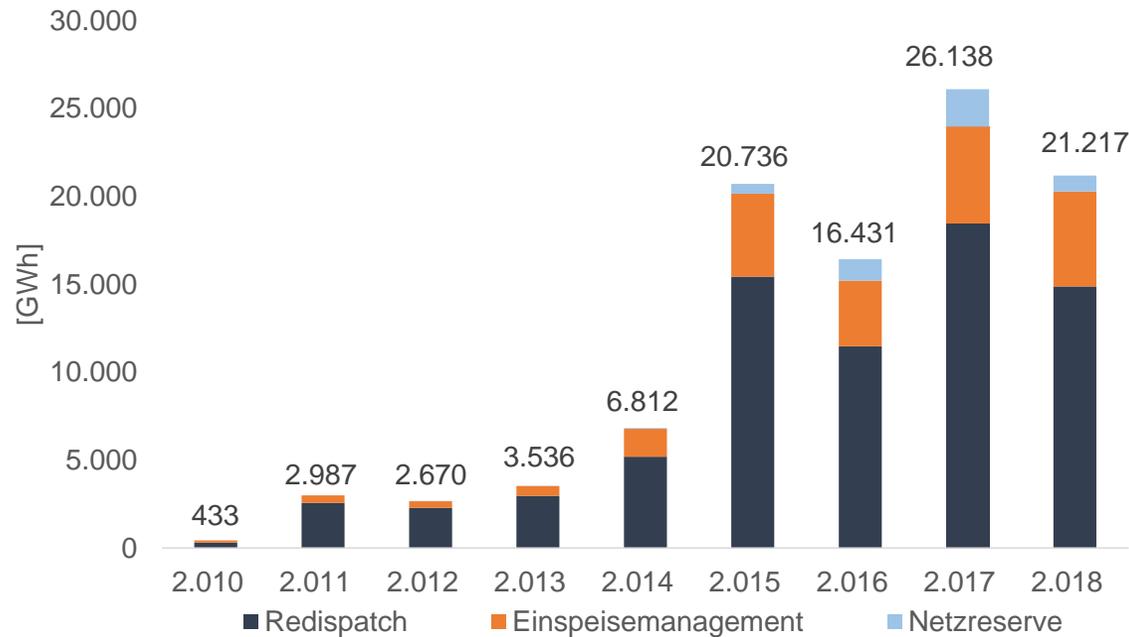
Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

2. Netzengpässe

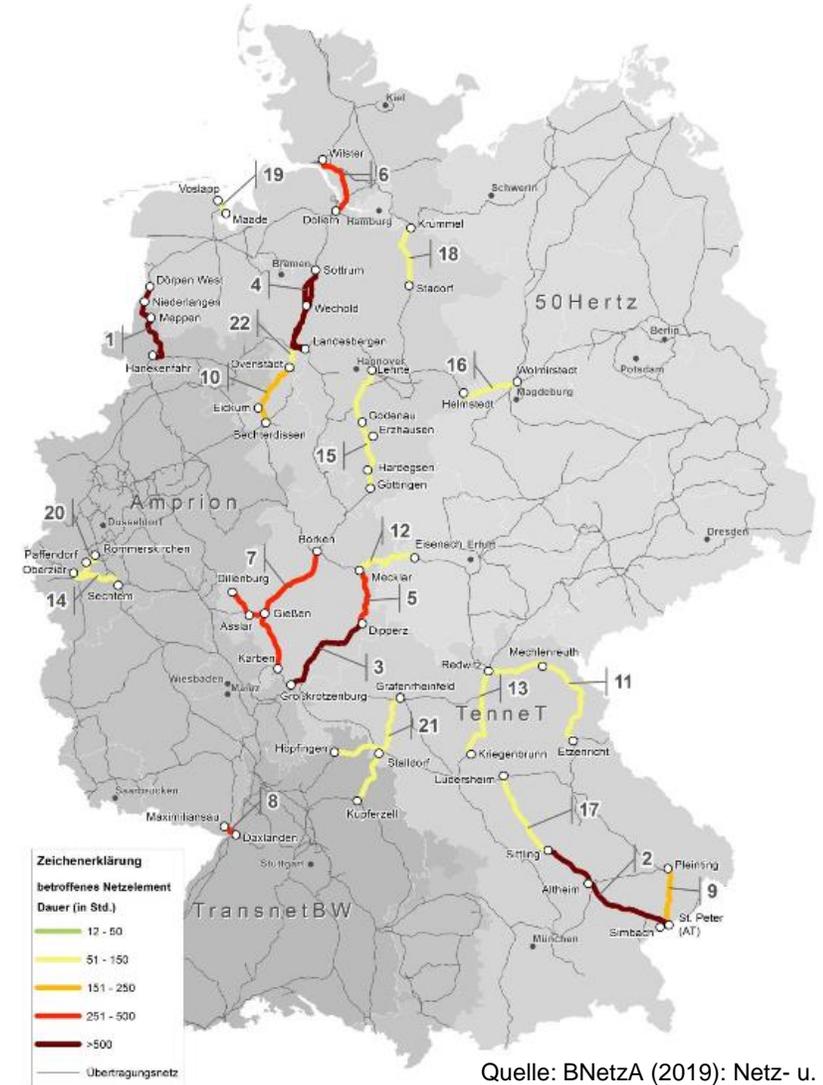
Agenda:

- 1 **Projekt AVeRS**
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Windkraft-Zubau in Norddeutschland führt zu:
 - Zunehmenden Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz
 - Steigenden Abregelungs-, Netzreserveeinsatz- und Redispatchvolumina und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA, Monitoringberichte



Quelle: BNetzA (2019): Netz- u. Systemsicherheitsmaßnahmen 2018

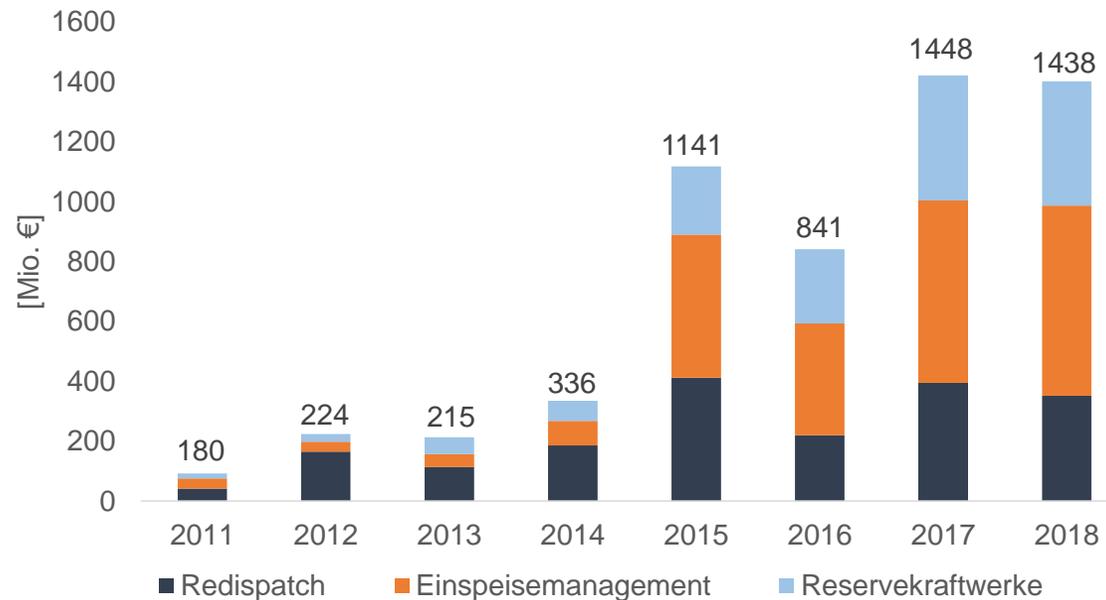
Entwicklungstreiber der Versorgungssicherheit

2. Netzengpässe

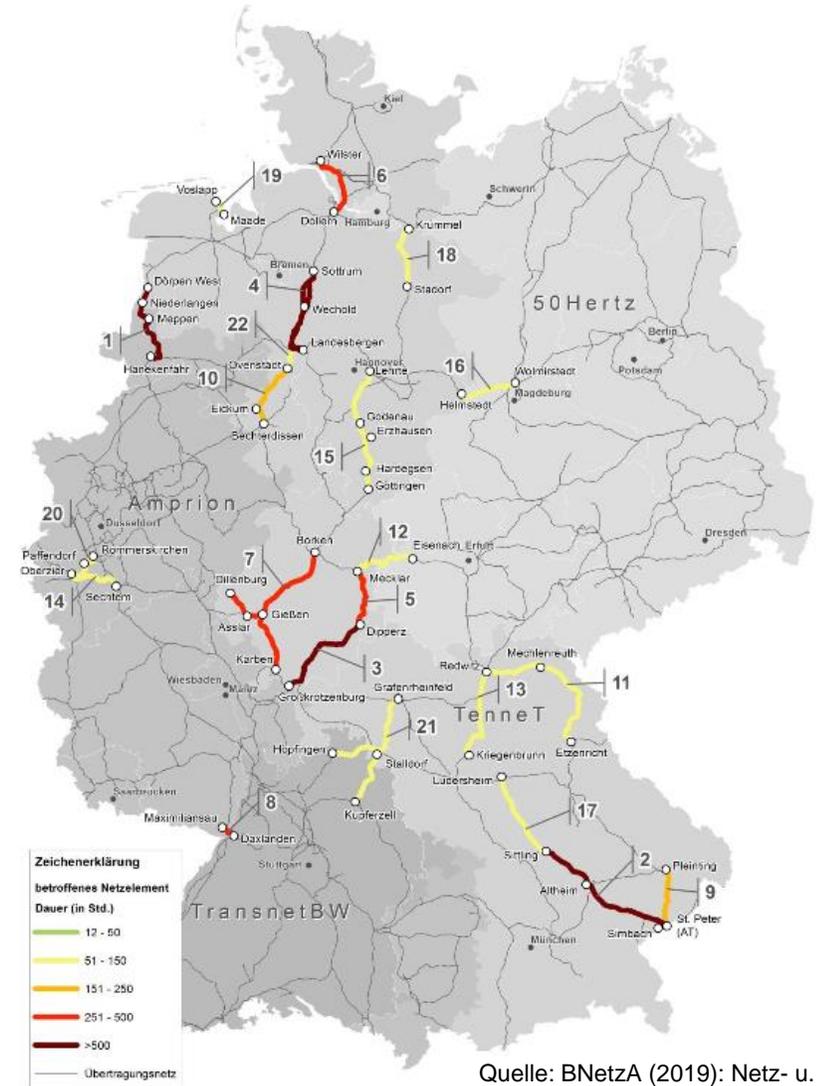
Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Windkraft-Zubau in Norddeutschland führt zu:
 - Zunehmenden Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz
 - Steigenden Abregelungs-, Netzreserveeinsatz- und Redispatchvolumina und -kosten



Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA, Monitoringberichte



Quelle: BNetzA (2019): Netz- u. Systemsicherheitsmaßnahmen 2018

Instrumente zum Erhalt der Versorgungssicherheit Ergänzungen zum Netzausbau nötig?

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- NEP berücksichtigt Nord-Süd-Engpässe
- 8GW HGÜ-Korridore bis 2025 geplant
- **ABER:** Netzausbau kann sich verzögern

Sind ergänzende Maßnahmen mit lokaler Steuerung zum Netzausbau nötig?

- **Market Splitting in Deutschland**
- **Kapazitätsmechanismus**
- **Demand-Side-Management**

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber, NEP 2030 2. Entwurf



Agenda:

1 Projekt AVerS

2 Methodik

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Projektvorstellung: Forschungsfrage

Analyse der Versorgungssicherheit in Süddeutschland unter Berücksichtigung der europaweiten Kopplung der Strommärkte

- Auswirkungen **verschiedener Marktdesignoptionen in Deutschland und den europäischen Nachbarländern** auf die Versorgungssicherheit in Deutschland, insbesondere Süddeutschland,
- Auswirkungen der **europäischen Marktkopplungsmechanismen** auf die Versorgungssicherheit in Deutschland im Allgemeinen und Süddeutschland im Besonderen und
- Beitrag der **Nachfrageflexibilisierung** zur Versorgungssicherheit.

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik**
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

1 Projekt AVeS

- 2 **Methodik**
- FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

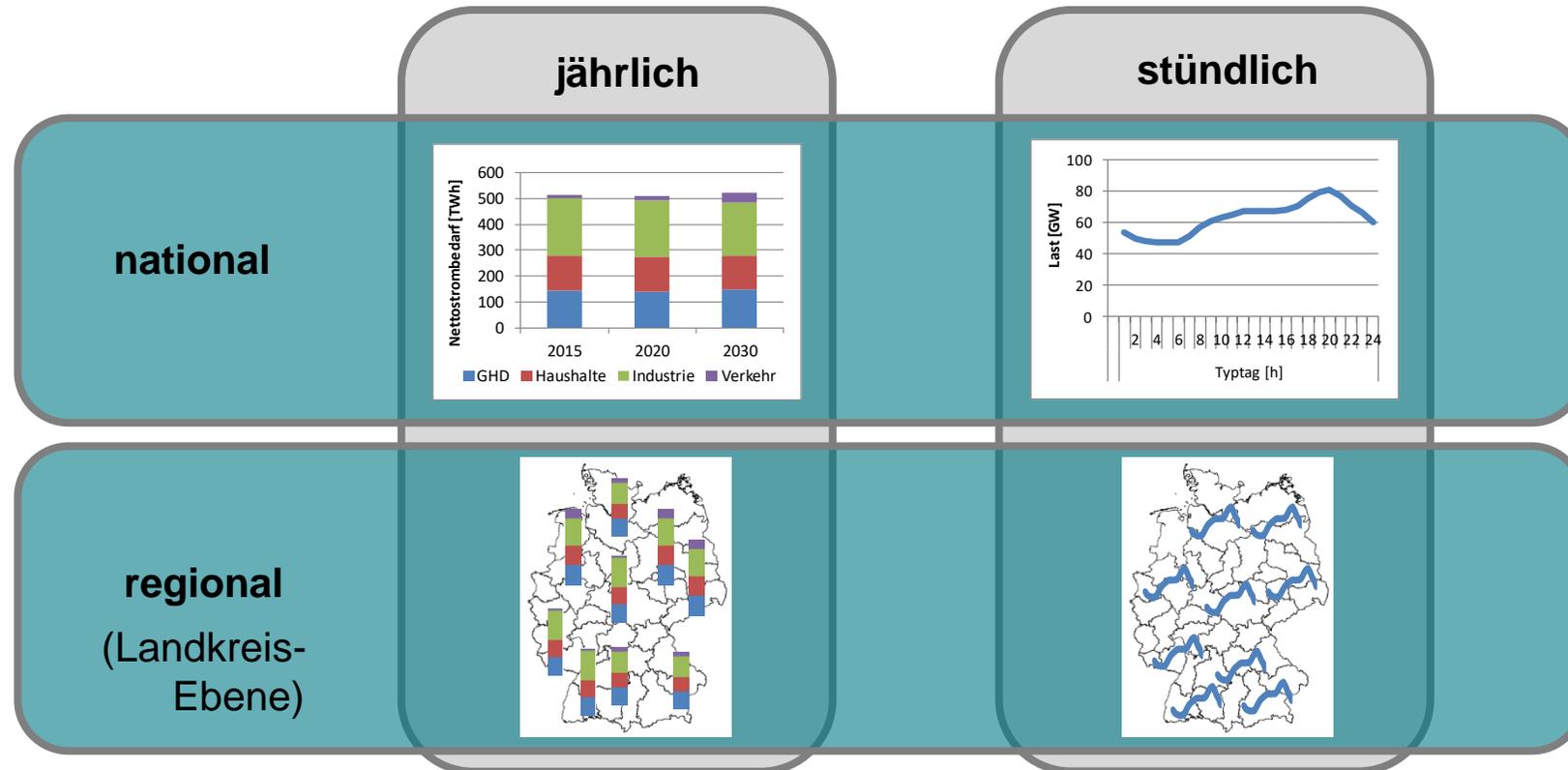
5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Entwicklung der langfristigen Stromnachfrage

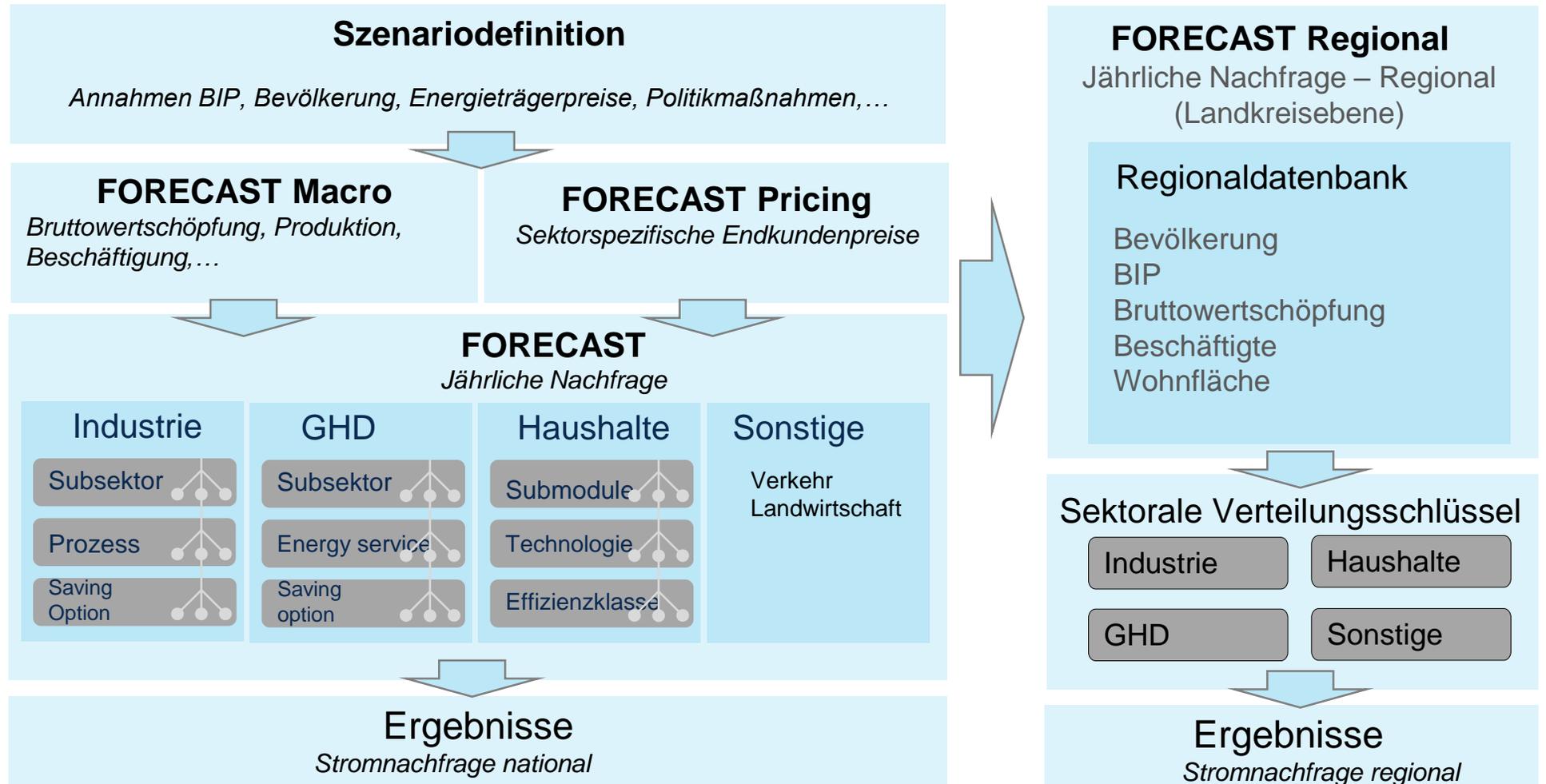
Dimensionen der Modellierung: Modellverbund FORECAST und eLOAD



Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

FORECAST: Projektion der Jahresstromnachfrage



Agenda:

1 Projekt AVeS

- 2 **Methodik**
- FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

eLOAD - Lastkurvenprojektion

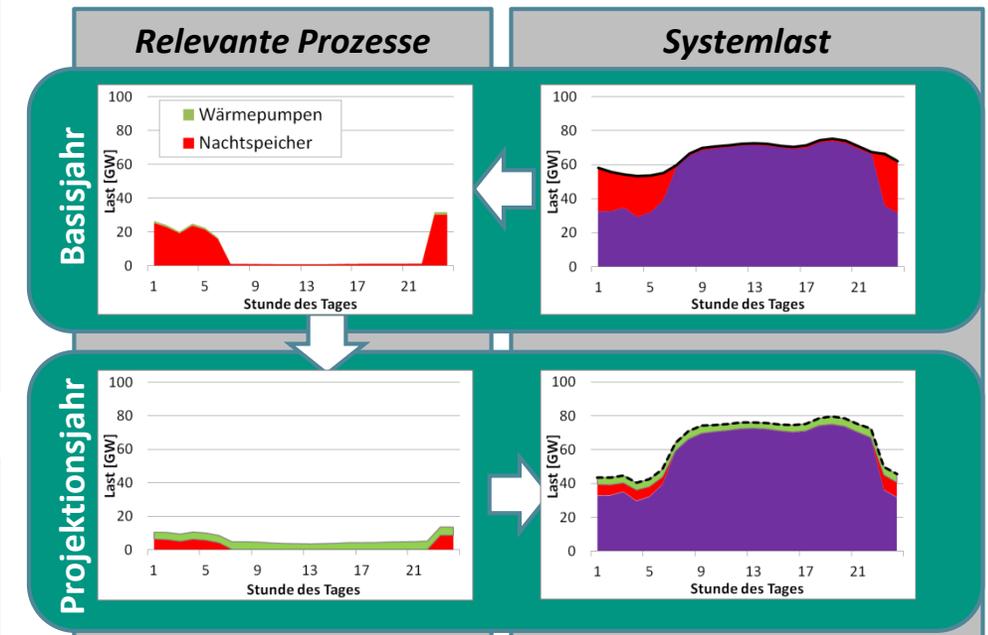
Methodik

Partielle Dekomposition der historischen Systemlast

- Simulation der Zusammensetzung der Systemlast und deren langfristige Entwicklung
- Berücksichtigung von prozessspezifischen Änderungen
- Statisches Verhalten wird angenommen

Ergebnisse

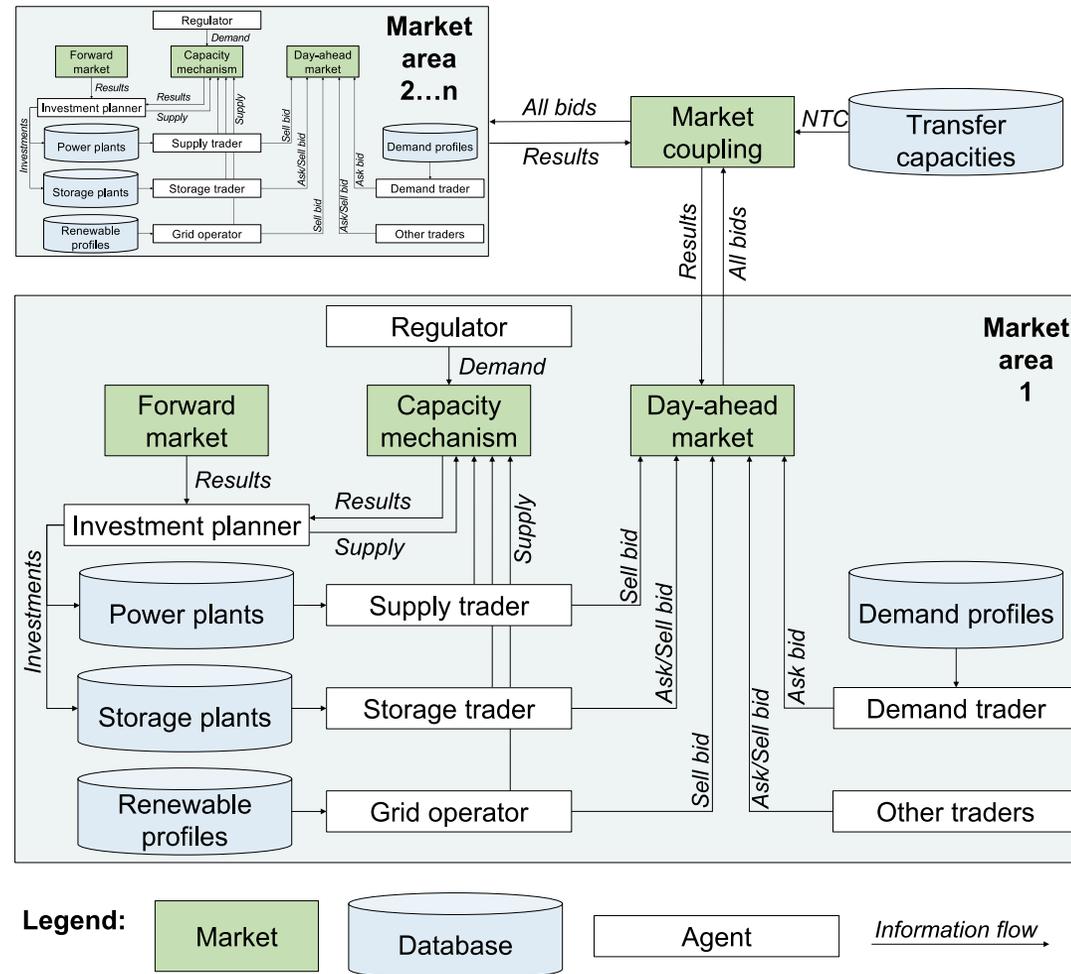
- Stündlich aufgelöste Systemlast im Zieljahr vor Einsatz von Lastmanagement
- Langfristige Entwicklung der Systemlastkurve zur Identifikation struktureller Veränderungen



Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - **PowerACE**
 - ELMOD
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Strommarktsimulationsmodell PowerACE



Eigenschaften

- Zeithorizont: 2015–2050 jährlich mit Auflösung von 8760 h/a
- Day-Ahead Marktsimulation: Kopplung der nationalen Märkte
- Investitionsentscheidungen: iterative Bestimmung eines Nash-Gleichgewichts

Eingangsdaten

- Kraftwerksflotten des Basisjahrs
- Brennstoffpreise und CO₂ Preise
- Stündliche Stromnachfrage und Einspeisung Erneuerbarer
- Handelskapazitäten (NTCs)

Modellergebnisse

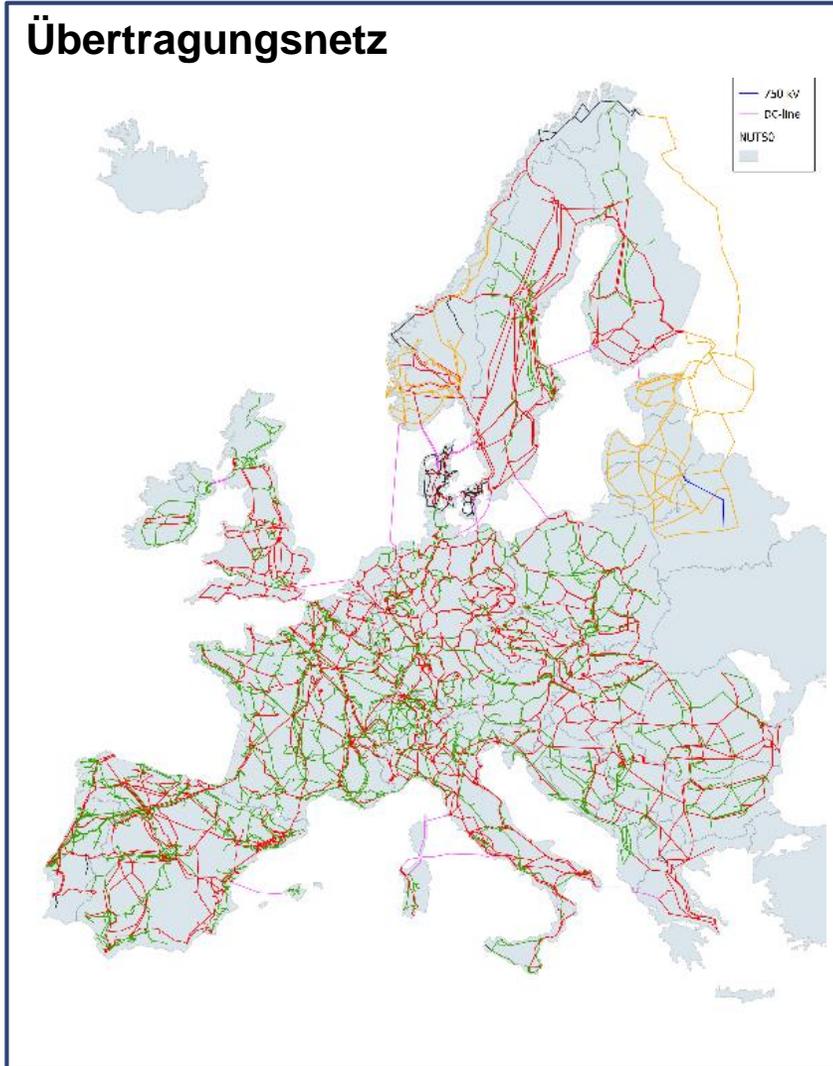
- Stündliche Day-Ahead Marktpreise
- Stündlicher Kraftwerks- und Speichereinsatz
- Investitionsentscheidungen in Kraftwerke und Speicher

ELMOD Analysen basieren auf dem europäischen Übertragungsnetz

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - **ELMOD**
 - Modellkopplung
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

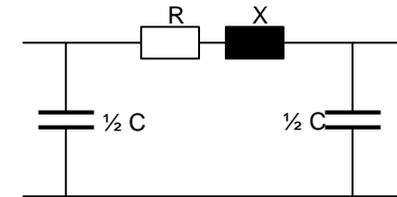
Übertragungsnetz



Eigenschaften Übertragungsleitungen

Spannungslevel:

- 150kV
- 220 kV
- 300 kV
- 380 kV
- 750 kV
- HVDC



- Thermische Kapazität
- Anzahl von Stromkreisen
- Elektrische Merkmale: Widerstand, Reaktanz, shunt conductance

Datenbasis

- 5.210 AC Übertragungsleitungen
- 25 HGÜ-Leitungen
- 228.000 km Übertragungsleitungslänge
- 284.000 km Länge der Stromkreise

ELMOD basiert auf der Nodalpreis-Logik Kostenminimaler Redispatch kann implementiert werden

Agenda:

1 Projekt AVeS

2 **Methodik**

- FORECAST und eLOAD
- PowerACE
- **ELMOD**
- Modellkopplung
- Szenarioüberblick

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

DC Modell-Schema

Input

Knoten

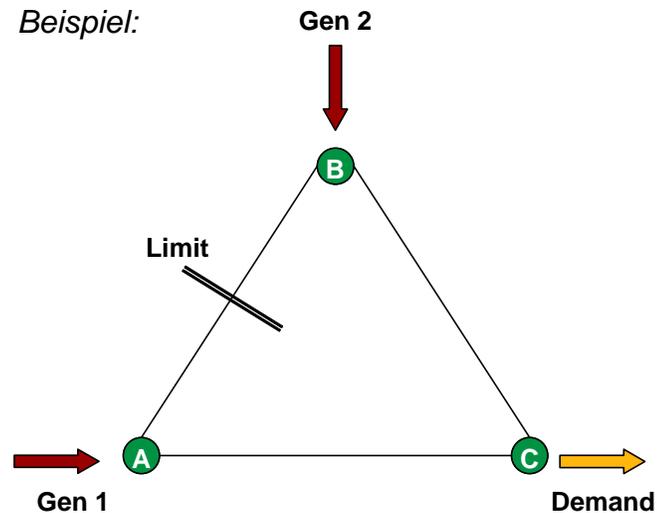
- Erzeugungskapazitäten
- EE-Einspeisung
- Erzeugungskosten
- Nachfrage
- **Kraftwerks-Dispatch**

Leitungen

- Stromnetz-Graph (Inzidenz-Matrix)
- Thermische Kapazitäten
- Impedanz

ELMOD

Optimierung



MIN Erzeug.- / Engpasskosten, u.d. NB
 Nachfrage + Injection = Erzeugung
 Erzeugung ≤ inst. Kapazität
 | Lastfluss | ≤ therm. Kapazität

Output

Knoten

- Kraftwerkseinsatz
- **Kraftwerks-Redispatch**
- Abregelung EE (EinsMan)
- Nodalpreise

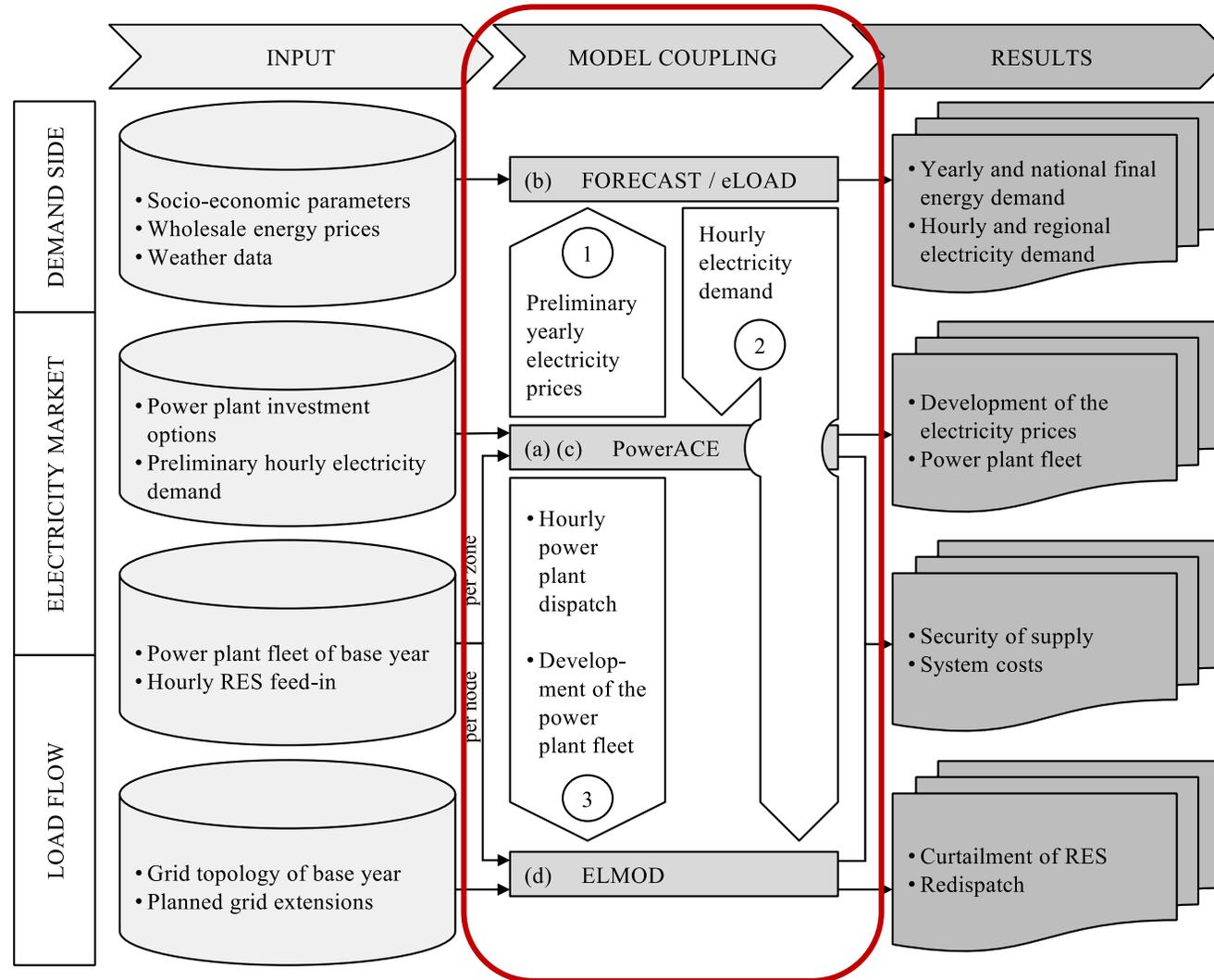
Leitungen

- Lastflüsse
- Engpassleitungen, -häufigkeiten, -volumen etc.

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 **Methodik**
 - FORECAST und eLOAD
 - PowerACE
 - ELMOD
 - **Modellkopplung**
 - Szenarioüberblick
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Kopplungsschema der Einzelmodelle



Agenda:

1 Projekt AVeS

2 **Methodik**

- FORECAST und eLOAD
- PowerACE
- ELMOD
- Modellkopplung
- **Szenarioüberblick**

3 Szenario REF

4 Szenario SPLIT

5 Szenario CRM

6 Szenario DSM

7 Fazit

Vergleich der betrachteten Szenarien

Szenario	Gebotszonen	Marktdesign	Nachfrageflexibilität	Zuordnung der Neubauten
<i>REF</i>	National	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten
<i>SPLIT</i>	National, Aufteilung Deutschlands in zwei Zonen	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten
<i>CRM</i>	National	Kapazitätsmechanismus in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Unflexible Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten, zusätzlich vereinfachte Berücksichtigung von Netzengpässen
<i>DSM</i>	National	EOM in Deutschland, Status quo in den Nachbarländern	Steigende Anteile flexibler Nachfrage in allen modellierten Ländern	Innerhalb der Zonen nach Stilllegungsorten

- ➔ Das Szenario *REF* dient als Worst-Case Betrachtung aus Sicht der Versorgungssicherheit
- ➔ In den Szenarien *SPLIT*, *CRM* und *DSM* werden verschiedene Instrumente zur Erhöhung der Versorgungssicherheit isoliert hinsichtlich ihrer Effektivität gegenüber *REF* analysiert

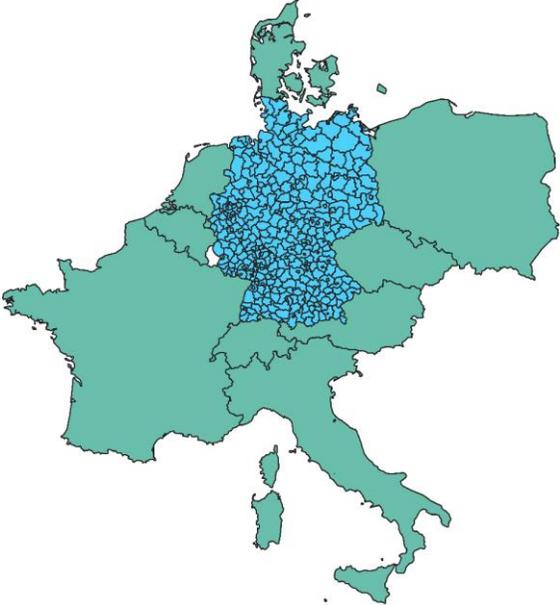
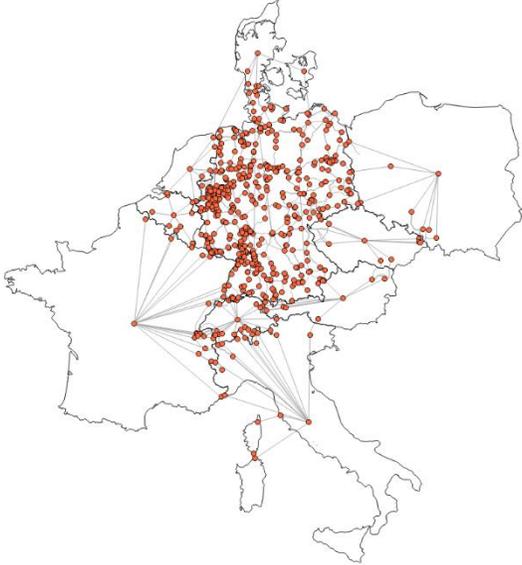
Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)**
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

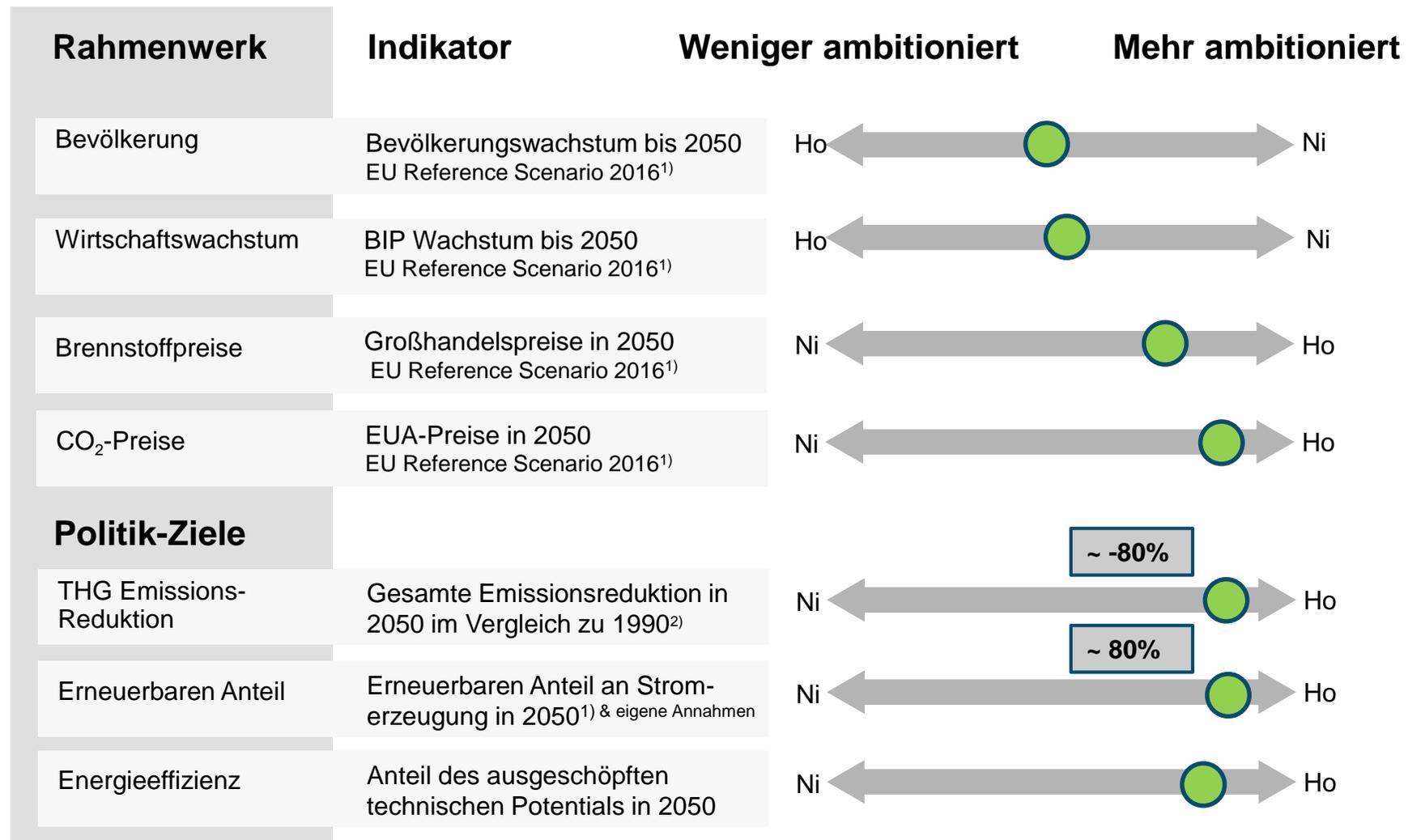
Geografische Auflösung der Modelle

FORECAST / eLOAD	PowerACE	ELMOD
 <ul style="list-style-type: none"> • DE mit landkreisscharfer Auflösung der Stromnachfrage (NUTS-3) • Nachbarländer und IT in nationaler Auflösung (NUTS-0) 	 <ul style="list-style-type: none"> • Nationale Auflösung (NUTS-0) • Blockscharfe Kraftwerke • Länderspezifische Markt-designs 	 <ul style="list-style-type: none"> • DE knotenscharf • Nachbarländer und IT mit konsolidierten Knoten • Interkonnektoren zu DE einzeln abgebildet (ohne SE, NO)

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Szenariorahmenwerk



1) EU Reference Scenario 2016 (Capros et al. 2016) 2) EC Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 (COM 2011/0112), WEO 2016: OECD/IEA 2016

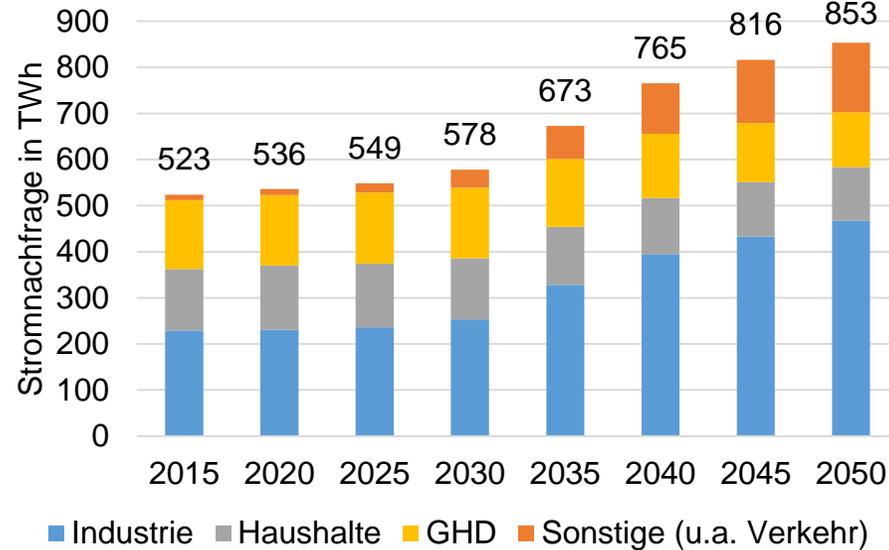
Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage

- sektorale Entwicklung 2015 bis 2050 in Deutschland

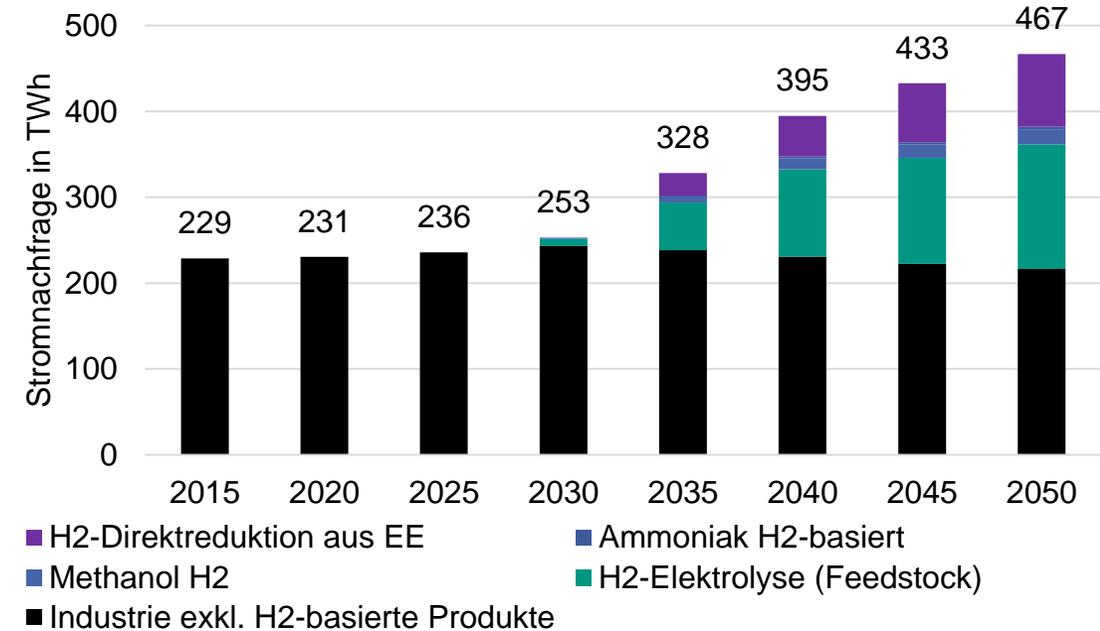
Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Gesamtstromnachfrage Deutschland



Stromnachfrage Industrie Deutschland



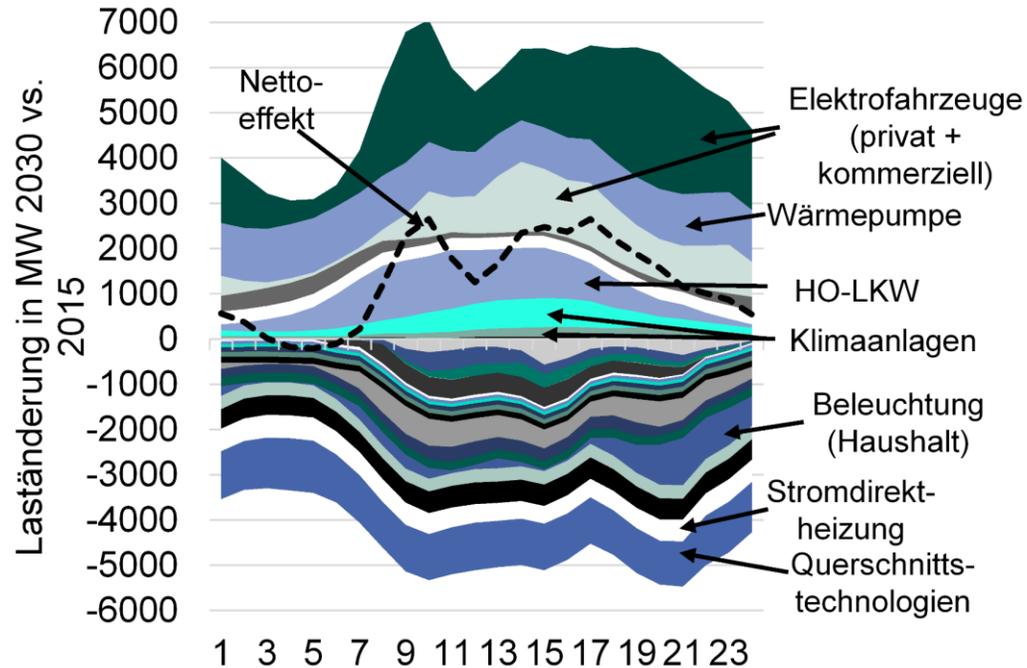
- Rückgang der Nachfrage in den „klassischen“ Sektoren bedingt durch Effizienzgewinne
- Diffusion neuer Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) führt insgesamt zu einer starken Erhöhung der Jahresnachfrage
- Ab 2030 Brennstoffwechsel in der Industrie (hin zu strom- oder wasserstoffbasierten Prozessen) & neue Produktionsverfahren: Starker Anstieg der Stromnachfrage im Industriesektor

Entwicklung der stündlichen Stromnachfrage - Systemlastentwicklung in Deutschland

Agenda:

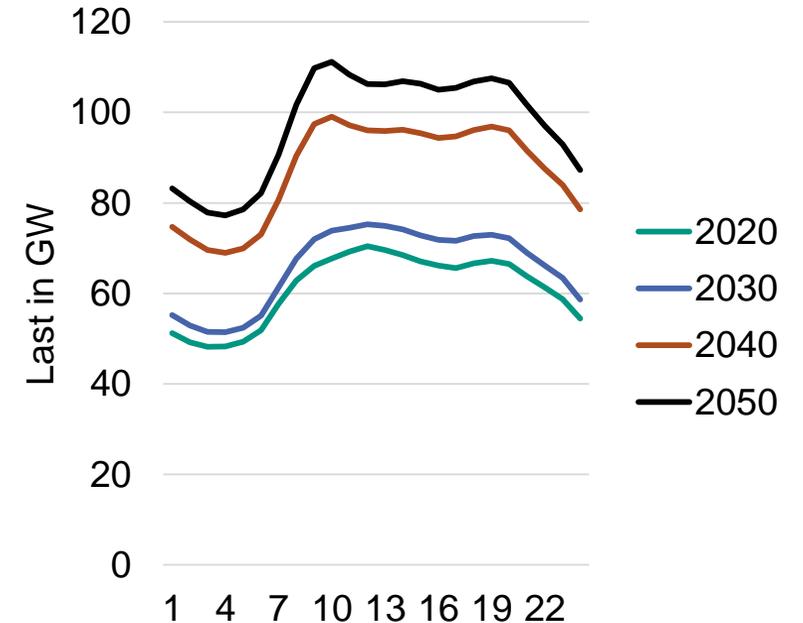
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Vergleich ausgewählter Prozesse und Anwendungen im Tagesverlauf - 2030 vs. 2015



- Strukturelle Veränderungen geprägt durch HO-LKW, private Elektroautos und Effizienzgewinne in der Beleuchtung
- Zunehmend Absinken der Systemlast in den Nachtstunden.
- Nachfrageerhöhung bedingt durch Sektorkopplungstechnologien und neue Produktionsverfahren in der Industrie (H₂- und strombasiert) (Wasserstoffherzeugung): Erhöhung der Spitzenlast auf > 130 GW

Entwicklung der mittleren Systemlast in Deutschland im Tagesverlauf

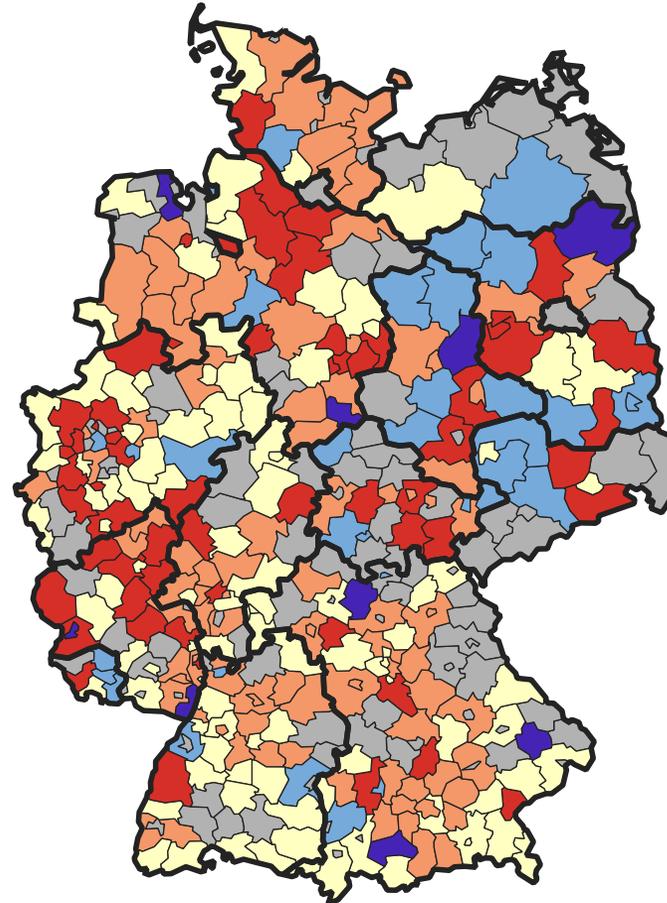


Entwicklung der regionalen Stromnachfrage

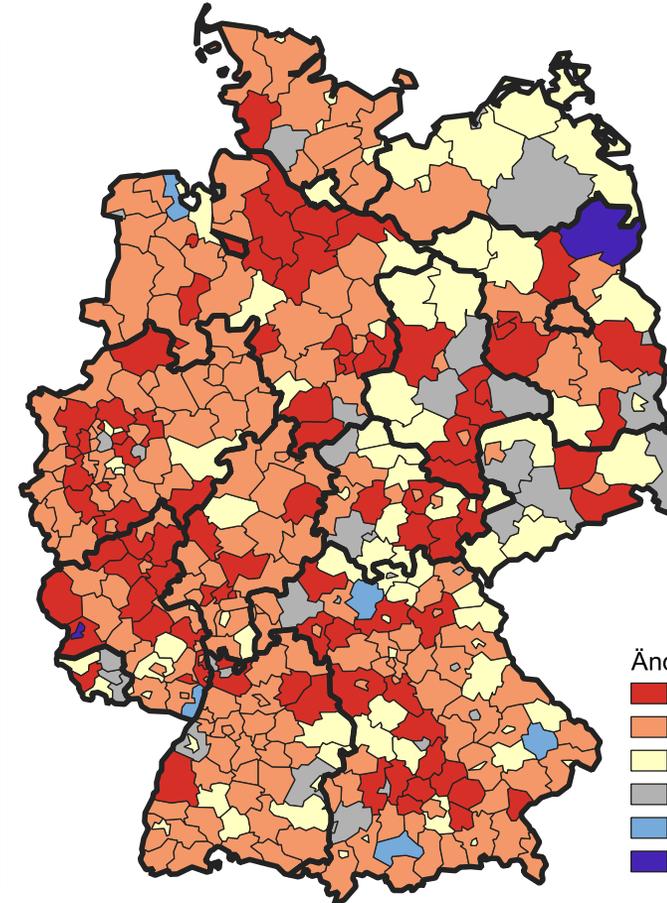
- Veränderung in den Landkreisen: 2015 vs. 2050

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit



Jahresstromnachfrage



Maximale Systemlast

Änderung in Prozent

- > 50 %
- 20% - 50%
- 10% - 20%
- 0% - 10%
- -10% - 0%
- < -10%

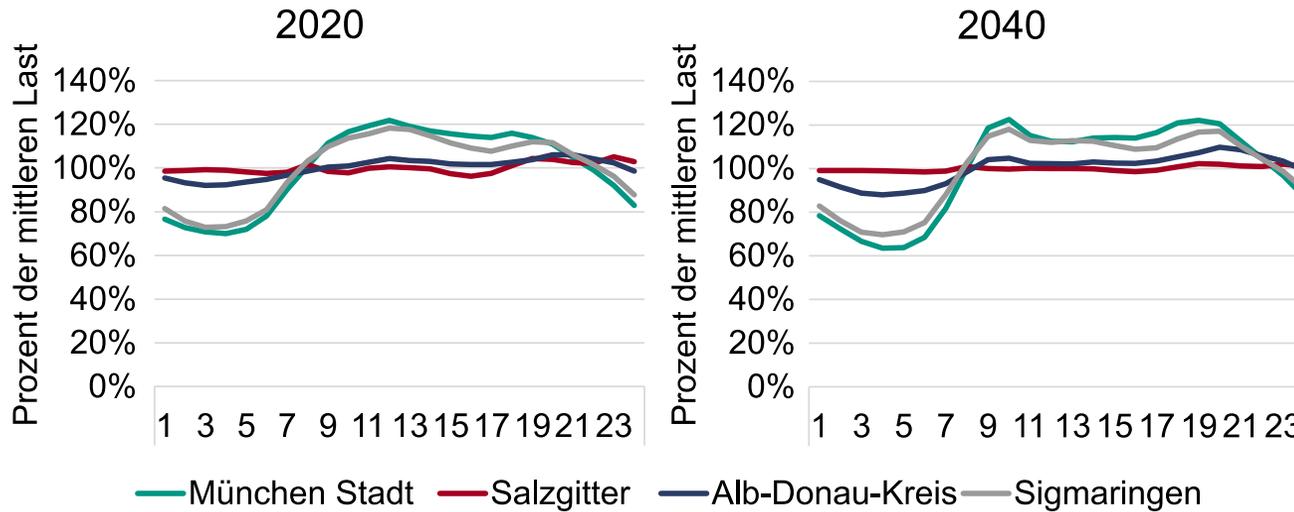
- Regionale, strukturelle Unterschiede bestimmen Entwicklung der Stromnachfrage
- Ländliche Regionen sind durch hohen Anteil Elektrofahrzeuge geprägt, Städte durch steigenden GHD-Anteil
- Anstieg der Systemlast stärker als Anstieg der Jahresstromnachfrage

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - **Nachfrage**
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

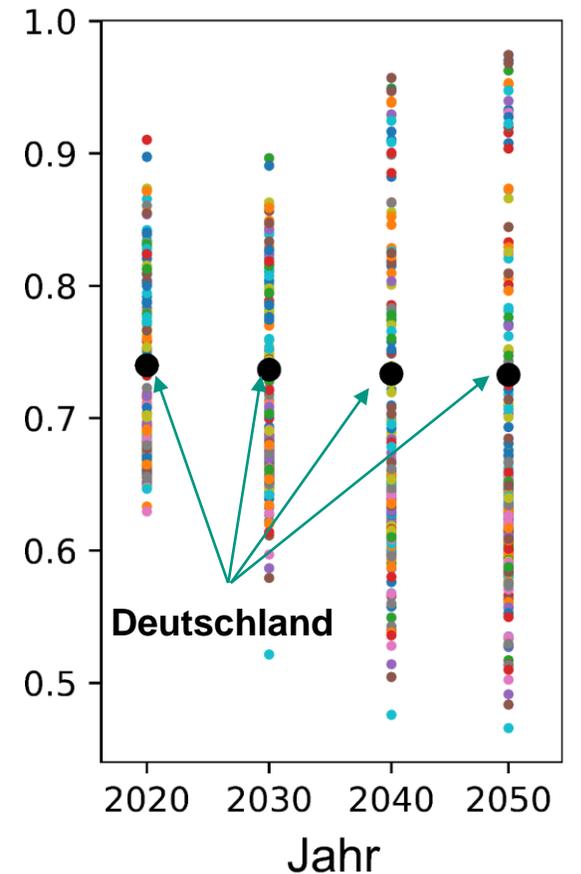
Regionale Betrachtung Gesamtlast

Mittlerer Lastverlauf ausgewählter Landkreise (normalisiert)



- Starke Unterschiede hinsichtlich der Volatilität der Last einzelner Regionen: In regionalisierter Betrachtung dominieren einzelne Prozesse und Anwendungen
- Kompensation des Nachfragerückgangs (Effizienzgewinne) durch einzelne Prozesse und Anwendungen
- Implikationen für Flexibilitätspotenzial, Flexibilitätsbedarf und Netzengpässe

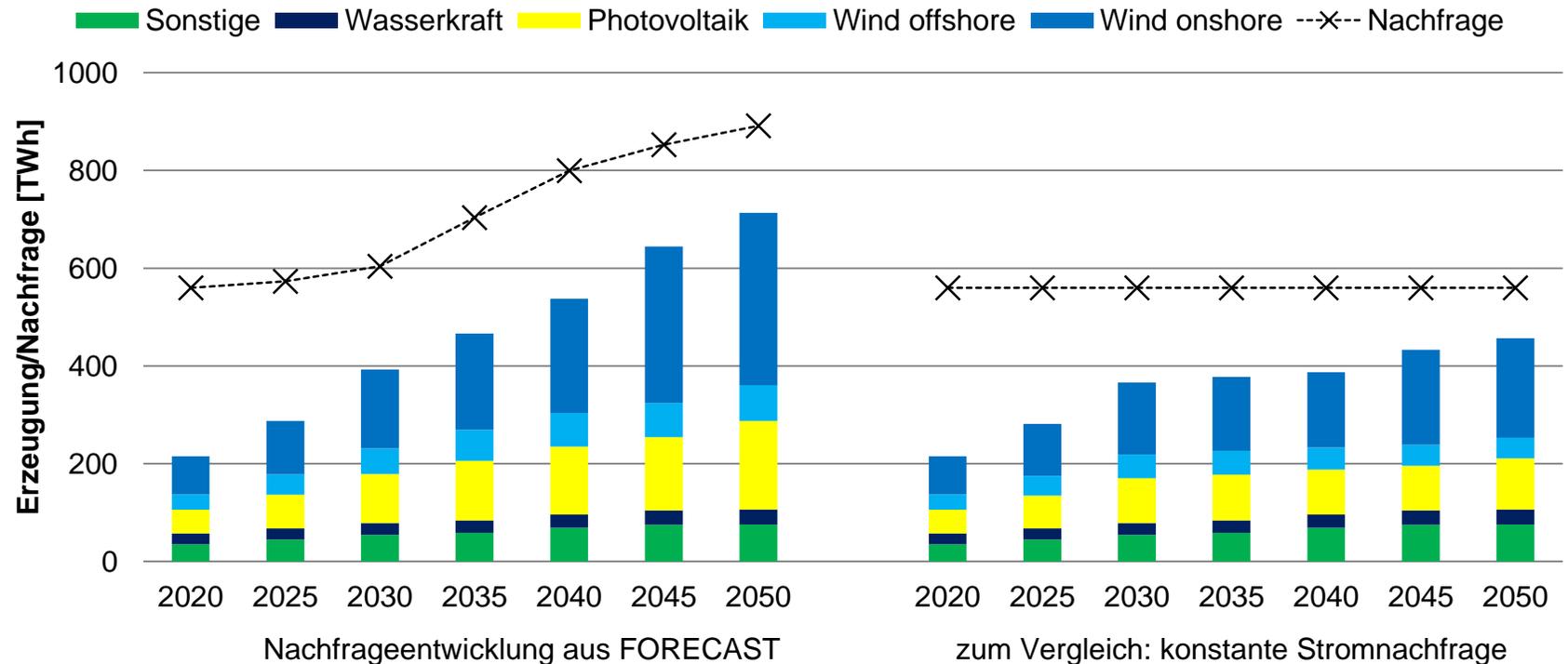
Kapazitätsfaktoren aller Landkreise: Mittlere / Maximale Last



Zukünftige Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

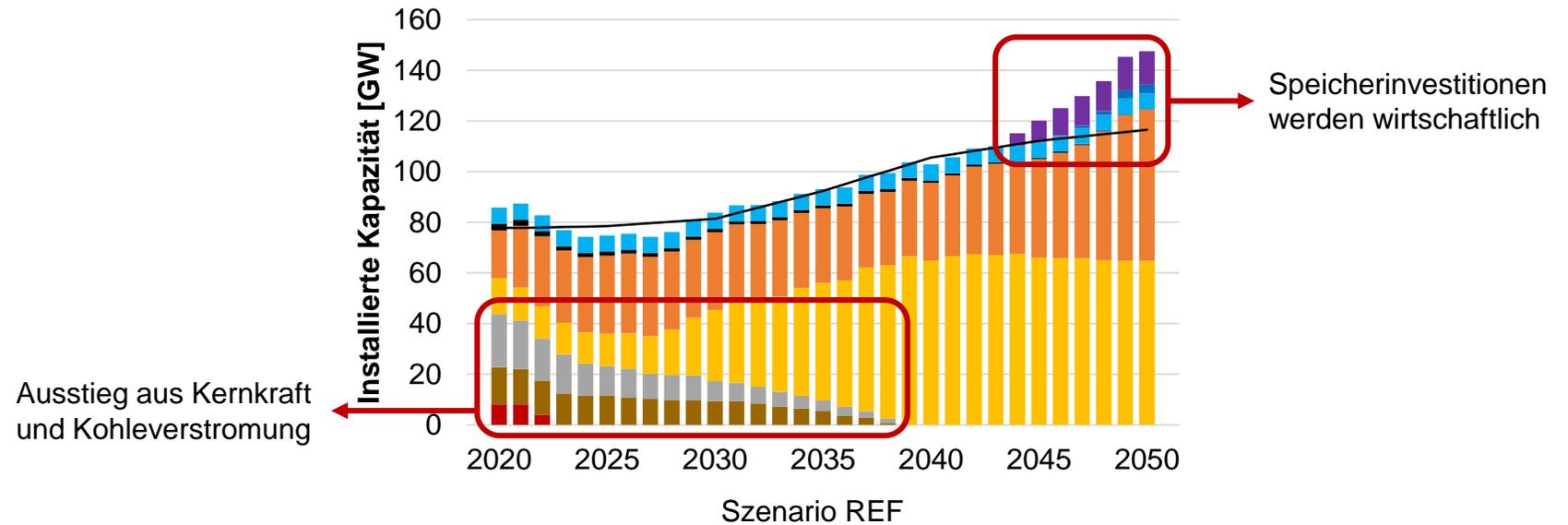
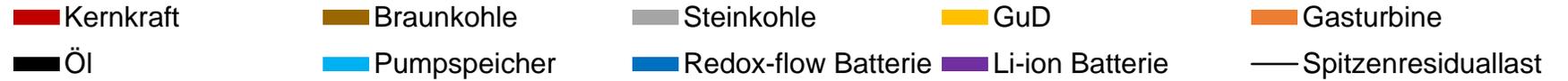


- ➔ Die deutschen Ziele sehen einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung von 65% bis 2030 und 80% bis 2050 vor
- ➔ Die stark steigende Stromnachfrage erfordert daher enorme Zubauraten für Photovoltaik und Windkraft in Deutschland

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten in Deutschland

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit



- ➔ Umfangreiche Kraftwerksstilllegungen und eine stark steigende Stromnachfrage führt zu enormem Zubau von Gaskraftwerken in Deutschland
- ➔ Investitionen in Speicher werden bei ausschließlicher Nutzung am Day-Ahead Markt erst bei hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien und starker Kostendegression getätigt

Agenda:

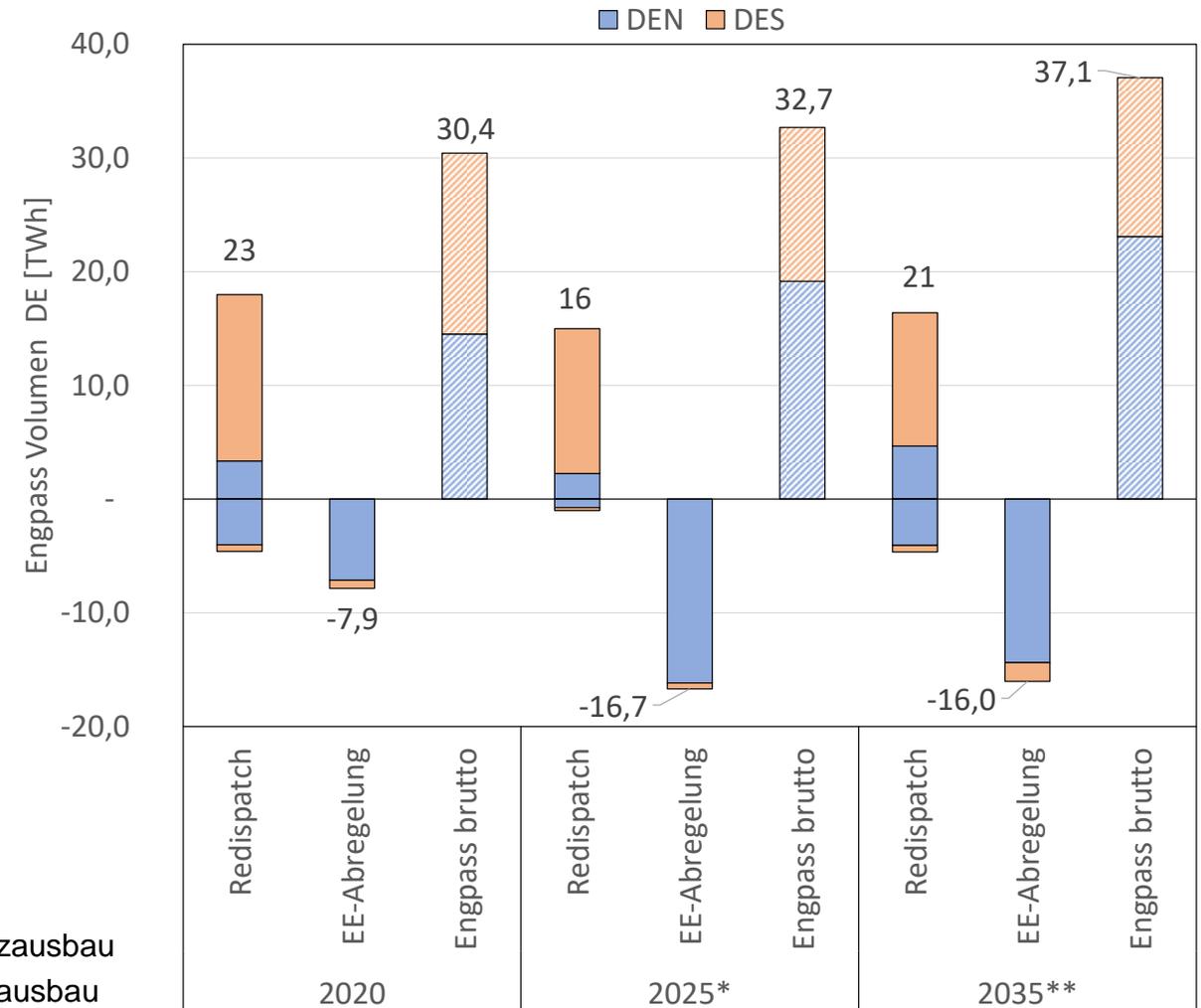
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Brutto Engpass-Volumen nimmt bis 2035 leicht zu – Annahme: **5 Jahre Netzausbau Verzögerung**
- Die Abregelung von Windkraft ist Treiber der Entwicklung – leichter Rückgang in 2035 auf Grund Netzausbau
- Bedeutung der vordefinierten Netzreserve-Kraftwerke nimmt ab

* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

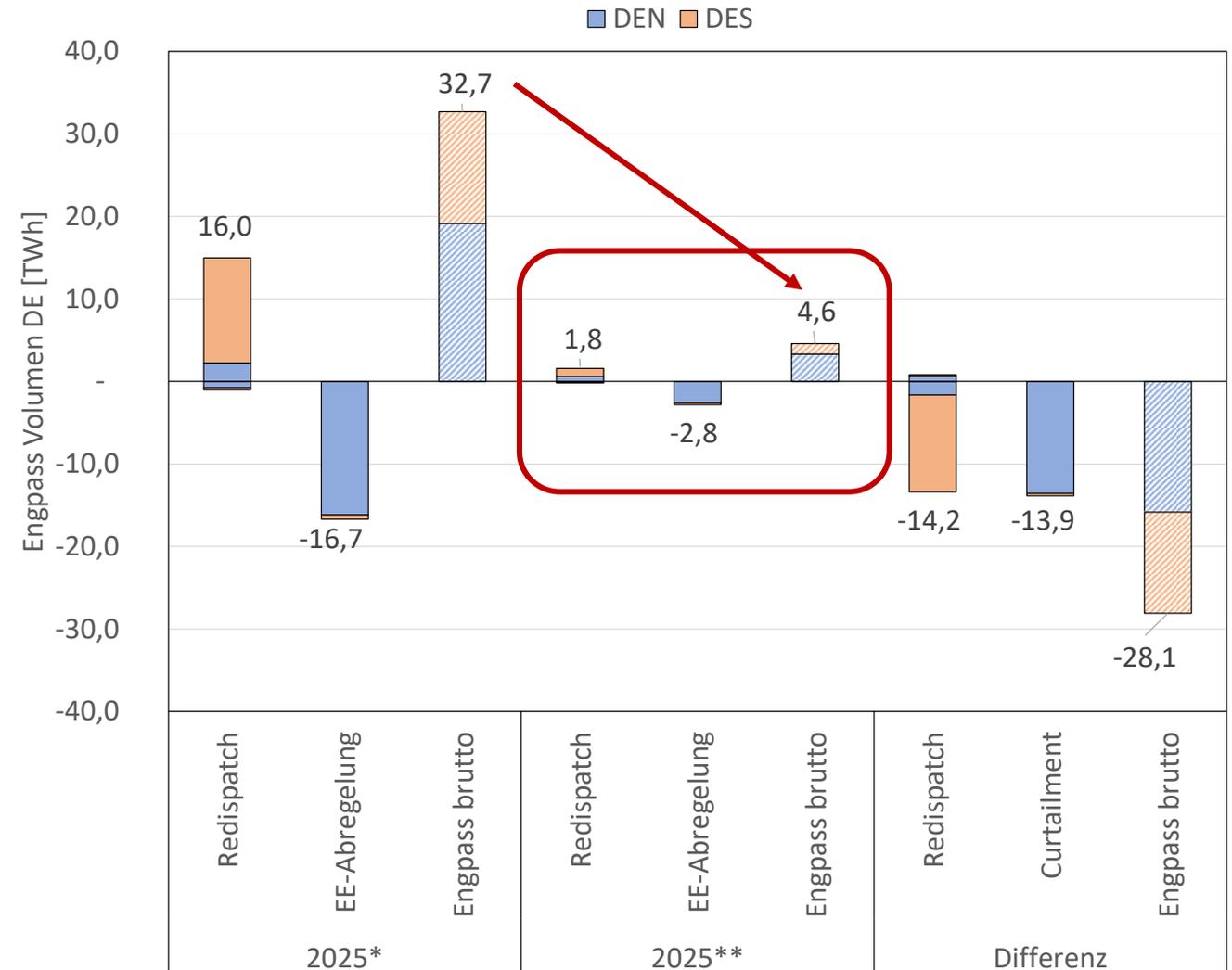


Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF 2025: verspäteter vs. rechtzeitiger Netzausbau

- Generelle Szenarien-Annahme: 5 Jahre Verzögerung bei HGÜ-Leitungen in DE
- Bei rechtzeitigem Netzausbau (HGÜ-Leitungen) werden Engpässe in 2025 jedoch massiv reduziert
- **Redispatch und Reserve-Einsatz: - 89%** (15,9 TWh → 1,8 TWh)
- **EE-Abregelung kann um 14 TWh reduziert werden**



REF 2035: Nord-Süd Engpässe bestehen weiter Netzausbau entschärft diese

Agenda:

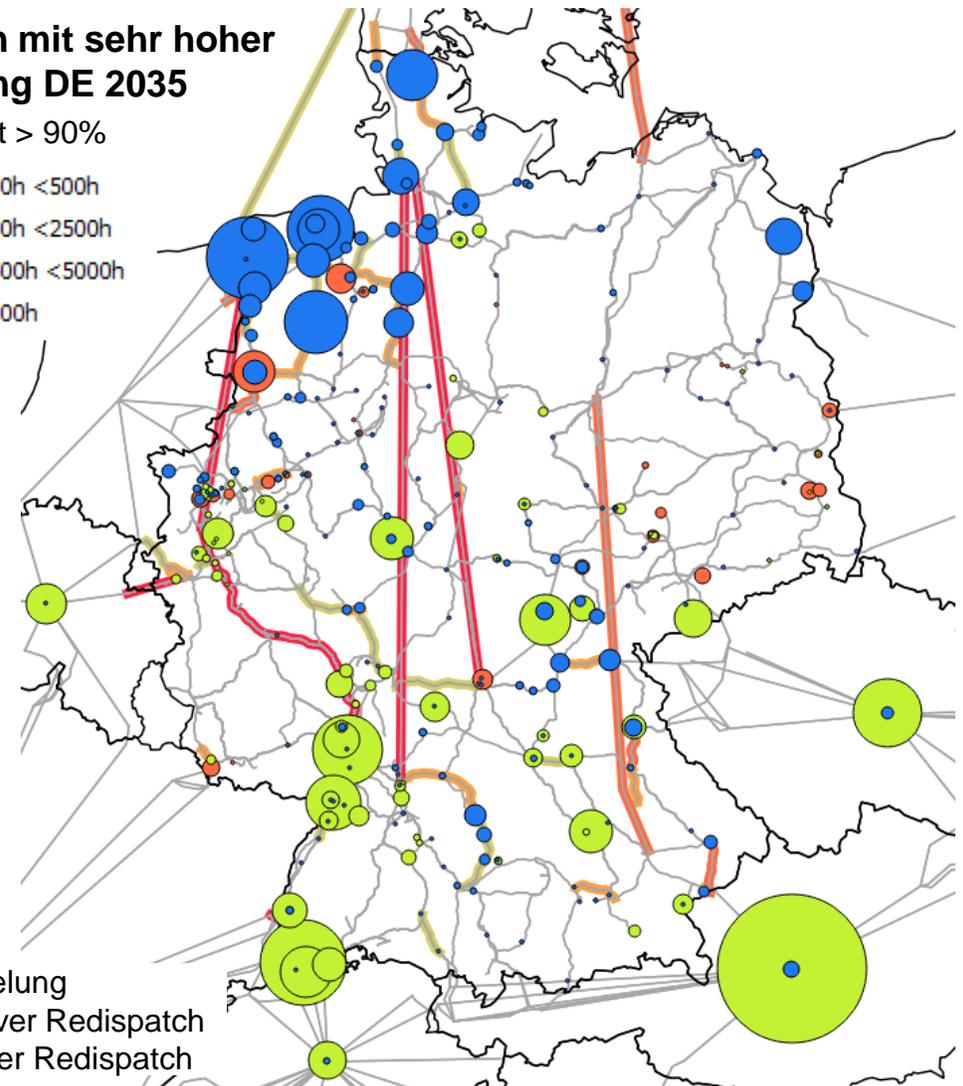
- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Der Netzausbau führt zu einer Reduktion des EE-Abregelungsvolumen in 2035 ggü. 2025
- Dennoch sind **Nord-Süd-Engpässe** durch den weiteren Windkraftausbau **weiterhin dominierend**
- Durch Annahme der 5 Jahres-Verzögerung fehlen die HGÜ-Projekte: DC20, DC21/23/25 lt. NEP2030 (2019)

Leitungen mit sehr hoher Auslastung DE 2035

Anzahl h mit > 90%

- high ut >100h <500h
- high ut >500h <2500h
- high ut >2500h <5000h
- high ut >5000h



- 300 GWh Abregelung
- 300 GWh negativer Redispatch
- 300 GWh positiver Redispatch

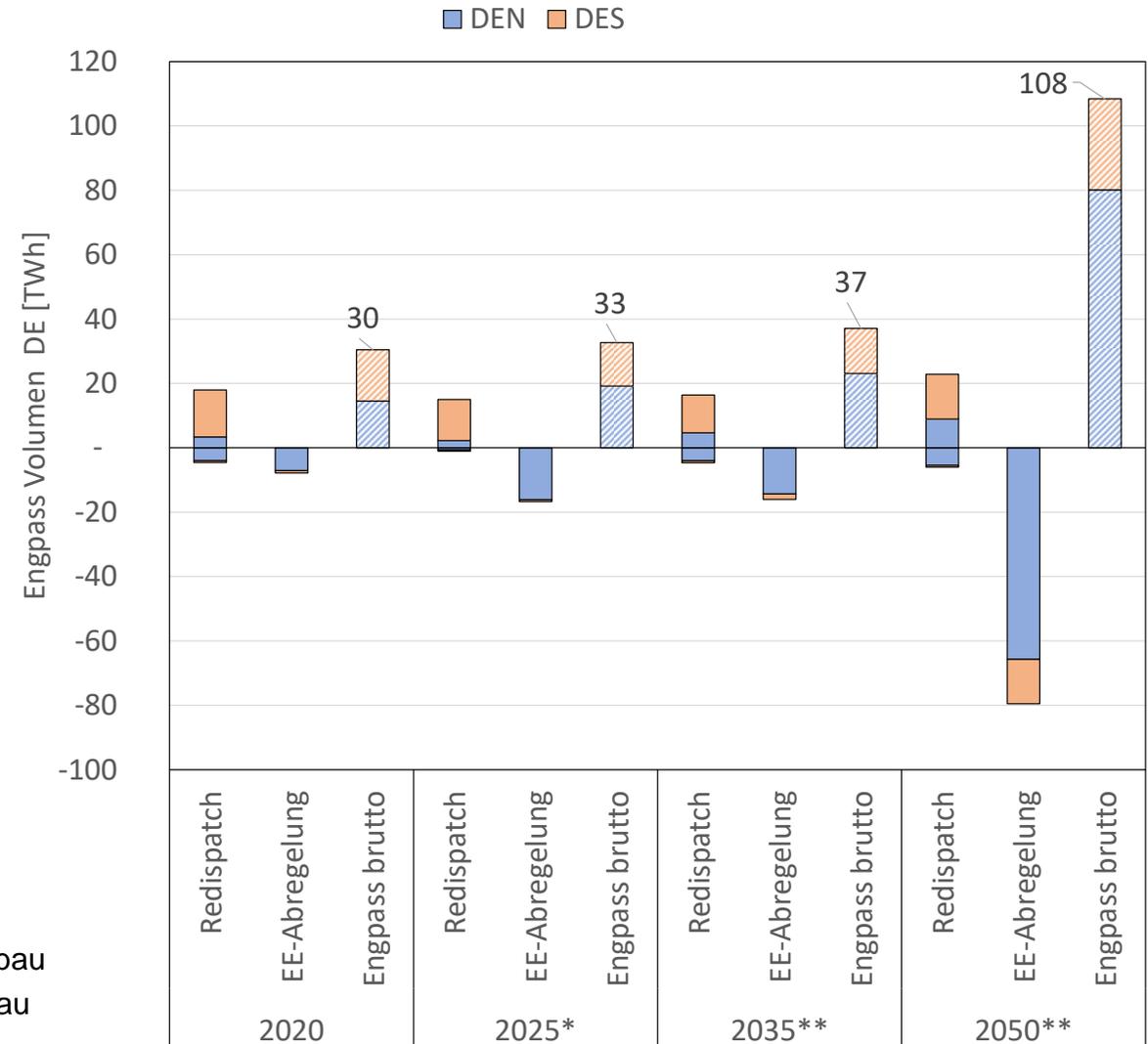
Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

REF – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Massive Zunahme des Engpass Volumens in 2050
- **Hohe negative Residuallasten** führen zu einer extrem steigenden **EE-Abregelung** (Großteil davon erfolgt **bereits im Markt**)
- Positiver Redispatch steigt relativ langsam im Vergleich zum Abregelungsvolumen

* ohne HGÜ-Netzausbau
** mit HGÜ-Netzausbau



Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 **Szenario REF**
 - Annahmen
 - Nachfrage
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Zwischenfazit**
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario REF

Nachfrage	Strommarkt	Übertragungsnetz
<ul style="list-style-type: none"> ■ Konsequente Dekarbonisierung der Industrie ohne CCS benötigt innovative Verfahrensweisen, was zu einem starken Anstieg der Stromnachfrage in der Industrie führen kann ■ Residential/GHD: Sehr hohes Niveau im Bereich der Gebäudeanierung, Ausweitung der Gebäudestandards und der Ökodesigndirective 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einhaltung der Klimaziele erfordert unter den gegebenen Voraussetzungen enormen Ausbau der Erneuerbaren Energien ■ Bei starrer Nachfrage trotz hoher Anteile Erneuerbarer besteht auch zukünftig ein sehr hoher Kraftwerksbedarf ■ Großspeicher werden aber bei reinem Einsatz am Day-Ahead Markt erst spät wirtschaftlich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Durch steigende Nachfrage und Einspeisung aus Erneuerbaren nehmen die Abregelungsvolumina trotz der zunehmenden Kopplung der Strommärkte zukünftig deutlich zu ■ Rechtzeitiger Netzausbau ist kurzfristig essentiell, muss langfristig jedoch um weitere Flexibilitäten und Netzkapazitäten ergänzt werden

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)**
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

SPLIT – Methode zur Gebotszonenbildung Market Splitting

Methode: Spectral Clustering mit Fuzzy-C-Means

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

1. Generierung von Nodalpreisen

Definition Szenarien

Konfiguration Zieljahr(e)

Berechnung von stündlichen Nodalpreisen in ELMOD für Zieljahr(e)

2. Clustern der Nodalpreise

Berechnung* Laplacian-Matrix U auf Basis von Ähnlichkeit u. Adjazenz

Berechnung der Eigenvektoren von U

Clustern der k kleinsten Eigenvektoren mit Fuzzy-C-Means Algor.

Analysen zur Stabilität und Robustheit

3. Bewertung Marktzuschnitte

Berechnung Kraftwerkseinsatz und Investitionen (bis 2050)

Berechnung Engpassmanagement-Maßnahmen für "Stützjahre" in ELMOD

Berechnung von Vergleichsindikatoren, u.a. für Engpass-Manag., Systemkosten, etc.

Excel, sonstiges

Gams

R

PowerACE

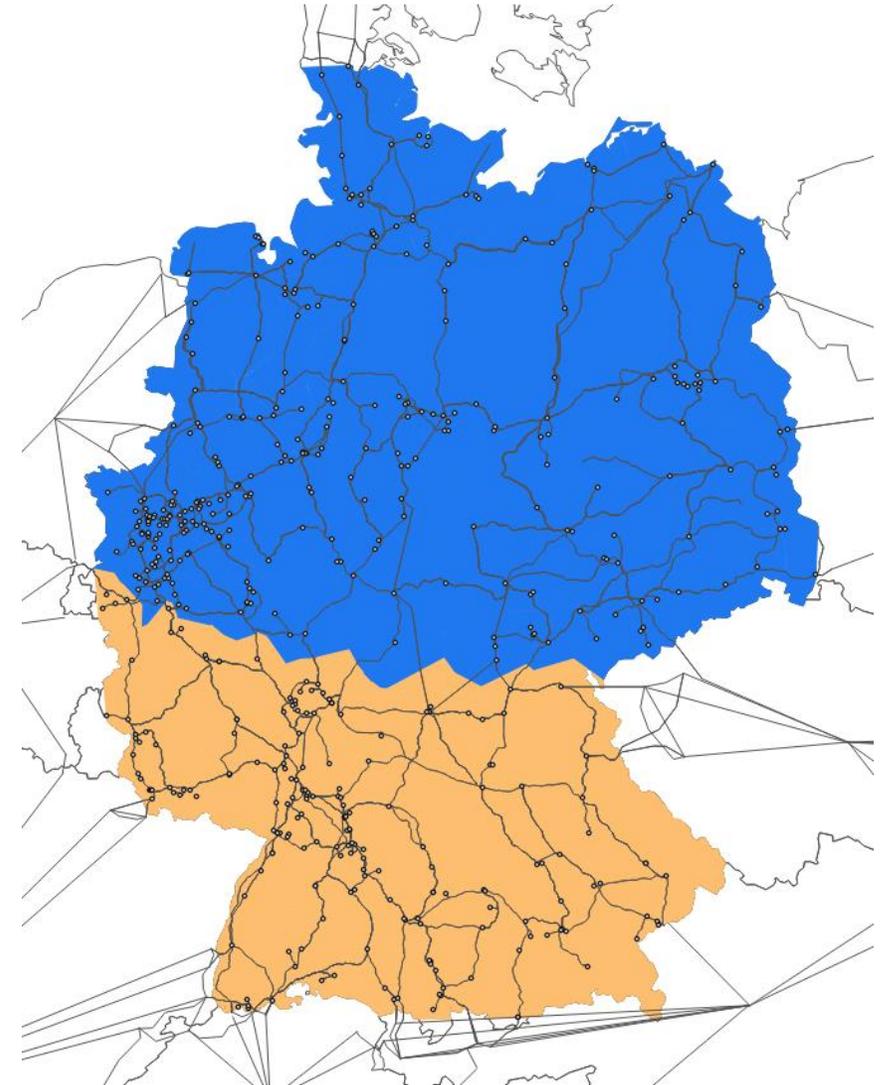
Quelle: eigene Darstellung; *nach Luxburg (2007) & Metzdorf (2016)

SPLIT – Methode zur Gebotszonenbildung Market Splitting

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

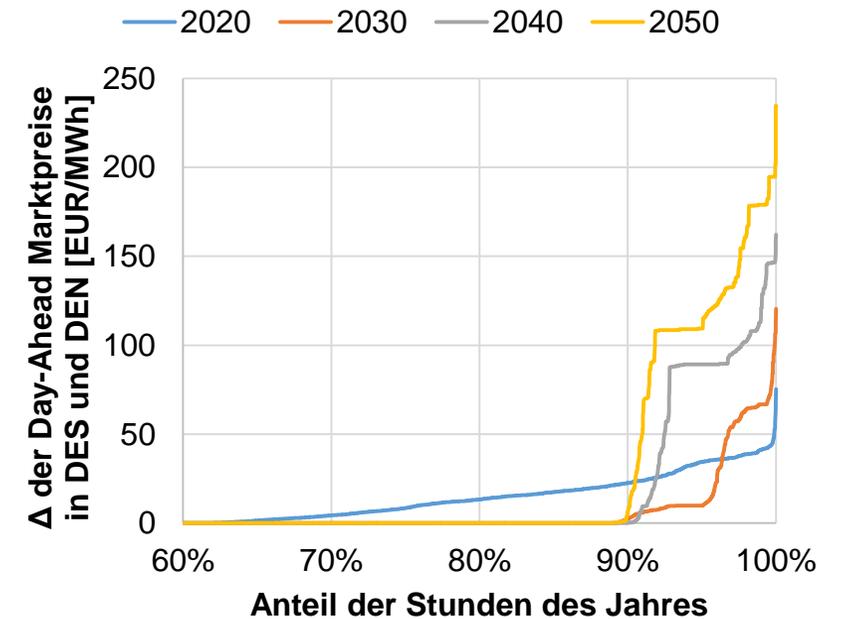
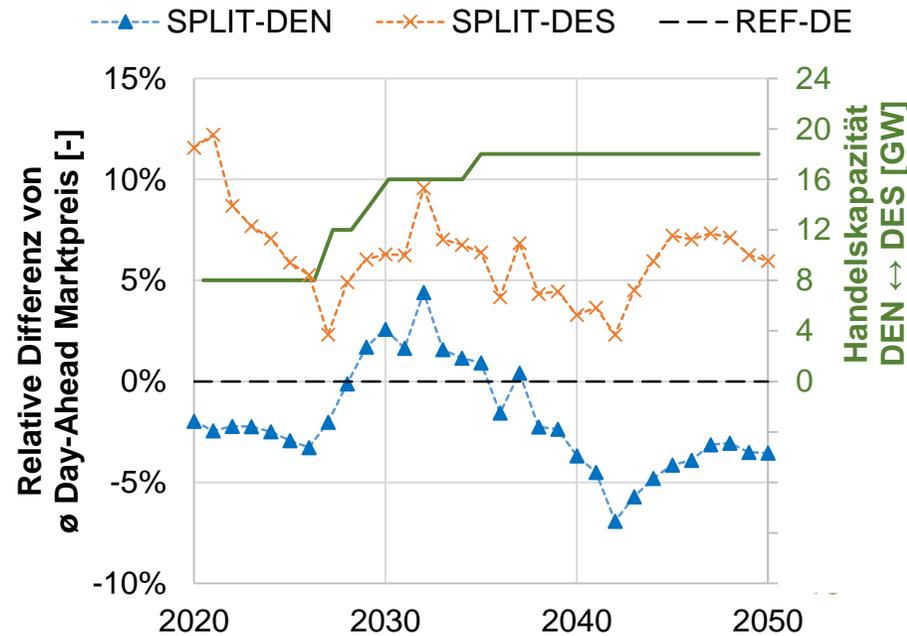
- Marktzonebildung durchgeführt mit **Zieljahr 2020**
- **Engpassleitungen** (hohe Kapazitätsauslastung) sind **vorrangig in Nord-Süd-Richtung** und werden von neuer Preizonengrenze “gut getroffen”
- Engpässe in Ost-West Richtung treten relativ zu Nord-Süd-Engpässen deutlich seltener in den Modellrechnungen auf



Entwicklung der Day-Ahead Marktpreise im SPLIT-Szenario

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

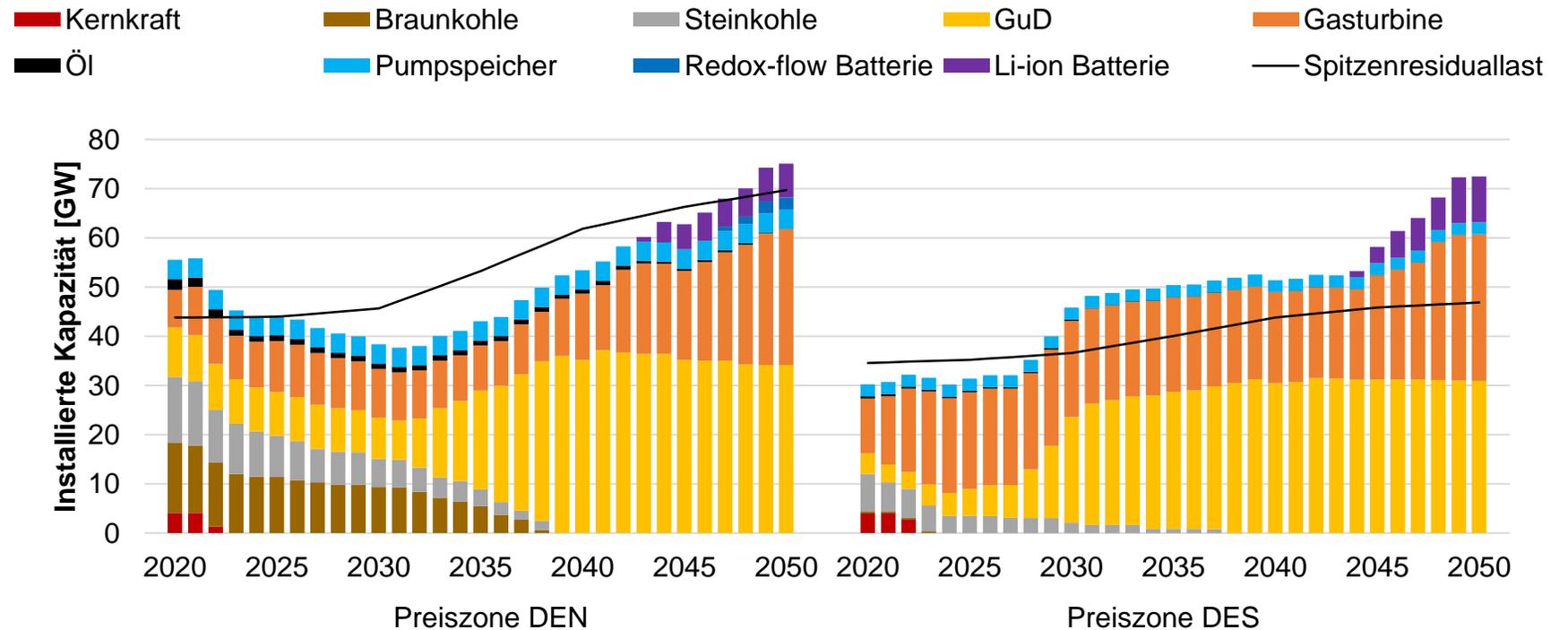


- ➔ Unter ambitioniertem Ausbau der Erneuerbaren und den geplanten Übertragungskapazitäten bleiben auch langfristig Preisdifferenzen zwischen den Preiszonen DEN und DES bestehen
- ➔ Getrieben durch steigende Kosten für konventionelle Stromerzeugung nimmt die Anzahl der Stunden mit Preisdifferenzen mittelfristig gegenüber 2020 ab, deren Höhe steigt jedoch

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im SPLIT-Szenario

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

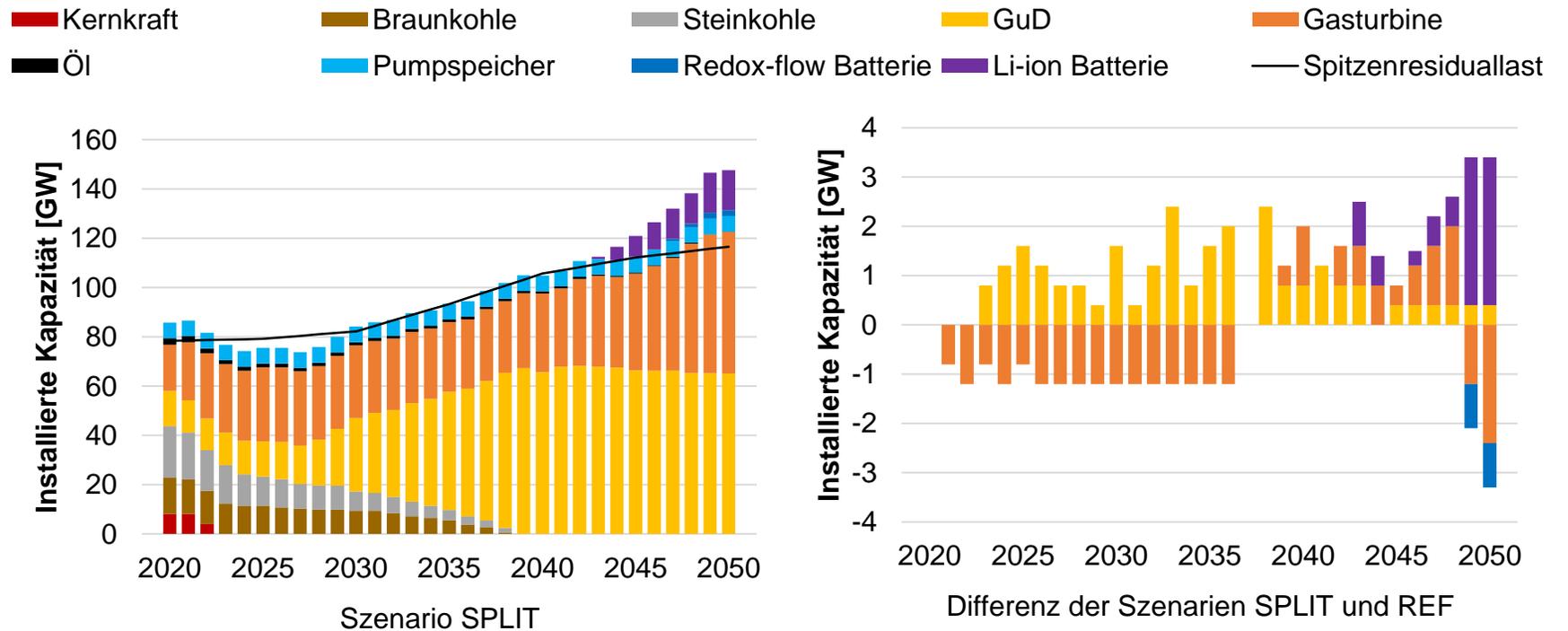


- ➔ Durch die Preisdifferenzen zwischen den aufgeteilten Preiszonen DEN und DES werden die Netzengpässe von DEN nach DES im Markt sichtbar
- ➔ Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Speicher sind daher in der Preiszone DES häufig wirtschaftlicher als in DEN

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im SPLIT-Szenario

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit



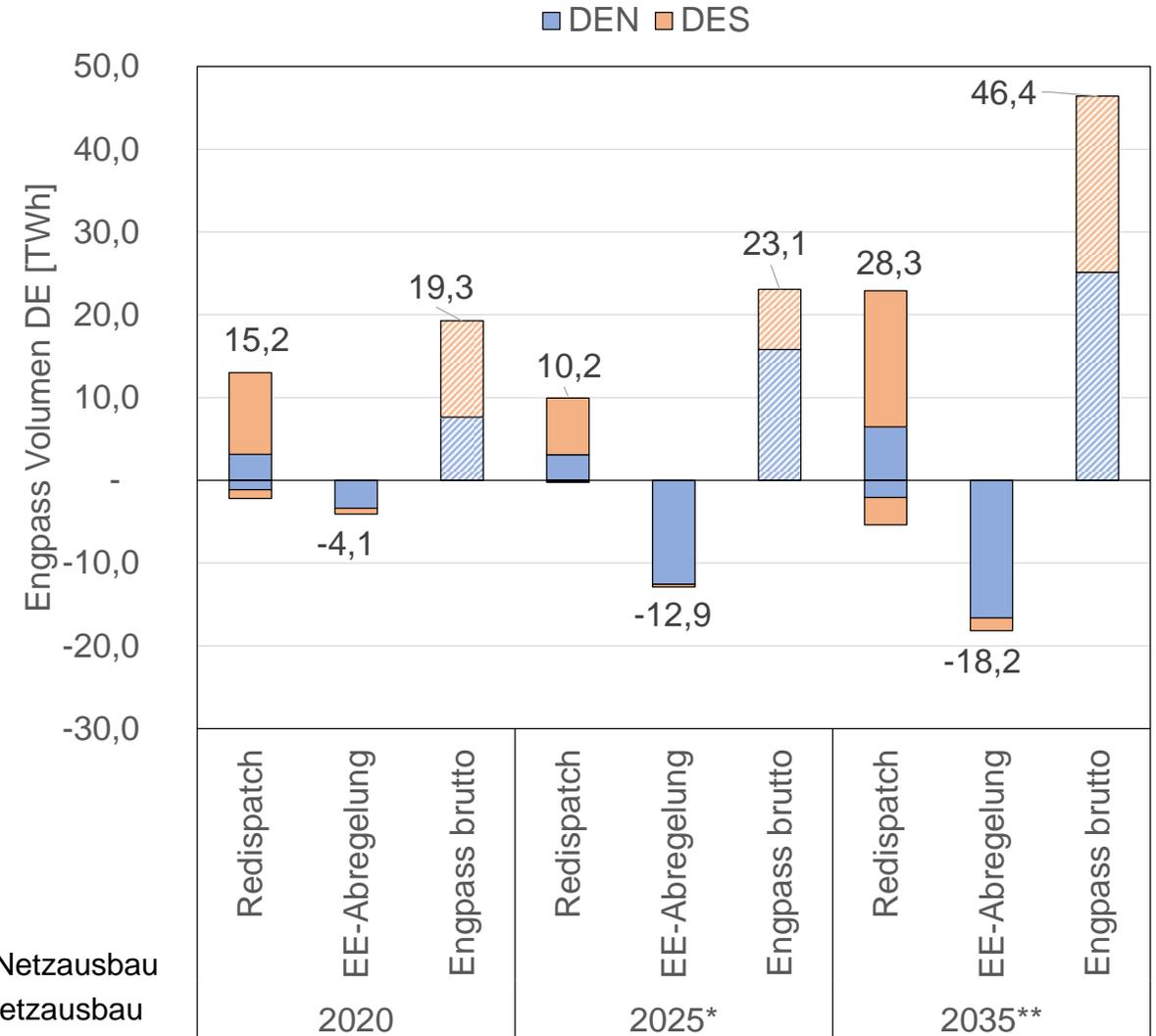
- ➔ Eine Aufteilung der deutschen Preiszone beeinflusst die installierte Kapazität der Neubauten nur in relativ geringem Ausmaß
- ➔ Aber: Der TechnologiemiX ändert sich und es werden mehr Mittellastkraftwerke und Speicher, dafür weniger Spitzenlastkraftwerke gebaut

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- SPLIT führt zu deutlich geringeren Engpassvolumen in 2020 (-37%) & 2025 (-29%) ggü. REF
- In 2035 hingegen erfolgt Zunahme des Engpassvolumens um 25%



* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

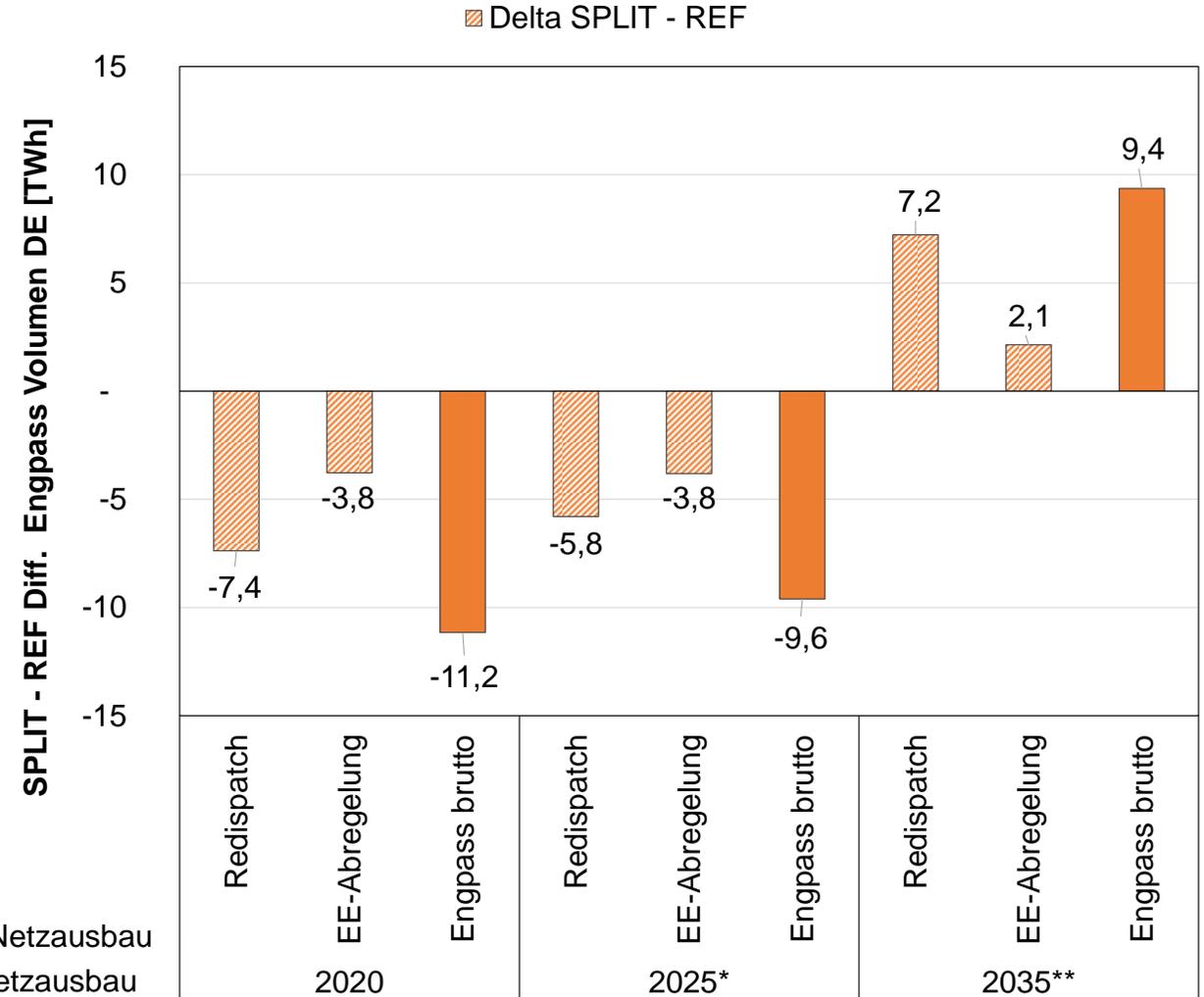
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- SPLIT führt zu deutlich geringeren Engpass-Volumen in 2020 (-37%) & 2025 (-29%) ggü. REF
- In 2035 hingegen erfolgt Zunahme des Engpass-Volumens um +25%
- Wesentliche Ursache ist umfangreicher struktureller Wandel im Netz und KW-Park → neue **intrazonale Engpässe in DES**
- Zonenzuschnitt wird ineffizient

* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau



SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2035

Neue Engpässe ersichtlich

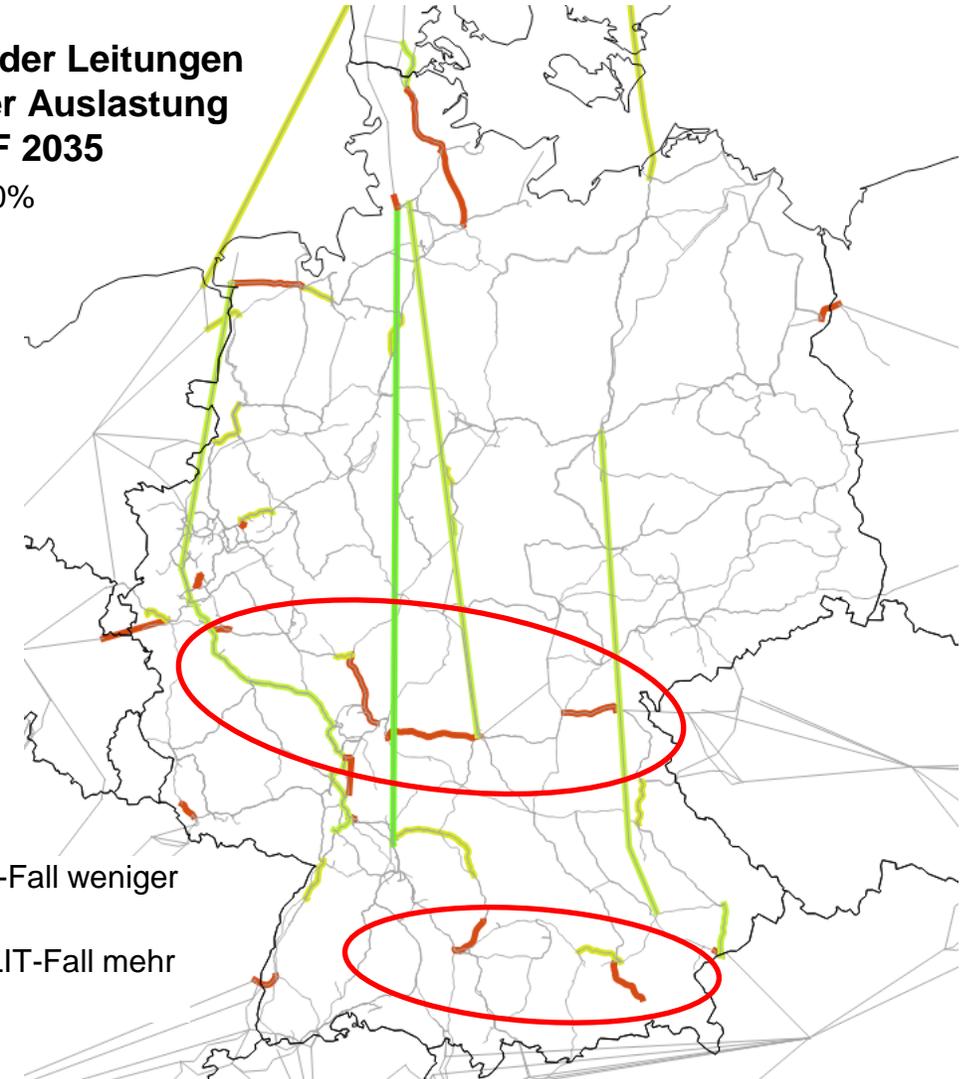
Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Nord-Süd-Trassen (HGÜ-Leitungen) werden im SPLIT-Szenario vs. REF deutlich entlastet
- Es entstehen jedoch **neue intrazonale Engpässe insbesondere** in der süddeutschen Zone (DES)

Veränderung der Leitungen mit sehr hoher Auslastung SPLIT vs. REF 2035

Anzahl h mit > 90%



grün: im SPLIT-Fall weniger belastet

orange: im SPLIT-Fall mehr belastet

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2035

Allokation der Kraftwerke in DES löst neue Engpässe aus

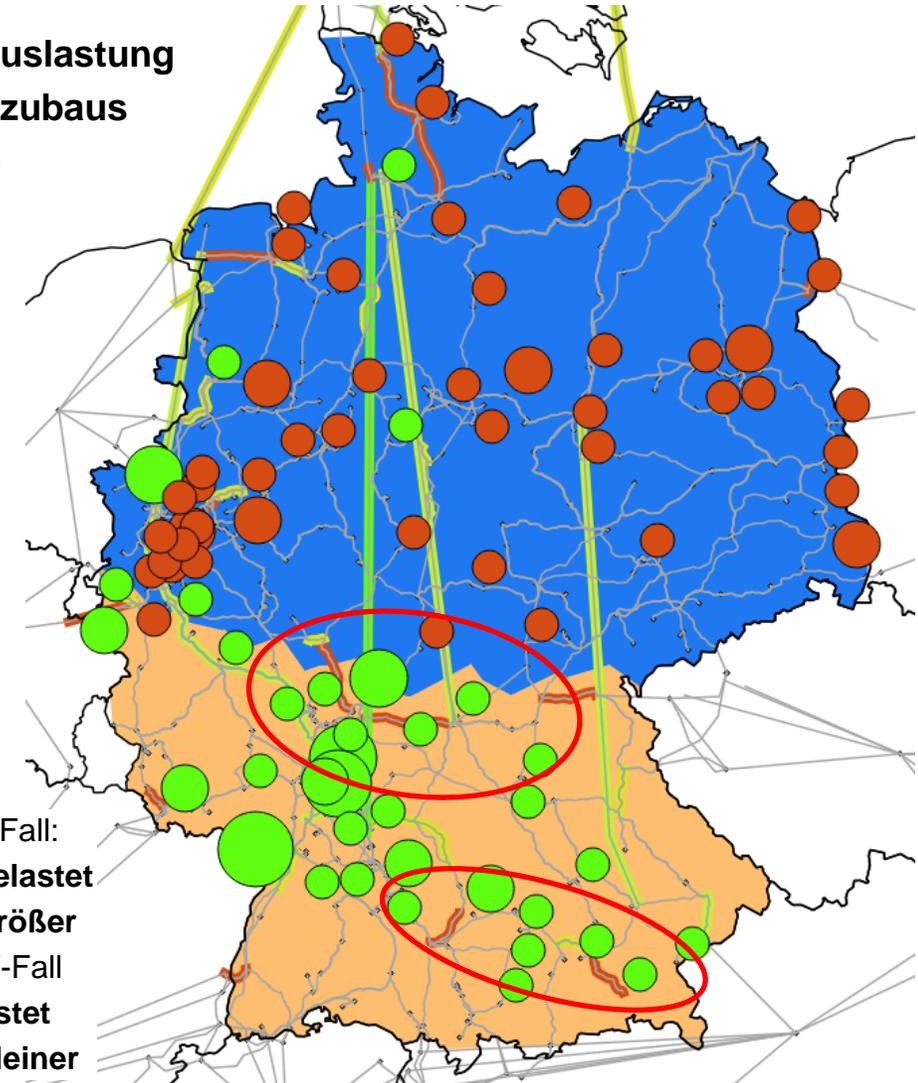
Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Grund dafür ist vorwiegend der Kraftwerkszubau, welcher sich im Süden stark konzentriert
- Auf Grund der gewählten Methode zur Standortauswahl, wird an einzelnen Knoten eine deutlich größere “Zubau-Kapazität” installiert, als zuvor zurück gebaut wurde

Differenz Leitungsauslastung und des Kraftwerkszubaus SPLIT vs. REF 2035

- grün / gelb** - im SPLIT-Fall:
 - Leitung **weniger** belastet
 - Kraftwerkszubau **größer**
- orange / rot** - im SPLIT-Fall:
 - Leitung **mehr** belastet
 - Kraftwerkszubau **kleiner**



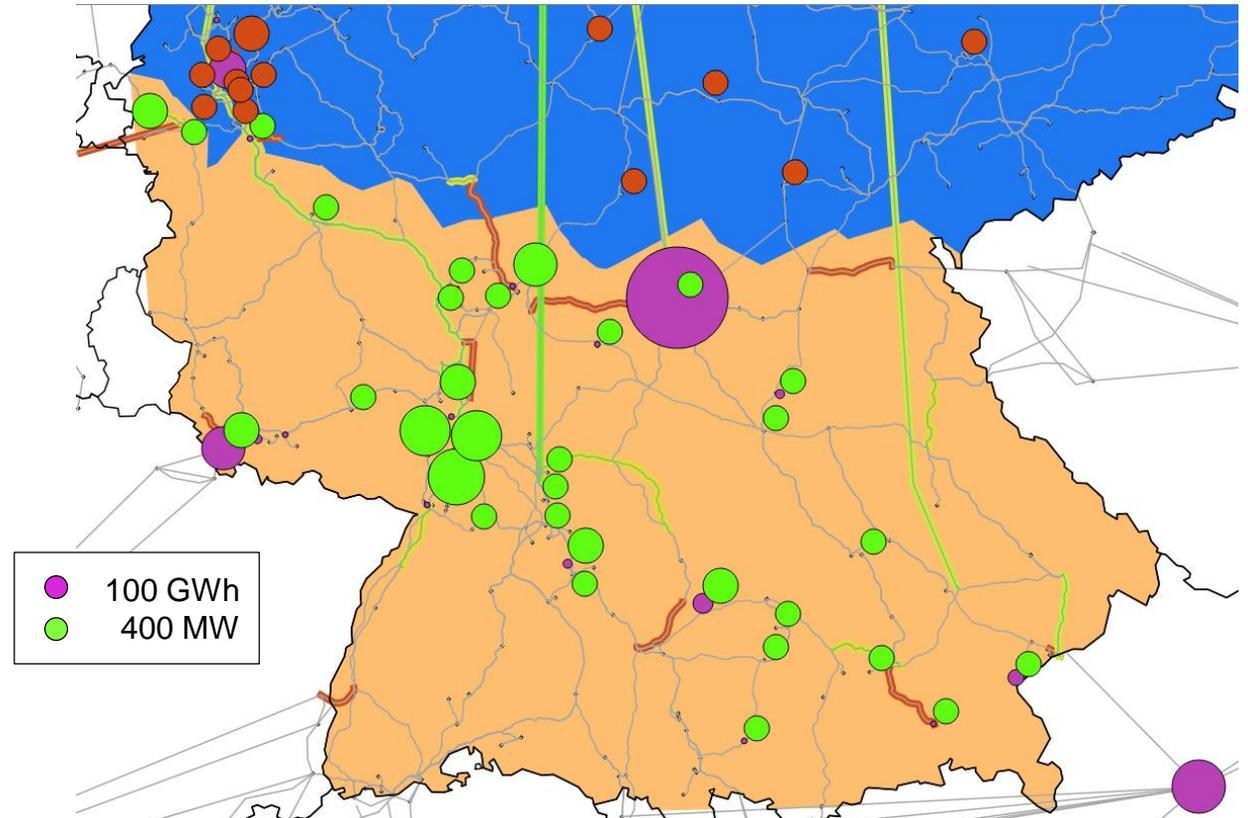
Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Daher kann Marktergebnis insbesondere für DES schlechter umgesetzt werden → **höherer negativer Redispatch als im REF-Fall** ist die Folge

Differenz Leitungsauslastung und des Kraftwerkszubaues SPLIT vs. REF 2035



- | | | |
|---------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| lila → im SPLIT-Fall: | grün / gelb → im SPLIT-Fall: | orange / rot → im SPLIT-Fall: |
| ▪ höherer negativer Redispatch | ▪ Leitung weniger belastet | ▪ Leitung mehr belastet |
| | ▪ Kraftwerkszubau größer | ▪ Kraftwerkszubau kleiner |

SPLIT – Engpassmanagement 2035: SPLIT vs. REF

Gebotszonenaufteilung wird ineffizienter

Agenda:

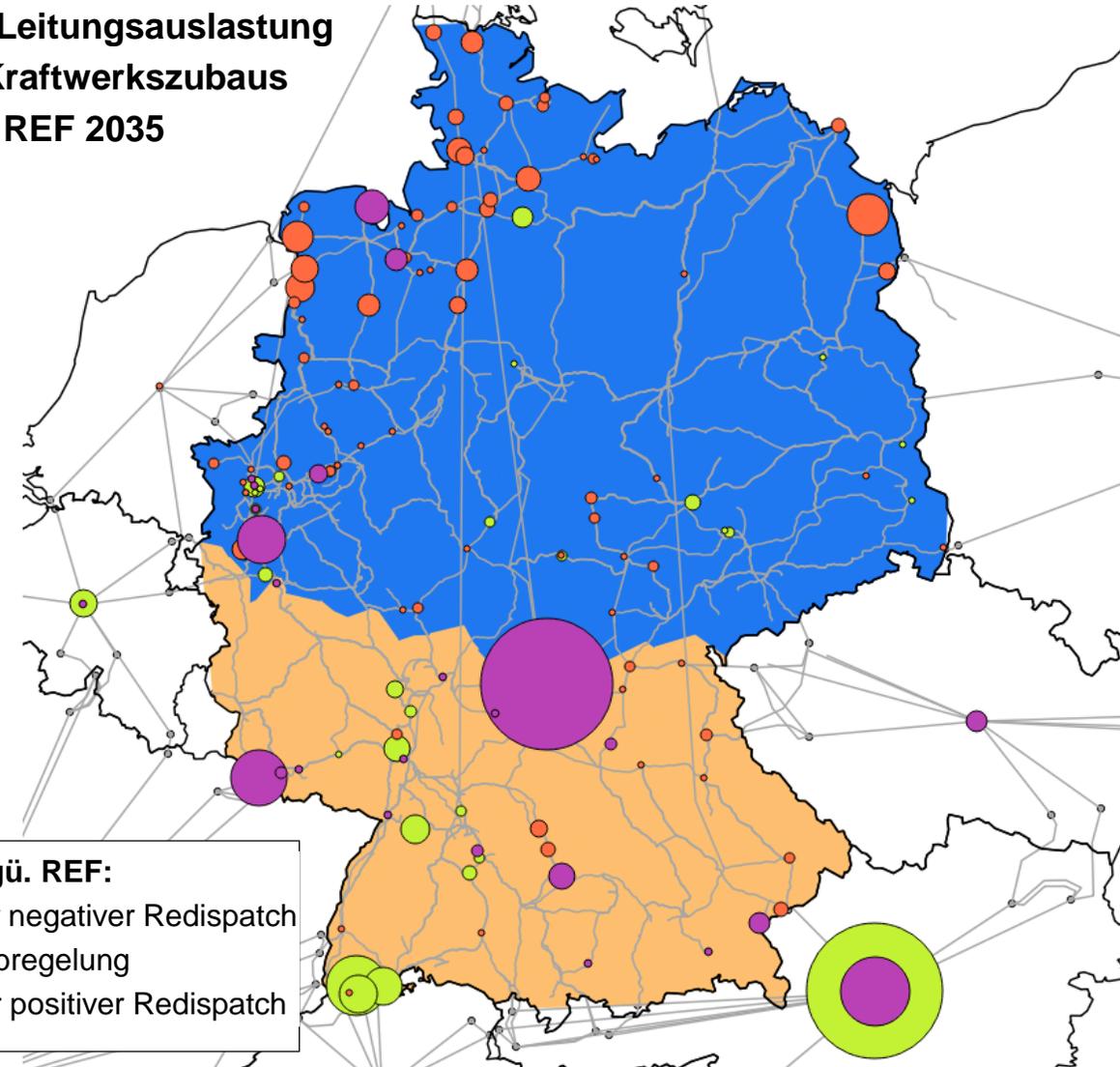
- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

- Das hohe Erzeugungsniveau in der DES-Zone führt dazu, dass die HGÜ-Leitungen schlechter ausgelastet werden können → Folge sind **höhere Abregelungsmengen** von Windkraft
- Es wird jedoch ein deutlich **geringeres positives Redispatchvolumen** benötigt, was insbesondere Österreich und die Schweiz entlastet

Differenz Leitungsauslastung
und des Kraftwerkszubaues
SPLIT vs. REF 2035

Im SPLIT Fall ggü. REF:

- 100GWh höherer negativer Redispatch
- 100GWh mehr Abregelung
- 100GWh weniger positiver Redispatch

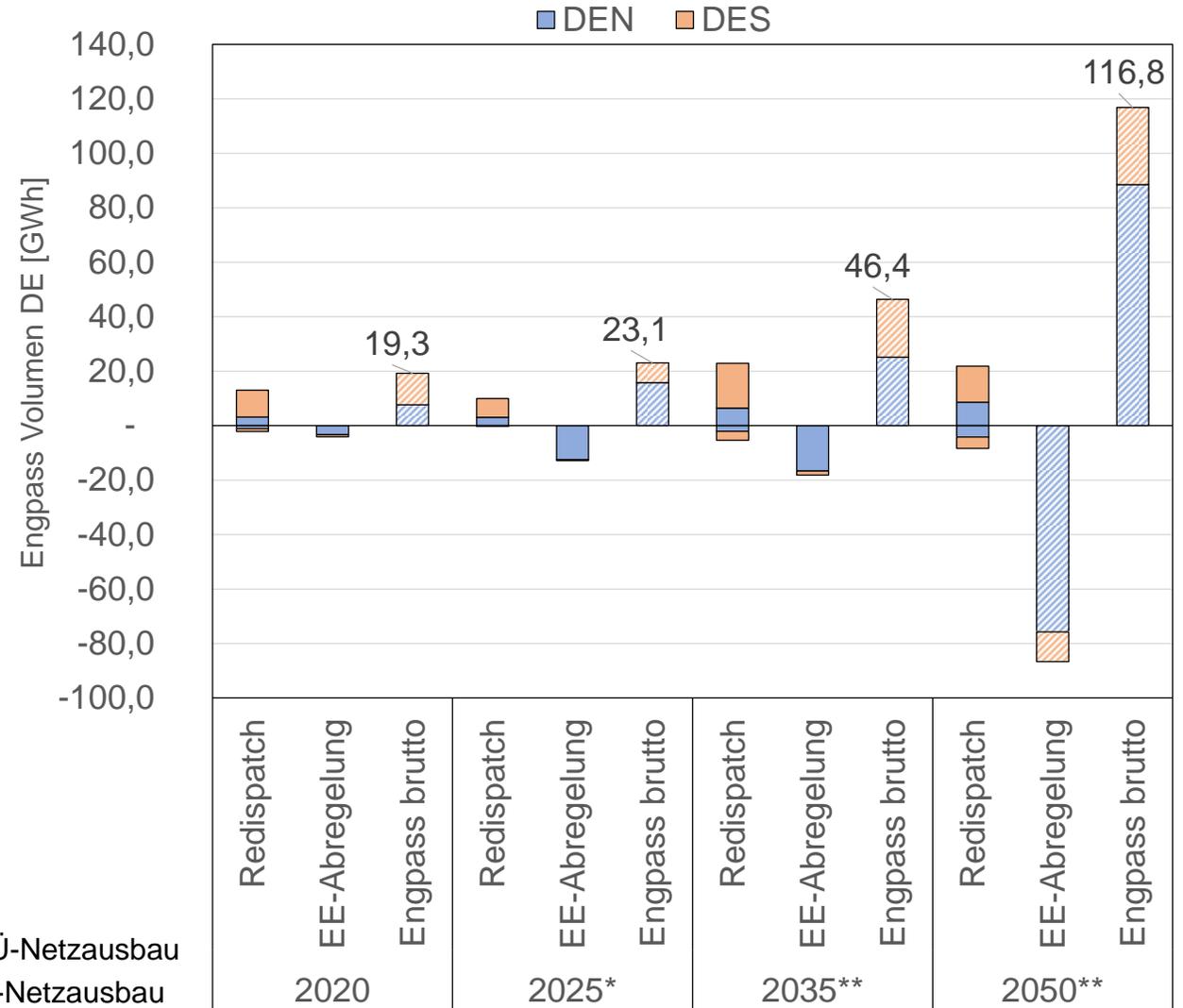


Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Verteilungseffekte
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

SPLIT – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Auch im SPLIT Szenario kommt es in 2050 zu umfangreichen EE-Abregelungen auf extrem umfangreicher negative Residuallasten
- In 2050 fällt im SPLIT-Szenario zudem ebenfalls eine um ca. 8TWh höhere Engpassarbeit an



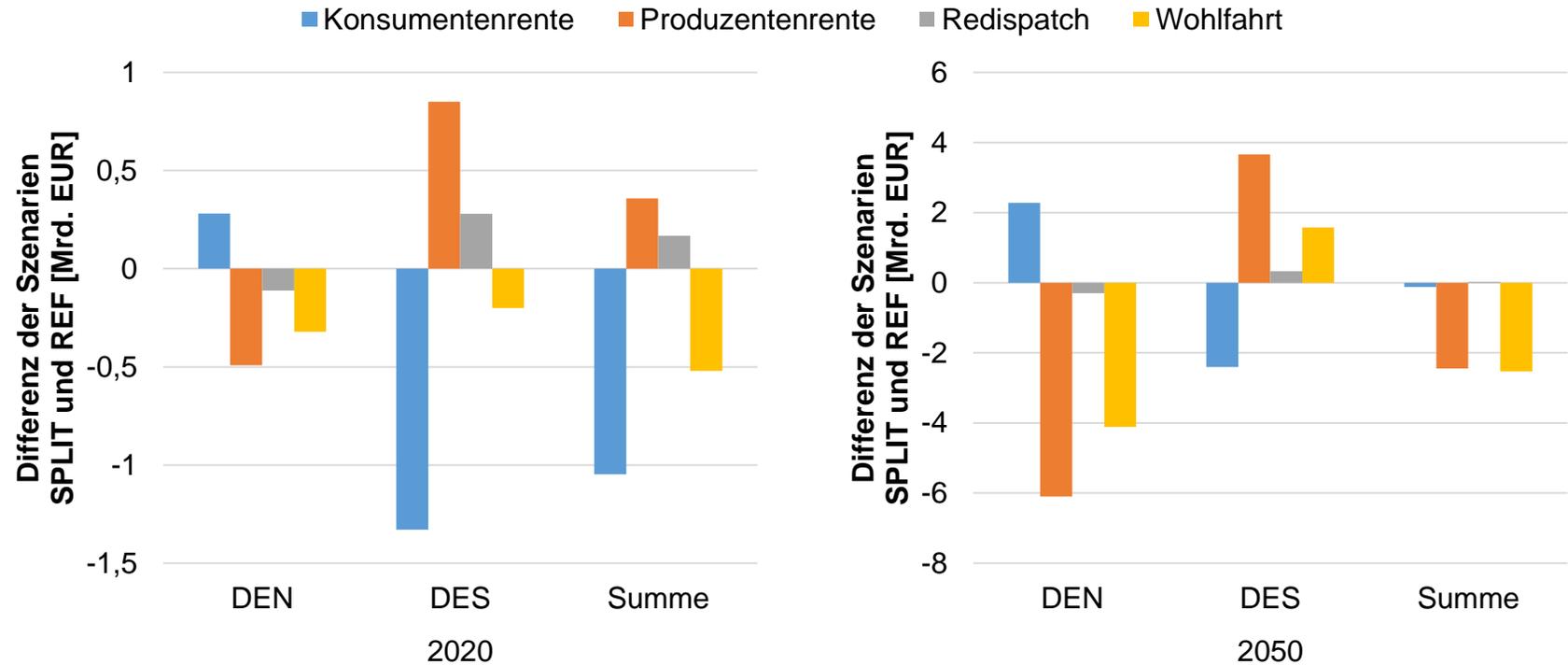
* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Verteilungseffekte**
 - Zwischenfazit
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Verteilungseffekte im SPLIT-Szenario



- ➔ Im Jahr 2020 führt der starke Rückgang der Konsumentenrenten trotz Anstieg der Produzentenrenten und Rückgang der Redispatchkosten zu negativen Wohlfahrtseffekten
- ➔ Im Jahr 2050 treten ebenfalls Wohlfahrtsverluste auf, die primär durch den starken Rückgang der Produzentenrenten in der Gebotszone DEN getrieben sind

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 **Szenario SPLIT**
 - Zonenaufteilung
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Verteilungseffekte
 - **Zwischenfazit**
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario SPLIT

Mittelfristig	Langfristig	Konsequenz
<ul style="list-style-type: none"> ■ Market Splitting führt zu einer hohen Reduktion von notwendiger Engpassarbeit ■ Somit Beitrag zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit, insbesondere bei weiteren Verzögerungen im Netzausbau (HGÜ-Leitungen) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fundamentale Veränderungen, sowohl in der Netzstruktur, als auch beim Kraftwerkspark führen zu neuen intrazonalen Engpässen in der süddeutschen Zone ■ Market Splitting wird hierdurch ineffizienter als der Referenzfall 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Erneute Anpassung des Zonenzuschnitts erforderlich ■ Aber: Regionaler Investitionsanreiz würde durch unsichere Rahmenbedingungen reduziert ■ Alternativ verstärkter Netzausbau innerhalb Süddeutschlands

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)**
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

- 1 Projekt AVerS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der europäischen Marktdesigns

■ No CRM	■ De-central obligation
■ Strategic reserve	■ Tender for new capacity
■ Central buyer	■ Targeted capacity payments



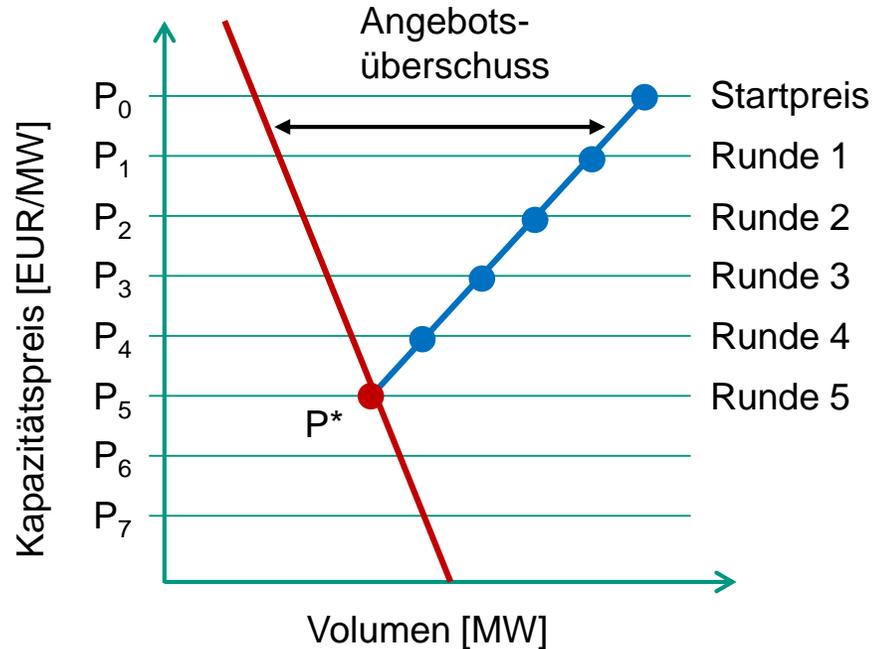
Hintergrund:

- Traditionelles Marktdesign in Europa ist der Energy-only Markt (EOM)
- In den letzten Jahren vermehrt Einführung von Kapazitätsmechanismen (CRM) zu beobachten
- Wesentlicher Treiber: Zweifel an der Fähigkeit des EOM, ausreichende Investitionsanreize in gesicherte Erzeugungs- und Speicherkapazität zu setzen
- Kapazitätsmechanismen entlohnen neben der verkauften Strommenge auch die Bereitstellung gesicherter Kapazität

Funktionsweise des zentralen Kapazitätsmechanismus in PowerACE

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit



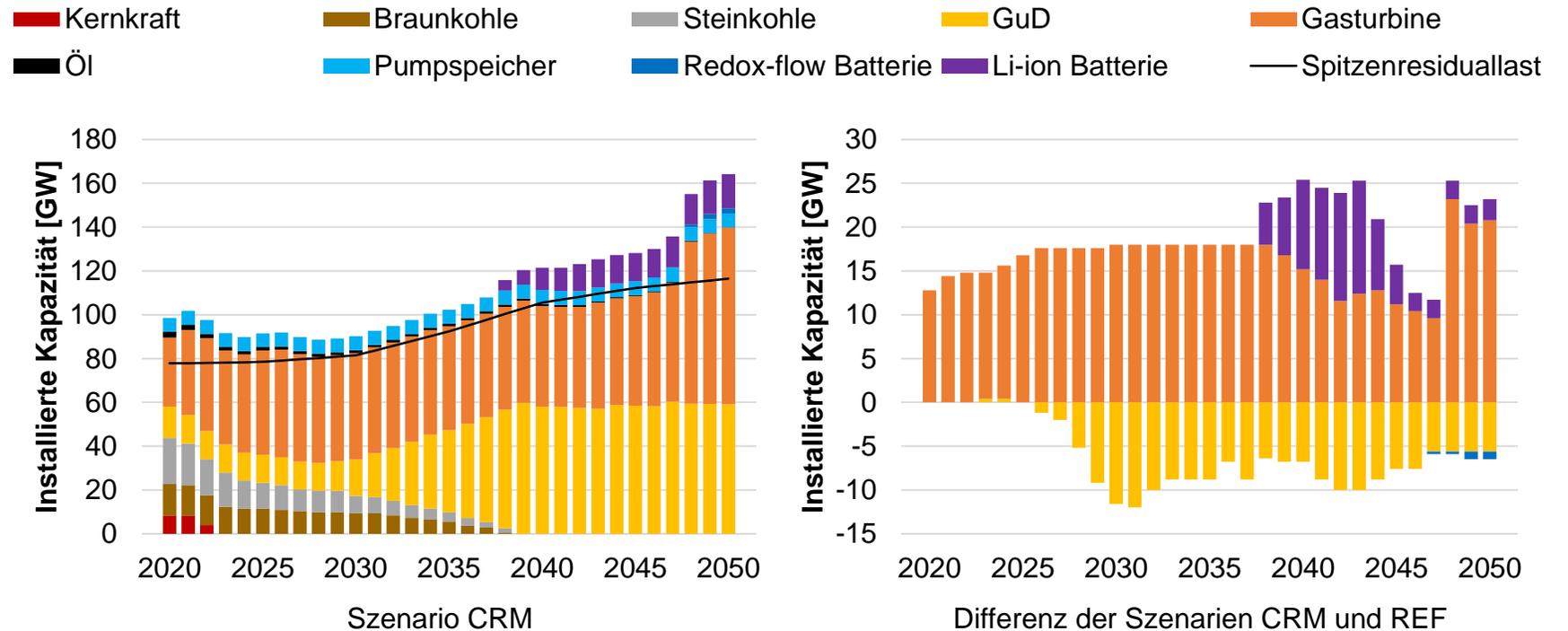
Ablauf:

- Regulator definiert Reservemarge (Verhältnis von gesicherter Leistung zu Spitzenresiduallast)
- Reservemarge bestimmt die gesicherte Leistung, die jährlich über eine holländische Auktion (descending clock) kontrahiert wird
- Versorgungsunternehmen erstellen Gebote bestehend aus gesicherter Erzeugung-/Speicherkapazität und Kapazitätspreis
 - Bestehende Kapazitäten zum Preis von 0 EUR/MW
 - Neue Kapazitäten mit Differenzkosten (Betrag der zur Profitabilität fehlt)
- Markträumung nach Einheitspreisverfahren
- Durch Kombination mit Call-Optionen behält der Regulator die „Peak Energy Rent“ ein

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im CRM-Szenario

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

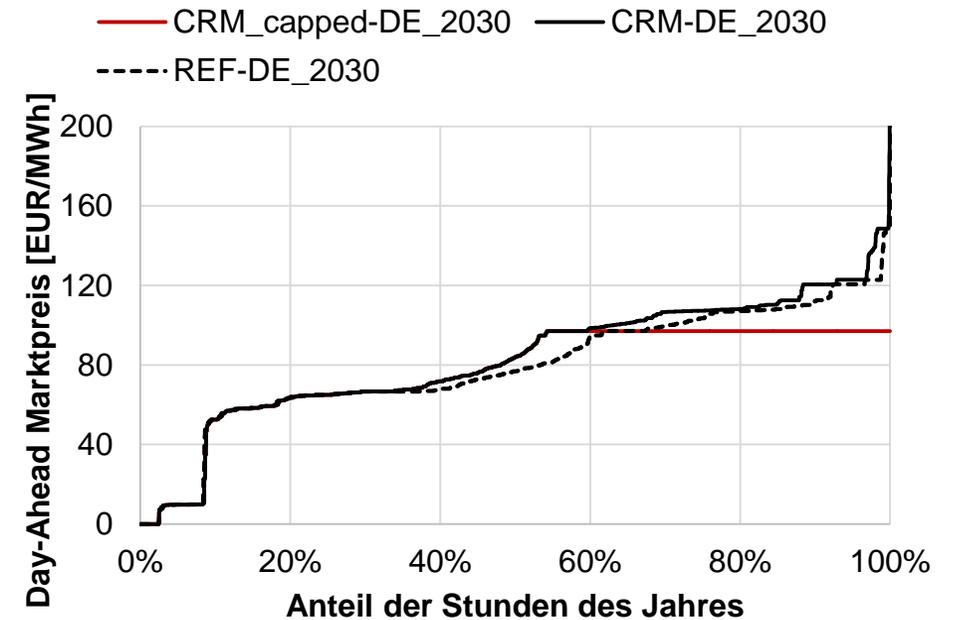
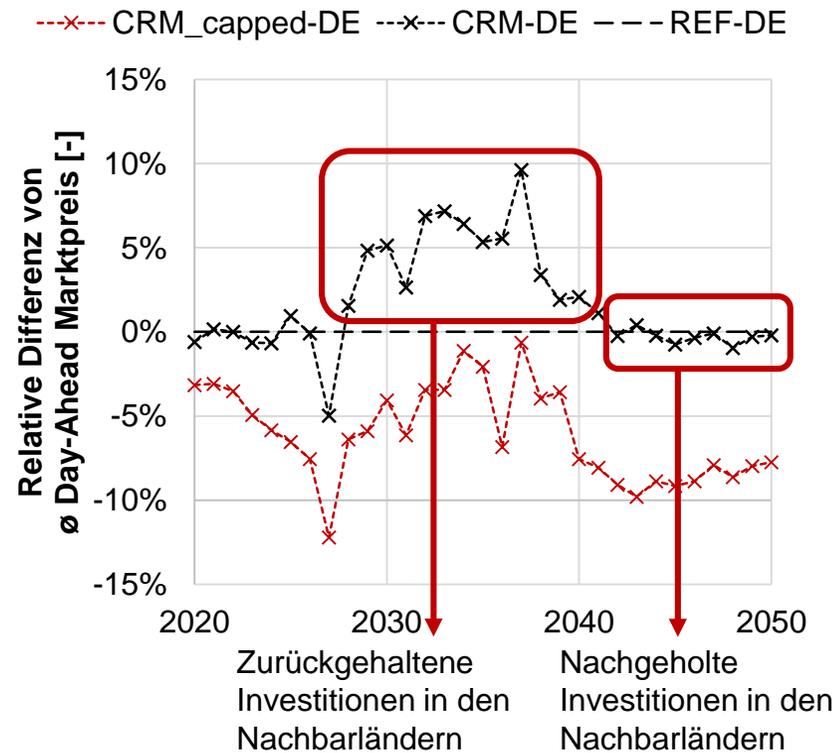


- ➔ Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland führt zu substantiell höheren Investitionen in neue konventionelle Kraftwerks- und Speicherkapazitäten
- ➔ Der Technologiemix ändert sich deutlich und es werden mehr Spitzenlastkraftwerke und Speicher, dafür weniger Mittellastkraftwerke gebaut

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - **Strommarkt**
 - Übertragungsnetz
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Entwicklung der Day-Ahead Marktpreise im CRM-Szenario



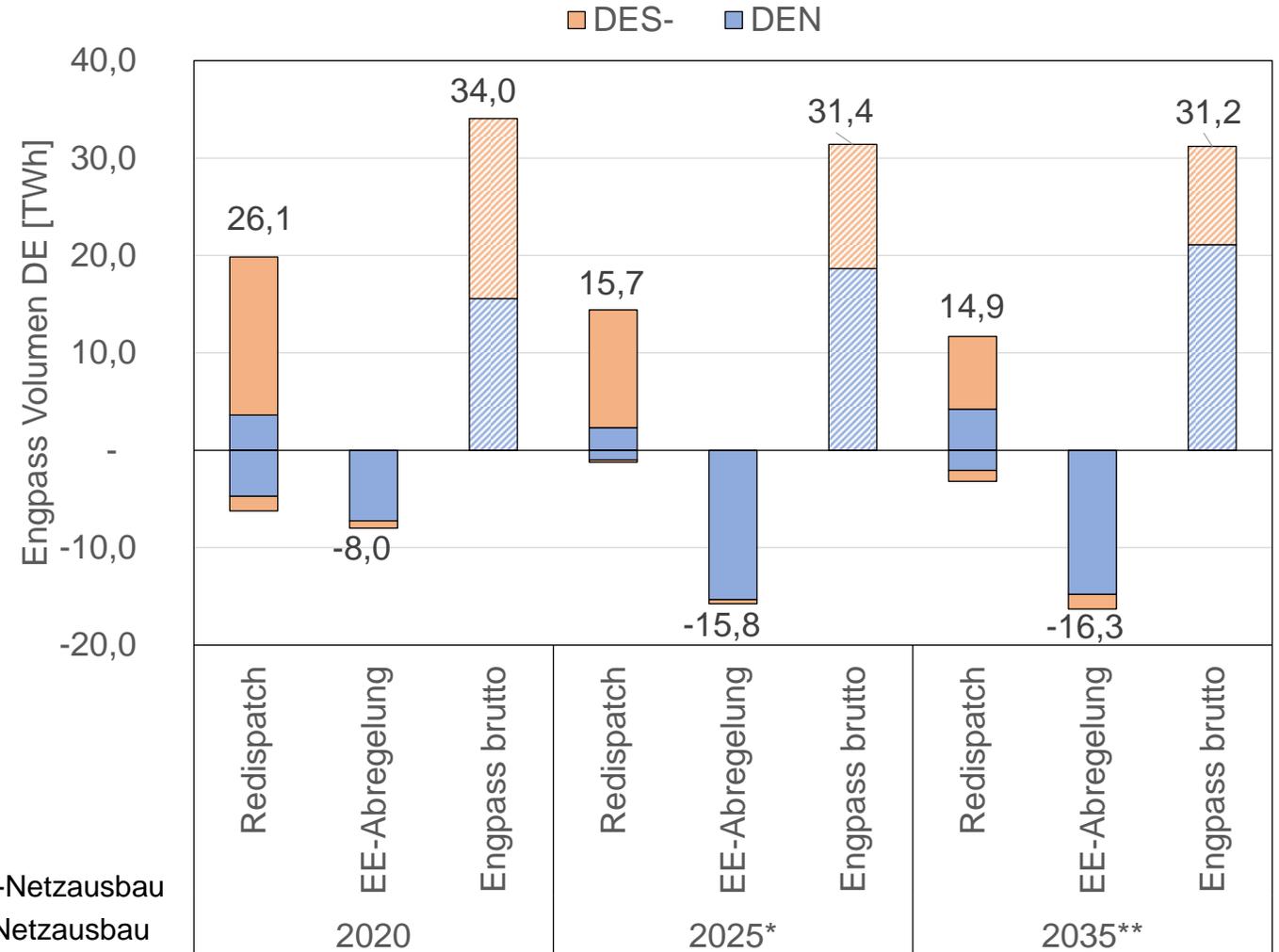
- ➔ Der stark veränderte TechnologiemiX in Deutschland und verzögerte Neuinvestitionen in den Nachbarländern führen zu höheren Day-Ahead Durchschnittspreisen im Szenario CRM
- ➔ Aber: Der Regulator würde in diesem Fall die „Peak Energy Rent“ einbehalten und die entsprechend angepassten Day-Ahead Durchschnittspreise liegen unterhalb des Szenarios REF

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- Engpass Volumen bleibt **relativ stabil** bis 2035, sinkt sogar leicht
- Geringstes Engpass Volumen in 2035 im Vgl. zu REF und SPLIT



* ohne HGÜ-Netzausbau

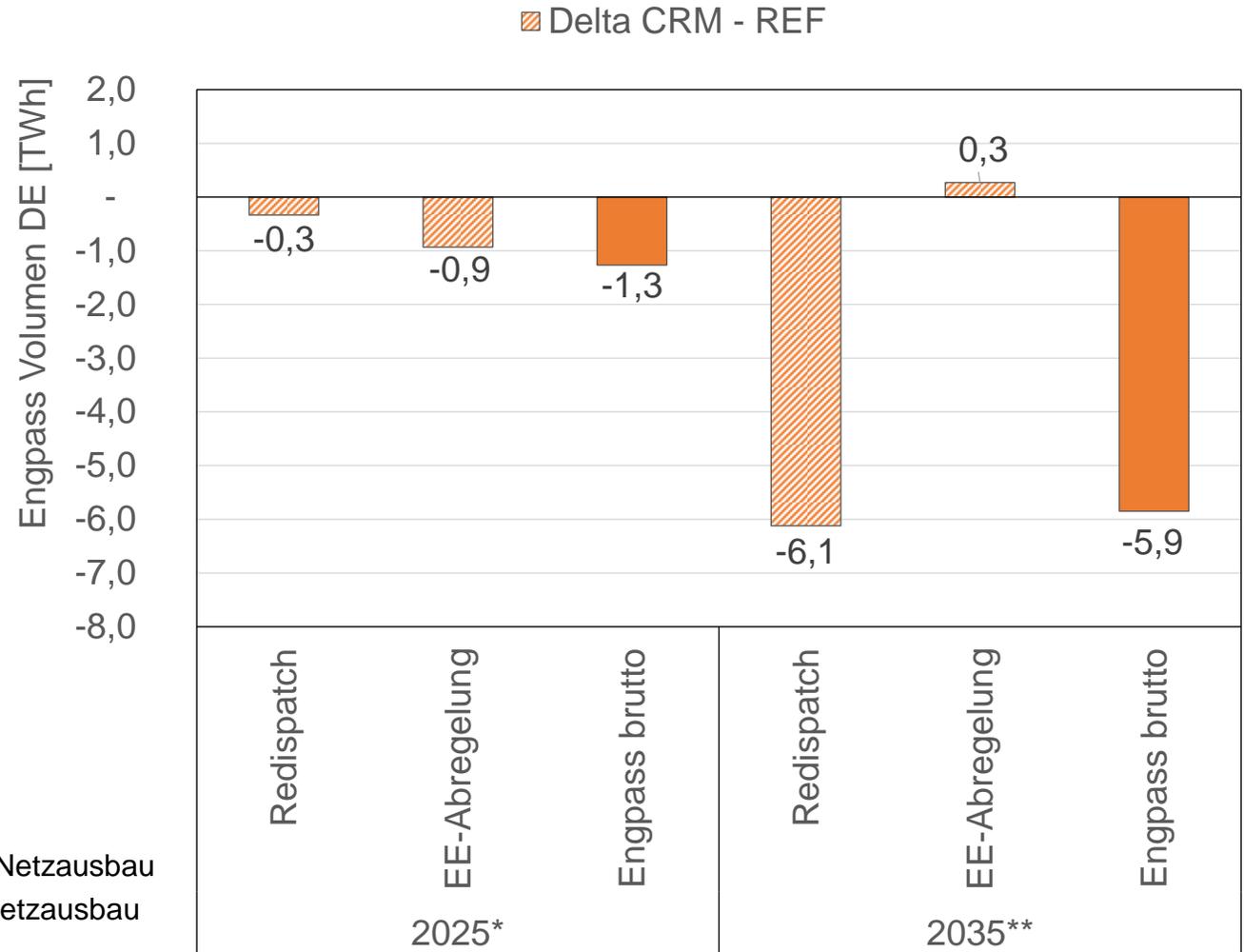
** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2035

- CRM-Fall weist geringere Engpass Volumen auf
- Reduktion in 2025 (-3,9%) und 2035 (-15,8%)
- Geringstes Engpass Volumen in 2035 im Vgl. zu REF und SPLIT



* ohne HGÜ-Netzausbau
** mit HGÜ-Netzausbau

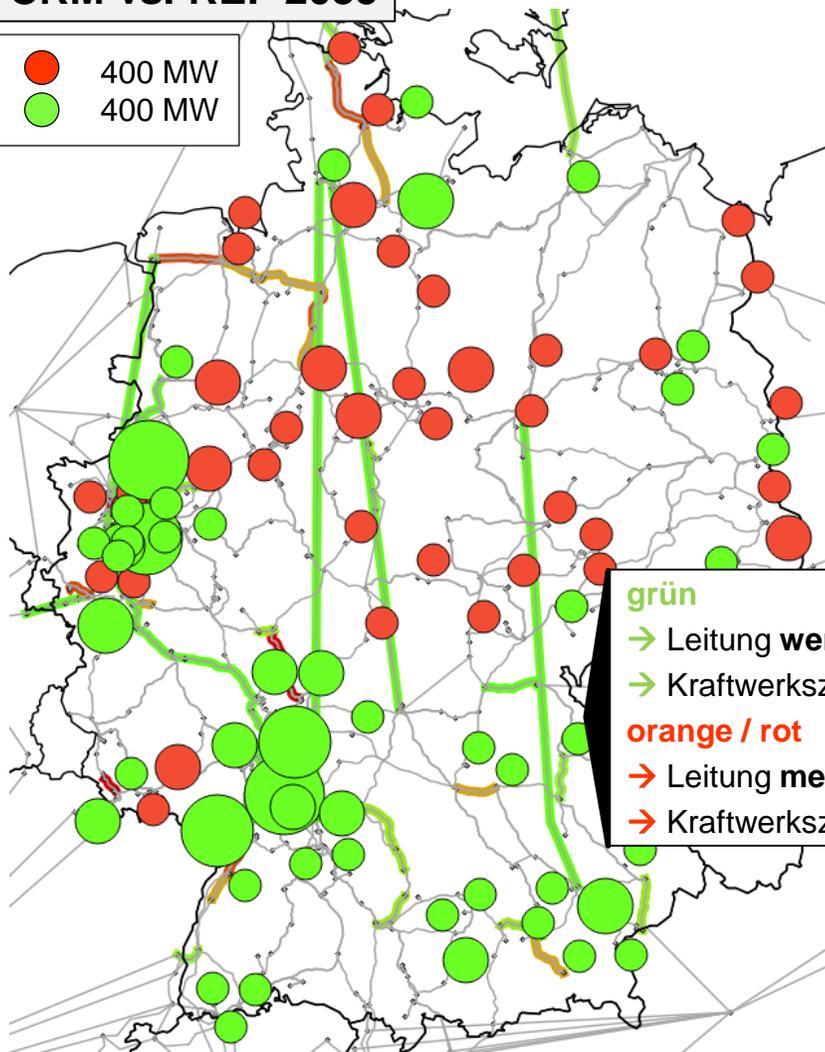
CRM – Differenz Leitungsauslastung, Kraftwerkszubau & Redispatch-Einsatz vs. REF

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM vs. REF 2035

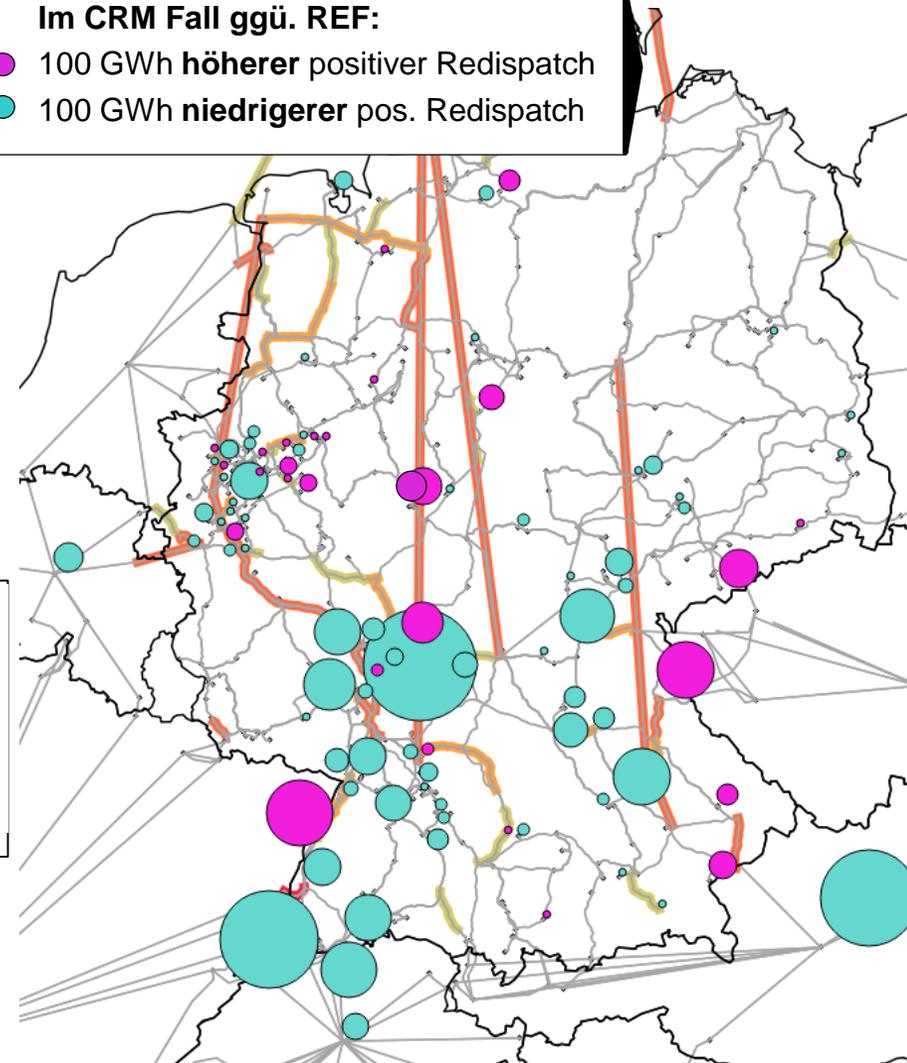
- 400 MW
- 400 MW



- grün**
- Leitung **weniger** belastet
- Kraftwerkszubau **größer**
- orange / rot**
- Leitung **mehr** belastet
- Kraftwerkszubau **kleiner**

Im CRM Fall ggü. REF:

- 100 GWh **höherer** positiver Redispatch
- 100 GWh **niedrigerer** pos. Redispatch

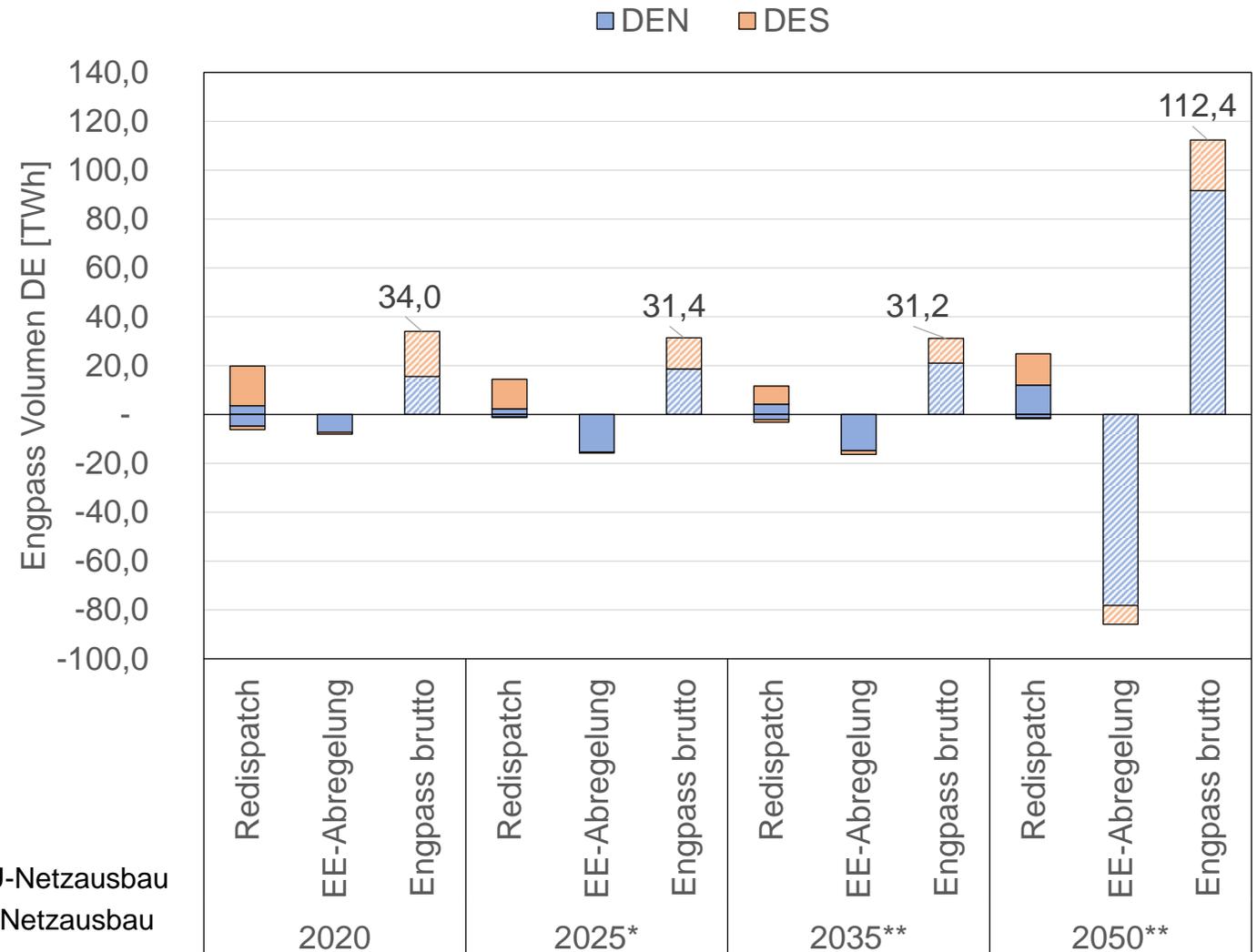


Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - **Übertragungsnetz**
 - Zwischenfazit
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

CRM – Entwicklung Engpassmanagement 2020 - 2050

- Auch im CRM Szenario kommt es in 2050 zu umfangreichen EE-Abregelungen auf Grund extrem hoher und umfangreicher negativer Residuallasten



* ohne HGÜ-Netzausbau

** mit HGÜ-Netzausbau

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 **Szenario CRM**
 - Motivation
 - Strommarkt
 - Übertragungsnetz
 - **Zwischenfazit**
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario CRM

Chancen	Risiken	Konsequenz
<ul style="list-style-type: none"> ■ Kapazitätsmechanismen können erfolgreich den Zubau neuer Kraftwerks- und Großspeicherkapazität anreizen ■ Kombiniert mit einer lokalen Komponente für die Standortwahl kann ein Kapazitätsmechanismus die Netzsituation entspannen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Kosten für die Beschaffung neuer Kapazitäten sind schwierig planbar ■ Kapazitätsmechanismen können im gekoppelten europäischen Strommarkt zu erheblichen grenzüberschreitenden Effekten führen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Einbeziehung von Interkonnektoren in Kapazitätsmechanismen ist essentiell ■ Die Parametrisierung eines Kapazitätsmechanismus muss vor dessen Einführung sorgfältig geplant werden

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)**
- 7 Fazit und Diskussionsrunde

Agenda:

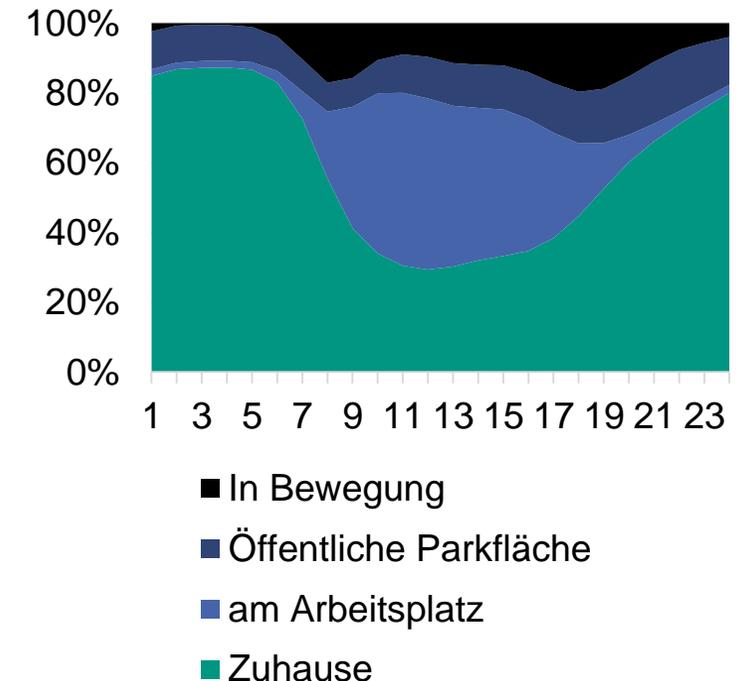
- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Hintergrund

- Motivation
 - Substitution steuerbarer Erzeugungskapazitäten?
 - Reduktion von CO₂-Emissionen durch höhere Ausnutzung von EE?

- Methodik Lastmanagement: Simulation mit eingebetteter Optimierung:
 - Kostenminimierung geeigneter Prozesse aus Prozessperspektive
 - Residuallast als "Anreizsignal"
 - Beispiel: Elektrofahrzeuge als mobile Speicher: Dynamische Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Fahrzeuge bei der Festlegung von Lastgrenzen für Lastverschiebung

Aufenthaltsort privater E-Fahrzeuge

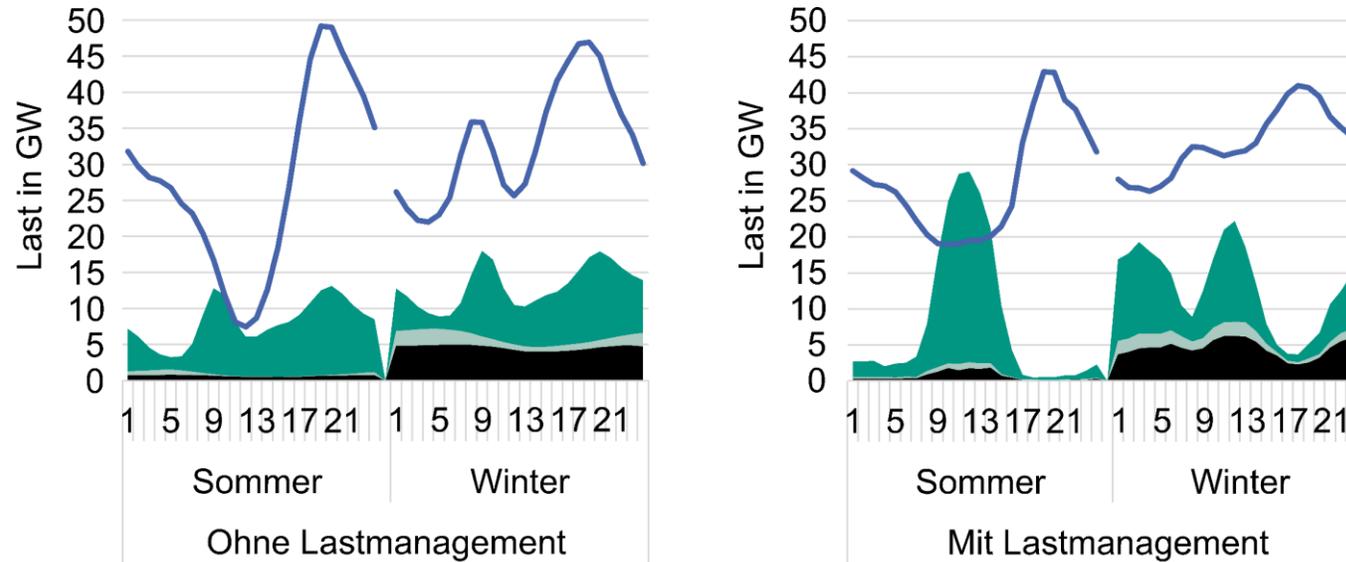


Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Auswirkungen auf die Last

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - **Lastglättung**
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Durchschnittliche Verschiebung ausgewählter Lasten und Auswirkungen auf die Residuallast - 2040



Wärmepumpe (Haushalt)
 Wärmepumpe (GHD)
 E-Fahrzeuge (privat)
 Residuallast

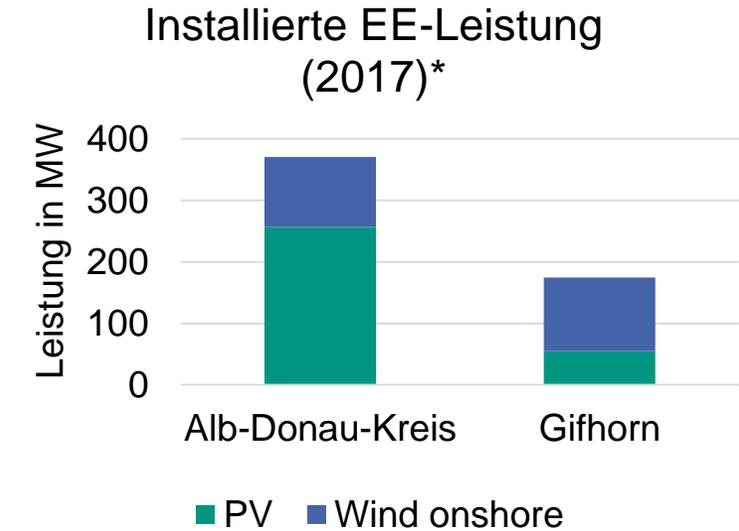
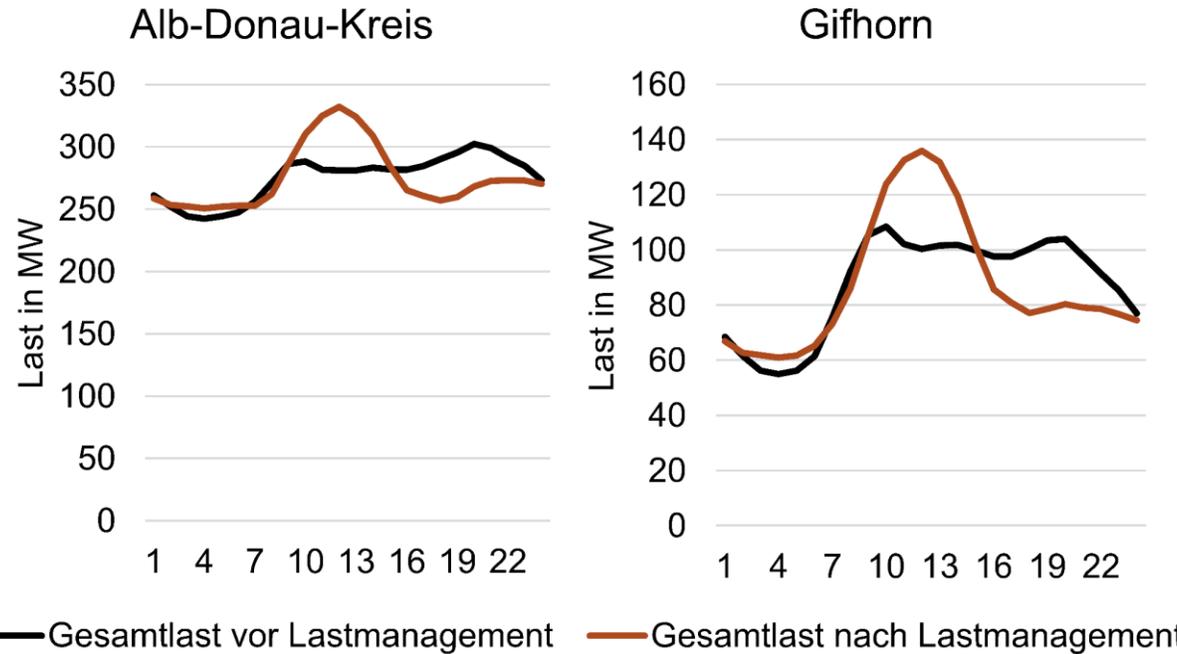
- Diffusion von Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen stellt großen Hebel für Lastmanagement dar
- Insbesondere große Teile des Abendpeaks können durch Lastmanagement in die Mittagsstunden verschoben werden
- Verschiebung saisonal unterschiedlich

Einfluss von Nachfrageflexibilisierung: Auswirkungen auf die Last

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM**
 - Motivation
 - **Lastglättung**
 - Strommarkt
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Mittlere Gesamtlast vor und nach Lastmanagement (2040)



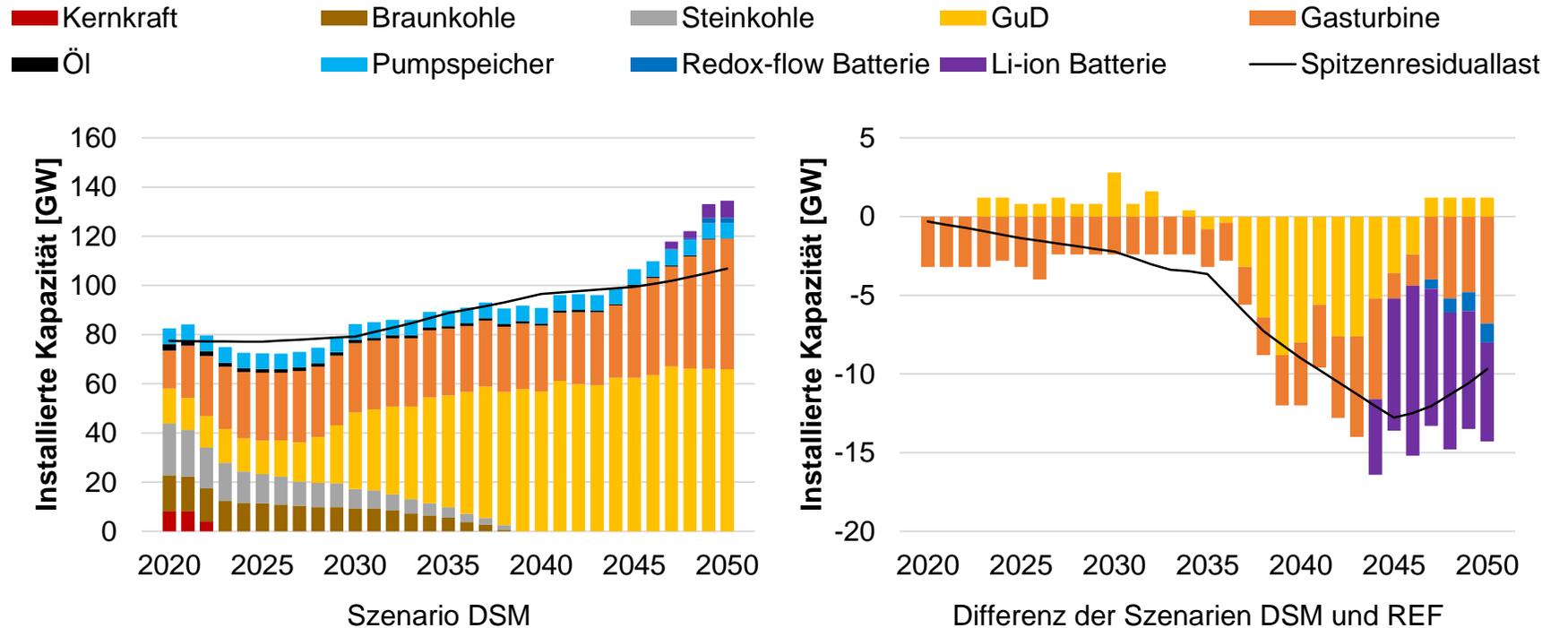
*Berechnung auf Basis von *Open Power System Data (2019): Data Package Renewable power plants. Version 2019-04-05.*

- Zentrale Anreizsignale für DSM führen insgesamt zu einer Glättung der Residuallast und erhöhten Kapazitätsfaktoren
- Die lokale Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien, d.h. die regionale „Residuallast“ wird dabei nicht berücksichtigt

Entwicklung der konventionellen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten im DSM-Szenario

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - **Strommarkt**
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

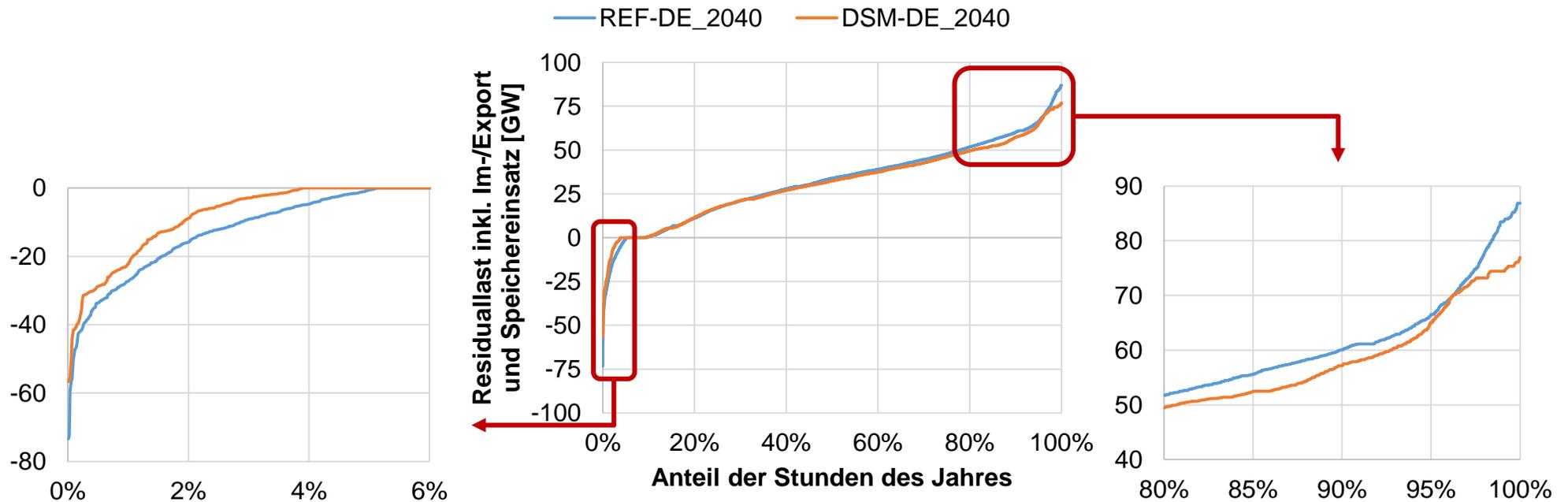


- ➔ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität den Bedarf an konventionellen Spitzenlastkraftwerken und Großspeichern in Deutschland substantiell reduzieren
- ➔ Aber: Phasenweise übersteigt der Rückgang der installierten Erzeugungskapazität den Rückgang der Spitzenresiduallast

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - **Strommarkt**
 - Zwischenfazit
- 7 Fazit

Entwicklung der Residuallastverläufe im DSM-Szenario



➔ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität sowohl die Spitzenresiduallast als auch negative Residuallasten substantiell reduzieren und somit zu einer besseren Systemintegration Erneuerbarer Energien beitragen

Agenda:

- 1 Projekt AVeS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 **Szenario DSM**
 - Motivation
 - Lastglättung
 - Strommarkt
 - **Zwischenfazit**
- 7 Fazit

Zwischenfazit zum Szenario DSM

Beitrag von Nachfrageflexibilität	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> ■ Langfristig kann die Nutzung von Nachfrageflexibilität den Bedarf an konventionellen Spitzenlastkraftwerken und Großspeichern in Deutschland substantiell reduzieren ■ Neben reduzierten Spitzenlasten kann Lastmanagement auch negative Residuallasten abmildern und sowie zur Integration von Erneuerbaren Energien beitragen ■ Insbesondere die Diffusion von Elektrofahrzeugen stellt, sofern diese steuerbar sind, einen großen Hebel für Lastverschiebung dar 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Gegenwärtig bestehen nur geringe monetäre Anreize für Lastflexibilisierung ■ Anreizsignale, die zu einer zentralen Lastglättung führen, können regionale Lastspitzen nach sich ziehen

Agenda

- 1 Begrüßung und Projektvorstellung
- 2 Überblick der angewandten Methodik
- 3 Entwicklungen im Referenzszenario (REF)
- 4 Aufteilung der deutschen Preiszone (SPLIT)
- 5 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland (CRM)
- 6 Einfluss von Nachfrageflexibilisierung (DSM)
- 7 Fazit und Diskussionsrunde**

Agenda:

- 1 Projekt AVeRS
- 2 Methodik
- 3 Szenario REF
- 4 Szenario SPLIT
- 5 Szenario CRM
- 6 Szenario DSM
- 7 Fazit**

Fazit und Diskussionsrunde

Ausgangssituation	Herausforderungen	Lösungsansätze
<ul style="list-style-type: none"> ■ Ambitioniertes CO₂ Vermeidungsszenario bedingt einschneidende Maßnahmen in allen Sektoren ■ Strombasierte Prozesse und innovative Produktionsverfahren können zu einer starken Erhöhung der Stromnachfrage im Industriesektor führen ■ Zur Erreichung der Klimaziele ist unter diesen Voraussetzungen ein sehr großer Ausbau der Erneuerbaren Energien erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Unter Annahme eines deutschen Kernkraft- und Kohleausstiegs sowie Verzögerungen beim Netzausbau besteht in den nächsten Jahren erheblicher Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität ■ Kurzfristig ist Netzausbau essentiell, langfristig werden jedoch weitere Flexibilitäten wie Großspeicher und Lastmanagement benötigt, die durch das aktuelle Marktdesign nur eingeschränkt angereizt werden 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lastmanagement kann einen deutlichen Beitrag zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien leisten ■ Ein Kapazitätsmechanismus mit lokalen Komponenten kann neue Kapazitäten anreizen und zielgerichtet platzieren ■ Regionale Preissignale können eine sinnvolle Ergänzung zu weiterem Netzausbau sein ■ Die Aufteilung der deutschen Preiszone senkt mittelfristig die Engpassvolumen, aber bringt neue langfristige Risiken