



Technische Hochschule
Ingolstadt

Institut für
neue Energie-Systeme



*Smart Markets als marktbasierende
Ergänzung zum deutschen
Engpassmanagement - Konzeptionierung
anhand eines Modellbeispiels*

Gefördert durch:

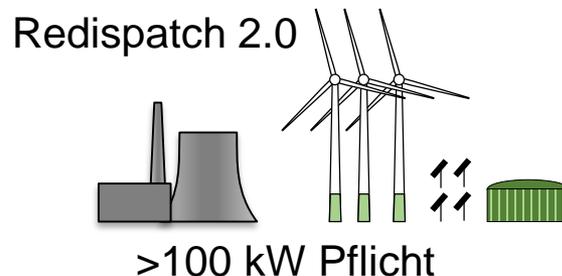
Ergebnisse aus dem
Projekt EOM-Plus



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Tanja Mast, Benedikt Hümmer, Uwe Holzhammer 18.02.2022

- Anstieg von Netzengpässen und damit verbundenen Kosten auch zukünftig erwartet
- Aktuelles Engpassmanagement in Deutschland:



- seit 1.Okt. 2021 Redispatch 2.0: alle Erzeuger und Speicher >100 kW
- Verpflichtende Teilnahme und gewinnneutrale Kostenerstattung
- Art. 13 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO:
 - alle Erzeuger, Speicher, Lasten in Redispatch einbeziehen
 - Marktbasierte Mechanismen für Redispatch anwenden
 - Deutschland macht von Ausnahmeregelung (Inc-Dec-Gaming) gebrauch

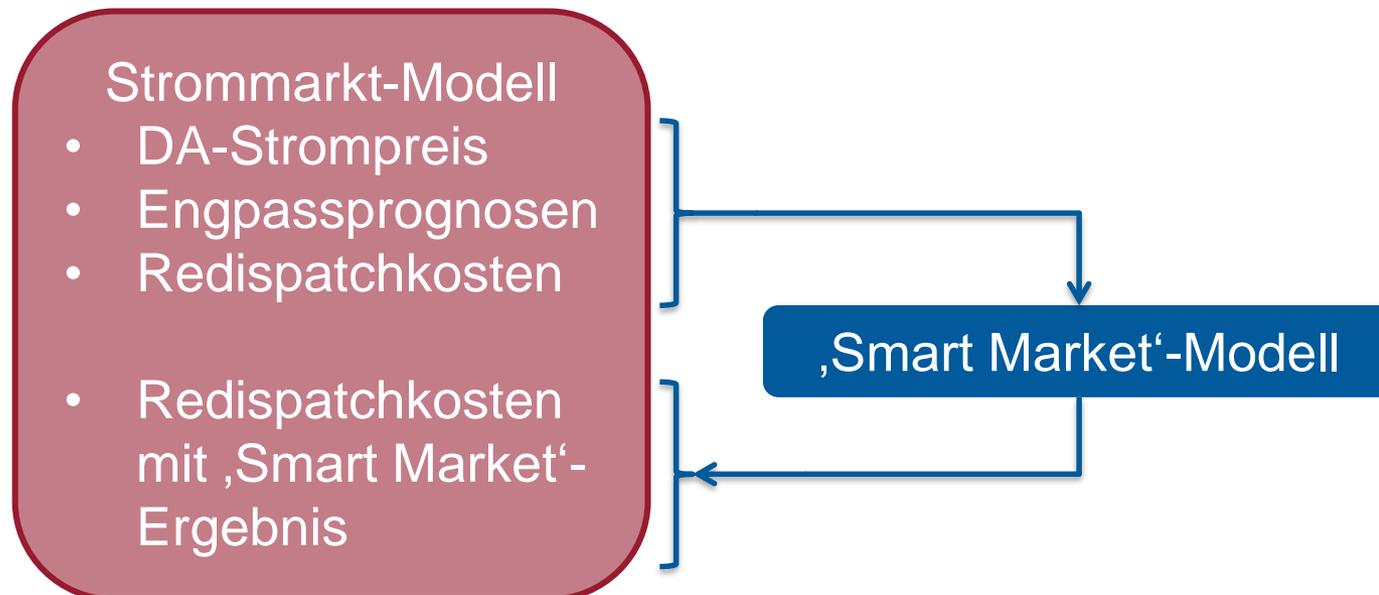
- Smart Markets als marktbasierter Ergänzung zum Energy-Only-Markt und zum aktuellen Engpassmanagement (RD 2.0 als Rückfall-Option)



- Eigenschaften von Smart Markets:
 - temporäre Beschränkung auf prognostizierte Engpasssituation
 - lokale Beschränkung auf betroffenen Stromnetzbereich
 - flexible Kapazitäten im Wettbewerb um kostenoptimale Engpassbewirtschaftung
- Hauptziel von Smart Markets:
 - Erfüllen der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO
 - Kosten ggü. Redispatch 2.0 senken
 - Einbindung bisher ungenutzter Flexibilitäten ins Engpassmanagement

Ziele des „Smart Market“-Modells:

- Agieren der Flexibilitäten an Smart Markets abbilden
- mobilisierbare Flexibilitäts-Potentiale quantifizieren
- Marktergebnisse (Kosten/Einnahmen und Menge) bestimmen



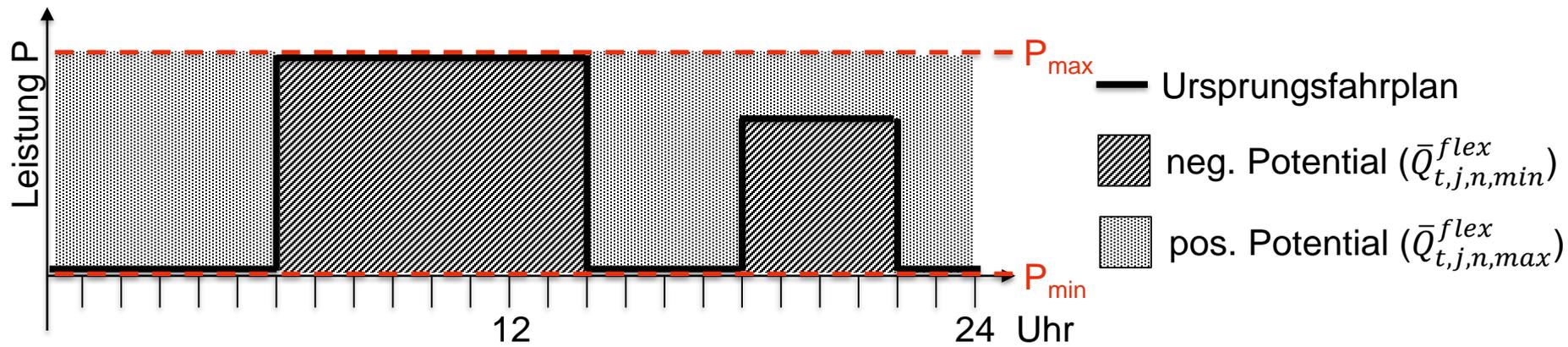
Voraussetzungen für Marktteilnehmer:

- keine Leistungsgrenzen, auch kleinteiligere Flexibilitäten (z.B. Lasten und Erzeuger < 100 kW) können am Smart Market teilnehmen
- alle Marktteilnehmer müssen über eine Fernsteuereinrichtung verfügen
- freiwillige Gebotsabgabe, Aggregatoren wie z.B. Direktvermarkter können Flexibilitäten innerhalb eines Marktgebietes bündeln

Ausgewählte, repräsentative Flexibilitätsoptionen für Modellbeispiel:

- E-Mobilität als verschiebbare Last
- Flexible Biogasanlage als regelbare EE-Anlage
- PV-Batteriespeicher als Speichertechnologie

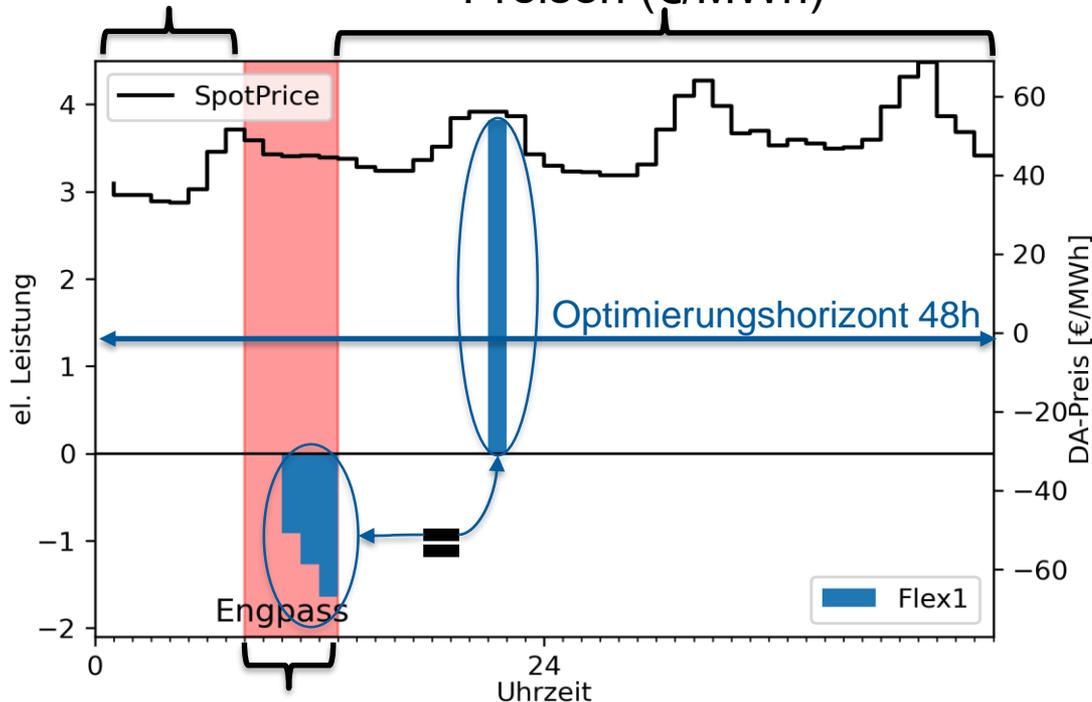
- Flexibilitätspotential ergibt sich aus Abweichung vom Ursprungsfahrplan
- Potential ist durch technische bzw. sozio-ökonomische Leistungslimits (P_{\max}/P_{\min}) begrenzt
- weitere technologiespez. Restriktionen durch z.B. max. Verschiebedauer oder max. Speicherkapazitäten



„Smart Market“-Modell

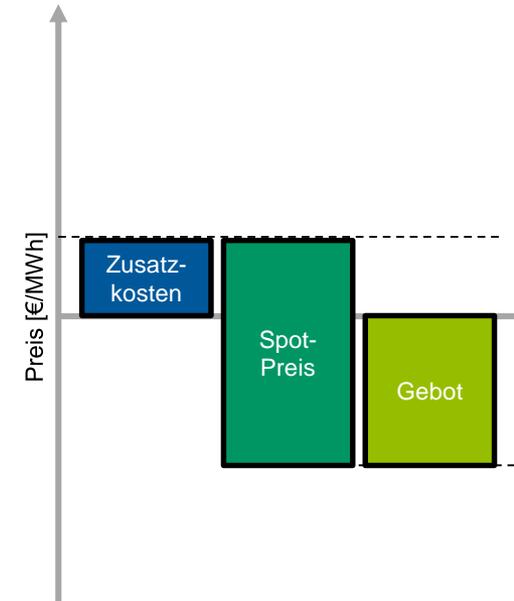
Marktteilnehmer – Gebotssystematik, Beispiel Leistungssaldo reduzieren

intertemporärer Energieausgleich:
prognostizierter Intraday bzw. DayAhead-
Preisen (€/MWh)

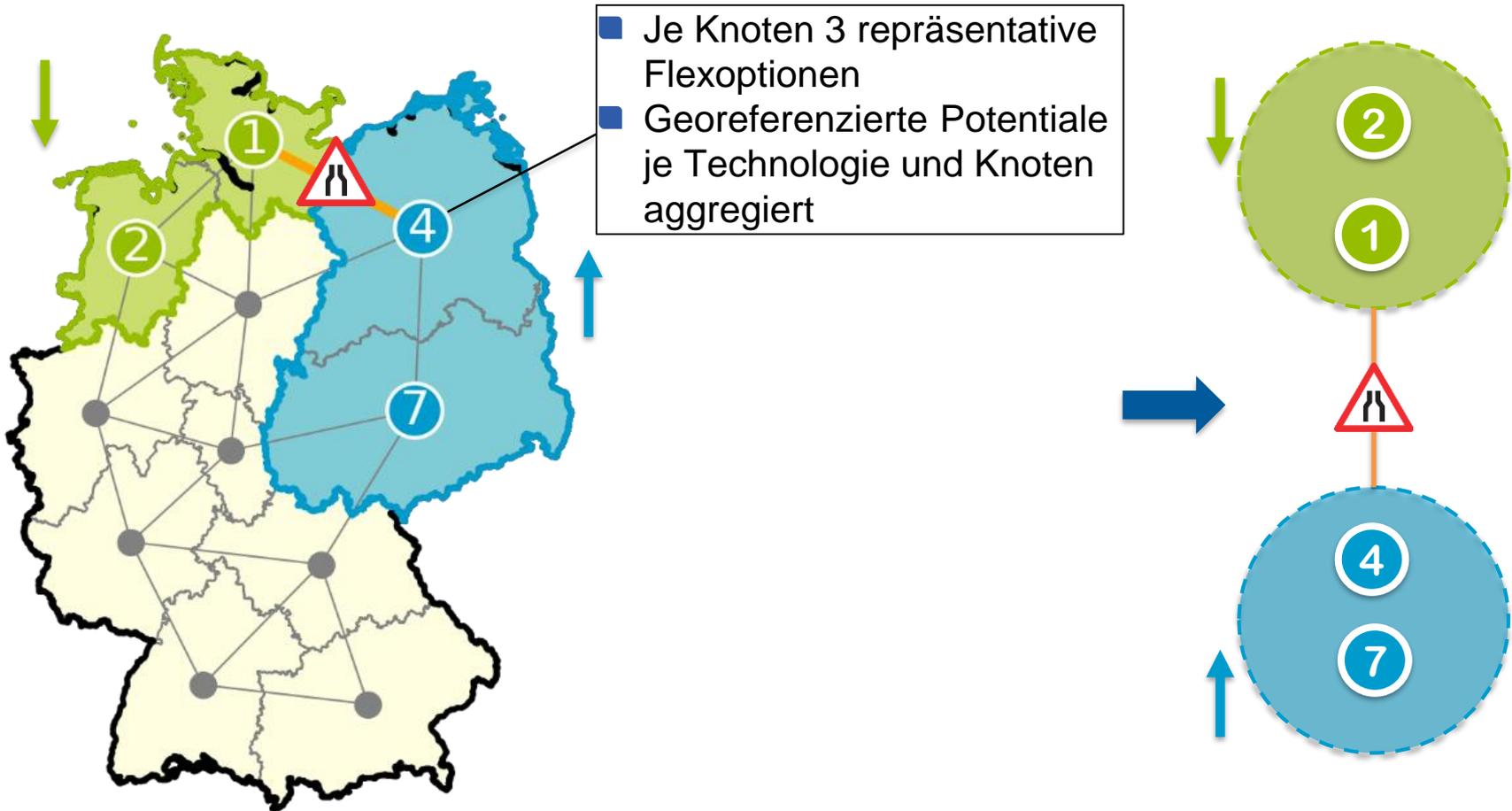


Zusatzkosten (€/MWh):

Komfort-,
Produktionsverlust,
Zusatzstarts



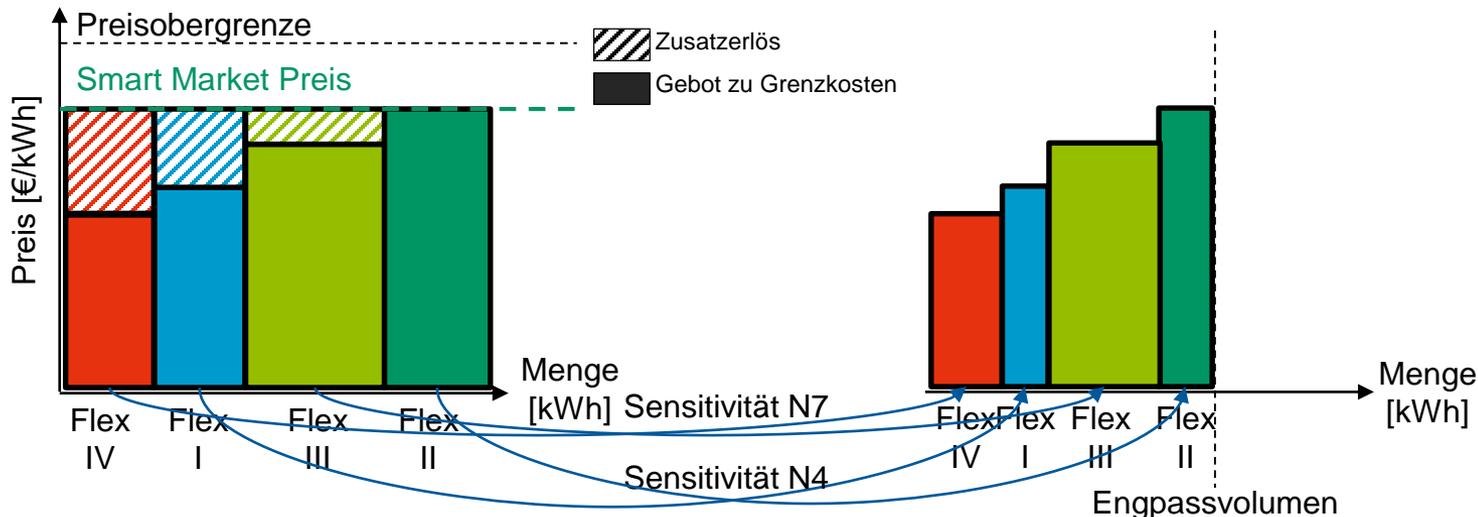
Beispielhafte Engpasssituation im Szenario 2025



„Smart Market“-Modell

Market-Clearing – Beispiel Leistungssaldo erhöhen

- Durch einheitlichen Marktpreis (pay-as-cleared) werden Zusatzerlöse ermöglicht
- Preisobergrenze (\emptyset neg. bzw. pos. Redispatch-Kosten) stellt Kosteneffizienz im Smart Market sicher und deckelt Zusatzerlöse
- Engpassvolumen stellt Nachfrage im Smart Market dar
- Standortspezifische Wirksamkeit der Flexoption wird bei Market-Clearing berücksichtigt



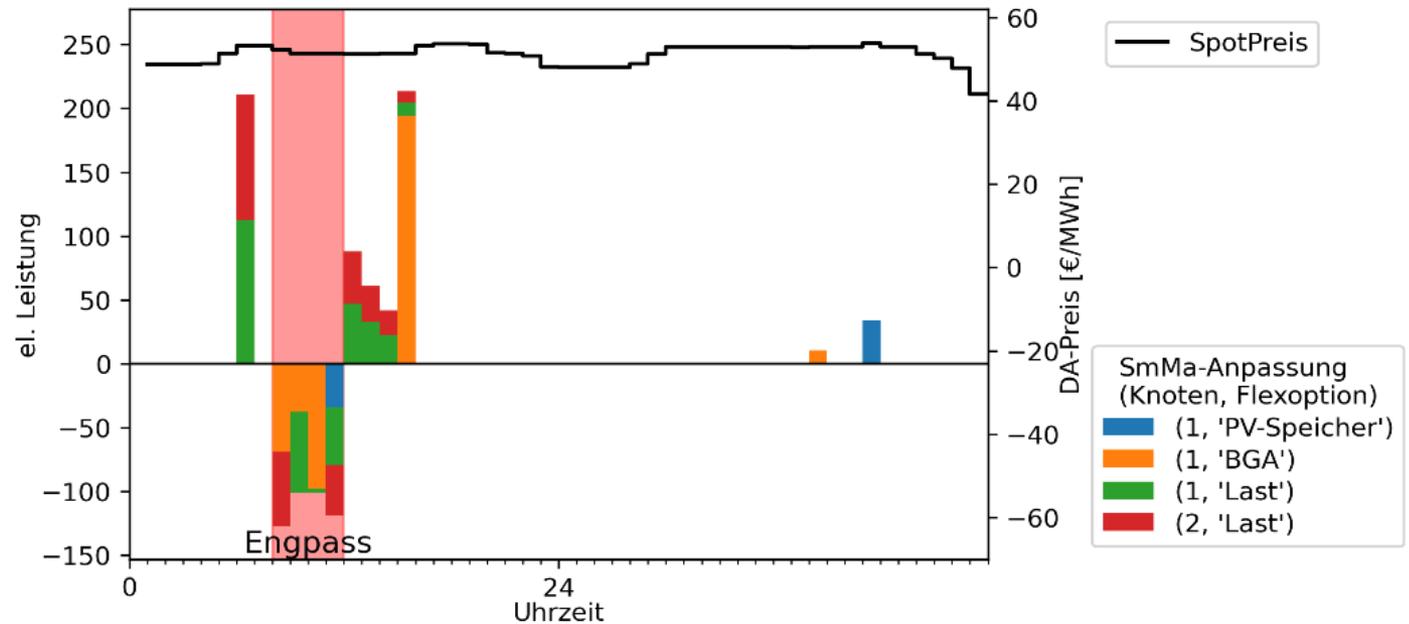
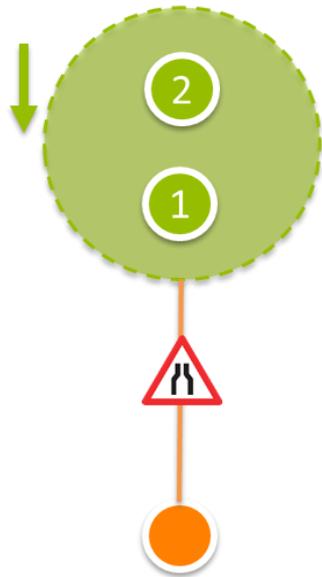
Ziel:
Minimierung
der Smart
Market-
Kosten

Ergebnisse

Leistungssaldo reduzieren

Leistungssaldo reduzieren					
Engpass- stunde	SmMa-Volumen gesamt [MW]	SmMa-Volumen N1 [MW]	SmMa-Volumen N2 [MW]	Verbl. Redispatch- volumen [MW]	SmMa-Preis [€/MWh]
1	-127,54	-69,04	-58,50	0	-51,42
2	-101,12	-101,12	0	0	-51,42
3	-101,12	-101,12	0	0	-51,42
4	-119,10	-79,29	-39,81	0	-3,81

Ø neg. (konv.)
 Redispatch-
 Kosten:
 -20,23 €/MWh
 [netztransparenz.de]

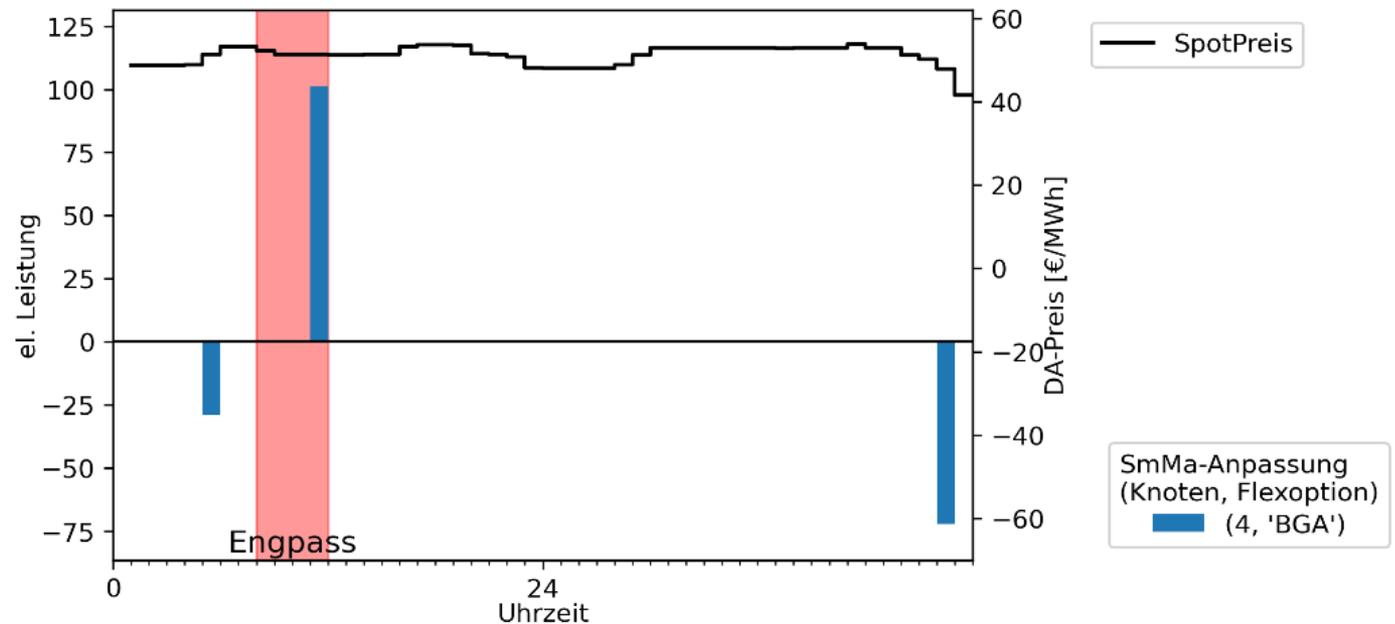
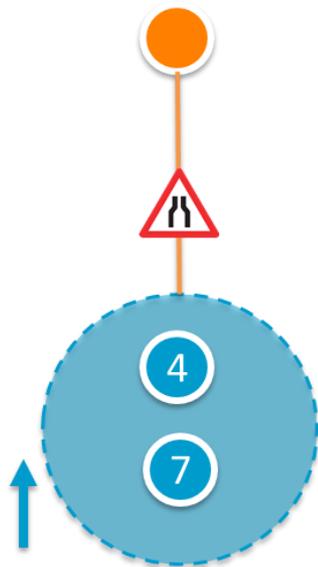


Ergebnisse

Leistungssaldo erhöhen

Leistungssaldo erhöhen					
Engpass- stunde	SmMa-Volumen gesamt [MW]	SmMa-Volumen N4 [MW]	SmMa-Volumen N7 [MW]	Verbl. Redispatch- volumen [MW]	SmMa-Preis [€/MWh]
1	0	0	0	-47,24	-
2	0	0	0	-47,24	-
3	0	0	0	-47,24	-
4	101,12	101,12	0	0	48,87

Ø pos. (konv.)
 Redispatch-
 Kosten:
 88,10 €/MWh
 [netztransparenz.de]



- Implementierung weiterer Flexibilitätsoptionen
- Erweiterung des Übertragungsnetzmodells auf 317 Knoten
- Sensitivitätsanalysen
- Verschiedene Szenariorahmen

Quantitative und qualitative Aussagen zu den kurz- und mittelfristigen Auswirkungen bei einer deutschlandweiten Einführung von Smart Markets



Tanja Mast, M.Sc.

Technische Hochschule Ingolstadt
Institut für neue Energie-Systeme (InES)
Esplanade 10, D-85049 Ingolstadt

Tel: +49 (0)841 / 9348 - 6498

Mail: tanja.mast@thi.de

Web: www.thi.de/go/energie