



Auftakt Workshop zu "Herausforderungen Systembetrieb 2030"

Hintergrund



Durch das BMWE angefragte Inhalte für einen vertieften Austausch:

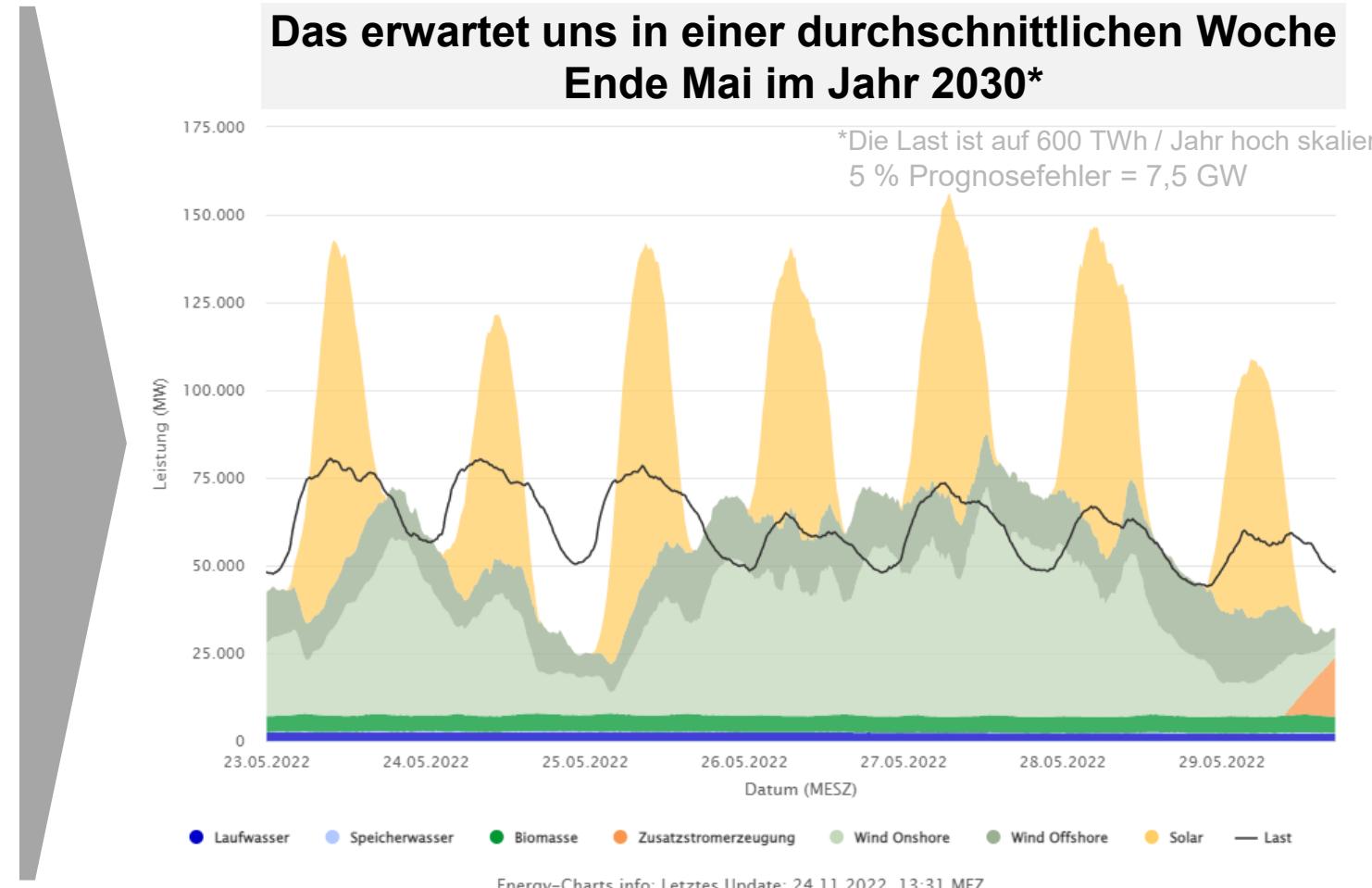
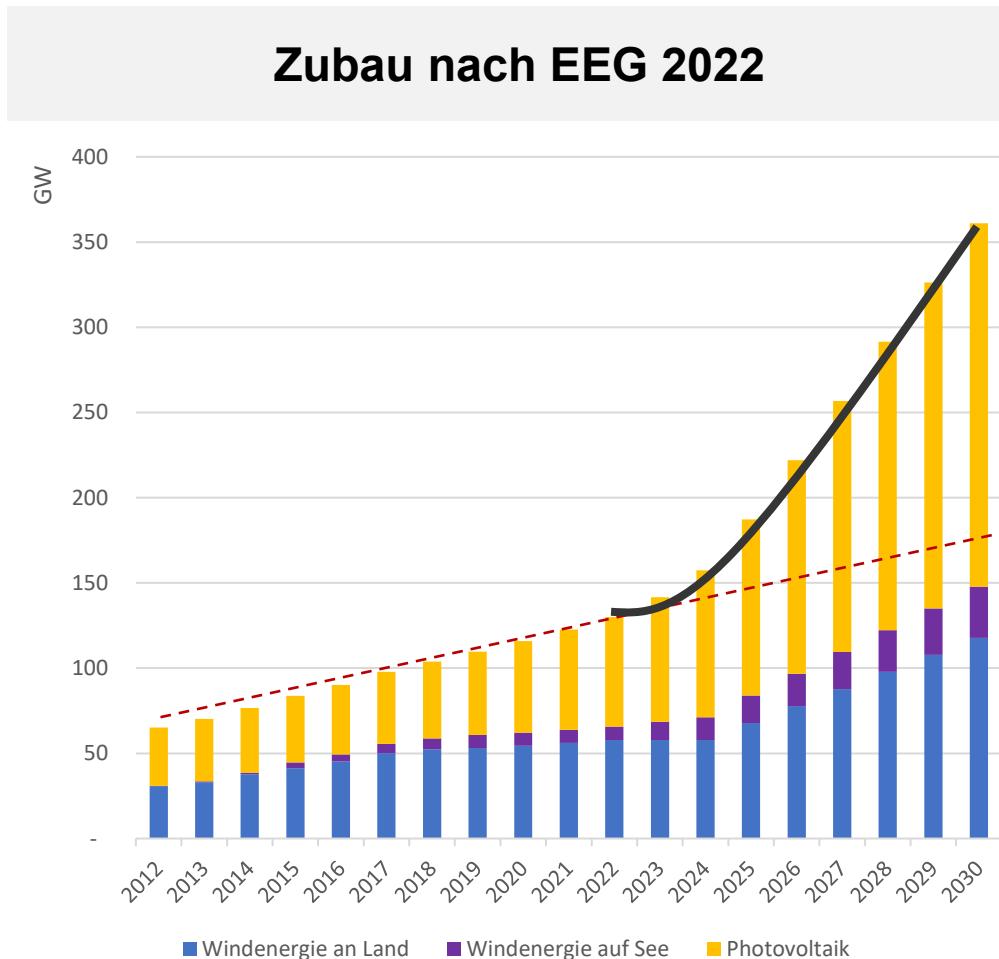
- Erkenntnisse und Untersuchungsergebnissen der ÜNB zu Herausforderungen ab 2030
 - Zu 1.: Die dem BMWE und der BNetzA, u.a. im Systemstabilitätsbericht vorliegenden Informationen reichen für eine eigene Bewertung der Lage noch nicht aus. Hier wären wir Sie um zusätzliche Informationen bitten.
- Schlussfolgerungen hieraus
- Mögliche Lösungsansätze/Handlungsempfehlungen der ÜNB.
 - Zu 3.: Bisher haben die ÜNB sehr pauschal von einem Central-Dispatch-Ansatz gesprochen, als eine Option. Nach unserem Verständnis gibt es hier eine Vielzahl von Elementen mit unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten. Diese würden wir gerne mit Ihnen durchgehen.
 - Auch würden uns die von Ihnen erwähnten alternativen Ansätze (bspw. technologiespezifische Ansätzen, dynamische Netzentgelte) interessieren und aus welchen Gründen sie diese jeweils als für nicht geeignet halten bis 2030 einen wesentlichen Beitrag zu leisten.

Agenda

- 1 Herausforderungen im Systembetrieb ab 2030 (bis 11 Uhr)**
- 2 Deep dive: Herausforderungen des Engpassmanagements (11:00-12:00 Uhr)**
- 3 Potentielle Instrumente zur Lösung der Herausforderung im Engpassmanagement (13:00-14:30 Uhr)**
- 4 Weiteres Vorgehen (14:30-15 Uhr)**

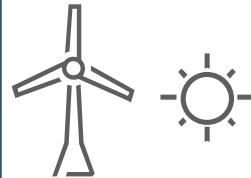
Herausforderungen im Systembetrieb ab 2030

Ausgangslage: Ausblick auf den Systembetrieb im Jahr 2030



Wir erwarten, dass folgende Entwicklungen im künftigen Energiesystem forschreiten

1.



Transformation zu einem erzeugungsgeführten Energiesystem

- Übergang von einem System, in dem große steuerbare Erzeugungskapazitäten einer Änderung in der Last folgen hin zu einem System, in welchem die Last dem Dargebot der kleinteiligen und dezentralen Erzeugungskapazität folgen muss und europäisch organisiert ist

2.



Unsicherere Vorhersagbarkeit des Verhaltens der Netznutzer

- Vorhersage des Verhaltens von Stromerzeugern und -verbrauchern wird für Marktakteure und ÜNB komplexer
- Wichtige Größen: Erwartete Energie und Leistung über die Zeit, sich ergebende Rampen sowie die regionale Verteilung
- Weitere Unsicherheiten kommen durch anders funktionierende Nachbarregelzonen hinzu

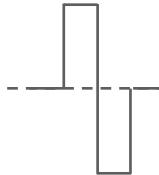
3.



Zunehmende Diskrepanz zwischen Markt und Physik und begrenzte Eingriffsmöglichkeiten

- Regional ungleiche Zunahme von Erzeugungskapazitäten und Last bei zeitgleich ansteigenden Anforderungen an zur Verfügung stellende Handelsmargen und stärkeren Wechselwirkungen mit Nachbarländern
- Begrenzte Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber zum direkten Steuern der Netznutzer

4.



Steigende Dynamik

- Schnelle Veränderung des Erzeugungs- und Verbrauchsprofils (Rampen)
- Unterschiedliche Assets fahren die steilen Rampen mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten ab

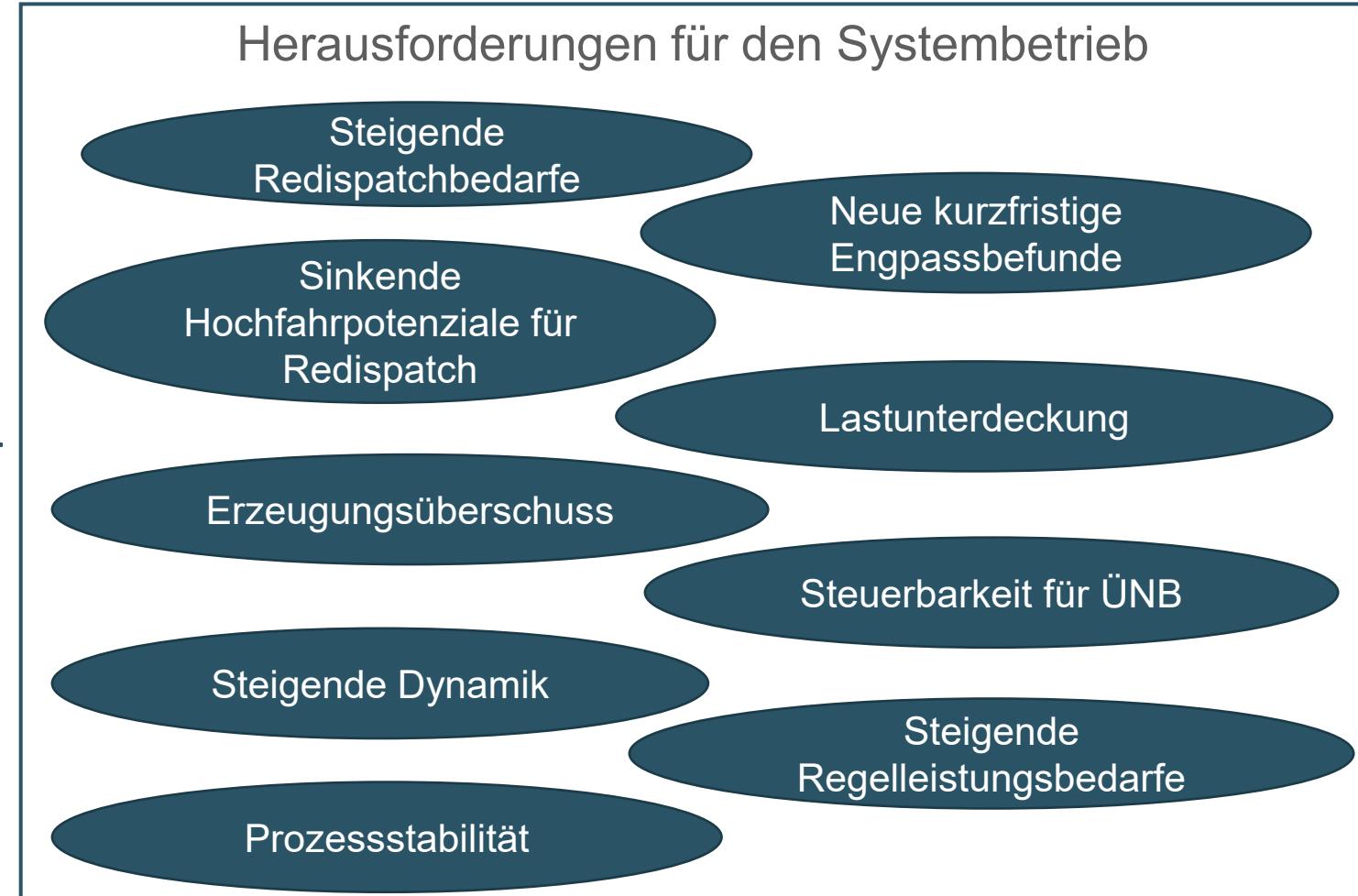
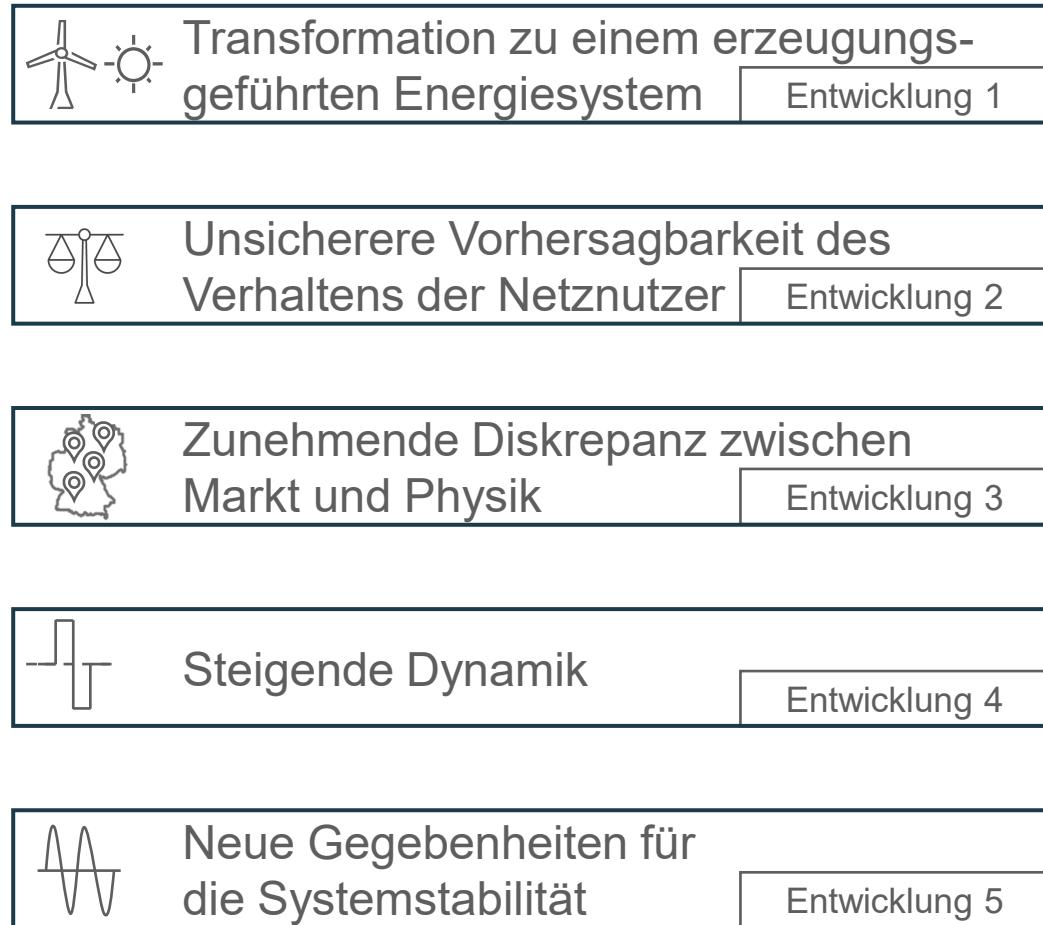
5.



Neue Gegebenheiten für die Systemstabilität

- Systemstabilität = Einhaltung aller technischen und betrieblichen Grenzwerte während des Normalbetriebs sowie die Fähigkeit, nach dem Auftritt einer Störung zuverlässig in den Normalzustand zurückzukehren
- Neue Gegebenheiten: Wechsel von Synchronmaschinen zu umrichterbasierten Anlagen; Clustering gleichartiger Anlagen

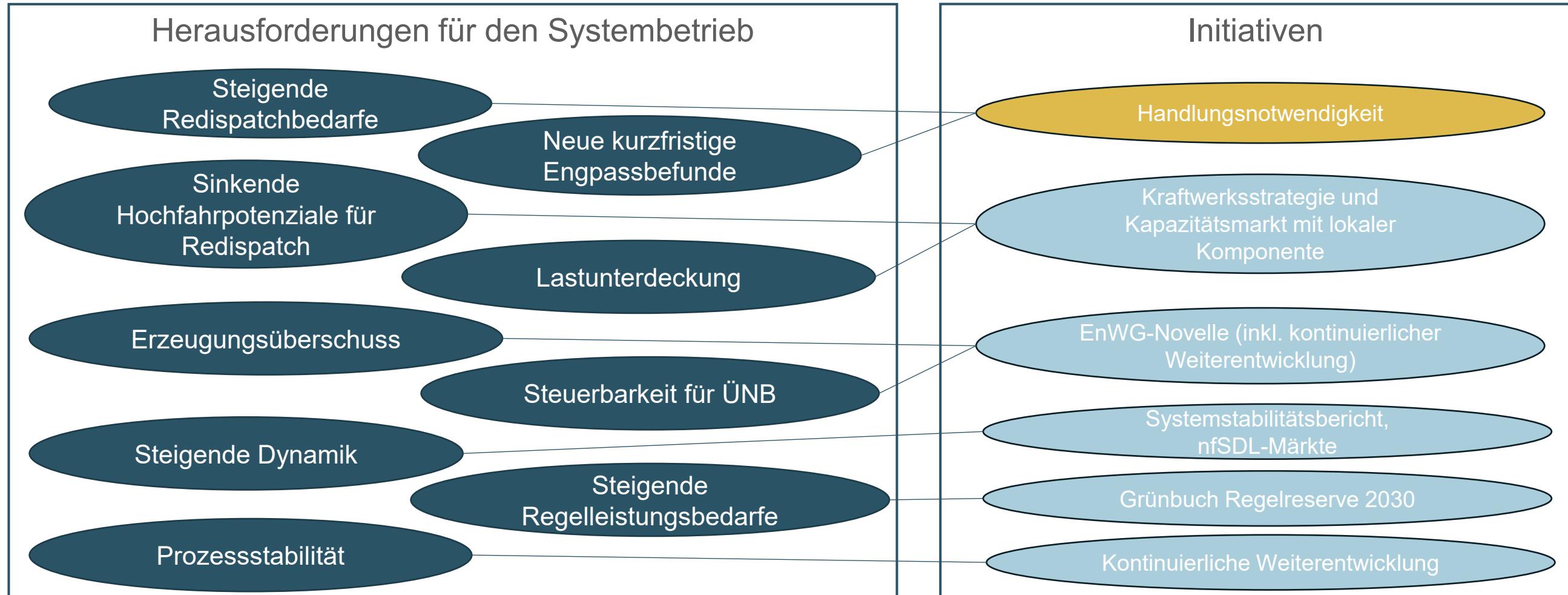
Aus diesen Entwicklungen ergeben sich unterschiedliche Herausforderungen für den Systembetrieb



Wie sind die Herausforderungen zu bewerten?

Herausforderung	Bewertung
Steigende Redispatchbedarfe	<ul style="list-style-type: none"> Redispatchmengen steigen bis 2030 von 18 TWh/a auf bis zu ca. 30 TWh/a * Maximal gleichzeitiger Redispatchbedarf steigt von ca. 27 GW auf bis zu 68 GW *
Neue kurzfristige Engpassbefunde	<ul style="list-style-type: none"> Auch die „Zwei-Stunden-Vorher“-Prognose für EE wird jeden Tag um ca. +/- 10 GW ** abweichen Schlechtere Vorhersagbarkeit des Verhaltens der Netznutzer durch Prognosefehler und kurzfristigeren Handel kann zu neuen, kurzfristigen Befunden führen
Sinkende Hochfahrpotenziale für Redispatch	<ul style="list-style-type: none"> Wegfall von ca. 25 GW Großkraftwerken (vor und hinter den Engpässen) Alternativen noch nicht erschlossen, Auswirkung auch auf Potential bei anderen SDL
Lastunterdeckung	<ul style="list-style-type: none"> Um Lastunterdeckung zu vermeiden, braucht es insgesamt 21 GW*** neue Kraftwerke über die KWSG und einen anschließenden Kapazitätsmechanismus
Erzeugungsüberschuss	<ul style="list-style-type: none"> Kritische Erzeugungsüberschüsse können in den nächsten Jahren auftreten
Steuerbarkeit für ÜNB	<ul style="list-style-type: none"> Ansteuerung vorhandener Assets wird komplizierter oder ist nicht möglich (kleinere Größe, größere Anzahl, Abstimmungsbedarf mit VNB, fehlende technische Steuerungsmöglichkeit)
Steigende Dynamik	<ul style="list-style-type: none"> Notwendige Erschließung neuer Q-Potenziale, um Spannungssprünge zu beherrschen Steigender Bedarf an nfSDL bei kurzfristig auftretenden Überlastungen Systematische Regelleistungsabrufe von mehr als 5 GW *** durch steile Gradienten, die von Assets unterschiedlich schnell abgefahren werden (PV kontinuierlich, Batterien sprunghaft)
Steigende Regelleistungsbedarfe	<ul style="list-style-type: none"> Verdreifachung der finalen Prognosefehler** führt zu höherem Regelleistungsbedarf
Prozessstabilität	<ul style="list-style-type: none"> Tausende Lasten und Erzeuger werden von dezidierten IT-Prozessen (ggf. einzelner großer Anbieter/Systeme) gesteuert, die Verfügbarkeit (der Steuerbarkeit) ist als kritisch zu bewerten Härtungs- und Selbstheilungsmaßnahmen Grundvoraussetzung für resilienten Betrieb

Es besteht dringender Handlungsbedarf zur Wahrung der Systemsicherheit



Für viele Herausforderungen gibt es bereits gemeinsame Aktivitäten und Gesetzesvorhaben. Diese müssen mit hoher Dringlichkeit umgesetzt werden. Wir brauchen zusätzlich eine Initiative für die Herausforderungen des Engpassmanagements.

Was tun die ÜNB, um die Herausforderungen zu adressieren?

- **Weiterentwicklung der nationalen und internationalen Engpassmanagementprozesse**
 - Zum 02.04.2025 sind zwei weitere nationale Intraday Optimierungsläufe für die Engpassbehebung in Betrieb gegangen. Die Optimierung findet zusätzlich zum Vortag aktuell zu den Zeitpunkten 2:30 Uhr, 6:30 Uhr und 14:30 Uhr statt
 - Abruf der RD2.0 Absenkmenge (Übergangslösung) seit dem 01.07. direkt aus den Optimierungsprozessen der ÜNB
 - Weitere Entwicklungsaktivitäten: Umsetzung kurative Systemführung, witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Pilotprojekte zur Erschließung von kleinteiliger Flexibilität (Redispatch 3.0)
 - Ständige Weiterentwicklung der regionalen Kapazitätsberechnung
- **Intensive Zusammenarbeit auf internationaler Ebene** – Implementierung von Core ROSC: Großer Aufwand der Umsetzung, bei dem die deutschen ÜNB seit Jahren Schlüsselrollen in der europäischen Gremien- und Projektarbeit besetzen. Dennoch ist eine zeitnahe Umsetzung unwahrscheinlich + adressiert die Implementierung nicht ausreichend die Herausforderung der kurzfristigen Befunde
- **Entwicklung von kurzyklischeren Netzzustandsprognosen und Engpassbehebungsprozessen** ist bei den ÜNB ein Fokusthema, wird bis zur Umsetzung aber noch einige Zeit in Anspruch nehmen, da prozessual & technisch komplexes Problem
- **Verbesserung der Schnittstellen zu den angeschlossenen Netzbetreibern und Einsatzverantwortlichen** (bspw. Arbeitspunktlimitierung, Steigerung der Prognose- und Abrufqualität, Erhöhung der Prozessstabilität etc.)

Die o. g. Maßnahmen unterliegen technischen Grenzen und werden allein nicht ausreichen, um die beschriebenen Herausforderungen zu beherrschen.

→ Wir benötigen weitreichendere ex-ante Instrumente oder netzdienliches Marktverhalten

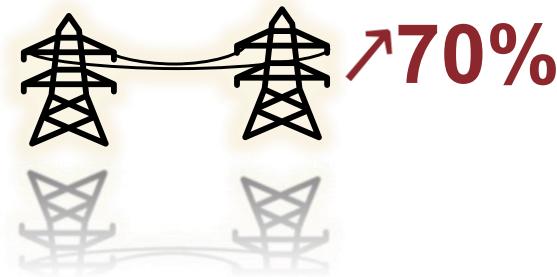
2

Deep dive: Herausforderungen des Engpassmanagements

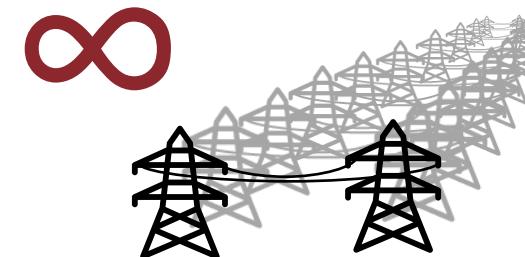
Problem: Der Markt kennt die Physik nicht



Begrenzte aber nicht existierende
„virtuelle“ Übertragungskapazitäten für
grenzüberschreitenden Handel



Unendliche Übertragungskapazitäten (!)
für den innerdeutschen Handel



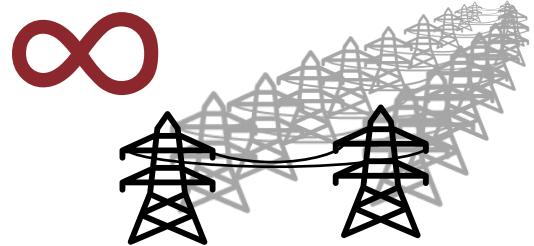
Ständige „Korrektur“ der Strommärkte erforderlich!

Problem: Der Markt kennt die Physik nicht

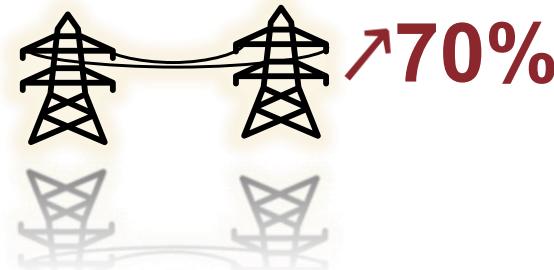
Wie stellen wir Systemsicherheit her?

Politisch definierte Kapazitäten

Unendliche Übertragungskapazitäten für den innerdeutschen Handel



Begrenzte Übertragungskapazitäten für grenzüberschreitenden Handel

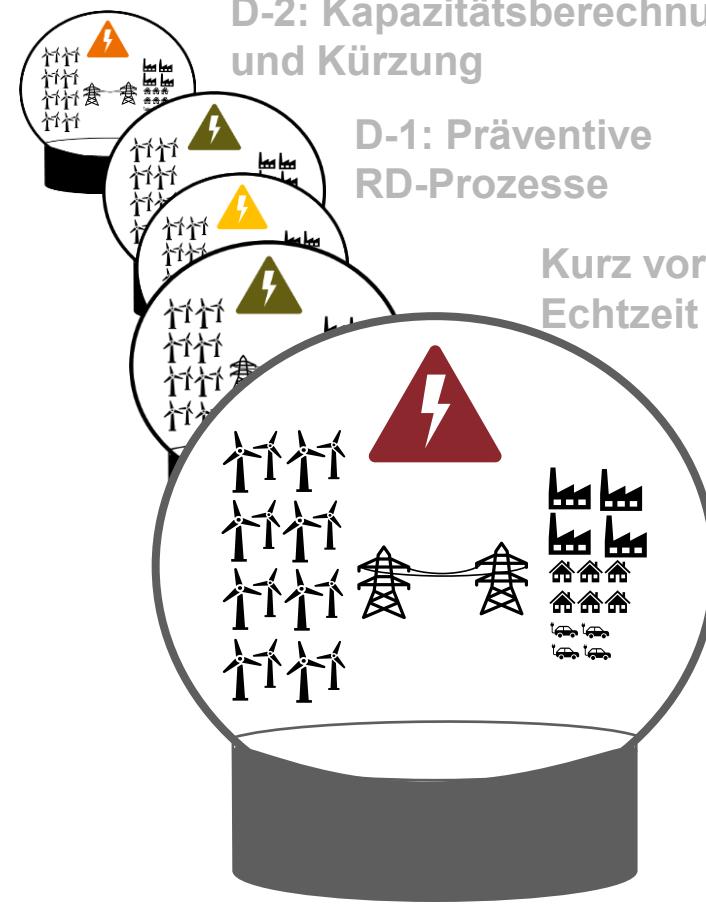


Prognosen über die reale Welt

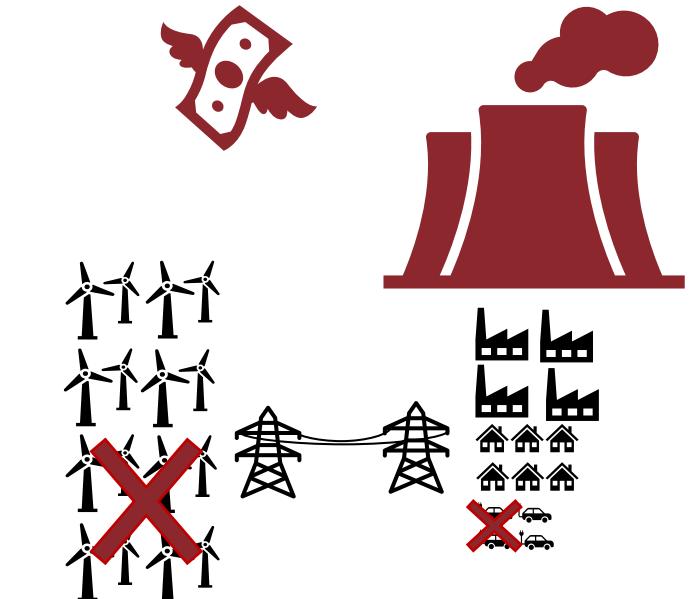
D-2: Kapazitätsberechnung und Kürzung

D-1: Präventive RD-Prozesse

Kurz vor Echtzeit



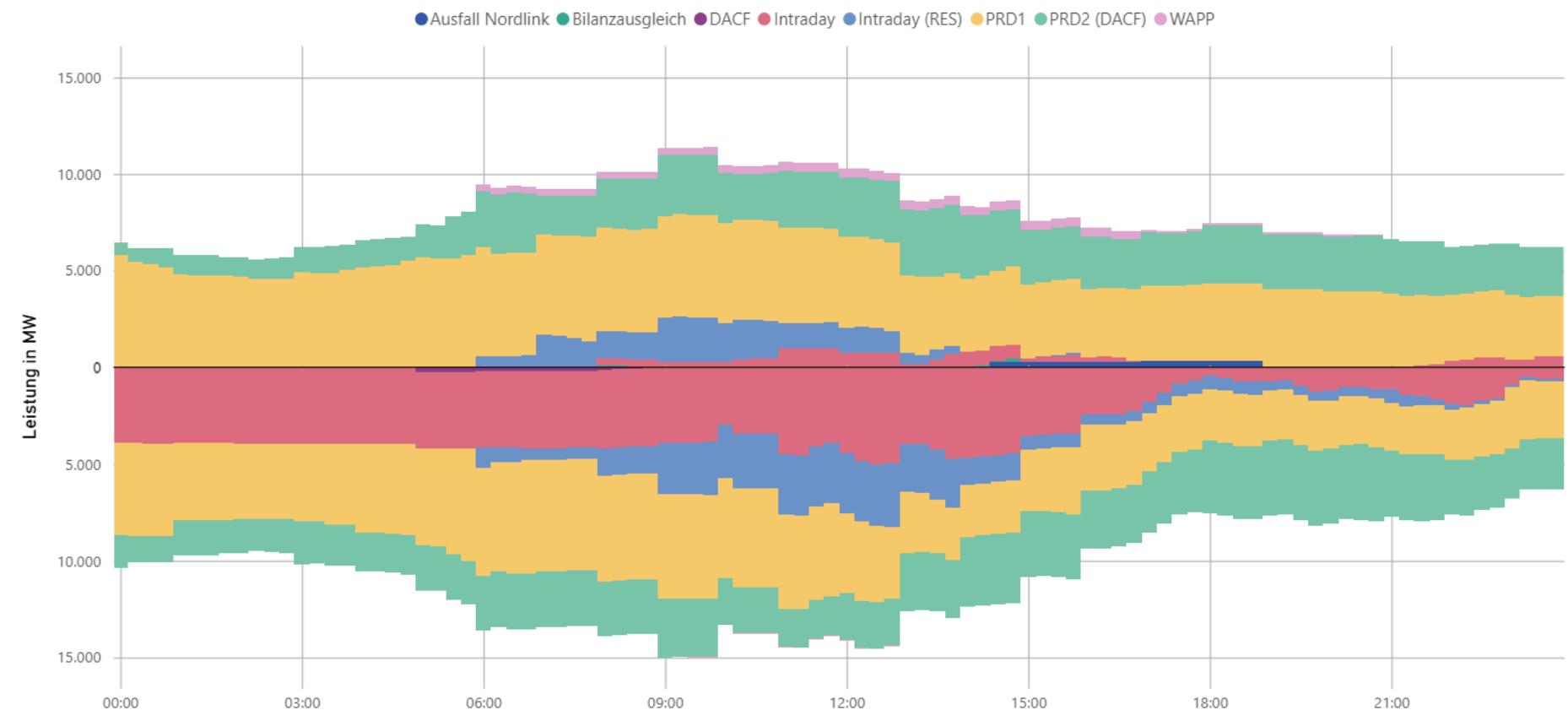
Maßnahmen



Sicherheit?
Kosten?
Effizienz?

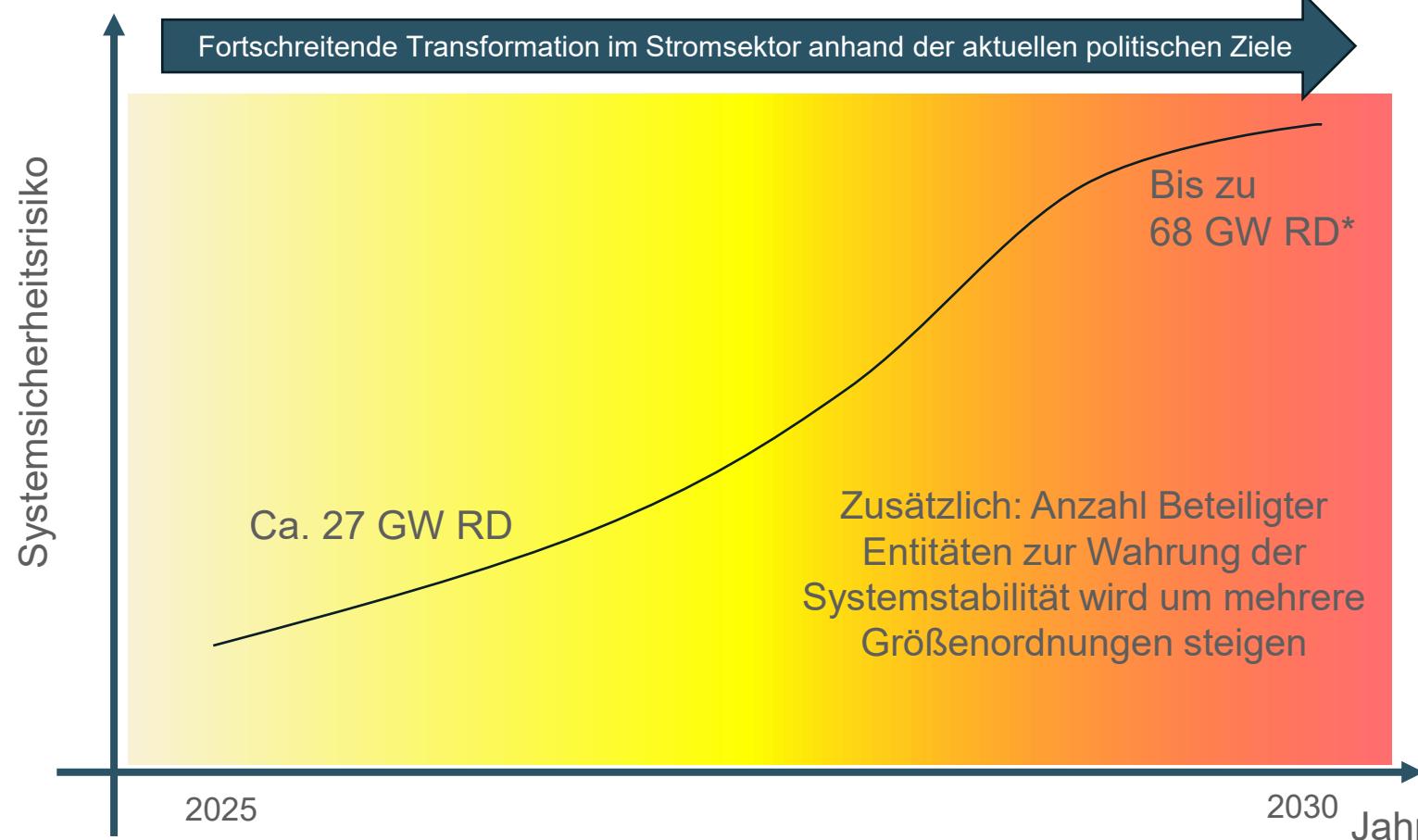
Herausforderung „Steigende Redispatchbedarfe“: Am 11.02.2025 wurde ein neuer Rekordwert erreicht

- Am 11.02.2025 um 9:00 Uhr trat der bislang höchste gleichzeitige Redispatch der vier deutschen ÜNB inkl. der RD-Maßnahmen mit dem Ausland auf:
 - Senke: ca. 15 GW
 - Quelle: ca. 11,3 GW
- Die Differenz aus positivem und negativem Redispatch ist auf fremdbilanzierte EE-Mengen zurückzuführen
- Um diese Uhrzeit war zusätzlich Countertrading im Umfang von > 1 GW an der dänischen Grenze notwendig



Quelle: Redispatch-Abwicklungs-Server (RAS)

Herausforderung „Steigende Redispatchbedarfe“: Erwartung der künftigen Entwicklung

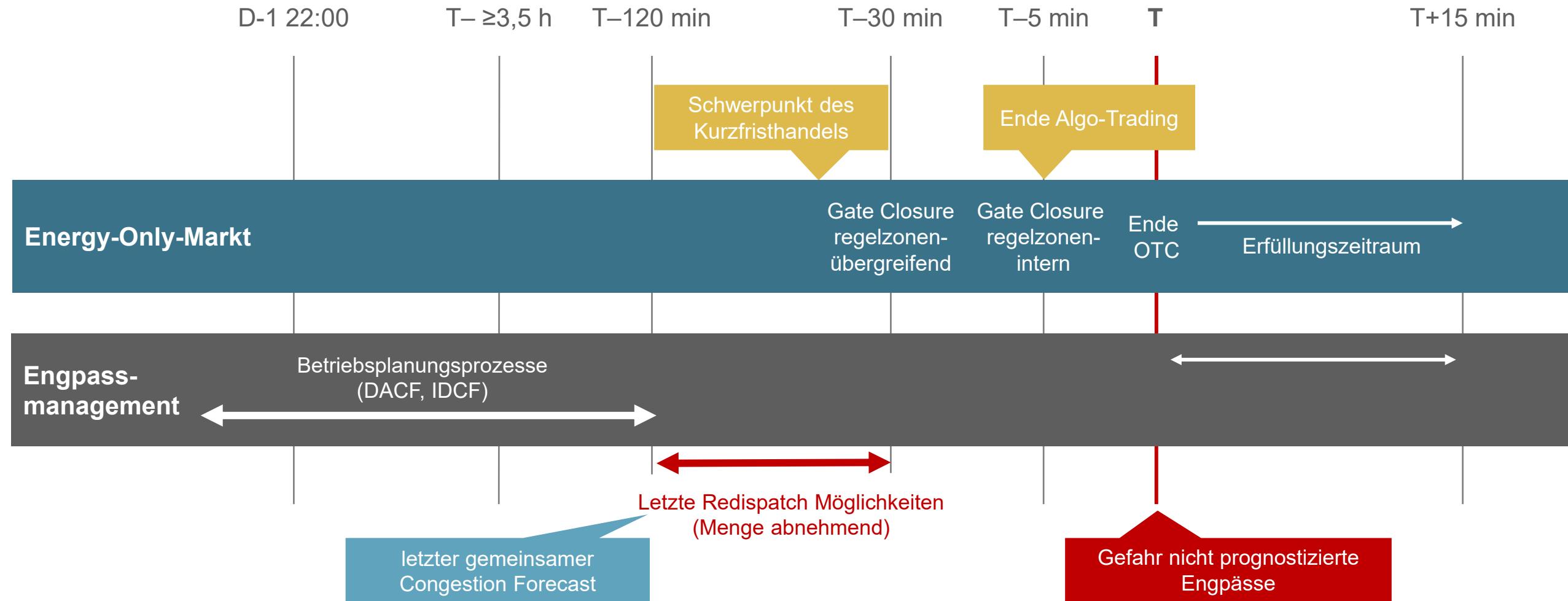


- Starke Fokussierung auf problem-behebende Systemführungsprozesse:
Auch unter Berücksichtigung des geplanten Netzausbaus müssten in der Spitze **über 50% der laufenden Erzeugungsleistung in einzelnen Stunden** mit RD-Prozessen gesteuert werden.*
- **Abhängigkeit** von ausfallsicheren Prozessen bei ÜNB, VNB und Einsatzverantwortlichen **steigt signifikant**, wodurch **die Resilienz sinkt**.
- **Sehr hohe Anforderungen** an Systemführer.

Um die aktuellen Entwicklungen bzgl. Strombedarf und EE-Ausbau zu berücksichtigen, ist eine Aktualisierung der Auswertung geplant, die womöglich geringere Spitzen-Redispatchbedarfe ausweisen kann. Der ansteigende Trend bleibt voraussichtlich bestehen.

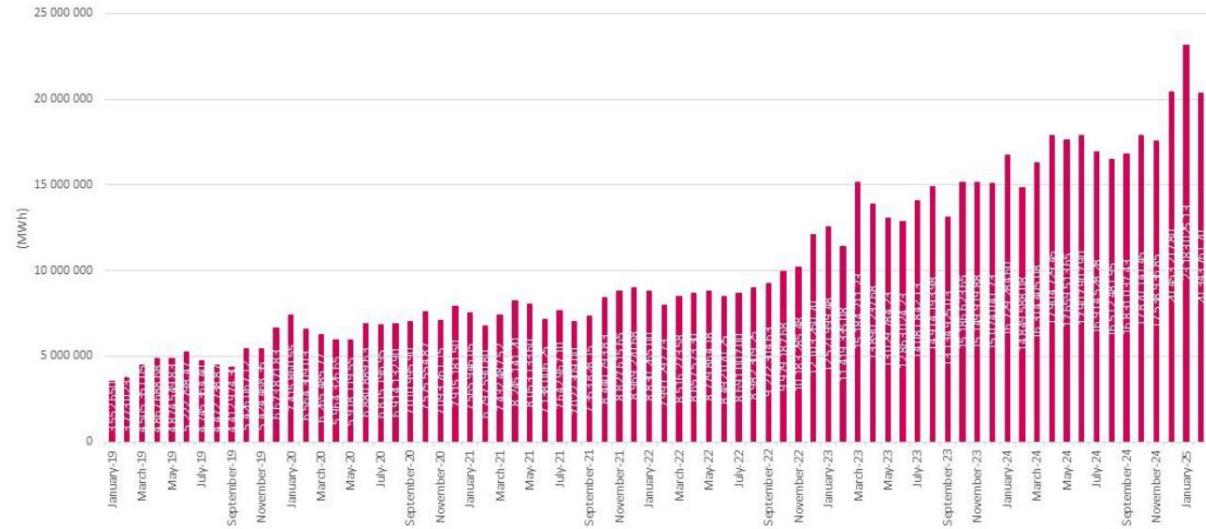
Problem: Der Markt kennt die Physik nicht

Kurzfristige Dispatch-Anpassungen können durch Engpassmanagement nicht behoben werden

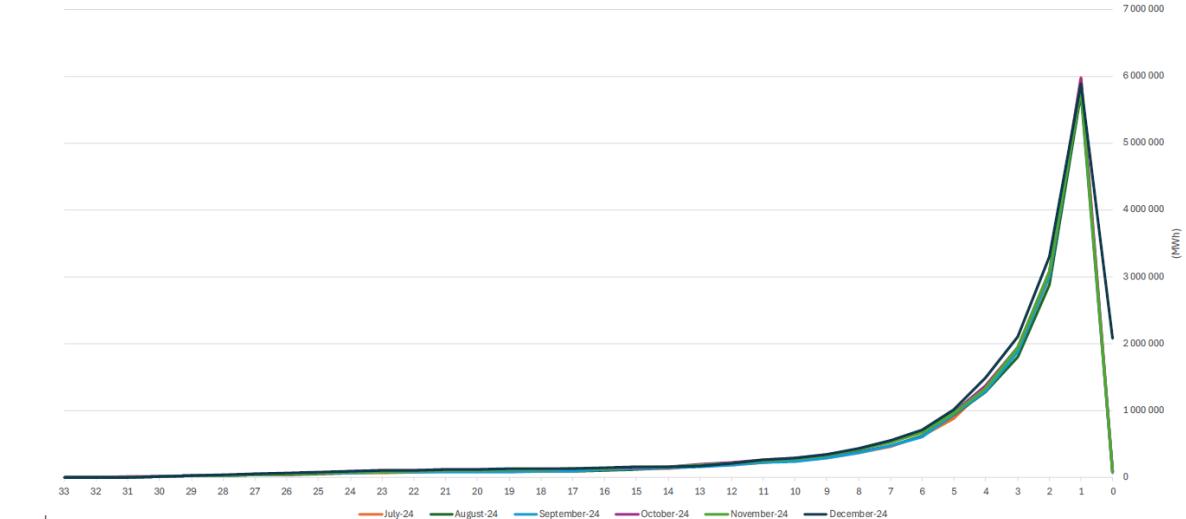


Problem: Der Markt kennt die Physik nicht

...und der Markt entwickelt sich immer dynamischer hin zu kurzfristigerem Handel



Jährliches Wachstum des SIDC-Handelsvolumens: ~30%



Großteil des SIDC-Handels findet in den letzten 2 Stunden vor Lieferung statt
→ unweigerlich Rückwirkungen auf Fahrpläne

Entwicklungen wie die ansteigende installierte EE-Leistung, der Speicherhochlauf und die Zunahme von Algo-Trading lassen darauf schließen, dass sich dieser Trend fortsetzt und womöglich sogar noch beschleunigt.

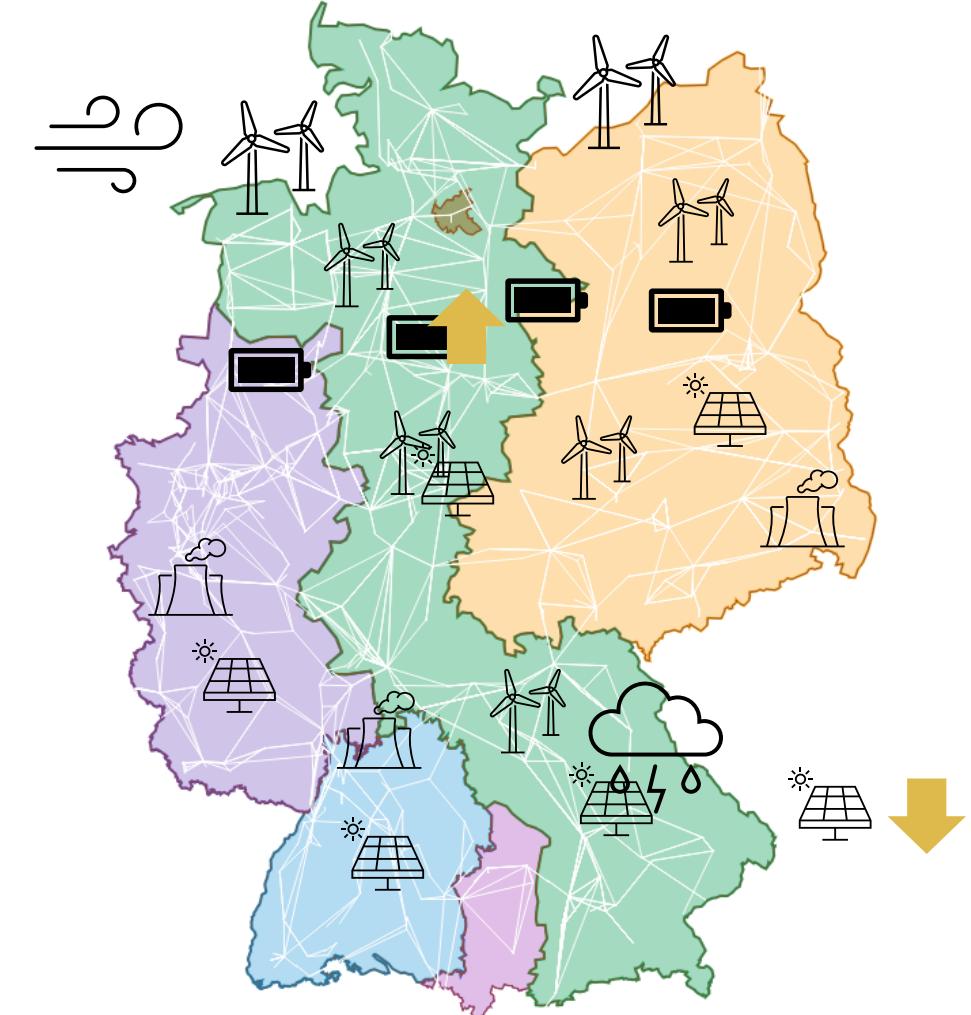
Herausforderung „Neue kurzfristige Engpassbefunde“: Beispiel kurzfristige lokale EE-Prognosefehler

Ausgangssituation:

- Bestehender Nord-Süd-Lastfluss
- Gewitterzelle in Bayern zieht auf → Kurzfristiger Prognosefehler (30 min vor Lieferung) der PV-Produktion von 3 GW
- aktuelles Marktdesign: Marktteilnehmer können Prognoseabweichungen bis Echtzeit großflächig innerhalb von DE (bzw. innerhalb der Regelzonen) aushandeln;
- Worst Case: Flexibilitäten fahren nur im Norden hoch und verschärfen den Engpass; Bspw. eigentlich marktlich (Direktvermarkter) abgeregelte Windparks im Norden speisen doch ihr volles Dargebot ins Netz

Neue, unvorhergesehene Engpassbefunde entstehen, die nicht mehr rechtzeitig gelöst werden können!

Lösung: Begrenzung des Marktgeschehens führt zu Ausgleich am Markt durch Ausspeichern von Batterien in Bayern ohne zusätzliche Engpässe



Herausforderung „Neue kurzfristige Engpassbefunde“: Beispiel 1 heute: PV

Prognosefehler am Beispiel von Goldgrund/Rheingraben (PV, 15.07.2025)

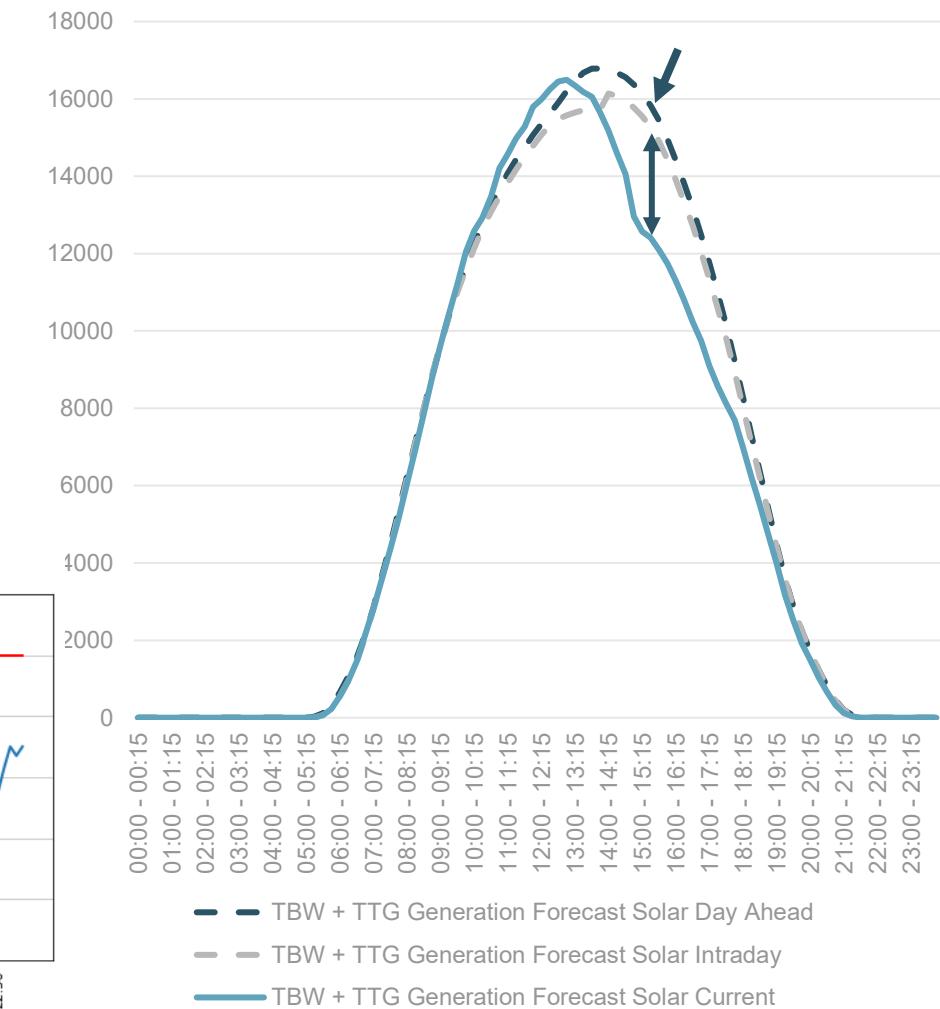
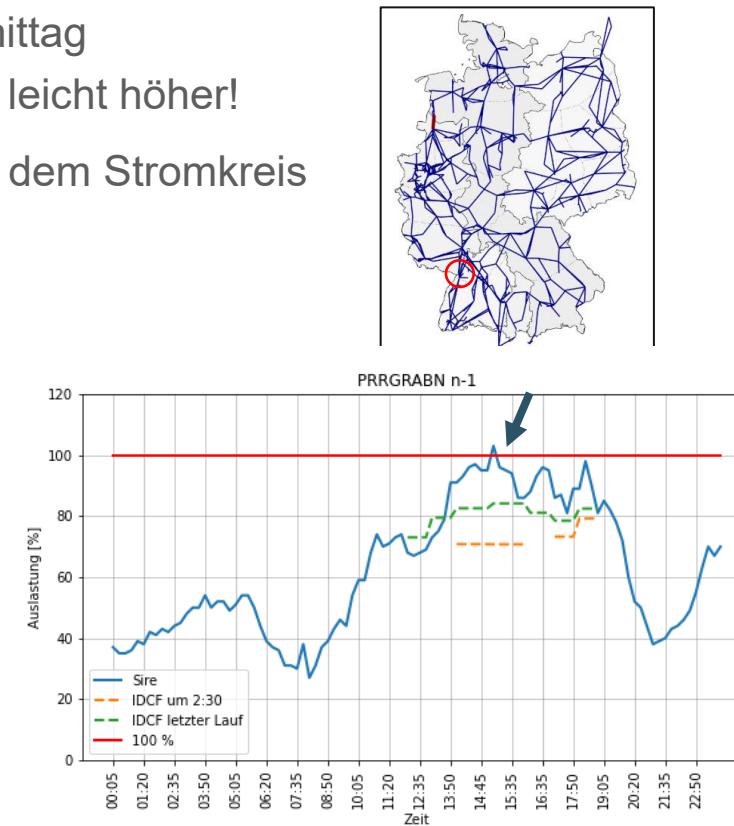
- Starke Bewölkung und Gewitter in Süddeutschland

- PV-Einspeisung in Süddeutschland am Nachmittag deutlich geringer als prognostiziert, vormittags leicht höher!

- Unter anderem hohe unerwartete Befunde auf dem Stromkreis „Provisorium Rheingraben“

- Prognoseabweichungen im Allgemeinen höher, als im Auslastungsverlauf intuitiv erkennbar:

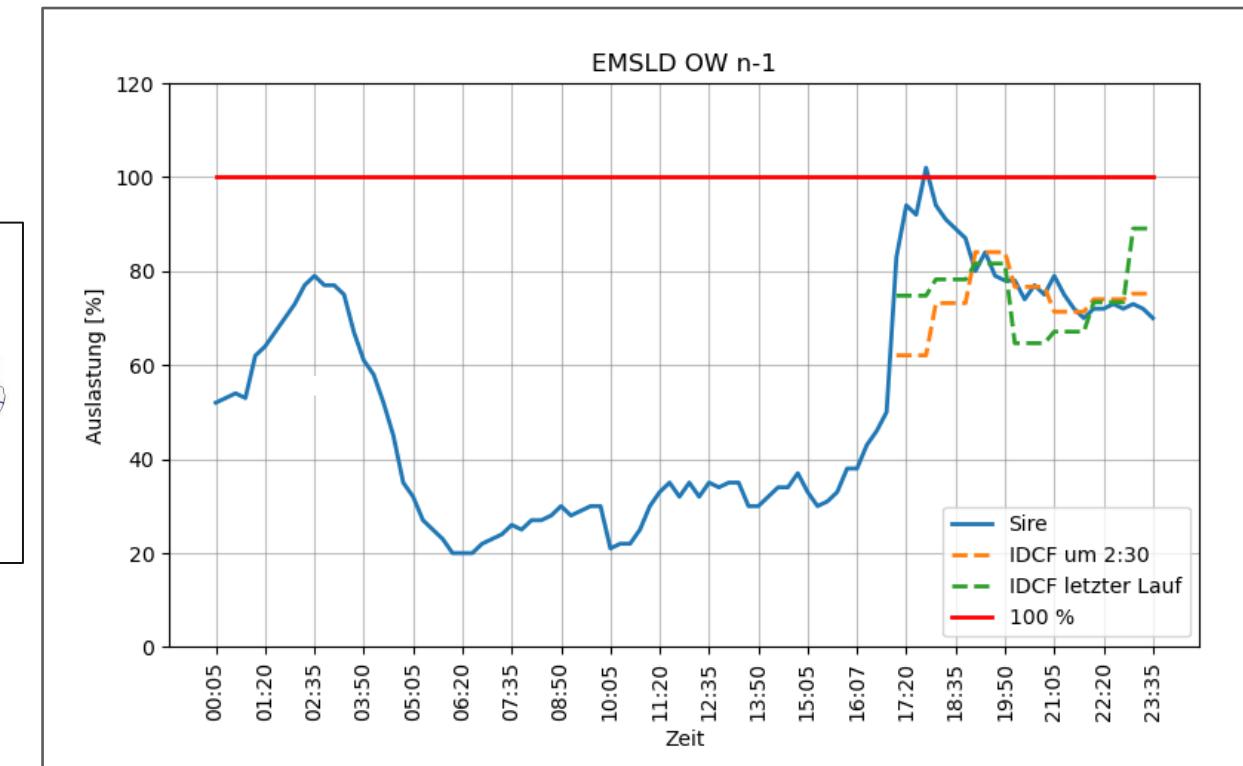
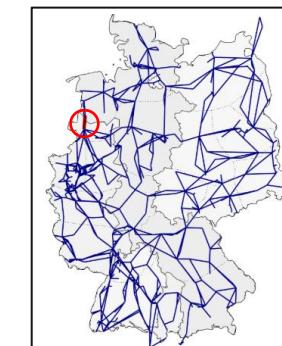
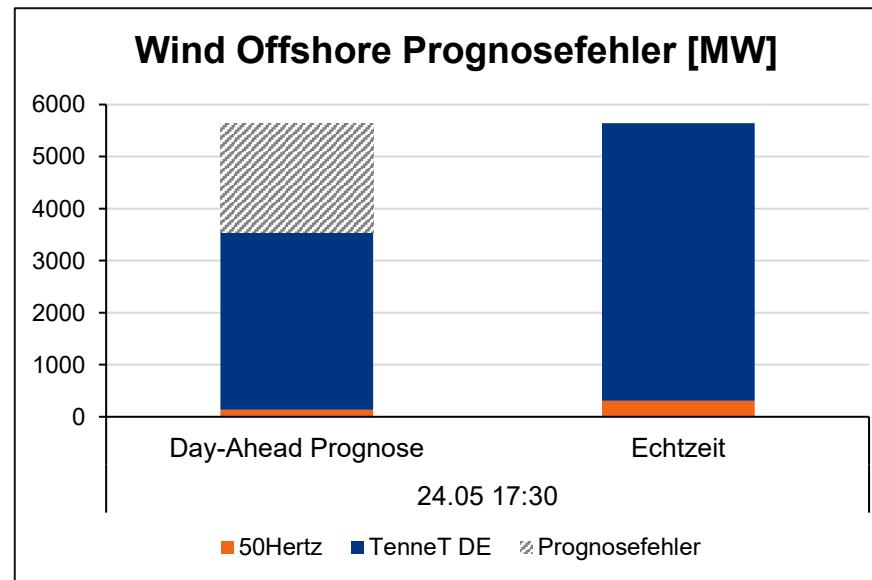
- Nahe Echtzeit durchgeführte Gegenmaßnahmen senken Auslastung
- Weitere Beispieldate aus dem August/Sept. (12.8., 25.-27.8., 1.9.) zeigen neben hohen EE-Absenkungen vielschichtige Prognoseabweichungen, EE- und marktbedingt, die zu angespannten Netzsituationen führten



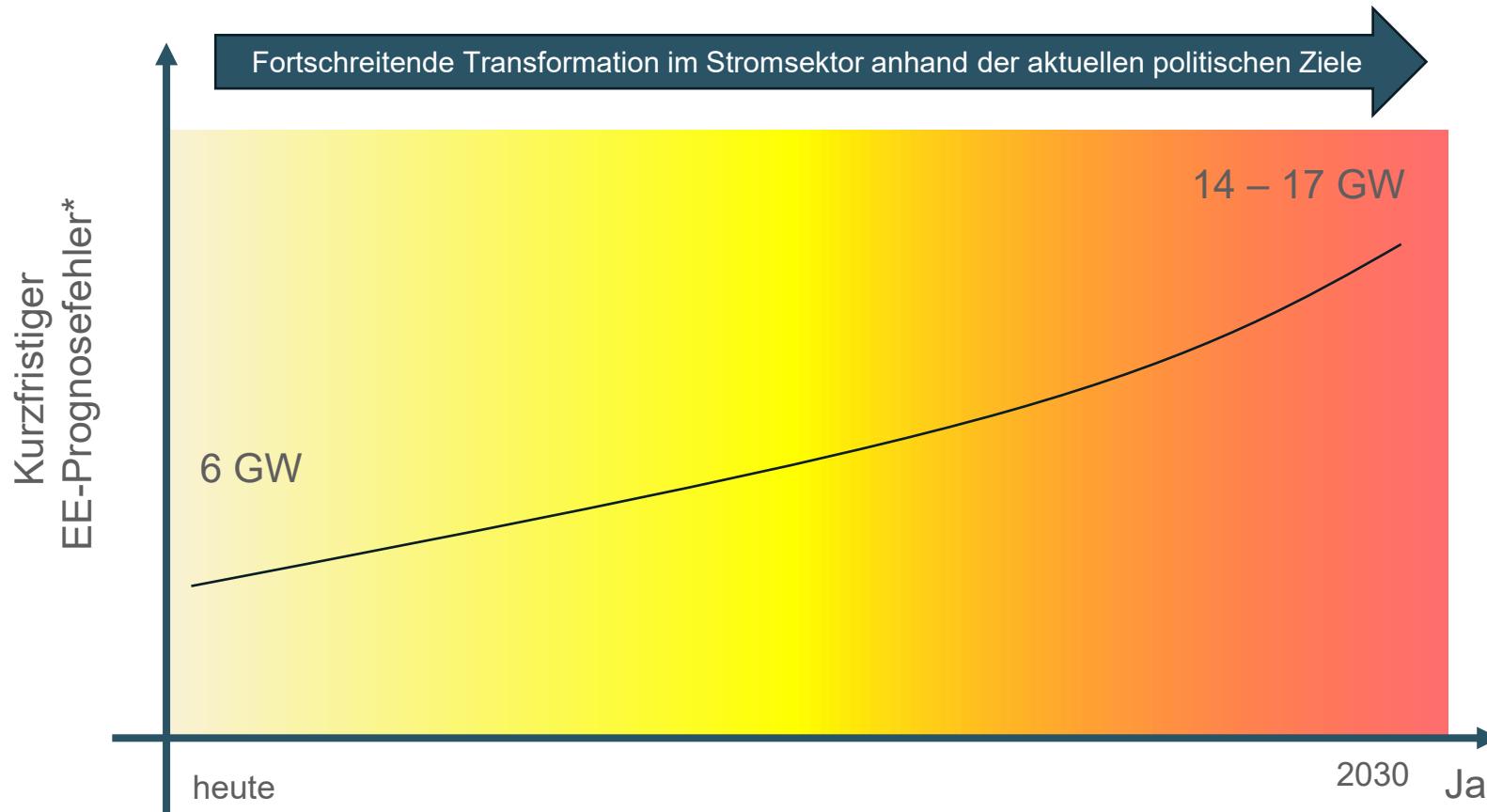
Herausforderung „Neue kurzfristige Engpassbefunde“: Beispiel 2 heute: Offshore-Wind

Prognosefehler am Beispiel von der Emslandleitung Ost Weiß 24.05.2025

- Sehr schneller und starker Anstieg der Offshore-Einspeisung um 17 Uhr
- Einspeisung um 2 GW und damit deutlich höher als bis kurz vor Echtzeit laut Prognosen und Daten der Kraftwerkseinsatzplanung zu erwarten war
- Kurzzeitige Verletzung des (n-1)-Kriteriums, die aber umgehend behoben werden konnte



Herausforderung „Neue kurzfristige Engpassbefunde“: Erwartung der künftigen Entwicklung



- Trotz kontinuierlicher Verbesserungen der Prognosegüte **bleiben inhärente Unsicherheiten bestehen.**
- Durch Möglichkeit zu deutschlandweitem Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen und dem signifikanten Zubau von Flexibilitäten (insb. Batteriespeicher) **steigen Häufigkeit und Höhe kurzfristig auftretender Engpässe massiv an.**
- Bei hohen Prognosefehlern müssen bis zu **60% der RD-Mengen kurzfristig abgewickelt werden****
- **Potenziale zur echtzeitnahen Behebung werden in Zukunft nicht ausreichend sein.**

Herausforderung „Neue kurzfristige Engpassbefunde“: Studie zu kurzfristigen Netzengpässen durch Batteriespeicher

Ziel

Quantifizierung der Risiken kurzfristiger (2 h – 5 min vor Erfüllung), nicht antizipierbarer Engpässe im Übertragungsnetz infolge unsicherer Planungsdaten von Batteriespeichern (BESS) im Zusammenspiel mit EE-Prognoseunsicherheiten.

Herausforderung

Unvorhergesehene
kurzfristige Engpässe

Problemquantifizierung

Methodik

Ausgehend von BESS-Arbeitspunkten nach einer klassischen Markt- und Redispatchsimulation werden die BESS-Arbeitspunkte begrenzt verändert, sodass Engpässe verstärkt werden. Dies geschieht in zwei getrennten Simulationsläufen/Szenarien:

1. Umverteilung von BESS-Leistung zur Abbildung unsicherer Planungsdaten
2. Ausgleich von EE-Prognoseunsicherheiten durch BESS-Leistung

Projektbeteiligte

50Hertz, Amprion, TenneT,
TransnetBW, IAEW der RWTH
Aachen

Erwartete Ergebnisse

1. Bereits geringe Abweichungen von den durchschnittlichen BESS-Arbeitspunkten können lokal zu neuen Engpässen führen, wenn die Erbringung ungünstig verortet ist.
2. Es können kurzfristige Engpässe durch unsichere EE-Einspeisung und ungünstig verortete Marktreaktionen durch BESS entstehen.
3. Begrenzte Anpassbarkeit der geplanten Fahrweise von BESS in den letzten 2 h verringert das Risiko kurzfristiger Engpässe

Status

In Bearbeitung
Fertigstellung Q1 2026

3

Potentielle Instrumente zur Lösung der Herausforderung im Engpassmanagement

III. Lösungsansatz | Komplementäres Spektrum

	Pfad 1: (Noch) Mehr Redispatch	Pfad 2: „Automatisierung“	Pfad 3: Marktdesign
Was?	<ul style="list-style-type: none"> • Noch (viel) mehr Redispatch als heute ... • und zusätzlicher Redispatch um Unsicherheiten abzudecken 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduktion von Redispatch-Mengen durch Reduktion des Prognosezeithorizonts ... • bei einer Höherauslastung des Netzes 	<ul style="list-style-type: none"> • Systematische Vermeidung potenzieller Netzüberlastungen durch den Markt • Markt hält die physikalischen Grenzen ein
Wie?	Modellierung von Unsicherheiten und Einplanen von Sicherheitsmargen	Dimensionierung und Aktivierung der Maßnahmen nah an Echtzeit, in Echtzeit sowie nach Ausfall	Systemdienlichkeit durch z.B. Gebotszonenkonfiguration oder gezielte Marktbegrenzung (Central Dispatch Elemente)
Umsetzungsaufwand	<ul style="list-style-type: none"> • Bestehendes Instrument • Im Rahmen der aktuellen Prozesse relativ einfach möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • No-Regret-Maßnahme (höhere Effizienz) • Erfordert neue IT-Werkzeuge & eine sehr enge Verzahnung der Echtzeitprozesse der ÜNB • Kosten für Beschaffung von Echtzeit-RD-Potentialen 	<ul style="list-style-type: none"> • Politische Diskussion • Hohe Betroffenheit bei Marktteilnehmern • Hoher Implementierungsaufwand und –dauer bei ÜNB und Marktteilnehmern
Effektivität	<ul style="list-style-type: none"> • Netzüberlastungen werden aufgrund der Fehlanreize weiter zunehmen • RD-Kosten in der Größenordnung noch akzeptabel? Folge für die ÜNB? 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzüberlastungen werden aufgrund der Fehlanreize weiter zunehmen • Tatsächliches Potential in Hinblick auf die Reduktion der RD-Mengen unklar 	<ul style="list-style-type: none"> • Netzüberlastungen werden weitgehend „vor der Entstehung“ vermieden • Kosten werden nicht beim Netzkunden, sondern im Markt adressiert

Vorgehensweise für die Bewertung möglicher Marktdesigninstrumente für das Engpassmanagement

- **Bestandsaufnahme von Marktdesigninstrumenten:** Insgesamt wurden über 40 Marktinstrumente in die Untersuchung aufgenommen (Long List)
- **Ableiten von Lösungsansätzen:** Mapping der Marktdesigninstrumente zu einzelnen Herausforderungen. Konkret hier: Überprüfung auf theoretischen Einfluss auf die Herausforderungen im Engpassmanagement
- **Bewertung der von Wirksamkeit sowie Umsetzbarkeit** der Maßnahmen mit Hilfe von Expert*innen der 4ÜNB sowie vereinzelten externen Expert*innen
- Im Folgenden werden die einzelnen Schritte der Filterung aufgezeigt



Überprüfung auf theoretische/konzeptionelle Wirksamkeit für das Engpassmanagement

Anschlussbedingungen über network codes	Rampenvorgaben	Kapazitätsmarkt (zentral + lokale Komponente)	Regionalisierung in der KWS (Neubauvorschuss o. Bonus-Malus)	Kapazitätsmarkt (zentral)	Kapazitätsmarkt (dezentral)	Systemstützende Bilanzkreisbewirtschaftung	Abschaffung / Weiterentwicklung §19 (2) StromNEV	regional differenzierte Baukostenzuschüsse	Netzentgelte auf Erzeugerseite	Dynamische Netzentgelte	Netzentgeltbefreiung für Heimspeicher im Winter	Kapazitätsreserve (außerhalb des Marktes)	Netzreserve ausbauen
Mehr PV in die Direktvermarktung (DV-Schwellen senken)	Dynamische Einspeisevergütung für Kleinstanlagen (PV)	Produktionsunabhängige CfDs, idealerweise mit regionaler Komponente	Wiedereinführung (+Verschärfung) 70%-Regel für Aufdach-PV	Marktliche Steuerung von EEG-Anlagen durch ÜNB	Stärkung PPA (crossborder)	Bonuszahlung wenn keine Rückspeisung in Zeiten negativer Preise erfolgt	Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEP-Daten)	nfSDL-Märkte	Anwendung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)	Marktbasierte Tarife für Haushaltskunden	XB IDGCT 30 Minuten	Merchant Lines	Partieller Central Dispatch für EE
Mehrere Gebotszonen	Dispatch hubs	Feasibility Ranges	Anpassung der PQ-Bedingungen	Weiterentwicklung der RL-Produkte	5 Minuten ISP	Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)	Einführung eines Redispatch Marktes	Anwendung §13k Nutzen statt Abregeln	Redispatch-Regelleistungs-Produkt	Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen	Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel		

Überprüfung auf theoretischen Einfluss
auf die Herausforderungen im
Engpassmanagement

Dispatch hubs	Feasibility Ranges	Redispatch-Regelleistungs-Produkt	Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen	Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel	regional differenzierte Baukostenzuschüsse	Dynamische Netzentgelte
Partieller Central Dispatch für EE	Mehrere Gebotszonen	Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEP-Daten)	Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)	Einführung eines Redispatch Marktes	§13k Nutzen statt Abregeln	Weiterentwicklung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)

Überprüfung auf ausreichende Wirksamkeit der Maßnahmen



Überprüfung auf ausreichende
Wirksamkeit der Maßnahmen



Bewertung weiterer Maßnahmen, die im Folgenden nicht näher betrachtet werden

Keine ausreichende Wirksamkeit

Einführung eines Redispatch Marktes

- Vollständig marktlicher Redispatch ist aufgrund von für Marktteilnehmer vorhersehbaren Engpässen mit Gaming Potential und potentieller Marktmacht verbunden, sodass dieser mit hohen Kosten und Ineffizienzen einhergehen würde. Kostenbasierter Redispatch bleibt essentiell für die Systemsicherheit.

Dynamische Netzentgelte

- Um Wirkung für Engpassmanagement zu entfalten, müssten ÜNB-Netzentgelte täglich vor DA clearing veröffentlicht werden und über VNB weitergegeben werden, damit Marktparteien entsprechend reagieren können. ÜNB müssten im Vorfeld Clearing und Dispatch bei jeweils unterschiedlichen NNE vorhersagen → große Unsicherheit bezüglich Treffsicherheit
- Keine Wirkung auf kurzfristige Befunde
- Keine Garantie ggü. Netzüberlastungen → benötigt in jedem Fall zusätzlich andere Instrumente
- Mögliche Verteilungswirkung bei Ausrichtung entlang kritischster Engpässe jedoch ohne Außenhandelswirkung

regional differenzierte Baukostenzuschüsse

- Kann regionale Investitionsentscheidung beeinflussen (aber nur für Neuanlagen). Instrument kann somit nur langfristig positive Wirkung entfalten.
- Kein Einfluss auf Dispatchverhalten und damit insbesondere kaum Wirkung für kurzfristige Engpassbefunde

No-regret oder in Anwendung / Pilotprojekten

Komplementärer marktbasierter Redispatch (RD 3.0)

Beanreizung von Prozesskonformität (z.B. Pönalisierung schlechter KWEP-Daten)

Anwendung §13k Nutzen statt Abregeln

Anwendung §14a EnWG (Einschränkung durch ANB)

Die Instrumente zeigen insbesondere für kurzfristige Engpassbefunde keine ausreichende Wirksamkeit. Dennoch können einzelne Instrumente sinnvoll sein, um anderen Herausforderungen zu begegnen bzw. um andere (politische) Ziele zu erreichen.

Kurzbeschreibung der Central Dispatch Elemente

Dispatch Hubs

- Berücksichtigung interner kritischer Netzelemente und/oder (virtueller) Last- und Einspeiseknoten als virtuelle Gebotszonen in der Kapazitätsberechnung/Marktkopplung
- Dadurch werden Netzrestriktionen in der Marktkopplung berücksichtigt.
- Dafür notwendige Informationen (Standort, Kosten, Kapazität...) werden durch ÜNB in Optimierungsalgorithmus eingebracht.

Feasibility Ranges

- Nach Day-Ahead Market Clearing werden die Freiheitsgrade im Intraday-Handel durch Leistungsbänder oder Richtungsvorgaben durch ÜNB eingeschränkt, um Engpässe zu vermeiden.
- Darüber hinaus ist eine Anwendung bereits im Day-Ahead auch möglich.

Redispatch-Regelleistungs-Produkt

- Anpassung des Redispatchs, sodass kurzfristige Befunde behoben werden können.
- Co-Optimierung: Definierung von "Control Areas" (kleiner als jetzige Regelzonen), in denen die Bedarfe zur Adressierung von kurzfristigem RD und RL in Abhängigkeit von regionalen Prognoseunsicherheiten beschafft werden

Day-
Ahead

Intraday

Echtzeit

Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen

- Kapazitätsbeschränkung des Netzanschlusses in x Stunden des Jahres auf Basis eines Vertrages.
- Anordnung der Einschränkung kann vor Day-ahead, aber auch im Intraday erfolgen.

Partieller Central Dispatch für EE

- Direktvermarkter entscheidet über vermarktete Menge, regelt aber nicht selbst physisch ab (rein bilanziell).
- ÜNB setzt marktliche „Abregelung“ der Direktvermarkter netzdienlich um.
- Eingriffstiefe nicht höher als beim reinen Redispatch.
- Unsicherheiten aus Dispatch-Entscheidungen beseitigt.

Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel

- Einschränkung des kontinuierlichen Intraday-Handels ab x Minuten vor Lieferung auf regionale Scheduling-Areas (mehr als die aktuellen Regelzonen).

Anhand welcher Dimensionen werden die Central Dispatch Elemente bewertet?

1.



Wirksamkeit auf Herausforderungen des Systembetriebs (Engpassmanagement und weitere)

- Die CDE können bei der Beherrschung der Herausforderungen unterschiedlich stark helfen – auch abhängig von der jeweiligen Ausgestaltung. Berücksichtigt werden neben dem Engpassmanagement auch die Systembilanz und -resilienz.
- Ziel ist eine Ausdetaillierung der Wirksamkeit anhand der relativen Einordnung der betrachteten Central Dispatch Elemente.

2.



Umsetzungsaufwand

- Für die Umsetzung von CDE müssen die nationalen und internationalen Markt- und ÜNB-Prozesse und die entsprechenden Applikationen umfangreich erweitert werden.
- Ziel ist die Identifikation betroffener Prozesse und Applikationen und eine qualitative Aufwandsabschätzung.

3.



Rechtlich-regulatorische Umsetzbarkeit

- Die Einführung der CDE erfordert weitreichende regulatorische Anpassungen auf nationaler und/oder europäischer Ebene.
- Ziel ist die Identifikation der betroffenen Regularien und eine Abschätzung der Umsetzbarkeit und des Aufwands der Anpassung.

4.



Auswirkungen auf den Strommarkt

- CDE sind i.d.R. mit Erlöseinschränkungen für Marktteilnehmer verbunden, können Fehlanreize bewirken und beeinflussen auch andere ÜNB-Aktivitäten.
- Ziel ist die Aufarbeitung der genannten Aspekte, um Nebeneffekte zu bewerten und erwartete Reaktionen abzuschätzen.

Gesamtbewertung der einzelnen Central Dispatch Elemente

(Erläuterung Bewertungsskala auf Folien mit Hintergrundinformationen im Backup)

Marktdesigninstrumente		Wirksamkeit		Weitere Herausforderungen ¹⁾		Umsetzungsaufwand		Recht/ Regulatorik ²⁾	Strommarkt
		steigende RD-Bedarfe	kurzfristige Befunde	Systembilanz	Systemresilienz	ÜNB	extern		
Dispatch Hubs		+	0	0	0	-	0	--	0
Feasibility Ranges	Day-ahead und Intraday	++	++	-	--	-	--	--	--
	Nur Intraday	0	++	-	--	-	--	-	-
Flexible Kapazitäts-beschränkung in Anschluss-vereinbarungen	freiwillig, Neuanlagen, begrenzt 	0	0	0	0	0	-	++	0
	Pflicht, Neuanlagen, dauerhaft	+	+	0	-	-	-	-	-
	Pflicht, Bestand, dauerhaft 	++	++	-	--	-	--	--	--
Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel	Nur Fahrplaneinschränkung 	0	0	0	+	0	--	--	0
	Eigener Regelkreis + AEP 	0	++	-	+	-	--	--	--
RD-RL-Produkt: Co-Optimierung 		0	+	0	-	0	-	--	-
Partieller EE Central Dispatch 		0	+	-	-	0 ³⁾	0	0	0
Gebotszonenteilung	Nicht im politischen Lösungsraum	++	+	-	+	-	--	+	0

 Keine weitere Berücksichtigung wegen **unwahrscheinlicher rechtlicher Umsetzbarkeit**

 Ausschluss wegen **fehlender Wirksamkeit**

 Weiterzuverfolgen, Änderungen am nationalen Rechtsrahmen herbeizuführen

 Weiterzuverfolgen, weitere Analysen der Auswirkungen notwendig

1) Bei steigender Abhängigkeit von stabilen Prozessen+IT sinkt die Systemresilienz

2) Erstbewertung. Detailliertere Betrachtung an einigen Stellen notwendig (insbes. Feasibility Ranges und flexible Anschlussvereinbarungen).

3) Nur für Anlagen anwendbar, für die RD 2.0 umgesetzt ist.

Fazit der Gesamtbewertung

Steigende Redispatchbedarfe

- **Wirksame Maßnahmen: Feasibility Ranges im Day-Ahead, Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen (FKA)** (Pflicht, Neuanlagen, dauerhaft)
- Ziel ist es, den **verbleibenden Redispatchbedarf** auf ein **handhabbares Niveau** zu reduzieren.
- Beide möglichen **CDE** erfordern einen **Eingriff vor DA-Marktoptimierung** auf Basis von Prognosen, was aufgrund des langen Vorlaufs **zu erheblichen Ineffizienzen** führen kann. Die **rechtliche Umsetzbarkeit** (z. B. Beeinflussung europäischer Marktpreise) ist **zu klären**.
- Die **aufzubauenden Systemführungsprozesse** sind bei **Feasibility Ranges und FKA gleich**, weil es sich bei beiden um **ex-ante Einschränkungen vor DA-Marktoptimierung** handelt.
- **Flankierende Maßnahmen** wie z.B. die lokale Steuerung des Zubaus oder ggf. dynamische Netzentgelte, **können** einen weiteren **positiven Einfluss auf diese Herausforderung** haben. Sie gehen in der Ausgestaltung aber auch mit **eigenen Komplexitäten** einher.

Neue kurzfristige Befunde

- **Wirksame Maßnahmen: Feasibility Ranges im Intraday, Flexible Kapazitätsbeschränkung in Anschlussvereinbarungen (FKA)** (Pflicht, Neuanlagen, dauerhaft), **Partieller Central Dispatch mit Wind und PV**
- Die **aufzubauenden Systemführungsprozesse** sind bei **Feasibility Ranges und FKA gleich**, weil es sich bei beiden um **ex-ante Einschränkungen** handelt.
- **FKA** bieten den Vorteil, dass **keine finanzielle Kompensation der einzelnen Abrufe** erforderlich ist. Die **rechtliche Umsetzbarkeit einer dauerhaften Verpflichtung** muss **geklärt werden**.
- **Ex-ante Einschränkungen werden heute schon** in seltenen Fällen **angewendet** (z. B. Pumpverbote). Für die **vollständige prozessuale Umsetzung als CDE** und eine umfassende Anwendung **ohne Entschädigungszahlung** wäre eine **Anpassung des regulatorischen Rahmens** notwendig.
- Eine **Lösung zum Umgang mit marktlicher EE-Abregelung** (z. B. über partiellen EE Central Dispatch) ist in jedem Falle **notwendig**.

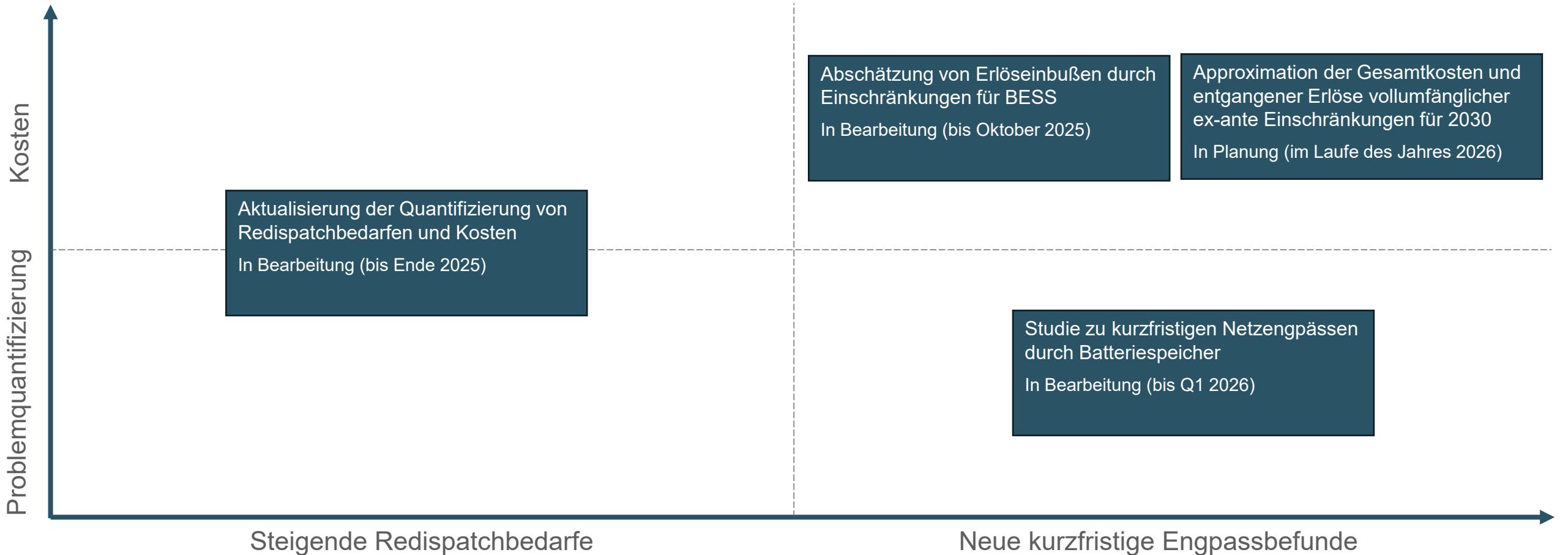
Zusammenfassung

- Unter der **Prämissen der Beibehaltung der Systemsicherheit** kann die Beherrschbarkeit des Engpassmanagements unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen nur über **umfassende ex-ante Einschränkungen der Freiheitsgrade der Marktakteure** durch die ÜNB sichergestellt werden.
- Ausgehend von der durchgeföhrten Analyse können diese ex-ante Einschränkungen über **flexible Kapazitätsbeschränkungen in den Anschlussvereinbarungen (FKA)** sowie **Feasibility Ranges** umgesetzt werden. Die aufzubauenden Systemführungsprozesse sind für beide CDE gleich.
- Eine Adressierung der **steigenden Redispatchbedarfe** über CDE erfordert einen effizienzreduzierenden **Eingriff vor DA-Markt-optimierung** auf Prognosebasis, um den **verbleibenden Redispatchbedarf** auf **ein handhabbares Niveau** zu begrenzen.
- Eine **Lösung zur netzdienlichen Verortung marktlicher EE-Abregelungen** (z.B. über partiellen EE Central Dispatch) ist in jedem Fall **notwendig**. Die **Informationen** zu den Abregelungen müssen den ÜNB rechtzeitig vorliegen, um die daraus folgenden Unsicherheiten bzgl. kurzfristiger Befunde und die Notwendigkeit zur Anwendung von ex-ante Einschränkungen zu reduzieren.
- Mit diesen CDE steigen die Abhängigkeiten von Prozessen zwischen Netzbetreibern und Markakteuren und gehen mit entsprechenden Herausforderungen für die Systemresilienz einher.
- Aufgrund der rechtlichen, marktlichen und technischen Herausforderungen mit entsprechenden Unsicherheiten wird die **Umsetzungsdauer bei hoher Priorisierung auf ca. 4 Jahre** geschätzt. **Es muss zügig begonnen werden!**

4

Weiteres Vorgehen

Übersicht über geplante Studien



Die Problemquantifizierung und mögliche Kosten von Central Dispatch Elementen werden durch weitere Studien präzisiert.

Backup

Abschätzung von Erlöseinbußen durch Einschränkungen für Batteriespeicher

Ziel

Besseres Verständnis zu tatsächlichen Erlöseinbußen durch Einschränkungen für Batteriespeicher

Einfluss verschiedener Parameter auf die Erlöseinbußen (Zeitpunkt der Einschränkung, Richtung und Tiefe, Häufigkeit)

Herausforderung

Unvorhergesehene
kurzfristige Engpässe

Kosten

Methodik

Erstellen eines Modells zur Abbildung der Erlösmöglichkeiten von Batteriespeicherbetreibern am aFRR-, DA- und ID-Markt (Auktion und kontinuierlich) mit und ohne ex-ante Einschränkungen

Nutzerdefinierte Parametrisierung der Einschränkungen (Zeitpunkt der Einschränkung, Richtung und Tiefe, Häufigkeit, Speichergröße, Zyklen pro Tag)

Berechnung erfolgt auf Basis historischer Werte für 2024

Projektbeteiligte

50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, ISEA der RWTH Aachen

(Erwartete) Ergebnisse

Genaues Bild der tatsächlichen finanziellen Auswirkungen von Einschränkungen.

Dafür werden die Erlöse der Speicher an den verschiedenen Märkten und die entgangenen Erlöse durch Einschränkungen bestimmt

Für ein besseres Verständnis der Wirkungsweisen werden Fahrpläne der Speicher mit und ohne Einschränkungen ebenfalls ausgegeben

Status

In Bearbeitung

Fertigstellung Oktober 2025

Approximation der Gesamtkosten und entgangener Erlöse vollumfänglicher ex-ante Einschränkungen für 2030

Ziel

Abschätzung der Gesamtkosten und entgangener Erlöse für Markakteure bei Anwendung vollumfänglicher ex-ante Einschränkungen im Jahr 2030

Herausforderung

Unvorhergesehene kurzfristige Engpässe

Kosten

Methodik

Offen, ob hier eine Quantifizierung möglich ist oder nur qualitative Aussagen getroffen werden können

Für eine genaue Quantifizierung bräuchte es einen kompletten Jahresschublauf von Markt- und Netzmodellen für ein Zieljahr. Das Netzmodell müsste zur Abbildung möglicher kurzfristiger Prognosefehler für jede Stunde mehrere Szenarien rechnen. In Summe sehr aufwendig.

Projektbeteiligte

Offen

(Erwartete) Ergebnisse

Qualitative oder quantitative Aussagen Gesamtkosten und entgangener Erlöse für Markakteure bei Anwendung vollumfänglicher ex-ante Einschränkungen im Jahr 2030

Gegebenenfalls Abschätzung einer Spannbreite möglicher Kosten durch geeignete Szenarien/Sensitivitäten

Status

In Planung

Erläuterung der Bewertungsskala

Wirksamkeit / Nebenwirkungen		Umsetzungsaufwand	Recht/Regulatorik	Strommarkt
++	Hohe Wirksamkeit, Beherrschbarkeit der Herausforderung wahrscheinlich	Kein zusätzlicher Umsetzungsaufwand	Keine Anpassung des regulatorischen Rahmens nötig	Starke positive Effekte für Marktakteure und keine negativen Effekte (z. B. strategisches Verhalten, Liquidität, Marktmacht)
+	Signifikante positive Wirkung	Geringer zusätzlicher Umsetzungsaufwand	Lediglich Anpassung von nationalen Regularien erforderlich, wobei mit keinem Widerstand relevanter Stakeholder zu rechnen ist	Leichte positive Effekte für Marktakteure und keine negativen Effekte (z. B. strategisches Verhalten, Liquidität, Marktmacht)
0	Keine signifikante Wirkung	Mittlerer zusätzlicher Umsetzungsaufwand, insb. wenig bei operativen Systemführungsprozessen	Anpassung von nationalen Regularien erforderlich, wobei mit moderatem Widerstand relevanter Stakeholder zu rechnen ist	Kein signifikanter Eingriff in die Freiheitsgrade der Marktakteure bzw. keine negativen Effekte (z. B. strategisches Verhalten, Liquidität, Marktmacht)
-	Signifikante negative Wirkung	Hoher zusätzlicher Umsetzungsaufwand, insb. für operative Systemführungsprozesse	Anpassung nationaler Regularien erforderlich, wobei mit erheblichem Widerstand relevanter Stakeholder zu rechnen ist	Signifikanter Eingriff in die Freiheitsgrade der Marktakteure bzw. negative Effekte (z. B. strategisches Verhalten, Liquidität, Marktmacht)
--	Hohe negative Wirkung, Beherrschbarkeit der Herausforderung stark erschwert	Unverhältnismäßig hoher zusätzlicher Umsetzungsaufwand	Anpassung europäischer* Regularien erforderlich, wobei mit erheblichem Widerstand relevanter Stakeholder zu rechnen ist	Sehr starker Eingriff in die Freiheitsgrade der Marktakteure. Anpassungen bzw. negative Effekte (z. B. strategisches Verhalten, Liquidität, Marktmacht)

* Da eine Einführung der Instrumente im direkten Zusammenhang mit einer Vermeidung des Gebotszonensplits steht, ist eine vertiefte Diskussion mit relevanten europäischen Stakeholdern (ACER, andere Mitgliedsstaaten) vorhersehbar.

Dispatch Hubs – Redispatch-Potenzial-Variante

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	+	Bei erfolgreicher regulatorischer Anpassung werden RD-Bedarfe reduziert. Wirksamkeit durch begrenzte Abbildbarkeit in den Nebenbedingungen von Euphemia eingeschränkt.
	0	Keine Auswirkungen auf kurzfristige Befunde.
Weitere Herausforderungen	0	Keine negativen Auswirkungen zu erwarten.
	0	Keine Verstärkung der Abhängigkeiten von Prozessen zwischen Netzbetreibern und Einsatzverantwortlichen.
Umsetzungsaufwand	-	Datenaustausch zu CCCt/Euphemia muss in beide Richtungen erweitert werden. Dispatch Hub Zonen müssen bestimmt und ausgewiesen werden.
	-	Kein Aufwand für Marktakteure, aber Umsetzung im Flow-based Market Coupling (Euphemia). Weitere Freiheitsgrade sind dort schwierig implementierbar (Algorithmus ist mit Gebotsprodukten, 15 min Implementierung, 15 Hubs aktuell an Leistungsgrenze).
Recht/Regulatorik	--	Für die Berücksichtigung handelsrelevanter interner Elemente als weitere netztechnische Restriktionen und eine Aufhebung oder Neuinterpretation der 70%-Regel müssen europäische Regularien angepasst/ neuinterpretiert werden, wobei mit erheblichem Widerstand relevanter Akteure zu rechnen ist (da dies offensichtlich eine Strategie zur Vermeidung des BZ-Splits in Benachteiligung des europ. Handels darstellt).
Strommarkt	0	Geringer Einfluss auf Marktteilnehmer im Vergleich zum heutigen System mit expliziter RD-Anweisung nach der DA-Auktion.

Dispatch Hubs werden ausgeschlossen, weil die erforderlich europarechtliche Anpassung sehr unwahrscheinlich ist. Bei Nichtabschaffung der 70% minRAM könnten Dispatch Hubs sogar zur Verschärfung der Engpassproblematik führen.

Feasibility Ranges – Day-ahead und Intraday

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	++ Effektives Instrument bei weitreichender Anwendung.
	kurzfristige Befunde	++ Effektives Instrument bei weitreichender Anwendung.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	- Bei weitreichender Anwendung Potenzialbeschniedung bei Regelreservebereitstellung. Außerdem könnte die geringere Liquidität am ID-Markt den Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen erschweren.
	Systemresilienz	-- Große Auswirkungen auf Engpassmanagementprozesse, wenn das System ausfällt.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	- Aufwand sehr hoch sowohl in Dimensionierung / Bestimmung als auch in Abruf. Mit deutlichen Effizienzabschlägen in Dimensionierung ggf. einfacher umsetzbar. Umsetzung in nationalen wie internationalen Prozessen notwendig. IT Clusterrisiko muss gelöst werden. Design und Skalierung der Abrechnungsprozesse notwendig. Auch bei fertiger Umsetzung von RD 2.0 müssen die Interaktionen auf Seiten der Netzbetreiber und EIV signifikant angepasst werden (Übermittlung der Feasibility Ranges, Berücksichtigung in Bewirtschaftungsprozessen). Anforderungen müssten zeitnah erweitert werden. Die steigende Komplexität würde die Gesamtumsetzung von RD 2.0 verzögern.
	Extern	-- Signifikanter Umsetzungsaufwand bei vielen Akteuren erforderlich (Markakteure, VNB).
Recht/Regulatorik	--	Feasibility Ranges sind SOGL konform, eine Anwendung vor der DA-Auktion ist aber fraglich. Sie werden unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen bereits heute Intraday in geringem Umfang genutzt. Für die vollständige prozessuale Umsetzung von Feasibility Ranges wäre eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Bei einer umfassenden Anwendung wäre zu prüfen, ob dafür der nationale regulatorische Rahmen präzisiert werden muss. Für eine Anwendung ohne Vergütungszahlung wäre eine Anpassung von § 13a EnWG zu klären. Es wäre mit Widerstand der Markakteure zu rechnen.
Strommarkt	--	Erhebliche Ineffizienzen durch Eingriff vor DA Clearing auf Basis von Prognosen. Tiefer Markteingriff mit großen Herausforderungen bei Bestimmung der Kompensation und der Gefahr strategischen Verhaltens. Massiver Widerstand der Branche zu erwarten.

Feasibility Ranges im Day-Ahead- und Intraday-Zeitbereich sind ein wirksames Mittel. Es wird unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen bereits heute Intraday in geringem Umfang genutzt. Eine Anwendung vor der DA-Auktion ist aber rechtlich fraglich. Zusätzlich wäre für die vollständige prozessuale Umsetzung und eine Anwendung ohne Vergütungszahlung eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Bei einer umfassenden Anwendung ist zu beachten, dass dies zu tiefgreifenden Einschränkungen der Markakteure führen, bei einer Vergütung analog zum Redispatch sehr hohe Kosten verursachen und die Abhängigkeit von Systemführungsprozessen bei ÜNB signifikant ansteigen würde. Eingriffe auf der Basis von Prognosen vor DA Clearing wären zudem mit erheblichen Ineffizienzen verbunden.

Feasibility Ranges - Intraday

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	0 Keine Auswirkungen auf steigende Redispatchbedarfe.
	kurzfristige Befunde	++ Effektives Instrument bei weitreichender Anwendung.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	- Bei weitreichender Anwendung Potenzialbeschneidung bei Regelreservebereitstellung. Außerdem könnte die geringere Liquidität am ID-Markt den Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen erschweren.
	Systemresilienz	-- Große Auswirkungen auf Engpassmanagementprozesse, wenn das System ausfällt.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	- Aufwand sehr hoch sowohl in Dimensionierung / Bestimmung als auch in Abruf. Mit deutlichen Effizienzabschlägen in Dimensionierung ggf. einfacher umsetzbar. Umsetzung in nationalen wie internationalen Prozessen notwendig. IT Clusterrisiko muss gelöst werden. Design und Skalierung der Abrechnungsprozesse notwendig. Auch bei fertiger Umsetzung von RD 2.0 müssen die Interaktionen auf Seiten der Netzbetreiber und EIV signifikant angepasst werden (Übermittlung der Feasibility Ranges, Berücksichtigung in Bewirtschaftungsprozessen). Anforderungen müssten zeitnah erweitert werden. Die steigende Komplexität würde die Gesamtumsetzung von RD 2.0 verzögern.
	Extern	-- Signifikanter Umsetzungsaufwand bei vielen Akteuren erforderlich (Markakteure, VNB).
Recht/Regulatorik	-	Feasibility Ranges sind SOGL konform. Sie werden unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen bereits heute in geringem Umfang genutzt. Für die vollständige prozessuale Umsetzung von Feasibility Ranges wäre eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Bei einer umfassenden Anwendung wäre zu prüfen, ob dafür der nationale regulatorische Rahmen präzisiert werden muss. Für eine Anwendung ohne Vergütungszahlung wäre eine Anpassung von § 13a EnWG zu klären. Es wäre mit Widerstand der Markakteure zu rechnen.
Strommarkt	-	Tiefer Markteintritt mit großen Herausforderungen bei Bestimmung der Kompensation und der Gefahr strategischen Verhaltens. Allerdings ist die Auswirkung durch die zeitliche Eingrenzung auf den ID-Markt eingeschränkt. Widerstand der Branche zu erwarten.

Feasibility Ranges im Intraday-Zeitbereich sind ein wirksames Mittel, das unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen bereits heute in geringem Umfang genutzt wird. Für die vollständige prozessuale Umsetzung von Feasibility Ranges wäre eine Anpassung des regulatorischen Rahmens notwendig. Selbes gilt für die Anwendung ohne Vergütungszahlung. Bei einer umfassenden Anwendung ist zusätzlich zu beachten, dass dies zu tiefgreifenden Einschränkungen der Markakteure führen, bei einer Vergütung analog zum Redispatch sehr hohe Kosten verursachen und die Abhängigkeit von Systemführungsprozessen bei ÜNB signifikant ansteigen würde.

Flexible Anschlussvereinbarungen - freiwillig, Neuanlagen, begrenzt

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	0	Bei dieser Ausgestaltung sind voraussichtlich zu wenige Anlagen eingeschlossen, als dass eine signifikante Wirkung erzielt werden könnte.
	0	Wirkung auf kurzfristige Engpässe kann nur sichergestellt werden, wenn alle Anlagen eingeschränkt werden. Bei dieser Ausgestaltung sind zu viele Anlagen von der Anwendung ausgeschlossen.
Weitere Herausforderungen	0	Keine negativen Auswirkungen auf Systembilanzausgleich zu erwarten, weil viele Anlagen nicht eingeschränkt werden.
	0	Zu wenige Anlagen, als dass Ausfall Auswirkungen hätte.
Umsetzungsaufwand	0	Mittlerer Umsetzungsaufwand. Bei geringer Verbreitung sind weniger aufwendige Tools und Prozesse ausreichend.
	-	Signifikanter Umsetzungsaufwand, aber bei weniger Akteuren im Vergleich zu Feasibility Ranges oder einer Verpflichtung für Bestandsanlagen. Der Aufwand kann mit Beginn des Projekts eingeplant werden.
Recht/Regulatorik	++	Flexible Anschlussbedingungen sind für Neuanlagen auf freiwilliger Basis und zeitlich begrenzt bereits im europäischen und nationalen Rechtsrahmen angelegt (Art 6a EMDR, §17 2b EnWG und §8a EEG).
Strommarkt	0	Option ist mit Einschränkungen verbunden, bietet Anlagenbetreibern aber die Möglichkeit zum schnelleren Netzanschluss. Ggf. INC DEC Gaming Potenzial, wenn Marktakteure ihren Abruf antizipieren können.

Wenn flexible Anschlussvereinbarungen nur auf freiwilliger Basis für Neuanlagen gelten, sind zu wenige Anlagen eingeschlossen, um von einer ausreichenden Wirksamkeit auszugehen.



Flexible Anschlussvereinbarungen - Pflicht, Neuanlagen, dauerhaft

Dimension	Bewertung	Begründung	
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	+	Einschränkung der berücksichtigten Anlagen kann RD-Bedarf reduzieren.
	kurzfristige Befunde	+	Bei schneller Anwendung werden viele Flexibilitäten wirksam eingegrenzt.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	0	Keine negativen Auswirkungen auf Systembilanzausgleich zu erwarten, weil viele Anlagen nicht eingeschränkt werden.
	Systemresilienz	-	Auswirkungen auf Engpassmanagementprozesse, wenn System ausfällt. Auswirkungen etwas geringer, da Bestandsanlagen nicht inkludiert sind.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	-	Anpassung Systemführungsprozesse analog zu Feasibility Ranges. Im Vergleich zu Feasibility Ranges müssen keine Ex-Post-Abrechnungsprozesse aufgesetzt werden, dafür erfordert es umfangreiche vertragliche Anpassungen.
	Extern	-	Signifikanter Umsetzungsaufwand, aber bei weniger Akteuren im Vergleich zu Feasibility Ranges oder einer Verpflichtung für Bestandsanlagen. Der Aufwand kann mit Beginn des Projekts eingeplant werden.
Recht/Regulatorik	-	Flexible Anschlussbedingungen sind zwar im europäischen und nationalen Rechtsrahmen angelegt (Art 6a EMDR, §17 2b EnWG und § 8a EEG). Es ist aber keine Verpflichtung vorgesehen. In DE ist für nicht EE-Anlagen auch keine dauerhafte Anwendung vorgesehen. In einer detaillierten rechtlichen Analyse ist zu prüfen, ob schnell eine Verpflichtung erwirkt werden kann und bis dahin ggf. auch nur flexible Anschlussverträge vergeben werden können.	
Strommarkt	-	Eingeschränkte Erlösmöglichkeiten durch Restriktionen bei flexibler Anschlusskapazität, jedoch keine Anwendung für Bestandsanlagen. Ggf. INC DEC Gaming Potenzial, wenn Marktakteure ihren Abruf antizipieren können.	

Verpflichtende flexible Anschlussvereinbarungen für Neuanlagen können eine gute Wirksamkeit haben, sofern eine Verpflichtung schnell erwirkt werden kann und bis dahin ggf. auch nur flexible Anschlussverträge vergeben werden können (rechtlich genauer zu prüfen).

Flexible Anschlussvereinbarungen - Pflicht, Bestand, dauerhaft

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	++ Einschränkung der berücksichtigten Anlagen kann RD-Bedarf reduzieren.
	kurzfristige Befunde	++ Durch umfassende Anwendung kann notwendige Einschränkung zur Vermeidung kurzfristiger Befunde sichergestellt werden.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	- Bei weitreichender Anwendung Potenzialbescheidung mit Regelreservebereitstellung. Außerdem könnte die geringere Liquidität am ID-Markt den Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen erschweren.
	Systemresilienz	-- Große Auswirkungen auf Engpassmanagementprozesse, wenn das System ausfällt.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	- Systemführungsprozesse analog zu Feasibility Ranges. Im Vergleich zu Feasibility Ranges müssen keine Ex-Post-Abrechnungsprozesse aufgesetzt werden, dafür erfordert es umfangreiche vertragliche Anpassungen.
	Extern	-- Signifikanter Umsetzungsaufwand bei vielen Akteuren erforderlich (Marktakteure, VNB).
Recht/Regulatorik		-- Flexible Anschlussbedingungen sind zwar im europäischen und nationalen Rechtsrahmen angelegt (Art 6a EMDR, §17 2b EnWG und § 8a EEG). Es ist aber keine Verpflichtung vorgesehen. In DE ist für nicht EE-Anlagen auch keine dauerhafte Anwendung vorgesehen. Zusätzlich gibt es in DE nicht die Möglichkeit zur Reduzierung der Netzentgelte. Entsprechend besteht kein Anreiz für Bestandsanlagen einen solchen Vertrag abzuschließen. Eine Anpassung der gerade erst verabschiedeten Gesetze wird als unwahrscheinlich bewertet.
Strommarkt		-- Eingeschränkte Erlösmöglichkeiten durch Restriktionen bei flexibler Anschlusskapazität. Ggf. INC DEC Gaming Potenzial, wenn Marktakteure ihren Abruf antizipieren können.

Verpflichtende flexible Anschlussvereinbarungen auch für Bestandsanlagen wären ein tiefgreifender Eingriff in die Freiheitsgrade der Marktakteure. Die rechtliche Umsetzbarkeit ist unwahrscheinlich.

Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel - Fahrplaneinschränkung

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	0  Keine Auswirkungen auf steigende Redispatchbedarfe.
	kurzfristige Befunde	0 Bei eindeutiger Umsetzbarkeit wäre große Wirkung vorhanden. Es ist aber damit zu rechnen, dass die Vorgaben umgangen werden und ein Ausgleich im günstigsten ID-Teilmarkt stattfindet. Gegenläufige Unausgeglichenheiten in zwei Zonen werden durch den symmetrischen Ausgleichsenergielpreis nicht bestraft. Eine effektive Kontrolle durch Bilanzkreismonitoring ist aufgrund der Prognoseabweichungen bei EE nicht im ausreichenden Maße möglich.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	0 Keine Auswirkungen aufgrund der fehlenden Wirksamkeit (siehe oben).
	Systemresilienz	+
Umsetzungsaufwand	ÜNB	0 Einmalige Anpassung durch Einführung der Scheduling Areas
	Extern	-- Große Aufwände für Markakteure, wenn sie die Vorgaben korrekt umsetzen würden, durch die notwendige Umstellung auf die neuen Scheduling Areas (Aufsplitten des Portfolios). Zusätzlicher Aufwand bei NEMOS zur Anpassung der Gebiete.
Recht/Regulatorik	--	Laut SOGL ist die kleinste Einheit, in der Fahrpläne ausgetauscht werden dürfen, die Regelzone. Wenn wir Scheduling Areas einführen wollen, die kleiner als die Regelzonen sind, bräuchte es eine Anpassung der SOGL und auf nationaler Ebene des §5 StromNZV. Da die Maßnahme im direkten Zusammenhang mit der Vermeidung eines BZ-Splits steht, ist mit großer Gegenwehr von u.a. ACER zu rechnen.
Strommarkt	0	Theoretisch ein Eingriff in den Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen und zusätzliche Aufwände für Markakteure bzgl. stärkere regionale Differenzierung ihrer Portfolios. Praktisch sehen wir heute schon beim regelzoneninternen Handel, dass die Vorgaben umgangen werden und ein Ausgleich im günstigsten ID-Teilmarkt stattfindet. Die regelzoneninternen Abweichungen gleichen sich durch den symmetrischen AEP aus.

Da die Vorgaben einfach umgangen werden können, hat die Maßnahme keine ausreichende Wirkung auf kurzfristige Befunde. Zudem ist die notwendige Anpassung des europäischen Rechtsrahmens unwahrscheinlich.



Regionale Gebiete für kurzfristigen Stromhandel – Eigener Regelkreis + AEP

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	0 Keine Auswirkungen auf steigende Redispatchbedarfe.
	kurzfristige Befunde	++ Durch separate Ausgleichsenergiepreise pro Scheduling Area haben Marktteilnehmer die Anreize, sich beim kurzfristigen Ausgleich an die Scheduling Areas zu halten. Somit effektive Eingrenzung negativer Effekte möglich.
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	- Es besteht die Gefahr, dass die kurzfristigen Prognoseabweichungen in illiquiden Gebieten nicht durch genügend Flexibilität ausgeglichen werden können. Das würde Bilanzkreisungleichgewichte vergrößern.
	Systemresilienz	+\br/>Vermeidung kurzfristiger Befunde durch Begrenzung im Markt, ohne dass es neue Netzbetreiberprozesse erfordert.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	- Hoher einmaliger Aufwand bei ÜNB durch Einführung der Scheduling Areas und Reduzierung der Regelzonen auf die gewünschte Größe.
	Extern	-- Große Aufwände für Markakteure durch die notwendige Umstellung auf die neuen Scheduling Areas (Aufsplitten des Portfolios).
Recht/Regulatorik		-- Laut SOGL ist die kleinste Einheit, in der Fahrpläne ausgetauscht werden dürfen, die Regelzone. Wenn wir Scheduling Areas einführen wollen, die kleiner als die Regelzonen sind, bräuchte es eine Anpassung der SOGL und auf nationaler Ebene des §5 StromNZV. Da die Maßnahme im direkten Zusammenhang mit der Vermeidung eines BZ-Splits steht, ist mit großer Gegenwehr von u.a. ACER zu rechnen.
Strommarkt	--	Starker Eingriff in den Ausgleich kurzfristiger Prognoseabweichungen. Bei kleinen Gebieten besteht die Gefahr, dass die kurzfristigen Prognoseabweichungen nicht durch genügend Flexibilität ausgeglichen werden können. Zusätzliche Aufwände für Markakteure (stärkere regionale Differenzierung ihrer Portfolios). Anreize für Vermarkter von Flexibilitätsoptionen zur strategischen Gebotsrückhaltung, um höherer Erlöse in illiquiden Gebieten kurz vor Handelsschluss zu erzielen.

Die Maßnahme wäre bzgl. kurzfristiger Befunde wirksam, allerdings mit potenziell großen Auswirkungen auf den Systembilanzausgleich. Zudem ist die notwendige Anpassung des europäischen Rechtsrahmens unwahrscheinlich.

Redispatch-Regelleistungs-Produkt – Co-Optimierung

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	steigende RD-Bedarfe	0 Keine Auswirkungen auf steigende Redispatchbedarfe.
	kurzfristige Befunde	+ Durch Dimensionierung pro Control Area kann signifikantes Potenzial zur Behebung kurzfristiger Befunde gesichert werden. Zu hebende Volumina sind durch negative Wechselwirkungen begrenzt (Liquidität, Marktmacht).
Weitere Herausforderungen	Systembilanz	0 Kein signifikanter Einfluss auf Systembilanzausgleich zu erwarten. Regelleistung wird weiterhin separat dimensioniert und kurzfristige Flexibilität kann dafür eingesetzt werden. Einziges Problem könnte sein, wenn zu viel kurzfristige Flexibilität in diesem Produkt gebunden wird (negative Auswirkungen auf ID-Markt und Mitregeln).
	Systemresilienz	- Höhere Komplexität des kurzfristigen Abrufs von Flexibilität für kurzfristige Befunde und Regelleistung. Abruf über Fernwirktechnik mit sehr vielen Marktakteuren mit hohem Aufwand verbunden.
Umsetzungsaufwand	ÜNB	0 Große Auswirkungen auf RL-Märkte und Aufwand für die prozessualen Anpassungen. Letztgenannte sind weitgehend mit Anwendung bestehender Konzepte umsetzbar.
	Extern	- Marktteilnehmer müssen Regelleistungsportfolien aufsplitten.
Recht/Regulatorik		-- Laut SOGL ist die kleinste regionale Einheit die Regelzone. Wenn wir Control Areas einführen wollen, die kleiner als die Regelzonen sind, bräuchte es eine Anpassung der SOGL. Da die Maßnahme im direkten Zusammenhang mit der Vermeidung eines BZ-Splits steht, ist mit großer Gegenwehr von u.a. ACER zu rechnen.
Strommarkt		- Zusätzliche Erlösmöglichkeit durch neues Produkt zur Behebung von kurzfristigen Befunden. Unterschiedliche Meinung zur Gefahr von INC-DEC-Gaming. Liquidität könnte in einzelnen Zonen stark begrenzt sein (Andienungspflicht ggf. notwendig).

Die notwendige Anpassung des europäischen Rechtsrahmens zur Einführung kleinerer Control Areas ist unwahrscheinlich. Dennoch sollte an Konzepten zur Nutzung von Regelleistungsanlagen zur Behebung kurzfristiger Befunde weiter gearbeitet werden.

Partieller EE-Central Dispatch

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	0	Es besteht ein Effekt darin, dass der DA-RD-Prozess effizienter gestaltet werden kann. Die marktlich abzuregelnden Mengen werden engpassoptimal verteilt, wodurch Gegenmaßnahmen nicht erforderlich sind. Andererseits wird die Koordinierungsaufgabe für die ÜNB komplexer, da die marktbedingt abzuregelnden Mengen gesamthaft durch den ÜNB verwaltet werden müssen.
	+	Keine Unsicherheiten bzgl. kurzfristiger Befunde durch marktliche Abregelungen.
Weitere Herausforderungen	-	Marktteilnahme von Wind- und PV an Regelleistungsmarkt durch DV wird erschwert, wenn dieser keinen physikalischen Dispatch macht. Positive Wirkung auf Unsicherheit durch marktbedingte Abregelungen. Steigerung des RD Mengengerüsts notwendig.
	-	Hohes Abrufmengengerüst durch ÜNB zu verwalten, auch wenn keine Engpässe vorliegen.
Umsetzungsaufwand	0	Voraussetzung ist, dass RD 2.0 umgesetzt ist. Zusätzliche Aufwände durch Änderung des Steuerungsmodells bei marktbedingter Abregelung: Statt Abregelung durch EIV und ggf. kurzfristige Korrektur über RD 2.0 erfolgt eine Meldung des Abregelbedarfs an ÜNB, die an einer netztechnisch geeigneten Stelle abregeln (technisch wie RD 2.0 umzusetzen). Signifikante Steigerung des Mengengerüsts und Interaktion mit weiteren Akteuren (z. B. mehr VNB).
	0	Umstellung für EE-Vermarkter, sodass sie keine physische Abregelung durchführen. Austausch der Mengen mit ÜNB muss etabliert werden.
Recht/Regulatorik	0	Nach erster Einschätzung ist keine Anpassung des Europarechts erforderlich. Der nationale Rechts- und Regulierungsrahmen müsste erweitert werden, wobei mit weniger Widerstand zu rechnen ist, weil das Instrument die Vermarktungsmöglichkeiten wenn nur geringfügig reduziert (Regelreservebereitstellung).
Strommarkt	0	Für Direktvermarkter ändern sich keine Pflichten. Es wird aktuell nicht gesehen, dass Markakteure einen Anreiz haben, falsche marktlich abgeregelte Mengen dem ÜNB zu melden. Marktteilnahme von Wind- und PV an Regelleistungsmarkt durch DV wird erschwert, wenn dieser keinen physikalischen Dispatch macht.

Die Steuerung der marktlichen Abregelungen durch die ÜNB reduziert die Unsicherheiten in der Engpassprognose, insbesondere für kurzfristige Befunde. Voraussetzung ist die vollständige Umsetzung von RD 2.0. Es wären hohe Abrufmengen durch ÜNB zu verwalten, auch wenn keine Engpässe vorliegen.

Gebotszonenteilung (Nicht im politischen Lösungsraum)

Dimension	Bewertung	Begründung
Wirksamkeit	++	Nach aktuellen Analysen reduziert bereits ein Split in 2 Zonen die RD-Bedarfe um mehr als 50%. Damit wäre die Herausforderung im Wesentlichen adressiert.
	+	Durch BZ-Split haben kurzfristige Prognoseanpassungen weniger Einfluss auf wesentliche Engpässe, weil Handel räumlich eingegrenzt wird. Bei einem Split in 4-5 Zonen wären die verbliebenen Auswirkungen auf kleinere Regionen begrenzt, wodurch sich die Beherrschbarkeit weiter verbessert. Die Häufigkeit und der Umfang von ex-ante Einschränkungen hängt maßgeblich von der Anzahl der Gebotszonen ab.
Weitere Herausforderungen	-	Höherer Bedarf zur Vorhaltung von Regelleistung pro Zone (und höhere lokale Marktmacht). Durch ein innerdeutsches Reserve-Sharing könnte dieser Effekt auf Kosten der sonstigen Handelskapazitäten kompensiert werden.
	+	Durch Abbildung von Engpässen im Markt sind weniger Eingriffe durch ÜNB erforderlich. Im Falle eines Ausfalls von relevanten Prozessen sind die Auswirkungen geringer.
Umsetzungsaufwand	-	Die notwendigen Anpassungen sind definiert und verteilen sich auf mehrere Bereiche (Systembetrieb, Netzwirtschaft, Kundenmanagement), aber in Summe mit hohem Implementierungsaufwand verbunden. Operativer Aufwand geringer im Vergleich zu ex-ante Einschränkungen durch Netzbetreiber
	--	Signifikanter Implementierungsaufwand bei vielen Akteuren erforderlich. Steigender operativer Aufwand durch getrennte Portfolien pro Gebotszone
Recht/Regulatorik	+	Preiszonensplit als Instrument im Rechtsrahmen möglich. Anpassungen zur Umsetzung dennoch erforderlich (z. B. Absicherung der EE-Förderung für Bestand, Auswirkungen auf Langfristverträge, ggf. Kompensation benachteiligter Marktakteure)
Strommarkt	0	Die Preissignale bilden die Netzsituation transparent mit ab und sollen wohlfahrtsoptimierendes Verhalten beanreiten. Auswirkungen auf Marktakteure vorhanden (positiv oder negativ abhängig von Markttrolle). Negative Effekte auf die Liquidität (insbesondere bzgl. Langfristmärkte) zu erwarten. Marktmacht im Vergleich zu einer Preiszone steigt, Signifikanz hängt von Größe der Gebotszone und Entwicklung der Akteursstruktur ab. Möglichkeit zum Ausnutzen von Marktmacht auf Engpässe (INC DEC) sinkt.

Eine Gebotszonenteilung könnte Engpassbefunde wirksam adressieren, geht jedoch mit einem hohen Umsetzungsaufwand und langer Umsetzungsdauer einher. Zudem bräuchte es eine Vielzahl von Gebotszonen, um der Herausforderung kurzfristiger Engpässe in dem benötigten Umfang zu begegnen. Die Option ist von der deutschen Politik gegenwärtig ausgeschlossen.