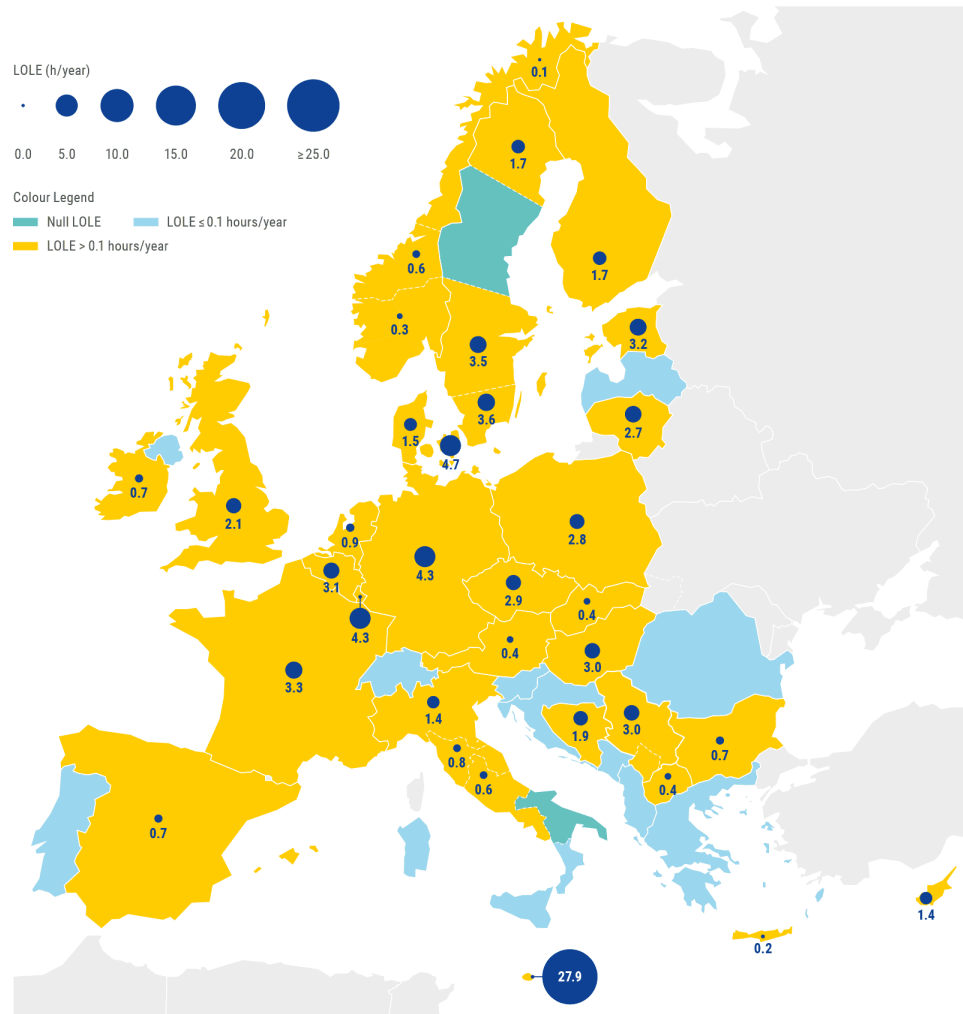




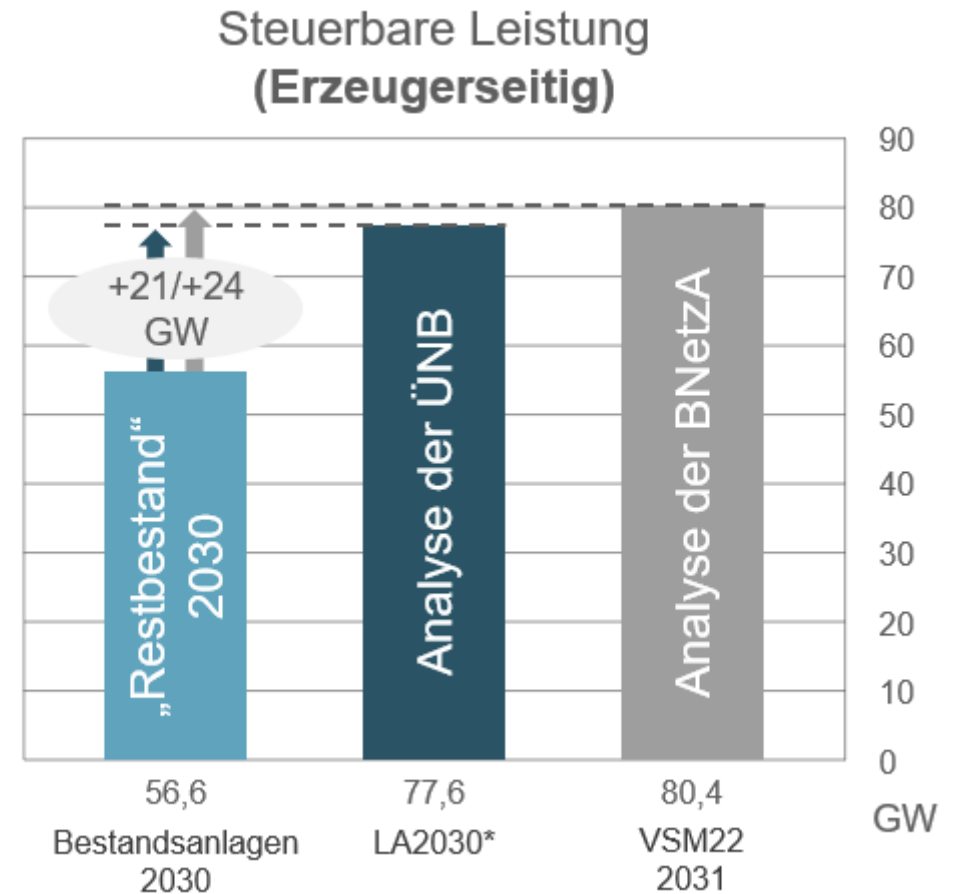
Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus: Was aus Systemperspektive wichtig ist

Dr. Felix Schlieszus (TenneT TSO GmbH)

Zu geringe Investitionsanreize in gesicherte Leistung



ERAA 2023:
LOLE values in 2030 (Scenario A – Central Reference)

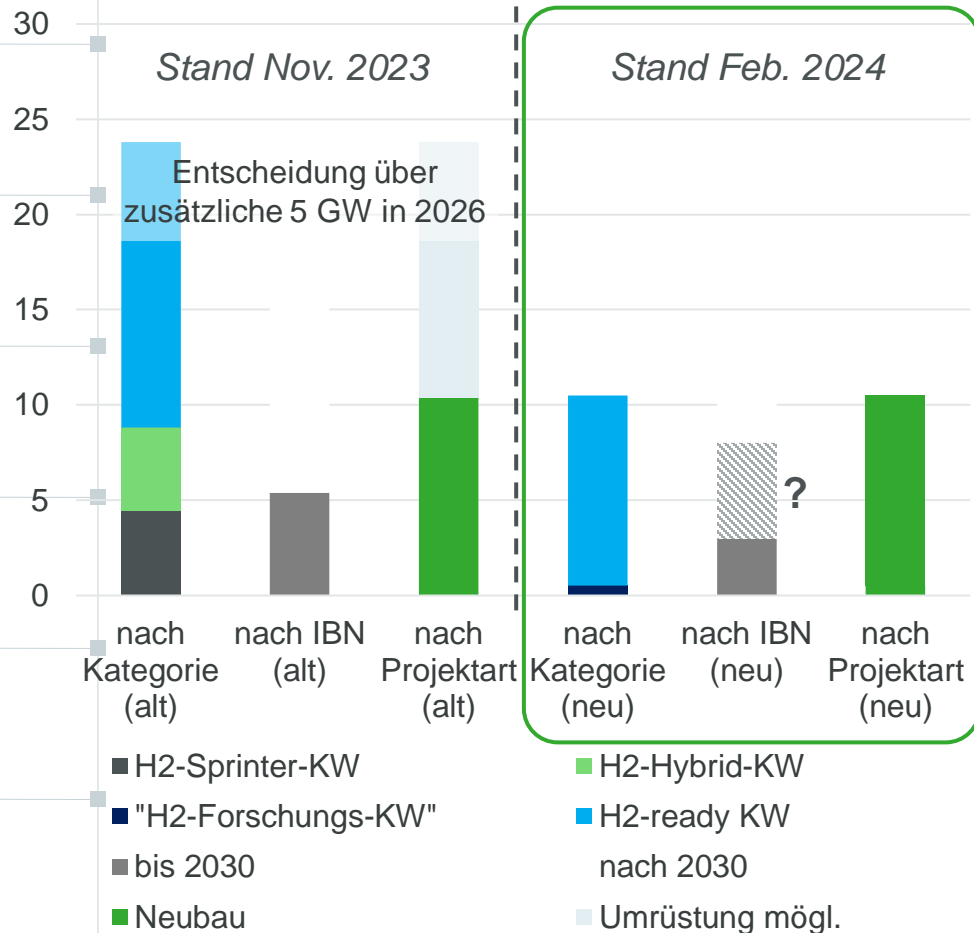


* versorgungssicheres Zusatzszenario der ÜNB
(nicht Teil der offiziellen LA2030 Untersuchung)

LA: Langfristanalyse
VSM: Versorgungssicherheitsmonitoring (Bundesnetzagentur)

Die kurze Frist: Kraftwerksstrategie (KWS)

KWS Ausschreibungen



- Ausschreibung von **4x 2,5 GW H2-ready Gas-Kraftwerken**
Zusätzlich **1x 500 MW H2-Kraftwerke** als Forschungsförderung
- Die Kraftwerke sollen an „**systemdienlichen Standorten**“ stehen (keine Details zur Ausgestaltung bekannt)

Bewertung

- **Aktuelles Marktumfeld: keine ausreichenden Anreize** für Anlagenbetreiber in erforderlichem Maße neue Anlagen für gesicherte Leistung zu errichten
→ KWS wichtiger Baustein
- **Versorgungssicherheit** durch Umfang der KWS **nicht gefährdet**, Kohleausstieg 2030 hingegen schon
- **Weiteres Instrument** um mittel- und langfristig ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung anzureizen **notwendig**

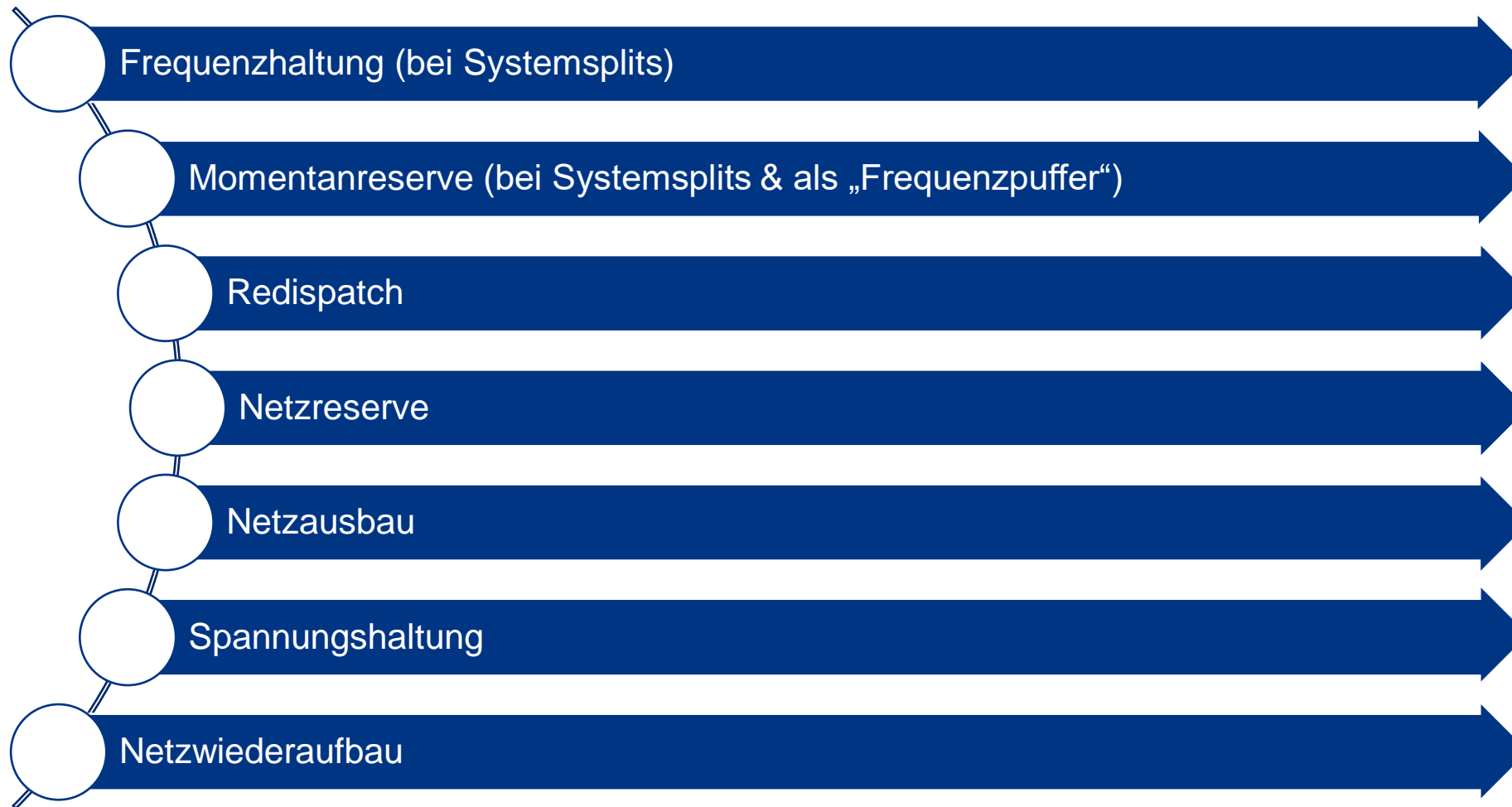
Die lange Frist: Kapazitätsmechanismus

- **2028** soll Kapazitätsmechanismus in Deutschland operativ sein, welche Art von Mechanismus ist jedoch noch unklar.
- Für Sommer 2024 wurde ein „Optionenpapier“ mit Verweis auf die PKNS angekündigt.
 - Ein **zentraler Kapazitätsmarkt** mit einem Central Buyer, der zentral die nötigen Kapazitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ermittelt und beschafft. Das könnten die **ÜNB** (im Ausland mit zentralen Kapazitätsmärkten üblich), die **BNetzA** oder auch irgendeine **neue Instanz** sein. Diese übernehmen i.d.R. neben der Bedarfsermittlung und Beschaffung/Auktion auch Prequalifikations- und Monitoringaufgaben sowie die Ermöglichung der grenzüberschreitenden Teilnahme von Anlagen.
 - Ein **dezentraler Kapazitätsmarkt**, in dem beschaffen die **EVUs** individuell ihren Kapazitätsbedarf beschaffen. Die ÜNB können in so einem Modell (z.B. in Frankreich) eingebunden sein, um Prequalifikations- und Monitoringaufgaben zu übernehmen sowie die grenzüberschreitende Teilnahme zu ermöglichen.
 - Das „**Strommarkt Plus**“ **Konzept** hat das BMWK mit Consentec entwickelt. Es ist kein klassischer Kapazitätsmechanismus, der somit auch nicht mit dem ERAA/VSM bzw. Versorgungssicherheitsbedenken begründet werden muss. Dieser setzt auf der **Hedging-Verpflichtung für EVUs** aus der EU-Marktdesignreform auf und würde EVUs verpflichten, sich gegen Preisniveaurisiken und Preisspitzen abzusichern. Dies würde sich nahezu vollständig über die **Börsen** abwickeln lassen. Ein zweiter Ansatz sieht eine staatliche Preisabsicherung (**Mindestpreis**) für Spike-Produkte gegen Preisspitzen vor, der Kraftwerken für gesicherte Leistung ausreichend Investitionsanreize bieten soll.

Effektivität verschiedener Kapazitätsmechanismen

- **Kriterien:** technologieneutral, kein Einfluss auf Preisbildung am Spotmarkt, ausreichend Anreize für Investitionen in gesicherte Leistung
- **Dezentraler Kapazitätsmarkt und Strommarkt „plus“**
 - Idee: Dezentrale Informationen → Markt als Koordinator
 - Problem: Planungshorizont Versorger (bis 3 Jahre) vs. Erzeuger (15-20 Jahre)
 - Folge: Absicherungsverpflichtung nicht effizient: benötigte Informationen stehen Akteuren nicht zur Verfügung → Markt kann nicht effizient koordinieren
 - Gleichzeitig: Verpflichtungsabsicherung kein großer Unterschied zu Mechanismus des aktuellen Marktdesigns: Hohe Strafen für Bilanzkreisverantwortliche mgl., wenn Bilanzkreise nicht ausgeglichen
- **Zentraler umfassender Kapazitätsmarktes** als vielversprechendste Option
 - Zentrale Ermittlung und Beschaffung gesicherter Leistung bietet größtmögliche Effektivität bei Sicherstellung der Versorgungssicherheit und die besten Steuerungsmöglichkeiten
 - In anderen europäischen Staaten, die bereits einen Kapazitätsmarkt etabliert haben (z.B. Belgien, Italien, Polen, Vereinigtes Königreich); in Belgien durch Kommission genehmigt

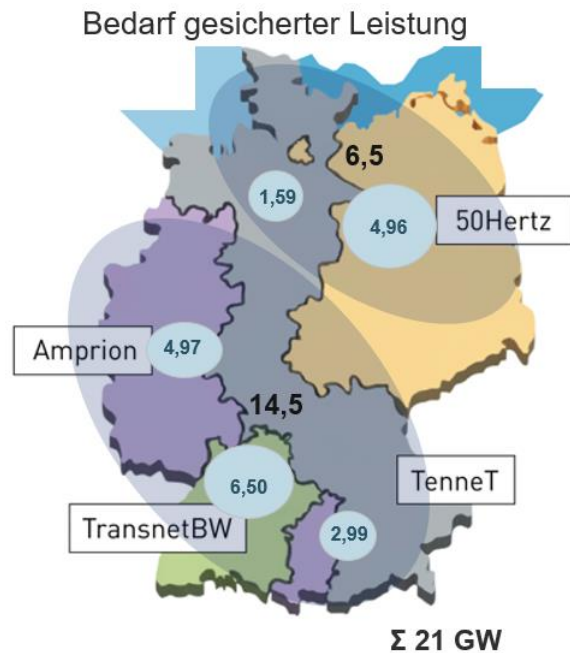
Location matters! – Die ÜNB-Perspektive



Externe Effekte durch Kraftwerksstandorte

→ Solange diese Aspekte nicht durch den Markt internalisiert werden, bedarf es einer **lokalen Steuerung in KWS und CRM**

Übersicht der Mechanismen zur lokalen Verteilung



		Vorteile	Nachteile
Direkte Mengensteuerung		Direkte Steuerung anhand der Systembedarfe	Beihilferechtliche Genehmigungsfähigkeit fraglich Potentiell weniger effizient
Monetärer Anreiz (explizite oder implizite Änderung der Gebotsreihung anhand der Systembedarfe)		ggf. beihilferechtlich leichter genehmigungsfähig Potentiell effizienter	Steuerungseffekt im Vorfeld unsicher
Limitierung (Grid-Constraints-Ansatz)		im Belgischen CRM bereits genehmigt	Harter Eingriff, der potentiell zu Ineffizienzen führt

Disclaimer

Diese PowerPoint-Präsentation wird Ihnen von der TenneT TSO GmbH („TenneT“) angeboten. Ihr Inhalt, d.h. sämtliche Texte, Bilder und Töne, sind urheberrechtlich geschützt. Sofern TenneT nicht ausdrücklich entsprechende Möglichkeiten bietet, darf nichts aus dem Inhalt dieser PowerPoint-Präsentation kopiert werden, und nichts am Inhalt darf geändert werden. TenneT bemüht sich um die Bereitstellung korrekter und aktueller Informationen, gewährt jedoch keine Garantie für ihre Korrektheit, Genauigkeit und Vollständigkeit.

TenneT übernimmt keinerlei Haftung für (vermeintliche) Schäden, die sich aus dieser PowerPoint-Präsentation ergeben, beziehungsweise für Auswirkungen von Aktivitäten, die auf der Grundlage der Angaben und Informationen in dieser PowerPoint-Präsentation entfaltet werden.