



AG 4: Lokale Signale

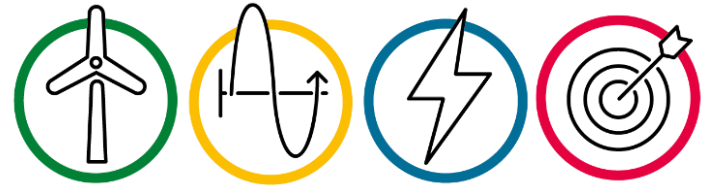
Sitzung 4

16.10.2023

11:00 – 18:00 Uhr

Berlin

Begrüßung und Einführung



















André Poschmann
UAL IIIA, BMWK










Wo stehen wir im Zeitplan?



20.2.	31.3.	25.4.	26.4.	3.5.	8.5.	11.5.	31.5.	1.6.	7.6.	21.6.	22.6.	27. & 28.6.	5.7.
Plenum	   		 		Plenum							 	Plenum



29.09.	16.10.	18.10.	25.10.	9.11.	16.11.	Nov (vss.)	11.12. (vss.)
		WS 	WS 			WS 	Plenum



AG EE-Finanzierung



AG Steuerb. Kapazitäten



AG Flexibilitäten



AG Lokale Signale

Agenda

Uhrzeit		
11:00-11:10	Willkommen	<ul style="list-style-type: none">Begrüßung und Einführung (BMWK)
11:10-11:40	TOP 1: Fachlicher Warm-Up	<ul style="list-style-type: none">Einführungsvortrag (Prof. Dr. Leon Hirth, Neon)
11:40-12:05	TOP 2: ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen	<ul style="list-style-type: none">Stand der Arbeiten BZR (Lenja Niesen, Amprion)Statement Christof Lessenich, DG ENERStatement Prof. Dr. Thorsten Müller, SUER
12:05-12:25	TOP 3: Impulse aus Wissenschaft und Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none">Impuls Prof. Dr. Andreas Löschel, Expertenkommission „Energie der Zukunft“Impuls Holger Berndt, TenneT
12:25-13:10	<i>Mittagspause</i>	
13:10-14:10	TOP 4: Werkstattformat	<ul style="list-style-type: none">Kleingruppenarbeit zu vier Fragestellungen (2 x 30 Min)
14:10-14:40	<i>Pause</i>	
14:40-15:30	TOP 5: Ergebnispräsentation Werkstattformat	<ul style="list-style-type: none">Ergebnispräsentation Werkstattformat & Diskussion
15:30-16:30	TOP 6: Empirische Schlaglichter aus der Wissenschaft	<ul style="list-style-type: none">Fabian Huneke, Agora EnergiewendeHanns König & Claudia Günther, Aurora Energy ResearchSilvana Tiedemann, Hertie School & Dr.-Ing. Mareike Jentsch, Fraunhofer IEEMarcus Franken, Thema Consulting Group
16:30-17:00	<i>Pause</i>	
17:00-17:45	TOP 7: Formulierung Take-Aways	

TOP 1

Fachliche Einführung

Prof. Dr. Lion Hirth

Neon





Teilung der deutschen Preiszone

Argumente Pro und Contra

PKNS AG 4 Lokale Signale am 16. Oktober



Strompreiszonen

Strompreiszone bedeutet: ein einheitlicher Markt

- Unbegrenzter Handel (“Illusion der Kupferplatte”)
- Einheitlicher Preis
- Alle Marktakteure stehen immer im Wettbewerb

Engpassmanagement erfolgt außerhalb des Großhandelsmarkts

- Engpässe innerhalb einer Zone sind für den Markt unsichtbar
- Netzbetreiber organisieren Redispatch

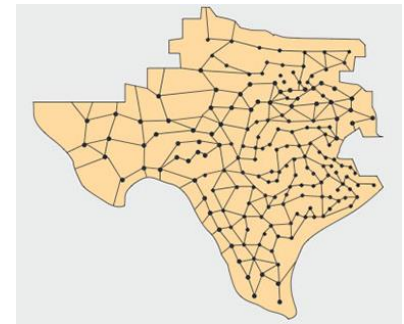
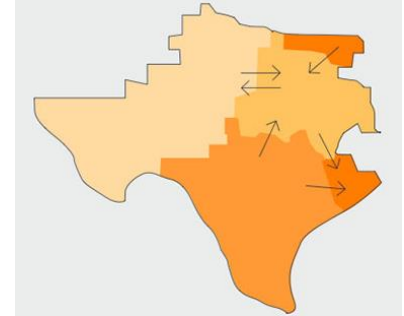
Bepreisung von Netzengpässen

Zonenzuschnitt bestimmt Bepreisung von Netzengpässen

- Welche Engpässe kann der Großhandelsmarkt abbilden?

Spektrum der denkbaren Möglichkeiten

- Keine: eine einzige Zone im ganzen System („ganz Europa“)
- Wenige: große Zonen
- Viele: kleine Zonen
- Alle Übertragungsnetzengpässe: Nodal Pricing („jedes Umspannwerk eine Zone“)



Zonenteilungen in Europa

Teilung von Strompreiszonen

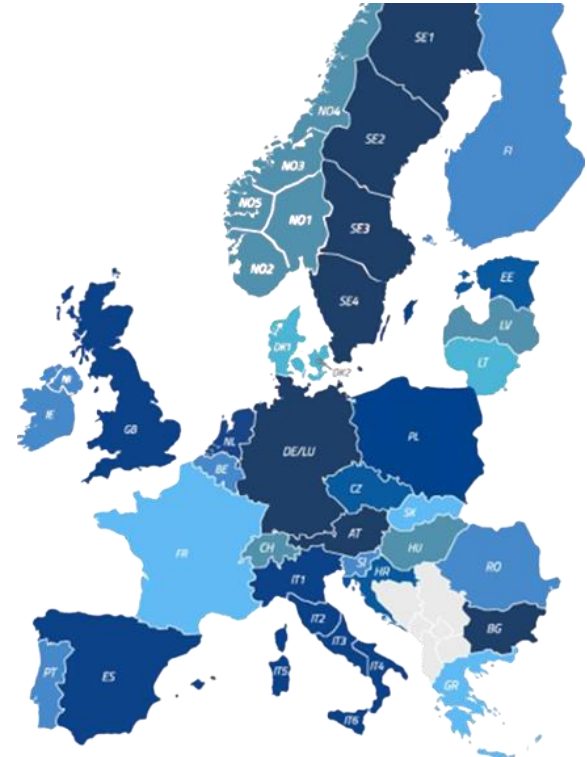
- Verkleinert Märkte
- Verringert Redispatch, da mehr Engpässe im Markt gelöst

Historische Gebotszonenteilungen in Europa

- Teilung Schwedens in 4 Zonen (2011)
- Abspaltung Österreichs von der DE-LU-AT-Zone (2018)
- Neuordnung der italienischen Gebotszonen (2021)
- Dritte dänische Strompreiszone Bornholm (202x)

Bidding Zone Review

- EU-Prozess zur Überarbeitung der Zonengrenzen



Preisdifferenzen sind immer situativ

Großhandelspreis spiegeln *aktuelle* Situation

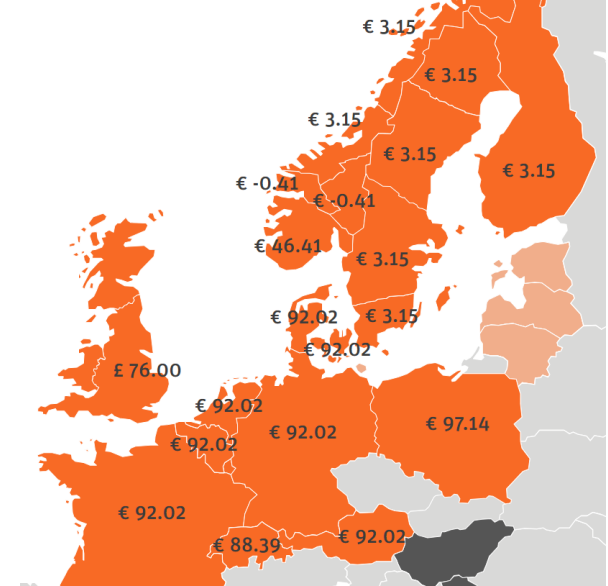
- Angebot (Wind, Sonne), Verbrauch, Flexibilität

Preiszononen als „Flexmarkt“

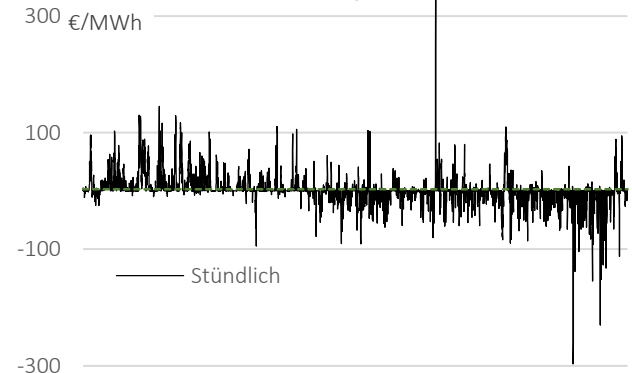
- Effizienter Dispatch der lokalen Flexibilität
- Einspeicherung & Mehrverbrauch, wo aktuell Strom im Überfluss
- Ausspeichern & Mehrerzeugung, wo aktuell Knappheit
- Ausreichend Übertragungskapazität: Preise konvergieren über Zonen
- Unterschiede im Jahresmittel nachrangig

Beispiel Frankreich / Deutschland 2023

- Durchschnittlicher Preisunterschied lediglich 2,80 €/MWh
- In 30% aller Stunden Unterschiede > 10 €/MWh
- In 30% aller Stunden Preiskonvergenz



FR-DR 2023 Preis-Spreads



Bewertungskriterien lokale Signale (AG4)

1. **Stärkt Systemstabilität**
2. Maßnahme ist richtungssicher für die Energiewende
3. Einfache Implementierung (politisch, technisch)
4. Einfacher Betrieb in der Praxis
5. Resilienz gegen Veränderungen
6. Vermeidung von Disruptionen
7. **Minimierung der Risiken für die Netzbetriebsführung**
8. **Effektivität der Standort- und Dispatch-Steuerung**
9. **Dynamische Effizienz**
10. **Statische Effizienz**
11. Minimierung von Anreizen gegen Netzausbau
12. **Minimierung von Fehlanreizen**
13. Minimierung von Mitnahmeeffekten
14. **Robustheit gg. Fehlparametrierungen bei der Ausgestaltung**
15. Robustheit gegen Einflussmöglichkeiten von Partikularinteressen
16. Verteilungsaspekte werden adressiert und können ausgeglichen werden
17. Vermeidung von gesellschaftlichen Verwerfungen
18. Minimierung negativer Auswirkungen auf den EE-Ausbau
19. Minimierung negativer Effekte auf die Nachbarländer
20. Lokale Akzeptanz der Maßnahmen

Inspiration für weitere Diskussion und Arbeiten in den Kleingruppen

Im Folgenden: Erläuterung der zwei prominentesten Argumente (pro/kontra) und kurze Diskussion einiger weiterer Argumente (fett)

Pro einheitliche Zone: Liquider Markt

Intensiver Wettbewerb

- Alle Akteure stehen im Wettbewerb
- Wenig Potential für Marktmacht-Missbrauch

Robustes Preissignal

- Robust ggü. politische und regulatorische Entscheidungen, z.B. Netzausbau
- Für glaubwürdige Investitionsanreize
- Weil Grundlage für Fördersysteme (EEG-Marktprämie, etc.)
- Einfach und transparent und daher: glaubwürdig

Großer Terminmarkt

- Liquidität am Terminmarkt
- Attraktiv für finanzielle Akteure

Unternehmen	GW	Anteil
RWE	18,2	21,0%
EnBW	9,7	11,2%
LEAG	8,0	9,2%
Vattenfall	4,9	5,6%
Uniper	5,3	6,1%
CR 5	46,0	53,0%
Andere Unternehmen	40,9	47,0%
Kapazitäten insgesamt	86,9	100%

BNetzA Monitoringbericht 2022

Pro Zonenteilung: Engpassmanagement schon im Markt

Mehr Engpässe werden vom Markt gelöst

- Weniger Redispatch notwendig

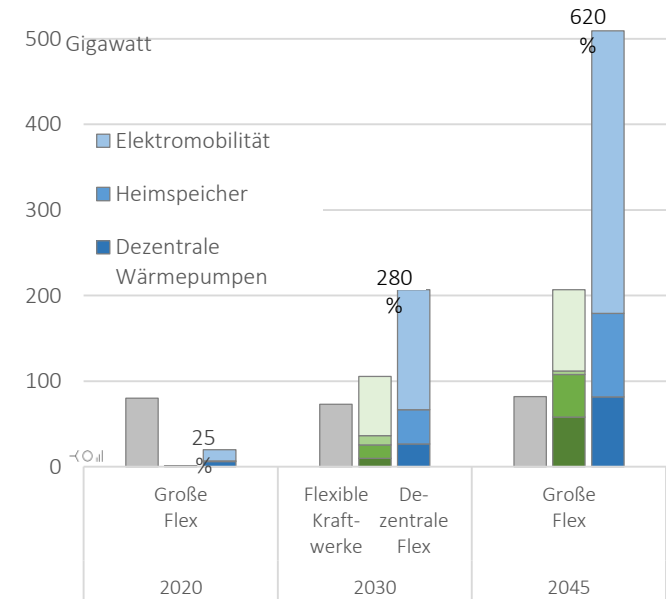
Über Marktpreise können mehr Anlagen erreicht werden

- Im Ausland (Marktkopplung)
- Speicher
- Nachfrageseite (E-Autos, Wärmepumpen, Elektrolyse, Power-to-heat, stromintensive Industrie)
- Diese Anlagen stellen den Großteil der zukünftigen Flexibilität

Wäre Redispatch perfekt, könnten diese Anlagen integriert werden

- Zonenzuschnitt ändert ja nichts an der Physik des Netzes
- Allerdings grundlegende Probleme, diese Anlagen in den kostenbasierten Redispatch zu integrieren
- Tiefer liegende Gründe: Freiwilligkeit, Zahlungsbereitschaft von außen unbekannt, schiere Anzahl von Anlagen (Erfahrung aus RD 2.0)

Installierte flexible Leistung: Erzeugung vs. Verbrauch



Installierte Leistung verschiedener potenziell flexibler Technologien heute und in der Zukunft. Dezentrale Flexibilität bezieht sich auf Anschluss in der Niederspannung. Eigene Darstellung auf Basis des BMWK-Langfristszenarios „T45-Strom“ (2022) mit eigenen ergänzenden Annahmen.

Weitere Argumente und Themen zur Zonenteilung

Regionale Investitionssteuerung

- Teilung der Preiszone schafft regional differenzierte Investitionsanreize
- Kontext: Andere lokale Investitionsanreize (Netzentgelte, Elektrolyse-Förderung, EEG, Kapazitätsmechanismen)

Verteilungsaspekte

- Jede Umstellung von Gebotszonen schafft finanzielle Verlierer und Gewinner
- Schwerindustrie von RD-Kosten ausgenommen (Netzentgelte), wäre aber von Zonenteilung wg. Preiseffekten betroffen
- Kontext: Finanzielle Kompensation (z.B. Zuteilung von langfristigen Übertragungsrechten)

Kompatibilität zu EE-Förderung und -Hochlauf

- Geringere Wettbewerbsfähigkeit von Wind im Norden, Herausforderung für marktlichen Zubau
- Höhere (sichtbare) Förderkosten
- Kontext: Ausgestaltung EE-Förderung (z.B. zonaler vs. deutschlandweiter Strompreis zur Berechnung der Marktprämie)

Weitere Argumente: Anreize für/gegen Netzausbau, Auswirkungen auf Nachbarstaaten, Europarecht, ...

Exkurs zur EU-Strommarktreform: Virtual Trading Hub

EU-Kommission will Virtual Trading Hubs einführen

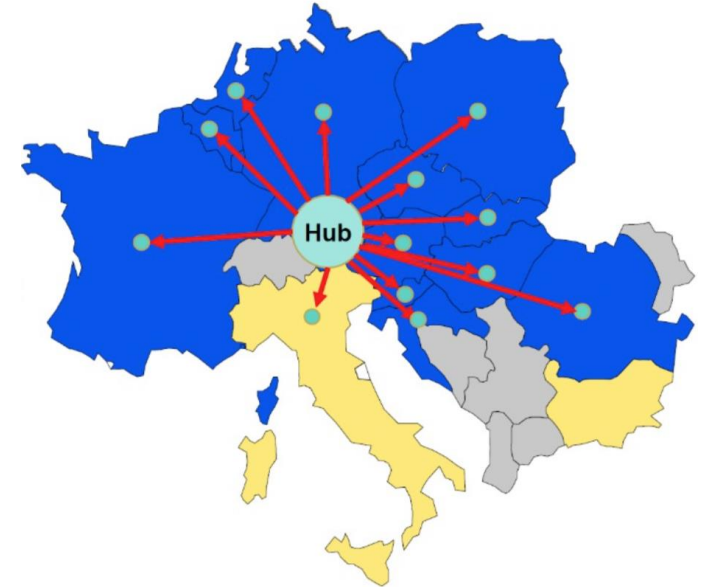
- Legislativ-Vorschlag in der laufenden Strommarktreform
- Ideengeber: Nordischer Markt (System Price), US-Terminmärkte

Grundidee: Basiswert für Terminkontrakte wird ein Preisindex

- Heute: Basiswert ist zonaler Spotpreis (z.B. DE)
- Hub: Basiswert ist gewichteter Mittelwert aus vielen Spotpreisen (z.B. 30% DE + 25% FR + 5% BE + ...)
- Grenzüberschreitende Produkte (sog. LTTRs) würden nur noch von Zone-nach-Hub angeboten

Ein solcher Terminmarkt wäre robust ggü. Zonenteilung

- Dürfte auch eine Motivation für Kommission/ACER sein



ACER Virtual Hub workshop slides

Diskussion in Wissenschaft und Branche

Branche

- Mehrzahl eher kritisch ggü. Gebotszonenteilung

Wissenschaft

- Mehrzahl sieht lokale Preissignale als in Summe eher positiv
- Debatte nodal vs. zonal

Denkbare Gründe für unterschiedliche Beurteilung

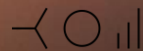
- Verteilungseffekte und deren asymmetrische Wahrnehmung
- Praktische Umsetzung, Transaktionskosten, Prozesse



Teilung der deutschen Preiszone

Argumente Pro und Contra

PKNS AG 4 Lokale Signale am 16.Oktober



Der deutsche Redispatch

Verpflichtender Teilnahme

- Verpflichtende Teilnahme am Redispatch für Erzeuger & Speicher >100 kW

Kostenerstattung

- Erstattung von entstandenen Kosten und entgangenem Gewinn (Opportunitätskosten) durch den Netzbetreiber
- Ziel: finanziell indifferent bezüglich Abruf

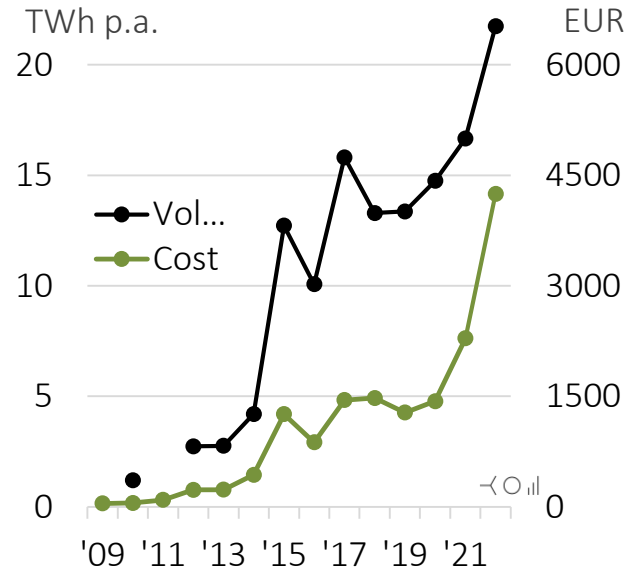
Probleme

- Knappe Kapazität an Hochregel-Leistung → Netzreserve, Besondere netztechnische Betriebsmittel
- Steigende Kosten

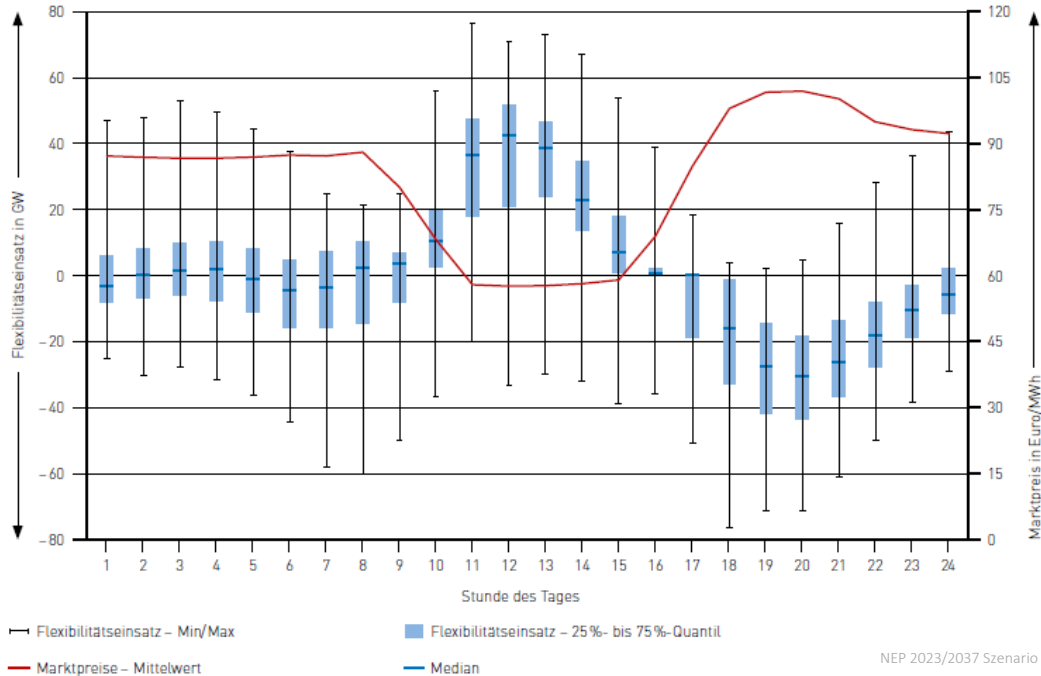
Ungenutztes Flexibilitäts-Potential der Nachfrage

- Elektroautos, Wärmepumpen, Batterien, Industrie, Elektrolyse
- Nicht zu integrieren, da Zahlungsbereitschaft unbekannt

Engpassmanagement in



Kleinverbraucher liefern den Großteil des “Hubs”



Heute

- Thermische Kraftwerke in Deutschland liefern Preisreaktion von vielleicht 80 GW

In 14 Jahren (nach NEP)

- Kleinverbraucher (Haushalte, Gewerbe) liefern Preisreaktion von bis zu 160 GW

Bewertungskriterien: Erläuterung

Die auf der vorherigen Folie genannten Bewertungskriterien wurden in einer vorherigen Sitzung der AG4 Lokale Signale am 23. April gemeinsam erarbeitet. Eine Diskussion jedes Kriteriums ist aus zeitlichen Gründen während der Sitzung am 16. Oktober nicht möglich. Dies liegt unter anderem daran, dass eine Bewertung Kontext-Abhängig ist: So ist die Dispatch-Effizienz von Redispatch im Wesentlichen von der Qualität des Redispatch abhängig, insbesondere der Möglichkeit, auf im Ausland angeschlossene Anlagen, Speicher sowie lastseitige Flexibilität zuzugreifen.

Darüber hinaus sind einige der Kriterien offensichtlich im Hinblick auf “Zusatzinstrumente” wie Nutzen-Statt-Abregeln erstellt worden und sind nicht 1:1 auf die Diskussion einer Gebotszonenteilung anwendbar.

Vor diesem Hintergrund diskutieren wir im Folgenden die aus unserer Sicht zwei wichtigsten Argumente im Detail und anschließend auf größerer Flughöhe weitere relevante Kriterien. Die fett hervorgehobenen Kriterien stehen in direktem Zusammenhang zu diesen Argument (wenn sie auch anders formuliert sind).

TOP 2

ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen

Lenja Niesen
Amprion

Christof Lessenich
DG Energy, EU Kommission

Prof. Dr. Thorsten Müller
Stiftung Umwelt- und Energierecht





AG 4-Sitzung „Lokale Signale im Stromgroßhandel“ der Plattform Klimaneutrales Stromsystem

EU Bidding Zone Review

16. Oktober 2023

Was ist der EU Bidding Zone Review?

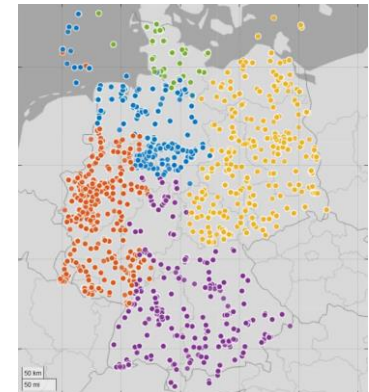
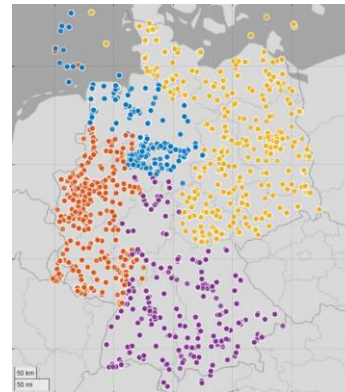
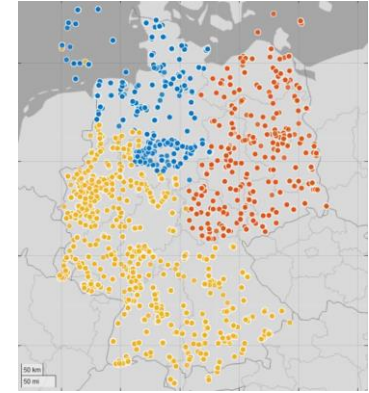
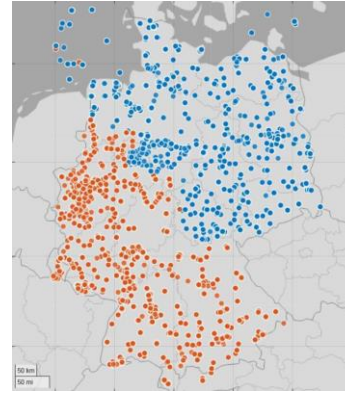
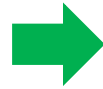
- **Was:** Studie zum Vergleich alternativer Gebotszonenkonfigurationen mit dem Status Quo
- **Wieso:** Artikel 14 der Verordnung (EU) 2019/943 schreibt einen Bidding Zone Review vor
- **Wie wird der BZR durchgeführt?**
 - Durch die europäischen ÜNB bzw. ENTSO-E
 - Allgemeine Methodik nach CACM Art. 32-33 sowie spezifische Methodik/Annahmen, festgelegt durch ACER am 24. November 2020 (Methodik lässt wenig Spielraum für ÜNB-Erfahrungen und -Entscheidungen)
 - Spezifische Gebotszonenkonfigurationen: festgelegt durch ACER am 08. August 2022
- Zu untersuchendes Jahr: **2025**
- **Ergebnisse (Projektabschluss: Q3 2024)**
 - Abschlussbericht mit einer Bewertung von 22 Indikatoren (Kategorien: Systemsicherheit, Markteffizienz, Stabilität & Robustheit, Energiewende)
 - Gemeinsame Empfehlung der europäischen ÜNBs an die Mitgliedsstaaten für die künftige Gebotszonenkonfiguration
- **Führt zu:** Entscheidung der Mitgliedsstaaten über die Beibehaltung oder Änderung des Status Quo



ACERS ALTERNATIVE KONFIGURATIONEN

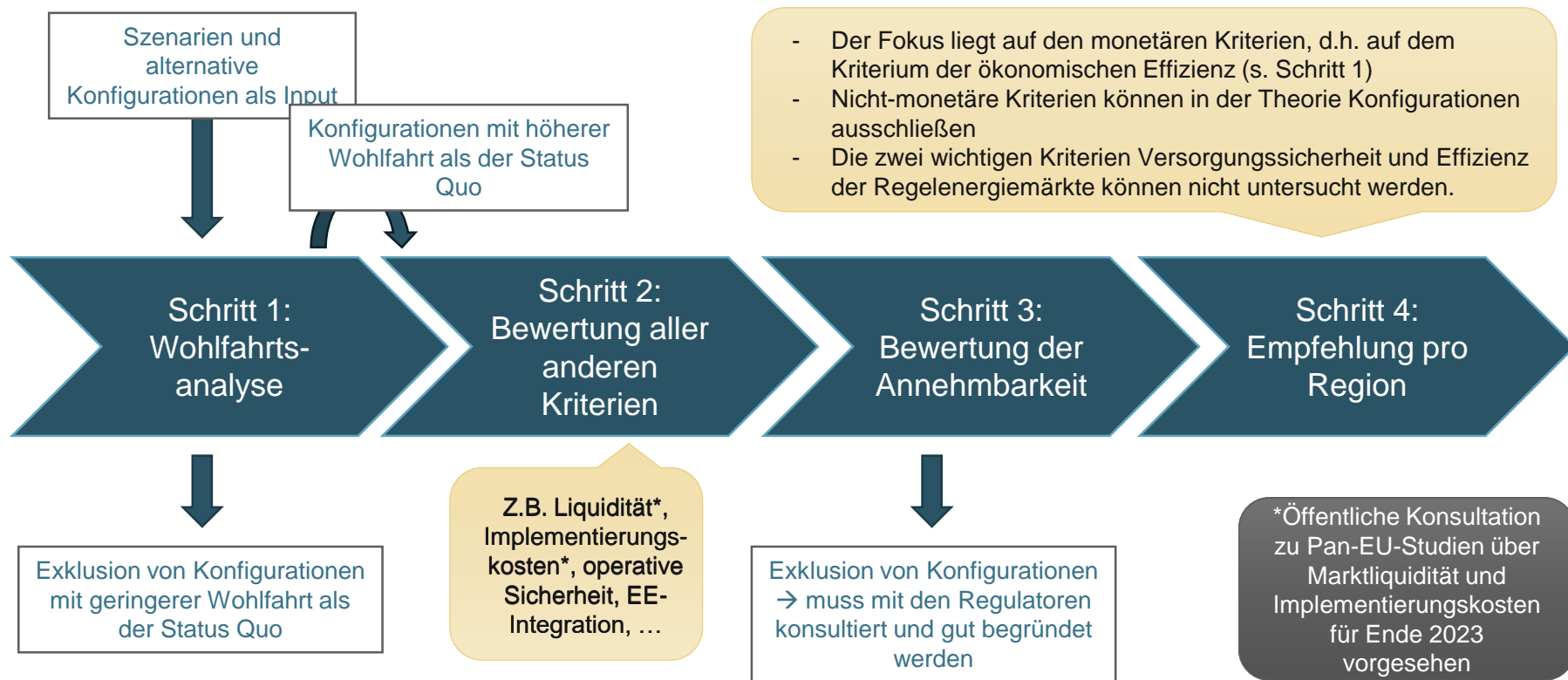
ÜBERSICHT FÜR DIE REGION ZENTRALEUROPA

Für Split ausgewähltes Land	Anzahl Gebotszonen
Deutschland	2
Deutschland	3
Deutschland	4
Deutschland	5
Frankreich	3
Italien-Nord	2
Niederlande	2
Kombination von zwei nationalen Split Szenarien*	Aktuell unklar
Kombination von zwei nationalen Split Szenarien*	Aktuell unklar



* bspw. eine Konfiguration in der Deutschland in 3 und die Niederlande in 2 Gebots-zonen aufgeteilt wird. Zu untersuchende Kombinationen sind aus den individuellen Split-Szenarien zusammen zu setzen, die im Review am besten abschneiden.

Die Bewertung der Konfigurationen folgt vier Schritten



Kontaktfolie

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de

Fazit / Zusammenfassung

Die Durchführung des aktuellen EU Bidding Zone Reviews ist in Artikel 14 der Verordnung (EU) 2019/943 verankert.

ACER hat die im Bidding Zone Review zu untersuchenden Konfigurationen festgelegt.
Damit ist der Bidding Zone Review im August 2022 offiziell gestartet.

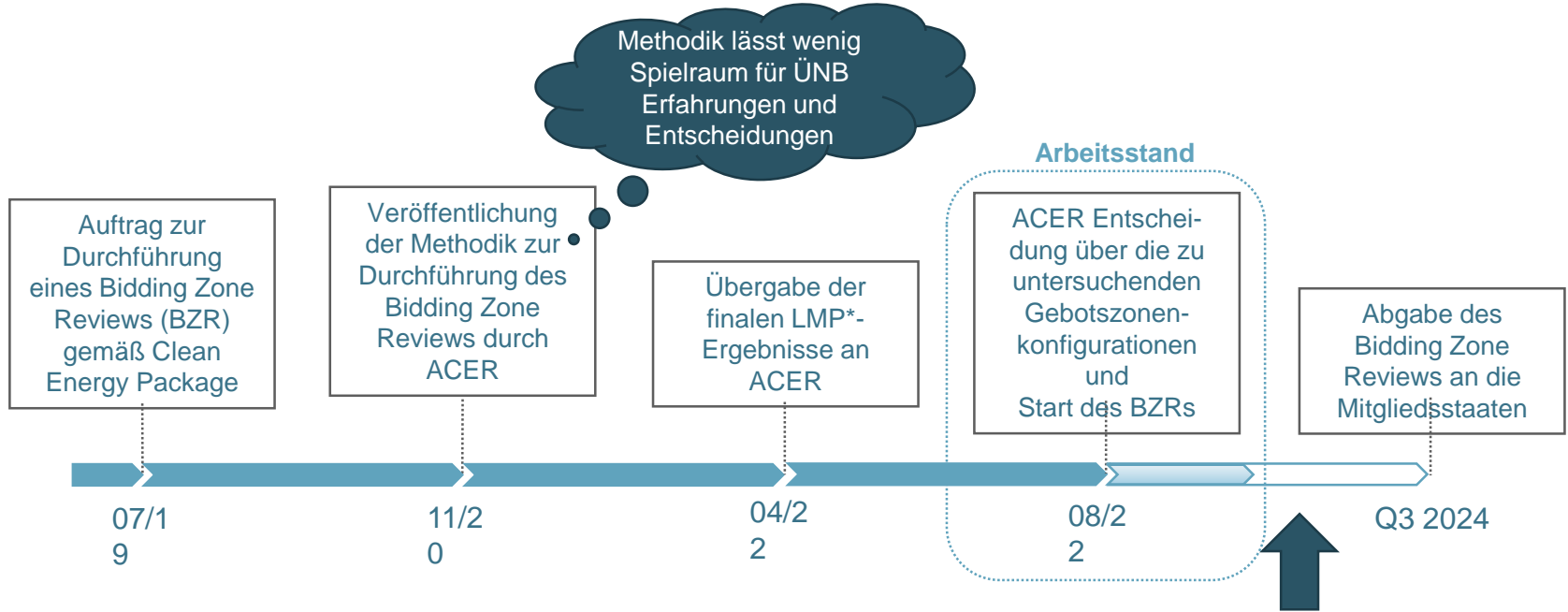
Der Fokus der von ACER vorgeschlagenen Konfigurationen liegt auf Deutschland. ACERs Methodik zur Bewertung der Konfigurationen lässt wenig Spielraum für ÜNB-Erfahrungen und -Entscheidungen.

Stakeholder können sich aktiv in den Bidding Zone Review Prozess einbringen.

Ergebnis des Reviews ist eine Empfehlung der ÜNB bzgl. der Anpassung bzw. Beibehaltung der aktuellen Gebotszonenkonfiguration an die Mitgliedsstaaten. Entscheidung über eine Anpassung wird von den Mitgliedsstaaten getroffen.



Ablauf des aktuellen Bidding Zone Reviews



* Locational Marginal Pricing

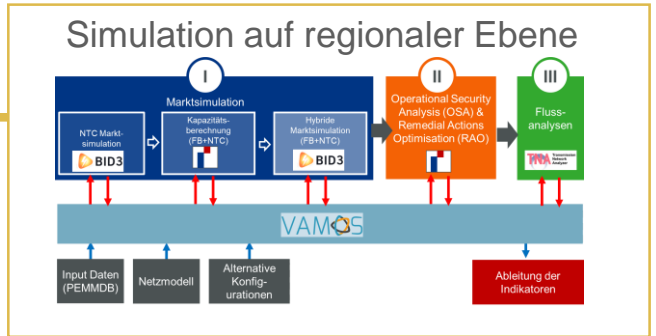
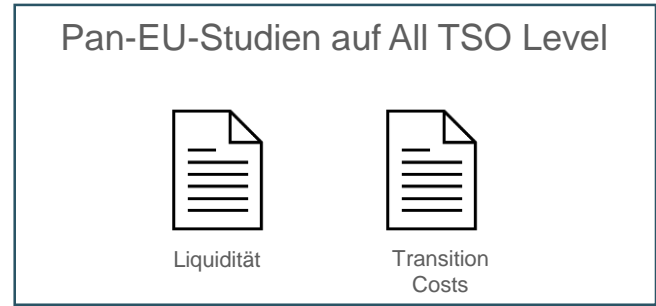
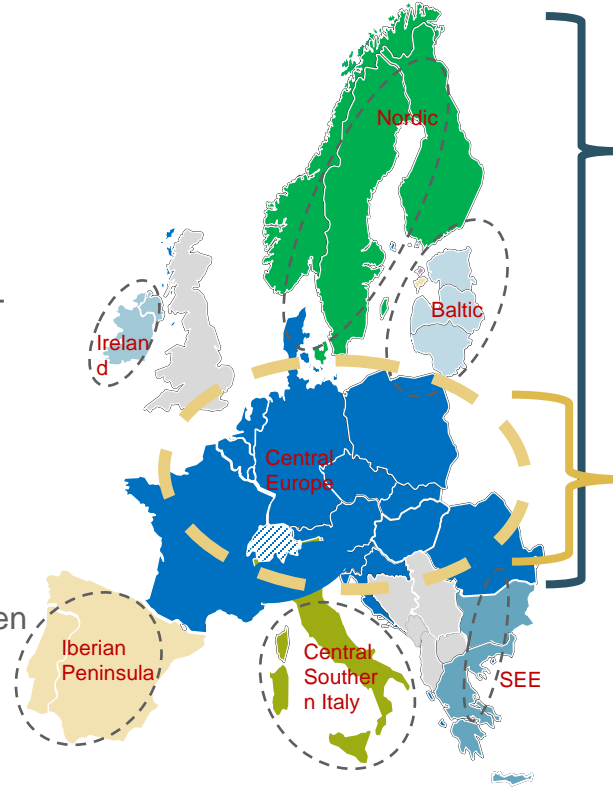
Öffentliche Konsultation zu Pan-EU-Studien über Marktliquidität und Implementierungskosten der Konfigurationen

Der Bidding Zone Review ist in Regionen unterteilt

Die ÜNB sind auf zwei Ebenen organisiert:

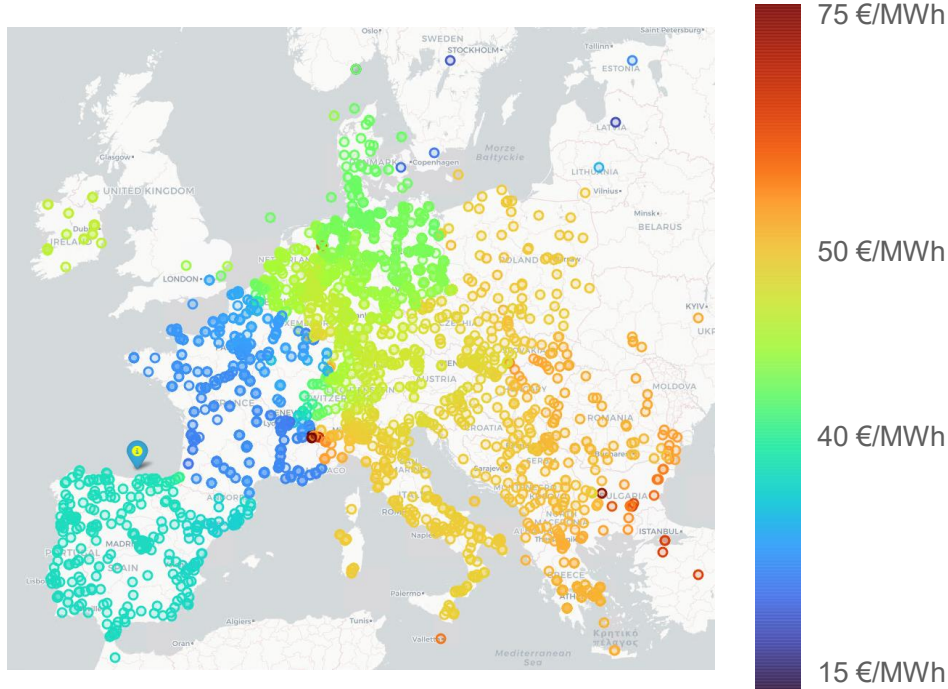
- Auf der Ebene aller ÜNB (“All TSOs”) für Pan-EU-Studien zu Liquidität und Implementierungskosten sowie für das Stakeholder-Management¹
- Auf regionaler Ebene für Modellierungsaktivitäten

Der regionale Aufbau für die Modellierung wurde gewählt, um Komplexität des Modells zu reduzieren und regionale Besonderheiten berücksichtigen zu können



ÜNB Lieferung der LMP Ergebnisse an ACER

Durchschnittliche LMPs über alle 24 simulierten Wochen*



Simulationsmodell

- Kontinentaleuropa & Irland → über 25k Knoten
- N-1 Modell
- Simulationen für 3 Wetterjahre (jeweils 8 repräsentative Wochen) durchgeführt

Ergebnisse

- Durchschnittliche Nodalpreisdifferenzen treten hauptsächlich an Landesgrenzen auf
- Differenzen der durchschnittlichen Preise sind auch innerhalb von Landesgrenzen sichtbar



Ergebnisse wurden von ACER für die Bestimmung der zu untersuchenden Konfigurationen verwendet

* Achtung: Stündliche Preisdifferenzen können durch Aggregation verschwinden

Einbeziehung von Stakeholdern

Pan-EU Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG)

- Geschlossene Gruppe
- Mitglieder: relevante Verbände (EFET, Eurelectric, BDEW...), ACER und die NRAs (BNetzA) sind „Observers“
- Umfassender und offener Austausch zu der EU Gebotszonenstudie insbesondere Updates über den Fortschritt der Simulationen und die Bewertung der Indikatoren
- 3 bis 5 Treffen

Pan-EU-Studien zu Liquidität, Transaktions- und Implementierungskosten

- Zusammenarbeit mit einem Berater zur Analyse der Indikatoren der Marktliquidität und Transaktionskosten sowie der Implementierungskosten der Konfigurationen
- **Herbst 2022:** Stakeholder Umfrage zu den Implementierungskosten

Regelmäßige öffentliche Webinare + formale Konsultation

- Für alle Stakeholder offen
- EU Konsultation mit Fokus auf
 - Pan-EU-Studien
 - Maßnahmen zur Verminderung negativer Effekte einer Gebotszonenrekonfiguration
 - Praktische Erwägungen, die bei einer Rekonfiguration beachtet werden sollen
- 4 Webinare werden zu verschiedenen Schritten des Prozesses abgehalten

TOP 2

ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen

Christof Lessenich

DG Energy, EU KOM



TOP 2

ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen

Prof. Dr. Thorsten Müller
Stiftung Umweltenergierecht



ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen

Unionsrechtliche Grundlagen zur Entscheidung über den
Gebotszonenzuschnitt

PKNS AG 4 Lokale Signale
Prof. Dr. Thorsten Müller
16.10.2023

Pflicht zu Gebotszonenzuschnitt ohne negative Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen, Art. 14 Abs. 1 bis 3 EBM-VO

„(1) Die Mitgliedstaaten ergreifen alle zum Angehen von Engpässen geeigneten Maßnahmen. Den Gebotszonengrenzen müssen langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen. Die Gebotszonen dürfen keine derartigen strukturellen Engpässe aufweisen, es sei denn, diese haben keine Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen, oder — als vorübergehende Ausnahme — ihre Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen werden durch Entlastungsmaßnahmen gemindert, und diese strukturellen Engpässe bewirken keine Verringerung der zonenübergreifenden Handelskapazität entsprechend der Anforderungen von Artikel 16. (...)“

„(2) Alle drei Jahre erstellt ENTSO (Strom) einen Bericht über strukturelle Engpässe (...)“

„(3) Damit die Gebotszonen optimal konfiguriert sind, wird eine Überprüfung der Gebotszonen durchgeführt. (...)“

Zwei Wege des EU-Rechts zum Gebotszonenneuzuschnitt nach Feststellung eines Engpasses

Einleitung des
Verfahrens nach
Art. 32 CACM-VO

Einleitung des
Verfahrens nach
Art. 14 EBM-VO

- Option 1:
Überprüfung und
Anpassung Gebots-
zonenkonfiguration
- Option 2:
Festlegung
Aktionsplan

Verhältnis von CACM-VO und EBM-VO

- ▶ Nebeneinander von CACM-VO und EBM-VO ist historisch begründet
- ▶ Klärung des Verhältnisses nicht durch Rückgriff auf rechtliche Kollisionsregelungen nötig, sondern vom EU-Gesetzgeber ausdrücklich geklärt
- ▶ Art. 14 Abs. 11 EBM-VO ordnet einen Vorrang der EBM-VO gegenüber der CACM-VO an:

*„Werden auf der Grundlage der gemäß Artikel 18 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 angenommenen Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement [Anm.: CACM-VO] **weitere Gebotszonenüberprüfungen eingeleitet, so ist das Verfahren des vorliegenden Artikels anzuwenden.**“*

Verfahren nach Art. 32 CACM-VO

Einleitung des
Verfahrens nach
Art. 32 CACM-VO

- ▶ **Verfahrenseinleitung:** ACER, mehrere nRB, alle relevanten ÜNB, MS (Art. 32 Abs. 1 i.V.m. Abs. 2-3)
- ▶ **Verfahrensablauf** (Art. 32 Abs. 4):
 - Schritt 1: Entwicklung von Methode und Annahmen und Vorschlag für alternative Konfigurationen (beteiligte ÜNB)
 - Schritt 2: Überprüfung, Konsultation, „gemeinsame(r) Vorschlag zur Beibehaltung oder Änderung“
- ▶ **Entscheidung** (Art. 32 Abs. 4):
 - beteiligten Mitgliedstaaten „müssen“ innerhalb von 6 Monaten Einigung hinsichtlich des Vorschlags erzielen
 - Keine Regelung bei Uneinigkeit, keine Befugnisse der EU-KOM zur Letztentscheidung

Verfahren nach Art. 14 EBM-VO

Einleitung des
Verfahrens nach
Art. 14 EBM-VO

- Option 1:
Überprüfung und
Anpassung Gebots-
zonenkonfiguration
- Option 2:
Festlegung
Aktionsplan

▶ **Verfahrenseinleitung:**

- Nach CACM-VO (vgl. Art. 14 Abs. 11)
- „ENTSO-E, „einem oder mehreren“ ÜNB “(Art. 14 Abs. 7)

▶ **Verfahrensablauf:**

- Schritt 1: Entwicklung von Methode und Annahmen und Vorschlag für alternative Konfigurationen (beteiligte ÜNB, Genehmigung durch maßgebliche nRB, bei fehlender Einigung ACER, Art. 14 Abs. 5)
- Schritt 2: „gemeinsamen Vorschlag zur Änderung oder Aufrechterhaltung der Gebotszonenkonfiguration“ (beteiligte ÜNB, Art. 14 Abs. 6)

Verfahren nach Art. 14 EBM-VO (II)

Einleitung des Verfahrens nach Art. 14 EBM-VO

- Option 1:
Überprüfung und
Anpassung Gebots-
zonenkonfiguration
- Option 2:
Festlegung
Aktionsplan

▶ **Wahlmöglichkeit:**

- 1. Stufe: Wahlmöglichkeit des „Mitgliedstaat(s) mit festgestellten strukturellen Engpässen in Zusammenarbeit mit seinen Übertragungsnetzbetreibern“
 - entweder nationale oder multinationale Aktionspläne gemäß Artikel 15 festzulegen oder
 - seine Gebotszonenkonfiguration zu überprüfen und anzupassen
- 2. Stufe:
 - Festlegung Aktionsplan
 - (sogleich)

Verfahren nach Art. 14 EBM-VO – 2. Stufe Alternative (III)

Einleitung des
Verfahrens nach
Art. 14 EBM-VO

- Option 1:
Überprüfung und
Anpassung Gebots-
zonenkonfiguration
- Option 2:
Festlegung
Aktionsplan

- ▶ **Verfahren zur Überprüfung und Anpassung Gebotszonenkonfiguration** (Art. 14 Abs. 8) :
 - Einstimmiger Beschluss der maßgeblichen Mitgliedstaaten zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration innerhalb und zwischen jenen Mitgliedstaaten
 - Ohne einstimmigen Beschluss: „als letztes Mittel“ Entscheidung der EU-KOM nach Konsultation von ACER und maßgeblicher Interessenträger

Verfahren nach Art. 15 EBM-VO

Einleitung des Verfahrens nach Art. 14 EBM-VO

- Option 1:
Überprüfung und
Anpassung Gebots-
zonenkonfiguration
- Option 2:
Festlegung
Aktionsplan

▶ Verfahren zum Aktionsplan:

- Bewertung, ob „verfügbare grenzüberschreitende Kapazität die lineare Verlaufskurve erreicht“ wurde (maßgeblichen ÜNB; Bericht an ACER und maßgeblichen nRB; Art. 15 Abs. 4)
- Im Fall einer Verfehlung:
 - Einstimmiger Beschluss der maßgeblichen Mitgliedstaaten zur Beibehaltung oder Änderung der Gebotszonenkonfiguration innerhalb und zwischen jenen Mitgliedstaaten
 - Ohne einstimmigen Beschluss: „als letztes Mittel“ Entscheidung der EU-KOM nach Konsultation von ACER und maßgeblicher Interessenträger (Art. 15 Abs. 5 UAbs. 2)

Fazit

- ▶ Das Unionsrecht eröffnet dem Grunde nach zwei Verfahren zur Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration
- ▶ Art. 14 Abs. 11 EBM-VO normiert den Vorrang der EBM-Verfahrensvorgaben vor den Vorgaben der CACM-VO
- ▶ Im Fall eines festgestellten strukturellen Engpasses haben die Mitgliedstaaten stets ein Wahlrecht, ob sie das Verfahren zur Neukonfiguration einleiten oder einen Aktionsplan aufstellen
- ▶ Solange der lineare Verlaufsfaktor des Aktionsplans nach Prüfung durch die ÜNB eingehalten wird, besteht keine Handhabe für einen Neuzuschnitt der Gebotszone
- ▶ Nur bei einer Verfehlung wird das entsprechende Überprüfungsverfahren aktiviert, das entweder einstimmig durch die maßgeblichen Mitgliedstaaten oder „als letztes Mittel“ durch die EU-KOM abgeschlossen wird

Prof. Dr. Thorsten Müller
Vorsitzender des Stiftungsvorstandes
und Wissenschaftlicher Leiter

mueller@stiftung-umweltenergierecht.de

Tel: +49-931-79 40 77-0

Fax: +49-931-79 40 77-29

Twitter: @tmueller_Wue

Friedrich-Ebert-Ring 9 | 97072 Würzburg

www.stiftung-umweltenergierecht.de

Unterstützen Sie unsere Arbeit durch Zustiftungen und Spenden für laufende Forschungsaufgaben.

Spenden: BIC BYLADEMISWU (Sparkasse Mainfranken Würzburg)
IBAN DE16790500000046743183

Zustiftungen: BIC BYLADEMISWU (Sparkasse Mainfranken Würzburg)
IBAN DE83790500000046745469

TOP 3

Impulse aus Wissenschaft und Netzbetrieb

Prof. Dr. Andreas Löschel

Ruhr-Universität Bochum

Vorsitzender Expertenkommission der Bundesregierung zum Monitoringprozess „Energie der Zukunft“





RUHR-UNIVERSITÄT BOCHUM

Lokalisierungssignale und Gebotszonenteilung

Prof. Dr. Andreas Löschel

Lehrstuhl für Umwelt-/Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit, Ruhr-Universität Bochum
Vorsitzender der Expertenkommission „Energie der Zukunft“ der Bundesregierung

Klimaneutrales Strommarktdesign

- Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ zur Überprüfung der Fortschritte bei der Energiewende und des Umsetzungsstandes von Maßnahmen
- Bestellung einer unabhängigen Expertenkommission, welche die vom BMWK erstellten Monitoring-Berichte begutachtet und kommentiert
- BMWK hat Expertenkommission für die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ (PKNS) gebeten, eine Analyse zur aktuellen Situation am Strommarkt und zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns zu erstellen

Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Berlin · Bochum · Freiburg · Nürnberg, Februar 2023

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Dr. Felix Matthes
- Prof.in Dr. Anke Weidlich

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

- Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)
- Prof.in Dr. Veronika Grimm
- Dr. Felix Matthes
- Prof.in Dr. Anke Weidlich

Einbettung Strommarktdesign



Diskutierte Handlungsoptionen

Koordination - Großhandelsmarkt	Einheitliche Merit-Order	Marktsegmentierung				Neue Gebots- formen
Koordination - Flexibilität	Teilweise marktbasierter Beschaffung von SDL*	Flexibilitäts- plattformen	Erweiterter marktbasierter Beschaffung von SDL*	Systemdienliche Netzentgeltsystematik		
Finanzierung - EE- Förderung	Marktprämienmodell (einseitige CfDs)	Zweiseitige CfDs	Bandbreitenmodelle	Financial CfDs		
Finanzierung - einlastbare Kraftwerke	Strommarkt 2.0	Weiterentwicklung Kapazitätsinstrumente	Systemischer Investitionsrahmen			
Lokalisierungssignal - Großhandelsmarkt	Einheitliche Gebotszone	Gebotszonen- teilung	Nodalpreis- system	Kosten-/Marktbasierter Redispatch	Netzentgeltsystematik (G- Komponente)	Lokalisierungs- signale Einlastbare- Kraftwerke
Lokalisierungssignal - EE-Förderung	Referenzertragsmodell	Regionale differenzierte EE-Förderung				
Stromkosten	Historisch gewachsene selektive Eingriffe	Neustrukturierung Umlagen & Abgaben	Stärkung und Diver- sifizierung von PPAs **	Mieterstrommodell	Industriestrom- preise	

* SDL Systemdienstleistungen

** PPAs Power Purchase Agreements

Lokalisierungssignale

- Lokalisierungssignale für systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen fehlen im aktuellen Marktdesign größtenteils
- zentrale Optionen für die Weiterentwicklung des Marktdesigns:
 - Nodalpreissystem stellt keine aktuell realisierbare Lösung dar
 - System mit mehreren deutschen Gebotszonen mit überwiegenden Vorteilen, auch wenn Lokalisierungssignale nicht ausreichen dürften
 - kapazitätsbasierte G-Komponente oder marktbasierter Redispatch weniger gut geeignet für systemdienliche *Betriebsanreize* für einlastbare Erzeuger
 - Anpassung des bestehenden Ausschreibungsmechanismus oder Regionalkomponente als Optionen für systemdienliche *Investitionsanreize* für variable erneuerbare Erzeuger

22. Februar 2023

Umwelt-/Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

EXPERTENKOMMISSION ZUM MONITORING-PROZESS „ENERGIE DER ZUKUNFT“

Zur Überprüfung der Fortschritte bei der Energiewende und des Umsetzungsstandes von Maßnahmen hat die Bundesregierung einen Monitoring-Prozess gestartet, um bei Bedarf nachsteuern zu können. Dazu bestellte die Bundesregierung im Oktober 2011 eine unabhängige Expertenkommission mit vier Mitgliedern, welche die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) zu erstellenden Monitoring-Berichte begutachten und kommentieren sollen. Die Monitoring-Berichte liefern im Schwerpunkt einen faktenbasierten Überblick zur Energiewende. Aufgrund der aktuellen dynamischen energiewirtschaftlichen Gesamtsituation und ihren besonderen energiepolitischen Herausforderungen hat das BMWK die Expertenkommission gebeten, eine Analyse zur aktuellen Situation am Strommarkt und zu Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Strommarktdesigns vor dem Hintergrund der Energiewende zu erstellen.

Eine Zusammenfassung dieser Stellungnahme der Expertenkommission finden Sie hier.

Autoren: Löschel, A. | Grimm, V. | Matthes, F. | Weidlich, A.

Veröffentlichungsdatum: 02 / 2023

Die ganze Stellungnahme als PDF-Download:

Stellungnahme zum Strommarktdesign und dessen Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Stellungnahme:

<https://www2.wiwi.rub.de/stellungnahme-zum-strommarktdesign-und-deren-weiterentwicklungsmoeglichkeiten/>

Folien:

<https://www.loeschel.org/app/download/7900547511/20230220+EWK+Strommarkt+Folien.pdf?t=1677005673>

ENERGIE DER ZUKUNFT

Kommission zum Monitoring-Prozess

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Dr. Felix Matthes

Prof.in Dr. Anke Weidlich

Prof. Dr. Andreas Löschel (Vorsitzender)

Ruhr-Universität Bochum

Universitätsstraße 150, 44801 Bochum

E-Mail: andreas.loeschel@ruhr-uni-bochum.de

Telefon: +49 234 – 32 28335

Prof.in Dr. Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Lange Gasse 20, 90403 Nürnberg

E-Mail: veronika.grimm@fau.de

Telefon: +49 911-5302-224

Fax: +49 911-5302-168

Dr. Felix Matthes

Öko-Institut

Borkumstraße 2, 13189 Berlin, Germany

E-Mail: f.matthes@oeko.de

Telefon: +49 30 - 40 50 85 - 381

Prof.in Dr. Anke Weidlich

Albert-Ludwigs-Universität Freiburg

Institut für Nachhaltige Technische Systeme

Emmy-Noether-Str. 2, 79110 Freiburg

E-Mail: anke.weidlich@inatech.uni-freiburg.de

Telefon: +49 761 203-54011

TOP 3

Impulse aus Wissenschaft und Netzbetrieb

Holger Berndt

Leiter Engpassmanagement, TenneT

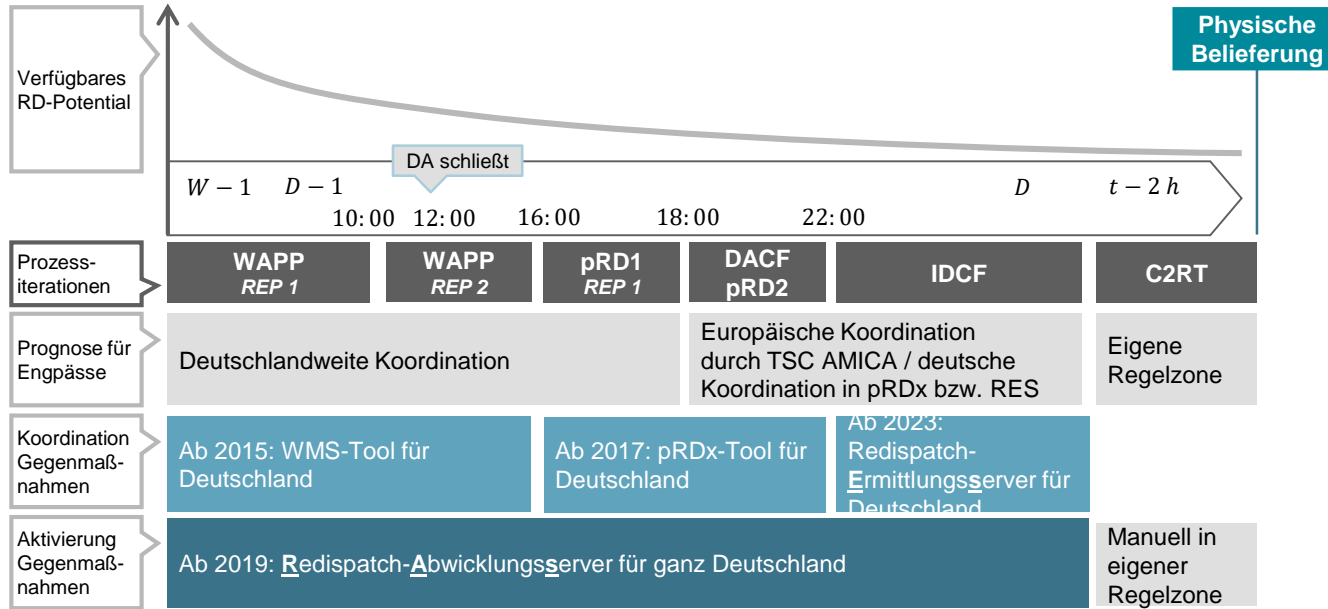




PKNS – Netzbetriebsführung Herausforderungen und Lösungsansätze

Stand 10.10.2023

Die ÜNB haben in den letzten 10 Jahren eine sehr leistungsfähige Prozesskette aufgebaut



Im Status quo können komplexe Engpasssituationen und sehr große Mengen Redispatch operativ beherrscht werden.

Kurzfristige Herausforderung und Lösungsansätze

- steigende RD-Mengen (zunehmende Entfernung zwischen Markt und Physik) dauerhaft beherrschen erfordert weiteren Ausbau automatisierter, effizienter, erprobter und robuster operativer Prozesse
- Hochzyklische rollierende Systembewertung in Folge der steigenden Volatilität weiter forcieren

Lösungsansätze:

- Review RD 2.0-Prozesse angestoßen
- Schrittweise Einbindung Redispatch-Ressourcen in unterlagerten Netzen
- Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen, um langfristig und nachhaltig die Einbeziehung aller Flexibilitätspotenziale (auch Kleinst-Flex) zu erreichen
- Der systemrelevante komplexe operativer Prozess muss auch mit vielen neuen Beteiligten 24/7 funktionieren (Einheit von Handlung und Verantwortung)
- Redispatch auch auf EU-Ebene sinnvoll ermöglichen (Core ROSC; verbindliche Ressourcen aller EU-TSO)
- Mindestkapazitätsvorgaben müssen systemisch beherrschbar sein (DAVinCy, IDAVinCy Kapazitätsvalidierungsprozess)
- Bei Intradayhandel muss konformes Verhalten zu Netzrestriktionen sichergestellt werden -> Keine (zusätzlichen) virtuellen Margen

Längerfristige Herausforderung und Lösungsansätze

- Beherrschung des Wandels vom lastgeführten zum von EE-Erzeugung dominierten und geführten System
 - EE Mengen und absolute Prognosefehler werden signifikant höher (3% von 20 GW = 600 MW, 3% von 200 GW = 6000 MW)
 - sehr hohe dargebotsabhängige Volatilitäten (zeitlich und räumlich, statisch und dynamisch)
- Um einen Kohleausstieg 2030 zu gewährleisten, müssen alternative flexible Kapazitäten entstehen, sodass nicht nur eine Verschiebung der Kohlekraftwerke in die Netzreserve stattfindet

Lösungsansätze:

- Beschleunigter Netzausbau ist nachhaltiges „Engpassmanagement“, zusätzliche Maßnahmen und Instrumente werden dennoch benötigt
- Um Systemsicherheit zu gewährleisten, werden mindestens 21 GW zusätzliche steuerbare Kapazitäten bis 2030 benötigt, die Kraftwerksstrategie ist daher ein wichtiger Baustein aus Sicht der ÜNB, der schnellstmöglich kommen muss
 - Räumliche Verortung der KW-Kapazitäten ist essentiell für einen stabilen künftigen RD-Prozess und zur Erbringung von Systemdienstleistungen
 - Für die Fragestellung der Reserven sind Regelungen zur Sicherung des inländischen und ausländischen RD-Potenzials ggf. weiterzuentwickeln
- Verortung von neuen Lasten und Erzeugung muss über Strommarktmechanismen gesteuert werden / z.B. lokale Investitionsanreize (ÜNB-Vorschläge liegen vor)
- engpassvermeidenden Integration der Strommarktakteure ermöglichen anstatt immer weitere Netzbetreiberinstrumente

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2

10557 Berlin

E-Mail: info@50hertz.com

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70

95448 Bayreuth

E-Mail: info@tennet.eu

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7

44263 Dortmund

E-Mail: info@amprion.net

TransnetBW GmbH

Heilbronner Straße 51 – 55

70191 Stuttgart

E-Mail: info@transnetbw.de



Mittagspause

Bis 13:10 Uhr

Agenda

Uhrzeit		
11:00-11:10	Willkommen	<ul style="list-style-type: none">Begrüßung und Einführung (BMWK)
11:10-11:40	TOP 1: Fachlicher Warm-Up	<ul style="list-style-type: none">Einführungsvortrag (Prof. Dr. Leon Hirth, Neon)
11:40-12:05	TOP 2: ENTSO-E Bidding Zone Review und seine Implikationen	<ul style="list-style-type: none">Stand der Arbeiten BZR (Lenja Niesen, Amprion)Statement Christof Lessenich, DG ENERStatement Prof. Dr. Thorsten Müller, SUER
12:05-12:25	TOP 3: Impulse aus Wissenschaft und Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none">Impuls Prof. Dr. Andreas Löschel, Expertenkommission „Energie der Zukunft“Impuls Holger Berndt, TenneT
12:25-13:10	<i>Mittagspause</i>	
13:10-14:10	TOP 4: Werkstattformat	<ul style="list-style-type: none">Kleingruppenarbeit zu vier Fragestellungen (2 x 30 Min)
14:10-14:40	<i>Pause</i>	
14:40-15:30	TOP 5: Ergebnispräsentation Werkstattformat	<ul style="list-style-type: none">Ergebnispräsentation Werkstattformat & Diskussion
15:30-16:30	TOP 6: Empirische Schlaglichter aus der Wissenschaft	<ul style="list-style-type: none">Fabian Huneke, Agora EnergiewendeHanns König & Claudia Günther, Aurora Energy ResearchSilvana Tiedemann, Hertie School & Dr.-Ing. Mareike Jentsch, Fraunhofer IEEMarcus Franken, Thema Consulting Group
16:30-17:00	<i>Pause</i>	
17:00-17:45	TOP 7: Formulierung Take-Aways	

Werkstattformat



Dr. Nils Saniter
Referent IIIA4, BMWK



Werkstattformat – Themen und Leitfragen

1. Regionale Investitionssteuerung von steuerbaren Kapazitäten

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf regionale Investitionsanreize steuerbarer Kapazitäten?

2. Verteilungseffekte für Verbraucher

Welche Herausforderungen ergeben sich hinsichtlich Verteilungseffekte für Verbraucher und welche Lösungsansätze sind vorstellbar?

3. Ausbau von Erneuerbaren

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf den Ausbau von erneuerbaren Energien, z.B. auf deren Refinanzierung und Fördermechanismen?

4. Engpassmanagement

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf das Engpassmanagement, z.B. hinsichtlich Systemsicherheit und Redispatchkosten?



Workshopformat – 2x2 Tableau

	Herausforderungen	Lösungen
Einheitliche Gebotszone in Deutschland		
Mehrere Gebotszonen in Deutschland		



10. Etage

Gruppe 1: Regionale
Investitionssteuerung



Gruppe 2:
Verteilungseffekte

Gruppe 3:
Ausbau EE

9. Etage



Gruppe 4:
Engpassmanagement



Werkstattformat

1. Regionale Investitionssteuerung von steuerbaren Kapazitäten

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf regionale Investitionsanreize steuerbarer Kapazitäten?

2. Verteilungseffekte für Verbraucher

Welche Herausforderungen ergeben sich hinsichtlich Verteilungseffekte für Verbraucher und welche Lösungsansätze sind vorstellbar?

3. Ausbau von Erneuerbaren

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf den Ausbau von erneuerbaren Energien, z.B. auf deren Refinanzierung und Fördermechanismen?

4. Engpassmanagement

Welche Bedeutung hat die Gebotszonenfrage auf das Engpassmanagement, z.B. hinsichtlich Systemsicherheit und Redispatchkosten?





Kaffeepause

Bis 14:40 Uhr

TOP 5

Ergebnispräsentation Werkstattformat



TOP 6

Empirische Schlaglichter aus der Wissenschaft

Fabian Huneke

Agora Energiewende

Marcus Franken

THEMA Consulting Group

Silvana Tiedemann &
Mareike Jentsch

Hertie School bzw. Fraunhofer IEE

Hanns König &
Claudia Günther

Aurora Energy Research





Strompreiszonen für Deutschland: Vorbild Skandinavien?

*Analyse auf Grundlage der Thema-Studie
„Auswirkungen subnationaler
Preisgebotszonen – am Beispiel
Nordeuropas“*

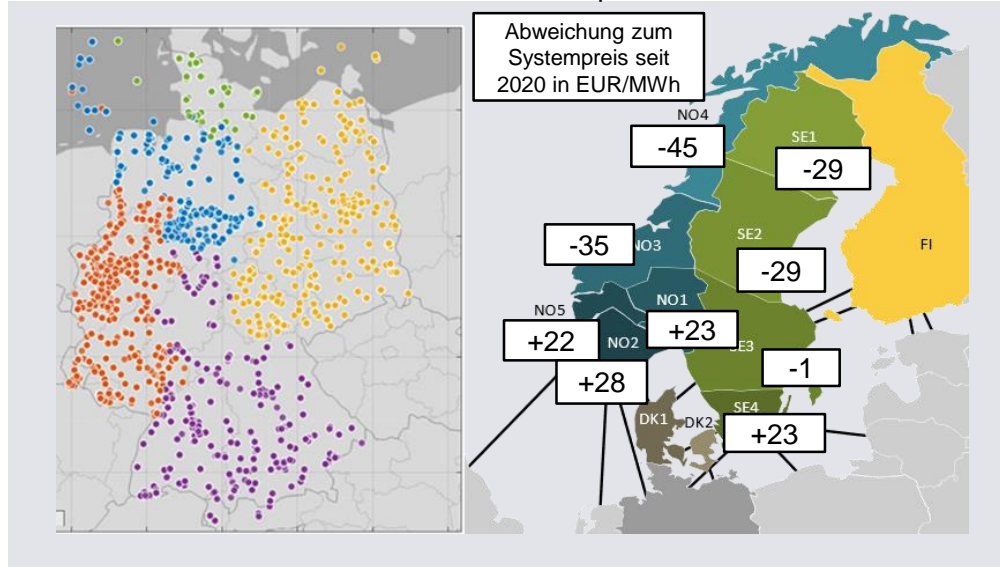
Fabian Huneke

BERLIN, 16.10.2023



Vergleichbarkeit: Vor allem die Entstehung der schwedischen Preiszonen ist vergleichbar, Dominanz der Wasserkraft und nur geringe Preisunterschiede bis 2020 sind wichtige Unterschiede.

Möglicher, alternativer Strompreiszonenzuschnitt Deutschlands in Variante DE5 und bestehende Preiszonen in Nordeuropa



Bildquelle links: Tennet (2023), Bildquelle rechts: Thema (2023)

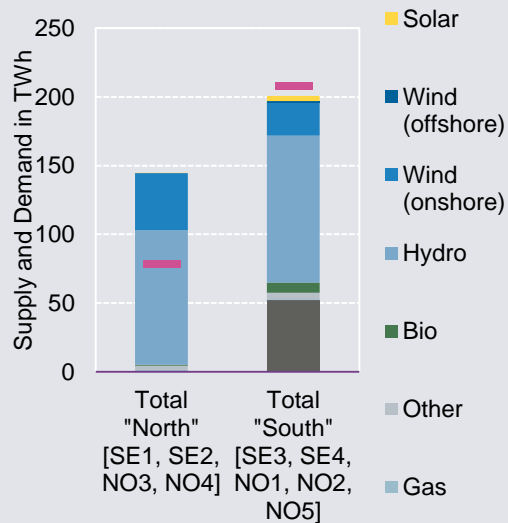
- Nordische Länder: 410 TWh Stromerzeugung pro Jahr in zwölf Preiszonen, Wasserkraft, Windkraft und Kernenergie sind die drei größten Stromproduzenten
- In Norwegen gibt es seit 1991 wechselnd viele Preiszonen mit dynamischem Zuschnitt, die Berücksichtigung von Netzengpässen beim Management der Wasserspeicher gehört zu den Kernanforderungen.
- Die 4 Preiszonen in Schweden wurden nach Beschwerde der Nachbarmärkte von der EU-Kommission gefordert und im November 2011 eingeführt. Erzeugungsüberschuss im Norden, Import im Süden.
- Vor 2020: Mittlere, intranationale Preisunterschiede von 1 bis 2 EUR/MWh. Seit 2020 übersteigen sie 43 bis 73 EUR/MWh.

Ergebnis des Vergleichs, ob die nordischen Länder ein gutes Vorbild sind: Ein klares Ja!

Begründete Hoffnungen	Sorgenkinder	Überzogene Erwartungen
<ul style="list-style-type: none"> → Die nordischen Märkte zeigen einen Rückgang / das Fehlen von teuren Engpassmaßnahmen und von Ringflüssen trotz hohen Erzeugungsüberschusses im Norden. → Verbraucherinnen und Verbraucher haben sich in den nordischen Märkten nachweislich an das sich ändernde Stromdargebot ihrer Preiszone angepasst. 	<ul style="list-style-type: none"> → Marktliquidität im Terminmarkt sowie im kurzfristigen Intraday-Markt sind in den nordischen zonalen Märkten suboptimal ausgeprägt. → Stromlieferungen auch zonal auf einem vitalen Intraday-Markt kurzfristig ausgleichen zu können, das scheint bei intelligenter Marktregulatorik eine <i>lösbare Herausforderung</i> zu sein. → Ein lebendiger zonaler Terminmarkt mit Absicherungsoption an Ort und Stelle ist eine Herausforderung ohne nordische Blaupause. 	<ul style="list-style-type: none"> → Weder bei der Stromnachfrage der Industrie, → noch bei der Planung von Kraftwerken hat sich ein signifikant positiver Effekt von Preiszonen zur Standortwahl gezeigt.
Übertragbarkeit: vorsichtiges ja	Übertragbarkeit: mittel	Übertragbarkeit: sehr begrenzt

Eine Auswahl wesentlicher Hintergründe für diese Bewertung

Überangebot günstigen Stroms im Norden



Quelle: Thema 2023

Problematik im Terminmarkt

Electricity Price Area Differential



- Liquidität bei Nasdaq Commodities für Systemfuturepreise hat abgenommen.
- Das Gesamtvolumen der gehandelten schwedischen EPADs hat mit dem Zonensplit 2011 abgenommen.
- Umfrage: 24 von 44 Umfrageteilnehmer gaben 2021 an, keine ausreichenden Möglichkeiten zur Absicherung ihres Strompreisrisikos zu haben.
- EEX kündigte 2023 bei einer möglichen Übernahme Preiszonenfutures an.

Langfristige Investitionsentscheidungen

- Mehr als 50 % der bis 2022 neu gebauten Windkraftanlagen stehen im Norden, obwohl Überschuss im Norden wohlbekannt war.
- Investitionen in Gaskraftwerkefanden in Italien fanden in den Zonen mit niedrigen Preisen statt.
- Elektrifizierung der Stahlproduktion findet zwar in Nordschweden statt, ausschlaggebend war aber wahrscheinlich der Standortfaktor bereits bestehender Wertschöpfungsketten für den Stahlsektor.
- Bau von Batteriefabriken und Datenzentren in den gesamten nordischen Ländern fand nicht nur im Norden statt, politische Unterstützung war hier wahrscheinlich der zentrale Faktor für die Investitionsentscheidung.

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2
10178 Berlin

T +49 (0)30 700 1435 - 000
F +49 (0)30 700 1435 - 129
www.agora-energiewende.de

✉ Abonnieren sie unseren Newsletter unter
www.agora-energiewende.de
🐦 www.twitter.com/AgoraEW



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie noch Fragen oder Kommentare?
Kontaktieren Sie mich gerne:

Fabian.Huneke@agora-energiewende.de

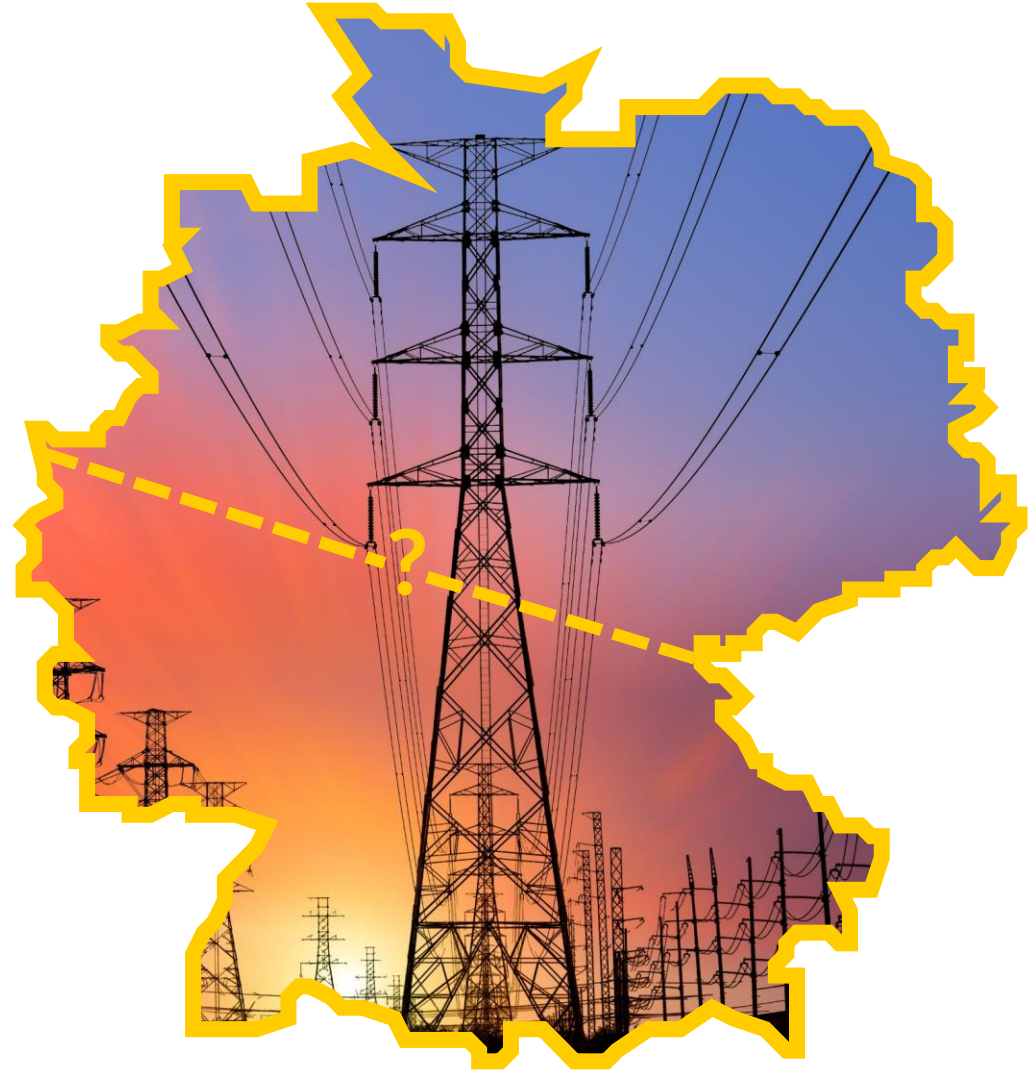


Auswirkungen einer etwaigen Aufteilung der deutschen Gebotszone

AG 4-Sitzung „Lokale Signale im Stromgroßhandel“
der Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Claudia Günther & Hanns Koenig

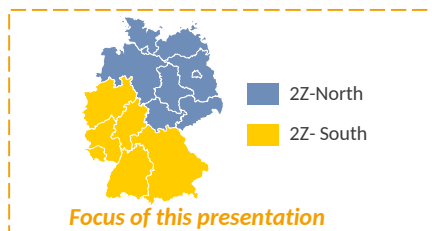
16.10.2023



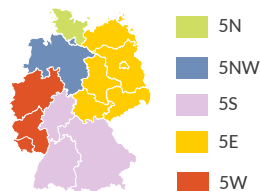
Based on Aurora's European power market model, we simulate different bidding zone configurations and sensitivities

Bidding zone configurations analysed by Aurora

2-zone split: DE2



5-zone split: DE5



Scenario assumptions

- **Base case:** Aurora's current policy/best estimate scenario; renewables and climate targets for Germany not being reached, grid buildout according to grid development plan, regional share of base power demand is based on current demand share, renewables buildout is based on regional potential and economics
- Sensitivities
 - **Net Zero:** Following government targets (80% RES in 2030, climate neutrality economy by 2045)
 - **Delayed Grid buildout:** Base case with delayed grid buildout
 - **Electrolyser allocation:** Base case with more electrolysers in the North
 - **Weather years:** Base case with different weather years

Aurora power market model AER-ES

- European-wide investment and dispatch power model
 - Endogenous interconnector flows based on price differentials
 - Interdependence of prices and capacities in different regions
 - High granularity right down to individual plant level
 - Hourly dispatch decisions
- Renewables buildout is determined via market economics (endogenous) and policy/non-market factors (exogenous)
- Commodity, carbon and hydrogen prices are determined in-house via energy model suite



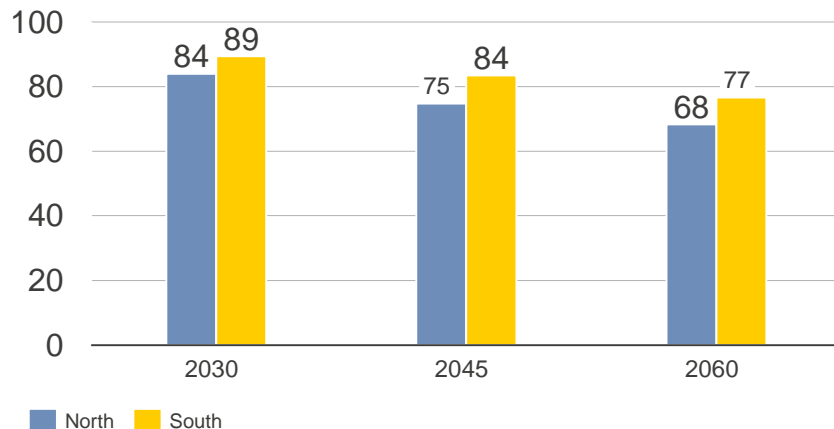
- Weather patterns are from 2013 (sensitivities analysed)
- No grid modelling within zones has been conducted

We estimate price deltas for 2030 to be 5-13 EUR/MWh, with the largest price delta being observed in case of a delayed grid buildout

Base case analysed by Aurora

Baseload wholesale electricity price

€/MWh (real 2022)

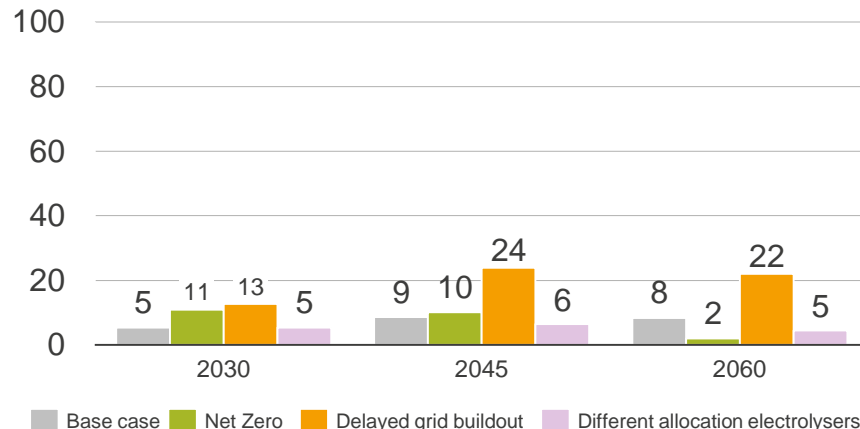


- Average baseload power prices in the North are 5-10 €/MWh lower compared to the South in the Base case scenario
- The North is characterised by more frequent low-price hours due to high renewable share relative to its power demand

Sensitivities analysed by Aurora (selection)

Price delta between wholesale prices in North and South

€/MWh (real 2022)



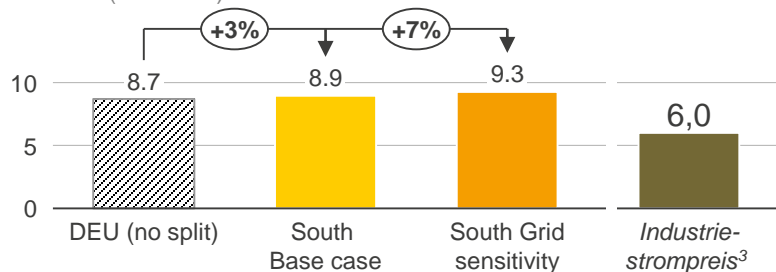
- In the Net zero scenario, fast growing power demand and renewables build-out lead to an increased price delta of 11 €/MWh in 2030.
- In the Delayed grid buildout scenario, the grid capacity limits are met more frequently which is leading to price deltas of up to 24 €/MWh.

Price deltas would only impact energy-intensive industry much and could be compensated; Green hydrogen production in North would benefit strongly

1 Electricity prices for energy-intensive industry in the southern zone would be **3-7% higher in 2030** compared to a single bidding zone. A compensation to offset price differences between energy-intensive industry in North and South would **cost about €400 million per year¹** in the Base case scenario.

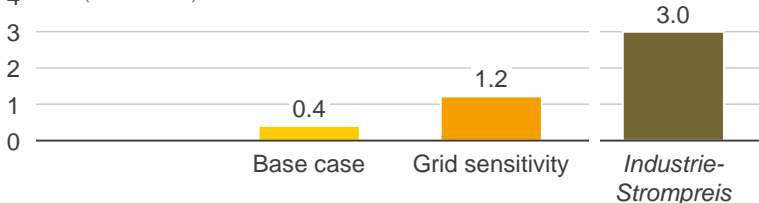
Power prices for energy-intensive industry in 2030²

€ ct/kWh (real 2022)



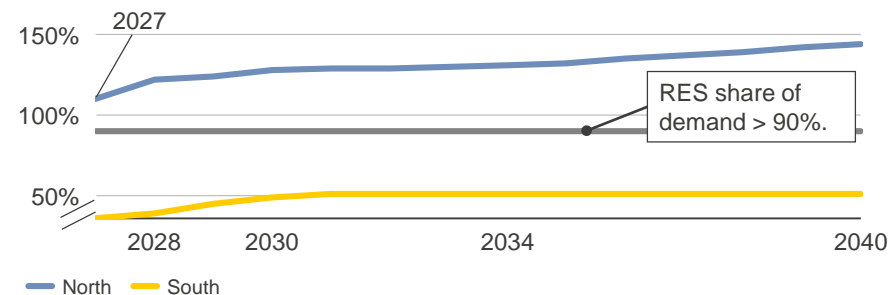
Annual compensation payments to southern industry in 2030

bn €/a (real 2022)



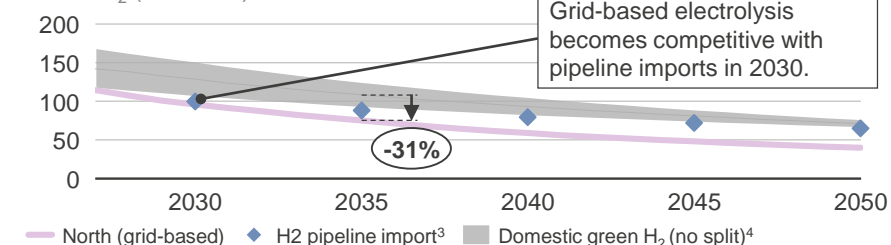
2 A price zone split would allow green H₂ production by **grid-based electrolyzers** without the need for a PPA in the North, improving international cost competitiveness of green H₂ produced in (Northern) Germany by up to one third.

Renewable generation relative to power demand (“RES share”)



Levelized cost of green hydrogen (LCOH) in Germany

€/MWh H₂ (real 2022)



1) Compensation payment is calculated by multiplying South-North price delta with projected power demand from energy-intensive industry in 2030. 2) Assumes availability of price reductions for energy-intensive industry. 3) Represents the average import price via pipeline from Morocco and Spain. 4) Range of domestic LCOH based on co-located electrolyzers and renewables load patterns from roughly 50 reference locations in Germany.

General Disclaimer

This document is provided "as is" for your information only and no representation or warranty, express or implied, is given by Aurora Energy Research Limited and its subsidiaries Aurora Energy Research GmbH and Aurora Energy Research Pty Ltd (together, "**Aurora**"), their directors, employees agents or affiliates (together, Aurora's "**Associates**") as to its accuracy, reliability or completeness. Aurora and its Associates assume no responsibility, and accept no liability for, any loss arising out of your use of this document. This document is not to be relied upon for any purpose or used in substitution for your own independent investigations and sound judgment. The information contained in this document reflects our beliefs, assumptions, intentions and expectations as of the date of this document and is subject to change. Aurora assumes no obligation, and does not intend, to update this information.

Forward-looking statements

This document contains forward-looking statements and information, which reflect Aurora's current view with respect to future events and financial performance. When used in this document, the words "believes", "expects", "plans", "may", "will", "would", "could", "should", "anticipates", "estimates", "project", "intend" or "outlook" or other variations of these words or other similar expressions are intended to identify forward-looking statements and information. Actual results may differ materially from the expectations expressed or implied in the forward-looking statements as a result of known and unknown risks and uncertainties. Known risks and uncertainties include but are not limited to: risks associated with political events in Europe and elsewhere, contractual risks, creditworthiness of customers, performance of suppliers and management of plant and personnel; risk associated with financial factors such as volatility in exchange rates, increases in interest rates, restrictions on access to capital, and swings in global financial markets; risks associated with domestic and foreign government regulation, including export controls and economic sanctions; and other risks, including litigation. The foregoing list of important factors is not exhaustive.

Copyright

This document and its content (including, but not limited to, the text, images, graphics and illustrations) is the copyright material of Aurora, unless otherwise stated.

This document is confidential and it may not be copied, reproduced, distributed or in any way used for commercial purposes without the prior written consent of Aurora.

A U R  R A

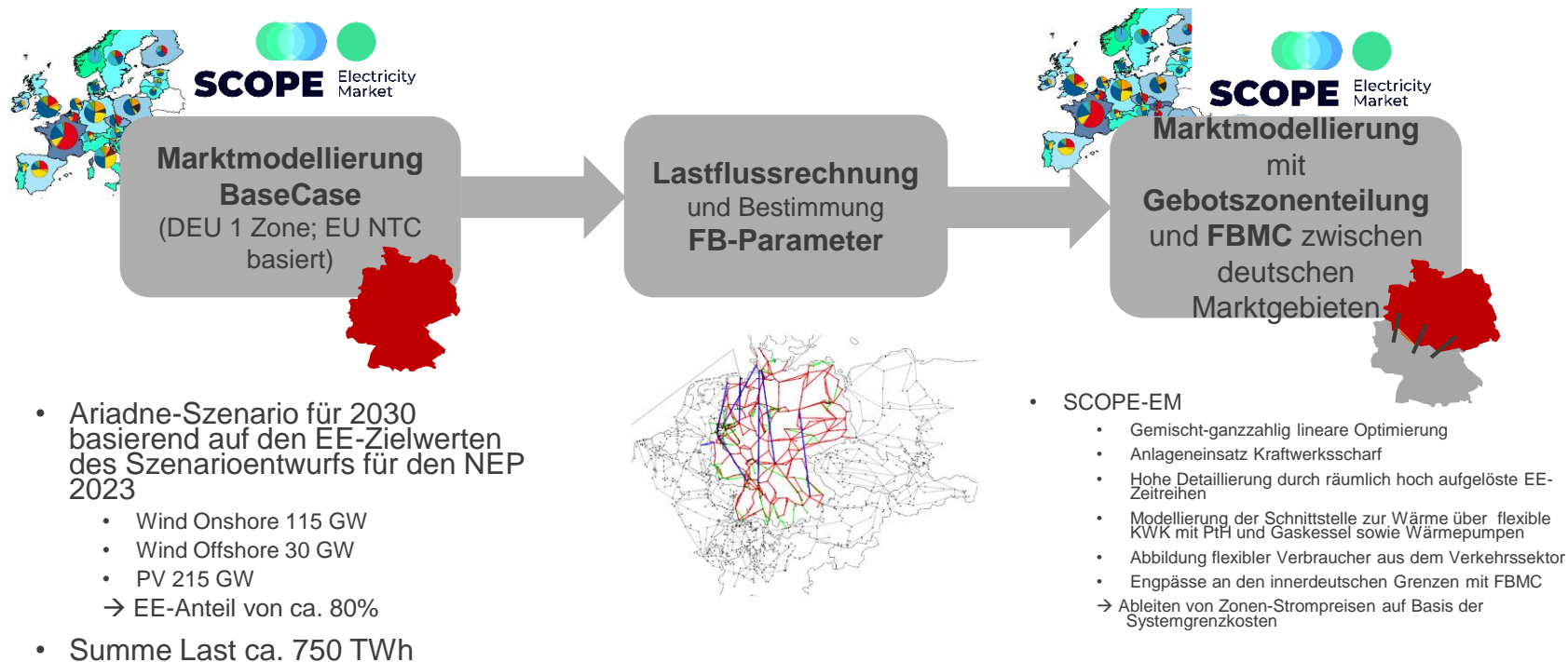
E N E R G Y R E S E A R C H

Auswirkungen der Gebotszonenteilung auf die Strompreise und die Marktwerte der EE

Ergebnisse im Rahmen des Kopernikus – ARIADNE Projekts

PKNS, 16. Oktober 2023, Berlin

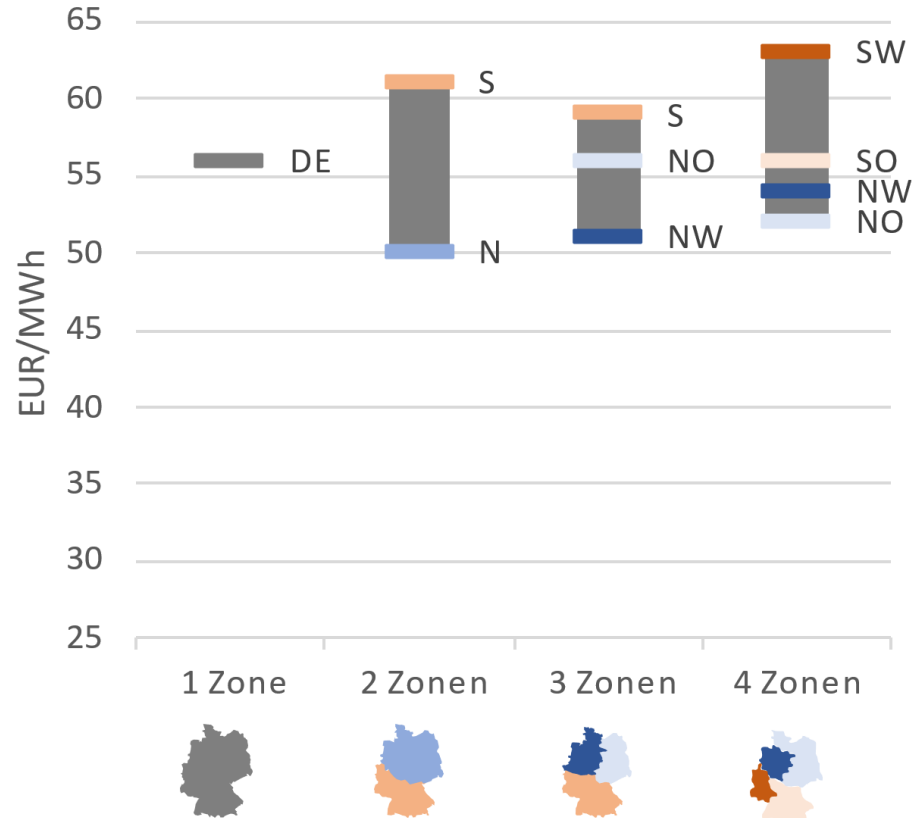
Methode



Strompreise

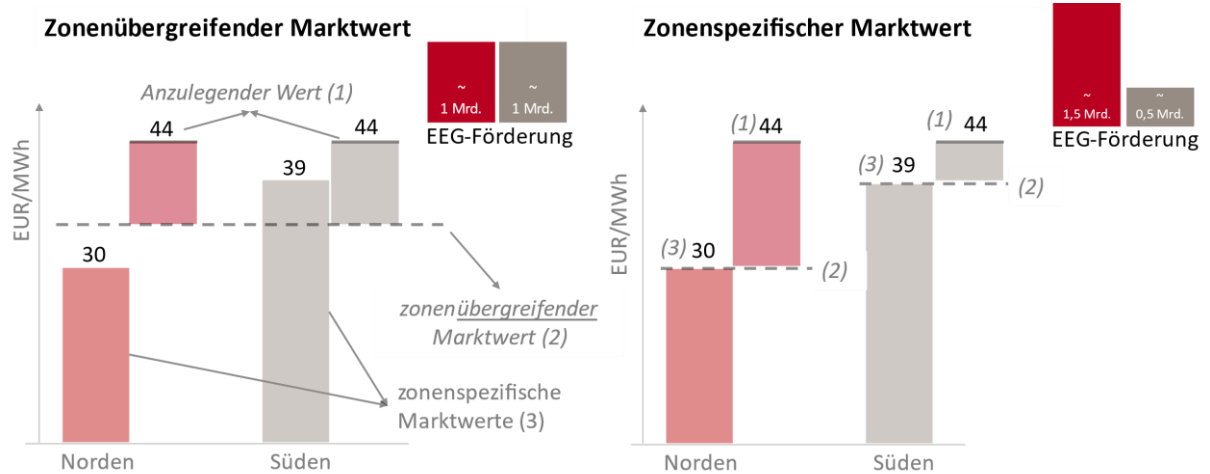
- Strompreisdifferenz zwischen Norden und Süden beträgt **max. 11 EUR/MWh**.
- In der **2-Zonen-Teilung** ist die Preisspreizung **relativ am größten**.
- Der **genaue Zonenzuschnitt** bestimmt die Preise. Mehr Gebotszonen führen nicht zwingend zu einer größeren Spreizung.

Hintergrund. Für die Strompreise ist der genaue Zuschnitt der Gebotszonen entscheidend. Die Gebotszonen, die die EE-Erzeugungszentren (Windenergie auf See in der Nordsee, Schleswig-Holstein) beinhalten, haben die niedrigsten Strompreise. Zum Beispiel sind die Strompreise in der nordwestlichen Strompreissezone in der 3-Zonen-Teilung niedriger als in dem kleineren Zuschnitt in der 4-Zonen-Teilung, weil SH und Teile der Winderzeugung auf See nicht mehr der nordwestlichen Zone zugeordnet werden. Auch die genaue Zuordnung der Lastzentren ist entscheidend. Zum Beispiel sind die Strompreise in der südlichen Zone in der 2-Zonen-Teilung gegenüber der 3-Zonen-Teilung höher, da weitere Lastzentren im Westen Deutschlands dem Süden zugeteilt werden.



Auswirkung der EEG-Förderung

- Die Gebotszonenteilung reduziert die Marktwerte der EE im Norden weiter, stabilisiert sie im Süden etwas.
- Wind trotz niedriger Marktwerte grundsätzlich wirtschaftlich.
- PV trotz niedriger LCOE weiterhin auf Förderung angewiesen.



Wenn die Zonenteilung eine regionale Steuerungswirkung auf den EE-Zubau haben soll, muss der zonenübergreifende Marktwert als Referenzmarktwert angelegt werden.



PKNS AG 4 Lokale Signale, 16.10.2023

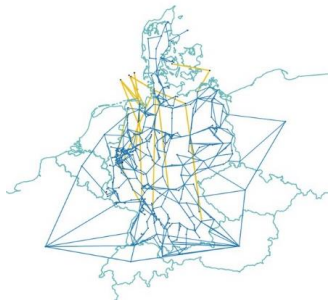
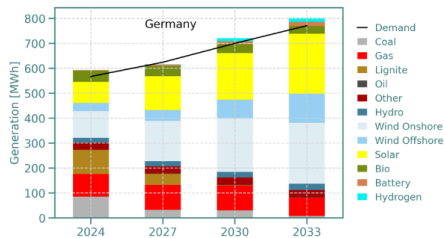
Price impact of a German bidding zone split: Implications for Germany and neighbouring markets

A study conducted by EWI | THEMA Consulting

The study was conducted in collaboration with EWI, using detailed grid and dispatch simulation models

Key methods and assumptions

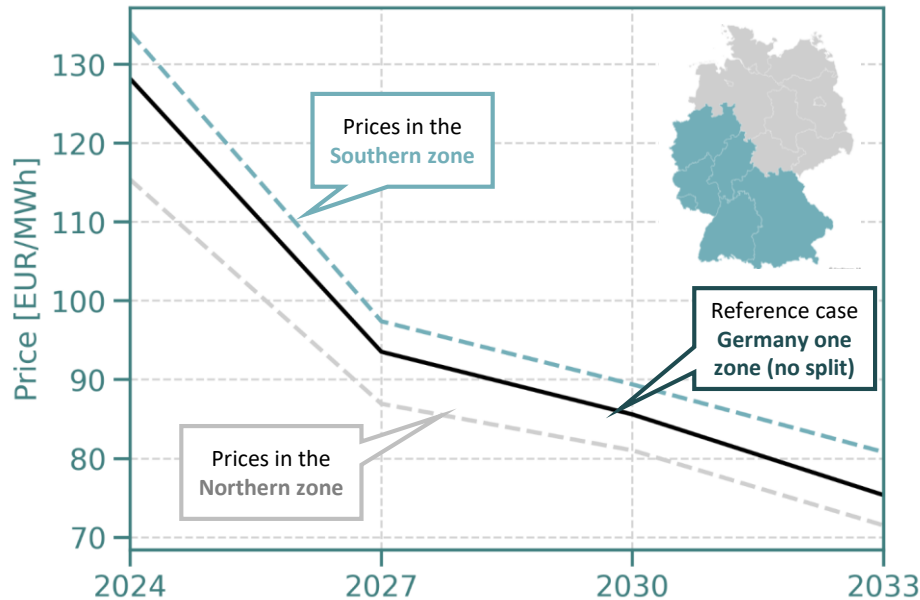
- For the study, THEMA and EWI ran two separate and independent model suits. Both THEMA and EWI used detailed grid data/models and dispatch models to derive results for this study. Running two different and independent models helped to challenge, benchmark and cross-check results



- Both model setups used **similar assumptions** around key drivers to make results comparable. These assumptions include
 - Power plant capacities and demand** in Germany, based on both official targets and the German grid development plan (NEP),
 - Commodity prices**, based on the IEA World Energy Outlook, and
 - Grid data**, based on data from the Joint Allocation Office (JAO) and the NEP
- Differences between results are explained by differences in methodologies chosen for FBMC modelling, such as the calculation of Generation Shift Keys (GSK) and more

Splitting Germany into a Northern and Southern bidding zone creates a significant price spread, implying also a significant impact on RES values in Germany

Average annual power prices in two-zone split, North-Rhine Westphalia in the South (close to ACER Option 2, real 2023 EUR)



A split may address redispatch costs, loop flows and give incentives to new generation and demand location

- A bidding zone split would have a significant price impact in the respective bidding zones, with prices in the North significantly lower than in the South
- Spread most pronounced in 2024 and declining somewhat towards 2030. The reduction in spread is a result of the assumed HVDC upgrades (in NEP)
- Clear correlation between hourly wind feed-in in the North and the hourly price spread
- Market values (capture prices) would adjust accordingly, decreasing significantly in the North of Germany (by ca. 25% in 2024 and 20% in 2027) and increasing (also for solar PV) in the South
- Lower prices and increased number of low-price hours may increase the utilisation of electrolyzers in the North, subject to whether they can operate flexibly and are price-sensitive

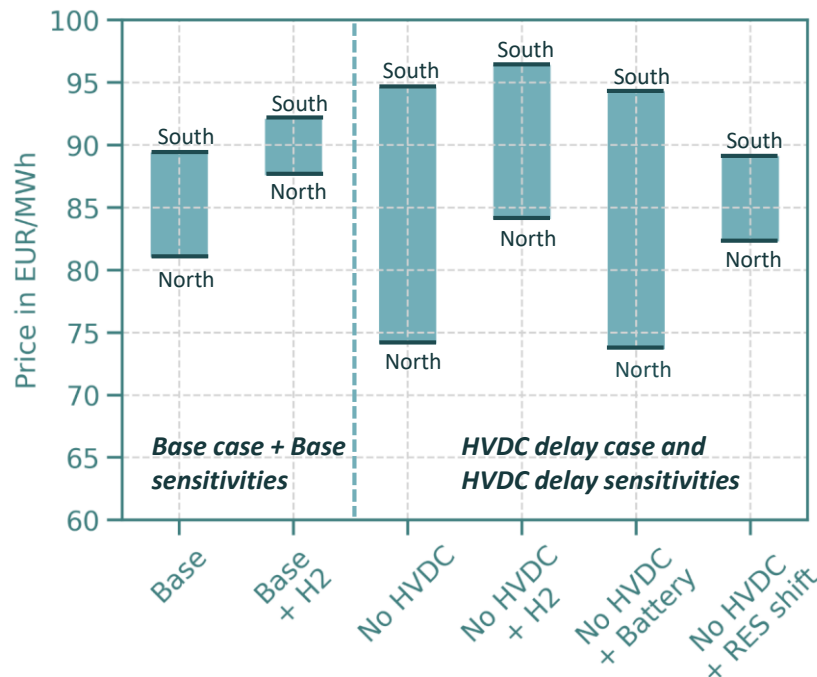
Internal grid developments in Germany are crucial for size of spread. Electrolyser investments or shifting RES from North to South could help to reduce congestions

Main drivers and sensitivities modelled in addition*

The analysis presented here focuses on the **year 2030**. Main insights:

- **["No HVDC"]:** Without new HVDC lines from N→S, price spread would be much higher. Base case assumes HVDC buildout according to NEP
- **["H2"]:** More electrolyzers in the North would result in a reduction of the North-South price gap. But electrolyzers would increase prices (more in North than in the South). **Base case and the HVDC delay case with 15 GW of electrolyzers in the North**
- **["Battery"]:** Batteries unlikely to reduce spreads/internal congestion. Markets modelled with **15 GW of new battery capacity in the North**. Almost no impact on prices as batteries have limited storage capacity
- **["RES shift"]:** Shifting RES from North to South can reduce spreads. Here, **60 TWh of wind generation in the North is replaced by a mix of PV and wind in the South** (RES distribution in Base Case from NEP)

Price spreads in 2030 across sensitivities (THEMA simulations)



* Names in brackets refer to scenario in the figure to the right. The full study includes further and more granular sensitivities. NEP = Netzentwicklungsplan (German grid development plan)

A bidding zone split would cause a significant price spread between North and South Germany - with implications for market values for renewables and neighbouring markets

- THEMA Consulting Group, in collaboration with EWI, conducted a study analysing the impact of a bidding zone split of the German market. The study does not provide any recommendations concerning whether to introduce bidding zones, but merely gives an overview over the potential effects of different split options
- The study focuses on a split of Germany into a Northern and Southern zone, with North-Rhine Westphalia being in the South. This split design is close to Option 2 in the ACER bidding zone review. Such a split makes the current main bottlenecks visible, without fragmenting the market into too many bidding zones. However, the dynamic of the energy transition may lead to new bottlenecks not accounted for by this split
- The split would have a substantial impact on power prices in Germany and would create a significant spread between prices in North and South Germany. While the actual size of the spread differs in THEMA's and EWI's results, the overall tendency is similar across simulations. Such a split would also reduce redispatch volumes
- The key driver for congestion and therefore the price spread is limited transmission capacity, combined with excess power generation in the North of Germany, not so much a lack of capacity in the South.* A clear correlation between hourly wind feed-in in the North and the North-South hourly price spread is observed
- A split would also have significant implications for market value (capture prices) for renewables. In particular, wind in the Northern zone would see much lower market values, driven by an overall lower price level in connection with even higher cannibalisation, which may potentially reduce investment incentives (subject to support scheme)
- Also, neighbouring markets would be affected, with prices declining in the Northern European markets (including the Nordics), and prices increasing in the markets in the South (including France). The German price effect, however, is not passed-through fully to the neighbouring markets
- Without the planned HVDC upgrades, the price split is much more pronounced than in the case where all planned internal HVDC lines in Germany (according to NEP) become operational. Besides HVDC investments, also electrolyser investments in the North of Germany or a shift of renewables from North to South can reduce price differences between North and South
- Liquidity in the forward market may be at risk when the German market is split. ACER has proposed reforms for the forward market which may help to mitigate a potential negative impact on liquidity. However, considerable uncertainty remains as to the future of these proposals and their effectiveness

** The study assumes regional distribution of power generation capacity as outlined in the German grid development plan (NEP). The total German capacities follow the newest government plans and targets.*



Kaffeepause

Dachterrasse
Bis 16:55 Uhr

Formulierung von Take-Aways



André Poschmann
UAL IIIA, BMWK





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: www.bmwk.de/pkns