

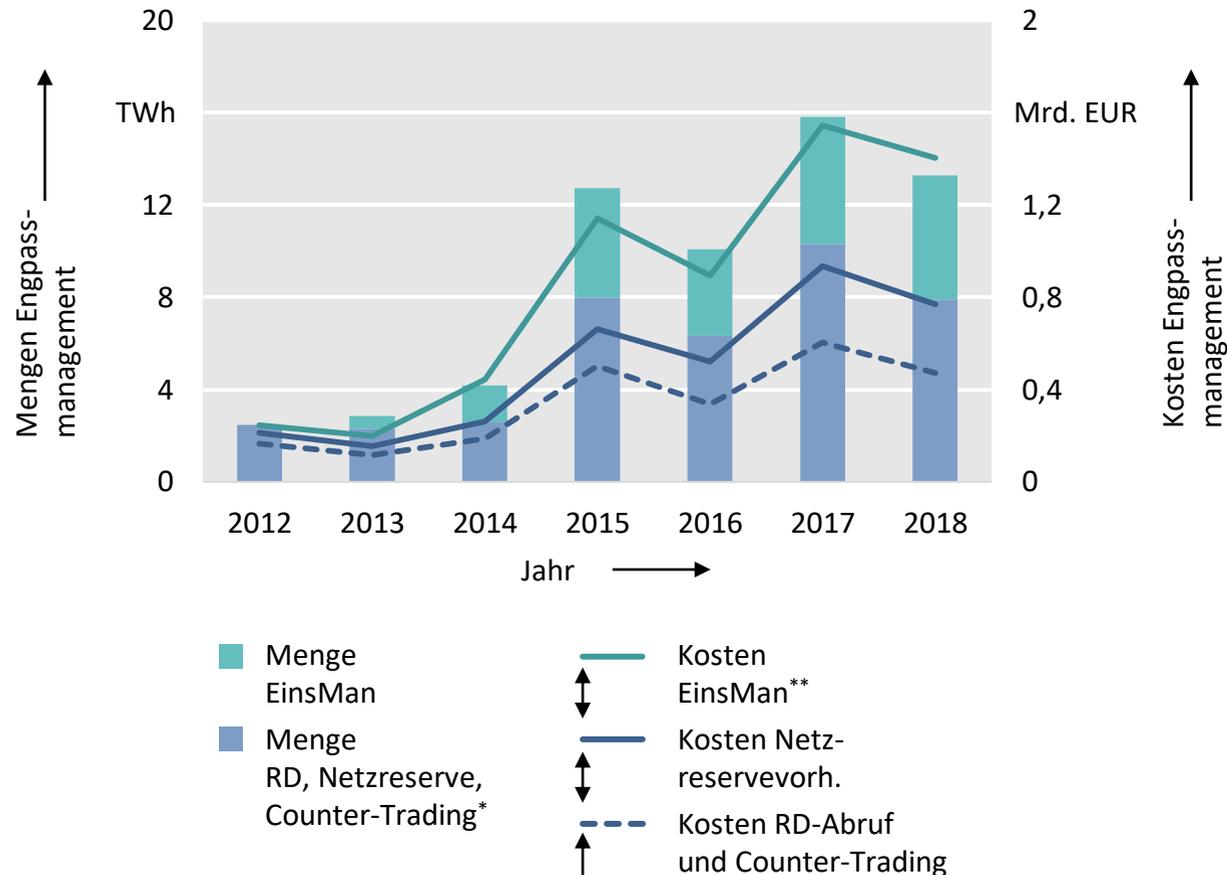


**Neues Strommarktdesign: Justierung zwischen einheitlicher
Stromgebotszone und Marktfragen des Redispatch**

22. Würzburger Gespräche zum Umweltenergierecht

Christoph Maurer | 18. September 2019

Engpassmanagementkosten in Deutschland – eine ökonomische und politische Herausforderung



* Von BNetzA ausgewiesene Mengen für RD- und Netzreserve-Abrufe enthalten Mengen sowohl für Leistungserhöhung als auch für -absenkung; Werte daher hier nur zur Hälfte angesetzt

** Werte basieren auf Schätzung der Netzbetreiber

RD: Redispatch, EinsMan: Einspeisemanagement

Koordination von Markt und Netz rückt in den Fokus

bisher:
virtuelle
Kupferplatte
innerhalb von
Gebotszonen

- Trennung der Sphären von wettbewerblichem Strommarkt und reguliertem Netzbereich
- Marktakteure können innerhalb von Gebotszonen Energie freizügig austauschen: fördert Wettbewerb, Markteintritt kleiner Akteure etc.
 - Orientierung der Gebotszonen an Nationalstaatsgrenzen
 - deshalb sehr unterschiedliche Größe
- Netz folgt langfristig Transportbedarf: keine Abwägung mit Alternativen
 - Effizienzverluste aber bisher als gering eingeschätzt
- Eingreifen Netzbetreiber bei temporären Engpässen: Marktakteure wirtschaftlich neutral gestellt

veränderte
Rahmenbedingungen

- Clean Energy Package → erhöhte Engpasskosten
- Netzausbau nicht zeitgerecht umsetzbar → evtl. VS-Risiko?
- Neue aktive Verbraucher im Verteilnetz → aktive Steuerung zur Vermeidung von Netzausbaubedarf notwendig?
- **Statt Trennung von Markt und Netz nun Integration von Markt und Netz?**
- **Ende der „nationalen Gebotszonen“?**

Der theoretische Benchmark?! – Verzicht auf Preiszonen und Vollintegration von Markt und Netz

Nodal Pricing als Idealmodell für die Markt-Netz-Koordination?

- Vollständige Berücksichtigung von Netznebenbedingungen im Strommarkt wird in der akademischen Literatur vielfach als Ideal angesehen
- Gilt aber nur unter bestimmten (unerfüllbaren) Bedingungen, u. a.
 - Abwesenheit von Transaktionskosten
 - keine marktmächtigen Akteure
 - beliebig teilbare Investitionen
 - keine politische Einflussnahme auf Netzinvestitionen
 - perfekt rationale, risikoneutrale Akteure
- Bisher zudem keine Anwendungsfälle auf Verteilnetzebene

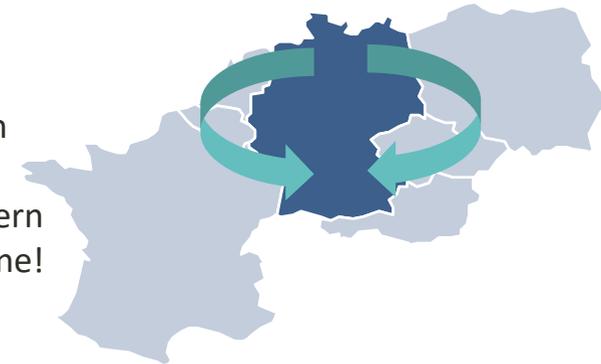
Reales Nodal Pricing kein Idealmodell

Praxiserfahrungen zeigen Stärken als „Dispatch-Modell“, aber auch Schwächen mit Blick auf dynamische Anreize

Die Antwort des Clean Energy Package: Gebotszonen, aber bitte nicht zu groß – Hintergrund

Folgen der zonalen Marktorganisation

- Gebotszonen sind immer auch diskriminierend
 - Keine Beschränkung des internen Austauschs
 - Netzbelastung durch internen Austausch kann nicht kontrolliert werden → in der Vergangenheit einseitige Beschränkung des grenzüberschreitenden Austauschs
- Loop Flows unausweichliche Konsequenz von Gebotszonen
 - „konsumieren“ Kapazität in Nachbarländern
 - auch ohne Engpässe in der Ursprungs-Zone!



Deutschland im Fokus

- Deutsche Loop Flows besonders hoch → EC, ACER: Diskriminierung
 - Groß und zentral gelegen
 - Wind im Norden, Last im Süden
- Wirkungen für Nachbarländer → „Verteilungsfrage“
 - Netzausbaubedarf
 - Begrenzung von Importkapazität und Zugang zu günstigem Windstrom
- Diskussion um Aufspaltung nicht nur wg. Engpässen in DE
 - diese sind aber willkommener Anlass!

Die Antwort des Clean Energy Package: Gebotszonen, aber bitte nicht zu groß – Umsetzung

70% Regel

- Gebotszonen sollen keine strukturellen Engpässe enthalten
- Angebotene Kapazität muss so hoch sein, dass 70% der physischen Kapazität jeder Leitung durch Flüsse aus Cross-Border-Austausch genutzt werden könnten
- „Virtuelle Kapazität“, wenn > 30% schon durch internen Austausch bzw. Loop Flows belegt werden
 - Problem insbesondere für große Zonen mit Engpässen
 - „Zwang“ zur Aufspaltung wg. Redispatch-Kosten?

Einführung

- Regeln gelten ab 1.1.2020
 - Umsetzung noch völlig unklar
- Statt 70% ab 2020 umzusetzen, können Mitgliedsstaaten
 - Derogation beantragen → Zustimmung aller NRAs notw.
 - strukturellen Engpass feststellen und
 - Action Plan beschließen → Phase In (Trajektorie) bis 2025 oder
 - Gebotszonenrekonfiguration einleiten

Compliance Monitoring und Enforcement

- 70%-Regel wird kontinuierlich überwacht werden → ENTSO-E im Zusammenspiel mit ACER
- Drohmaßnahme und „Lösungsangebot“: Gebotszonentrennung
 - ggf. auch von EC zu verordnen
 - insbesondere, wenn Trajektorie Action Plan bzw. 70% ab 2025 nicht eingehalten werden

Die Antwort des Clean Energy Package: Gebotszonen, aber bitte nicht zu groß – Kritik

Handlungsbedarf
nachvollziehbar

- Versuch, bestehende Diskriminierungen zu beseitigen, ist nachvollziehbar und richtig
 - auch verstärkte regionale Koordination (Regional Coordination Centres) sinnvoll

Instrument
Gebotszonen-
rekonfiguration
fragwürdig

- CEP-Ansatz mit permanenter Drohung der Gebotszonenrekonfiguration kann aber kontraproduktiv wirken
 - nicht fundamentales, sondern v. a. politisches Risiko der Gebotszonenzuordnung hemmt Wirkung von Preissignalen und kann zu Investitionszurückhaltung führen
 - Nutzen stabiler nationaler Gebotszonen mit einheitlichem Rechtsrahmen, Solidarmechanismen etc. wird verkannt

Engpassmanagement
Redispatch

- Ergebnis könnte erheblicher Anstieg der Engpassmanagementkosten in Europa sein
 - Bedeutung von Redispatch wird stark ansteigen
 - grenzüberschreitende Organisation notwendig, aber herausfordernd

Die scheinbare Lösung: Gebotszonen behalten und trotzdem lokale Märkte einführen

Flexmärkte/Redispatchmärkte: Zonaler Markt mit lokalem Zusatzmarkt

- Wunsch nach besserem Engpassmanagement
 - Verzicht auf tiefe Regulierung
 - Freiwillige Teilnahme
 - Einbezug von Lasten
 - Nutzung von Preisen als Koordinationsinstrument
- Unterschiedliche Vorschläge zu lokalen Zusatzmärkten als Add-On zum zonalen Strommarkt
 - Redispatch-Märkte im Übertragungsnetz → Clean Energy Package
 - Flexmärkte in Verteilungsnetzen → z. B. SINTEG

„Das Beste aus zwei Welten“ oder doch „Inkonsistentes, nicht nachhaltiges Marktdesign“

Inc-Dec-Strategie: Rationales Verhalten bei lokalen Zusatzmärkten

Was ist der Hintergrund von Inc-Dec-Strategien?

- Lokale Zusatzmärkte führen zu lokalen Preisen (im Zweifel auf nodaler Ebene)
 - in DE niedrige Preise im Norden von DE, hohe Preise im Süden
 - notwendig, um z. B. Lastverzicht oder zusätzliche Erzeugung im Süden anzureizen
- Möglicher Erlös auf nachgelagertem Zusatzmarkt stellt für Marktakteure Opportunität für Vermarktung auf zonalem Spotmarkt dar
- Rationale Akteure preisen Opportunitätskosten in Spotmarktgebot ein → kein Bieten mit Erzeugungsgrenzkosten mehr, aber auch kein wettbewerbswidriges Verhalten!
 - z. B. KW in Süd-Deutschland: Gebot mit erwartetem Clearing-Preis des lokalen Marktes
- Inc-Dec-Gebotsverhalten wirkt engpassverstärkend
 - z. B. KW in Süd-Deutschland: Verschärft Engpasslage, wenn mit Inc-Dec-Gebot kein Zuschlag im Spotmarkt

*Marktmachtprobleme
in lokalen Märkten
zusätzlich möglich*

Inc-Dec-Strategie: Optimal für Flexibilitätsanbieter – und für das System?

mögliche Folgen

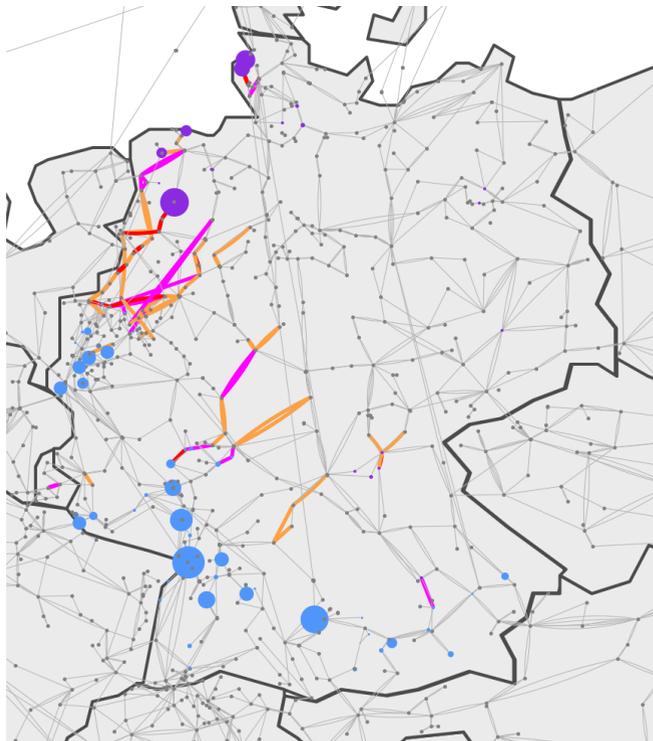
- Problem nicht unbedingt volkswirtschaftliche Ineffizienz des finalen Dispatch
- Aber:
 - Engpassvolumen und Engpasskosten nehmen zu
 - Rentenverschiebung von „normalen Verbrauchern“ zu Erzeugern und flexiblen Lasten
 - Entwertung des Preissignals am zonalen Strommarkt und damit der finanziellen Absicherungsmöglichkeiten
 - ...

Relevanz

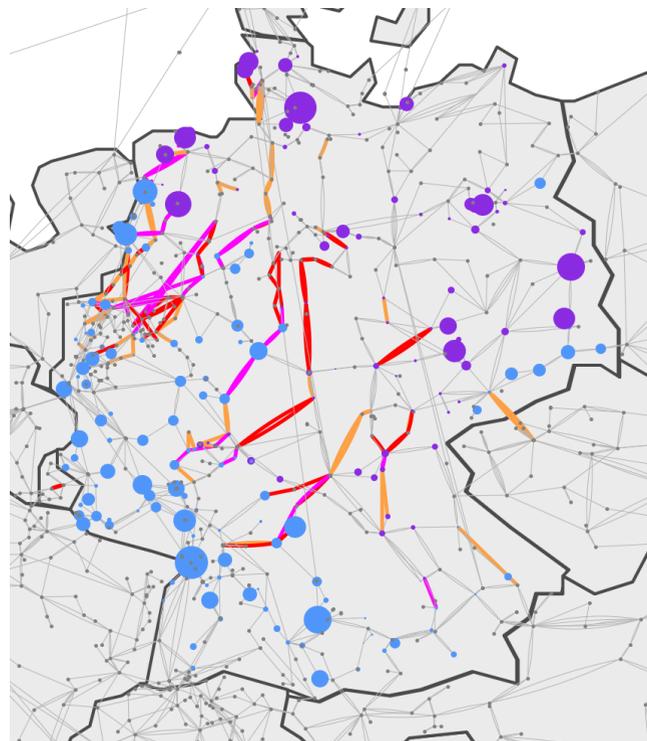
- Grundsätzlicher Wirkmechanismus weitgehend unumstritten
→ Diskussion um Relevanz
- Evidenz für Inc-Dec-Verhalten z. B. aus nordamerikanischen Strommärkten
- Laufende Studie für BMWi zur Untersuchung der Relevanz für DE (u. a. mit Neon, Connect, Fraunhofer ISI, SUER) *
 - Betrachtung 2025/2030
 - Veränderung Redispatchvolumen/-kosten bei rationalem Gebotsverhalten der Marktakteure am Strommarkt
 - Keine Marktmachtausübung unterstellt!

Inc-Dec-Strategie: Auswirkung auf den Redispatchbedarf in einer beispielhaften Stunde

zonaler Markt erzeugungskostenbasiert
(kostenbasierter Redispatch)



zonaler Markt mit Inc-Dec
(Redispatchmarkt)



Legende

Zweigbelastungen
vor Redispatch:

- > 100%
- > 120%
- > 140%

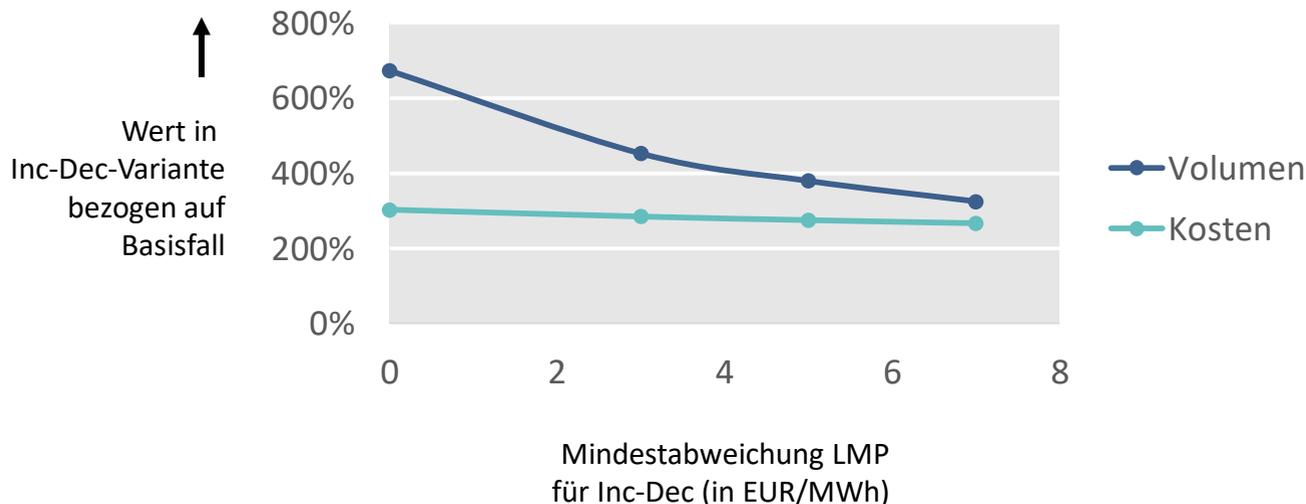
Redispatch (aus
Erzeugungssicht):

- ↓ (-1 GW)
- ↑ (+1 GW)

Inc-Dec-Strategie: Auswirkung auf den Redispatchbedarf im Jahresverlauf

Jahresrechnung 2030

- Vergleich mit Basisfall (kostenbasierter Redispatch)
- Um nicht perfekte Engpassantizipation abzubilden, wurden zusätzlich Strategien untersucht, bei denen Inc-Dec-Strategien nur angewendet wurden, wenn zonaler und lokaler Marktpreis um $> X$ EUR/MWh auseinanderliegen



Erhebliche Auswirkungen auf Redispatchvolumen und -kosten

Inc-Dec-Strategie: Laufende Debatte

Flexmärkte trotzdem einführen und Inc-Dec verbieten?

regulatorische
Eindämmung kaum
möglich

- Antizipation von Netzengpässen nicht zu verhindern
- Gebotsregulierung kaum durchführbar und ökonomisch fragwürdig
 - eindeutige Feststellung von Opportunitätskosten z. B. bei Lasten?
 - lokale Rente nur für teure Anbieter, die nicht schon im zonalen Strommarkt zum Zug kommen
 - Verringerung nicht nur der Nach-, sondern auch der Vorteile von marktbasierem Redispatch

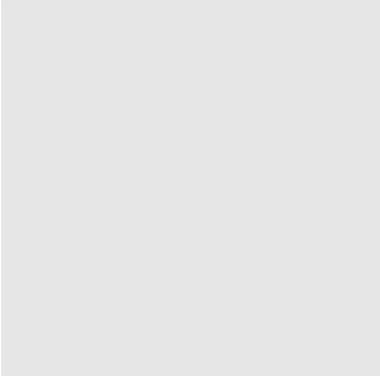
Übertragbarkeit
Verteilungsnetze

- Grundsätzlich ähnliche Wirkungszusammenhänge und Anreizstrukturen wie im Übertragungsnetz
- Zusätzlich Probleme mit Marktmacht ggf. höher
- Schlussfolgerungen gelten aus unserer Sicht auch für Flexmärkte

Und wie weiter?

Empfehlungen und Denkanstöße

- Bei Gebotszonendiskussion auch dynamische Anreize berücksichtigen
 - Häufig veränderliche Gebotszonen vermutlich schlechteste Lösung
- Verzicht auf marktbasieren Redispatch/lokale Zusatzmärkte
 - zumindest in bisher angedachter Form mit zeitlich volatilen, freien Geboten
- Vertiefte Untersuchung alternativer Ansätze zur Integration von Lasten ins Engpassmanagement, z. B.
 - auf Basis von Kapazitätzahlungen ohne/mit definiertem Abrufpreis → geringerer Anreiz für Inc-Dec-Strategien
 - durch Weiterentwicklung §14a EnWG für neue Verbraucher
- Lokale Investitionsanreize prüfen, wenn einheitliche Gebotszone als politisches Ziel beibehalten werden soll
 - z. B. lokal differenzierte Netzentgeltsysteme
 - EE-Förderung



consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49 241 93836-0
Fax +49 241 93836-15
info@consentec.de
www.consentec.de