

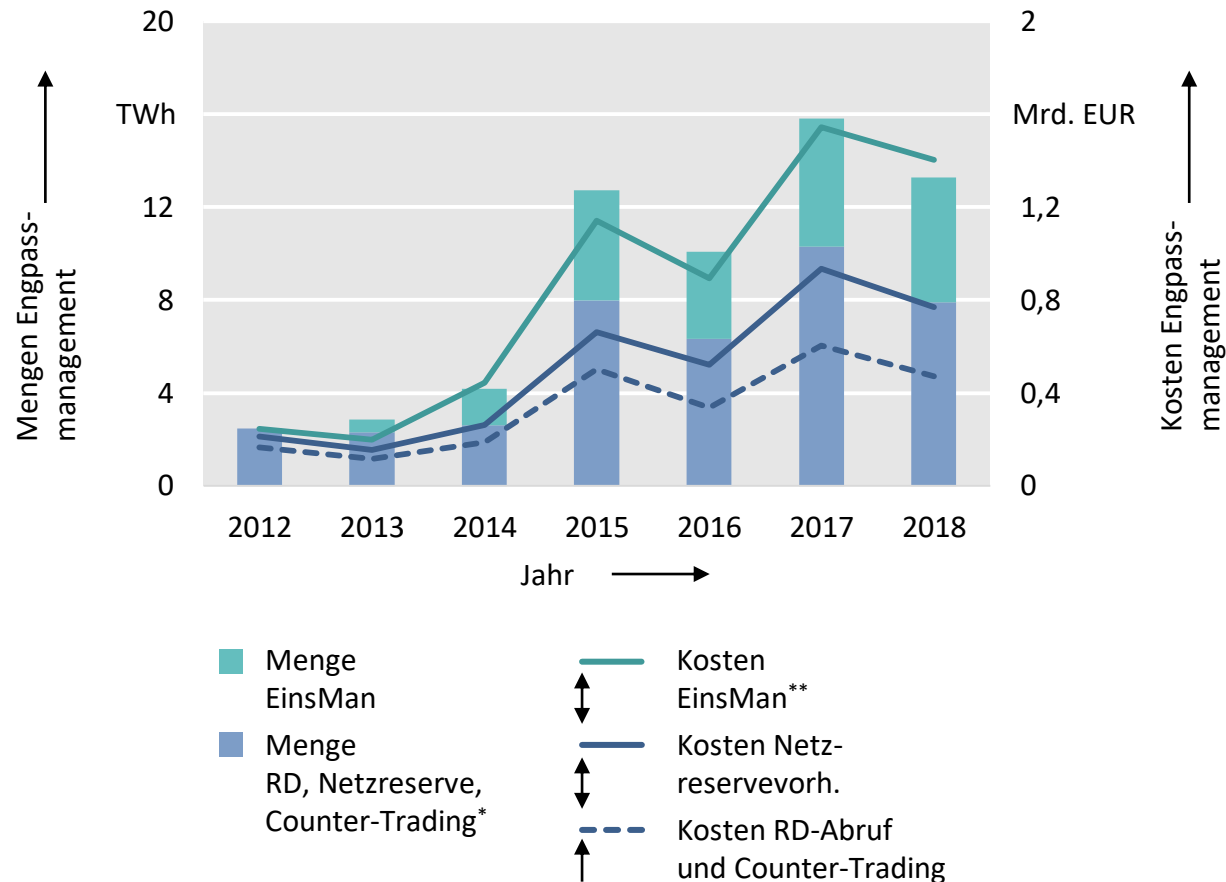


**Neues Strommarktdesign: Justierung zwischen einheitlicher  
Stromgebotszone und Marktfragen des Redispatch**

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

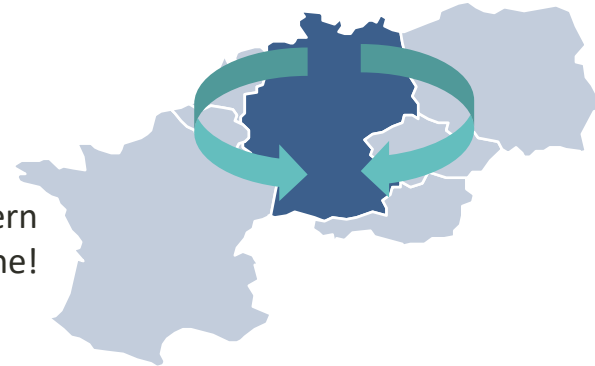
### Reales Nodal Pricing kein Idealmodell

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

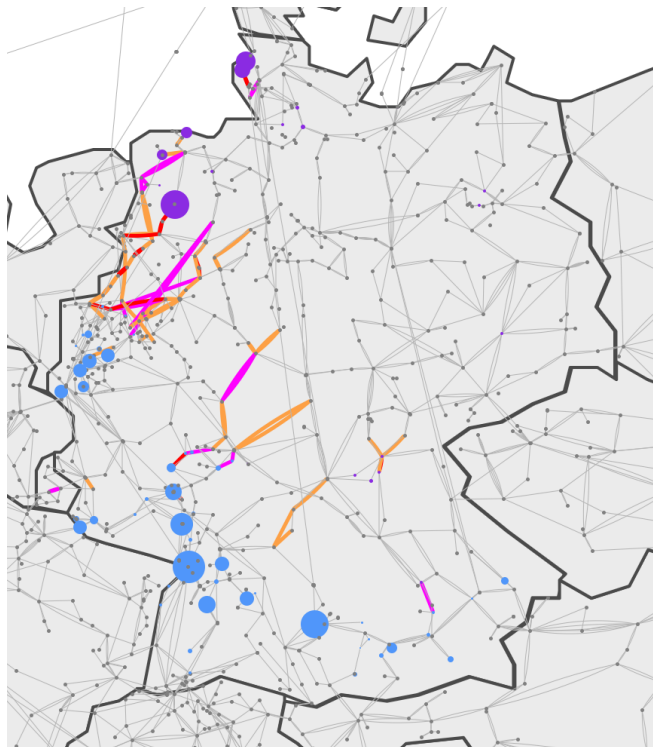
- Problem nicht unbedingt volkswirtschaftliche Ineffizienz des finalen Dispatch
- Aber:
  - Engpassvolumen und Engpasskosten nehmen zu
  - Rentenverschiebung von „normalen Verbrauchern“ zu Erzeugern und flexiblen Lasten
  - Entwertung des Preissignals am zonalen Strommarkt und damit der finanziellen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

## Relevanz

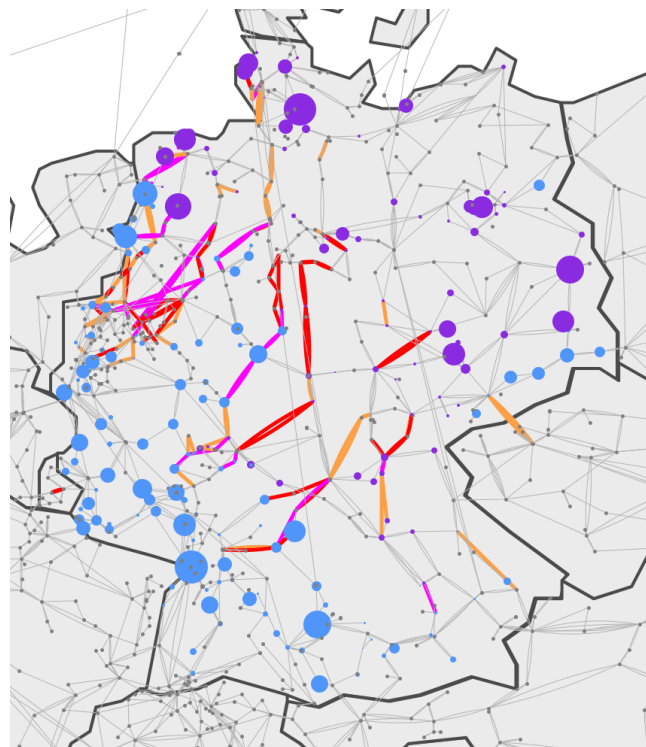
- Grundsätzlicher Wirkmechanismus weitgehend unumstritten → Diskussion um Relevanz
- Evidenz für Inc-Dec-Verhalten z. B. aus nordamerikanischen Strommärkten
- Laufende Studie für BMWi zur Untersuchung der Relevanz für DE (u. a. mit Neon, Connect, Fraunhofer ISI, SUER) \*
  - Betrachtung 2025/2030
  - 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%

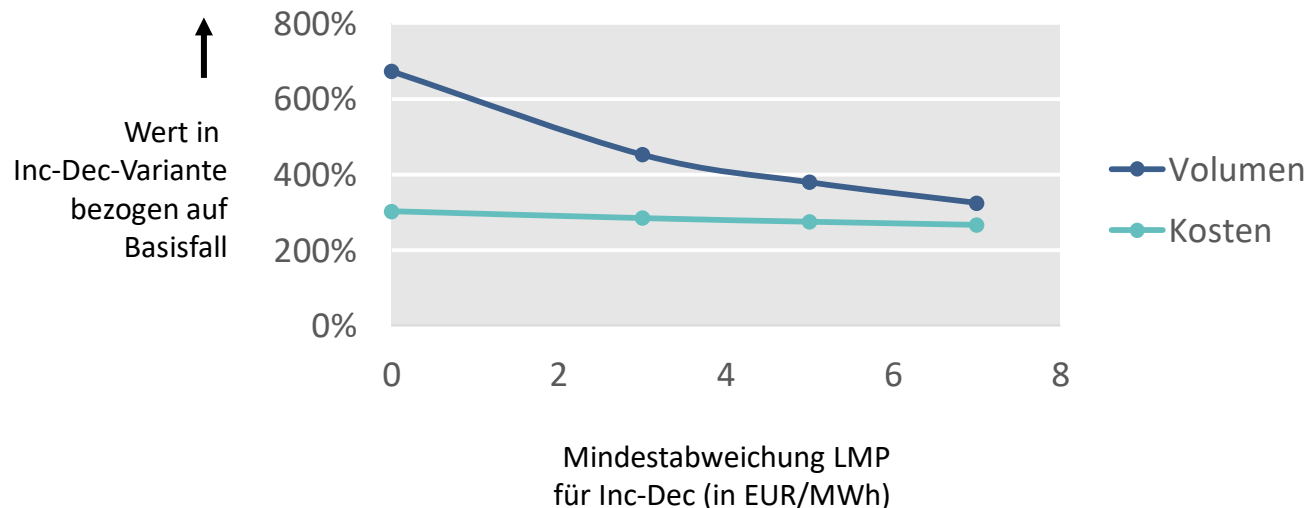
Redispatch (aus  
Erzeugungssicht):

- ↓ (-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](http://www.consentec.de)