



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem – Optionen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns

Prof. Dr. Hartmut Weyer, Prof. Dr. Felix Müsgens
Ergebnispräsentation der AG Strommarktdesign (Teil 2)
02.10.2020, Videokonferenz

- **Felix Müsgens (BTU Cottbus), Leiter**
- **Hartmut Weyer (TU Clausthal), Leiter**
- Frank-Detlef Drake (innogy)
- Ottmar Edenhofer (PIK)
- Christian Growitsch (Fraunhofer IMWS)
- Albert Moser (RWTH Aachen)
- Wolfram Münch (EnBW)
- Axel Ockenfels (Uni Köln)
- Tobias Paulun (EEX)
- Kai Uwe Pritzsche (Bucerius Law School)
- Achim Wambach (ZEW)
- Michael Weinhold (Siemens)

Referenten

- Sebastian Kreuz (BTU Cottbus)
- Sebastian Buchholz (TU Clausthal)
- Cyril Stephanos (acatech)
- Berit Erlach (acatech)

Leitfrage

- Wie sieht ein geeignetes **Marktdesign für den Strommarkt 2030** aus, das möglichst **effizient** ist und gleichzeitig eine **hohe Versorgungssicherheit** garantiert?



Zwei Untergruppen

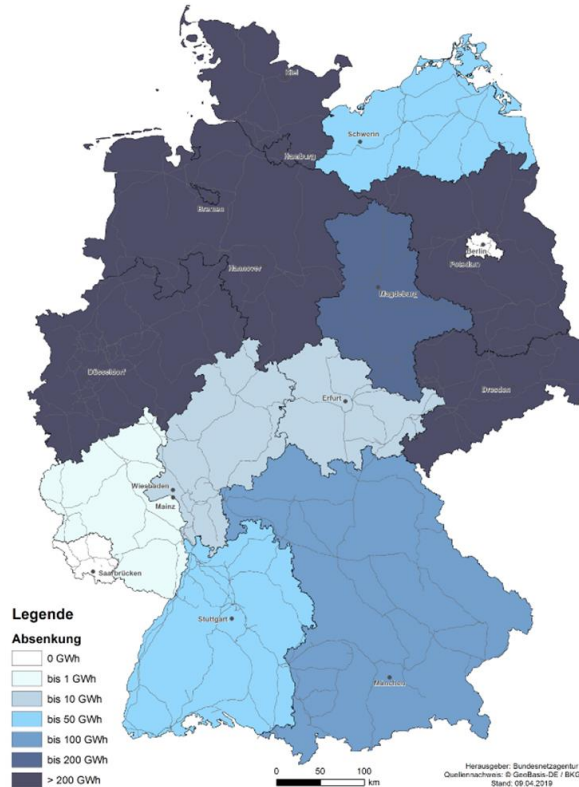
- Sektorenkopplung
- Management von Netzengpässen

Zusammenhänge

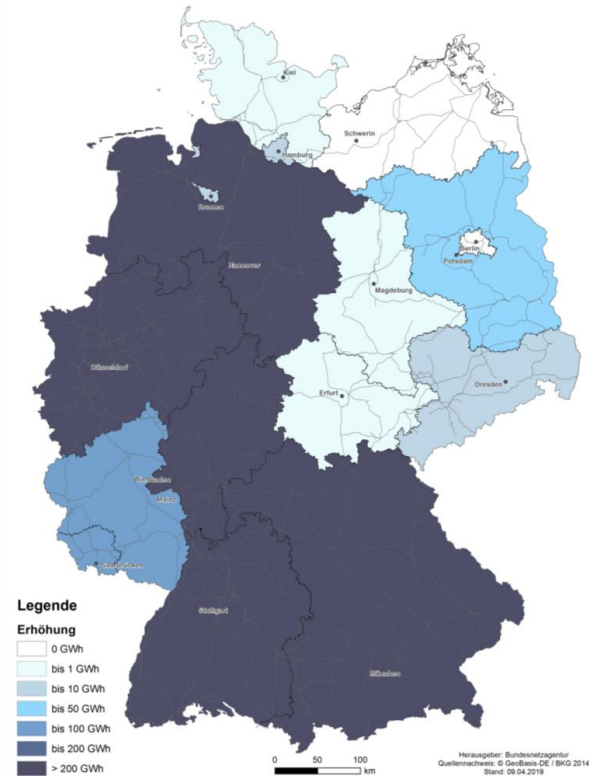
- Sektorenkopplung verschärft Gefahr von Netzengpässen
- Sektorenkopplung bietet neue Möglichkeiten des Engpassmanagements

Netzengpässe in Deutschland

Kraftwerksabsenkung und
-erhöhung auf Anweisung
der deutschen ÜNB im
Gesamtjahr 2018



Quelle: BNetzA, Quartalsbericht
zu Netz- und Systemsicherheits-
maßnahmen Gesamtjahr und
Viertes Quartal 2018



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2019

- Gesamtmenge
– ca. 20 TWh
- Gesamtkosten
– ca. 1,2 Mrd. Euro

		2016	2017	2018	2019
Redispatch					
Gesamtmenge Marktkraftwerke	in GWh	11.475	18.456	14.875	13.323
Kostenschätzung Redispatch	in Mio. Euro	223	392	350	207
Kostenschätzung Countertrading	in Mio. Euro	12	29	36	63
Netzreservekraftwerke					
Menge	in GWh	1.209	2.129	904	430
Kostenschätzung Abruf	in Mio. Euro	103	184	85	22
Leistung	in MW	8.383	11.430	6.598	6.598
Jährliche Vorhaltekosten (vorläufige Werte)	in Mio. Euro	183	296	330	199
Einspeisemanagement					
Menge Ausfallarbeit	in GWh	3.743	5.518	5.403	6.482
Schätzung Entschädigung	in Mio. Euro	373	610	635	710
Anpassungen von Stromeinspeisungen					
Menge	in GWh	4	35	8	9

Quelle: BNetzA, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2019.

Gestaltungsspielräume für das Engpassmanagement



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



3 Regelungsfelder

Einsatz von Netzbetriebsmitteln

z.B. Netzschtaltungen,
Phasenschieber

Generelle Einflussnahme auf
Dispatchentscheidungen Dritter

z.B. Neuzuschnitt von
Gebotszonen, Knotenpreise

Einsatz von Flexibilität Dritter zur
Bewältigung von Netzengpässen

z.B. Redispatch, Countertrading

Gestaltungsspielräume für das Engpassmanagement



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Status quo

3 Regelungsfelder

relevant, aber regulatorische Grenzen

Einsatz von Netzbetriebsmitteln

z.B. Netzschaltungen,
Phasenschieber

Kaum genutzt

Generelle Einflussnahme auf
Dispatchentscheidungen Dritter

z.B. Neuzuschnitt von
Gebotszonen, Knotenpreise

Wesentliche Instrumente

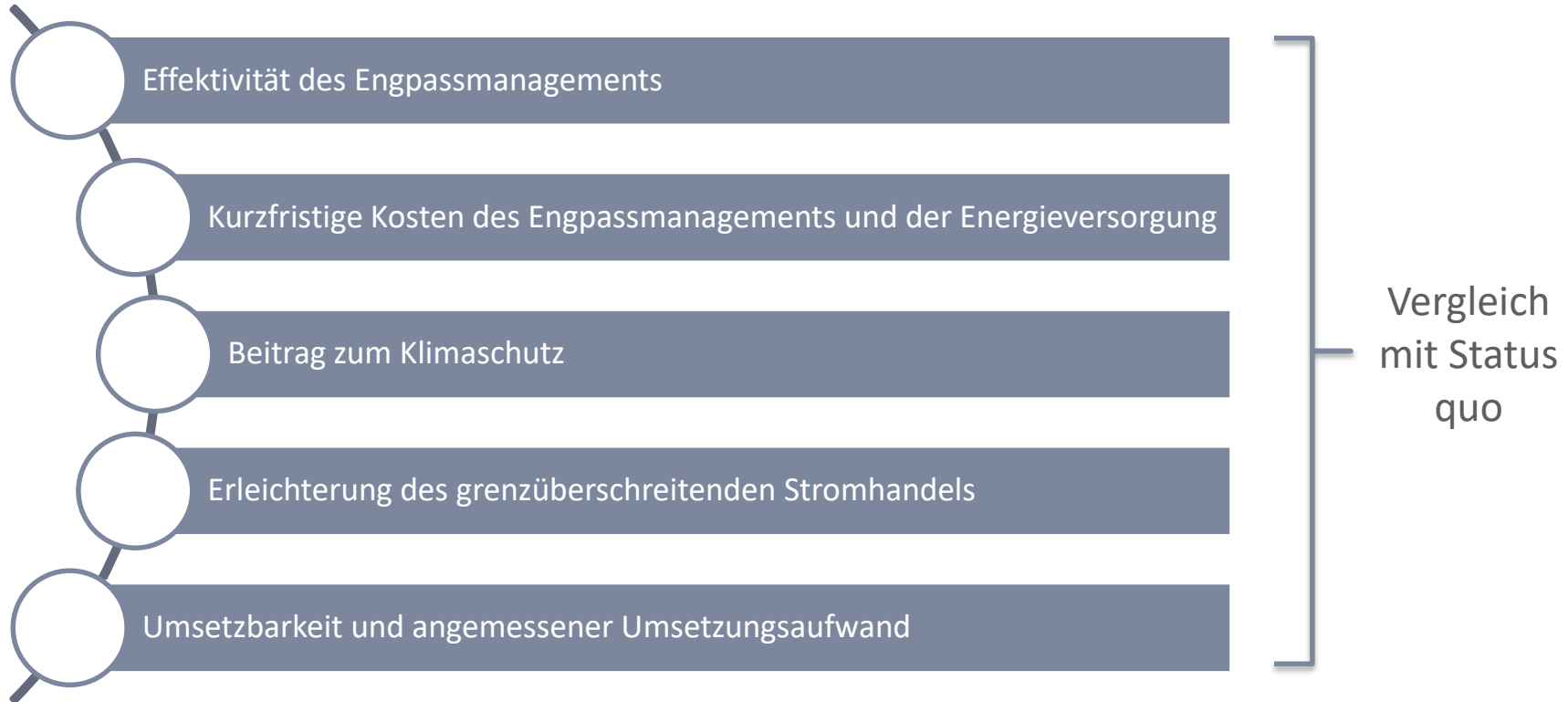
Einsatz von Flexibilität Dritter zur
Bewältigung von Netzengpässen

z.B. Redispatch, Countertrading

Bewertungskriterien



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften



Einsatz von
Netzbetriebsmitteln

- keine Handlungsoptionen vorgeschlagen

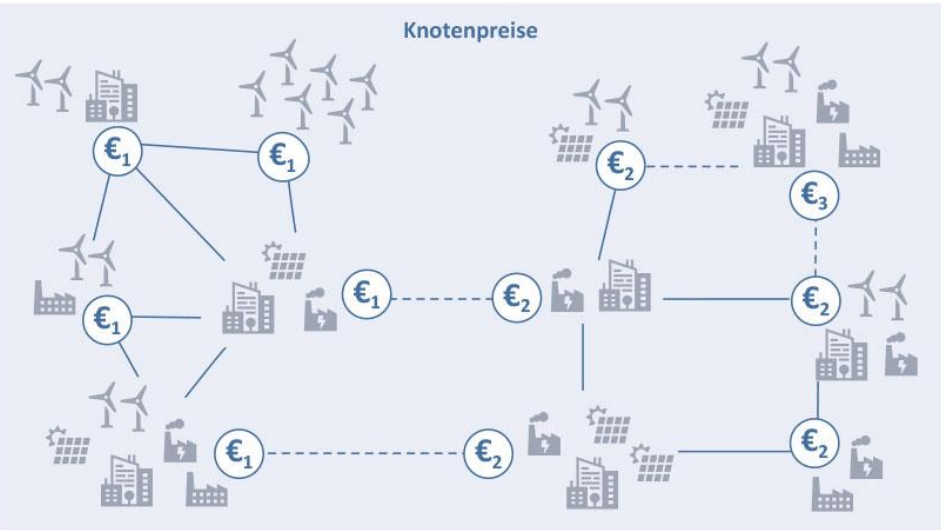
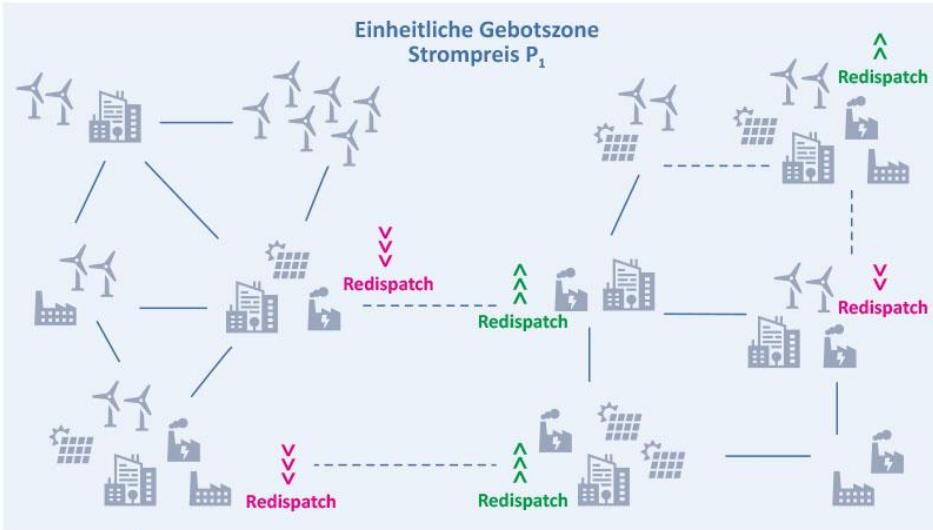
Generelle Einflussnahme
auf Dispatch-
entscheidungen Dritter

- Knotenpreissystem
- Neuzuschnitt Gebotszone
- Auslastungsorientierte Netzentgelte

Einsatz von Flexibilität
Dritter zur Bewältigung
von Netzengpässen

- Ausweitung der marktbasierter Beschaffung
- Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung

1. Einführung eines Knotenpreissystems



- Kraftwerk
- EE-Anlagen
- Verbraucher
- Übertragungsnetz
- Kein Engpass
- Engpass
- Einspeisereduktion
- Einspeiserhöhung

- Kraftwerk
- EE-Anlagen
- Verbraucher
- Übertragungsnetz
- Kein Engpass
- Engpass
- Einspeisereduktion
- Einspeiserhöhung
- Knotenpreise $€_x$

1. Einführung eines Knotenpreissystems

Vor- und Nachteile

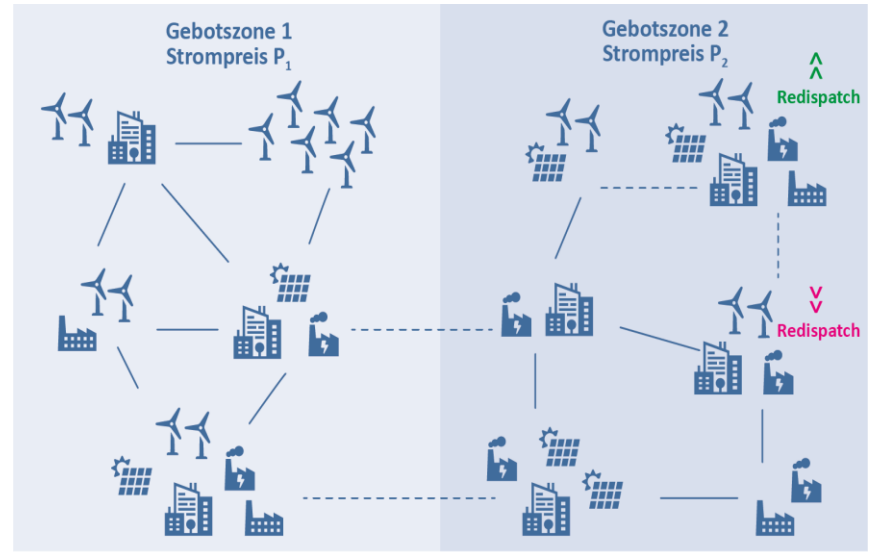
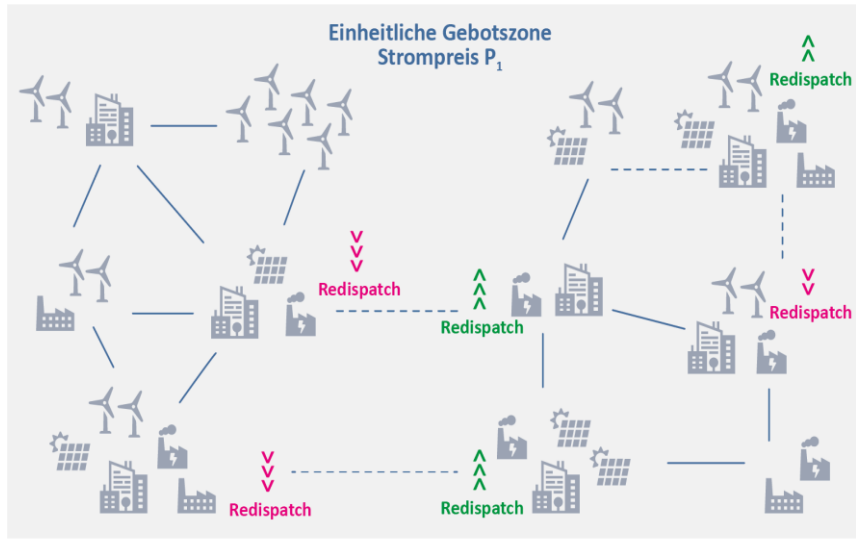
- Effektivität
 - (+) Flexibilitätseinsatz durch Netzbetreiber kaum erforderlich
 - (-) Hohe Komplexität schränkt Eignung für die Verteilernetze ein, Wechselwirkungen mit Übertragungsnetz ggf. nicht erfasst
- Kurzfristige Kosten
 - (+) Geringe Kosten der Netzbetreiber für Flexibilität
 - (-) Höhere Kosten für Stromhandel aufgrund von Marktmacht, geringerer Liquidität, Preisvolatilität
- Grenzüberschreitender Stromhandel, Umsetzbarkeit
 - (-) Kompetenzübertragung von bisherigen Netzbetreibern auf zentralen Akteur problematisch
 - (-) Umsetzungsaufwand sehr hoch



















Fazit

- Keine vorrangige Handlungsoption aufgrund von hoher Komplexität, unklarer Bewertung der Kosten für den Stromhandel und Umsetzungsschwierigkeiten
- Aber evtl. theoretisches Benchmark

2. Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone



-  Kraftwerk
-  EE-Anlagen
-  Verbraucher
-  Übertragungsnetz
-  Kein Engpass
-  Engpass
-  Einspeisereduktion
-  Einspeiserhöhung

-  Kraftwerk
-  EE-Anlagen
-  Verbraucher
-  Übertragungsnetz
-  Kein Engpass
-  Engpass
-  Einspeisereduktion
-  Einspeiserhöhung

2. Neuzuschnitt der deutschen Stromgebotszone

Vor- und Nachteile

- Effektivität
 - (+) Verringerter Flexibilitätseinsatz an den Gebotszonengrenzen
- Kurzfristige Kosten
 - (+) Verringerte Kosten für Flexibilität
 - (-) Ggf. steigende Kosten für den Stromhandel durch verringerte Liquidität und wiederkehrende Gebotszonenprüfungen
- Grenzüberschreitender Stromhandel
 - (-) Ggf. höhere grenzüberschreitende Stromhandelskapazitäten
- Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand
 - (-) Anpassung langfristiger Lieferverträge
 - (-) Ggf. Anpassung von Netzentgelten und Umlagen



Fazit

- Zuverlässige Erfassung von Netzengpässen für eine hinreichend lange Dauer problematisch
- Abwägung von Vor- und Nachteilen (insbesondere für den Stromhandel) nicht abschließend geklärt

3. Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte

Vor- und Nachteile

- Effektivität
 - (+) Verringerter Flexibilitätseinsatz
 - (-) Unscharfe und ggf. begrenzte Lenkungswirkung
- Kurzfristige Kosten
 - (+) Verringerte Kosten für Flexibilität
 - (-) Ggf. Kosten für Stromhandel aufgrund schlechterer Prognostizierbarkeit der Netzentgelte
- Umsetzbarkeit und Umsetzungsaufwand
 - (+) Hoher Umsetzungsaufwand zur Umstellung des Netzentgeltsystems, IKT-Kosten



Fazit

- Grundsätzlich sinnvoll, allerdings wenig praktische Erfahrungen
- Ausgestaltung der Netzentgelte und damit verbundene Steuerungswirkung muss weiter geklärt werden

4. Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität

Vor- und Nachteile

- Effektivität
 - (+) Anreiz zur Flexibilitätsbereitstellung, insbesondere auch für Lasten
- Kurzfristige Kosten
 - (+) Pot. geringere Beschaffungskosten für Flexibilität
 - (+) Effiziente Einsatzentscheidungen für Flexibilität
 - (-) Gefahr von Marktmacht und strategischem Bietverhalten
- Klimaschutzbeitrag
 - (+) Sektorenübergreifende Stromnutzung durch zuschaltbare Lasten



Fazit

- Bei funktionierenden Märkten (keine Marktmacht) grundsätzlich effiziente Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung, insbesondere auch für Lasten
- Bewertung und ggf. Begrenzung strategischen Bietverhaltens weiter zu prüfen

5. Erhöhte Anreize bei nicht marktbasierter Beschaffung von Flexibilität

Vor- und Nachteile

- Effektivität, kurzfristige Kosten
 - (+) Anreiz zur Flexibilitätsbereitstellung, insbesondere auch für Lasten
 - (-) Gefahr von Marktmacht und strategischem Bietverhalten
 - Anreize und Gefahren jeweils eingeschränkt durch begrenzte Erhöhung der Marge



Fazit

- Vor- und Nachteile marktbasierter Beschaffung jeweils in abgeschwächter Form