

# Zonenteilung

Lion Hirth

# Wie weiter? Drei Möglichkeiten

## Option 1: Status quo erhalten

- Einheitliche Gebotszone
- Verpflichtender Redispatch für Kraftwerke mit Erstattung auf Kostenbasis

## Option 2: Gebotszone teilen

- Lokale Anreize aus dem Großhandelsmarkt

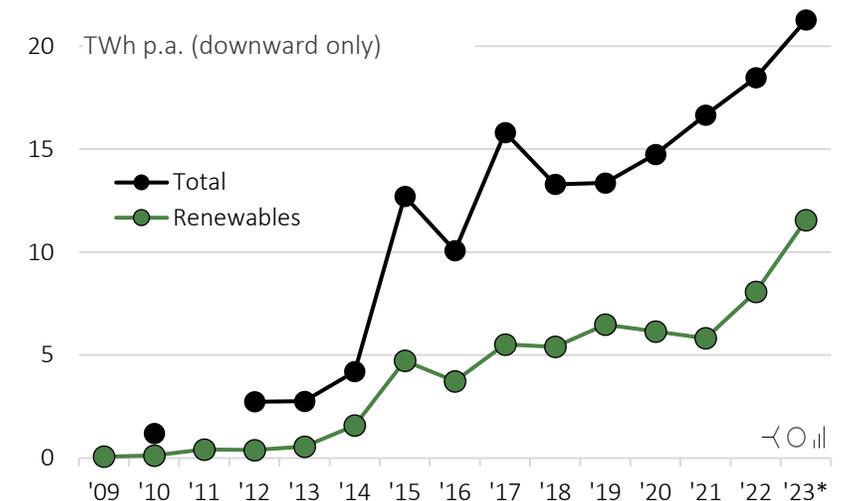
## Option 3: Alternative lokale Anreize einführen

- Lokale Anreize aus marktbasierendem Redispatch, Fördersystemen, Netzentgelten, Kapazitätsmechanismen

## (Option 4: Nodal pricing)

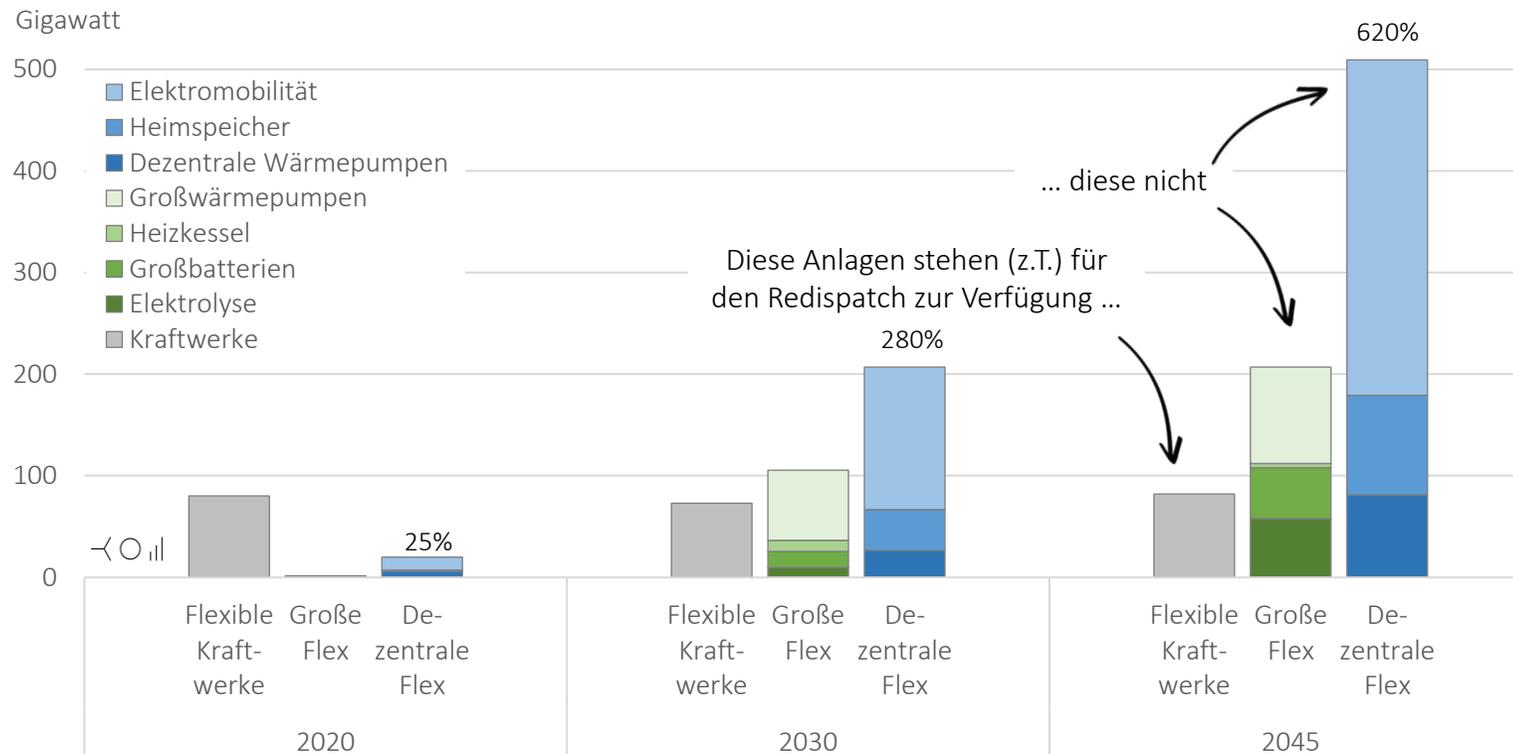
- In den nächsten 10-15 Jahren unrealistisch

## Engpassmanagement-Volumen



# Die essenzielle Rolle lastseitiger Flexibilität

## Installierte flexible Leistung bei Erzeugung und 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.

## Lastseitige Flexibilität

- 2030 über 300 GW
- 2045 über 700 GW

## Kein Redispatch

- Praktisch unmöglich, Last-Flex in kostenbasierten Redispatch zu integrieren
- Informationsasymmetrie: was ist die (aktuelle) Zahlungsbereitschaft
- Gilt auch für andere Flex-Optionen, z.B. Großbatterien

## Status quo erhalten

- Süddeutsche Spitzenlast alleine durch (neue) Kraftwerke decken

# Lokale Anreize: Wirkmechanismen

## **Einfluss auf Anlageneinsatz (Dispatch)**

- Mehr-Erzeugung bei lokaler Knappheit (und Minder-Verbrauch)
- Mehr-Verbrauch bei lokalem Überschuss (und Minder-Erzeugung)
- Knappheit / Überschuss hoch dynamisch, von der aktuellen (Wetter-)Situation abhängig

## **Einfluss auf Anlagenstandort (Investition)**

- Neue Erzeuger in Knappheitsregionen (und weniger neue Verbraucher)
- Neue Verbraucher in Überschussregionen (und weniger neue Erzeuger)
- Knappheit / Überschuss gut absehbar

## **Einfluss auf internationalen Handel**

- Marktkopplung (Day-ahead, Intraday, Regelenergie)

# Kombinierbarkeit lokaler Signale

Lokale Signale im Großhandelsmarkt



Einheitliche Gebotszone

Gebotszonen-Teilung

Nodale Preise

Lokale Signale durch zusätzliche Instrumente

Netzanschluss-Entgelte

Netznutzungs-Entgelte

Kapazitätsmechanismen

Fördersystem EE

Fördersystem Elektrolyse

Versteigerung von Überschussstrom



Können grundsätzlich kombiniert werden (untereinander und mit Signalen im Großhandelsmarkt)

# Übertragungs- vs. Verteilnetz

## Gebotszonen spiegeln ÜN-Engpässe wieder

- Keine Verteilnetzengpässe

## Zeitvariable Verteilnetz-Entgelte sind sinnvoll

- Aber haben mit der Zonenteilungs-Frage nur sehr wenig zu tun
- Das gleiche gilt auch für §14a-Dimmung

## Zonenteilung ist sinnvoll

- Aber helfen uns nicht Gegen Engpässe im Verteilnetz

	Übertragungsnetz	Verteilnetz
Erzeuger	Großhandelsmarkt, EE-Förderung, Kapazitätsmarkt, etc.	Netzanschlussentgelte, etc.
Verbraucher	Großhandelsmarkt, Netzentgelte, etc.	Zeitvariable Netzentgelte, Eingriffsrechte, etc.
Speicher	Großhandelsmarkt	Zeitvariable Netzentgelte, Eingriffsrechte, etc.

# Lokale Märkte innerhalb von Gebotszonen

## Lokale Märkte innerhalb von Gebotszonen ...

- Markbasierter Redispatch
- Märkte für lokale Flexibilität
- Nutzen-statt-Abschalten

## ... funktionieren einfach nicht

- Marktteilnehmer “wechseln” in den günstigeren Markt
- Beispiel: Verzicht auf Beschaffung am zonalen Spotmarkt, um dann von günstigerem Nutzen-statt-Abregeln-Strom zu profitieren
- Inc-dec gaming
- Dafür gibt es kein Gegengift

# Dispatch-Anreize müssen dynamisch sein

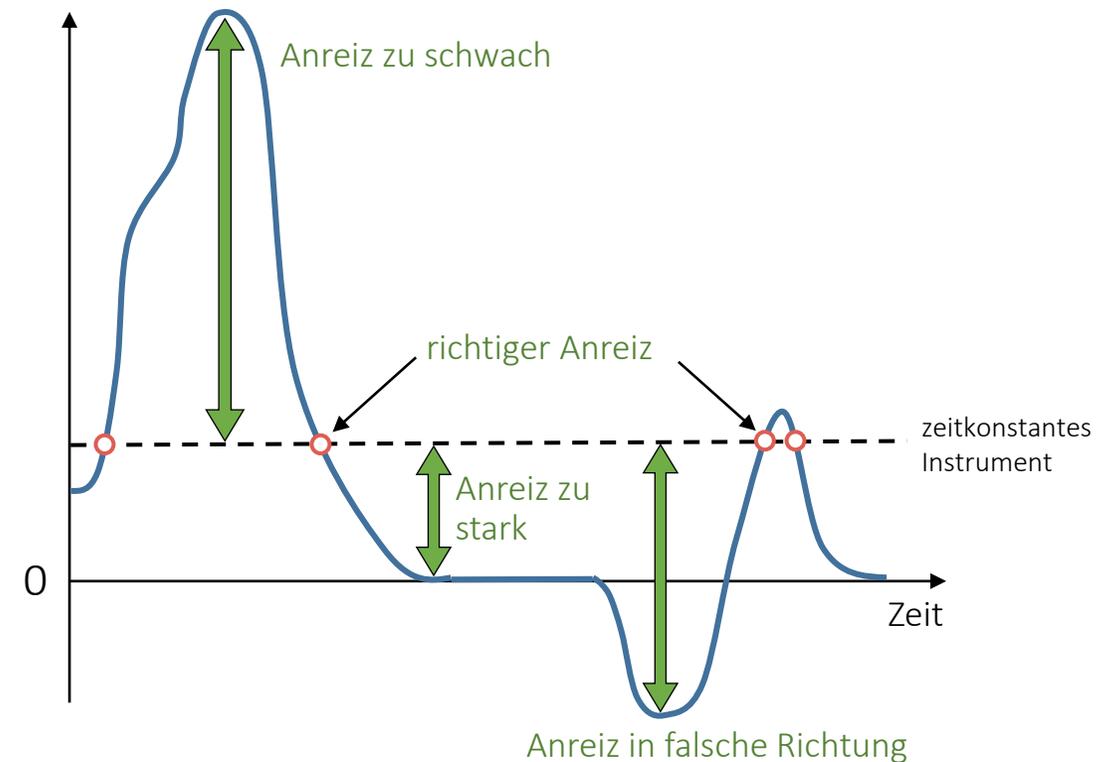
## Abbildung der *aktuellen* Netzsituation

- Ideal: Instrument übersetzt Netzengpässe in passenden Preisunterschied
- Hoch dynamisch, von Last und Wetter abhängig
- Selbst strukturell engpassbehaftete Leitungen sind sehr häufig nicht am Limit

## Konstante Dispatch-Anreize sind häufig falsch

- z.B. Durchgehend niedrigere NNE im Norden geben manchmal Anreiz für Mehrverbrauch ohne Netzengpässe oder bei Süd-Nord-Engpässen

## Wertunterschied zwischen Regionen



# Investitionsentscheidung

## Instrumente ohne Dispatch-Anreiz

- Beeinflussen nur Investitionsentscheidungen
- Z.B. Netzanschlussentgelte, Investitionsförderung

## Reine Investitions-Steuerung macht Sinn, wenn ...

- ... Anlagen flexibel hinsichtlich Standort sind (Elektrolyse, Solar), sonst nicht (haushaltsnahe Verbraucher)
- ... Anlageneinsatz vorhersehbar ist (Elektrolyse, Solar), sonst nicht (Batterien)

## Investitions-Signale sind nur wirkungsvoll wenn antizipierbar und glaubwürdig

- Z.B. durch transparente Regeln zur Bestimmung des Preissignals

# Theorie: Investitions-Anreize bei Speichern

## Für Speicher sind Dispatch-Anreize besonders wichtig

- Batterien werden in der Praxis kaum für den Redispatch verwendet (schwer, faire Kompensation zu finden)
- Belasten Netze je nach Einsatz in beiden Richtungen; unmittelbar von Preisen abhängig

## Bringt Investitions-Steuerung überhaupt etwas?

- Hängt davon ab, ob Einsatz und Netzengpässe (zufällig) korreliert sind
- Beispiel: Wind dominiert sowohl Markt wie auch Netzengpässe – Batterie im Norden lädt immer dann wenn Preise niedrig, und das ist immer dann wenn auch Netze belastet sind
- Stimmt aber leider nicht ...

# Empirie: Investitions-Anreize bei Speichern wenig sinnvoll

## Analyse eines Day-Ahead-Speichers

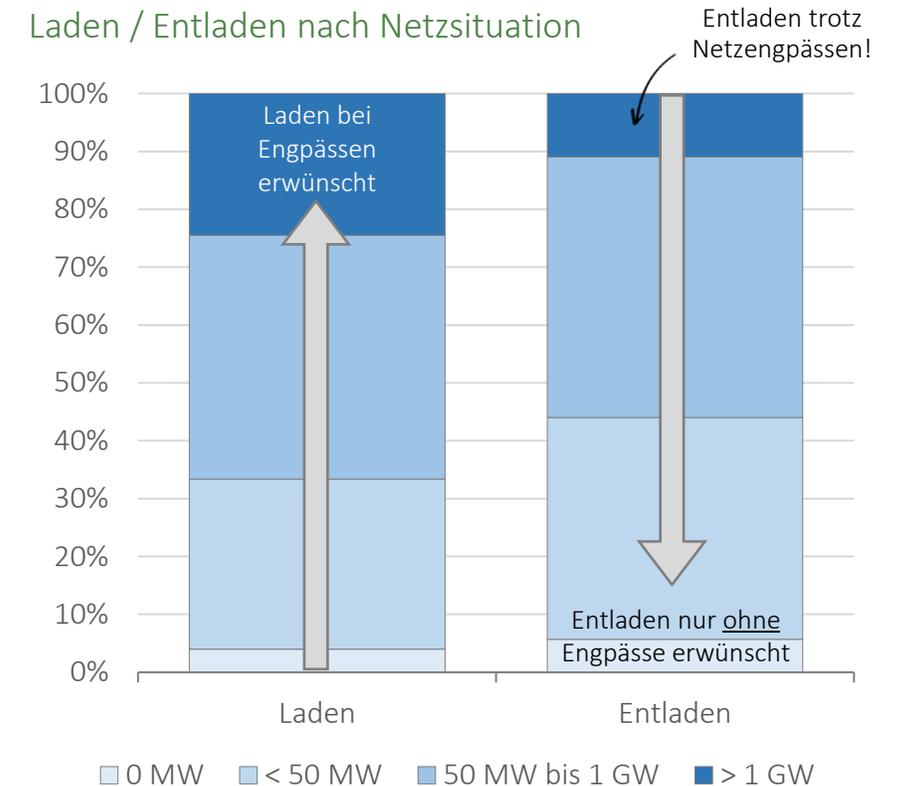
- Abregelung in Norddeutschland, Daten aus 2021
- Speicher-Betriebsstrategie: teuerste 4h vs. günstigste 4h

## Ergebnis

- 25% des Ladens entfallen auf Stunden mit hoher Abregelung...
- ... aber auch 11% des *Entladens* entfallen auf solche Stunden

## Batterien fahren nicht (primär) nach Day-ahead-Preisen

- Intraday, Regelenergie, Ausgleichsenergie
- Primär getrieben von Prognoseabweichung – Korrelation mit Netzengpässen unklar (aber unwahrscheinlich)



25% des Ladens entfallen auf Stunden mit hoher Abregelung – aber auch 11% des Entladens entfallen auf solche Stunden

# Europarechtliche Probleme für Zusatzinstrumente

## Viele Zusatzinstrumente sind (vermutlich) Beihilfen

- Förderung von EE und Elektrolyse
- Kapazitätsmechanismen

## Position der EU-Kommission scheint klar

- Lokale Anreize aus Zusatzinstrumente nur i.V.m. Gebotszonenteilung

# Zusatzinstrumente als lokale Anreize

## Investitionen: Viele denkbare Zusatzinstrumente

- Fördersysteme (EE, Elektrolyse), Netzentgelte, Kapazitätsmechanismen
- Wirken immer selektiv – Netzentgelte wirken z.B. nur auf nicht-befreite Verbraucher
- Energieökonomisch sinnvoll, darüber nachzudenken
- Europarechtliche Hürden – möglicherweise nur i.V.m. Gebotszonenteilung zu machen

## Anlageneinsatz: Keine sinnvollen Zusatzinstrumente

- Lokale Zusatz-Märkte funktionieren nicht (inc-dec)
- Proxy-Preise (Netzentgelte, etc.) können nicht die dynamisch der lokalen Angebot-Nachfrage-Situation abbilden – day-ahead nicht und erst recht nicht in der kurzfristigen Dynamik über die Zeit (Intraday, Balancing)
- Internationaler Handel (Day-ahead und Intraday) funktioniert nur über Großhandel

# Herausforderungen einer Zonenteilung sind lösbar

## Industrie entschädigen

- Kompensation über Financial Transmission Rights (“Zugang zur günstigen Zone)
- Finanzierung durch Engpassrenten
- Aurora: Preisunterschiede 5-20 €/MWh – Anstieg der Übertragungsnetz-Entgelte alleine dieses Jahr: 33 €/MWh

## Terminmarkt erhalten

- Liquider Terminmarkt ist Voraussetzung für einen funktionierenden Strommarkt
- Heute: Deutschland ist der (physische) Hub für halb Europa, churn rate 8
- Amerikanische Märkte haben vergleichbare Liquidität – trotz Nodal Pricing
- Trick: virtuelle Hubs, d.h. Terminkontrakte mit einem Preisindex als Underlying

# Eine Zone? Verpasste Chance

## Wir nehmen uns die Möglichkeit, grünen, kostenfreien Strom zu nutzen

- In dem wir Anlagen nutzen, die es schon gibt – dann und dort, wo Wind weht und Sonne scheint
- In dem wir Anlagen dorthin bauen, wo häufig Wind und Sonnenstrom im Überfluss ist
- Industrie, EV, Batterien, Elektrolyse, thermische Speicher, ...

## Wir nehmen uns die Möglichkeit, Flex-Optionen zur Netzentlastung zu nutzen

- Zementieren der Rolle von thermischen Großkraftwerken

# Conclusio: Keine guten Alternative zur Zonenteilung

## Effizienter Dispatch anders kaum zu erreichen

- Insbesondere für: Batterien, flexiblen Verbraucher und Importe / Exporte

## Erlösquelle statt Kostenfaktor

- Redispatch verursacht Kosten, Zonenteilung schafft Erlöse (innerdeutsche Engpassrenten)

## Investitionssteuerung

- Zonale Preise sind langfristig absicherbar (via Futures / PPA)
- Schafft „Go-to-Zone“ für energieintensive Industrie – Wasserstoff in Nordzone wäre automatisch „grün“
- Teilung ermöglicht weitere lokale Investitionsanreize, weil die größte beihilferechtliche Hürde wegfällt

## Aber: eine Zonenteilung ist kein Ersatz für Netzausbau

- ... das hat meines Wissens auch absolut niemand jemals behauptet

# Zonenteilung

Lion Hirth