



AG 4: Lokale Signale

Tag Eins

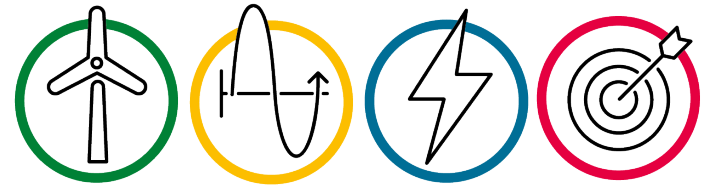
27.06.2023

13:00 – 17:30 Uhr

Berlin

TOP 1

Begrüßung und Einführung

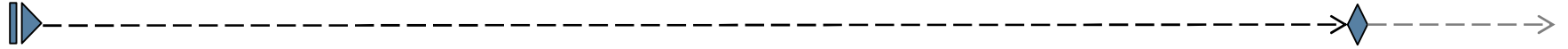


André Poschmann

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	AG	AG	AG	AG	Plenum	AG	AG	AG	AG	AG	AG	AG	Plenum



 AG EE-Finanzierung
  AG Steuerb. Kapazitäten
  AG Flexibilitäten
  AG Lokale Signale

TOP 1

Begrüßung und Einführung

André Poschmann

UAL IIIA, BMWK



Begrüßung dena



Statements der Fraktionen



TOP 1

Einführung Nutzen statt Abregeln Agenda

Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Agenda Tag Eins

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
13:30 – 14:00	TOP 1: Begrüßung und Einführung <ul style="list-style-type: none">– André Poschmann, UAL IIIA, BMWK– Dr. Frauke Braun, RL IIIA4, BMWK
14:00 – 14:40	TOP 2: Sechs Perspektiven auf lokale Signale <ul style="list-style-type: none">– Dr. Nils Saniter, IIIA4, BMWK + Consentec + Neon Anschließend: Diskussion
14:40 – 15:10	TOP 3: Lokale Preise und zonale Märkte – Weshalb die Wechselwirkungen relevant sind <ul style="list-style-type: none">– Prof. Dr. Lion Hirth, Neon Anschließend: Diskussion
15:10 – 15:30	- KAFFEPAUSE -
15:30 – 16:30	TOP 4: Instrumentenkonzept I für Nutzen-statt-Abregeln: „Versteigerung von Überschussstrom“ <ul style="list-style-type: none">– Dr.-Ing. Christoph Maurer, Consentec Anschließend: Diskussion
16:30 – 16:50	- KAFFEPAUSE -
16:50 – 17:30	TOP 5: Zusammenfassung & Take-Aways Tag Eins Vorstellung & Diskussion
17:30	Ende der Veranstaltung



Agenda Tag Zwei

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:00 – 09:10	TOP 1: Willkommen, Recap vom Vortrag & Orientierung im Thema – André Poschmann, UAL IIIA, BMWK
09:10 – 10:10	TOP 2: Instrumentenkonzept II für Nutzen-statt-Abregeln: „Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten: Zeitvariable Netzentgelte mit Fokus auf Engpässe im Übertragungsnetz“ – Philipp Godron, Agora Energiewende Anschließend: Diskussion
10:10 – 10:25	- KAFFEPAUSE -
10:25 – 11:10	TOP 3: Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen – Andreas Jahn, Regulatory Assistance Project (RAP) Anschließend: Diskussion
11:10 – 11:50	TOP 4: Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen – Dr. Friedrich Kunz (TenneT) & Kay Wiedemann (TransnetBW) Anschließend: Diskussion
11:50 – 12:50	- MITTAGSPAUSE -
12:50 – 13:05	TOP 5: Take-Aways Tag Zwei Vorstellung & Diskussion
13:05 – 13:10	TOP 6: Zusammenfassung & Abschluss – André Poschmann, UAL IIIA, BMWK
13:10	Ende der Veranstaltung



TOP 2

Sechs Perspektiven auf lokale Signale



Dr. Nils Saniter
Referent IIIA4, BMWK



Sechs Perspektiven auf lokale Signale

1. Engpassfreie Netze („bis zur letzten kWh“) sind weder realistisch noch wünschenswert.
2. Netzausbau hat Priorität, um Engpässe zu minimieren, aber er kann sie nicht alle lösen. Lokale Signale sollten daher den Netzausbau ergänzen, sowohl im Übertragungsnetz wie auch im Verteilernetz.
3. Der Preis von Strom kann die tatsächliche Knappheit an einem Ort anzeigen, wenn er nicht nur die Kosten der Erzeugung, sondern auch die Knappheit des Netzes widerspiegelt.
4. Lokale Signale können aus dem Strommarkt selbst erwachsen oder aus Zusatzinstrumenten.
5. Einige Instrumente wirken nur auf Standortentscheidungen, andere auch auf den Anlageneinsatz.
6. Lokale Signale erlauben Freiwilligkeit und individuelle Abwägung. Eingriffsrechte durch Netzbetreiber setzen hingegen die Bereitschaft voraus, andere bestimmen zu lassen.



TOP 3

“Lokale Preise und zonale Märkte
– Weshalb die Wechselwirkungen
relevant sind“

Prof. Dr. Lion Hirth

Neon





Lokale Preise & Zonale Märkte

Lion Hirth · PKNS · 27. Juni 2023



Gebotszonen und Redispatch

Der europäische Strommarkt ist in Gebotszonen organisiert

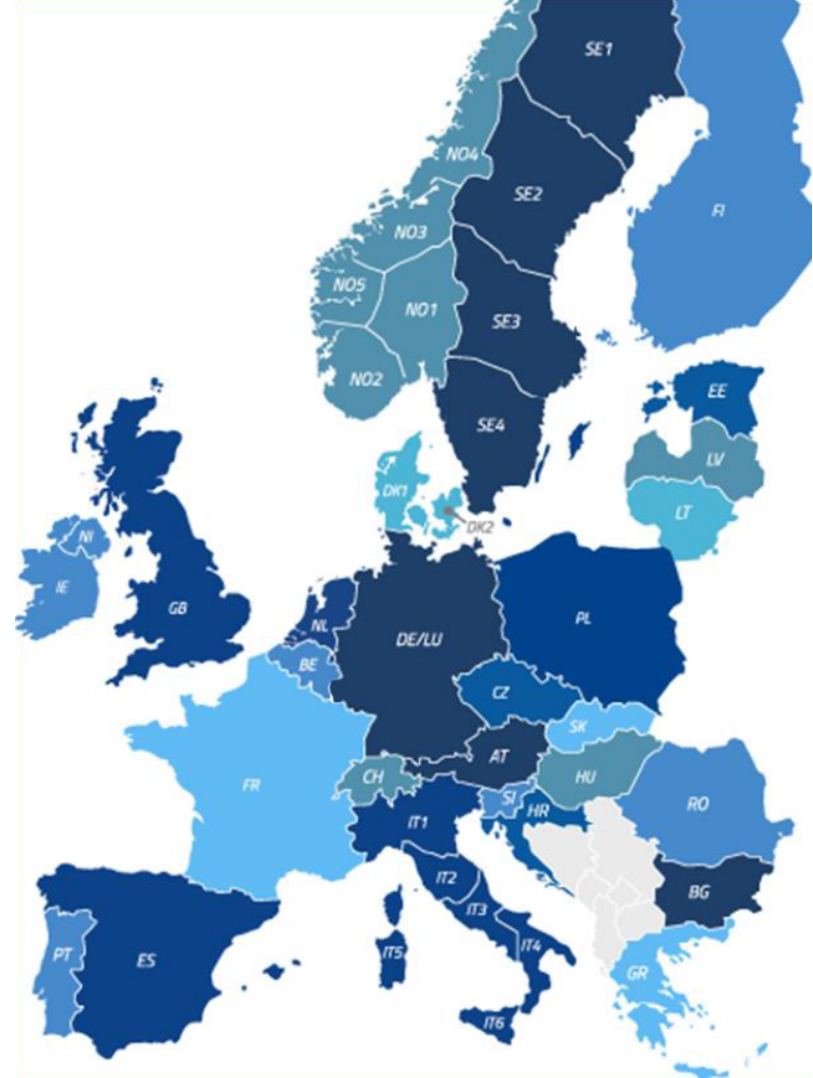
- Unbegrenzter Handel (“Illusion der Kupferplatte”)
- Einheitlicher Preis

Engpassmanagement erfolgt außerhalb des Marktes

- Interne Engpässe sind für den Markt unsichtbar

Alternative: “Nodal Pricing”

- Markt und Engpassmanagement verschmelzen
- Auf absehbare Zeit keine Option
- Insbesondere nicht im Verteilnetz



Der deutsche Redispatch

Verpflichtender Teilnahme

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

Kostenerstattung

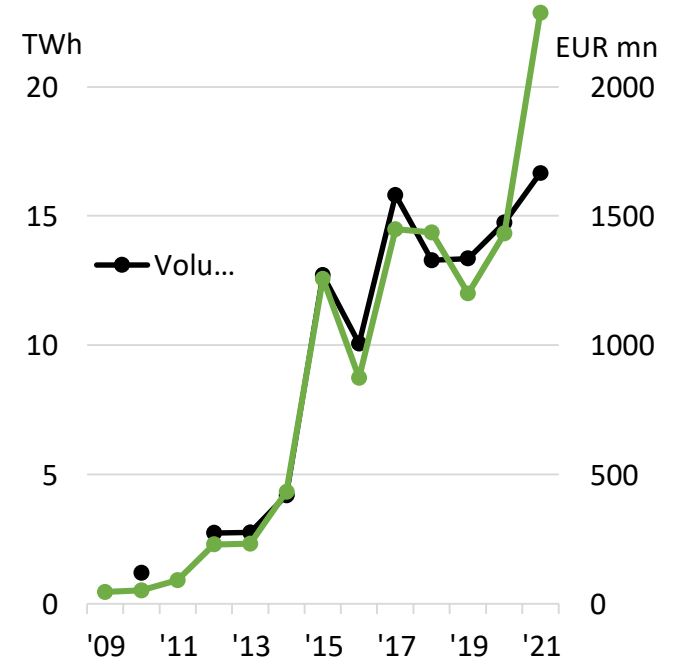
- Erstattung von entstandenen Kosten und entgangenem Gewinn (Opportunitätskosten) durch den Netzbetreiber
- Ziel: finanziell indifferent bezüglich Abruf

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



Lokale Flexibilitätsmärkte

Die Idee: freiwillige Gebote für Engpassmanagement

- Marktakteure nehmen freiwillig am Redispatch teil
- Geben Gebote ab, die ihre Bezahlung bestimmen
- Offen für alle Arten von Anlagen, inkl. Lasten
- Bestehender zonaler Strommarkt existiert parallel

Nodaler Markt im zonalen Markt

- Lokaler Flexibilitätsmarkt muss räumlich hoch granular sein, um Lastflusssensitivitäten abzubilden
- Nebeneinander von zwei Preisen: lokal und zonal

Flex-Märkte, Pilotprojekte und Konzepte (Beispiele)

Nodes AS	Interrface
C/sells (ALF)	Reflex
C/sells (Dillenburg)	Flex-2-Market
C/sells (Comax)	USEF
Windnode	IDCONS
DA/RE	NEW 4.0 (ENKO)
Flexrouter	Designnetz (System Cockpit)
ENERA	NEW 4.0 (Smart Market)
Smart Nord - ReFlex	United Grid
Interflex (Smart Grid Hub)	bne Flex Market
HeatFlex	EnergiePlattform
Smile	GOPACS

Probleme lokaler Flexibilitätsmärkte

Lokale Marktmacht (Problem 1)

- Gibt es auf jedem lokalen Markt
- Marktmacht aber begrenzt durch Netzkapazität
- (Kostenbasierter Redispatch ist eine Art Marktmachtkontrolle)

Parallelität zum Intraday (Problem 2)

- An einem Markt günstig einkaufen, am anderen teurer verkaufen
- Flexmarkt muss nach Ende des zonalen Handels stattfinden (oder Flexmarkt-Teilnehmer von Intraday ausgeschlossen werden)

Increase-Decrease Gaming (Problem 3)

- Das grundsätzlichste Problem
- Im Folgenden: ein Beispiel

Increase-Decrease Gaming: Mechanismus

Gedankenexperiment: sequenzieller, kompetitiver Markt

- Alle verhalten sich 100% wettbewerbslich (kein Problem 1)
- Erst zonaler Spot-, dann lokaler Flexibilitätsmarkt (kein Problem 2)

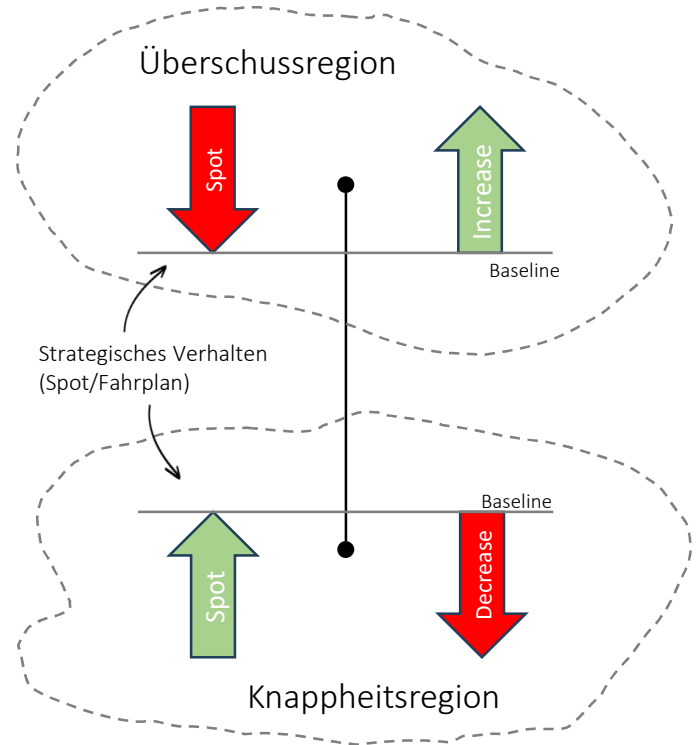
Verbraucher in Überschussregion

- Antizipieren, im Flex-Markt heraufgeregelt zu werden
- Dazu müssen sie verfügbar sein, d.h. (geplant) kein Strom verbrauchen
- Spot: Halten sich vom Markt zurück (überbieten)

Verbraucher in Knappheitsregion

- Antizipieren, heruntergeregelt zu werden
- Dazu müssen sie zunächst „antäuschen zu produzieren“
- Spot: Drücken sich in Markt (unterbieten)

Erzeuger: andersherum



Die Apfel-Analogie

Einheitlicher deutscher Apfelmarkt

- Preis 1 €/kg

Nachgelagerter lokaler Apfelmarkt

- Apfel-Netzbetreiber bieten an bestimmten Orten an, für 10 €/kg Äpfel zu kaufen
- An anderen Orten verkaufen sie Äpfel für 0,1 €/kg

Dies würde Erzeuger und Apfel-Fans nicht kalt lassen

- Wer weiß, auch für € 10 verkaufen zu können, verkauft nicht für € 1
- Wer weiß, später für € 0,1 einkaufen zu können, kauft nicht für € 1



Inc-Dec Gaming: Konsequenzen

Engpass wird verstärkt

- Redispatch-Volumen wird erhöht
- Anbieter schaffen sich ihre eigene Nachfrage

Zufallsgewinne (Windfall profits)

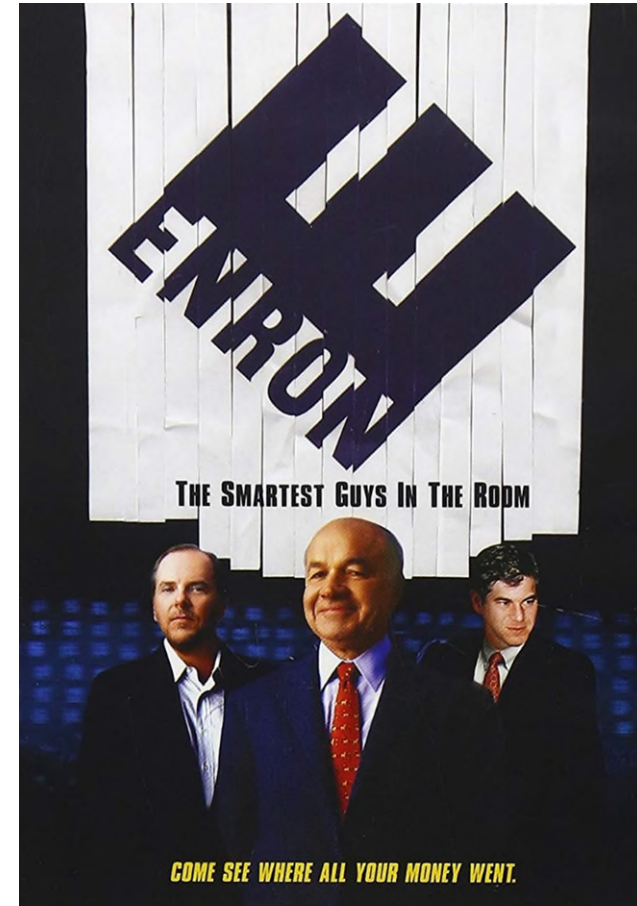
- Gewinne der Bieter steigen, Kosten für Redispatch steigt

Falsche Investitionsanreize

- “Geisterkraftwerke”, die niemals laufen sollen

Fehlende Importe sind schwer zu ersetzen

- Marktkopplung funktioniert besser als grenzüberschreitender Redispatch



“they make money, in essence, for doing nothing”

Aktueller Stand der Diskussion

Anreize sind fundamental und inhärent in der Marktstruktur angelegt

- „Immer gegen den Wind“
- Überwachung, Eindämmung, Verbote schwierig

Zunehmend bessere Möglichkeiten der Engpassprognose

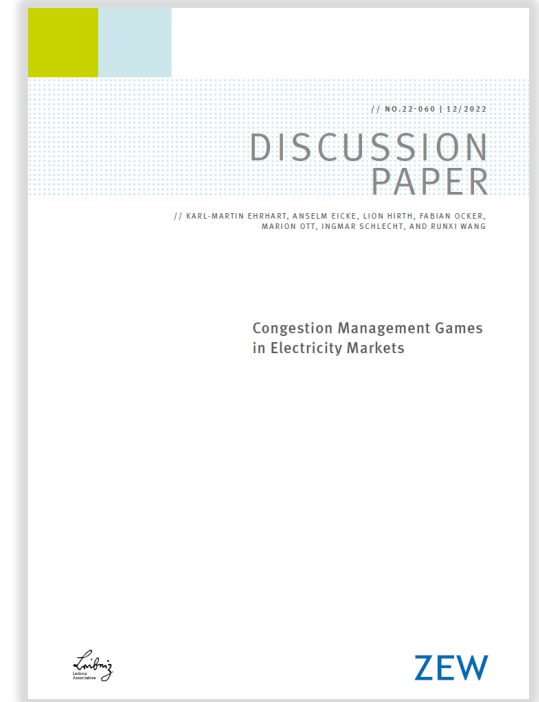
- Daten, Transparenz, KI, Wissenschaftliche Publikationen

Hybrider Redispatch

- Kraftwerke kostenbasiert, Lasten marktbasierend

Leistungszahlung statt Abrufzahlung

- Schwierige Probleme: Abrufe unattraktiv, Begrenzung der Abrufe, Selektion der Anbieter, Nicht-Verfügbarkeit, Fehlanreize durch Leistungszahlungen



Grundsätzlich: Wann gibt es Anreize für Gaming?

Nicht nur bei Flexibilitäts-Märkten

- Auch bei anderen Instrumenten, z.B. im Bereich Nutzen-statt-Abregeln: „Verschenken von Strom für zusätzlichen Verbrauch“

Immer, wenn „nur die reagierenden“ Anlagen finanziell belohnt werden

- Differenzierte Preise zwischen „Benchmark“ und „Zusatz“-Verbrauch
- Dann besteht ein Anreiz, sein „eigentliches“ Verhalten zu verschleiern
- “So zu tun als ob” man sich nur für den Redispatch verändert

Preise müssen für alle gelten, um konsistent zu sein

- Preise können sich zwischen Orten unterscheiden
- Aber *an einem Ort* darf es nur einen einheitlichen Preis für alle geben
- Deswegen auch: Netzentgeltreduktion für alle Verbraucher

Trade-off zwischen Inc-Dec und Mitnahmeeffekten

- Aber: Mitnahmeeffekte in diesem Sinne gibt es in jedem Markt

Zusammenfassung

Aktuelles Redispatch-Regime eignet sich nicht für lastseitige Flexibilität

- Verpflichtende Teilnahme und Entschädigung der Kosten funktioniert hier nicht, weil Kosten unbekannt sind

Lokale Flexibilitätsmärkte haben drei grundsätzliche Probleme

- Marktmacht, Parallelität zum Intraday, Anreize für strategisches Gebotsverhalten (Increase-Decrease-Gaming)

Inc-Dec-Gaming ist problematisch

- Verschärft Engpässe, schafft falsche Investitionsanreize und führt zu operativen Problemen

Denkbare Alternative: Entschädigung vor Vorhaltung anstatt des Abrufs

- Löst Inc-Dec-Anreize auf
- Führt aber zu neuen Problemen

Verständnisfragen

Diskussion



Dr. Nils Saniter

Referent IIIA4, BMWK





Kaffeepause

Bis 15:30 Uhr

TOP 4

Instrumentenkonzzept I für Nutzen-statt-Abregeln

Versteigerung von Überschussstrom

Dr.-Ing. Christoph Maurer
Consentec





**Konzept für Nutzen-statt-Abregeln Instrument –
„Versteigerung von Überschussstrom“**

PKNS | AG-Sitzungen Lokale Signale und Nutzen statt Abregeln

C. Maurer | Berlin | 27.06.2023

Idee: Warum neues Instrument?

Hintergrund

- Politische Diskussion um abgeregelten EE-Strom und Zuführung sinnvoller Verwendung (Nutzen statt Abregeln, NsA) → Kosten- und Emissionsreduktion erhofft
- Bisher implementierte/vorgeschlagene NsA-Instrumente wenig effektiv und/oder mit problematischen systemischen Wirkungen

Auftrag

- Konzipierung eines effektiven und mit Strommarktdesign kompatiblen NsA-Instruments

Anforderungen

- Netzengpässe verhindern bzw. präventiv beheben
 - Kein aus Systemsicht unerwünschtes Verhalten anreizen („Inc/Dec“)
 - (Finanzielle) Mitnahmeeffekte vermeiden
 - Gesamtkosten des Engpassmanagements senken, um Wohlfahrtsgewinne zu heben
- **Echtes „Nutzen-statt-Abregeln“, d.h. operative oder investive Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs**

Erster Überblick über das Konzept

Idee

- ÜNB prognostiziert zwei Tage im Voraus Menge des abzuregelnden erneuerbaren Stroms im Übertragungsnetz
- Menge wird vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes an teilnehmende Lasten versteigert

Begrenzter Teilnehmerkreis

- Instrument adressiert ausschließlich zusätzliche Lasten
- Teilnahmekreis auf (Gruppen von) Lasten beschränkt, die ohne das Instrument keinen Strom während Überschusstunden nachgefragt hätten

Vermeidung Mitnahmeeffekte

- Keine Teilnahme von Lasten, die Strom auch ohne Instrument nachgefragt hätten

Wirkungsweise des Instruments

**Vermeidung Antäuschen
und Inc/Dec**

**Volkswirtschaftlicher
Nutzen**

Mitnahmeeffekte

**Operative Mitnahme in
Grenzen akzeptabel**

**Kein Substitut für
Diskussion um lok. Preise**

- Durch Auktionierung im Voraus können Lasten Überschussstrom in Fahrpläne integrieren
 - Lasten können wahre Verbrauchsabsicht in Planungsprozessen darlegen
- Durch frühzeitige Auktionierung erhalten Netzbetreiber vollständige und korrekte Fahrplaninformationen

Kein Antäuschen von Nicht-Laufen

Wirkungsweise des Instruments

Vermeidung Antäuschen
und Inc/Dec

Volkswirtschaftlicher
Nutzen

Mitnahmeeffekte

Operative Mitnahme in
Grenzen akzeptabel

Kein Substitut für
Diskussion um lok. Preise

- Instrument kann zu volkswirtschaftlichen Wohlfahrtsgewinnen führen und Engpassvolumen und Kosten des Engpassmanagements senken
 - Wohlfahrtsgewinn entsteht, wenn Instrument auf zusätzliche Lasten beschränkt mit Stromverbrauch
 - nur während Netzengpässen
 - in einer Überschussregion
- Ansonsten abgeregelter Strom wird nutzenstiftender Verwendung zugeführt
- Reduktion von Engpässen und Redispatchbedarf
- Durch Versteigerung des Überschussstroms erhält ÜNB Einnahmen, welche Netzentgelte senken

Voraussetzung: Korrekte
Parametrierung

Wirkungsweise des Instruments

Vermeidung Antäuschen
und Inc/Dec

Volkswirtschaftlicher
Nutzen

Mitnahmeeffekte

Operative Mitnahme in
Grenzen akzeptabel

Kein Substitut für
Diskussion um lok. Preise

- Instrument führt zu unerwünschten Mitnahmeeffekten wenn Verbrauch nicht zusätzlich
- Aufwärtsspirale, falls Instrument offen für nicht zusätzliche Nachfrage
 - Last beschafft Stromverbrauch nicht am Strommarkt
 - Keine zusätzliche Nachfrage, nur Verlagerung Beschaffung
 - Keine veränderte Netznutzung, keine Engpassentlastung, lediglich Kosten
 - Kraftwerke in Süddeutschland aus Markt gedrängt
 - Verschärfte Engpässe und erhöhter Redispatchbedarf
 - Um dennoch Wirkung zu erzielen, müsste Ausschreibungsmenge gesteigert werden mit Gefahr nochmals erhöhter Mitnahmeeffekte

z.B. bestehende
Industrielasten

Wirkungsweise des Instruments

**Vermeidung Antäuschen
und Inc/Dec**

**Volkswirtschaftlicher
Nutzen**

Mitnahmeeffekte

**Operative Mitnahme in
Grenzen akzeptabel**

**Kein Substitut für
Diskussion um lok. Preise**

- Mitnahmeeffekte durch Verlagerung der Beschaffung am Strommarkt nicht schädlich, wenn investive Zusatzlichkeit gegeben
- Investive Zusatzlichkeit z. B. denkbar bei
 - Beschleunigter Hochlauf Großwärmepumpen
 - Standortwahl Elektrolyseure in Überschussregion

Wirkungsweise des Instruments

**Vermeidung Antäuschen
und Inc/Dec**

**Volkswirtschaftlicher
Nutzen**

Mitnahmeeffekte

**Operative Mitnahme in
Grenzen akzeptabel**

**Kein Substitut für
Diskussion um lok. Preise**

- Instrument ist Beitrag, um Überschussstromproblematik zu begrenzen
- Wirkung weniger weitreichend als bei lokalen Preisen
 - Echte lokale Preise würden konsistentes Preisgerüst von Forward-Märkten über Day-Ahead bis Echtzeitpreise bilden → Berücksichtigung für alle Marktparteien in Planung und Betrieb möglich
 - Dadurch Problematik der Mitnahmeeffekte entschärft

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- Zusätzlichkeit muss sichergestellt sein, um gewünschte Wirkung zu erzielen
- Beschränkung auf Gruppen von Lasten mit hoher Wahrscheinlichkeit von operativer oder investiver Zusätzlichkeit
 - Wärmelasten
 - Elektroheizkessel
 - Großwärmepumpen
 - Elektrolyseure

Bei anderen Lasten ist eine Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs unwahrscheinlich bzw. nicht sicher zu gewährleisten.

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- EE-Abregelung überwiegend durch Übertragungsnetzengpässe bedingt → Fokus des Instruments
- Regionalität der Beschaffung orientiert an erzielbarer Steuerungsgenauigkeit für Übertragungsnetzengpässe

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- EE-Anlagen vermarkten Strom am Strommarkt wie bisher
- ÜNB stellt über das Instrument beschafften Strom teilnehmenden Lasten bilanziell bereit → Abwicklung über reguläre Fahrplanprozesse
- Eigene Zähleinrichtung für teilnehmende Verbrauchseinrichtungen
- Falls Überschussstrom ersteigert, aber nicht in der angegebenen Verbrauchseinrichtung verbraucht wird, wird Preis nachträglich auf Day-Ahead-Preis + Pönale (z. B. 50 EUR/MWh) angehoben

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- ÜNB muss an teilnehmende Lasten gelieferte Mengen beschaffen → Kosten der Beschaffung stehen vermiedene Engpasskosten gegenüber
- ÜNB beschafft die gleiche Menge, die er zwei Tage vor Lieferung als Überschussstrom vergünstigt an Lasten versteigert hat
- Anders als beim regulären Redispatch sollte die Beschaffung der Energiemengen primär am Day-Ahead-Spotmarkt erfolgen
 - macht NsA-Nachfrage am Markt sichtbar und vermeidet Verzerrungen Preissignal
 - Vermeidet Probleme mit Knappheit von Redispatchpotenzialen, die sich ansonsten insbesondere bei nicht völlig vermeidbaren Mitnahmeeffekten verstärken könnten

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- Anfangsphase des Instruments: Teilnahme vermutlich nur weniger Lasten
 - In Auktionen keine Konkurrenz
 - Einführung eines Mindestpreises in moderater Höhe von z.B. 20 €/MWh sichert Benefit für Netznutzer
- Darüber hinaus für Anfangsphase ggfs. Festpreis/pro-rata-Zuteilung zur Verringerung Transaktionskosten denkbar

Teilnehmerkreis

Betrachtete Engpässe/ Regionale Granularität

Bilanzielle Abwicklung

Beschaffung durch ÜNB

Mindest-/Festpreis

Netzentgelte

- Netzentgelte (insbesondere Leistungspreis bei wenig genutzten Anlagen wie Elektrokesseln) können Hemmnis für Teilnahme am Instrument auch bei sehr niedrigem Strompreis darstellen
- Im Rahmen des Instruments bezogener Strom sollte bei der Berechnung der Netzentgelte (mindestens der Leistungspreise) unberücksichtigt bleiben

Take-aways

- Consentec & Neon haben im Auftrag von BMWK ein Instrument zur Adressierung des Wunsches nach Nutzen-statt-Abregeln entwickelt.
- Konzept: ÜNB versteigert vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes prognostizierte Mengen von ansonsten im Übertragungsnetz abzuregelndem erneuerbaren Strom an teilnehmende Lasten. Anders als beim regulären Redispatch erfolgt die Beschaffung der hochgeregelten Energiemengen primär am Day-Ahead-Spotmarkt.
- Der Teilnehmerkreis für das Instrument muss auf Lasten beschränkt sein, die mit hoher Wahrscheinlichkeit ansonsten keinen Strom in Überschussregion nachgefragt hätten. Dadurch wird sichergestellt, dass echtes „Nutzen-statt-Abregeln“ stattfindet. Die Teilnahme am Instrument umfasst ausschließlich Wärmelasten und Elektrolyseure.
- Das Instrument soll zu Beginn mit einem Mindest- oder Festpreis und dauerhaft mit einer Pönale bei Nichtverbrauch versehen sein. Im Rahmen des Instruments bezogener Strom ist bei der Berechnung des Leistungspreises herauszurechnen, sodass Netzentgelte einem Mehrverbrauch nicht im Wege stehen.
- Das Instrument ersetzt nicht die Diskussion um echte lokale Preise, denn diese würden ein konsistentes Preisgerüst bilden (Forward-Märkte, Day-Ahead- und ID-Märkte), das von allen Marktparteien in der Planung und Betriebsführung berücksichtigt.

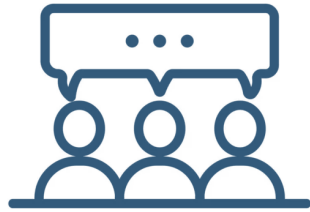


consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

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

Austausch mit Sitznachbarn & Verständnisfragen



- 1) Austausch mit 2-3 benachbarten Personen (2-3 min)
- 2) Verständnisfragen (5 min)
- 3) Kommentierung über „Padlet“ & Diskussion (30 min)

Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Feedback & Diskussion

1. Als Vorteile des Konzepts sehe ich
2. Als Weiterentwicklung rege ich an
3. Dies sollte beachtet werden oder diese Frage gilt es zu klären



→ Antwort online
per Padlet

Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



https://t1p.de/PKNS-AG4_I



Kaffeepause

Bis 16:50 Uhr

Zusammenfassung & Take-Aways

Tag Eins

André Poschmann
UAL IIIA, BMWK





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Morgen 9:00 Uhr geht es weiter

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



AG 4: Lokale Signale

Tag Zwei

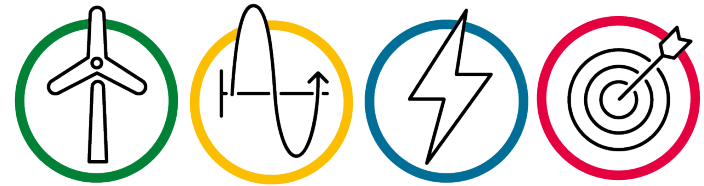
28.06.2023

9:00 – 13:30 Uhr

Berlin

TOP 1

Begrüßung Tag Zwei



André Poschmann

UAL IIIA, BMWK



Agenda Tag Zwei

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:00 – 09:10	TOP 1: Willkommen, Recap vom Vortrag & Orientierung im Thema – André Poschmann, UAL IIIA, BMWK
09:10 – 10:10	TOP 2: Instrumentenkonzept II für Nutzen-statt-Abregeln: „Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten: Zeitvariable Netzentgelte mit Fokus auf Engpässe im Übertragungsnetz“ – Philipp Godron, Agora Energiewende Anschließend: Diskussion
10:10 – 10:25	- KAFFEPAUSE -
10:25 – 11:10	TOP 3: Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen – Andreas Jahn, Regulatory Assistance Project (RAP) Anschließend: Diskussion
11:10 – 11:50	TOP 4: Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen – Dr. Friedrich Kunz (TenneT) & Kay Wiedemann (TransnetBW) Anschließend: Diskussion
11:50 – 12:50	- MITTAGSPAUSE -
12:50 – 13:05	TOP 5: Take-Aways Tag Zwei Vorstellung & Diskussion
13:05 – 13:10	TOP 6: Zusammenfassung & Abschluss – André Poschmann, UAL IIIA, BMWK
13:10	Ende der Veranstaltung



TOP 2

Instrumentenkonzept II für Nutzen-statt-Abregeln

Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten: Zeitvariable Netzentgelte

Philipp Godron
Agora Energiewende





Nutzen statt Abregeln

*Regionale Reduktion von Netzentgelten in
Starkwindzeiten*

Philipp Godron
BERLIN, 28. JUNI 2023



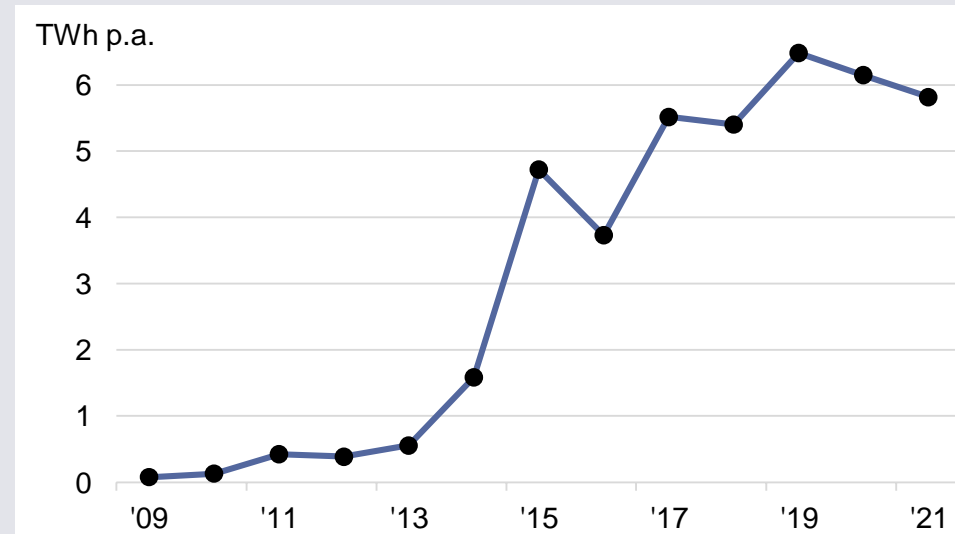
Der Vorschlag zielt darauf ab, durch Vermeidung von Abregelung grüne Wertschöpfung zu steigern.

Ziel:

- Abregelung von Strom aus Erneuerbaren vermeiden, wobei Vermeidung von Abregelung kein ökonomischer Selbstzweck ist
 - Grüne Wertschöpfung schaffen, indem Überschuss-Strom abgenommen wird
 - Endkundenpreise näher an das ökonomische Optimum bringen
 - Einstieg in lastseitige netzdienliche Flexibilität, um Entwicklung von Technologie- und Geschäftsmodellen für lastseitige Flexibilität zu schaffen
- Vorschlag ausgearbeitet mit NEON Neue Energieökonomik
 - Feedback eines Stakeholder-WS am 13. Juni berücksichtigt

Status Quo: Hohe Abregelung Windstrom aus Norddeutschland aufgrund von Netzengpässen v.a. im Übertragungsnetz

Netzengpass-bedingte Abregelung von erneuerbaren Energien



Graphik: Neon

Abregelung in Deutschland 2021

- 5.8 Terrawattstunden wegen Netzengpässen abgeregelt (ca. 3% der EE-Erzeugung, davon 95% Windenergie, knapp 80% in Schleswig-Holstein und Niedersachsen)
- Ursächliche Engpässe zu 73% im Übertragungsnetz (inkl. Trafo)
- Entschädigungen in Höhe von € 807 Mio., erhöht Netzentgelte um 0,15 Cent/kWh

Volkswirtschaftliche Perspektive auf Abregelungen

- Abregelung verursacht keine Kosten – Strom wird „weggeschmissen“
- Sinn der Nutzung: Wertschöpfung, nicht das Vermeiden von Abregelung

Derzeit fehlen lokale Anreize zur Anpassung des Stromverbrauchs

Übersicht lokaler Signale und ihr Zusammenspiel

Lokale Signale durch zusätzliche Instrumente	Lokale Signale im Großhandelsmarkt		
	Einheitliche Gebotszone	Gebotszonen-teilung	Nodale Preise
Lokale Flex-Märkte	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Fördersystem EE	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Fördersystem Elektrolyse	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Kapazitätsmarkt	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
Netzanschluss-Entgelte	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>
→ Netznutzungs-Entgelte	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>	<input type="radio"/>

Graphik: Neon

Regionale Disparität von EE-Erzeugung und Verbrauch

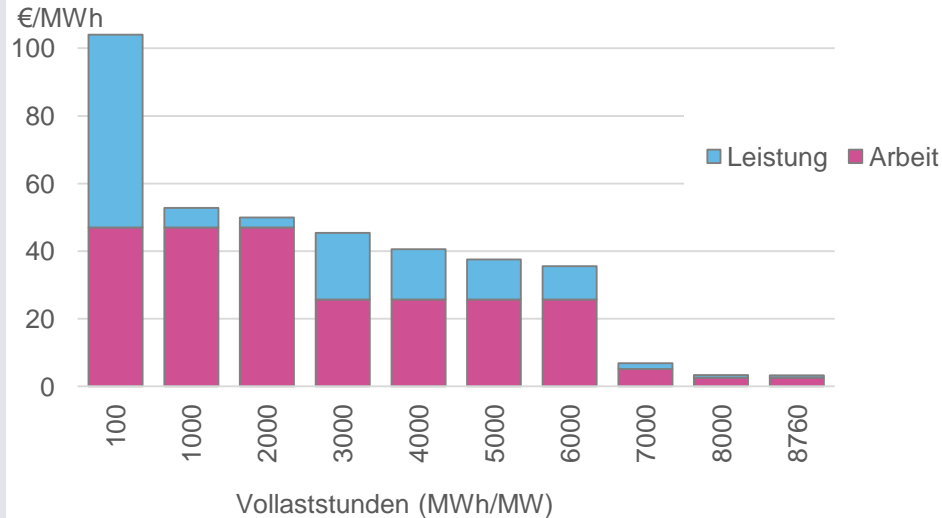
- Ausbau des Übertragungsnetzes wird auf absehbare Zeit nicht mit EE-Zubau Schritt halten
- Marktdesign heute: kein Anreiz für lokalen Stromverbrauch

Mögliche Anreize zum Verbrauch von Überschussstrom

- Strukturelle Lösung: Gebotszonenteilung – ob und wann unklar
- Lokale Flexibilitätsmärkte: setzen Inc-Dec-Anreize – keine ökonomisch sinnvolle Alternative
- **Idee hier: Netzentgelte regional absenken**

Hintergrund: Berechnung der Netzentgelte

Netzentgelte: Bsp. Berlin Mittelspannung inkl. Rabatt für gleichm. Netznutzung



Graphik: Neon

Komponenten der Netzentgelte

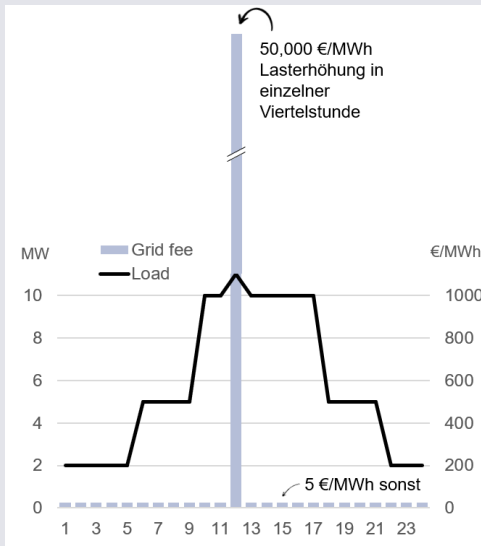
- Grds. drei Komponenten: Arbeit, Leistung, Grundpreis
- Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM): Arbeit und Leistung
- SLP / ZSG: Arbeit und Grundpreis
- Leistungszahlung = jährliche 1/4h-Spitzenlast multipliziert mit dem Leistungspreis

Reduzierte Entgelte nach §19 StromNEV

- Atypische und gleichmäßige Netznutzung
- 80-90% Rabatt bei 7000+ Vollbenutzungsstunden

Die aktuelle Netzentgeltstruktur stellt zu Hochlastzeiten eine erhebliche Barriere gegen Flexibilisierung des Verbrauchs dar

Ökonomische Wirkung von Netzentgelten: Grenzkosten



Graphik: Neon

Anlagenbetrieb unter der Jahreshöchstlast

- Nur Arbeitspreis wirkt
- Beispielkunde an MS Berlin, 7000 Bh und 700 GWh Verbrauch: 5 €/MWh

Anlagenbetrieb bei Höchstlast

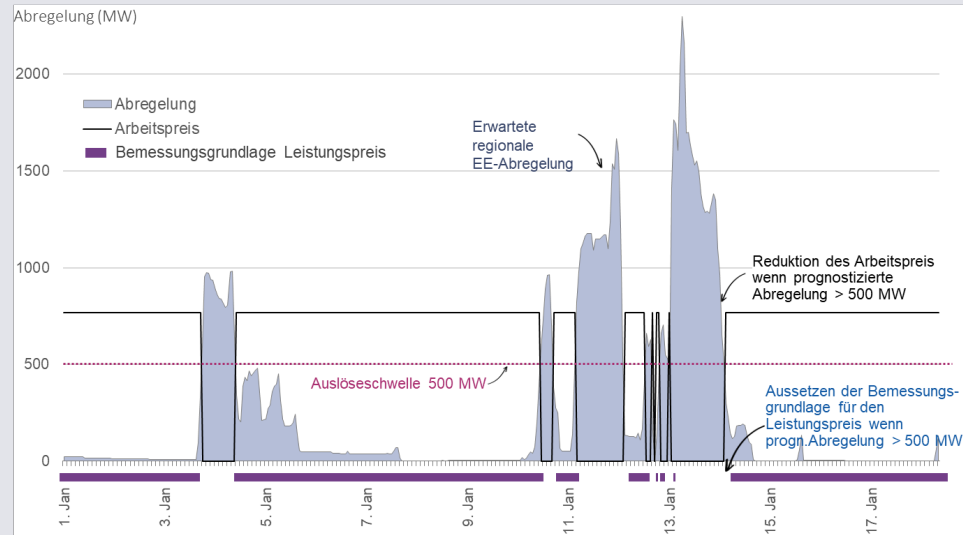
- Arbeitspreis und Leistungspreis wirken
- 1 MWh Erhöhung/Viertelstunde = 4 MW mehr Spitzenleistung
- Gleiches Beispiel: 50.000 €/MWh

Verlust des §19 StromNEV-Rabatts

- Führt eine Erhöhung des Stromverbrauchs in einer Stunde zum Fall unter die 7000h-Grenze, verliert der Verbraucher den Rabatt
- Gleiches Beispiel: 14 Mio. €/MWh

Vorschlag: Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten

Absenkung der Netzentgelte in Zeiten hoher Abregelung



Graphik: Neon

Ökonomischer Anreize für Nutzen statt Abregeln

→ Reduzierter effektiver Strompreis setzt Anreiz für Mehrverbrauch

Regionale, temporäre Absenkung der Netznutzungsentgelte

→ Kurzfristige Festlegung der betroffenenem Zeitfenster

→ Absenkung beschränkt auf von Abregelung betroffene Regionen

Anreiz für alle Arten von Last-Flex

→ Gesamter Stromverbrauch – Vermeidung von Inc-Dec-Anreizen

→ Lastverschiebung (z. B. Elektroautos)

→ Zusätzlicher Verbrauch (z. B. Ersatz von fossilen Brennstoffen in Wärmenetzen)

Ausgestaltung im Detail berücksichtigt Wirksamkeit und Praktikabilität in der Umsetzung

	Frage	Optionen	Empfehlung
Zielgruppe	<i>Verbraucher-Typen</i>	RLM und/oder Smart Meter	RLM auf jeden Fall
	<i>Welche Netzentgelte</i>	Einzelne Spannungsebenen / alle	Alle (gesamtes Netzentgelt)
Höhe	<i>Arbeitspreis</i>	0% bis 100%	Auf Null (100%)
	<i>Leistungspreis</i>	Nicht; vollständig; anteilig bei Berechnung aussetzen	Aussetzen, bzw. Ausklammern der VBh für §19 Abs 2 StromNEV
Auslöse-Kriterien	<i>Regionale Auflösung</i>	Beliebig granular	Bundesländer oder Verteilnetzgebiete
	<i>Zeitlicher Vorlauf</i>	Minuten bis Tage vor Echtzeit	Vortag, vor der Day-Ahead-Auktion
	<i>Auslöseschwelle</i>	0 – X MW erwartete Abregelung	z. B. 500 MW für SH/HH
	<i>Engpass</i>	Verteilnetz und/oder Übertragungsnetz	Übertragungsnetz
	<i>Finanzierung</i>	z.B. regionale oder deutschlandweite Wälzung	Bundesweite Wälzung

Ergebnisse auf einen Blick

1

Lokale Absenkung der Netzentgelte in windreichen Zeiten erhöht den Verbrauch vor Ort und reduziert damit Abregelung.

2

Das Instrument reizt energiewirtschaftlich sinnvollen Einsatz und neue Investitionen von Verbrauchern (z. B. Power to Heat) in Regionen mit viel Windenergie an.

3

Lokal differenzierte variable Netzentgelte können für die Kundengruppe der RLM-Kunden (i. d. R. Jahresverbrauch größer 100.000 kWh) schon heute umgesetzt werden.

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



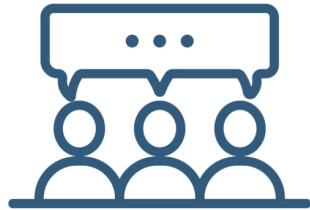
Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

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

Philipp.godron@agora-energiewende.de



Austausch mit Sitznachbarn & Verständnisfragen



- 1) Austausch mit 2-3 benachbarten Personen (2-3 min)*
- 2) Verständnisfragen (5 min)*
- 3) Kommentierung über „Padlet“ & Diskussion (30 min)*

Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



Feedback & Diskussion

1. Als Vorteile des Konzepts sehe ich
2. Als Weiterentwicklung rege ich an
3. Dies sollte beachtet werden oder diese Frage gilt es zu klären



→ Antwort online
per Padlet

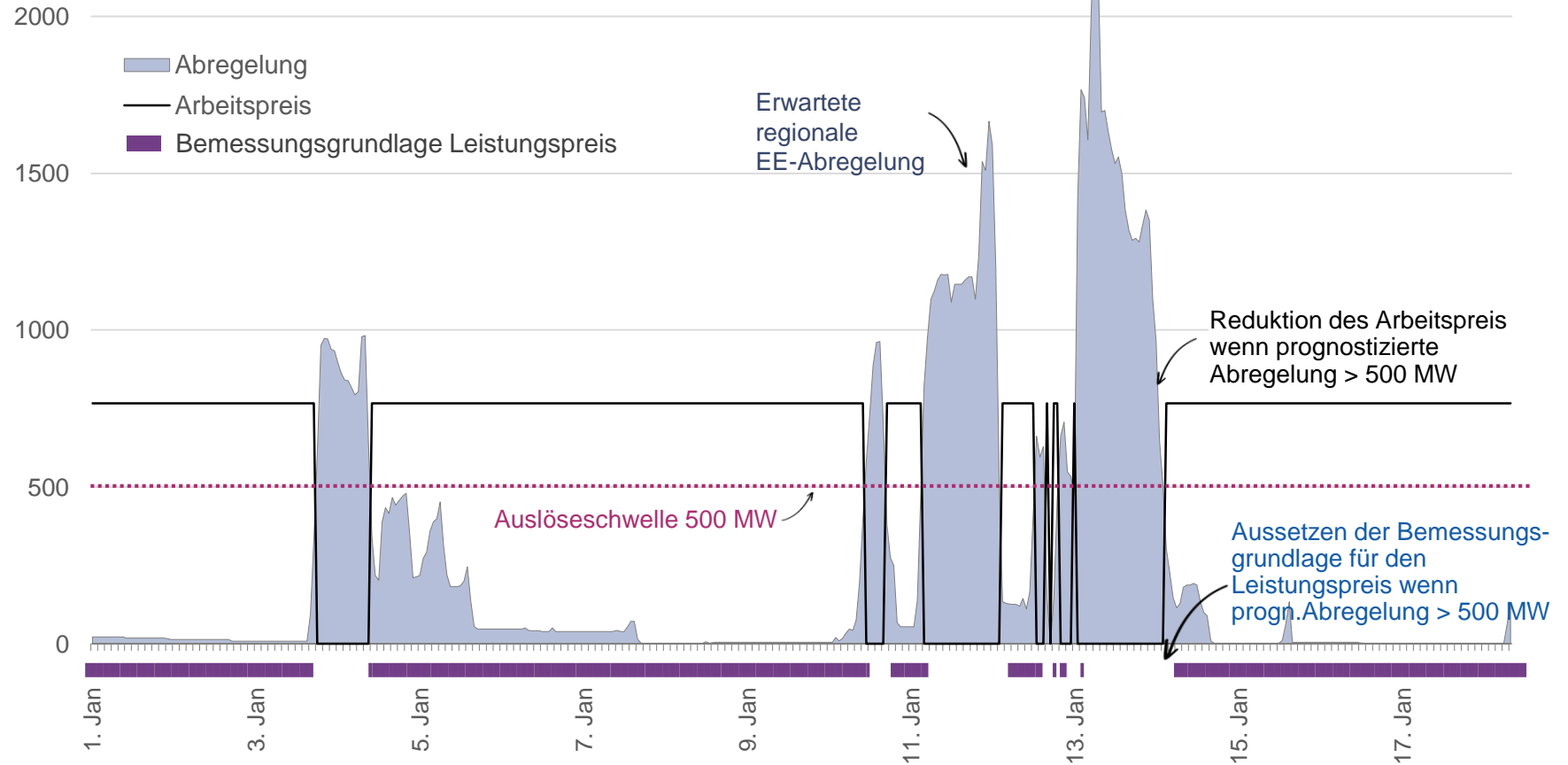
Dr. Frauke Braun

Referatsleiterin IIIA4, BMWK



https://t1p.de/PKNS-AG4_II

Abregelung (MW)



Welche Netzentgelte (Spannungsebenen)

Ausgestaltungsfrage

- Für welche Spannungsebene sollen die Netzentgelte reduziert werden?

Optionen

- Einzelne Spannungsebene (z.B. nur Übertragungsnetz)
- Alle Spannungsebenen

Empfehlung

- Alle Spannungsebenen (d.h. Wegfall aller Netzentgelte in den betroffenen Stunden)
- Begründung: einfach und gut kommunizierbar

Entnahmestelle	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh
Umspannung Höchst-/ Hochspannung	8,45	2,76
Hochspannung	23,77	6,71
Umspannung Hoch-/ Mittelspannung	27,29	6,97
Mittelspannung	41,49	8,01
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	51,09	9,18
Niederspannung	62,02	10,85

Preisblatt des VNB Schleswig-Holstein Netz

Absenkung des Arbeitspreis

Ausgestaltungsfrage

- Wie stark sollen die Arbeitspreis-Komponente abgesenkt werden?

Optionen

- Von 0% bis 100% alles denkbar
- Oder auch mehr: auch negative Arbeitspreise vorstellbar

Empfehlung

- Absenkung auf Null (d.h. Wegfall aller Netzentgelte in den betroffenen Stunden)
- Begründung: einfach und gut kommunizierbar
- Pilotprojekt-Charakter, Sorge eher vor zu wenig Reaktion, Reaktionen bauen sich langsam über die Zeit auf

Absenkung des Leistungspreises

Ausgestaltungsfrage

- Wie stark sollen die Leistungspreis-Komponente abgesenkt werden?

Optionen

- Keine Absenkung der Leistungs-Komponente
- Absenkung auf Null durch Ausklammern der betroffenen Zeitfenstern bei Bestimmung der Spitzenlast (analog §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2)
- Gedeckelte Absenkung durch reduzierte Berücksichtigung der Leistung (= Reduktion des Leistungspreises in diesen Zeiten)
- Ohnehin: Netzanschlussleistung (vertraglich / technisch)

Empfehlung

- Für Industrie-Flex scheint eine Absenkung des Leistungspreises notwendig
- Absenkung auf null, vor allem im Hinblick auf PtH-Anlagen, die ggf. gar nicht eingesetzt werden
- 19 StromNEV bleibt problematisch – Zeiträume in denen Instrument angewendet wird bei Berechnung ausklammern

Beispiel: Spitzenleistung 10 MW

1. Keine Absenkung: Jede Erhöhung der Spitzenleistung über 10 MW hinaus führt zu einer höheren Leistungspreis-Zahlung
2. Absenkung auf Null: Leistung kann in den betroffenen Zeitfenstern beliebig erhöht werden
3. Gedeckelte Absenkung: Leistung kann bis 20 MW erhöht werden, darüber hinaus führt sie zu einer höheren Leistungspreis-Zahlung

Geographische Auflösung

Ausgestaltungsfrage

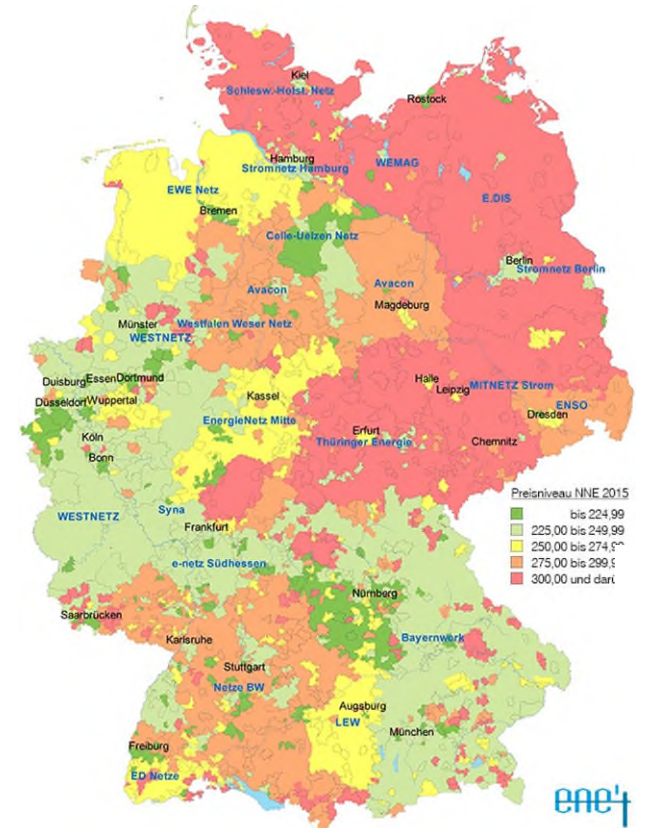
- Wo sollen Netzentgelte abgesenkt werden?

Optionen

- Politische Regionen (Bundesländer, Kommunen)
- Verteilnetzgebiete
- Andere geographische Regionen

Empfehlung

- Abwägung zwischen Transaktionskosten (größere Gebiete) und ökonomischer Effizienz (kleinere Gebiete)
- Empfehlung: Verteilnetzgebiete (inkl. nach- & vorgelagerte Netze)
- Begründung: praktikabel



Zeitpunkt

Ausgestaltungsfrage

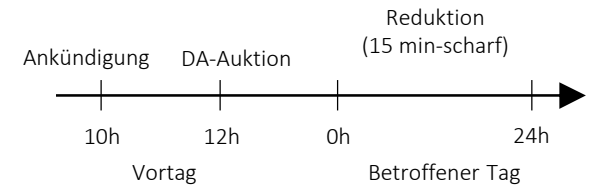
- Zu welchem Zeitpunkt wird das Zeitfenster der reduzierten Entgelte festgelegt?

Optionen

- Je früher, desto stärker die erwartete Reaktion der Verbraucher, jedoch geringere Abregelungs-Prognosegüte

Empfehlung

- Vortag vor der Day-Ahead-Auktion, z.B. 10:00 Uhr



Abregelungs-Auslöseschwelle

Ausgestaltungsfrage

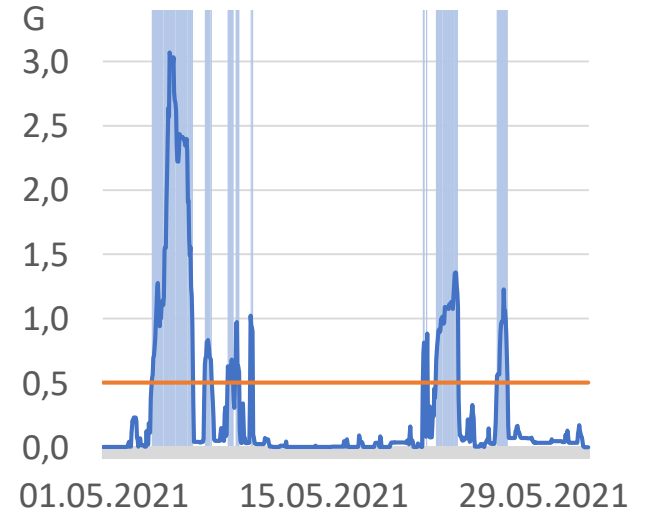
- Ab welcher erwarteten Abregelung (MW) werden die Entgelte abgesenkt?

Optionen

- Ab der ersten MW
- Schwellenwert von X MW
- Proportional (je mehr Abregelung, desto stärkere Absenkung)

Empfehlung

- Schwellenwert von z.B. 500 MW für Hamburg/Schleswig-Holstein (15% der Stunden im Jahr)
- Begründung: Vermeidung von „Überschießen“, Prognoseunsicherheit, einfach & kommunizierbar



Netzentgeltreduzierung

Welche Arten von Netzengpässen

Ausgestaltungsfrage

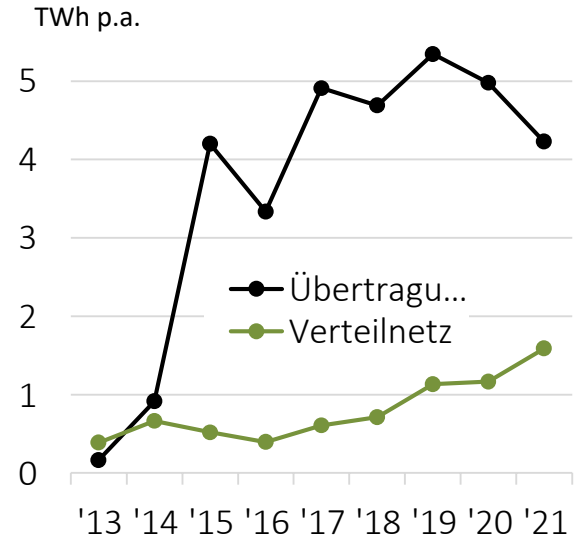
- Sollte die Ursache (Ort des Netzengpasses) für die Abregelung eine Rolle bei der Entgelt-Reduktion spielen?

Optionen

- Engpass im Übertragungs- und/oder Verteilnetz

Empfehlung

- Nur bei Engpässen im Übertragungsnetz (inkl. Ho/HöS-Trafos)
- Begründung: Hier ist mit einer hohen Lastflusssensitivität zu rechnen



Abregelung mit Ursache des Engpasses im Übertragungs- bzw. Verteilnetz

Kosten und Refinanzierung

Bundesweite Vereinheitlichung von VN-Entgelte

- Politisches Interesse, aber ob/wann unklar

Optionen für Refinanzierung entgangener Einnahmen

- Regionale Kostenwälzung innerhalb des Verteilnetzbetreibers
- Kostenwälzung zwischen Verteilnetzbetreibern
- Finanzierung durch „Redispatch-Konto“ der Übertragungsnetzebetreiber
- Neue Umlage
- Zuschuss aus Bundesmitteln (zeitlich befristet)

Empfehlung

- Finanzierung durch Redispatch der Übertragungsnetzebetreiber

Zielgruppe

Zielgruppe

- Für Welche Verbraucher werden Netzentgelte reduziert?

Optionen

- Endkunden und/oder nachgelagerte Netze
- Großverbraucher (RLM) und/der Kleinverbraucher mit Smart Meter (ZSG)

Empfehlung

- Nur für Endverbraucher
- Auf jeden Fall RLM
- Smart Meter tbd



Kaffeepause

Bis 10:25 Uhr

TOP 3

Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen

Andreas Jahn

Regulatory Assistance Project (RAP)



28. Juni 2023

Zeitvariable Netzentgelte in der europäischen Praxis und Ausgestaltungsfragen

Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Andreas Jahn
Senior Associate
Regulatory Assistance Project (RAP)®

Anna-Louisa-Karsch-Str.2
D 10178 Berlin
Germany

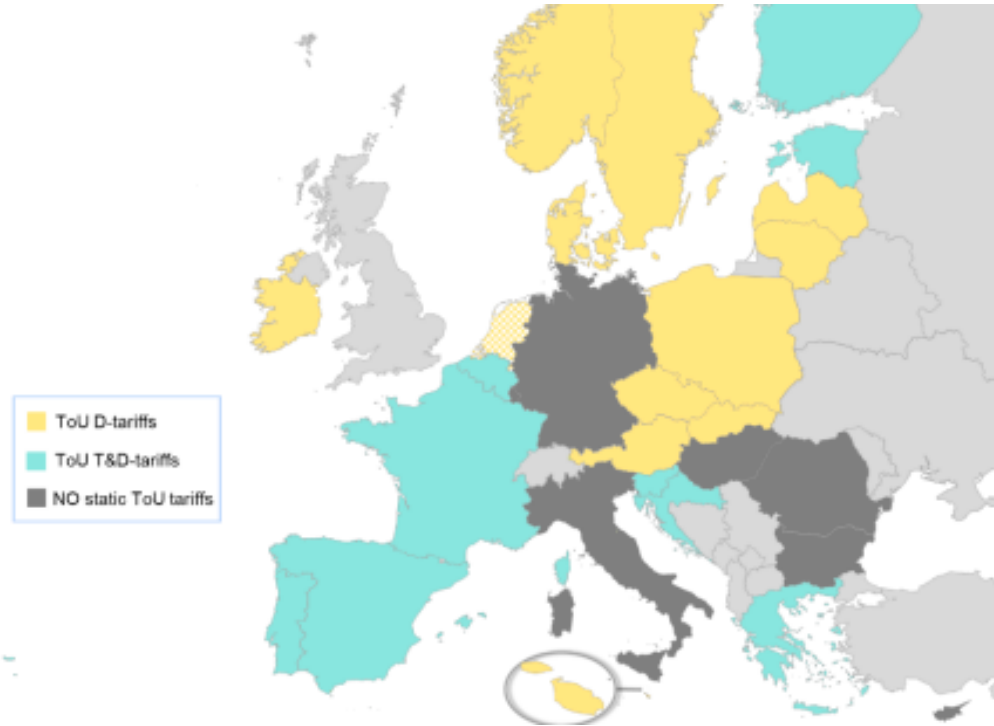
+49 172-1769727
ajahn@raponline.org
raponline.org

1

Zeitvariable Netzentgelte in Europa
























Zeitvariabel Netzentgelte sind Standard











Quelle: [ACER Report, 2023](#)




Zeitliche Netzentgelte insbesondere als Arbeitspreis im Verteilnetz

																							
		AT	BE ¹³⁶	HR	CZ	DK	EE	FI ¹³⁶	FR	GR	IE	LV	LT	MT	NL	NO	PL	PT	SK	SI ¹³⁷	ES	SE	
Transmission	Energy based			●			●	●	●							●		●		●	●	●	
	Power based		●	●					●	●								●			●	●	
Distribution	Energy based	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	Power based			●	●	●		●	●	●								●			●	●	●

Note: No ToU tariffs apply in BG, CY¹³⁸, DE, HU, IT, LU, RO. Grey dots in case of NO and SE signal the market based elements.

Zeitvariable Netzentgelte adressieren Spitzenlast im Herbst und Winter

	 AT	 BE	 EE	 FI	 FR	 PL	 PT	 ES
January	●	●	●	●	●	●	●	●
February	●	●	●	●	●	●	●	●
March	●	●	●	●	●	●	●	
April		●						
May								
June								
July								●
August								
September								
October	●					●		
November	●	●	●	●	●	●	●	
December	●	●	●	●	●	●	●	●

 Transmission-only,
  Distribution-only,
  Transmission and Distribution

Quelle: [ACER Report](#)

ACER Schlussfolgerung

- Netzentgelte sollen (auch) die langfristigen Grenzkosten widerspiegeln (Netzausbau durch Verbrauchsspitzen)
- Wenn zeitvariable Netzentgelte, dann für alle Verbraucher:innen mit entsprechenden Zählern
- Regulierer sollen Auswirkung von zeitvariablen Entgelten auf Spitzenlastbeeinflussung untersuchen
- Bei negativem Untersuchungsergebnis sollten Regulierer Netzentgelte nach Peak-Anteil der Konsumentengruppe erwägen

BNetzA hat zweite Konsultation im Festlegungsverfahren §14a EnWG gestartet -> 16.6. bis 27.7.

- Netzeingriffe mit mehr Transparenz und Verpflichtungen verbunden
 - Vergütung differenzierter und an Pflichten gekoppelt
 - Verpflichtendes Angebot pauschaler Rabatte ergänzt durch
 - hinzuwählbare, 3-stufige **zeitvariable Netzentgelte** (Arbeitspreis)
- ⇒ Erfordert Diskussion über Ziele, Optionen und Maßnahmen
- ⇒ Ermöglicht, von den Erfahrungen anderer zu profitieren

2 Evaluierung von zeitvariablen Tarifen



Die unterschiedlichen, zeitvariablen Tarife sind ausführlich untersucht: Bspw., Sacramento, CA

Category	Rate	Fixed Charge	Critical Peak	On-peak	Off-peak Base	Off-peak Base Plus	Off-peak Non-discounted Base Plus
2012							
Regular Pricing	Standard	\$10.00	–	–	\$0.1016	\$0.1830	–
	EAPR	\$3.50	–	–	\$0.0660	\$0.1281	\$0.1830
SPO Pricing Standard	TOU	\$10.00	–	\$0.27	\$0.0846	\$0.1660	–
	CPP	\$10.00	\$0.75	–	\$0.0851	\$0.1660	–
	TOU-CPP	\$10.00	\$0.75	\$0.27	\$0.0721	\$0.1411	–
SPO Pricing EAPR	TOU	\$3.50	–	\$0.20	\$0.0550	\$0.1162	\$0.1660
	CPP	\$3.50	\$0.50	–	\$0.0553	\$0.1165	\$0.1665
	TOU-CPP	\$3.50	\$0.50	\$0.20	\$0.0468	\$0.0987	\$0.1411
2013							
Regular Pricing	Standard	\$14.00	--	--	\$0.0955	\$0.1771	--
	EAPR	\$5.50	--	--	\$0.05921	\$0.109802	\$0.1803
SPO Pricing	Same as in 2012						

TOU – Time-of-Use

CCP – Critical Peak Pricing

SPO – Smart Pricing Option

EAPR – Energy Assistance

Programm Rate

IHD – In-Home Display

(nächste Folie)

Quelle: [SMUD, 2014](#)

Die Reduzierung der Spitzenlast durch zeitl. Tarife ist signifikant, variiert aber nach Design

Group	CPP Day Impacts			Average Weekday Impacts		
	Impact	Reference Load	% Impact	Impact	Reference Load	% Impact
Opt in TOU, IHD Offer	0.32	2.38	13.3%	0.21	1.79	11.9%
Opt in TOU, No IHD Offer	0.23	2.24	10.1%	0.16	1.72	9.4%
Opt-in CPP, IHD Offer	0.64	2.53	25.1%	n/a	n/a	n/a
Opt-in CPP, No IHD Offer	0.49	2.33	20.9%	n/a	n/a	n/a
Default TOU, IHD Offer	0.15	2.47	5.9%	0.11	1.86	5.8%
Default CPP, IHD Offer	0.36	2.56	14.0%	n/a	n/a	n/a
Default TOU-CPP, IHD Offer	0.31	2.54	12.3%	0.17	1.91	8.7%

Quelle: [SMUD, 2014](#)

Zeitvariable Tarife weisen hohe Teilnahme- und Akzeptanzquoten auf

Group	Enrolled 6/1/12	# That Accept IHD	Acceptance Rate	# of Customers With IHDs Still Enrolled as of 6/1/13	% Connected All the Time	% Connected Some of the Time	% Never Connected
Opt-in CPP, IHD Offer	1,569	1,498	95%	1,195	11.6%	27.4%	61.0%
Opt-in TOU, IHD Offer	2,092	2,017	96%	1,597	11.6%	22.8%	65.6%
Default TOU-CPP, IHD Offer	588	136	23%	112	18.8%	39.3%	42.0%
Default CPP, IHD Offer	701	167	24%	140	14.3%	42.9%	42.9%
Default TOU, IHD Offer	2,018	418	21%	363	18.2%	23.1%	58.7%

Quelle: [SMUD, 2014](#)

Kosten-Nutzen-Analysen zeitvar. Tarife sind (fast) alle positive, Nutzen ist aber abhängig vom Design

Scenario Type	Scenario	Benefit/Cost Ratio	10 Year NPV for SMUD Territory		
			Benefits	Costs	Net Benefits
Opt-in Tested	TOU, No IHD Offer	1.19	\$12.1	\$10.2	\$2.0
	TOU, IHD Offer	0.74	\$15.5	\$21.0	-\$5.5
	CPP, No IHD Offer	2.05	\$29.7	\$14.4	\$15.2
	CPP, IHD Offer	1.30	\$34.3	\$26.3	\$7.9
Default Tested	TOU, IHD Offer	2.04	\$66.9	\$32.8	\$34.1
	CPP, IHD Offer	2.22	\$142.1	\$63.9	\$78.2
	TOU-CPP, IHD Offer	2.49	\$144.8	\$58.1	\$86.7
Default Simulated	TOU, no IHD Offer	4.48	\$66.9	\$15.0	\$52.0
	CPP, no IHD Offer	4.28	\$142.1	\$33.2	\$109.0
	TOU-CPP, no IHD Offer	4.53	\$144.8	\$32.0	\$112.9

Quelle: [SMUD, 2014](#)

3 Zeitvariable Netzentgelte in Dänemark



Evaluierung bestehender zeitvar. Netztarife und Kundenpräferenz als Ausgangsbasis

- Kleinkund:innen bzw. Haushalte fordern mehr zeitliche Preisdifferenzierung, insbesondere Niedrigpreisfenster
- Größere Verbraucher:innen fordern mehr feste und kundenspezifische Entgelte

Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

... sowie die folgenden Prinzipien:

- Kostenwirksamkeit und Angemessenheit
- Kollektivität und Nicht-Diskriminierung
- Objektivität und Technologieneutralität
- Preissignale die Anreize schaffen
- Fortführung der Kostenwälzung
- Einfach und transparent, so dass Verbraucher:innen die wirtschaftlichen Auswirkungen ihres Verhaltens überblicken und sich entsprechend verhalten können

Methodik für neuen Netztarif 3.0

- Kundengruppen nach Verbrauch und Spannungsebene differenziert
- Nachgelagerte Netze als Verbrauchergruppe
- Lastkurven je Verbrauchergruppe um Peak-Anteil und Auslastung als Kostenfaktoren zu bewerten
- Kostenblöcke des Netzes werden nach Spannungsebenen, Verbrauchergruppen (Peak-Anteil und Auslastung) zugeordnet

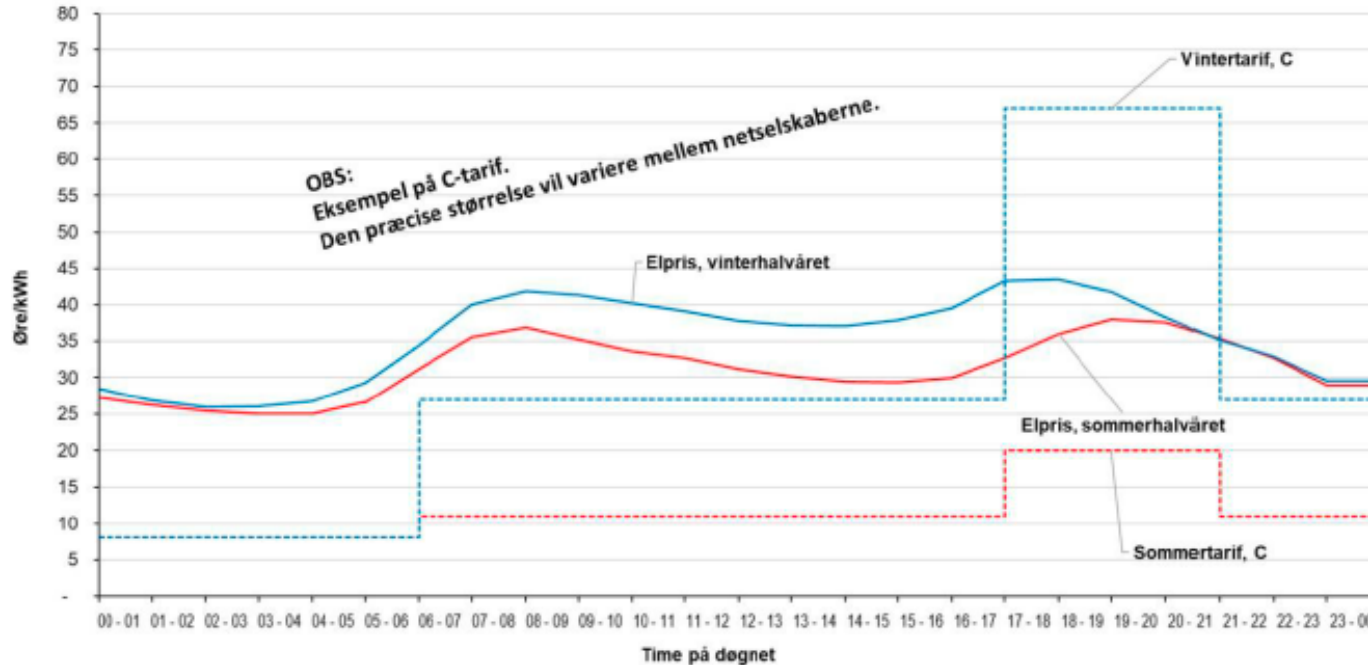
Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

Ergebnis: Skalierungsfaktoren nach Gruppen

	Tariff scaling factors			
Lasperiode	B-low	B-high	A-low	A-high
Low load	1/3	1/3	1/3	1/2
High load	1	1	1	1
Peak load	2	2	2	2

Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

Haushalte: 3 tägliche & 2 Jahres.-Entgelte



Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

Netztarif 3.0 kommt aus der Energiebranche

- Branchenleitfaden “Tariferungsmodel 3.0” von Dansk Energie
 - ⇒ “Die Tarife sollen für Kunden die richtigen Anreize schaffen, den Verbrauch zu bestimmten Jahres- oder Tageszeiten zu reduzieren oder zu verschieben. Die Preissignale müssen widerspiegeln, dass die Summe des Verbrauchs in den Hochlastzeiten den Kapazitätsbedarf des Stromnetzes und damit die Netzkosten bestimmt.”
- *Forsyningstilsynet* (Regulierer) hält den Leitfaden bis 2027 für grundsätzlich angemessen, nach 5 Jahren soll Evaluierung erfolgen

Quelle: <https://forsyningstilsynet.dk/media/10813/bilag-1.pdf>

4

Schlussfolgerungen



Schlussfolgerungen

- Wir sind nicht allein: Viele EU-Nachbarn haben längst zeitvariable Netzentgelte eingeführt und Erfahrungen gesammelt
- Zeitvariable Tarife und Netzentgelte haben einen signifikanten Effekt, insbesondere auf die Spitzenlast
- Spektrum der Designoptionen ist groß. Abwägungen sind im Verhältnis von Zielen und Kosten zu diskutieren
- Gestaltungsspielräume mit Festlegungsentwurf zu §14a EnWG gewahrt
- Zügige Einführung zeitvariabler Netzentgelte und Aufbau eines Monitorings schaffen Grundlage für weitere Regulierung der Netzentgelte

About RAP

Als eine unabhängige, globale Organisation unterstützt das Regulatory Assistance Project (RAP)® Regierungen und Behörden bei der Dekarbonisierung des Stromsystems.

Erfahren Sie Näheres auf unserer Website: raponline.org

Verständnisfragen?



Dr. Nils Saniter
Referent IIIA4, BMWK



Diskussion



1. Gibt es weitere Erfahrungen die hier diskutiert werden sollten?
2. Was gilt es aus Ihrer Sicht bei der Einführung von zeitvariablen Netzentgelten zu beachten?

Dr. Nils Saniter

Referent IIIA4, BMWK



TOP 4

Redispatch mit dezentralen
Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus
einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen

Dr. Friedrich Kunz
TenneT TSO GmbH

Kay Wiedemann
TransnetBW GmbH





Redispatch mit dezentralen Kleinverbrauchern & Erfahrungen aus einem Pilotprojekt mit Wärmepumpen

Dr. Friedrich Kunz (TenneT TSO GmbH), Kay Wiedemann (TransnetBW GmbH)
Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS): Berlin, 28. Juni 2023

Zunehmend fehlende Redispatch-Leistung erfordert neue Instrumente zur Netzstabilisierung

Fehlende Hochfahrleistung in Süddeutschland:

- 7,7 GW Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken bis 2028/2030 in Bayern und Baden-Württemberg.
- Netzreserve-Kraftwerke erreichen technisches Lebensende.¹

Großes Flexibilitätspotential durch Elektrifizierung (2037), u. a.:

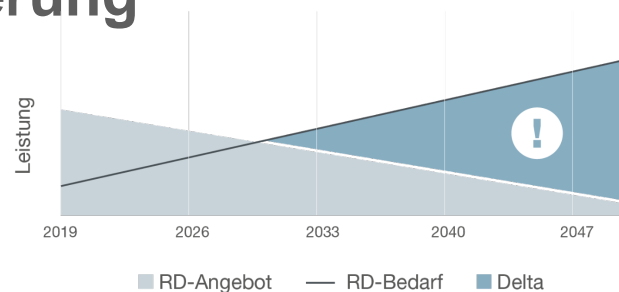
- 98–129 GW (19-25 Mill.) E-PKWs. 67,4 GW haushaltsnahe Speicher.²

Hoher gesamtwirtschaftlicher Nutzen:

- Ökonomisches Potenzial dezentraler Flexibilität für Redispatch allein in Baden-Württemberg: Ca. 230 Mio. € für 2022-2028.³ Nach heutigen Kosten vmtl. höher.

Aktivitäten bei TenneT & TransnetBW zeigen Potenzial auf:

- Studie zu Redispatch 3.0 gemeinsam mit E-Bridge (2022)
- Pilotprojekte u. a. mit BMW (BDL), Viessmann (ViFlex), Tesla (PV-Shift)
- ÜNB-VNB Koordination u.a. im Forschungsprojekt unIT-e²
- Bilanzierungs-Projekte BANULA, BID-EV,



Deckung der RD-Bedarfe in Süddeutschland für ein mögliches Zukunftsszenario (Schematische Darstellung)

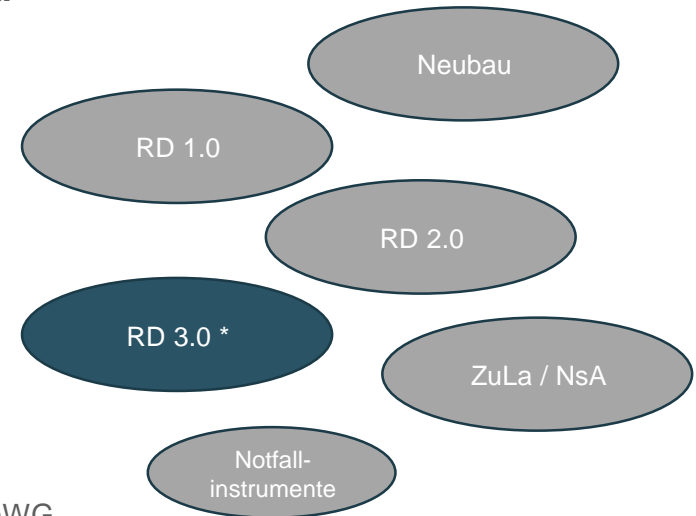


¹ Kraftwerksliste Bundesnetzagentur, Stand 31.05.2022, eigene Berechnungen auf Basis der Annahme, dass Kern- & Kohleausstieg bis 2030 abgeschlossen sind; ² Netzentwicklungsplan 2023; ³ Klemp et al. (2021): Potenziale dezentraler Flexibilität: Welchen Beitrag können E-Autos und Wärmepumpen zu einem kosteneffizienten Redispatch leisten?

Im künftigen Energiesystem werden zahlreiche Instrumente auf allen Spannungsebenen zur Netzstabilisierung gebraucht

Engpassmanagement-Instrumente für Erzeugung (Hoch- und Herunterfahren), Speicher und Lasten (Abschalten, Zuschalten, Verschieben), u. a.

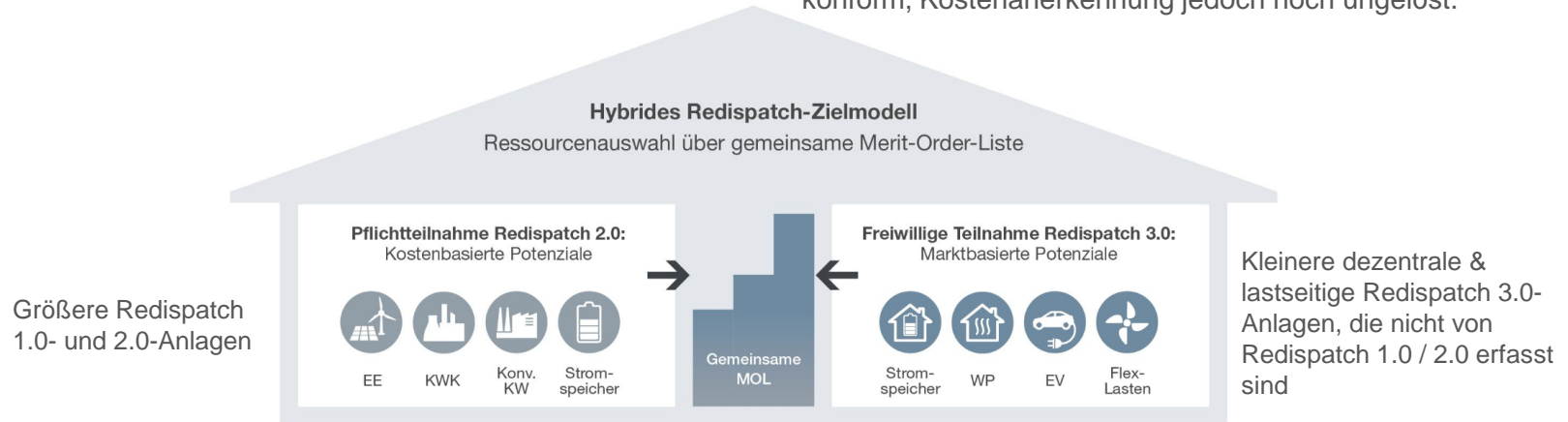
- Neubau gesicherte Leistung / Kraftwerke / Großspeicher
 - RD 1.0 mit bestehenden und neuen (!) Kraftwerken / Speichern
- Integration Erzeugung (inklusive EE) und Speicher ab 100 kW
 - RD 2.0
- Große Lasten (v.a. Industrie)
 - Zuschaltbare Lasten bzw. Nutzen statt Abregeln (z.B. Power-to-Heat)
 - **RD 3.0**
- Kleinere Lasten (EV, WP), Heimspeicher, Prosumer
 - **RD 3.0**
- Überlastungen im Übertragungsnetz bzw. Verteilnetz
 - Kurative Eingriffe, in letzter Konsequenz auf Basis §13 Abs. 2 bzw. §14a EnWG



➤ Die Implementierung der verschiedenen Instrumente ist keine „entweder - oder“ Fragestellung!

Empfohlener „Hybrider Redispatch“ kombiniert kostenbasierten und freiwilligen marktbasierteren Ansatz

- **Marktbasierter Redispatch 3.0** mit freiwilliger Teilnahme für dezentrale Flexibilität als Zusatzmodul.
- Potenziale nutzbar für **ÜNB und VNB** (analog RD2.0).
- Über eine **gemeinsame Merit-Order-Liste (MOL)** und **Gebotspreisverfahren** werden die zur Vermeidung eines Engpasses geeignetsten Anlagen & Flexibilitäten ausgewählt.
- Sowohl **langfristige Leistungsangebote** als auch **kurzfristige Arbeitsangebote** erschließen Potentiale verschiedener Technologien.
- **Begrenzung von Inc-Dec Anreizen** bei kurzfristigen Arbeitspreisangeboten erfolgt durch Marktmonitoring.
- **Ergebnis regulatorischer Analyse:** Zielmodell EU-konform, Kostenanerkennung jedoch noch ungelöst.



Ergebnisse der Studie Redispatch 3.0. Blumberg et al. (2022), Studie verfügbar unter <https://www.transnetbw.de/studie-redispatch30>

Erschließung von Flexibilität als Branchen-Aufgabe. Unser Ansatz: Piloten vor gesetzlicher Fixierung

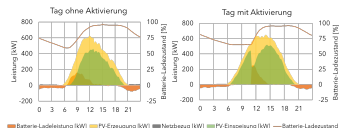
IN PILOTPROJEKTEN MIT
FLEXIBILITÄTS-ANBIETERN, U.A.



VIESSMANN



PV-Shift



MIT VERTEILNETZBETREIBERN
(DE & EU), U.A.

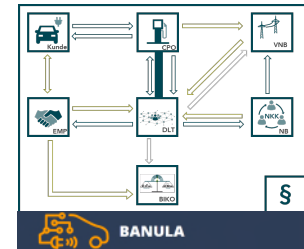


Reallabor für verNETzte E-Mobilität



u.a. "Network Code Demand Response"
gemeinsam mit EU DSO Entity

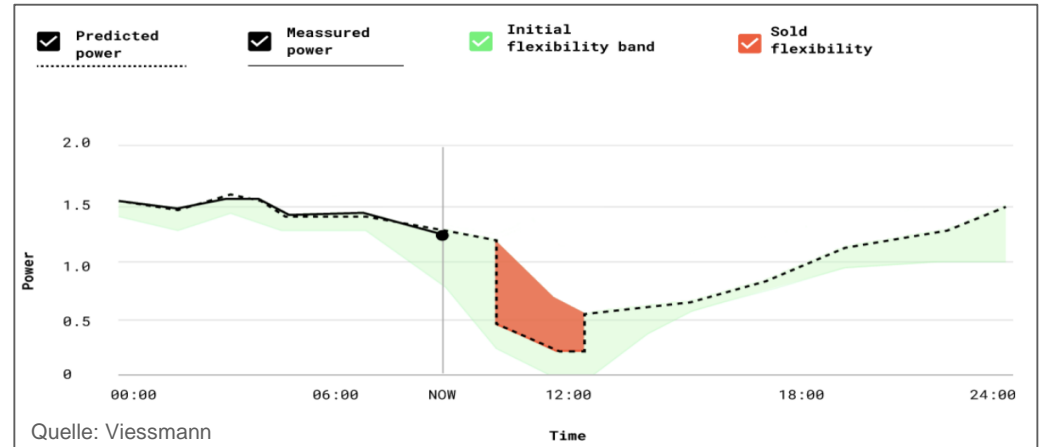
MIT ÜBERTRAGUNGSNETZ-
BETREIBERN (DE & EU), U.A.



Flexible Steuerung von Wärmepumpen zur Bereitstellung von Redispatch erfolgreich getestet

Pilotprojekt ViFlex im Überblick

- Redispatch 3.0-Dienstleistungen aus aggregierter Flexibilität von Haushalts-Wärmepumpen
- Pilotprojekt von TenneT, TransnetBW, 50 Hertz und Viessmann
- Prognose und Pooling der zu- und abschaltbaren Flexibilitäts-Potenziale für definierte Netzregionen durch Viessmann
- Webbasierte standardisierte Schnittstellen und einheitliche Datenformate zu Netzbetreiber-Systemen über *Equigy-Crowd Balancing Platform*
- Erste Flex-Angebote und -Aktivierungen mit 10 Wärmepumpen im Frühjahr 2022
- Pilotbetrieb mit Zielportfolio von 100 Wärmepumpen je Regelzone geplant bis Ende 2023 (in Summe ca. 1 MW)
- Wesentliche Herausforderungen: Pilotkund:innenakquise, SMGW-Infrastruktur und fehlender regulatorischer Rahmen



Vereinfachte Prozesskette im ViFlex-Piloten

Viessmann (14:30 D-1)

Hey 🙋, tomorrow at 17:00, our heat pumps will consume 1 MW, and we offer 80% as flexibility, meaning we could go down to 200 kW, for 1 hour.

Planungsdaten (Baseline) und Flexibilitätspotenzial werden auf **Poolebene** für vorab registrierte Wärmepumpen übermittelt

TSO (12:00 D)

Nice, the grid is a bit busy at that time. Please limit consumption to 200 kW, for 1 hour, okay?

ÜNB aktiviert Angebot(e)

Viessmann (12:01 D)

Definitely! That means we can't provide any more flex for the next 2 hours. People want to have warm houses. 😊

Basislinie und Flexibilitätspotenziale werden aktualisiert

TSO (12:02 D)

Awesome! Thanks 👍 Don't forget to tell me what was the actual consumption of the heat pumps.

Tatsächliche Verbrauchsdaten der einzelnen Wärmepumpen werden zur **Nachweiserbringung** am Folgetag übermittelt

Wesentliche nächste Schritte zur Einführung eines hybriden Redispatch-Mechanismus: Unsere Perspektive



- Netzbetreiber-Kooperationen schaffen (kann nicht alleine umgesetzt werden)
 - u.a. Gründung der Flexcess GmbH durch TransnetBW und TenneT
- Fortlaufender **Austausch mit der Branche** sicherstellen (u.a. BDEW, ZVEI, VDA)
- Erste Erfahrungen in Pilotprojekten sammeln



- Weitere **Ausarbeitung des Konzepts** branchenübergreifend vorantreiben (insbesondere mit den VNB)
 - Berücksichtigung der VNB-Bedarfe und -Restriktionen & Weiterentwicklung **Netzbetreiberkoordination**
 - Entwicklung und Evaluierung Gegenmaßnahmen Inc/Dec-Gaming
 - Konzept zum Umgang für Nachholeffekte
 - Weiterentwicklung Bilanzierungsmodelle
 - Optimalerweise Start und Moderation des Prozesses durch Politik und BNetzA
- **Gesetzlichen Rahmen** schaffen



- **Großflächige Pilotprojekte** starten
 - Ab 2023 mit Kostenanerkennung und für alle Netzbetreiber, die sich einbringen wollen
 - Mit Leistungspreis-basiertem Ansatz starten, als angemessene Antwort auf hohe Komplexität
- Detailkonzept Markt- und Produktdesign weiter ausarbeiten und schrittweise einführen

Umsetzungskonzept Redispatch 3.0 mit smarter Netzintegration von Flexibilitäten wird vorangetrieben

Gemeinsame laufende Studie von TransnetBW, TenneT, E.ON und E-Bridge



Ziel: Mit relevanten Stakeholdern abgestimmtes Umsetzungskonzept

Fazit

- Zunehmend fehlende Redispatch-Leistung insb. in Süddeutschland erfordert mehrere neue Instrumente fürs Engpassmanagement.
- „Redispatch 3.0“ als freiwilliger und marktbasierter Ansatz für nachfrageseitige Flexibilität.
- Empfohlener „Hybrider Redispatch“ kann kosten- und marktbasierende Potenziale kombinieren und für ÜNB und VNB nutzbar machen.
- Pilotprojekt ViFlex von TenneT, TransnetBW, 50 Hertz und Viessmann zeigt, dass Wärmepumpen bereits heute flexibel steuerbar sind.
- Branchenübergreifende Weitentwicklung des Konzepts notwendig, insb. mit VNB zur Netzbetreiberkoordinierung.
- Agiles, stufenweises Vorgehen mit großflächigen Piloten als angemessene Antwort auf hohe Komplexität.



Danke für die Aufmerksamkeit.

Kontakt: Axel Kießling, axel.kiessling@tennet.eu
Dr. Tobias Weißbach, t.weissbach@transnetbw.de

Diskussion



1. Welche Chancen und Risiken sehen Sie im dargestellten Pilotvorhaben?
2. Wie bewerten Sie Leistungsprämien für flexible Kleinverbraucher im Tausch gegen netzdienliche Aktivierung?

Dr. Nils Saniter

Referent IIIA4, BMWK





Mittagspause

Bis 12:50 Uhr

Take-Aways

Tag Zwei



André Poschmann
UAL IIIA, BMWK



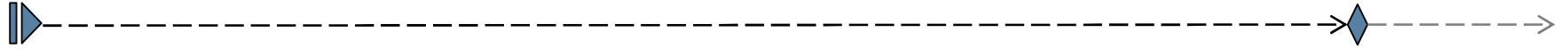
Zusammenfassung & Abschluss



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	AG	AG	AG	AG	Plenum	AG	AG	AG	AG	AG	AG	AG	Plenum



 AG EE-Finanzierung
  AG Steuerb. Kapazitäten
  AG Flexibilitäten
  AG Lokale Signale

Erster Bericht der PKNS

Was?

- **Erster Bericht** gibt **Stand der Diskussion** wieder.
- Beschreibender Ansatz: Kurzbeschreibung jeder Sitzung, Darstellung der **diskutierten Optionen** sowie Pros und Cons
- „Take-Aways“ als zentrales Ergebnis jeder Sitzung

Wann?

- Veröffentlichung im Sommer





Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

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