



Potenzial netzdienlicher Flexibilität

Netzdienliche Flexibilität im Stromsystem - Hürden beseitigen, Mechanismen etablieren

Dr. Jens Büchner

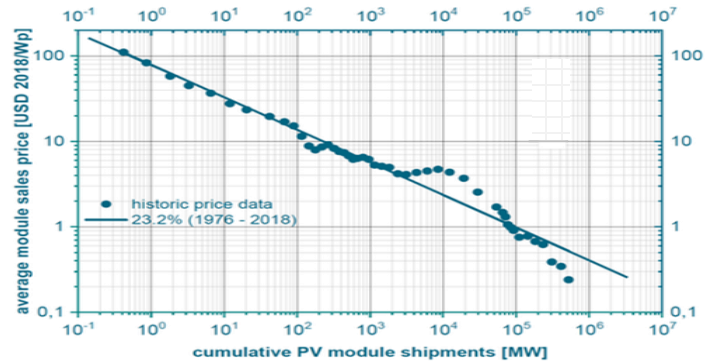
Berlin, 05. September 2019

Agenda

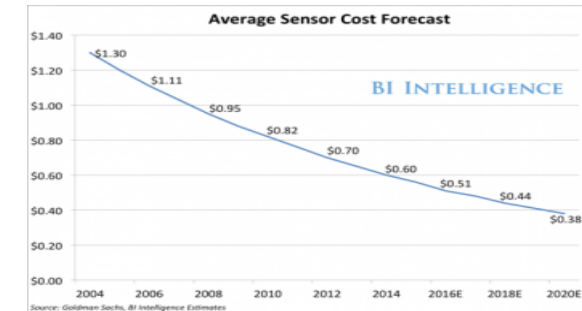
- | | | |
|---|--|----|
| 1 | Entwicklung der Energielandschaft und Notwendigkeit der netzdienlichen Nutzung aller Flexibilitätspotenziale | 2 |
| 2 | Fallstudie: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen | 7 |
| 3 | Ansätze zur Nutzbarmachung aller Flexibilitätspotenziale | 10 |
| 4 | Zusammenfassung und Ausblick | 16 |

Die Energieversorgung ändert sich radikal durch globale Trends

Stromgestehungskosten für PV-Anlagen und (dezentrale) Batteriespeicher fallen dramatisch

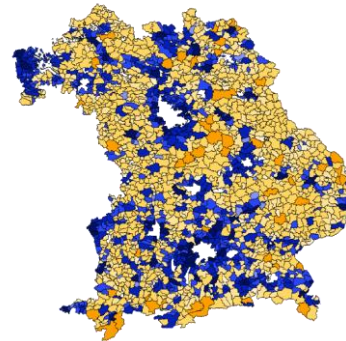


Schnellere und günstigere Kommunikation und Sensorik liefert Basis für wachsende Steuerbarkeit



Ausmaß der Dezentralisierung erfordert eine Überprüfung der systemischen Versorgungskonzepte

- 2030 deckt die lokale Erzeugung energetisch in Jahresbetrachtung die gesamte Nachfrage.
- Ca. 70 % der Landkreise werden 50 % der Nachfrage zeitgleich lokal decken können.
- Bei mehr als der Hälfte der Landkreise steigt Leistungsspitze um 50 % oder mehr.



Beispiel Bayern

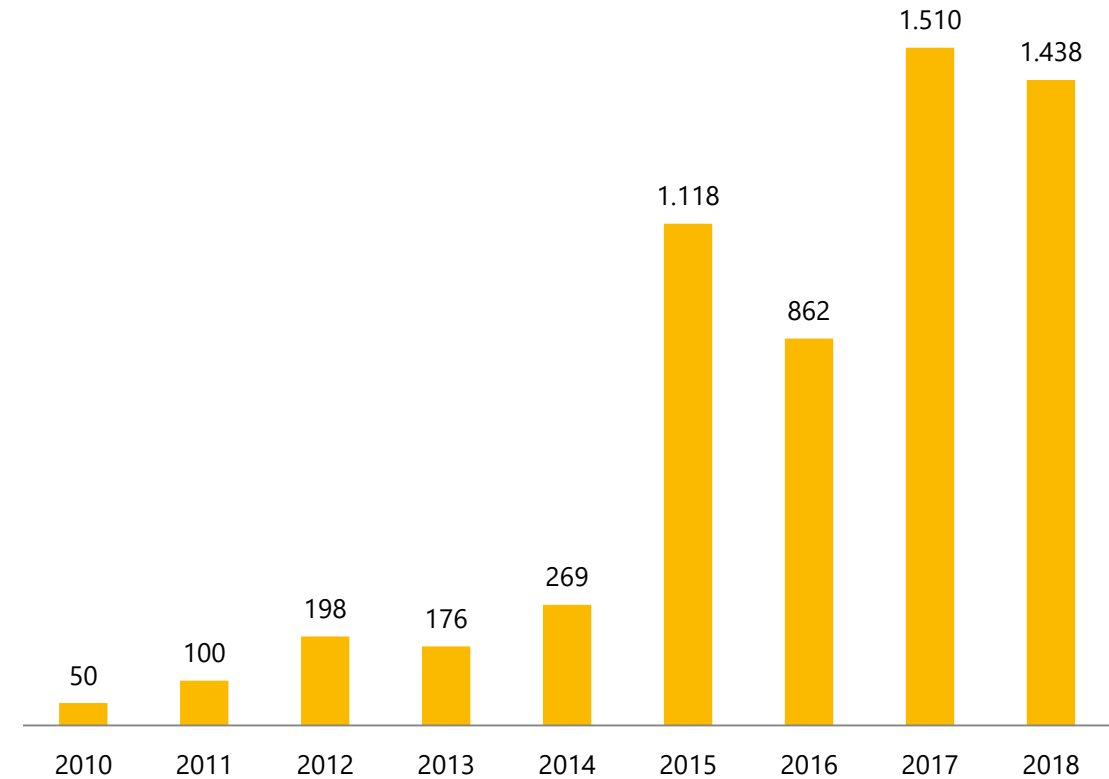
Trends verändern Energieversorgung nachhaltig

- Kostendegression in Erzeugung und Speicherung bringt neue Flexibilität.
- Digitalisierung ermöglicht Steuerung der Flexibilität zu geringen Kosten.
- Dezentralisierung erhöht Potential der lokalen Lastdeckung.
- Gesellschaftliche Megatrends (Mobilitätsmuster, Arbeitswelten, etc.) und globale Risiken verstärken die Auswirkungen dieser Entwicklungen.

Die Umsetzung von Infrastrukturmaßnahmen in Deutschland wird immer aufwendiger – Verzögerungen beim Netzausbau führen zu hohem Redispatchbedarf



Gesamtkosten in Deutschland für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen [Mio. EUR p.a.]*



*Quelle: Netz- und Systemsicherheitsberichte der Bundesnetzagentur (BNetzA)

Durch NABEG 2.0 werden mehr Anlagen in Redispatch einbezogen – die Flexibilität von Kleinanlagen (< 100 kW), Lasten und Speichern ist weiterhin nicht nutzbar

	< 100 kW	100 kW – 10 MW	> 10 MW
Produktion (konventionelle Erzeuger, EE-Anlagen, KWK-Anlagen)	Zukünftig erfasst durch NABEG (EE-Anlagen, wenn durch Netzbetreiber steuerbar)	Zukünftig erfasst durch NABEG	Zukünftig erfasst durch NABEG
Speicher (Batterien, Elektrolyse, E-PKW, etc.)	Nicht erfasst	Zukünftig erfasst durch NABEG	Bereits heute erfasst (nur für konv. Erzeuger)
Nachfrage (Industrie, Gewerbe, Haushalte, Wärmeanwendungen, etc.)	Nicht erfasst	Nicht erfasst	Nicht erfasst

Potential für marktbasieretes Redispatch

„Die Änderungen in Absatz 1 ersetzen die Verpflichtung zum Einspeisemanagement aus § 14 EEG 2017. Die Verpflichtung ist – wie bisher – beschränkt auf Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Erzeugungsleistung ausgestattet sind. Dies betrifft nach der weiterhin maßgeblichen Regelung des § 9 EEG 2017 nur EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie kleinere Solaranlagen.“ [Gesetzentwurf Deutscher Bundestag, Drucksache 19/7375]



Das Clean Energy Package stimuliert eine markt-basierte Nutzung von Flexibilitäten

Stimulation von Angebot von und Nachfrage nach (dezentraler) Flexibilität

- Wachsende Gebäudeeffizienz durch Automatisierung
- Erhöhung EE-Ziel auf 32% und Erleichterungen für Prosumer und Erneuerbare Energien-Gemeinschaften
- 70 %-Regel für zonenübergreifende Kapazitäten



Marktbasierte Nutzung von Flexibilitäten

- Auflösung Vorrangrechte für erneuerbare Energien
- Harmonisierung der Regelenergiemärkte
- Erfordernis eines marktbasierten Redispatch
- Flexibilitätsprodukte zur Bilanzierung sollen über entsprechende europäische Plattformen beschafft werden

Erweiterte ÜNB/VNB-Koordination

- Anerkennung von Engpassmanagement als Alternative zu Netzerweiterungen
- Forderung einer verbesserten TSO / DSO-Koordination

Einheitliches europäisches Datenformat

- Aktualisierte Regeln für den Datenaustausch mit Lieferanten und Dienstleistern

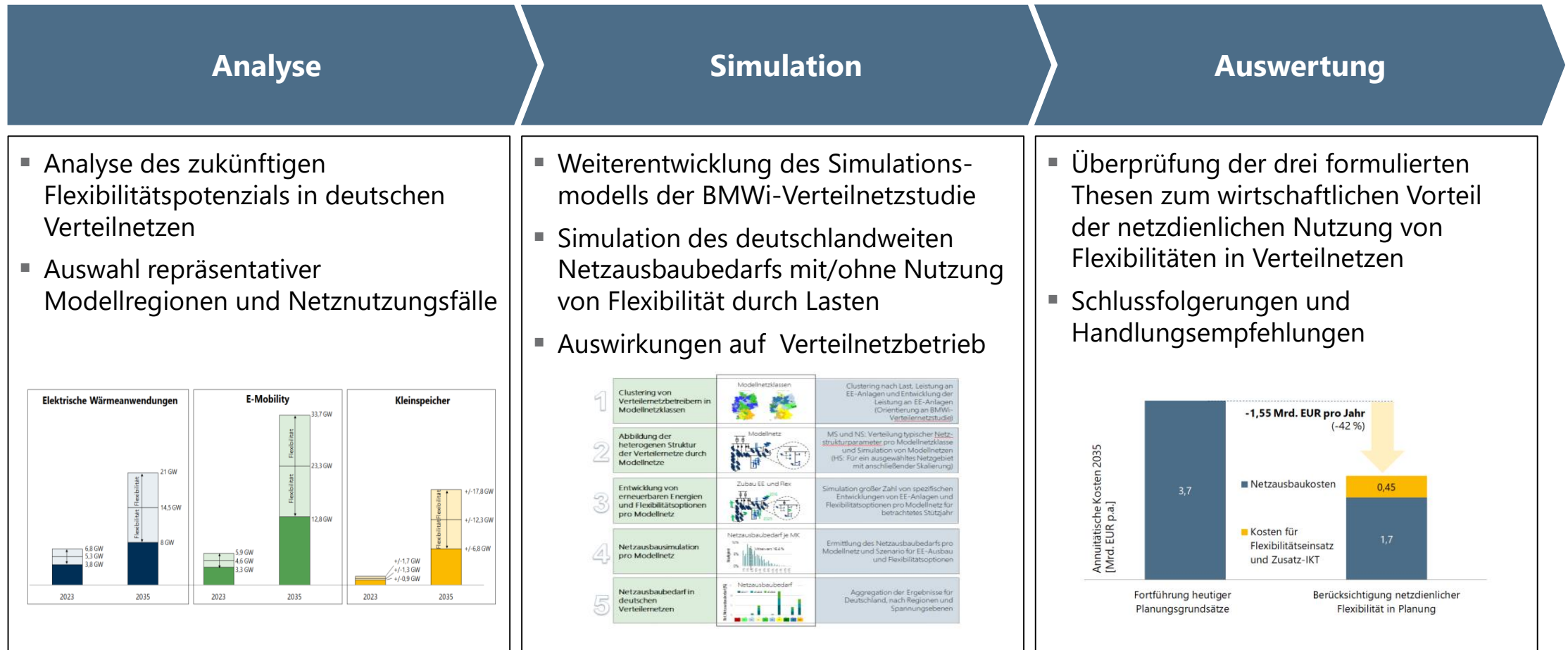
Agenda

- 1 Entwicklung der Energielandschaft und Notwendigkeit der netzdienlichen Nutzung aller Flexibilitätspotenziale 2

- 2 Fallstudie: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen 7**

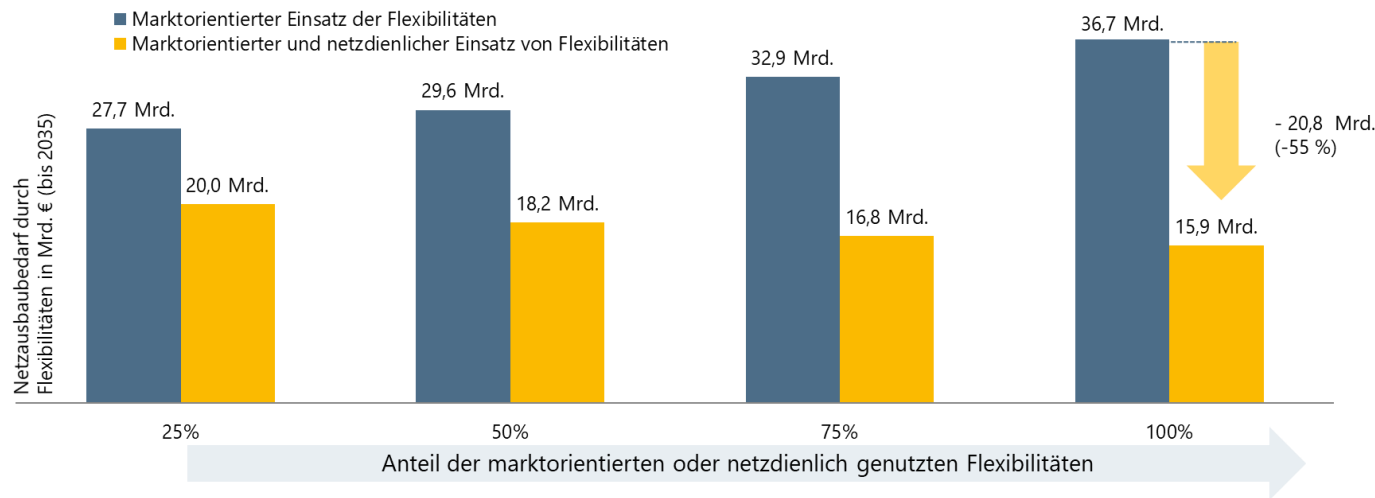
- 3 Ansätze zur Nutzbarmachung aller Flexibilitätspotenziale 10
- 4 Zusammenfassung und Ausblick 16

Methodisches Vorgehen zur Quantifizierung des Nutzens von Flexibilitäten in Verteilnetzen



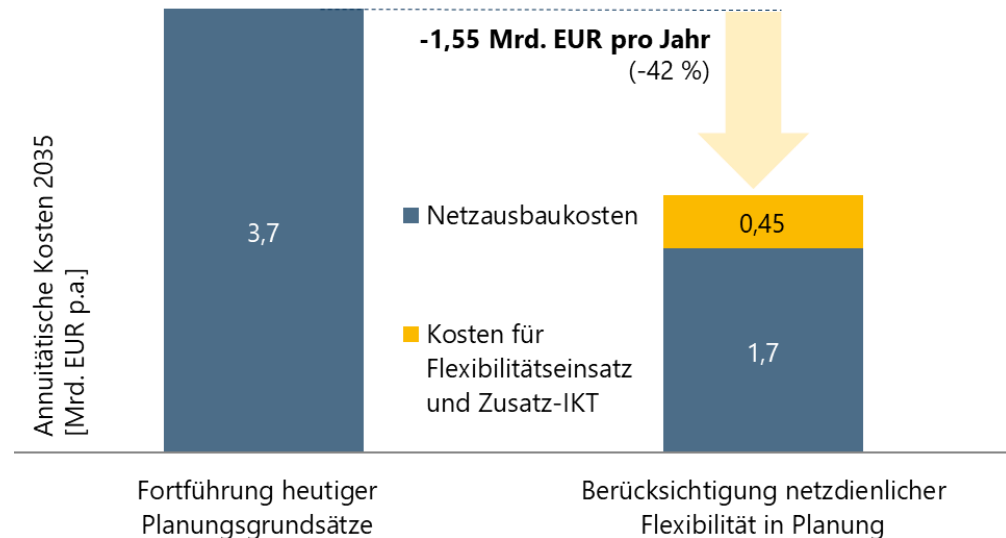
Die netzdienliche Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten ist für eine effiziente Energiewende unerlässlich

Flexibilitäten sind "Fluch" und "Segen" zugleich



➤ **Durch die Nutzung aller verfügbaren Flexibilitäten durch den Netzbetreiber kann der Netzausbau mehr als kompensiert werden.**

Gesamtkosten können signifikant gesenkt werden



➤ **Auch unter Berücksichtigung der Kosten von Flexibilitätseinsatz und IKT sinken die Gesamtkosten.**

Agenda

- 1 Entwicklung der Energielandschaft und Notwendigkeit der netzdienlichen Nutzung aller Flexibilitätspotenziale 2
- 2 Fallstudie: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen 7

- 3 Ansätze zur Nutzbarmachung aller Flexibilitätspotenziale 10**

- 4 Zusammenfassung und Ausblick 16

Es bedarf einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und des Engpassmanagements mit Flexibilität, um eine effektive Energiewende zu ermöglichen

Weiterentwicklung Netzentgeltsystematik

Anreize für netzentlastendes Verhalten durch dynamische Netzentgelte schaffen

Hemmnisse für Flexibilität von Lasten auflösen (bspw. § 19 (2) StromNEV)



Niederspannung / Mittelspannung



Effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur



Mittelspannung / Hochspannung

Sicherheitsmechanismen mit Lasten und Speichern zur Vermeidung von Netzüberlastungen (SLC)

Planwertbasiertes Engpassmanagement ausgestalten, auch mit freiwillig angebotener Flexibilität

Weiterentwicklung Engpassmanagement mit Flexibilität

Eine **Reform der Netzentgelte** zielt sowohl auf eine verbesserte Kostenorientierung als auch auf eine verbesserte Auslastung des Netzes ab



[Quelle: E-Bridge et al.; Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Stromnetzentgelte – Instrumente eines zukunftsgerichteten Netzentgeltsystems; et, 2016, Heft 3]

Methodik zur Bestimmung zeitvariabler Netztarife kann in bestehende Berechnungssystematik eingebettet werden

- Schritt 1: Kostenbasis berechnen ✓ kein Handlungsbedarf
- Schritt 2: Prognose von Netznutzung und Energiemengen ✓ Weiterentwicklung mit höherem Detaillierungsgrad
- Schritt 3: Allokation der Kosten auf Netzebenen (Kostenwälzung) ✓ kein Handlungsbedarf
- **Schritt 4: Festlegung von Tarifstufen NEU!**
- **Schritt 5: Dynamische Festlegung des jeweils gültigen Tarifs NEU!**
- Schritt 6: Mehr-/Mindererlösabrechnung (Regulierungskonto) ✓ kein Handlungsbedarf



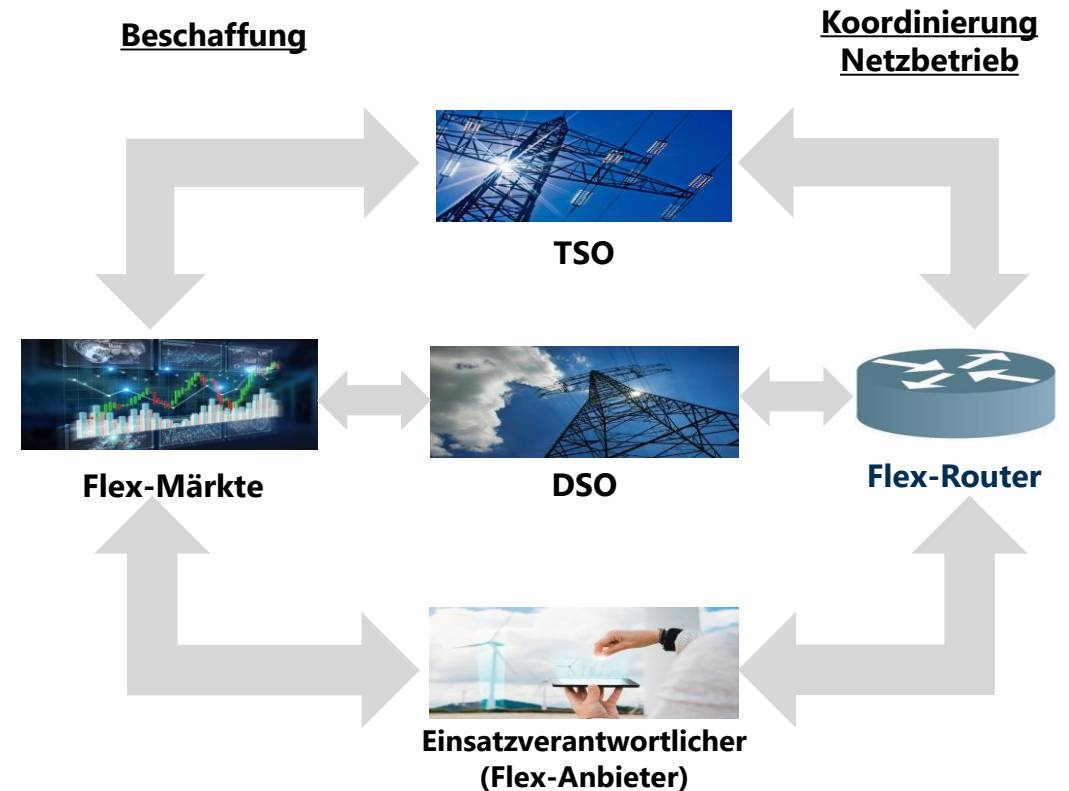
Flexibilitätsmärkte sind ein Instrument zum marktbasiereten Redispatch

Optionen für marktbasieretes „Engpassmanagement“

- Innovative Netzentgelte
- Nodale Preise
- Flexibilitätsmärkte für Redispatch

Ausschöpfung des gesamten verfügbaren Flexibilitätpotentials

- Reduktion von Transaktionskosten
- Möglichkeiten für Wertschöpfung und Innovation



- **Beschaffung** von Flexibilitäten sowie planerische und betriebliche **Koordinierung** des Einsatzes der Flexibilisierung können **getrennt organisiert** werden

Engpassmanagement durch Redispatch: kostenbasiert und verpflichtend vs. marktbasierend und freiwillig

- Eine stark **wachsende Anzahl von Erzeugungsanlagen** unterliegt in Deutschland einem **streng regulierten Redispatch-Regime**.
 - Begründet wird das „regulierte Verfahren“ durch das Risiko des „Gaming“, d.h. eine mutwillige Provokation von Netzengpässen.
 - Mit marktbasierenden Verfahren verbundene **„Gaming“-Risiken** sind in der Praxis **nur in abgeschwächter Form sichtbar**.
 - **Niederlande:** Redispatch wird durch ein markt-basiertes Verfahren beschafft. Dieses Verfahren ist sowohl mit dem Regelenergiemarkt als auch dem ID-Markt gekoppelt. Eine relevante Erhöhung von Engpässen wurde bislang nicht beobachtet.
 - **Dänemark:** Der dänische TSO beschafft Redispatch durch ein markt-basiertes Verfahren, das auch zur Engpassbehebung auf der dänisch/deutschen Grenze genutzt wird. Eine explizite Untersuchung durch Energinet und TenneT hat ergeben, dass kein „konsistentes und systematisches Verhalten“ der Flexibilitätsanbieter beobachtet werden konnte.
 - **Großbritannien:** Der britische TSO kann Redispatch-Leistungen markt-basiert beschaffen. Die Anbieter unterliegen einer speziellen regulatorischen Aufsicht. Ofgem konstatiert signifikante Einsparungen durch diesen Ansatz.
- **Pragmatischer Ansatz: Eine Ergänzung des regulierten Ansatz durch einen marktbasierenden Ansatz („Hybrid-Lösung“) könnte das zusätzliche Potential heben und gleichzeitig die Gamingrisiken begrenzen.**

Agenda

- 1 Entwicklung der Energielandschaft und Notwendigkeit der netzdienlichen Nutzung aller Flexibilitätspotenziale 2
- 2 Fallstudie: Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen 7
- 3 Ansätze zur Nutzbarmachung aller Flexibilitätspotenziale 10

- 4 Zusammenfassung und Ausblick 16**

Zusammenfassung und Ausblick

- Flexibilitäten in Elektrizitätsnetzen werden allein aufgrund gesellschaftlicher, technischer und kommerzieller allgemeiner Trends zunehmen.
- Eine Nutzung des gesamten Flexibilitätspotentials für netzdienliche Zwecke ist erforderlich, um die Anpassungsfähigkeit des Gesamtsystems zu erhöhen (Umsetzungsgeschwindigkeit) und den Netzausbau insgesamt zu begrenzen.
- Die Nutzbarmachung der heute nicht erschlossenen Flexibilitäten kann zu hohen Einsparungen bei Netzausbau und Netzentgelten führen und die EE-Abregelungen reduzieren.
- Dieses Potential könnte durch die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten und marktbasiertem Redispatch gehoben werden.
- Das Gaming-Risiko marktbasierter Redispatch-Verfahren fällt aufgrund verbundener Risiken für den „Gamer“ in der Praxis oftmals niedriger aus als theoretische Modelle erwarten lassen.
- Beide Instrumente – zeitvariable Netzentgelte und Flexibilitätsmärkte – können sich bei richtiger Ausgestaltung gegenseitig ergänzen.

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Foliensatzes sind, entstanden sind, ab.

Die Inhalte dieses Foliensatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.