



# AG 3 Steuerbare Kapazitäten

## 3. Sitzung

### Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Datum: 7. Juni 2023

Uhrzeit: 09:30 – 16:00 Uhr



# Begrüßung

André Poschmann  
UAL IIIA, BMWK



# Ziel der heutigen Sitzung

- Weitere Diskussion verschiedener **Ausgestaltungsfragen** zu den Marktdesignoptionen zentraler und dezentraler **Kapazitätsmarkt**
- Diskussion verschiedener Weiterentwicklungsfragen zu der Marktdesignoption **wettbewerblicher Strommarkt / EOM** und Langfristverträge



# Einführung

Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:45	<b>Begrüßung BMWK</b> André Poschmann, UAL IIIA <b>Einführung</b> Frauke Braun, RefL'in IIIA4
09:45 – 10:45	<b>Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 3. Block</b> Christoph Maurer, Consentec; Bernd Tersteegen, Consentec
10:45 – 11:00	Kaffeepause
11:00 – 11:35	<b>Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 4. Block</b> Robert Diels, r2b
11:35 – 12:00	<b>Vorstellung der Marktdesignoption wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge</b> Christoph Maurer, Consentec; Bernd Tersteegen, Consentec
12:00 – 13:00	Mittagspause
13:00 – 15:00	<b>Diskussion zu wettbewerblichem Strommarkt / EOM und Langfristverträgen</b> Christoph Maurer, Consentec; Bernd Tersteegen, Consentec; Robert Diels, r2b
15:00 – 15:15	Kaffeepause
15:15 – 16:00	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b> André Poschmann, UAL IIIA



# Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 3. Block

Christoph Maurer, Consentec  
Bernd Tersteegen, Consentec

Moderation:  
Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Bestandsanlagen vs. Neuanlagen

**Angenommen, der EU-Rechtsrahmen würde es zulassen: Soll ein Kapazitätsmarkt nur Neuanlagen umfassen oder auch Bestandsanlagen?**

**Welche Auswirkungen hätte eine Beschränkung auf Neuanlagen auf die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen?**



# Bestandsanlagen vs. Neuanlagen

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (1):

- Die relative Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen verschlechtert sich, wenn sich der KapM auf Neuanlagen beschränkt
  - kann theoretisch zu Ineffizienzen führen, wenn Bestandsanlagen in Stilllegung gedrängt, obwohl Weiterbetrieb volkswirtschaftlich noch sinnvoll (→ kein Wettbewerb um die Frage Neubau vs. Weiterbetrieb Bestandsanlage)
  - daher zumindest dauerhafte Vernachlässigung des Bestands im KapM schwierig
- Aussagen gelten grds. für alle Arten von steuerbaren Kapazitäten, Diskussion ist aufgrund der höheren Investitions- und jährlichen Fixkosten insb. für Kraftwerke relevant





# Bestandsanlagen vs. Neuanlagen

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (2):

- „Fairer“ Wettbewerb zwischen Bestands- und Neuanlagen in KapM nicht trivial → möglicherweise unterschiedliche Systeme sinnvoll
  - unterschiedliche Eigenschaften könnten z. B. im KapM-Design durch unterschiedliche Laufzeiten, Höchstpreise etc. adressiert werden
  - Abgrenzung von Bestands- und Neuanlagen nicht einfach, z. B. Erhaltungs- vs. Erweiterungsinvestitionen
  - notwendige Designentscheidungen beeinflussen unvermeidbar den Wettbewerb zwischen Bestands- und Neuanlagen → Risiko, dass die Transformation zu klimaneutralen Technologien erschwert wird, wenn das Design eher Bestandsanlagen begünstigt



# Differenzierung der Technologieoptionen

Sollte ein nach Zeitbereichen zu differenzierender Beitrag der verschiedenen Kapazitätsoptionen (Kraftwerke, Speicher, Lastflexibilität) in einem Kapazitätsmarkt reflektiert sein (kurzfristige vs. langfristige Flexibilität)?

Wenn ja, wie?



# Differenzierung der Technologieoptionen

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:


- Differenzierung des VS-Beitrags nach Zeitbereichen der verschiedenen Kapazitäten sollte in jedem Fall erfolgen → sonst Effektivitätsrisiko (Gefahr, dass VS-Ziel mit KapM nicht erreicht wird)
- Zumindest in der Theorie kann De-Rating in KapM grundsätzlich den nach Zeitbereichen differenzierten VS-Beitrag unterschiedlicher Kapazitätstypen abbilden  
→ Ansatz könnte ausreichend sein, wenn 1. entsprechend differenziertes De-Rating auch praktisch umsetzbar ist und 2. Ziel des KapM lediglich in Absicherung von VS besteht
- Alternative: Differenzierung durch Segmentierung → sinnvoll, wenn
  - (... beihilferechtlich begründbar)
  - ... gezielte Beeinflussung des Technologiemieses gewünscht
  - ... auch andere Ziele verfolgt werden (z. B. mehr Kurzfrist-Flex für SDL)
  - ... De-Rating schwierig (z. B. spezifisches Dunkelflautensegment)





# Kaffeepause

10:45 – 11:00 Uhr



# Diskussion zu Kapazitätsmärkten, 4. Block

Robert Diels, r2b

Moderation:

Frauke Braun

RefL'in IIIA4, BMWK



# Regulatorische Parametrisierung

**Wo besteht regulatorischer Parametrisierungsbedarf im zentralen bzw. dezentralen Kapazitätsmarkt?  
Wie lassen sich die damit verbundenen Risiken und Aufwand managen?**



# Regulatorische Parametrisierung - ZKM

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (I):

- **Festlegung Kapazitätsbedarf**

- Zu beschaffende Kapazität für Zieljahr J
- Risiko einer Überdimensionierung durch risikoaverse zentrale Instanz sowie damit einhergehende Aufwände besteht
- Aufteilung dieser Kapazität, z.B. auf J-4 und J-1  
→ impliziert regulatorische Vorfestlegung bezüglich Anteil Neubau/umfassende Modernisierung von Kraftwerken (J-4) und anderen Kapazitäten, wie Lastflexibilität und Batterien (J-1)
- Ggf. ineffiziente Aufteilung auf z.B. J-4/J-1 durch risikoaverse zentrale Instanz
- Aufteilung kann z.B. zu Bevorzugung etablierter Technologien (z.B. KW) ggü. innovativen Technologien (z.B. Lastflex) führen
- Überdimensionierung und Ineffizienzen bei der Aufteilung auf J-4/J-1 können zu zusätzlichen Kosten bei Verbrauchern führen



# Regulatorische Parametrisierung - ZKM

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (II):

- **De-rating für teilnehmende Technologien**
  - Kraftwerke und Batterie(-Speicher) sind vergleichsweise einfach zu de-raten auf Basis der Empirie bzw. der Speicherdauer
  - (Innovative) Lastflexibilität sowie Kleinstflexibilitäten sind hier herausfordernder – Risiko struktureller Benachteiligung von Lastflexibilität und Kleinstflexibilitäten sowie damit verbundener Aufwand gegeben
  - Ggf. besteht die Möglichkeit eines dezentralen De-ratings durch die Anbieter von Lastflexibilität und Kleinstflexibilitäten inkl. Überprüfung durch zentrale Instanz. Könnte Risiken und Aufwand begrenzen.
- **Pönale bei Nicht Erfüllung** muss festgelegt werden: Trade-off zw. Anreizen für Erfüllung sowie Risiken bei Nicht-Erfüllung





# Regulatorische Parametrisierung - ZKM

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (III):

- **Möglicherweise Abschöpfungsmechanismus** (Clawback) seitens EU-KOM erforderlich: z. B. Rückzahlung, falls Strompreis > strike-price
  - Erfordert Festlegung eines strike-price für alle Technologien
  - Zentrale Festlegung für Kraftwerke herausfordernd, aber möglich (in BE z.B. monatl. Festlegung auf Basis der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise des Vormonats)
  - Schwieriger umzusetzen bei Speichern und Lastflexibilität
  - Fehlanreize sind möglich (z.B. keine Einspeisung bei Knappheit wg. möglicher Verluste durch Clawback!)
  - Bei Lastflexibilität dezentrale Festlegung durch Anbieter inkl. Überprüfung denkbar
  - Ein solcher Abschöpfungsmechanismus kann ein erhebliches Hemmnis für die Teilnahme von Lastflexibilitäten darstellen



# Regulatorische Parametrisierung - DKM

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- **Festlegung Kapazitätsbedarf, Pönale und De-rating**
  - Versorger legen Ihren individuellen Kapazitätsbedarf idR jährlich selbst fest
  - Sie decken sich mittels eigener Kapazitäten (alle Techn.) im Rahmen der Selbsterbringung, über Kapazitäten Dritter mittels bilateraler Verträge (alle Techn.) oder über zertifizierte und handelbare Kapazitäten (zertifizierte Techn.) mit den entsprechenden Nachweisen ein
  - Handelbare Kapazitätszertifikate: zentrales, regulatorisches De-Rating erforderlich
  - Risiken und Aufwände bei regulatorischer Parametrisierung auch im DKM aufgrund notwendiger zentraler Festlegungen nicht ausgeschlossen:
    - zentrale Festlegung einer Pönale
    - zentrale Festlegung der Zertifizierungsbedingungen für handelbare Kapazitätszertifikate (De-Rating vergleichbar mit ZKM, aber nur für Anteil der Kapazitäten mit Zertifizierung)
  - Risiken und Aufwand durch regulatorische Parametrisierung geringer als im ZKM



# Weitere Argumente

**Welche sonstigen Gründe sprechen jeweils für bzw. gegen einen zentralen bzw. dezentralen Kapazitätsmarkt?**



# Vorstellung wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge

Christoph Maurer, Consentec  
Bernd Tersteegen, Consentec



# Einordnung des wettbewerblichen Strommarkts

- Wettbewerblicher Strommarkt umfasst:
  - kurzfristiger Spotmarkt
  - Anreize aus Ausgleichsenergiepreissystem und Bilanzkreisverantwortung
  - Langfristmärkte (mit z. T. standardisierten, z. T. frei vereinbarten langfristigen Stromlieferverträgen, Optionsgeschäften, ...)
- Langfristverträge sind grundsätzlich Teil eines wettbewerblichen Strommarkts/EOM:
  - Marktakteure im EOM können sich freiwillig über Langfristverträge absichern
  - Langfristverträge → zentraler Bestandteil der Risikoabsicherung auch im wettbewerblichen Strommarkt



# Refinanzierungsmöglichkeiten im wettbewerblichen Strommarkt

- Refinanzierung über Preisspitzen im EOM
- Zusätzliche Vermarktung/ Absicherung gegen Preisspitzen über Langfristverträge:
  - Forwards
  - Optionen: Kapazität bietet gegen eine Prämie an, bei einem Spotpreis oberhalb eines festzulegenden Preis (Strikeprice), die Differenz zwischen Spotpreis und Strikeprice auszuzahlen; Kapazität kann durch Erzeugen, Ausspeichern, Lastreduktion selbst den Spotpreis realisieren
  - ...
- Weitere Erlösströme aus SDL-Märkten, Wärmevermarktung (KWK), etc.



# Einordnung der Hedging- Verpflichtungen aus EMD-Vorschlag

- Inhalt: Verpflichtung der Lieferanten zur (Preis-)Absicherung von Verträgen, die sie mit ihren Kunden geschlossen haben
  - Adressat Lieferanten: Damit eher kurze bis mittlere Zeiträume umfasst
  - Einschätzung: Sinnvolle Erweiterung Marktdesign, aber bei Absicherung von Investitionen in steuerbare Kapazitäten keine Lösung dafür, dass Investoren in Kapazitäten eher langfristige Verträge wünschen, während Abnehmer der Verträge eher kurz- bis mittelfristige Verträge wünschen (Problem der „Fristentransformation“)





# Mittagspause

12:00 - 13:00 Uhr





# Diskussion zu wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge

Christoph Maurer, Consentec  
Bernd Tersteegen, Consentec  
Robert Diels, r2b

Moderation:  
Frauke Braun  
RefL'in IIIA4, BMWK



# Refinanzierung Kapazitäten und Rolle Langfristverträge

**Was sind die Herausforderungen bei der Refinanzierung von Lastflexoptionen, Speichern und Kraftwerken im wettbewerblichen Strommarkt?  
Welche Rolle spielen dabei Langfristverträge und der Terminmarkt?**



# Refinanzierung Kapazitäten und Rolle Langfristverträge

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- Herausforderung: Hinreichende Sicherheit über das ausreichende Auftreten von Preisspitzen und/oder Preisvolatilität (Preisunterschiede) im EOM für die Refinanzierung
  - Wettbewerblicher Strommarkt umfasst jedoch nicht nur kurzfristigen Spotmarkt, sondern auch Langfristmärkte
- Zusätzliche Vermarktung/ Absicherung über Langfristverträge



# Weiterentwicklung Langfristmärkte

Wo gibt es ggf. Weiterentwicklungsbedarf an den Langfristmärkten?



# Weiterentwicklung Langfristmärkte

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS:

- Wo besteht Weiterentwicklungsbedarf / wo bestehen heute Probleme?
  - schnell mit der Länge der Vertragslaufzeit abnehmende Liquidität im börslichen Handel  
→ kaum Verträge, die mehr als 3 Jahre in die Zukunft reichen
  - Bei nicht börslichen Langfristverträgen besteht Kontrahentenrisiko (begrenzt und verteuert Finanzierung)
  - Standard-Terminprodukte (Futures, PPA) für Absicherung von steuerbaren Kapazitäten nicht optimal geeignet → stattdessen z. B. Optionen o. ä., die die zukünftige Rolle von steuerbaren Kapazitäten (eher weniger VLH / eher „Peaker“) besser abbilden



Belastungen der (Handels-)Bilanz bei Abnehmern durch langfristige Verbindlichkeiten

# Nutzung Langfristverträge und Beitrag zu VS

**Könnten Langfristverträge für Strom zur Refinanzierung von steuerbaren Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher, DSR) genutzt werden und wenn ja, wie?**

**In welchem Umfang kann daraus ein Beitrag zur Investitionssicherheit und Versorgungssicherheit resultieren?**



# Nutzung Langfristverträge und Beitrag zu VS

Hinweis: Auf Basis von Anmerkungen der Stakeholder wurde die früheren Folien 31 und 32 überarbeitet, konkretisiert und auf drei Folien (31-33) verteilt.

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (I):

- Bei gegebenen Unsicherheiten ist freiwillige Nachfrage nach langfristigen Energielieferverträgen (10-15 a) durch Versorger/Verbraucher über industrielle Großabnehmer hinaus in der Tendenz eher unwahrscheinlich.
- Auch Krisenmaßnahmen wie die Strompreisbremse haben Anreize für langfristige private Krisenvorsorge nicht gestärkt.
- Beitrag zu Investitions- und Versorgungssicherheit daher eher unwahrscheinlich.



# Nutzung Langfristverträge und Beitrag zu VS

Hinweis: Auf Basis von Anmerkungen der Stakeholder wurde die früheren Folien 31 und 32 überarbeitet, konkretisiert und auf drei Folien (31-33) verteilt.

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (II):

- **Verpflichtende Teilnahme** von Versorgern/Verbrauchern an **langfristigen Energielieferverträgen** könnte Terminmärkte beeinträchtigen (entzieht Liquidität) und ggf. erhebliche Risiken für Versorger/Verbraucher bergen (z.B. da ungewiss, welcher Bedarf in 10-15 a besteht).
- Langfristige Lieferverträge könnten für Speicher und Lastflexibilität schwer umsetzbar bzw. ggf. nicht praktikabel sein und könnten den Dispatch an den Märkten verzerren (z.B. regulatorischer „must-run“)
- Ggf. auch beihilfe- und/oder sekundärrechtlich herausfordernd, da der Staat eingreift, um VS zu gewährleisten
- Könnten Beitrag zu Investitions- und Versorgungssicherheit leisten, falls staatlich organisierte Absicherung von Investitionsrisiken und Versorgungssicherheit gewünscht





# Nutzung Langfristverträge und Beitrag zu VS

Hinweis: Auf Basis von Anmerkungen der Stakeholder wurde die früheren Folien 31 und 32 überarbeitet, konkretisiert und auf drei Folien (31-33) verteilt.

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS (III):

- **Wettbewerbliche, staatliche Ausschreibungen von Langfristverträgen** sind denkbar als:
  - Differenzkontrakte (CfDs) für brennstoffbasierte Erzeugung oder
  - Langfristige Investitionszuschüsse
- Beide Maßnahmen könnten den Wettbewerb an den Märkten verzerren und es könnten beihilfe- und/oder sekundärrechtliche Herausforderungen gegeben sein, da sie Maßnahmen zur Gewährleistung von VS darstellen
- Analog zu verpflichtenden langfristigen Lieferverträgen könnten CfDs für Speicher und Lastflexibilität schwer umsetzbar bzw. ggf. nicht praktikabel sein und den Dispatch an den Märkten verzerren
- Ebenfalls analog zu langfristigen Lieferverträgen jedoch Beitrag zu Investitions- und Versorgungssicherheit möglich, sofern staatlich organisierte Absicherung gewünscht



# Überbrückung Zeithorizonte

**Wie können die langfristigen Absicherungsbedürfnisse von Investoren (bis zu 15-20 Jahre bei Kraftwerken) mit den kurzfristigeren Absicherungshorizonten der Versorger (oft max. 2-3 Jahre) zusammengebracht werden?**



# Überbrückung Zeithorizonte

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS: (1)

- Grundsatzfrage: Kann Fristentransformation privat geleistet werden?
- Eher privatwirtschaftlich organisierte Lösung → dazu Abbau von Hemmnissen für langlaufende Verträge
  - Glaubhafter Verzicht auf staatliche Preiseingriffe notwendig
  - Staatliche (nicht kostenlose!) Ausfallabsicherungen zur Begrenzung von Gegenparteirisiken

→ Einschätzung: denkbar, aber vermutlich begrenzte Wirkung



# Überbrückung Zeithorizonte

## Erste Einschätzung des wissenschaftlichen Konsortiums zur Begleitung der PKNS: (2)

- Denkbare Alternative: Ansatz mit expliziterer staatlicher Risikoübernahme für Kontrahentenrisiko und langfristiges Preisrisiko zur Lösung der Fristentransformation
  - z. B. explizites Fristentransformationsinstrument: Staat/staatl. abgesicherter Akteur kauft langfristig (15J) und verkauft kürzerfristig am Terminmarkt (1J – 3J))
  - z. B. vergünstigte staatliche Kredite für Investoren in Residuallastkapazitäten zur Behebung von Finanzierungshemmnissen, falls Absicherung von langfristigen Preisrisiken weiterhin nur schwer möglich

→ Design rückt dann jedenfalls näher an KapM





# Kaffeepause

15:00 - 15:15 Uhr

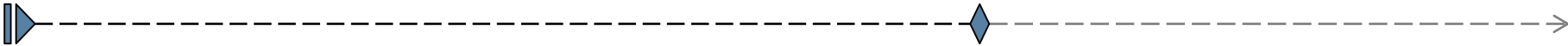


# Zusammenfassung und Ausblick

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.	6.7.	7.9.
Plenum	AG	AG	AG	AG	Plenum	AG	AG	AG	AG	AG	AG	AG	Plenum	Plenum



Ausblick AG 3: Im Herbst 2-3 Sitzungen mit Anwendung Bewertungskriterien auf Marktdesignoptionen



AG EE-Finanzierung



AG Steuerb. Kapazitäten



AG Flexibilitäten



AG Lokale Signale



Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: [www.bmwk.de/pkns](http://www.bmwk.de/pkns)

