

# Kapazitätsmechanismen in Österreich und Europa

Projekt: „Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft“ ([TeKaVe](#))

Dieses Projekt wird im Rahmen der Ausschreibung „Energie.Frei.Raum“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) durchgeführt. Die Abwicklung erfolgt im Auftrag des BMIMI durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG).

# Rahmen & Ankündigungen

## Moderation



SARAH FANTA

Sarah Fanta ist Research Engineer am AIT in der Competence Unit „Integrated Energy Systems“.

## Begrüßung



TARA ESTERL

Tara Esterl leitet die Competence Unit „Integrated Energy Systems“ am AIT.

### ZUM WEBINAR:

- Mikrofon und Kamera sind stumm geschaltet.
- Fragen während des Vortrags bitte in Q&A posten – **NICHT** in den Chat. Fragen werden im Diskussionsteil beantwortet.
- Der Workshop wird für interne Zwecke aufgezeichnet.
- Für Fragen im Nachgang stehen wir per E-Mail zur Verfügung.

### NACH DEM WEBINAR:

- Kommende Veröffentlichung: Stakeholder Bericht & Deliverables
- Homepage: [en.ergie.at/projekte/tekave](https://en.ergie.at/projekte/tekave)
- Weitere Details: [en.ergie.at/themen/kapazitaetsmechanismen](https://en.ergie.at/themen/kapazitaetsmechanismen)
- Folien werden im Nachgang zur Verfügung gestellt

# Unsere Referent:innen



**STEFAN STRÖMER**  
AIT



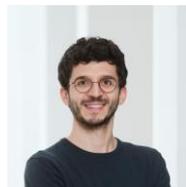
**DIANA KRAINER**  
AIT



**PHILIPP ORTMANN**  
AIT



**KATRIN BURGSTALLER**  
Energieinstitut an der JKU



**MICHAEL SCHNUR**  
Wien Energie



**ARNOLD WEISS**  
EPEX SPOT

## Agenda

1. Begrüßung und Projektvorstellung
2. Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts und eine Betrachtung des „Missing Money“ Problems
3. Input zu regulatorischen Rahmenbedingungen

*Pause*

4. Überblick zu Kapazitätsmechanismen, Lessons Learned und Ausgestaltungsoptionen
5. Ergebnisse der Marktmodellierung
6. Stimmen aus der Praxis – moderierte Kurzzrunde

# Projekt: TeKaVe

„Technologieneutrale Kapazitätsmechanismen für eine versorgungssichere Energiezukunft“



In einem funktionierenden Energy-Only-Markt sollten Kraftwerke – die aktiv zur Versorgungssicherheit beitragen - in der Lage sein, **ausreichend Erlöse zur Deckung ihrer Kosten** zu erwirtschaften



In den vergangenen Jahren war der **Strommarkt starken Schwankungen und Markteingriffen ausgesetzt**, die potenziell die Versorgungssicherheit gefährden können



Es ist fraglich, ob das derzeitige Marktdesign im Stande ist, ein **versorgungssicheres, dekarbonisiertes und leistbares Energiesystem** zu gewährleisten.

**Kapazitätsmechanismen** sind ein zentraler Punkt der europäischen Richtlinien für den Weg in eine versorgungssichere Zukunft – und sind in mehrere EU-Ländern bereits (unterschiedlich) implementiert.

# Kern-Fragestellungen

Welchen Beitrag können Kapazitätsmechanismen leisten, um die Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Energiesystem kosteneffizient zu unterstützen und wie können sie effektiv gestaltet werden?



## Problemfelder im EOM

- **Qualitative Analyse** Bietet der EOM ausreichend Investitionsanreize?
- **Quantitative Analyse** Sind bestehende Investments im EOM in AT finanzierbar?



## Regulatorik

- **Rechtliche Analyse** Welche rechtlichen Anforderungen an KMs gibt es?



## KMs in Europa

- **Europäischer Überblick** Welche KMs sind in Europa verbreitet und welche Lehren lassen sich daraus ableiten?
- **Ausgestaltungsmerkmale** Welche Anforderungen gibt es an das KM Design?



## Marktmodell

- **Komplexe Interaktionen** Welche Schlüsse lassen sich aus dem Zusammenspiel vielfältiger Technologien und Mechanismen ziehen?
- **Effizienz** Welche Empfehlungen ergeben sich mit Blick auf das System?

# Kern-Ergebnisse

## Der EOM

*Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazitäten?*

Unter idealen Voraussetzungen bietet der EOM **genügend Investitionsanreize**, jedoch lässt sich argumentieren, dass diese in der **Praxis nur sehr schwer zu erfüllen** sind.

## Regulatorik

*Welche rechtlichen Anforderungen an Kapazitätsmechanismen gibt es?*

Die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen unterliegt nach europäischem Recht **strengen Voraussetzungen** und benötigt eine **umfangreiche und fundierte Ausarbeitung**.

## Erfahrungen

*Welche Lehren lassen sich für Österreich aus bisherigen Kapazitätsmechanismen und aktuellen Entwicklungen in Europa ziehen?*

Für einen österreichischen Kapazitätsmechanismus ist eine an europäischen Kriterien orientierte **Harmonisierung** zu empfehlen, wobei **nationale** Rahmenbedingungen und **Zielsetzungen maßgebend** sein müssen.

## Marktmodell

*Welche Empfehlungen für die Wahl eines Kapazitätsmechanismus ergeben sich aus der modellbasierten Analyse der Interaktionen verschiedener Marktakteure und -mechanismen?*

Ein **Kapazitätsmarkt** erlaubt Technologieinklusivität sowie eine gute **Systemeffizienz**, während eine reine **Strategische Reserve** im österreichischen Kontext **nachteilige Auswirkungen** zeigt und **Flexibilitätstender** eine vielversprechende Alternative darstellen.

**Der EOM**

**Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts**

Begrüßung

Regulatorik

Erfahrungen

Marktmodell

Diskussion

## Der EOM

## Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazität?



1. Analyse und Diskussion der nötigen Voraussetzungen anhand von drei zentralen Säulen

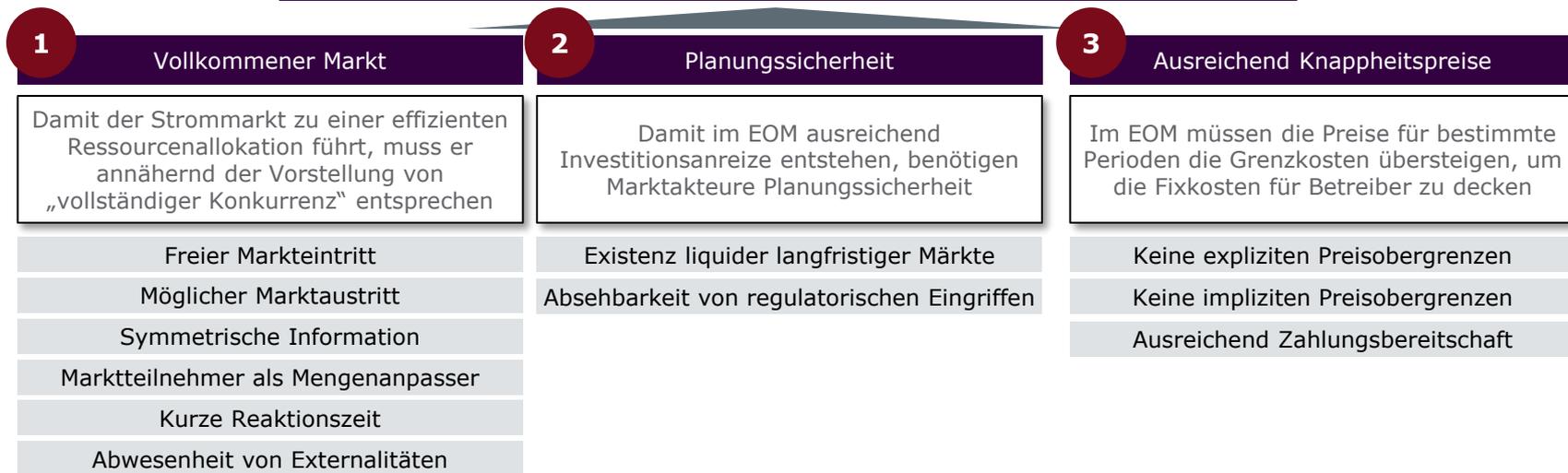


- a. Die nötige Planungssicherheit ist aktuell nicht ausreichend gegeben.
- b. Das hinreichende Auftreten von Knappheitspreisen ist ungewiss.

# Voraussetzungen für Investitionsanreize

Folgende Voraussetzungen müssen – in einem ähnlichen Ausmaß wie in anderen Sektoren – erfüllt sein, damit der Energy-Only-Markt (EOM) genügend Investitionsanreize bietet, um Versorgungssicherheit herzustellen.

**EOM bietet genügend Investitionsanreiz für versorgungsrelevante Kapazitäten**



# 1 Vollständiger Wettbewerb

Notwendige Voraussetzungen	Sind diese Voraussetzungen erfüllt?	
<b>Markteintritt muss ‚frei‘ sein</b>	✓ Erfüllt	Strommarkt ist grundsätzlich frei zugänglich, viele neue Akteure, z.B. im Erneuerbaren Segment
<b>Marktaustritt muss ‚kostenlos‘ sein</b>	? Fraglich	Der Bau von Kraftwerken ist mit signifikanten versunkenen Kosten verbunden, ein großer Teil der Kosten ist ‚irreversibel‘
<b>Symmetrische Information und Transparenz</b>	✓ Erfüllt	Transparenz über existierende Anbieter, die derzeitige und zukünftige Nachfrage, Wetterlage, etc sind für den informierten Nutzer sehr gut einsehbar
<b>Marktteilnehmer als Mengenanpasser</b>	? Fraglich	Haushalte besitzen nur unzureichend Kenntnis über ihren tatsächlichen Verbrauch, können nur in sehr begrenztem Ausmaß über den Verbrauch (preissensitiv) reagieren
<b>Kurze Reaktionszeit auf Preissignale</b>	✗ Nicht erfüllt	Es bestehen lange Vorlaufzeiten für Investitionen bezüglich Planung und Investitionen sind durch lange Amortisationszyklen charakterisiert
<b>Abwesenheit von Externalitäten</b>	✓ Erfüllt	Bei der Stromerzeugung sind eine Reihe von Externalitäten zu nennen, jedoch sind diese internalisiert (EU-ETS) oder verursachen kein vollständiges Versagen des Marktes

## 2 Planungssicherheit

### Notwendige Voraussetzungen

### Sind diese Voraussetzungen erfüllt?

**Existenz liquider langfristiger Märkte**

**\*  
Nicht  
erfüllt**

Langfristige Märkte bieten ausreichend Liquidität für die nächsten 1-5 Jahre, dies deckt sich jedoch nicht mit den sehr langen Amortisationszyklen (20-30 Jahre)

**Absehbarkeit regulatorischer Eingriffe**

**\*  
Nicht  
erfüllt**

Energiekrise hat zu Diskussionen zur Änderungen des Markt-Designs geführt und teilweise signifikante Markteingriffe, z.B. die Abschöpfung von Übergewinnen (EKB-S)

# 3 Ausreichend Knappheitspreise

Notwendige Voraussetzungen	Sind diese Voraussetzungen erfüllt?	
<p><b>Keine expliziten Preisobergrenzen</b></p>	<p> <b>Erfüllt</b></p>	<p>Es gibt explizite Preisobergrenzen jedoch relativ hoch im Vergleich zum Preisniveau. Zusätzlich ist die Obergrenze dynamisch, wobei 2022 auf eine Anhebung verzichtet wurde</p>
<p><b>Keine implizite Preisobergrenzen</b></p>	<p> <b>Fraglich</b></p>	<p>Es gab politische Signale zur Vermeidung von Preisspitzen, Infragestellen des Merit-Order Prinzips. Mögliche Verwechslung mit Marktmissbrauch bedeutet implizite Preisobergrenze</p>
<p><b>Ausreichend Zahlungsbereitschaft für Knappheitspreise</b></p>	<p> <b>Fraglich</b></p>	<p>Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit (als öffentliches Gut) evtl. nicht ausreichend gegeben aufgrund einer positiven Externalität</p>

# Zusammenfassende Bewertung

Um ausreichend Investitionsanreize zu schaffen, müssen eine Reihe von Voraussetzungen erfüllt sein.



**Einzelne Voraussetzungen** sind jedoch nur in **geringem Ausmaß erfüllt**, wodurch der EOM deutlich von idealen Bedingungen abweicht.

Begrüßung  
 Der EOM  
 Regulatorik  
 Erfahrungen  
 Marktmodell  
 Diskussion

## Der EOM

## Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



Bietet der EOM genügend Anreize zur Investition in versorgungsrelevante Kapazität?



1. Analyse und Diskussion der nötigen Voraussetzungen anhand von drei zentralen Säulen
2. Quantitative Betrachtung der Deckungsbeiträge verschiedener Marktteilnehmer:innen



- a. Die nötige Planungssicherheit ist aktuell nicht ausreichend gegeben.
- b. Das hinreichende Auftreten von Knappheitspreisen ist ungewiss.
- c. Erneuerbare und thermische** Kraftwerke zeigen Potentiale für ausreichend Deckungsbeiträge, die jedoch in der aktuellen System- und Marktlage kaum realisierbar sind.
- d. Dekarbonisierte **Wasserstoff Kraftwerke** können selbst unter optimistischen Annahmen **keine ausreichenden Deckungsbeiträge** erwirtschaften.

## Der EOM

## Potentielle Problemfelder des Energy-Only-Markts



2. Quantitative Betrachtung der Deckungsbeiträge verschiedener Marktteilnehmer:innen



Simulation des historischen und theoretischen\* **Kraftwerkseinsatzes** für die Jahre 2019-2024.



Berücksichtigung von **Unsicherheiten** durch eine normalverteilte **Monte Carlo Variation** der Inputparameter\*\* (technologiespezifische Kosten, Effizienz, Lebensdauer und WACC).



**EOM-Erlöse** und **EKB-S** werden berücksichtigt, zusätzliche Erlöse aus Förderungen (Marktprämie) und weiteren Märkten (Regelenergie, Redispatch...) werden nicht betrachtet.



Insgesamt **20.000 Simulationsläufe** zur Abschätzung des Deckungsbeitrags.

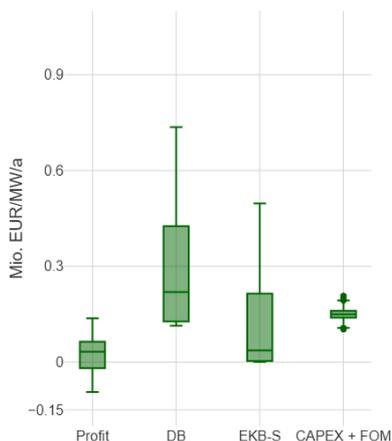
\* Theoretische Betrachtung:

Kraftwerkseinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten (Grenzkosten < Stompreis), wobei Kraftwerke als 100% flexibel angenommen werden.

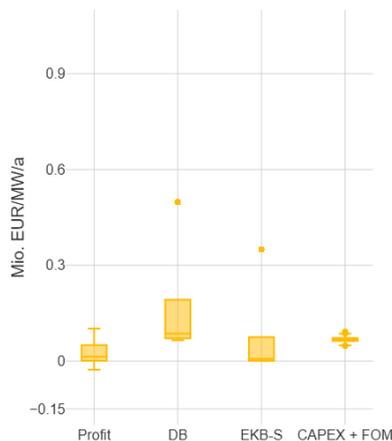
\*\* Jährliche Strom-, CO2- und Erdgaspreise wurden nicht variiert.

# Ergebnisse über alle Jahre

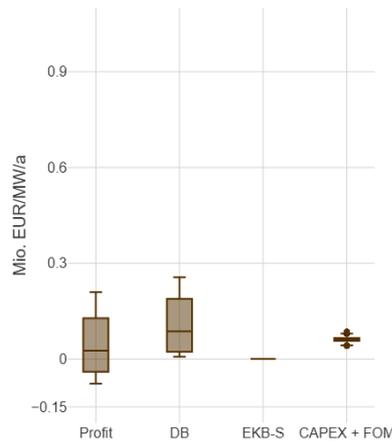
## WIND



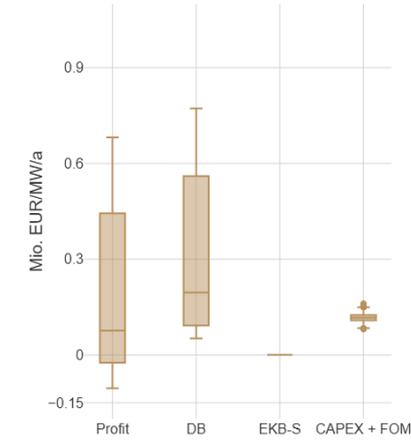
## PV



## ERDGAS OCGT\*



## ERDGAS CCGT\*



Erneuerbare können potenziell **ausreichend DB** erwirtschaften. EKB-S trifft PV nur in geringem Ausmaß.

Spitzenlastkraftwerke erwirtschaften potenziell ausreichend DB, während **CCGTs Potential für hohe Gewinne** zeigen.

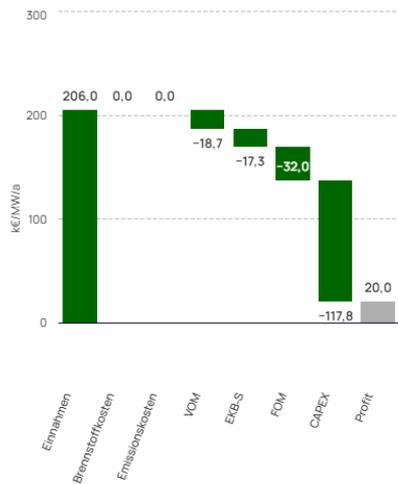
EKB-S = Energiekrisenbeitrag-Strom, VOM = Variable betriebsabhängige Kosten, FOM = Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten, CAPEX = Jährliche Kapitalkosten

DB = Einnahmen – Brennstoffkosten – Emissionskosten – VOM

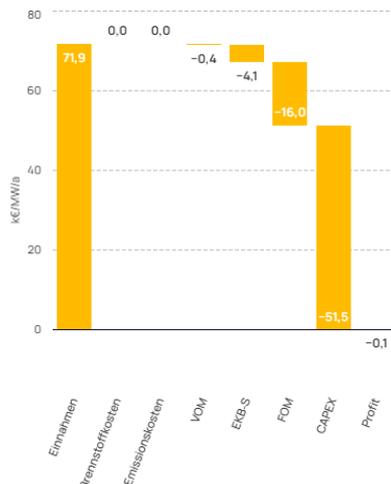
\*Theoretische Betrachtung: Kraftwerkeinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten.

# Ergebnisse für 2024

## WIND



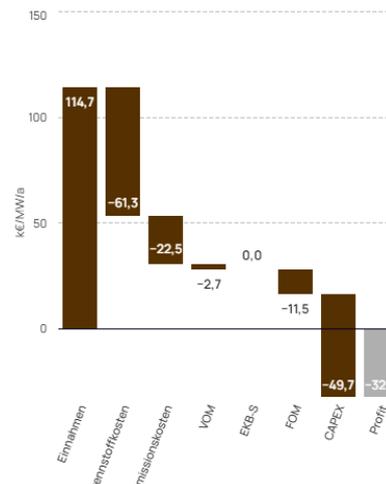
## PV



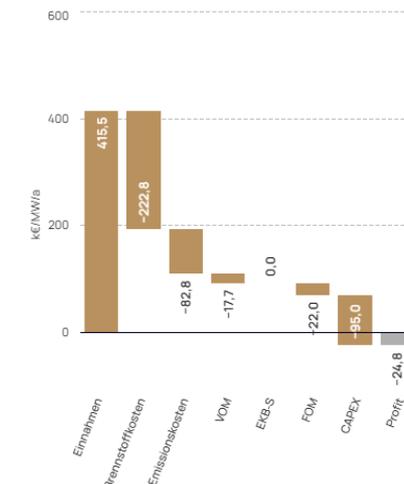
In der **aktuellen System- und Marktlage** kann PV nicht ausreichend DB erwirtschaften.

Es sind weiterhin **Förderungen** für Wind + PV nötig.

## ERDGAS OCGT\*



## ERDGAS CCGT\*



Auch CCGTs können in der **aktuellen System- und Marktlage** (hohe RES-Durchdringung) keine Gewinne am EOM erwirtschaften.

EKB-S = Energiekrisenbeitrag-Strom, VOM = Variable betriebsabhängige Kosten, FOM = Fixe Betriebs- und Instandhaltungskosten, CAPEX = Jährliche Kapitalkosten

DB = Einnahmen – Brennstoffkosten – Emissionskosten – VOM

\*Theoretische Betrachtung: Kraftwerkseinsatz erfolgt basierend auf den Grenzkosten.

**Regulatorik**

**Anforderungen an Kapazitätsmechanismen**

Begrüßung

Der EOM

Erfahrungen

Marktmodell

Diskussion

## Regulatorik

## Anforderungen an Kapazitätsmechanismen



Welche rechtlichen Anforderungen an KMs gibt es?



Analyse des europäischen Rechts zur Einführung und Ausgestaltung von KMs



- a. **Vorabprüfung in drei Schritten**, um die Versorgungssicherheit zu bewerten und die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu begründen.
- b. **Strenger Rechtsrahmen bestimmt die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen**
  - Hinsichtlich Emissionsgrenzwerten, Gestaltungs-, und Beihilfevorgaben
- c. **Preisgestaltung**: KM enthalten direkte oder indirekte Preisobergrenzen, die je nach Mitgliedstaat variieren, daher braucht es europaweite einheitliche Preisobergrenzen bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards

# Rechtlicher Rahmen für Kapazitätsmechanismen

## ELEKTRIZITÄTS- BINNENMARKT- VERORDNUNG 2024



## LEITLINIEN FÜR STAATLICHE KLIMA-, UMWELTSCHUTZ- UND ENERGIEBEIHILFEN 2022

- Voraussetzungen für die Einführung und Ausgestaltung von KM sind in Art. 20 bis 27 EBM-VO 2024 zu finden.
- Dies umfasst die **Beobachtung und Nachweisführung von Ressourcenknappheit**, die Entwicklung eines detaillierten **Umsetzungsplans** zur Beseitigung von Marktversagen oder regulatorischen Verzerrungen sowie die **Einhaltung umfassender Gestaltungsgrundsätze** und emissionsbezogener Vorgaben von KM.

- Der geplante KM wird von der Europäischen Kommission geprüft und diese entscheidet darüber, ob dieser KM (Beihilfe) mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.
- Die relevanten beihilferelevanten Anforderungen der Leitlinien zu KM befinden sich in Kapitel 4.8 "Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit".

# Begrifflichkeiten rund um Kapazitätsmechanismen

## Kapazitätsmechanismen

- Definition von KM umfasst grd. eine **breite Palette** an **möglichen Mechanismen** mit der **Einschränkung**, dass diese keine Maßnahmen der **Systemdienstleistungen** oder des **Engpassmanagements** sein dürfen.
  - Primär sollte eine strategische Reserve als KM zur Anwendung kommen.
  - Alternativ dazu kann eine andere Arten von KM eingeführt werden.
- Ein KM kann von der Kommission nur für max. 10 Jahre genehmigt werden.

## ANGEMESSENHEIT DER RESSOURCEN IM SINNE DER LEITLINIEN

- Diese sind *"erzeugte Kapazitäten, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage in einer Gebotszone zu decken; ..."*
- Eine Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen erfolgt auf europäischer Ebene, kann aber zusätzlich auch auf nationale Ebene durchgeführt werden.

# Vorabprüfung für die Einführung Kapazitätsmechanismen

## Notwendige Prüfungsschritte

## Sind diese Voraussetzungen erfüllt?

**Schritt 1:**  
**Beobachtung und Abschätzung**  
der Angemessenheit der  
Ressourcen in einem Mitgliedsstaat

Hier wird die Frage gestellt, ob sich bei der Beobachtung und Abschätzung Angemessenheit der Ressourcen **Bedenken ergeben?**

✓ JA, es gibt  
Bedenken

\* **Keine Bedenken = Kein Ressourcenknappheit =  
Kein KM**

**Schritt 2:**  
**Ermittlung der Bedenken** durch  
den Mitgliedsstaat

Sollten sich Bedenken hinsichtlich der Ressourcenknappheit ergeben, so sind alle regulatorischen Verzerrungen oder Fälle von Marktversagen vom Mitgliedsstaat zu ermitteln, die zum Entstehen der Bedenken beigetragen oder diese Bedenken verursacht haben.

✓ Ja, Hindernisse wurden identifiziert

**Schritt 3:**  
Entwicklung und Veröffentlichung  
eines **Umsetzungsplans**  
mit Maßnahmen

Mit dem Umsetzungsplan sollen die identifizierten Hindernisse für die Ressourcenknappheit mit Maßnahmen inklusive Zeitplan beseitigt werden.

**Umsetzungsplan wird von der  
Kommission überprüft;  
Gleichzeitig kann der KM zur  
Genehmigung vorgelegt werden**

# Vorabprüfung für die Einführung Kapazitätsmechanismen

## UMSETZUNGSPLAN

- *Umsetzungsplan mit Maßnahmen und einem Zeitplan.*
- *EBM-VO 2024 enthält eine Auflistung von zu beachtenden Themen für den Umsetzungsplan.*
- *Europäischer Kommission hat hier ein Stellungnahmerecht.*

Zeitgleiche

Ausführung

*Erstellung und  
Beantragung grd.  
gleichzeitig möglich.*

*Gleichzeitige  
Umsetzung/Anwendung*

## KAPAZITÄTSMECHANISMUS

- *Gestaltungsgrundsätze sind in der EBM-VO 2024 beschrieben – unterscheiden sich in*
  - *allgemeine Gestaltungsgrundsätze sowie jene für Strategische Reserven und andere Arten von KM.*
  - *KM muss von Europäischer Kommission beihilfenrechtlich Genehmigt werden*
  - *KM kann erst ab Stellungnahme zum Umsetzungsplan angewendet werden.*

Der KM dient als unterstützendes Instrument, um zwischenzeitlich Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bis die im Umsetzungsplan vorgesehenen Maßnahmen zur Behebung der Marktverzerrungen oder -versagen wirksam greifen.

# Gestaltungsgrundsätze und Beihilfenrecht

## KM unterliegen strengen Emissionsgrenzwerten, Gestaltungs-, und Beihilfevorgaben, z.B.

- KM dürfen **keine unnötigen Marktverzerrungen oder Handelsbeschränkungen** verursachen,
- KM soll **Anreize für Kapazitätsanbieter** zur Verfügbarkeit in Zeiten hoher Systemlast bieten,
- **Vergütung** durch **wettbewerbliche Verfahren**, sowie **angemessene Sanktionen** bei Nichtverfügbarkeit in Zeiten hoher Last.
- **Technologieoffenheit** mit indirekter Einschränkung der Teilnehmer durch CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte
- **Beihilferechtliche Genehmigung** stellt sicher, dass der KM mit dem Energiebinnenmarkt vereinbar ist.

# Gestaltungsgrundsätze und Beihilfenrecht

## Vergütung von KM

- Preisobergrenzen treten in KM entweder explizit (z. B. als Höchstpreis bei Auktionen) oder implizit (z. B. über definierte Vergütungslogiken) auf. Ziel: Balance zwischen Versorgungssicherheit, Systemkosten und politischer Akzeptanz
  - Meist gekoppelt an Cost of New Entry (CoNE) – jährliche Vergütung für wirtschaftlich tragfähige neue Erzeugungseinheiten
  - Value of Lost Load (VoLL) dient theoretisch zur Festlegung von Strafen bei nicht erbrachter Leistung
- Die Spannbreite bei VoLL, CoNE und Zuverlässigkeitsstandards (wird aus den Parametern von VoLL und CoNE abgeleitet) unterscheidet sich in den Mitgliedstaaten stark voneinander.
- Daher wäre eine einheitliche europäische Preisobergrenze (und Strafen) bei gleichzeitiger Harmonisierung der Methoden zur Berechnung von Versorgungssicherheitsstandards sinnvoll.

# Time for a break



10 min

**Erfahrungen**

**Erfahrungen aus Europa & Ausgestaltungsoptionen**

Begrüßung

Der EOM

Regulatorik

Marktmodell

Diskussion

## Erfahrungen

## Erfahrungen aus Europa & Ausgestaltungsoptionen



Welche Lehren lassen sich für Österreich aus bisherigen Kapazitätsmechanismen und aktuellen Entwicklungen in Europa ziehen?



### LESSONS LEARNED:

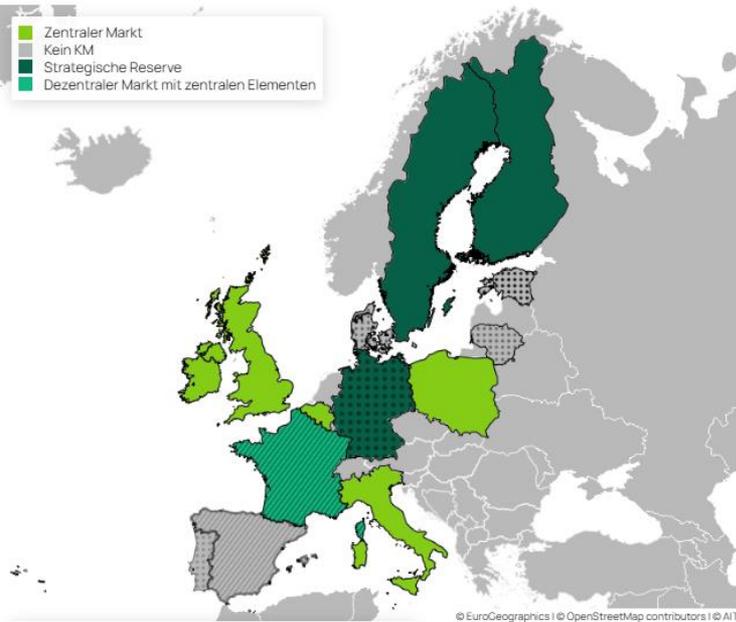
- a. **Lock-in Effekte** bestehender, fossiler Kapazitäten müssen vermieden werden, um die (österreichischen) Energie- und Klimaziele zu erreichen.
- b. **Technologie-Inklusivität** muss bei der Ausgestaltung beachten werden, um (zukünftigen) Flexibilitätsbedarf zu decken.
- c. **Regionale Komponenten** sind möglich, aber komplex umzusetzen. Aufwand vs. Nutzen ist fraglich

### AUSGESTALTUNGSOPTIONEN:

- a. **Harmonisierung** ist zu empfehlen
- b. Ausgestaltung sollte sich an den Kriterien im CISAF orientieren

# Kapazitätsmechanismen in Europa

Kapazitätsmechanismen in Europa



// Auf dem Weg zu einem zentralen Kapazitätsmarkt

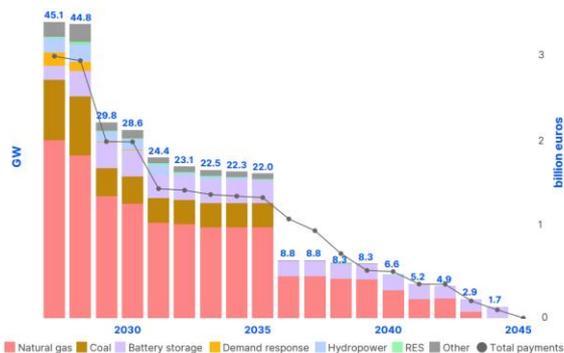
● Diskussion über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus

© EuroGeographics | © OpenStreetMap contributors | © AIT

- 9 aktive Kapazitätsmechanismen in Europa
  - 5 Kapazitätsmärkte mit zentralem Käufer
  - 3 Strategische Reserven
  - 1 Kapazitätsmarkt mit dezentraler Verpflichtung (+ zentrale Elemente)
- Laufende Diskussionen und teilweise geplante Umsetzung in weiteren Ländern
  - Frankreich } Zentraler Markt
  - Spanien } Zentraler Markt
  - Deutschland ?

# Lessons Learned – Lock-in Effekte

## LANGFRISTIGE KAPAZITÄTZAHLUNGEN



Source: Calculated by ACER based on NRA data.

Gesamte Zahlungen und Kapazitäten, die im Rahmen marktweiter Kapazitätsmechanismen nach Technologie in langfristigen Verträgen vergeben wurden.

### SITUATION

In Langzeitverträgen werden derzeit vor allem fossile Anlagen vergütet.

### LÖSUNGSANSÄTZE

Strengere Emissionsgrenzen oder verpflichtende Umstellung auf CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoffe.

### EMPFEHLUNG

Kapazitätsmechanismen müssen im Einklang mit den österreichischen **Klima- und Energiezielen** stehen. **Ausgestaltungsoptionen** müssen neben ökonomischer Effizienz auch **Lock-in Effekte vermeiden** und dürfen den Dekarbonisierungspfad nicht gefährden.

# Lessons Learned – Lock-in Effekte

## Auktionsergebnisse

Auktionsjahr 2025

**Italien** Auktionsjahr 2025

**Bericht: Hauptauktion für das Lieferjahr 2027**

► Zusammenfassung anzeigen

### AUKTIONSERGEBNISSE ITALIEN

- Rund 90% Bestandskapazitäten
- Knapp 2% neue Kapazität (v.a. Batterien)
- Rest: ausländische Anbieter

Auktionsjahr 2024

**Belgien** Auktionsjahr 2024

**Bericht: Y-1 Auktion für die Lieferperiode 2025-2026**

► Zusammenfassung anzeigen

**Bericht: Y-4 Auktion für die Lieferperiode 2028-2029**

► Zusammenfassung anzeigen

### AUKTIONSERGEBNISSE BELGIEN

- Rund 90% Bestandskapazitäten
- Insgesamt (Bestand & Neu) mehr als 70% fossile, thermische Kapazitäten

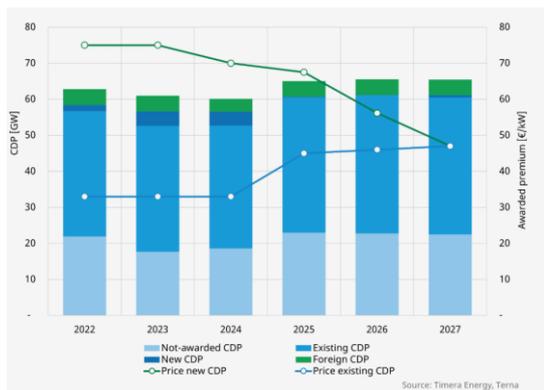
Fossiler Bestand überwiegt

## EMPFEHLUNG

Auch bei Auktionen für **kurze Vertragslaufzeiten** (1-Jahr) müssen die **Dekarbonisierungsziele** im Vordergrund stehen. Die Vergabe von **mehreren Einjahresverträgen** führt zu den gleichen **fossilen Lock-in Effekten** wie bei Langzeitverträgen.

# Lessons Learned - Flexibilitätsbedarf

## AUKTIONSERGEBNISSE ITALIEN



Bezuschlagte neue, bestehende und ausländische Kapazität im italienischen Kapazitätsmarkt für die Lieferjahre 2022-2027

### SITUATION

KMs beanreizen zurzeit zu wenig nicht-fossile Flexibilitäten (und nicht an den richtigen Stellen)

### LÖSUNGSANSÄTZE

Gemeinsame Betrachtung von Versorgungssicherheit + Flexibilitätsbedarf

### EMPFEHLUNG

Die **Ausgestaltung** muss **Technologie-Inklusivität** gewährleisten, um eine aktive Teilnahme von Flexibilitäten zu ermöglichen und zukünftige Flexibilitätsbedarfe zu decken (vgl. FNA).

# Irland: Regionale Komponenten



IDEE

Einführung einer regionalen Komponente, um Kapazitäten an netzdienlichen Stellen zu erhalten.



UMSETZUNG

Irland vergibt Volumen on-top der Nachfragekurve, um regionale Anforderungen zu erfüllen

- Vergütung nach pay-as-bid
- Beeinflusst den Clearing-Preis nicht
- 1-Jahresverträge, um nicht gerechtfertigte Überschussgewinne zu verhindern



ERFÜLLUNG DER REGIONALEN ANFORDERUNGEN

Y-4 2028-2029	Y-1 2024-2025	Y-4 2027-2028	Y-3 2026-2027	Y-1 2023-2024	Y-4 2025-2026	Y-3 2025-2026
x Nordirland	x Alle	x Nordirland/Irland	✓	x Alle	x Irland/Dublin	x Alle

EMPFEHLUNG

Die Ausgestaltung einer **regionalen Komponente** erweist sich als **komplex**, und benötigt große **Vorsicht**, um die Ausübung von Marktmacht und Überschussgewinne zu verhindern. Diese Einschränkungen machen einen **praktischen Nutzen fraglich**.

# Harmonisierung

Begrüßung  
Der EOM  
Regulatorik  
Erfahrungen  
Marktmodell  
Diskussion

 **AKTUELL**

- Clean Industrial Deal State Aid Framework (**CISAF**) definiert Kriterien für eine schnelle Genehmigung von KMs (SR oder zentraler KM).

 **AUSWIRKUNG**

- Es kann weiterhin jeder beliebige Kapazitätsmechanismus eingeführt werden
- Auch Erfüllung einzelner Kriterien führt zu einer schnelleren Genehmigung

 **VORTEILE**

- + Schnellere Genehmigung durch die europäische Kommission
- + Regulatorische Sicherheit für die kommenden Jahre  **Präqualifikation, Auktionszeitpunkte, Vorlauf- und Lieferzeiträume**
- + Erleichterung grenzüberschreitender Teilnahme
- + Anpassungsfähigkeit auf nationale Rahmenbedingungen wird nicht eingeschränkt

## EMPFEHLUNG

Eine weitgehende **Harmonisierung** ist **erstrebenswert**, weshalb sich die Ausgestaltung eines KMs an den **Kriterien im CISAF** orientieren sollte.

 **Annex 1**

**Marktmodell**

**Modellierung verschiedener KMs für Österreich**

Begrüßung

Der EOM

Regulatorik

Erfahrungen

Diskussion

## Marktmodell

## Modellierung verschiedener KMs für Österreich



Welcher Kapazitätsmechanismus löst ein auftretendes Versorgungssicherheitsproblem effizient und welche Auswirkungen bzw. Interaktionen können dabei beobachtet werden?



Implementierung eines innovativen österreichischen Strommarktmodells mit Day-Ahead Spotmarkt, Regelreserve, Marktprämie und EKB-S, sowie diversen volumenbasierten KMs.



- Eine reine **Strategische Reserve** scheitert am beschränkten Volumen der Teilnehmer:innen in Österreich und zeigt negative Auswirkungen auf den Day-Ahead Markt.
- Eine technologieoffene **Ausschreibung für neue Kapazität** wird von RES dominiert; die Einschränkung auf einen **"Flexibilitätstender"** zeigt vielversprechende Resultate.
- Ein Kapazitäts**markt** stellt eine **effiziente und ausgewogene** Lösung dar.

## Marktmodell

## Modellierung verschiedener KMs für Österreich



Implementierung eines innovativen Strommarktmodells für Österreich im Jahr 2040



**Rahmenbedingungen:** Stündliche Nachfrage (TYNDP 2024) unter Berücksichtigung von Importen/Exporten sowie must-run Erzeugung, mit einer Jahressumme von rd. 125 TWh.



**Investments:** Bestandskapazitäten (TYNDP 2024, NT+ 2030) sowie endogene Ausbauentscheidungen, mit einer resultierenden inst. Leistung von rd. 70-80 GW über alle Szenarien.



**Technologien:** Erneuerbare (Wind, PV, Laufwasserkraft), Speicher (Reservoir, Pumpspeicher, Batterien), thermische Kraftwerke (CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> OCGT & CCGT, Biomasse) sowie Elektrolyseure.



**Marktdesign:** Vorhaltung von Regelreserve (450 MW), aktiver EKB-S (95% ab 100 €/MWh), eine modellendogene Marktprämie, sowie diverse Kapazitätsmechanismen.

# Modellierte Kapazitätsmechanismen

## STRATEGISCHE RESERVE

(SR)

- Das Volumen der Strategische Reserve ist **modellendogen**; die **Aktivierung** erfolgt falls das obere **Preislimit** erreicht wird und keine vollständige Markträumung möglich ist.
- Bestehende thermische Kraftwerke können sich für eine Teilnahme entscheiden, werden dadurch jedoch von anderen Märkten ausgeschlossen.

## AUSSCHREIBUNG F. NEUE KAPAZITÄT

(Tender)

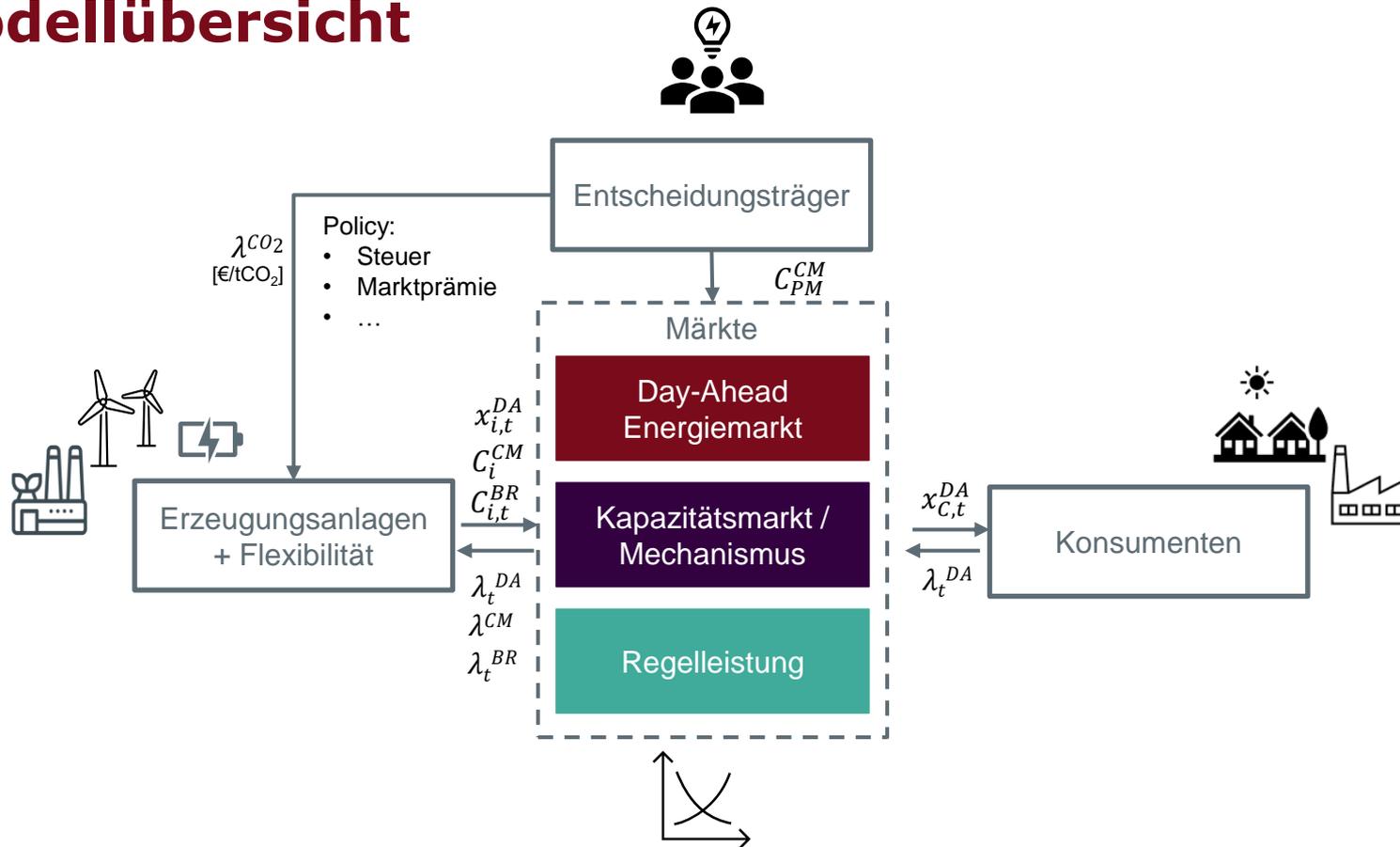
- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **neu errichtete Speicher und Erzeugungstechnologien** die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten.

## ZENTRALER KAPAZITÄTSMARKT

(zKM)

- Das Volumen wird modellexogen so gewählt, dass es zu keiner Lastunterdeckung kommt.
- Teilnahmeberechtigt sind **bestehende und neue Kapazitäten**, die das Emissionslimit von 550 gCO<sub>2</sub>/kWh nicht überschreiten (inklusive Demand Response).
- **Reliability Options** sind aktiv (Strike Preis = Grenzkosten eines H<sub>2</sub>-OCGT).

# Modellübersicht



Begrüßung  
 Der EOM  
 Regulatorik  
 Erfahrungen  
**Marktmodell**  
 Diskussion

# Szenarien

Szenarien		Preislimits (€/MWh)		Marktmechanismen			
Bezeichnung	Beschreibung	min.	max.	KM	EKB-S	Marktprämie	Regelreserve
EOM optimistisch	<i>Keine politischen Eingriffe erwartet</i>	-500	4000		✓	✓	✓
EOM pessimistisch	<i>Signifikante politische Eingriffe</i>	-500	500*		✓	✓	✓
SR	<i>Strategische Reserve</i>	-500	500*	✓	✓	✓	✓
Tender	<i>Ausschreibung für neue Kapazität</i>	-500	500*	✓	✓	✓	✓
zKM	<i>Zentraler Kapazitätsmarkt</i>	-500	500*	✓	✓	✓	✓
SR+Tender	<i>Strat. Reserve &amp; Aus. f.n. Kapazität</i>	-500	500*	✓	✓	✓	✓

\* Preislimits stellen keine expliziten, geänderten Preisobergrenzen dar sondern spiegeln die Erwartungshaltung von Marktteilnehmer:innen wieder, Preise über der gegebenen Schwelle nicht (oder nicht ausreichend) zu erhalten – zum Beispiel durch Abschöpfungen oder gezielte Steuern.

Begrüßung  
 Der EOM  
 Regulatorik  
 Erfahrungen  
 Marktmodell  
 Diskussion

# Resultate: System- & Marktüberblick

	KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Security of Supply	<b>EENS</b>	GWh/a	10	130	40	0	0	0
	<b>LOLE</b>	h/a	8	110	40	0	0	0
Kapazitätsmarkt	<b>Volumen</b>	GW	-	-	2,8	8	15	2,8 / 5
	<b>Clearing Preis</b>	€/kW/a	-	-	100	74	86	50 / 63
Day-Ahead Markt	<b>Preis (avg.)</b>	€/MWh	69	67	71	59	58	62
	<b>Preis (max.)</b>	€/MWh	4000	500	500	475	360	500
Nachfrage deckung	<b>Gesamtkosten*</b> (VoLL 13.000 €/MWh)	%	100%	120%	109%	93%	101%	97%
	<b>Gesamtkosten*</b> (VoLL 3.000 €/MWh)	%	100%	105%	106%	94%	102%	98%

\* Enthält: Energiekosten (Day-Ahead) sowie alle anfallenden Policy-Kosten (KM, Regelreserve, VoLL, Marktprämie) und Policy-Erlöse (Marktprämie, EKB-S, Reliability Options).

# Resultate: System- & Marktüberblick

	KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
Security of Supply	EENS	GWh/a	10	130	40	0	0	0
	LOLE	h/a	8	110				
Kapazitätsmarkt					2,8	8	15	2,8 / 5
					100	74	86	50 / 63
Day-Ahead Markt	Preis (avg.)	€/MWh	69	67	71	59	58	62
	Preis (max.)	€/MWh	4000	500	500	475	360	500
Nachfrage deckung	Gesamtkosten* (VoLL 13.000 €/MWh)	%	100%	120%	109%	93%	101%	97%
	Gesamtkosten* (VoLL 3.000 €/MWh)	%	100%	105%	100%	94%	102%	98%

Der Tender wirkt sich signifikant senkend auf die Kosten zur Deckung der Nachfrage aus.

Der Kapazitätsmarkt zeigt den größten Stabilisierungseffekt auf Day-Ahead Preise.

59 58 62  
475 360 500

93% 101% 97%  
94% 102% 98%

\* Enthält: Energiekosten (Day-Ahead) sowie alle anfallenden Policy-Kosten (KM, Regelreserve, VoLL, Marktprämie) und Policy-Erlöse (Marktprämie, EKB-S, Reliability Options).

# Resultate: Details & Folgen

KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
<b>OCGT</b>	MW	3000	560	850	560*	560*	560
<b>CCGT</b>	MW	2800	2800	5200	2800	3250	5700
<b>H2-OCGT</b>	MW	-	-	-	950	3250	-
<b>H2-CCGT</b>	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung von <b>kurzf. Flexibilität</b>	%	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
Auswirkung a. <b>Profite</b> von <b>Kurzfristspeicher</b>	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
Auswirkung a. <b>Kosten</b> von flex. <b>Nachfrage</b>	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf <b>CO<sub>2</sub> Emissionen</b>	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

\* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in - stillgelegt werden.

# Resultate: Details & Folgen

KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
OCGT	MW	3000	560	850	560*	560*	560
CCGT							5700
H2-OCGT							-
H2-CCGT	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Leistung von <b>kurzf. Flexibilität</b>	%	0%	0%	0%	+75%	+10%	+17%
Auswirkung a. <b>Profite</b> von <b>Kurzfristspeicher</b>	%	0%	-26%	-18%	-73%	-6%	-57%
Auswirkung a. <b>Kosten</b> von flex. <b>Nachfrage</b>	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf <b>CO<sub>2</sub> Emissionen</b>	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

Während Tender zu einer signifikant höheren installierten Leistung von kurzfristigen Flexibilitäten führen, zeigt der Kapazitätsmarkt die geringste Verzerrung des Markts.

\* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in - stillgelegt werden.

Begrüßung  
Der EOM  
Regulatorik  
Erfahrungen  
Marktmodell  
Diskussion

# Resultate: Details & Folgen

KPI	Einheit	EOM opt.	EOM pess.	SR	Tender	zKM	SR+Tender
OCGT	MW	3000	560	850	560*	560*	560
CCGT	MW	2800	2800	5200	2800	3250	5700
<b>H2-OCGT</b>	MW	-	-	-	950	3250	-
H2-CCGT	MW	-	-	-	-	-	-
Installierte Kapazität von kurzfristigen Kraftwerken							+17%
Auswirkung auf von Kurzfristigen Kraftwerken							+57%
Auswirkung a. <b>Kosten</b> von flex. <b>Nachfrage</b>	%	0%	0%	-3%	+12%	-17%	+7%
Auswirkung auf <b>CO<sub>2</sub> Emissionen</b>	%	0%	+2%	+1%	-58%	-27%	-31%

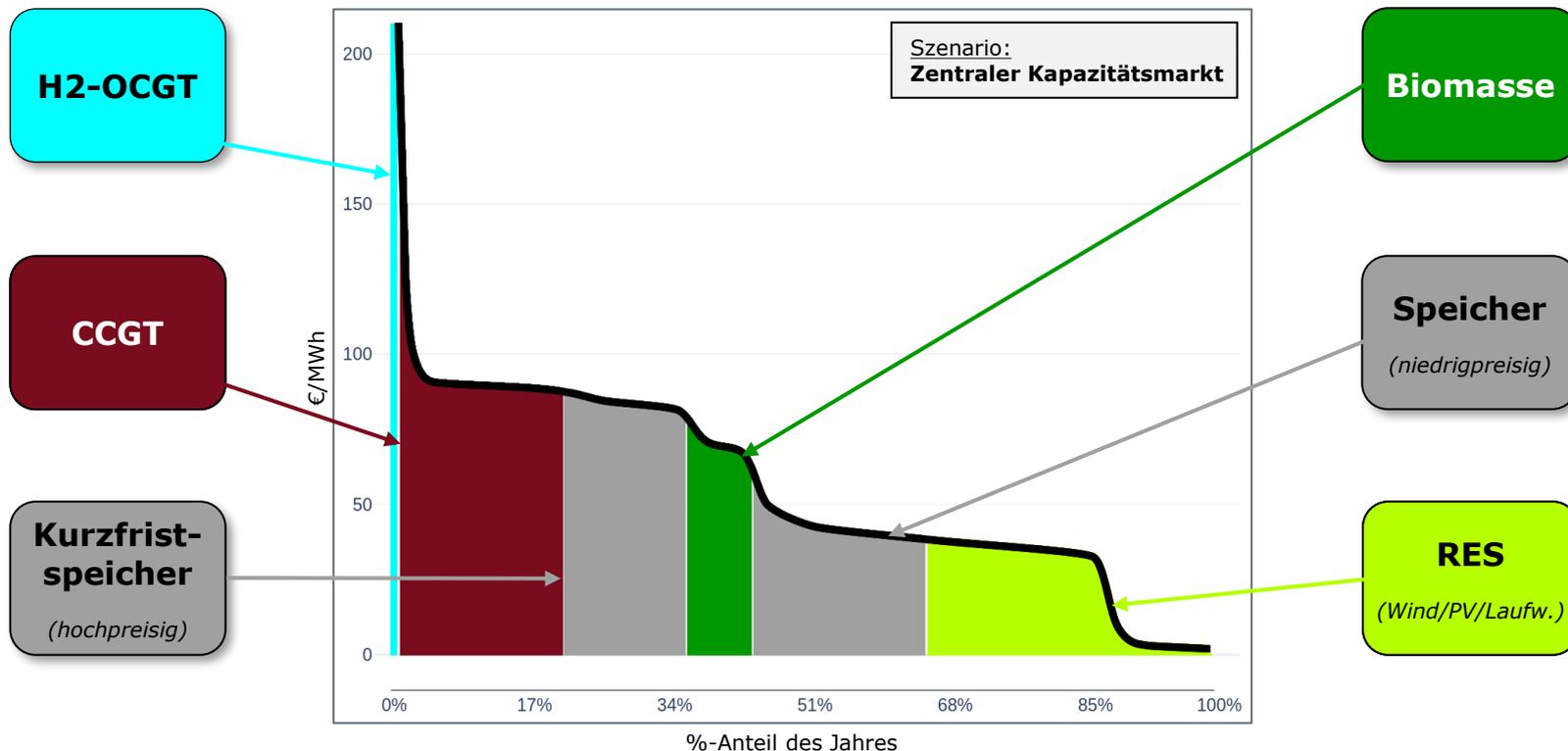
Während im Kapazitätsmarkt vor allem Wasserstoffkraftwerke entstehen, verändert die erhöhte verfügbare Flexibilität im Tender den ganzjährigen Betrieb signifikant.

\* Technologie operiert nicht kostendeckend und könnte - in Abhängigkeit der Risikobereitschaft der Betreiber:in - stillgelegt werden.

Begrüßung  
 Der EOM  
 Regulatorik  
 Erfahrungen  
 Marktmodell  
 Diskussion

# Resultate: Strompreisdauerlinie

Übersicht der preissetzenden Technologien über die Gesamtheit eines Jahres



Begrüßung  
Der EOM  
Regulatorik  
Erfahrungen  
Marktmodell  
Diskussion

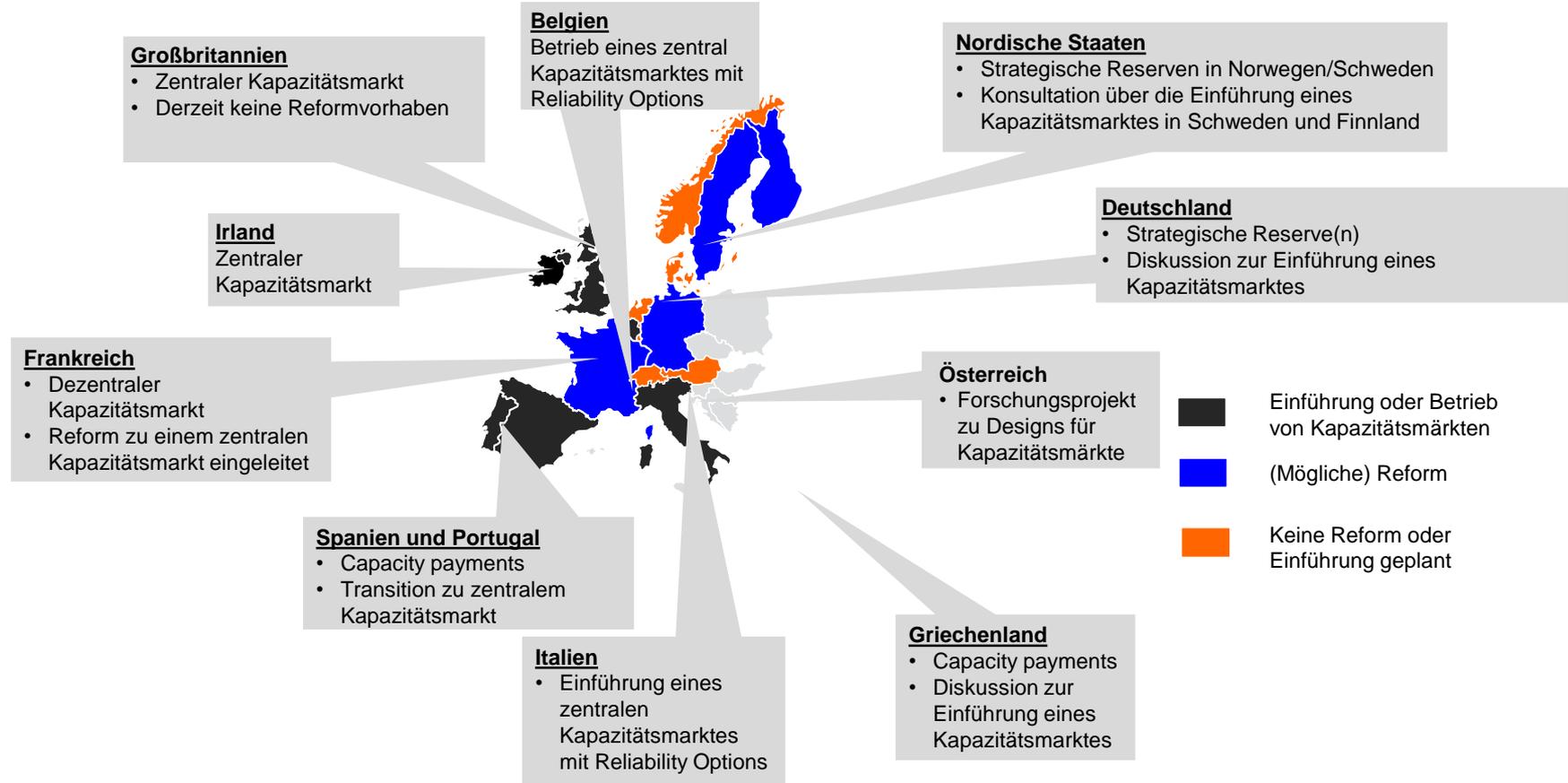
**Diskussion**

**Stimmen aus der Praxis**

# Stimmen aus der Praxis – EPEX SPOT SE

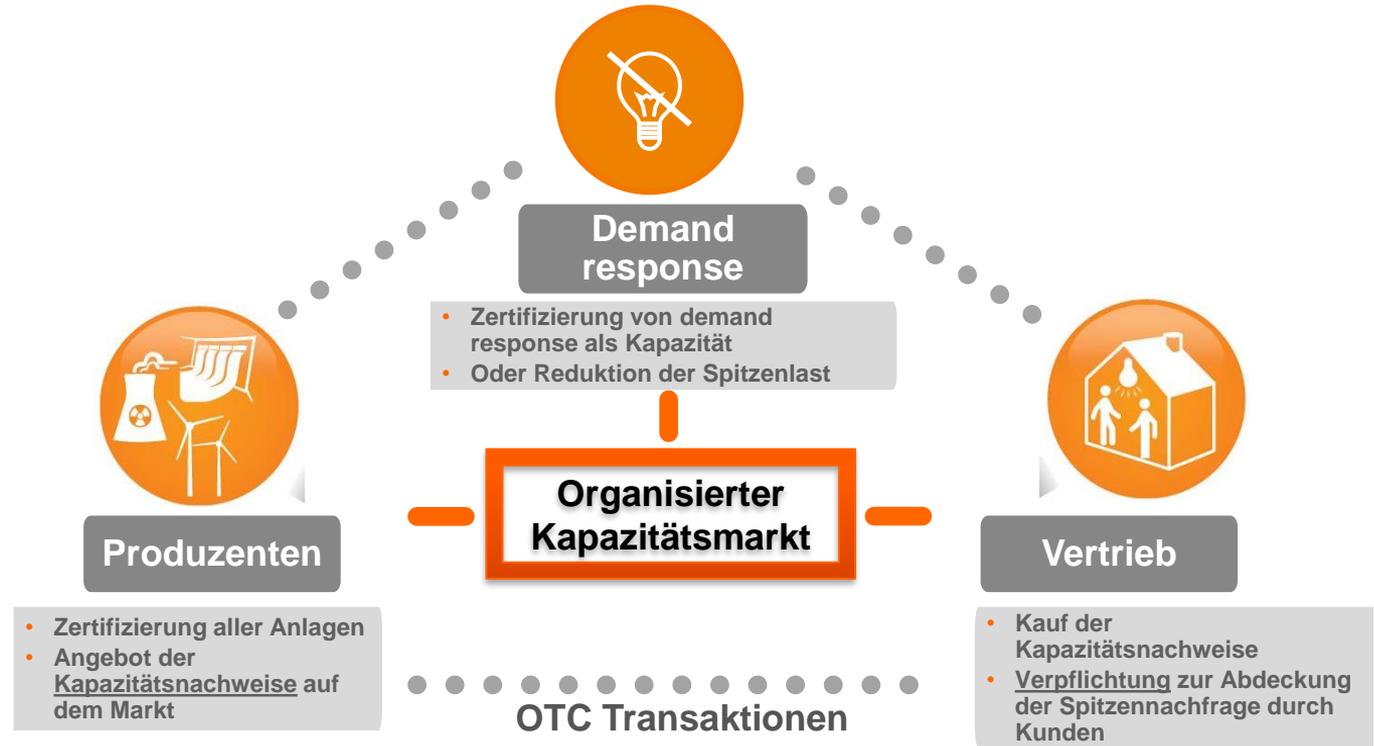
Arnold Weiß  
20. August 2025

# Status der Entwicklung von Kapazitätsmärkten in der EU



# Teilnehmer und Konzept des Kapazitätsmarkts in Frankreich

Zweck: Die Sicherheit der Stromversorgung in Spitzenlastzeiten, vor allem im Winter. Außerdem die Beteiligung der Nachfrageseite, um die Abhängigkeit von Spitzenlaststromerzeugung zu verringern.



## Schlussfolgerungen von RTE/CRE (Auswahl):

- Der Mechanismus erwies sich als entscheidend für die **Versorgungssicherheit**.
- Der **wirtschaftliche Nutzen** überstieg die Kosten der Umsetzung.
- Die dezentrale Architektur hat die Erwartungen nicht vollständig erfüllt und zu **Problemen bei der Nachvollziehbarkeit der Preisbildung** geführt
- Der Mechanismus ist **komplex**, da er (i) den Wunsch nach Präzision und relevanten Anreizen, (ii) die Integration struktureller Bestimmungen auf Wunsch der europäischen Behörden und (iii) die Berücksichtigung spezifischer Besonderheiten miteinander zu verbinden versuchte.
- Der Kapazitätsmechanismus sollte ursprünglich unter anderem dazu dienen, **neue Investitionen in Kapazitäten**, insbesondere fossile thermische Kapazitäten, zu ermöglichen. Die in der nationalen Strategie zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und im Energieprogramm festgelegten energiepolitischen Leitlinien haben die Inbetriebnahme neuer fossiler thermischer Produktionsanlagen ausgeschlossen.
- Der Kapazitätsmechanismus ermöglichte es, bis zu 3,5 GW an **Kapazitäten**, die für die Einhaltung des Versorgungssicherheitskriteriums im Zeitraum 2017-2019 unerlässlich waren, **in Betrieb zu halten**.
- Der französische Kapazitätsmechanismus hat nicht dazu geführt, dass sich die französischen **Großhandelspreise** auf einem niedrigeren Niveau stabilisiert haben als in Ländern ohne ein vergleichbares System (insbesondere Deutschland).
- Angesichts der zunehmenden **dezentralen Flexibilität** kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Vorteile eines dezentralen Mechanismus in den kommenden Jahren materialisieren werden.

# Q & A SESSION



## Beantwortung offener Fragen

# > Herzlichen Dank für Ihre Teilnahme!

## Kontakte:

**TARA ESTERL**  
Tara.Esterl@ait.ac.at

**STEFAN STRÖMER**  
Stefan.Stroemer@ait.ac.at

**DIANA KRAINER**  
Diana.Krainer@ait.ac.at

**SARAH FANTA**  
Sarah.Fanta@ait.ac.at

**PHILIPP ORTMANN**  
Philipp.Ortmann@ait.ac.at

**KATRIN BURGSTALLER**  
burgstaller@energieinstitut-linz.at

**MICHAEL SCHNUR**  
michael.schnur@wienenergie.at

**ARNOLD WEISS**  
a.weiss@epexspot.com