



Mit den Stakeholdern erarbeitete Take-Aways zum Ergebnis der Sitzung

1. Diskussionsfragen zu Marktdesignoptionen zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt

1.1 Frage: 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?

- Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
 - Es wurde die Sicht geteilt, dass eine Einbeziehung von Bestandsanlagen in einen Kapazitätsmarkt zumindest in der längeren Frist sinnvoll ist.
 - Eine Berücksichtigung von Bestandsanlagen kann dazu beitragen, dass diese modernisiert sowie die notwendigen Ressourcen zum Betrieb (Personal, etc.) abgesichert und damit die Anlagen länger erhalten bleiben. Zugleich ist es wichtig auch Bestandsanlagen für die neuen Anforderungen des Stromsystems fit zu machen.
 - Als Herausforderung wurde identifiziert, wie man ein großes Instrument wie einen Kapazitätsmarkt so ausgestalten kann, dass er auch in der Phase einer Transformation unterstützend wirkt, wenn die technologischen Entwicklungen im Einzelnen noch nicht überall im Detail absehbar sind.
 - Abstufungen bei der Produktausgestaltung zwischen Neu- und Bestandsanlagen sowie Modernisierungen sind zu bedenken, um verschiedene Finanzierungsbedürfnisse zu berücksichtigen.
 - Eine Differenzierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen geht mit Parametrisierungsrisiken einher, ist aber dennoch sinnvoll.
 - Die Ausschreibung von Bestands- und Neubauanlagen muss auf das Zielbild des dekarbonisierten Stromsystems einzahlen.
 - Ein Ausschluss von Bestandskraftwerken aus einem Kapazitätsmarkt wird voraussichtlich negative Effekte auf die Wirtschaftlichkeit dieser Kraftwerke haben. Bei anderen steuerbaren Kapazitäten (z.B. DSR, Speicher) ist dieser Effekt aktuell offen.



1.2 Frage: 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?

- Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
 - Vorgeschaltet vor einer möglichen Segmentierung ist die Gesamtdimensionierung eines Kapazitätsmarktes zu klären, da sich daraus der Rahmen für den Umfang möglicher einzelner Segmente ergibt.
 - Eine Segmentierung erfordert eine Festlegung, wie die Segmente identifiziert und abgegrenzt werden sollen → Damit hat eine Segmentierung ähnliche sachliche und regulatorische Herausforderungen wie De-Rating.
 - Es ist zu klären, wie die Beschaffung / Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit der Beschaffung von steuerbaren Kapazitäten im Rahmen von Kapazitätsmärkten koordiniert werden kann und sollte.
 - Unterschiedliche Beiträge zur Versorgungssicherheit von steuerbaren Kapazitäten nach Zuverlässigkeit und Dauer der Erbringung sind zu berücksichtigen (z.B. Batteriespeicher, H₂-Kraftwerke, Bioenergie).
 - Angestrebte Ziele jenseits von Versorgungssicherheit und der damit einhergehende Grad der Segmentierung beeinflussen die Effizienz der Ausschreibung.

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

- Es gab folgende Aussage zu beiden Arten von Kapazitätsmärkten:
 - Bei der Dimensionierung eines Kapazitätsmarktes (bzw. der Gefahr einer Überdimensionierung) ist auch die Transformation des Stromsektors und damit die Umstellung von Erdgaskraftwerken auf klimaneutrale Brennstoffe zu berücksichtigen (Vermeidung von lock-ins).
- Es gab folgende Aussage zum zentralen Kapazitätsmarkt:
 - Zentrale Kapazitätsmärkte sind in Europa dominant (im Vergleich zu dezentralen Kapazitätsmärkten), dies kann Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Koordinierbarkeit zwischen den jeweiligen Kapazitätsmärkten haben, insbesondere bei der grenzüberschreitenden Öffnung.



- Es gab folgende Aussagen zum dezentralen Kapazitätsmarkt:
 - Es besteht das Risiko, dass sich Versorger/Verbraucher nicht vollständig absichern und daher Unterversorgung droht → Dieses Risiko ist abhängig von der Höhe der Pönale, die ein wichtiges Designelement im DKM darstellt → Das Versorgungssicherheits-Niveau ist über die Pönale nur indirekt steuerbar (Jedoch sind Pönalen auch im zentralen Kapazitätsmarkt notwendig).
 - Ein regelmäßiger Kontrollmechanismus (z.B. Prüfsituation) ist notwendig um zu überprüfen, ob sich Marktteilnehmer ausreichend abgesichert haben.

1.4 Frage: Welche sonstigen Gründe sprechen jeweils für bzw. gegen einen zentralen bzw. dezentralen Kapazitätsmarkt?

Diese Frage konnte in der Sitzung am 7. Juni nicht mehr vertieft diskutiert werden. Eine kurze Abfrage unter den Stakeholdern in der Sitzung ergab einen Bedarf über lokale Signale im Rahmen eines Kapazitätsmarktes zu diskutieren. BMWK sicherte zu, das Thema in seine weiteren Planungen mit aufzunehmen. Darüber hinaus gab es keine weiteren Ergänzungen oder Vorschläge.



2. Diskussionsfragen zu Marktdesignoption wettbewerblicher Strommarkt / EOM und Langfristverträge

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

- Die Bedeutung von Langfristverträgen dürfte zunehmen, wenn weitere steuerbare Kapazitäten aus dem Markt gehen, erneuerbare Energien weiter zugebaut werden und damit Preisvolatilitäten tendenziell zunehmen.
- Das Interesse von erneuerbaren Energien zukünftig Marktwerte zu stabilisieren kann einen marktgetriebenen Zubau von Speichern / Lastflexibilität bewirken.
- Der Markt ist grundsätzlich in der Lage, neue Produkte zur Absicherung zu generieren und zu handeln, derzeit ist nur kein allzu großer Bedarf/Nachfrage nach spezifisch ausdifferenzierten Produkten zu beobachten.
- Herausforderung bei der marktlichen Finanzierung ist, ob die damit angereizten Investitionen ausreichen, um das Versorgungssicherheits-Niveau abzusichern.
- Seit der Marktliberalisierung sind auch Investitionen in Kraftwerke getätigt worden, die alleine auf einer Finanzierung über den Markt aufbauten.

2.2 Frage: Wo gibt es ggf. Weiterentwicklungsbedarf an den Langfristmärkten?

2.3 Frage: 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?

2.4 Frage: 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?



Die Diskussionen zu den Fragen 2.2 bis 2.4 waren thematisch teilweise stark miteinander verwoben, sodass die take-aways hier gesammelt für alle drei Diskussionsblöcke dargestellt werden.

- Die Herausforderung ist weniger, dass der Markt keine neuen Produkte entwickeln kann, sondern insbesondere, dass es am Markt nicht ausreichend verbrauchsseitige Nachfrage nach Absicherung jenseits eines Zeithorizonts von 2-3 Jahren gibt.
- Diskutiert wurde, ob Contracts for Difference (CfDs) zukünftig alle Neuanlagen (auch alle steuerbare/brennstoffbasierte Kapazitäten) abdecken sollen/werden. Die Einschätzung ist jedoch, dass dies bei steuerbaren/brennstoffbasierten Anlagen mit Effizienzverlusten (z.B. Verzerrung Dispatch, Vordefinition Technologiemic) und möglicherweise fehlender Zielgenauigkeit bei der Versorgungssicherheit einhergeht und daher nicht sinnvoll ist.
- Freiwillige Langfristverträge werden als Modell der Absicherung von Investitionen nicht ausgeschlossen. Allerdings ist zweifelhaft, ob solche Langfristverträge alleine ausreichend sind, um genug Investitionen abzusichern, die die Versorgungssicherheit gewährleisten können.
- Die theoretische Option einer staatlich induzierten Nachfrage nach Langfristverträgen erhöht letztlich auch den staatlichen Einfluss auf das Stromsystem. In diesem Zusammenhang verringert sich der Freiraum der privatwirtschaftlichen Akteure (z.B. bei der Vertragsausgestaltung).
- Transformationsrisiken ergeben sich auch aus Unsicherheiten der Investoren bzgl. Umfang und Geschwindigkeit einzelner Transformationsprozesse (Verfügbarkeit von H₂, Ausbau erneuerbarer Energien, etc). Investoren brauchen staatliche Absicherungselemente gegen diejenigen Transformations- und regulatorischen Risiken, die sie nicht selbst absichern können um Planungssicherheit zu erreichen.
- Zu untersuchen wäre, welche Transformationsrisiken letztlich nicht von den Marktakteuren abgesichert werden können. Zu prüfen wäre, ob es jenseits der bisher diskutierten Marktdesignoptionen noch weitere gibt, die vertieft betrachtet werden sollten.