

Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts

Kurzpapier (Update)

im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung der Weiterentwicklung des nationalen Strommarktdesigns zur Finanzierung steuerbarer Kapazitäten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

10. September 2024



Executive Summary

Hintergrund

Im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) wurde die Frage der Finanzierung steuerbarer Leistung im Strommarkt der Zukunft diskutiert. Während Einstimmigkeit darüber bestand, dass der Energy-Only-Markt fundamental dazu in der Lage wäre, neue Investitionen in steuerbare Leistungen anzureizen, bestand ebenfalls Einigkeit darüber, dass das notwendige Vertrauen in den Markt in den letzten Jahren gelitten hat und eine Verbesserung des Investitionsrahmens für steuerbare Leistungen notwendig ist. Die Bundesregierung hat angekündigt, einen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus einzuführen, der ab 2028 operativ sein wird. Jetzt dreht sich die Diskussion um die Frage, welches Konzept eines Kapazitätsmechanismus eingeführt werden soll.

In der wissenschaftlichen Theorie und auch in der internationalen Praxis existieren hierzu diverse Marktdesignoptionen, darunter auch explizite Kapazitätsmechanismen. Diese Mechanismen zielen darauf ab, die Versorgungssicherheit durch Anreize in Form von Kapazitätzahlungen für ausreichend flexible Anlagen effizient zu gewährleisten.

Ein mögliches Modell ist der sogenannte „Kombinierte Kapazitätsmarkt (KKM)“, der Elemente eines zentralen und eines dezentralen Kapazitätsmarkts vereint. Bei richtiger Ausgestaltung kombiniert er die Vorteile beider Ansätze, während er die Nachteile beider Ansätze minimiert.

Das Konzept des Kombinierten Kapazitätsmarkts (KKM)

Der KKM besteht aus zwei Komponenten: einem zentralen Segment und einem dezentralen Segment.

- **Zentrales Segment (KKM-Z):** Hierbei handelt es sich um zentral organisierte Ausschreibungen für neue, zusätzliche Kapazitäten. Kapazitätsanbieter konkurrieren um Finanzierungsprämien, die durch langfristige Verträge Investitionssicherheit bieten sollen. Die Kapazitäten werden anschließend in den KKM-D eingebracht.
- **Dezentrales Segment (KKM-D):** Dieses Segment basiert auf der Verpflichtung der Lieferanten, konkret in der hier beschriebenen Ausgestaltung der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), sich für Spitzenlastsituationen mit Kapazitätscertifikaten einzudecken.

Alternativ können sie ihre Last durch Einsatz eigener Flexibilitäten senken, für die keine Zertifikate benötigt werden. Sie tragen so zur Versorgungssicherheit bei und reduzieren mittels Selbsterfüllung gleichzeitig die Höhe ihrer Verpflichtung. Die Zertifikate werden von zertifizierten Kapazitätsanbietern entsprechend des Versorgungsicherheitsbeitrags ihrer Anlagen angeboten, darunter auch Zertifikate der über das KKM-Z entstehenden neuen Kapazitäten.

Die Stärke des Kombinierten Kapazitätsmarkts liegt darin, dass er bei richtiger Ausgestaltung die Vorteile eines dezentralen und zentralen Ansatzes kombiniert: Er ermöglicht die optimale Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen und dezentralen Wissens über die Entwicklung der Nachfrage. Er schafft gleichzeitig ausreichende Investitionssicherheit für diejenigen neuen Kapazitäten, die besonders kapitalintensiv sind und für die das Problem der Fristeninkongruenz besteht (benötigen ca. 15 Jahre Refinanzierungssicherheit, während der Terminmarkt nur ca. drei Jahre im Voraus liquide handelt). Die Kombination aus zentralen und dezentralen Elementen stärkt den Wettbewerb zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen und Kapazitätsanbietern. Das dezentrale Element macht den KKM besonders innovationsoffen und anpassungsfähig an die unsicheren Entwicklungen der Energiewende, besonders auf der Nachfrageseite. Das macht den KKM besonders energiewendekompatibel. Ein weiterer Vorteil: Während ein Zentraler Kapazitätsmarkt komplett über eine neue Umlage finanziert werden müsste, wäre die Umlage im KKM nur auf den zentralen Teil begrenzt und könnte durch die Vermarktung der dort erzeugten Zertifikate erheblich reduziert werden. Für den dezentralen Teil bedürfte es keiner neuen Umlage; Er wäre weitgehend selbsttragend, da die Kosten direkt bei den BKV anfallen und zumindest teilweise an die Stromkunden weitergereicht werden.

Zentrale Gestaltungselemente

Auktion für kapitalintensive Neubauten und dezentraler Zertifikatehandel

Im vorgeschlagenen KKM-Modell ist dem dezentralen Segment eine Ausschreibung für besonders kapitalintensive Neuanlagen (oder ggf. auch umfassende Erneuerungen) im zentralen Segment zeitlich vorgelagert. Die in der Ausschreibung erfolgreichen Anbieter erhalten langfristige Verträge über Kapazitätzahlungen zur Refinanzierung ihrer Investitionen. Die Ausschreibung im KKM-Z findet fünf Jahre vor Beginn der sogenannten Verpflichtungsperiode statt und wiederholen sich jährlich, solange weiterer Neubaubedarf besteht. Die Zertifikate der bezuschlagten Neuanlagen werden anschließend von einer staatlichen Stelle in der Zertifikatsauktion des KKM-D vermarktet. Auch zertifizierte Bestandsanlagen können ihre Zertifikate in der Zertifikatsauktion des KKM-D anbieten. Die Zertifikatsauktion findet vier Jahre vor Beginn der Verpflichtungsperiode statt und bildet den Auftakt für den kontinuierlichen Handel mit Zertifikaten. Der kontinuierliche Handel mit Zertifikaten erlaubt den Lieferanten auf Änderungen ihrer Erwartung über den Verbrauch (genauer: ihre individuelle Last in Zeiten der Systemspitzenlast) flexibel zu reagieren. Außerdem können über den Handel neue Anbieter, die sich erst nach der Startauktion zertifizieren lassen, Zertifikate am Markt anbieten. Die Zertifikate gelten für eine Verpflichtungsperiode, also in der Regel für ein Jahr. Für das darauffolgende Jahr werden neue Zertifikate ausgegeben und es gibt für die Lieferanten entsprechend der Lastentwicklung eine neue Verpflichtung. Anlagen, die bereits für das Vorjahr ein Zertifikat erhalten hatten, können sich in einem vereinfachten Verfahren rezertifizieren lassen. Das Zusammenspiel von Neubauauktion, Zertifikatsauktion, nachträglicher Zertifizierung sowie kontinuierlichem Handel erlaubt eine effiziente Allokation der Versorgungssicherheitszertifikate.

Dimensionierung

Im KKM ist es Aufgabe einer zentralen Instanz, die Menge an auszuscheidenden kapitalintensiven Neuanlagen festzulegen (KKM-Z). Dies erfolgt auf Grundlage von Simulationsrechnungen. Die Menge an vorzuhaltenden Zertifikaten im dezentralen Segment hingegen ergibt sich aus dem Markt, was eine zentrale Stärke des KKM-D darstellt: Der Umfang an erforderlichen Kapazitäten ergibt sich konkret aus der Spezifikation der Verpflichtung der Lieferanten und deren (dezentralen) Erwartungen dazu, wie viele Zertifikate sie benötigen. In der Regel können die Lieferanten und ihre Kunden selbst am besten abschätzen, wie hoch ihre Stromnachfrage zu Zeiten der Spitzenlast aus Systemsicht ist, wie sich die Stromnachfrage über die Zeit entwickelt und ob Flexibilitäten zur Reduktion der Verpflichtung kostengünstiger sind als der Einkauf von Zertifikaten („Selbsterfüllung“). Dadurch wird der Mechanismus treffsicherer und bietet einen inhärenten Anreiz für jeden Verbraucher, seine Last zum Zeitpunkt der Systemspitzenlast zu minimieren.

Die Bestimmung der auszuscheidenden Menge an kapitalintensiven Neuanlagen im KKM-Z erfolgt über Simulationsrechnungen zu einer effizienten Entwicklung des Energieversorgungssystems. Darüber lässt sich die voraussichtlich effiziente Menge an Neuanlagen abschätzen. Die KKM-Z-Ausschreibungen werden grundsätzlich jährlich für künftige Verpflichtungsperioden durchgeführt. Ergeben die Simulationen, dass kein zusätzlicher Bedarf an kapitalintensiven Neubauten besteht, insbesondere wenn in früheren Runden bereits viele neue Anlagen in der KKM-Z-Ausschreibung beschafft wurden, dann entfällt für dieses Jahr die KKM-Z-Ausschreibung und es findet nur der Zertifikatehandel im KKM-D statt.

Für den KKM-D ist die Systemspitzenlast der Verpflichtungsperiode die auslegungsrelevante Größe. Sie ist die bestimmende Situation für die Nachfrage nach Zertifikaten im KKM-D. Die Last eines Lieferanten zum Zeitpunkt der Systemspitzenlast (d.h. sein Spitzenlastbeitrag) ist die Größe, aus der sich die Höhe der individuellen Verpflichtung ergibt. Die Summe dieser Verpflichtungen, also die Summe der individuellen Spitzenlastbeiträge, bestimmt die Gesamtmenge an erforderlichen Zertifikaten. Diese Lastbeiträge sind in der Regel nicht deckungsgleich mit den individuellen Spitzenlasten, da die individuellen Spitzenlasten oftmals zu anderen Zeitpunkten auftreten können als der Zeitpunkt der auslegungsrelevanten Systemspitzenlast. Eine Dimensionierung auf die individuellen Spitzenlasten würde zu einer deutlichen Überdimensionierung des Systems führen und die Kosten treiben. Der im KKM-D für jeden Verbraucher inhärent gegebene Anreiz, die eigene Last zum Zeitpunkt der Systemspitzenlast zu minimieren, wirkt kostendämpfend, da die zur Lastdeckung benötigte steuerbare Leistung reduziert wird.

Somit kombiniert der KKM die Vorteile zweier Welten: Auf der einen Seite steht ein sicherer Zubau von besonders kapitalintensiven Neuanlagen mit langen Refinanzierungszeiträumen durch zentrale Ausschreibungen, deren Umfang zentral bestimmt wird. Auf der anderen Seite steht eine kostenminimale Sicherung der Lastabdeckung durch marktliche Bestimmung des erforderlichen Umfangs von Zertifikaten. Diese erfolgt unter Einbindung von dezentralem Wissen und der Option der Selbsterbringung mit eigenen Flexibilitäten kombiniert mit einer hohen Anpassungsfähigkeit über die Zeit.

Teilnehmer

Teilnehmer am KKM sind neben den BKV bzw. mittelbar Lieferanten als „Verpflichtete“ die Kapazitätsanbieter wie Kraftwerke, Speicher und ggf. Lastflexibilitäten. Die Anbieter können ihre Kapazitäten in Höhe des Versorgungssicherheitsbeitrags ihrer Anlagen anbieten. Dieser Beitrag wird für das KKM-Z wie auch für das KKM-D (außerhalb der Selbsterfüllung) zentral durch das sogenannte De-Rating ermittelt. Die Teilnahme am Kapazitätsmarkt ist für alle Kapazitäten

freiwillig. BKV / Lieferanten hingegen sind zur Teilnahme verpflichtet, so wird eine Versorgungslücke sicher ausgeschlossen.

Produkte

Im KKM wird die Verfügbarkeit von Kapazität auf Basis der Einheit „de-rated MW“ vergütet. Das De-Rating beschreibt das Verhältnis zwischen dem für die Versorgungssicherheit relevanten Leistungsbeitrag und der technischen Nennleistung der steuerbaren Kapazität. Die Zertifikate haben eine Gültigkeit von einer Verpflichtungsperiode, d.h. einem Jahr. Im KKM-Z erhalten die Neuanlagen eine wettbewerblich ermittelte, jährliche Kapazitätzahlung für eine festgelegte Dauer (z. B. 15 Jahre). Gleichzeitig verpflichten sich die bezuschlagten Neuanlagen, ihre Kapazitätzertifikate während der Vertragslaufzeit an die staatliche Stelle abzutreten. Die staatliche Stelle vermarktet die Kapazitätzertifikate für die jeweilige Erfüllungsperiode. Die Erlöse hieraus dienen der Refinanzierung des KKM-Z.

Abschöpfung

Beim KKM-Z ist die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus schon allein aufgrund der europarechtlichen Vorgaben aus dem Beihilferecht unumgänglich. Eine Umsetzungsoption hierfür, die auch aus anderen bereits implementierten Kapazitätsmechanismen bekannt ist, ist eine sogenannte „Reliability Option“. Konkret bedeutet dies, dass Anlagen, die einen Zuschlag in der Neubauschreibung und damit eine Kapazitätzahlung erhalten, verpflichtet werden, die positive Differenz zwischen dem kurzfristigen Strommarktpreis („Spotmarktpreis“) und einer festzulegenden Preisschwelle („Strike-Price“ der Option) an die staatliche Stelle zu zahlen. Einnahmen hieraus dienen ebenfalls zu Refinanzierung des KKM-Z. Der Strike-Price sollte nicht zu niedrig angesetzt werden, um einen effizienten Dispatch der Anlagen am Strommarkt nicht zu gefährden.

Es ist eher unwahrscheinlich, dass auch für das KKM-D eine solche Reliability Option eingeführt werden muss. Die Frage wird aber noch vertieft geprüft.

Erfüllungskontrolle

Die Erfüllungskontrolle – die Einhaltung der Verpflichtungen durch die Lieferanten und Kapazitätsanbieter – wird durch die staatliche Stelle überwacht. Für Kapazitätsanbieter ist auch eine rein finanzielle Verpflichtung denkbar, deren Umsetzbarkeit aber noch weiter zu prüfen ist. Bei Neuanlagen ist in jedem Fall die Inbetriebnahme maßgeblich für die Pflichterfüllung.

Berücksichtigung bestehender Förderregime

Anlagen, die bereits Förderungen wie etwa aus dem EEG, KWKG oder aus den Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie erhalten, werden wie folgt in den KKM integriert: Ihr Beitrag zur Versorgungssicherheit wird im Zertifikatesystem berücksichtigt, indem die staatliche Stelle Zertifikate im Umfang dieses Beitrags in das KKM-D einbringt. Die Anlagen behalten ihre bisherige Förderung. Sie erhalten keine weitere Förderung aus dem KKM, um eine doppelte Förderung zu vermeiden.

1 Einleitung

Die Frage der Absicherung von Investitionen in steuerbare Kapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (VS) wurde in der Öffentlichkeit zuletzt intensiver diskutiert. Die Diskussionen z.B. in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) haben gezeigt, dass viele Stakeholder Vorteile darin sehen, den Stromgroßhandel um einen Marktmechanismus zur

Finanzierung steuerbarer Kapazitäten zu ergänzen. Dafür gibt es in der Theorie und zumindest teilweise auch in der Praxis eine Vielzahl von Marktdesignoptionen.

Eine dieser Optionen sind explizite Kapazitätsmechanismen. Ziel eines Kapazitätsmechanismus ist die Versorgungssicherheit durch Anreize für ausreichende Mengen an flexiblen Anlagen effizient zu gewährleisten. Diese können je nach spezifischen Anforderungen auf Basis verschiedener Grundmodelle ausgestaltet werden. Zu den bekanntesten Modellen gehören ein zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM), wie in Belgien, Polen, Großbritannien oder in Teilen Nordamerikas, und ein dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM), wie in Frankreich im Grundsatz umgesetzt. Denkbar ist aber auch eine Kombination aus dezentralem und zentralem Kapazitätsmarkt zu einem kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM). In der Praxis findet der KKM am ehesten im französischen Modell Entsprechung, wo der DKM nach Einführung um zentrale Neubauauktionen ergänzt wurde.

Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten generell und somit auch eines Kombinierten Kapazitätsmarkts bestehen viele Freiheitsgrade. Ziel eines KKM ist es, die Vorteile des ZKM und DKM zu kombinieren, möglichst ohne die Nachteile der jeweiligen Modelle zu übernehmen. Das zentrale Segment im KKM (KKM-Z) soll durch langfristige Verträge die notwendige Investitionssicherheit für den Zubau neuer Kapazitäten bieten. Das dezentrale Segment im KKM (KKM-D) soll eine optimale Einbindung innovativer dezentraler Flexibilitätsoptionen (z.B. Lastflexibilität) und dezentrales Wissen über die Entwicklung der Nachfrage ermöglichen. In diesem Kurzpapier geben wir einen Überblick über eine mögliche, geeignete Ausgestaltung des grundsätzlichen Designs eines solchen KKM. Das Papier stellt dem aktuellen Diskussionsstand zu dem Konzept des KKM dar. Das Konzept soll auf Basis der Diskussion mit Stakeholdern sukzessive fortentwickelt werden und ist notwendigerweise auch weiter zu konkretisieren.

Der Kapazitätsmarkt ist ein wichtiger Baustein für ein sicheres, nachhaltiges und bezahlbares Stromsystem

Die Einführung eines Kapazitätsmarkts zielt vor allem darauf, den Technologiemarkt abzusichern, der in einem dekarbonisierten Stromsystem benötigt wird, um Versorgungssicherheit klimaneutral, effizient und bezahlbar zu gewährleisten. Dazu soll ein Kapazitätsmarkt einen stabilen Rahmen für die notwendigen Neu-Investitionen in steuerbare Kapazitäten bzw. die Bereithaltung und ggf. Ertüchtigung bestehender Kapazitäten schaffen. Das BMWK hat in seinem Papier „Strommarktdesign der Zukunft“ festgestellt, dass Marktteilnehmer das gegenwärtige Marktdesign angesichts der Risiken der Transformation für nicht ausreichend halten, um entsprechende Investitionen anzureizen.

In einem Kapazitätsmarkt hingegen können geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. Für fixkostenintensive Technologien, mit zukünftig eher geringen Einsatzzeiten, wären geeignete Rahmenbedingungen z. B. lange Vertragslaufzeiten und ausreichende Zeiträume zwischen Vertragsschluss und Beginn des Erfüllungszeitraums. So werden Anreize für Investitionen sichergestellt und bestehende Unsicherheiten überwunden. Für dezentrale und innovative Flexibilitätsoptionen sollte eine marktliche Erschließung gestärkt werden.

Um energiewendekompatibel zu sein, ist es wichtig, dass der Kapazitätsmarkt Entwicklungen und Unsicherheiten der Energiewende und des technologischen Fortschritts berücksichtigt und innovationsoffen und anschlussfähig ist. Gleichzeitig muss die effektive Gewährleistung von Versorgungssicherheit garantiert bleiben. Das verlangt einerseits, einen effizienten Technologiemarkt als Ergebnis des Wettbewerbs zwischen Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten zu ermöglichen, was zu einem kosteneffizienten Stromsystem beiträgt. Andererseits gilt es im Interesse eines versorgungssicheren Systems, die Unsicherheiten bzgl. veränderter Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen wie z. B. den wachsenden Verbrauch aufgrund der Elektrifizierung weiterer Sektoren sowie die Flexibilität neu hinzukommender Verbraucher zu berücksichtigen.

Der KKM erlaubt es, den Umsetzungsaufwand für die notwendige Integration von Flexibilitäten aller Art in den Kapazitätsmechanismus zu begrenzen. Gleichzeitig kann er Versorgungssicherheit kostengünstiger und resilienter gegenüber Prognosefehlern und unerwarteten Entwicklungen gewährleisten. Der KKM mit seiner Kombination aus langfristigem Absicherungsmechanismus für Neuinvestitionen und der Erschließung dezentralen Wissens auf der Nachfrageseite ist hierfür besser geeignet als in der Vergangenheit entwickelte zentrale Kapazitätsmärkte, die die Herausforderungen der Energiewende nicht inhärent adressieren.

2 Kombierter Kapazitätsmarkt – Überblick

Abbildung 1 illustriert den KKM im Überblick. Ein KKM besteht aus einem zentralen Segment (KKM-Z) und einem dezentralen Segment (KKM-D). Das zentrale Segment beinhaltet Auktionen für neue Kapazitäten und ggf. auch umfassende Erneuerungen, in denen Kapazitätsanbieter um die Höhe von Finanzierungsprämien konkurrieren. Durch langfristige Verträge soll es die notwendige Investitionssicherheit für den Zubau neuer Kapazitäten bieten.¹ Das dezentrale Segment funktioniert im Grundsatz über die Verpflichtung von Stromverbrauchern bzw. deren

¹ Im Gegensatz zu dem hier vorgestellten KKM-Ansatz, bei dem das KKM-Z langfristige Verträge für bezuschlagte neue Kapazitäten bietet, sieht der Vorschlag der Monopolkommission für ein KKM nur kurzfristige Verträge (Einhjahresverträge) auch für das zentrale Segment vor.

Lieferanten, sich für Systemspitzenlastsituationen² mit ausreichend Kapazitätszertifikaten einzudecken, also als Kapazitätsnachfrager aufzutreten. Solche Kapazitätszertifikate werden von Anbietern zertifizierter Kapazitäten angeboten und über einen Zertifikatemarkt gehandelt. Dieses Segment soll eine optimale Einbindung dezentraler Flexibilitätsoptionen (z.B. Lastflexibilität) und innovativer Flexibilitäten sowie dezentralen Wissens über die Entwicklung der Nachfrage ermöglichen. Steuerbaren Kapazitäten, die über das KKM-Z angereizt werden, werden Zertifikate zugewiesen. Diese wiederum werden dem Zertifikatemarkt des KKM-D verfügbar gemacht, um dort die korrekte Information über das Gesamtangebot an steuerbaren Kapazitäten zu erhalten.

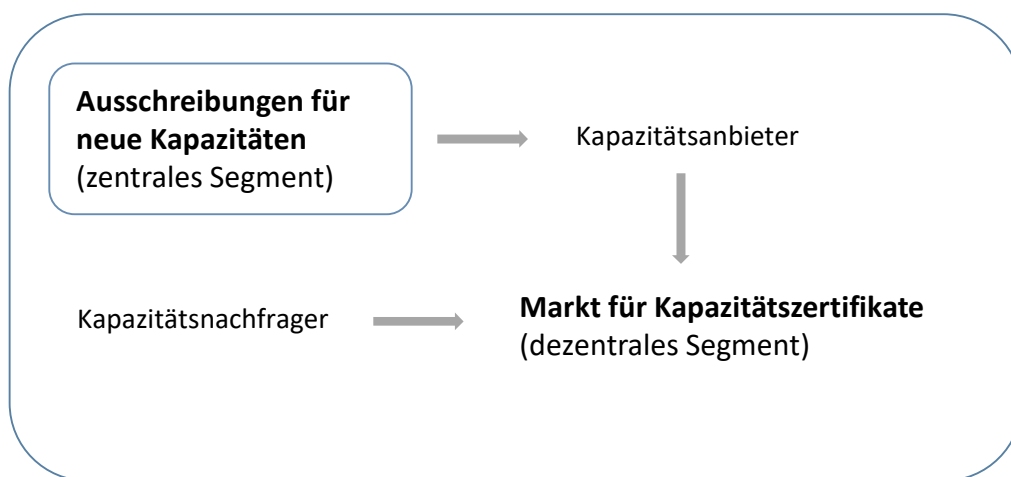


Abbildung 1: Schematische Darstellung zentrales und dezentrales Segment im KKM

Das KKM-D im KKM setzt auf der Funktionsweise der Bilanzkreisverantwortung im heutigen Stromsystem auf. Darin sind die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), in der Regel Stromvertriebe oder -lieferanten, dazu verpflichtet, dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Fahrplanmeldungen für jede Viertelstunde des Folgetages zu übermitteln. Dabei sind die BKV verpflichtet, ihren Bilanzkreis ausgeglichen zu halten, d.h. der Nachfrage muss eine entsprechende Einspeisung oder ein Bezug gegenüberstehen. Die ÜNB kontrollieren die Ausgeglichenheit jedes Bilanzkreises und gleichen die Summe aller Abweichungen (d.h. den Regelzonensaldo) durch Regelenergie physisch aus. Das Ausgleichsenergiepreissystem setzt erhebliche finanzielle Anreize für BKV, durch ex ante Beschaffung für ausreichende Strommengen in ihrem Bilanzkreis zu sorgen, insbesondere in Situationen, in denen im Stromsystem Knappheiten drohen könnten.

Mit der Einführung eines KKM müssen die BKV im dezentralen Segment zusätzlich explizit ihre Spitzenlast innerhalb auslegungsrelevanter Zeitfenster mit Kapazitätszertifikaten absichern. Eine zentrale, staatlich beauftragte Stelle legt die auslegungsrelevanten Zeitfenster nach vorgegebenen Regeln fest; die auslegungsrelevanten Zeitfenster entsprechen typischerweise den Zeiträumen der erwarteten Systemspitzenlasten im zugrunde liegenden Lieferjahr. Da die tatsächliche individuelle Spitzenlast der Verpflichteten ex ante nicht bekannt ist, schätzen sie ihre Verpflichtung anhand von Prognosen ab und passen diese gegebenenfalls im Zeitverlauf an.

² Mit dem Begriff „Systemspitzenlastsituationen“ ist hier und im Weiteren gemeint, dass sich die BKV für die eigene Spitzenlast in Situationen mit der potenziell höchsten Systemlast bzw. Systemresiduallast mit Kapazitätszertifikaten eindecken müssen. Ob die auslegungsrelevanten Zeitfenster orientiert an der Systemspitzenlast oder Systemspitzenresiduallast ausgewählt werden sollten, ist in der weiteren Diskussion noch zu klären und bestehende Vor- und Nachteile beider Ansätze noch zu bewerten. Zur Vereinfachung wird im Weiteren einheitlich der Begriff der Systemspitzenlast verwendet.

Durch diese Verpflichtung wird sichergestellt, dass ausreichend steuerbare Kapazitäten im System vorhanden sind, die den BKV einen Ausgleich ihrer Bilanzkreise ermöglichen. Dieser Ansatz stärkt einerseits die Verantwortung der BKV/Lieferanten für die Versorgungssicherheit der von ihnen versorgten Kunden. Andererseits haben sie dabei die Möglichkeit zur Nutzung von Kundenbeziehungen und des bei Lieferanten vorliegenden Wissens im Sinne der Kunden.

Diese Erweiterung der Bilanzkreisverantwortung ist in Abbildung 2 dargestellt. Die grünen Elemente spiegeln die Funktionsweise des heutigen Systems ohne Kapazitätsmarkt (in stark vereinfachter Form) wider. Die gelben Elemente kämen durch die Einführung eines KKM neu hinzu. Das zentrale Segment mit den Neubau-Auktionen ist in blau abgebildet.

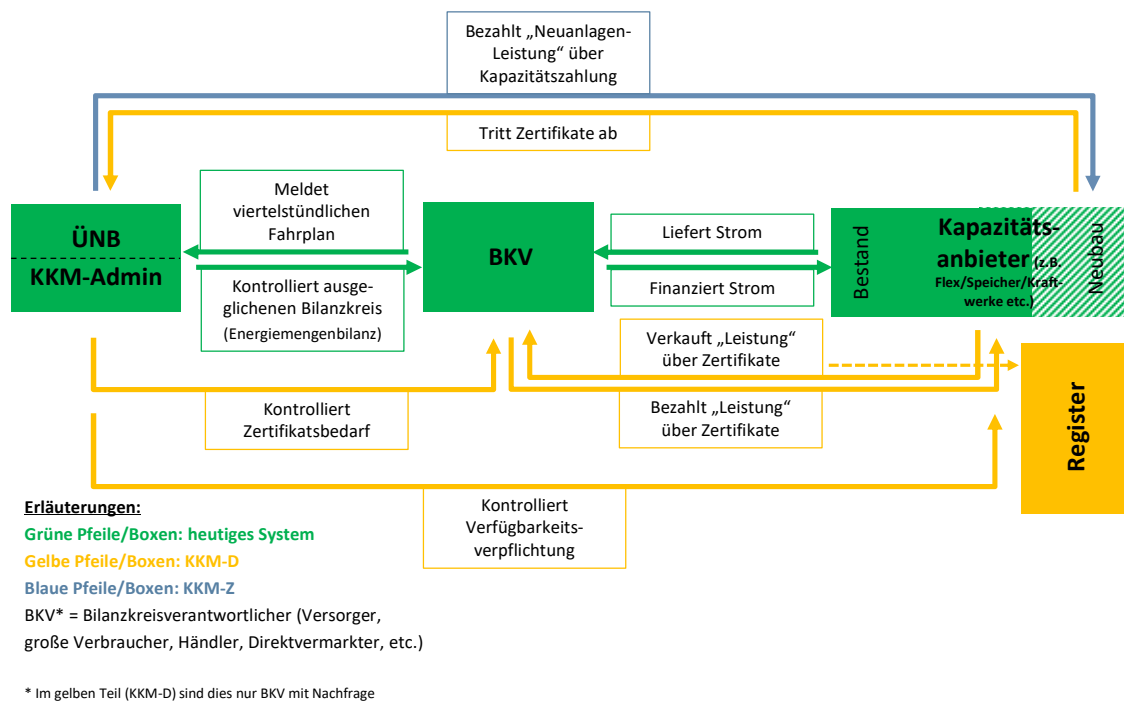


Abbildung 2: Funktionsweise KKM (heutiges System stark vereinfacht dargestellt)

Steuerbare Kapazitäten, insbesondere flexible Lasten, können zur Erfüllung der Verpflichtung der BKV beitragen, indem sie den Spitzenlastbeitrag „ihres“ BKV durch entsprechenden Flexibilitätseinsatz in der auslegungsrelevanten Situation und damit die Verpflichtung des BKV und mithin dessen Bedarf zur Beschaffung von Kapazitäten reduzieren (sogenannte „Selbsterfüllung“). Dies kann nicht nur für den BKV, sondern vor allem auch für manche der steuerbaren Kapazitäten vorteilhaft sein, da auf den Aufwand für die Zertifizierung verzichtet werden kann, ohne gleichzeitig auf den Beitrag dieser flexiblen Anlagen zur Deckung des Spitzenlastbeitrags des BKV verzichten zu müssen.

Kraftwerke, Speicher und ggf. Lastflexibilitäten, die nicht im Rahmen der Selbsterfüllung eingesetzt werden, lassen sich im KKM-D von einer zentralen Stelle zertifizieren und erhalten auf Basis ihres erwarteten Beitrags zur auslegungsrelevanten Situation Kapazitätszertifikate, die sie börslich oder außerbörslich an die BKV verkaufen können. Zertifizierte Kapazitätsanbieter verpflichten sich, ihre Anlage zum Zeitpunkt der Systemspitzenlast verfügbar zu halten. Kapazitäten, die durch die zentralen Neubau-Auktionen entstehen, generieren ebenfalls Zertifikate. Diese werden dem Zertifikatehandel des KKM-D verfügbar gemacht, um dort eine korrekte Information über das Gesamtangebot an steuerbaren Kapazitäten zu erhalten.

Jedes Zertifikat hat eine festgelegte Gültigkeit, die der Dauer einer Erfüllungsperiode entspricht (in der Regel ein Jahr). Die Übertragung von Zertifikaten auf einen anderen Akteur wird in einem zentralen Register erfasst. Nach Ablauf der Lieferperiode erfolgt auf dieser Basis die Erfüllungskontrolle, verbunden mit einem finanziellen Ausgleich (siehe Kapitel 3.5). Dies kann durch eine staatliche beauftragte Stelle (im Folgenden allgemein KKM-Administrator genannt) erfolgen. Der KKM-Administrator vergleicht ex post den Bestand an Zertifikaten jedes BKV laut Register mit dessen tatsächlichem gemessenen Spitzenlastbeitrag im auslegungsrelevanten Zeitfenster und pönalisiert Unterdeckungen (siehe Kapitel 3.5). Darüber hinaus überwacht der KKM-Administrator die Einhaltung der Verfügbarkeitsverpflichtung der Kapazitätsanbieter. Ob die Verfügbarkeit in Knappheitssituationen dabei physisch nachgewiesen werden muss oder ob auch ein finanzieller Anreizmechanismus ausreicht, ist weiter zu prüfen.

Praktische Erfahrungen mit dem DKM in Frankreich zeigen, dass Zertifikate zwischen Kapazitätsanbietern und verpflichteten BKV typischerweise nur mit geringen Vorlaufzeiten von ein bis drei Jahren gehandelt werden und langfristige Verträge eher selten zustande kommen. Dies führt dazu, dass längerfristige Absicherungsbedürfnisse von Investoren in Neuanlagen mit langen Amortisations- und Refinanzierungszeiträumen nicht über den DKM bedient werden können.³ Daher beinhaltet der KKM zusätzlich ein zentrales Segment in Form einer Neuanlagenausschreibung (blaue Elemente in Abbildung 2). Die im Rahmen der Neuanlagenausschreibung bezuschlagten Kapazitätsanbieter erhalten dabei längerfristige Verträge mit einem staatlich mandatierten Akteur als Gegenpartei. Im Gegenzug sind die kontrahierten Anlagen verpflichtet, ihre Kapazität zu zertifizieren und die Kapazitätzertifikate an den KKM-Administrator abzutreten, der die Zertifikate im KKM-D vermarktet. Die Neuanlagenausschreibung übernimmt damit ähnlich einem Terminkontrakt insbesondere die Funktion eines langfristigen Absicherungsgeschäfts für die aus dem Zertifikatsverkauf zu erwartenden Erlöse.

3 Kombierter Kapazitätsmarkt – Ausgestaltungsfragen

Kapitel 2 bot einen groben Überblick über die Funktionsweise des hier betrachteten KKM. Die praktische Umsetzung eines solchen Mechanismus wirft jedoch viele detaillierte Ausgestaltungsfragen auf, die in diesem Kapitel (zumindest teilweise) behandelt werden sollen. Für einige dieser Ausgestaltungsfragen macht der europäische Rechtsrahmen⁴ dabei Vorgaben, für andere Fragen besteht ein größerer Ausgestaltungsspielraum. Für bestimmte Elemente des KKM können bestehende zentrale (z.B. Belgien⁵) und dezentrale Kapazitätsmärkte (insb. Frankreich⁶) in Europa wichtige Anknüpfungspunkte bieten.

³ Aus den Erfahrungen des bestehenden DKM in Frankreich sind Rückschlüsse auf die Gestaltung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland möglich und sind auch in den vorliegenden Ausgestaltungsvorschlag für den KKM eingeflossen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass sich insbesondere die Marktsituation in Frankreich im Hinblick etwa auf die dominierende Rolle der Kernenergie oder auch die hohe Marktkonzentration erheblich von der Situation in Deutschland unterscheidet, so dass sich die Erfahrungen dort nur mit Einschränkungen übertragen lassen.

⁴ Insbesondere die Strommarkt-Verordnung und die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen der Europäischen Kommission (KUEBLL)

⁵ Bzgl. des ZKM in Belgien ist zu beachten, dass dieser zwar grundsätzlich eine gute Referenz für das Design vor allem der Elemente einer zentralen Beschaffung auch innerhalb des KKM darstellt. Gleichzeitig muss auch der belgische ZKM seine Effektivität noch unter Beweis stellen, denn obschon bereits mehrere Beschaffungsauktionen stattgefunden haben, steht der Beginn der ersten Erfüllungsperiode noch aus.

⁶ vgl. auch Fußnote 3

3.1 Zusammenspiel der Segmente und Dimensionierung

Zeitliche Abfolgen und Wechselwirkungen

Die zentralen und dezentralen Segmente des KKM sollten im eingeschwungenen Zustand einer bestimmten zeitlichen Choreografie folgen, wie in Abbildung 3 dargestellt, die auch bestimmte Wechselwirkungen zwischen den Segmenten bedingt. Dabei gilt es anzumerken, dass die Einführung vom KKM-Z und KKM-D im Rahmen des KKM nicht notwendigerweise gleichzeitig erfolgen muss. Es ist durchaus möglich, dass im KKM-Z bereits Ausschreibungen stattfinden, während der Aufbau des KKM-D noch im Gange ist (s.u.).⁷

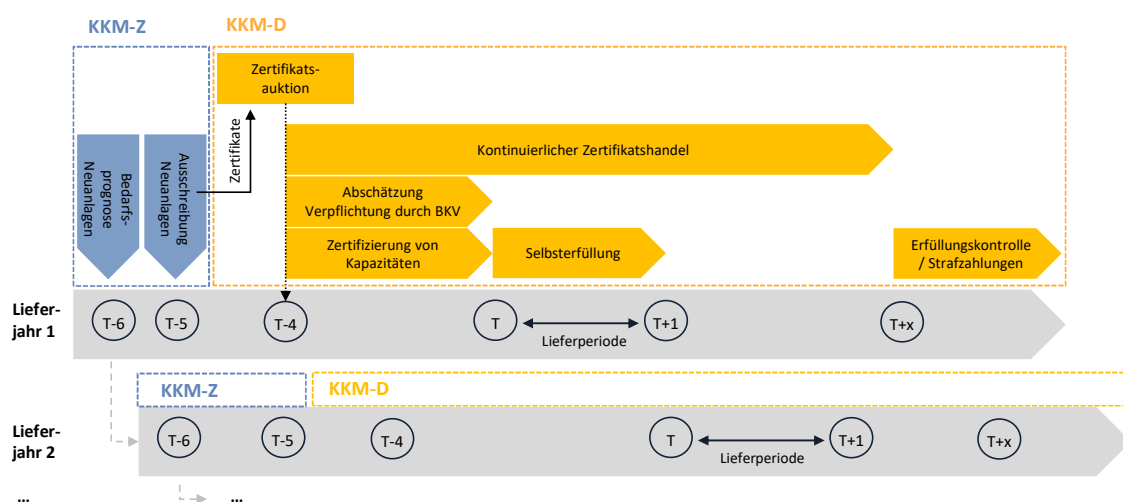


Abbildung 3: Zeitliche Abfolge des KKM

Im hier betrachteten Modell des KKM ist dem dezentralen Segment eine zentrale Ausschreibung für Neuanlagen (d.h. KKM-Z) zeitlich vorgelagert. Im Rahmen des KKM-Z führt der KKM-Administrator zur Ermittlung der auszuschreibenden Menge an Neuanlagen zunächst eine Simulation der effizienten Entwicklung des Stromversorgungssystems durch, um daraus den wahrscheinlich effizienten Bedarf an Neuanlagen abzuschätzen (siehe unten). Dieser Bedarf wird dann mit ausreichendem Vorlauf vor dem eigentlichen Lieferzeitraum (hier fünf Jahre im Voraus) – hinsichtlich der Neuanlagen also dem ersten Lieferzeitraum – ausgeschrieben. Die in der Ausschreibung erfolgreichen Anbieter erhalten langfristige Verträge über Kapazitätszahlungen zur Refinanzierung ihrer Investitionen.

Anbieter, die in der Ausschreibung für Neuanlagen einen Zuschlag erhalten haben, werden ebenfalls zertifiziert. Da für die bezuschlagten Neuanlagen des KKM-Z der zentrale Mechanismus zur Absicherung und Refinanzierung ihrer Investition ist, vermarktet der KKM-Administrator die Zertifikate der bezuschlagten Neuanlagen in der Zertifikatsauktion des KKM-D und verwendet die erzielten Erlöse zur (teilweisen) Refinanzierung der Kosten des KKM-Z.

Auch zertifizierte Bestandsanlagen können ihre Zertifikate im Rahmen der Zertifikatsauktion des KKM-D anbieten. Für diese Anlagen ist der Handel mit Zertifikaten jedoch nicht auf diese Auktion beschränkt, vielmehr findet im Anschluss an diese Auktion ein kontinuierlicher Handel mit

⁷ Dabei ist zu beachten, dass die gesetzlichen Grundlagen für den KKM-Z und KKM-D aufgrund der europa- und beihilferechtlichen Anforderungen voraussichtlich gleichzeitig geschaffen werden müssen. Denkbar wäre aber (Zustimmung der EU-Kommission vorausgesetzt), dass für die konkrete Umsetzung des KKM-D 1-2 Jahre mehr Zeit eingeplant wird als für den KKM-Z.

Zertifikaten (börslich oder außerbörslich) statt. Grundsätzlich ist ein Handel und auch eine Neu-Zertifizierung von (zusätzlichen) Kapazitäten bis zum Beginn der Lieferperiode möglich. Um Risiken, die aus Unsicherheit über den prognostizierten individuellen Bedarf an Zertifikaten z.B. durch Versorgerwechsel der Stromkunden entstehen, zu reduzieren, kann ein Handel auch über das Ende der Lieferperiode hinaus erwogen werden. Dies erlaubt Verpflichteten mit überschüssigen Zertifikaten, diese an solche BKV weiterzugeben, die eine zu geringe Menge an Zertifikaten vorweisen. Zusätzliche, neue Zertifikate können nach Beginn der Lieferperiode aber nicht mehr „geschöpft“ werden.

Wie in Abbildung 3 dargestellt, umfasst ein „Durchlauf“ des KKM jeweils den Zeitraum einer Erfüllungsperiode, d. h. in der Regel ein Jahr. Dabei ist der KKM jedoch nicht auf einen Durchlauf, sondern grundsätzlich auf Dauer angelegt, so dass Durchlauf auf Durchlauf folgt bzw. Durchläufe sogar parallel stattfinden, da bereits ein Jahr nach dem Start des KKM für das Lieferjahr 1 parallel bereits der KKM für das Lieferjahr 2 (usw.) startet.

Dimensionierung des zentralen Segments

Die Dimensionierung des zentralen Segments umfasst die Festlegung des Bedarfs, d.h. die Bestimmung der Menge an (Neubau-)Kapazität, die erforderlich ist, um einen bestimmten Zuverlässigkeitsstandard zu erreichen. Im KKM-Z wird zur Bestimmung der Menge an auszuscheidenden neuen Kapazitäten (ggf. einschließlich umfassender Erneuerungen) zunächst eine Simulation der effizienten Entwicklung des Energieversorgungssystems durchgeführt, um daraus den wahrscheinlich effizienten Bedarf an Neuanlagen mit entsprechendem zeitlichen Vorlauf (hier T-6; siehe Abbildung 3) abzuschätzen. Dies geschieht idealerweise mit einem (stochastischen) Investitionsmodell, d.h. einem Marktgleichgewichtsmodell mit Zu- und Rückbauentscheidungen einzelner Anlagen.⁸ Das Marktgleichgewicht des Investitionsmodells spiegelt die effiziente Systementwicklung und den dafür notwendigen Neubaubedarf wider. Hieraus ergibt sich der effiziente Leistungsumfang, der über das KKM-Z kontrahiert werden sollte.⁹ Bei entsprechender Parametrierung des Investitionsmodells kann auf diese Weise das abgestrebte VS-Niveau erreicht werden.¹⁰

Ist der Neuanlagenbedarf abgeleitet, stellt sich die Frage, welche Neuanlagenleistung im KKM-Z ausgeschrieben werden soll. Soll ein besonderes Augenmerk auf die Vermeidung einer möglichen Überförderung bzw. effiziente Ausgestaltung gelegt werden, kann es sinnvoll sein, die Ausschreibungsmenge eher konservativ (im Sinne von zurückhaltend) anzusetzen. Dies würde auch nicht notwendigerweise zu einem Risiko für die Versorgungssicherheit führen, da auch das nachgelagerte KKM-D grundsätzlich Investitionsanreize für weitere neue Kapazitäten setzen kann. Denn sind im KKM-D nicht genügend Kapazitätiszertifikate im Umlauf, um alle Verpflichtungen zu erfüllen, steigen die Zertifikatspreise. Dieser Preisanstieg kann theoretisch weitere Investitionen auslösen, ggf. von risikofreudigeren Investoren oder von Technologien mit kürzeren

⁸ Im hier betrachteten KKM ist das KKM-Z dem KKM-D zeitlich vorgelagert und beginnt mit der Ermittlung des Bedarfs an neuen Kapazitäten. Im KKM-Ansatz der Monopolkommission ist dagegen das dezentrale Segment dem zentralen Segment vorgelagert. Eine vorgelagerte zentrale Bedarfsermittlung ist daher im Ansatz der Monopolkommission nicht vorgesehen.

⁹ In der Praxis sind modelltechnische Vereinfachungen und Annahmen unvermeidbar. So erscheint es auch sinnvoll, verschiedene Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems abzubilden, um z.B. unsichere Entwicklungen hinsichtlich des Stromverbrauchs, der Interkonnektorkapazitäten oder der Verfügbarkeit von Wasserstoff abzubilden.

¹⁰ Diese Aussage gilt in gleicher Weise, wie sie auch bei der Dimensionierung des Kapazitätsbedarfs eines ZKM gilt. Auch dabei wird mittels Berechnungen ein Kapazitätsbedarf ermittelt, der rechnerisch ein bestimmtes VS-Niveau sicherstellt. Anders als beim ZKM erfordert die Berechnung mit dem Investitionsmodell die Berechnung über einen längeren Zeitbereich (bei der ZKM-Dimensionierung nur ein Jahr / eine Knappheitsperiode).

Refinanzierungszyklen. Dies impliziert auch, dass im Falle einer Fehleinschätzung des Neubaubedarfs im KKM-Z das KKM-D ggf. entstehende Lücken durch Anreize für weitere Neuanlagen schließt. Dies ist eine wichtige Stärke des KKM („atmender Mechanismus“), der das Ziel hat, Versorgungssicherheit möglichst effektiv und effizient zu gewährleisten.

Berücksichtigung der Kraftwerksstrategie (KWS)

Generell gibt es mehrere Möglichkeiten, die Kraftwerksstrategie (KWS) an einen möglichen KKM anzuschließen. Es ist allerdings davon auszugehen, dass die Ausschreibungen der KWS zumindest großenteils zeitlich vorgelagert zur möglichen Einführung eines KKM erfolgen. Wenn das KWS-Volumen bereits vor der ersten Ausschreibung für Neuanlagen des KKM-Z vorliegt bzw. die Zuschläge bereits erfolgt sind, dann müssten KWS-Kapazitäten in der Bedarfsermittlung des KKM-Z (s.o.) dem Investitionsmodell exogen vorgegeben werden. Darüber hinaus wären die Kapazitäten aus der KWS wie bereits anderweitig geförderte Anlagen zu behandeln (s.u.).

Grundsätzlich ist in diesem Zusammenhang auch nochmals zu erwähnen, dass die Einführung vom KKM-Z und KKM-D im Rahmen des KKM nicht notwendigerweise gleichzeitig erfolgen muss. Es ist durchaus möglich, dass im KKM-Z bereits Ausschreibungen stattfinden, während der Aufbau des KKM-D (z.B. des Zertifikatsregisters) noch im Gange ist. Erforderlich ist lediglich, dass den Anlagen im KKM-Z klar ist, dass sie nicht mit zusätzlichen Erlösen aus dem späteren KKM-D rechnen können.

Dimensionierung des dezentralen Segments

Die Systemspitzenlast der Lieferperiode ist die auslegungsrelevante Größe (d.h. die bedarfsbestimmende Situation), auf die das KKM-D insgesamt dimensioniert wird. Die Last eines BKV zu diesem Zeitpunkt (d.h. sein Spitzenlastbeitrag) ist wiederum die Größe, aus der sich die Höhe der individuellen Verpflichtung ergibt. Die Systemspitzenlast eines Jahres ist jedoch ex ante nicht bekannt; bekannt ist jedoch in der Regel das ungefähre Zeitfenster, in dem sie auftritt (zum Beispiel im Winter zwischen November und März). Innerhalb dieses Zeitfensters wird es einen Tag (bzw. eine Stunde) geben, an dem die Systemspitzenlastsituation anfällt. Um den relevanten Tag (bzw. die relevante Stunde) ex ante abschätzen zu können, hat im französischen DKM¹¹ der ÜNB die Möglichkeit, 15 verpflichtungsrelevante Tage während des Lieferjahres zu definieren (11 Tage im Zeitraum Januar-Februar-März, 4 Tage im Zeitraum November-Dezember). Der ÜNB gibt jeden verpflichtungsrelevanten Tag am Vortag bekannt, wobei an diesen Tagen die Verpflichtungen von 7:00 bis 15:00 Uhr und von 18:00 bis 20:00 Uhr zu erfüllen sind, d.h. die individuelle Last der BKV an diesen Tagen bestimmt, wie viele Zertifikate ein BKV nachweisen muss. Zur Bestimmung dieser Tage verwendet der ÜNB einen eigenen Optimierungsalgorithmus.

Bei der oben beschriebenen Vorgehensweise wissen die BKV also ex ante nicht sicher, wie hoch ihre Verpflichtung zur Vorhaltung von Zertifikaten sein wird, da sie ihre tatsächliche Last im auslegungsrelevanten Zeitfenster der Lieferperiode vorab nicht genau kennen. Die BKV sind jedoch in der Lage, zur Abschätzung ihrer Verpflichtung ex ante Lastprognosen durchzuführen und heranzuziehen. Ein Vorteil der hier vorgestellten Ausgestaltungsform des KKM-D ist somit, dass die Abschätzung der Verpflichtung dezentral durch die BKV und damit durch Akteure erfolgt, die über die entsprechende Kompetenz für eine solche Abschätzung verfügen.

Generell ist bei diesem Vorgehen im französischen System nicht auszuschließen, dass die individuellen Lastspitzen der einzelnen BKV über die 15 verpflichtungsrelevanten Tage an

¹¹ Das französische Modell bietet hier erste Ansatzpunkte für eine praktische Umsetzung. Inwieweit andere Umsetzungsvarianten denkbar und ggf. vorteilhaft sind, ist noch zu prüfen.

unterschiedlichen Tagen auftreten. Beispielsweise könnte ein BKV seine Spitzenlast am ersten verpflichtungsrelevanten Tag haben, eine anderer BKV am zweiten verpflichtungsrelevanten Tag. Dadurch besteht ein gewisses Risiko, dass die Summe der einzelnen Verpflichtungen der BKV die Spitzenlast des Systems übersteigt, also eine gewisse Überdimensionierung vorliegt. Das Risiko einer Überdimensionierung ist jedoch deutlich geringer, als wenn die individuelle Spitzenlast (unabhängig von einem vordefinierten Zeitfenster) als Bemessungsgröße verwendet würde.

3.2 Teilnehmer

Bilanzkreisverantwortliche und Kapazitätsanbieter

Teilnehmer an einem KKM sind im Wesentlichen die BKV mit physischer Nachfrage (also nicht BKV reiner Handels-, Erzeugungs- und Differenzbilanzkreise) als Verpflichtete bzw. Nachfrager von Zertifikaten und die Kapazitätsanbieter als Anbieter von Zertifikaten (oder mittelbar im Rahmen der Selbsterfüllung). Nach der Strommarkt-Verordnung muss dabei grundsätzlich allen Kapazitäten die Teilnahme offenstehen, die technisch in der Lage sind, einen Versorgungssicherheitsbeitrag zu erbringen. Auch ausländischen Kapazitäten muss die Teilnahme ermöglicht werden. Neben den BKV und den Kapazitätsanbietern ist auch der KKM-Administrator als Beteiligter involviert, welcher u.a. in die Dimensionierung, Ausschreibung bzw. Auktion und Kontrolle des KKM eingebunden ist.

Kapazitätsanbieter können zum einen Kraftwerke sein. Mit Blick auf die Transformation des Stromsystems werden neue Kraftwerke vor allem Gaskraftwerke (und ggf. Bioenergieanlagen) sein, wobei die Anlagen im Laufe der Zeit auf CO₂-neutrale Brennstoffe umstellen müssen, z.B. Wasserstoff, Biobrennstoffe, etc. (siehe unten). Neben Kraftwerken können auch Speicher und Lastflexibilitäten als Kapazitätsanbieter auftreten. Ausgeschlossen sind jedoch Anlagen, die bereits im Rahmen bestehender Förderregime gefördert werden (siehe unten) oder aufgrund EU-rechtlich vorgegebener Emissionsgrenzwerte¹² vom KKM ausgeschlossen sind (betrifft insbesondere Kohlekraftwerke). Der Ausschluss von Anlagen, die bereits anderweitig eine Förderung (Beihilfe) erhalten, ist aus behilferechtlicher Perspektive erforderlich, um die rechtlich gebotene Vermeidung einer Überkompensation sicherzustellen.

Kapazitäten, die direkt am Zertifikatehandel teilnehmen und nicht über die Selbsterfüllung partizipieren, müssen sich einer Zertifizierung unterziehen. Zertifizierte Anlagen können nicht im Rahmen der Selbsterfüllung angerechnet werden und benötigen daher eine entsprechende Kennzeichnung, um Doppelanrechnung zu vermeiden. Die Zertifizierung umfasst mindestens eine Erfassung der administrativen und technischen Daten (Standort der Anlagen, Anschlussnetzbetreiber, Emissionsfaktoren, etc.) sowie eine Überprüfung der Leistung der Anlagen (z.B. über Messwerte oder explizite Anlagentests) und ggf. der Speichergröße bzw. Ausspeisekapazität bei Batterien. Während eine solche Überprüfung bei Kraftwerken und Batterien relativ einfach durchzuführen ist, stellt sie bei Lastflexibilitäten (u.a. wegen der Notwendigkeit einer robusten Baseline-Bestimmung) eine größere Herausforderung dar, weshalb hier der Möglichkeit der Selbsterfüllung besondere Bedeutung zukommt.

Bei der Zertifizierung von Neuanlagen besteht eine wesentliche Herausforderung darin, dass die Zertifizierung zu einem Zeitpunkt erfolgt, zu dem die betreffende Anlage noch nicht fertiggestellt

¹² Emission Performance Standard nach Strommarkt-Verordnung: CO₂-Emissionsgrenzwerten für Neuanlagen: < 550 g CO₂/kWh_{el}, Bestandsanlagen: < 550 g CO₂/kWh_{el} oder im Jahresdurchschnitt < 350 kg CO₂/kWh_{el}

ist und somit eine tatsächliche physische Überprüfung noch nicht erfolgen kann. Die Überprüfung könnte sich daher lediglich auf die Herstellerangaben beschränken. Darüber hinaus würde die Zertifizierung von Neuanlagen unter dem Vorbehalt erfolgen, dass, sofern die Errichtung der Anlage vom Zuschlag in der Neuanlagenausschreibung abhängig ist, diese nur unter dem Vorbehalt des Zuschlags im KKM-Z zertifiziert wird.¹³

Beitrag der Kapazität zur Versorgungssicherheit (De-rating)

Im Rahmen der Zertifizierung wird für die Kapazitätsanbieter auch ein sogenanntes De-rating durchgeführt. Der De-rating-Faktor beschreibt, dass sich Anlagen je nach Typ und Technologie und ggf. weiteren technischen Eigenschaften in dem Beitrag unterscheiden, den sie im Verhältnis zu ihrer installierten Anlagenleistung zur Versorgungssicherheit leisten können. Der spezifische De-rating-Faktor dient dazu, den statistischen Beitrag verschiedener Kapazitäten/Kapazitätstypen zur Versorgungssicherheit im Verhältnis zur installierten Leistung der Kapazität quantitativ auszudrücken. Zur Vereinfachung kann dieser Faktor zusammenfassend für Technologiegruppen gebildet werden (z. B. für alle offenen Gasturbinen). Der Versorgungssicherheitsbeitrag ist nicht ausschließlich anlagenbezogen, sondern hängt auch von Eigenschaften des Stromsystems insgesamt ab, wie z.B. der Zusammensetzung der übrigen Kapazitäten und der Stromnachfrage. Beispielsweise hängt der De-rating-Faktor von Batterien auch von der Gesamtzahl der Batterien im System ab. Je mehr Batterien im System sind, desto geringer ist ihr De-rating-Faktor. Darüber hinaus hängt der De-rating-Faktor der Batterien auch von der Dauer der Knappheitsperioden ab, wobei die Dauer wiederum vom restlichen System abhängt (z.B. EE-Profil, Lastprofil, etc.). Diese Unterschiede werden im Rahmen des De-ratings berücksichtigt. Im Rahmen eines KKM benötigen beide Segmente, KKM-Z und KKM-D, De-rating-Faktoren, um den Beitrag einer Technologie zu Knappheitssituationen im Betrachtungszeitraum bestimmen zu können. Für das KKM-Z und das KKM-D sollte aus Konsistenzgründen die Ermittlung der De-rating-Faktoren auf der gleichen Datenbasis mit den gleichen Modellen erfolgen, wobei für die beiden Segmenten ggf. unterschiedliche Berechnungsmethodiken Anwendung finden können. Bei Bedarf können die De-Rating-Faktoren für neue Lieferperioden oder Ausschreibungsrunden aktualisiert werden.

3.3 Produkte

„De-rated MW“ und Gültigkeitsdauer

Die Strommarkt-Verordnung legt bereits fest, dass im Rahmen von Kapazitätsmechanismen die Verfügbarkeit von Kapazität vergütet werden soll. Das Produkt, das in einem Kapazitätsmarkt beschafft wird, ist demnach in der Regel sicher verfügbare („de-rated“) Kapazität, wobei die Kapazität zu den erwarteten Knappheitszeiten verfügbar sein muss. Die einem Kapazitätsmarkt und damit einem Zertifikat zugrundeliegende Einheit ist damit „de-rated MW“, dies gilt sowohl für das zentrale Segment (Ausschreibung) als auch das dezentrale Segment. Kapazitätsanbieter gehen eine Verfügbarkeitsverpflichtung ein, wie sie auch die Strommarkt-Verordnung fordert, wobei zunächst noch weiter zu prüfen ist, ob die Verfügbarkeit jedenfalls auch in Knappheitssituationen physisch nachgewiesen werden muss oder ob auch ein finanzieller Anreizmechanismus ausreicht (s.u.).

Die Zertifikate haben eine festgelegte Gültigkeit. Im KKM-D entspricht sie der Dauer einer Verpflichtungsperiode, die in anderen Kapazitätsmärkten in der Regel ein Jahr beträgt. Um den

¹³ Alternativ sind auch andere Ansätze denkbar, die jedoch weiter zu prüfen sind.

Aufwand einer Zertifizierung und die damit verbundenen Kosten zu reduzieren, kann es sinnvoll sein, nach einer erstmaligen Zertifizierung eine vereinfachte bzw. beschleunigte Re-Zertifizierung zu ermöglichen. Das begrenzt den Zertifizierungsaufwand sowohl auf Seiten der Kapazitätsanbieter als auch auf Seiten des KKM-Administrators.

Für Kapazitätsanbieter gehen mit der Zertifizierung und der Möglichkeit, Zertifikate zu veräußern, Verfügbarkeitsverpflichtungen für die jeweilige Verpflichtungsperiode einher. In Frankreich umfasst der Zeitraum, in dem Kapazitätsanbieter verfügbar sein müssen, die verpflichtungsrelevanten Tage der Kapazitätsanbieter. Diese umfassen die verpflichtungsrelevanten Tage der BKV (siehe oben), sowie bis zu 10 weitere Tage des Jahres, die ebenfalls mit einem Vorlauf von einem Tag bekannt gegeben werden.

Ziel des KKM-Z ist es, die längerfristigen Investitionsrisiken von Neuanlagen abzusichern. Dementsprechend werden im KKM-Z längerfristige Verträge ausgegeben, z. B. für 15 Jahre. Für die Vertragslaufzeit erhalten die Neuanlagen die in der Neuanlagenausschreibung festgelegte Kapazitätzahlung (€/MW/a). Gleichzeitig verpflichten sich die bezuschlagten Neuanlagen, ihre Kapazitätzertifikate während der Vertragslaufzeit an den KKM-Administrator abzutreten. Dies beinhaltet auch die Pflicht, jährlich eine entsprechende Re-Zertifizierung, wie oben für den KKM-D beschrieben, zu durchlaufen, um so nachzuweisen, dass sie weiterhin mit ihrer Anlage einen Versorgungssicherheitsbeitrag leisten können. Der KKM-Administrator vermarktet die Kapazitätzertifikate für die jeweilige Erfüllungsperiode wie im Fall der anderweitig geförderten oder ausgeschlossenen Anlagen in der Zertifikatsauktion des KKM-D. KKM-D Darüber hinaus gelten für die bezuschlagten Neuanlagen während der gesamten Vertragslaufzeit die mit den Kapazitätzertifikaten verbundenen Verfügbarkeitsanforderungen, die bei Nichteinhaltung zu Pönalen führen können (siehe Kapitel 3.5).

Abschöpfung mittels Reliability Option

Beim KKM-Z erscheint die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus aufgrund des Beihilfetatbestandes unumgänglich. Ob ein Abschöpfungsmechanismus auch beim KKM-D beihilferechtlich erforderlich oder ökonomisch sinnvoll ist, ist weniger klar.

Eine denkbare Umsetzungsoption für einen solchen Abschöpfungsmechanismus ist eine (erzeugungsunabhängige) Reliability Option. Dies würde bedeuten, dass oberhalb eines bestimmten Strommarktpreises im Spotmarkt (Strike Price) die Kapazitätsanbieter die Differenz zwischen Strommarktpreis und Strike Price an den KKM-Administrator zahlen müssten, unabhängig davon, ob sie in dieser Situation Leistung bereitstellen oder nicht. Solange der Strike Price über den Grenzkosten der Kapazitätsanbieter liegt, haben diese dennoch einen Anreiz, in Zeiten, in denen der Spotpreis über den Grenzkosten liegt, Strom zu erzeugen. Gleichzeitig würden die Kapazitätsanbieter die Abschöpfung in ihr Gebot einpreisen, wodurch auch für sie das Risiko durch die Transformation unsicherer Zahlungsströme aus unsicheren Preisspitzen in sichere Zahlungsströme reduziert wird. In der Umsetzung der Reliability Option im belgischen ZKM dient der Day-Ahead-Markt als Referenzpreis und der Strike Price wird jährlich neu kalibriert, wobei der Strike Price mindestens so hoch angesetzt wird, dass er über den Grenzkosten der Erzeuger liegt.¹⁴

¹⁴ Während in Belgien ein Strike Price für alle größere Erzeuger existiert, gibt es Ausnahmen für Lastflexibilitäten.

3.4 Regionale Steuerung

Für den KKM stellt sich die Frage, ob dieser eine regionale Steuerung beinhalten soll. Diese wird im Zusammenhang mit Kapazitätsmechanismen für das deutsche Stromsystem häufiger diskutiert, um Systemanforderungen z. B. im Hinblick auf eine ausreichende Menge an Redispatchkapazitäten zu adressieren.

Zur regionalen Steuerung kommen vor allem zwei Ansätze in Betracht:

- Regionaler Kernanteil (bzw. Regionalquote), der z.B. unter Transmission Adequacy-Gesichtspunkten definiert wird und bei dem ein bestimmter Anteil des Gesamtbedarfs durch Kapazitäten aus einer bestimmten Region gedeckt werden muss;
- Wettbewerbsbonus (bzw. Bonus-Malus-System), bei dem z.B. Anlagen im Süden bei der Gebotsreihung im Rahmen des Clearings einen Bonus (= Abschlag auf das abgegebene Gebot) erhalten (alternativ: Malus für Anlagen im Norden).

Eine Umsetzung der regionalen Steuerung über explizite Zugangsvoraussetzungen, d. h. dass Anlagen in bestimmten Regionen/an bestimmten Netzverknüpfungspunkten nicht zur Ausschreibung zugelassen werden (oder alternativ: nur Anlagen in bestimmten Region werden zugelassen), wäre unter Wettbewerbsgesichtspunkten mit erheblichen Nachteilen verbunden und adressiert die derzeit bestehende Situation der innerdeutschen Nord-Süd-Engpässe nicht angemessen.

Eine regionale Steuerung ist primär für das KKM-Z relevant, da über dieses (zumindest zu einem großen Teil) neue Anlagen und die damit verbundenen Standorte angereizt werden. Für das KKM-D sind beide genannten Möglichkeiten ebenfalls anwendbar (s.u.). Welcher Ansatz vorzugswürdig ist, hängt vom Ziel der regionalen Steuerung ab. Ist es das Ziel, eine gewisse Mindestmenge an Kapazität in einer bestimmten Region sicher zu erreichen, etwa weil ansonsten die (technisch) notwendige Menge nicht oder mit erheblichen (Kosten-) Nachteilen erreicht werden kann, dann ist die Vorgabe regionaler Kernanteile vorzugswürdig. Dies ist z. B. der Fall, wenn es das Ziel der regionalen Steuerung ist, eine nachweislich in einer bestimmten Region erforderlichen Menge an zusätzlicher Redispatchkapazität zu beschaffen. Geht es hingegen darum, dass aus gesamtsystemischer Sicht ein Kostenvorteil in der Allokation zusätzlicher Kapazität in einer bestimmten Region besteht, diese Allokation aber technisch nicht zwingend erforderlich ist (etwa, weil alternative Beschaffungsmöglichkeiten bestehen), spricht dies eher für den beschriebenen Bonus-/Malus-Ansatz. Die Einbeziehung weiterer Ziele neben der Versorgungssicherheit in einen Kapazitätsmechanismus erfordert jedenfalls eine spezifische beihilferechtliche Prüfung.

Auch wenn eine regionale Steuerung primär im KKM-Z relevant erscheint, könnte eine regionale Steuerung theoretisch auch im KKM-D implementiert werden. Denkbar wäre auch die Implementierung eines regionalen Kernanteils (bzw. einer Regionalquote). Dabei würde ein Zertifikat mit einer regionalen Information (z.B. „Süd-Zertifikat“) verknüpft und zur Erfüllung der Verpflichtung müsste ein bestimmter Anteil (z.B. 40%) mit entsprechenden „Süd-Zertifikaten“ erfüllt werden. Dieser Ansatz besitzt allerdings ein gewisses Effektivitätsrisiko, da die Anforderung einer Regionalquote nur auf die Zertifikate angewendet werden kann, die Verpflichtung der BKV aber auch implizit durch die Selbsterfüllung erfüllt werden kann. Diese Selbsterfüllung lässt sich naturgemäß nicht regionalisieren. Insofern gibt es hier eine Ausweich- oder Umgehungsmöglichkeit.

Ein weiteres Thema, das im Zusammenhang mit einer regionalen Steuerung häufig diskutiert wird und auch im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung des KKM aufgerufen werden

dürfte, ist eine Aufteilung der deutschen Gebotszone in mehrere Gebotszonen, deren Grenzen entlang stark belasteter Netzelemente verlaufen. Die Abwägung der Vor- und Nachteile sowie der rechtlichen und sonstigen Implikationen einer solchen Gebotszonenteilung sind nicht Gegenstand dieses Papiers. Es ist aber festzuhalten, dass eine Gebotszonenteilung jedenfalls auch Auswirkungen auf die Gestaltung des KKM hätte. Nicht nur könnte nach einer Gebotszonenteilung der Bedarf nach den o.g. Instrumenten zur regionalen Steuerung entfallen. Sie hätte auch Auswirkungen auf die Dimensionierung des KKM, denn diese erfolgt grundsätzlich auf Gebotszonenebene. Für die Dimensionierung des KKM-Z wird die oben beschriebene Ermittlung der „effiziente Neubaumenge“ für eine Gebotszone vorgenommen, wie es auch in der Strommarkt-Verordnung gefordert wird. Im KKM-D ist die Verpflichtung der BKV durch Zertifikate von Anlagen aus der Gebotszone des Bilanzkreises zu erfüllen. Generell (d.h. nicht nur im KKM-D) sind aber auch Beiträge aus anderen Gebotszonen möglich. Bei diesen Beiträgen aus anderen Gebotszonen dürfte bereits aufgrund der europarechtlichen Vorgaben keine systemische Unterscheidung zwischen anderen deutschen und anderen ausländischen Gebotszonen zulässig sein. Diese Überlegungen zeigen, dass eine Gebotszonenteilung auch Rückwirkungen auf die Wirkung eines KKM hat (gleiches würde auch für einen ZKM und einen DKM gelten).

3.5 Organisation des KKM

Zentrales Segment

Im Hinblick auf die Neuanlagenausschreibung (KKM-Z) gibt es zahlreiche Ausgestaltungsfragen, die im Vorfeld geklärt werden müssen. Dazu gehören beispielsweise Fragen zum Auktionsformat und -prozess, zu den Preisregeln oder zu den Preisobergrenzen.

In Bezug auf das *Auktionsformat* und den Auktionsprozess hat sich Belgien in seinem ZKM für eine „single-round sealed bid“-Auktion entschieden. Bei diesem Format müssen die Bieter ihre Gebote abgeben, ohne die Gebote der anderen Teilnehmer zu kennen. Der Markt wird dann in einer Runde vom Auktionator geräumt. Es ist aber auch möglich, dass es mehrere Bietrunden gibt, wie z.B. beim ZKM in Großbritannien. Bei der Wahl des Auktionsformats haben verschiedene Formate ihre Vor- und Nachteile zum Beispiel hinsichtlich strategischer Anreize der Bieter, Vermeidung kollusiven Verhaltens und Komplexität. Dies ist in der weiteren Ausgestaltung eingehender zu prüfen.

Auch für die *Preisregeln* gibt es verschiedene Ausgestaltungsvarianten, die jedoch mit den oben beschriebenen Auktionsformaten kompatibel sein müssen. Im Wesentlichen gibt es zwei Modelle, „pay-as-bid“ (PAB) und „pay-as-cleared“ (PAC). Bei PAB erhält jeder bezuschlagte Bieter den selbst gebotenen Preis. Bei PAC erhalten alle bezuschlagten Bieter den gleichen Preis, nämlich den Preis des letzten Gebots, das zur Deckung der Nachfrage erforderlich ist. Ersteres ist im belgischen Kapazitätsmarkt implementiert, letzteres hat Großbritannien in seinem ZKM umgesetzt. Theoretisch sollten PAB und PAC zu ähnlichen Ergebnissen führen. Bei PAC erhalten die Teilnehmer automatisch den Zuschlag des teuersten akzeptierten Gebots (bzw. des günstigsten nicht mehr bezuschlagten Gebots). Bei PAB haben die Teilnehmer einen Anreiz, den Preis des höchsten akzeptierten Gebots zu schätzen und zu diesem Preis zu bieten. Eine vertiefte Diskussion der beiden Ansätze findet sich im Appendix.

Zusätzlich zu den Preisregeln muss eine mögliche *Preisobergrenze* festgelegt werden. Die Preisobergrenze legt die maximale Vergütung fest, die für ein Gebot in der Neubauschreibung (KKM-Z) erzielt werden kann. Durch die Begrenzung der maximalen Vergütung wird die Möglichkeit des Missbrauchs von Marktmacht durch die Abgabe unangemessener Gebote eingeschränkt. Im belgischen ZKM wird die globale Auktionspreisobergrenze („global auction price

cap") berechnet, indem die CONE (Cost of New Entry; auf Deutsch vereinfacht: annuitätische Kosten Neuanlage) mit einem Faktor multipliziert werden. Konkret werden die Net-CONE herangezogen, d.h. die CONE abzüglich der erwarteten Markterlöse aus dem Energy-Only-Markt (EOM) und der Regelenergievermarktung etc. Der Wert des Korrekturfaktors berücksichtigt die Unsicherheiten bei der Schätzung der Net-CONE, sowohl hinsichtlich der Kosten der verschiedenen Technologien als auch hinsichtlich der Bestimmung der anderen Markterlöse. Die Preisobergrenze für die erste Auktion in Belgien betrug 75 EUR/kW/Jahr, was dem Net-CONE von 50 EUR/kW/Jahr multipliziert mit einem Korrekturfaktor von 1,50 entspricht.

Dezentrales Segment

Auch im KKM-D sind zahlreiche Ausgestaltungsfragen im Hinblick auf die Marktstruktur zu konkretisieren. Wie in Abbildung 3 dargestellt, startet das KKM-D mit einer Zertifikatsauktion. Im Vorfeld sind auch dabei Fragen z.B. zum Auktionsformat und -prozess oder zu den Preisregeln zu klären. Nach der Zertifikatsauktion findet ein kontinuierlicher Handel mit Zertifikaten statt. Dieser kann sowohl börslich (in Frankreich über die EPEX SPOT) als auch außerbörslich (Over-the-counter, OTC) stattfinden. Hinsichtlich der zeitlichen Struktur findet der kontinuierliche Handel über die Lieferperiode hinaus, d.h. bis zum Zeitpunkt der Erfüllungskontrolle, statt. Dadurch werden die Risiken reduziert, die sich aus der Unsicherheit über den prognostizierten individuellen Bedarf an Zertifikaten ergeben.

Sekundärhandel

Aus rechtlicher Sicht muss ein Kapazitätsmarkt nach der Strommarkt-Verordnung zwingend die Möglichkeit der Übertragung von Kapazitätsverpflichtungen zwischen den zugelassenen Kapazitätsanbietern vorsehen. Aus Sicht des KKM stellt sich die Frage des Sekundärhandels sowohl für das KKM-Z als auch für das KKM-D. Im KKM-Z stellt sich die Frage, ob es einen Sekundärhandel geben soll, der es den bezuschlagten Kapazitätsanbietern ermöglicht, ihre mit dem Zuschlag verbundene Verpflichtung auf einen Dritten zu übertragen, sofern dieser mindestens die gleichen Anforderungen erfüllen kann, die der ursprüngliche Kapazitätsanbieter im KKM-Z erfüllen musste. Ein solcher Sekundärhandel sollte im KKM-Z vorsorglich vorgesehen werden.

Mit Blick auf das KKM-D stellt sich die Frage, ob es hier eines expliziten Sekundärhandels bedarf oder ob dieser durch den kontinuierlichen Zertifikatehandel obsolet wird. Besteht z.B. die Möglichkeit, dass ein Kapazitätsanbieter auch Kapazitätszertifikate von anderen Anbietern erwirbt, so könnte er im Falle einer voraussichtlichen Nichtverfügbarkeit im relevanten Zeitfenster seiner Verpflichtung durch den Nachweis der erworbenen Zertifikate nachkommen. Um dann aber aus dem Zertifikatsregister abzuleiten, wie viel Kapazität insgesamt hätte zur Verfügung stehen müssen im relevanten Zeitfenster, müssten die Zukäufe von Zertifikaten durch Kapazitätsanbieter mit deren Kapazitätszertifikaten verrechnet werden.

Erfüllungskontrolle

Einige Zeit nach Ablauf der Lieferperiode erfolgt die Erfüllungskontrolle (siehe auch Abbildung 3). Einerseits kontrolliert der KKM-Administrator die Erfüllung der Verpflichtung durch den BKV. In einem zentralen Register werden alle Zertifikate mit den entsprechenden Informationen zu deren Übertragung, Inhabern (etc.) erfasst. Der KKM-Administrator vergleicht nun die Verpflichtung jedes BKV auf Basis des tatsächlichen Spitzenlastbeitrags im auslegungsrelevanten Zeitfenster (z.B. die verpflichtungsrelevanten Tage der BKV in FRA) mit dem Bestand an Zertifikaten jedes BKV gemäß Register. Abweichungen zwischen der Verpflichtung und dem Bestand an Zertifikaten führen zu einem finanziellen Ausgleich (siehe unten). Im französischen DKM erfolgt die Erfüllungskontrolle mit relativ großem zeitlichen Abstand zur Lieferperiode (T+3), denkbar wäre

aber auch eine frühere Erfüllungskontrolle, z.B. am Ende des Folgejahres, wenn die endgültigen Bilanzkreisabrechnungen vorliegen.

Wie oben beschrieben, ist im Hinblick auf zertifizierte Kapazitätsanbieter zunächst weiter zu prüfen, ob die Verfügbarkeit in jedem Fall auch in Knappheitssituationen physisch nachgewiesen werden muss oder ob auch ein finanzieller Anreizmechanismus ausreicht.

Das KKM-Z bedarf keiner gesonderten Erfüllungskontrolle, da diese über das KKM-D durch die Verpflichtung der Neuanlagen zur Einbringung ihrer Zertifikate in dem KKM-D erfolgt. Alternativ könnte überlegt werden, ob Neuanlagen gegebenenfalls einen höheren finanziellen Ausgleich für Vertragsverletzungen zahlen müssen als andere Kapazitätsanbieter.

Entscheidend für die Anreizwirkung im KKM-D sind die Höhe des finanziellen Ausgleichs sowie die Ausgestaltung des Ausgleichssystems. Hinsichtlich der Ausgestaltung des Ausgleichssystems gibt es theoretisch viele Ausgestaltungsvarianten, wobei es Überschneidungen mit der Ausgestaltung eines Ausgleichsenergiepreissystems gibt. So stellt sich z.B. die Frage, ob nur Untererfüllung der BKV, d.h. ein zu geringer Bestand an Zertifikaten, oder auch Übererfüllung, d.h. ein zu hoher Bestand an Zertifikaten, finanziell ausgeglichen werden. Weiterhin stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, ob das Ausgleichssystem symmetrisch oder asymmetrisch ausgestaltet werden soll, d.h. ob Abweichungen nach oben und unten gleich oder unterschiedlich pönalisiert werden.

Refinanzierung

Eine Refinanzierung der Kosten im KKM betrifft insbesondere das KKM-Z. Das KKM-D ist, abgesehen von eventuellen Kontroll- und Verwaltungskosten, weitgehend selbsttragend, da die Kosten direkt bei den BKV anfallen und an die Stromkunden weitergereicht werden. Beim KKM-Z hingegen fallen die Kosten für die neuen Kapazitäten beim KKM-Administrator an und müssen entsprechend refinanziert werden.

Im KKM-Z sind die bezuschlagten Neuanlagen verpflichtet, ihre Zertifikate an den KKM-Administrator zu Vermarktung im KKM-D abzutreten. Damit kann das KKM-Z zumindest teilweise refinanziert werden. Generell besteht jedoch die Möglichkeit, dass im KKM die Kosten der Neubauschreibung zumindest teilweise außerhalb des KKM-D refinanziert werden müssen. Hierfür gibt es theoretisch verschiedene Möglichkeiten der Umlage bzw. Kostenwälzung. Generell fordert die KUEBLL dabei eine verursachungsgerechte Wälzung. Hierfür wäre eine arbeitsbezogene Umlage auf die Verbraucher denkbar, die auch dynamisch ausgestaltet werden könnte, d.h. die Höhe der Umlage würde z.B. mit einer Systemgröße wie dem Großhandelsstrompreis oder der Residuallast schwanken. Auf diese Weise könnten Knappheitssignale an die Verbraucher weitergegeben und Anreize für flexible Verbraucher geschaffen werden, ihren Verbrauch anzupassen. Denkbar wäre auch, die Umlage z.B. nur auf „auslegungsrelevante“ Stunden des KKM-D zu erheben und damit zusätzliche Anreize zur Lastminimierung in diesen Stunden zu generieren. Da aber im KKM nur der KKM-Z-Anteil refinanziert werden muss, erscheint die Verzerrung bzw. Belastung der Verbraucher durch eine Umlage insgesamt begrenzt.

3.6 Weitere Fragen

Umgang mit Anlagen aus bestehenden Förderregimen

Wie bereits oben erwähnt, sind Anlagen aus bestehenden Förderregimen von einer Förderung im Rahmen des KKM ausgeschlossen.¹⁵ Dies ist auch dadurch begründet, dass das EU-Recht verlangt, dass Beihilfen verhältnismäßig sein müssen. Dies bedeutet auch, dass eine Überförderung durch Kumulierung von Beihilfen zu vermeiden ist. Ausgeschlossen vom KKM wären damit z.B. Anlagen, die eine Förderung nach dem EEG oder dem KWKG erhalten. Auch Anlagen, die bereits eine Kapazitätzahlung im Rahmen der KWS erhalten, wären nicht berechtigt, eine Förderung im Rahmen des KKM zu erhalten.

Der Beitrag der ausgeschlossenen Anlagen zur Versorgungssicherheit wird dennoch im KKM-D berücksichtigt. Ein zielführender Ansatz könnte darin bestehen, dass Zertifikate im Umfang der de-rated Kapazität dieser Anlagen durch den KKM-Admin z. B. im Rahmen der Zertifikatsauktion in das KKM-D eingebracht werden. Dies erlaubt einerseits eine effiziente Allokation dieser Zertifikate und andererseits werden Erlöse zur Finanzierung des KKM-Z erzielt.

Umgang mit Reserven

Mit Blick auf die am KKM beteiligten Akteure stellt sich auch die Frage nach dem Umgang mit Reserven zur Absicherung des Strommarkts (z.B. in krisenbehafteten Situationen) und deren Kompatibilität mit dem KKM. Grundsätzlich erscheint es nicht ausgeschlossen, dass Reserven parallel zu einem KKM existieren. So zielt der KKM primär auf Resource Adequacy ab, die Netzreserve aber z.B. auf Transmission Adequacy, also Hochfahrpotenzial zum Abbau von Netzengpässe. Der unterschiedliche Fokus von KKM und Reserven könnte daher deren parallele Existenz rechtfertigen. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass es Wechselwirkungen zwischen einem KKM und der Reserve gibt. Enthält z.B. der KKM auch eine lokale Komponente (s.o. regionale Steuerung), so kann dies durchaus den Bedarf an Netzreserve reduzieren.

Bei der Berücksichtigung von Reserven im Rahmen des KKM ist zu beachten, dass Anlagen, die sich in der Reserve befinden, keine Zertifikate erhalten, da davon auszugehen ist, dass sie in den für die Auslegung des KKM relevanten Knappheitssituationen nicht eingesetzt werden. Sie können auch nicht im Rahmen der Selbsterfüllung angerechnet werden und benötigen daher eine entsprechende Kennzeichnung, dass sie ausgeschlossen sind.

Anforderungen an gasbasierte Energieerzeugung

Wie oben erwähnt, kommen verschiedene Technologien als Kapazitätsanbieter in Frage. Bei den Kraftwerken werden dies insbesondere Erdgaskraftwerke (und ggf. Bioenergieanlagen) sein. In Bezug auf Erdgas fordert die KUEBLL jedoch, dass eine Festlegung auf eine gasbasierte Energieerzeugung vermieden werden sollte. Dies kann durch Vorkehrungen wie verbindliche Verpflichtungen des Beihilfeempfängers zur Anwendung von Dekarbonisierungstechnologien oder zur Substitution von Erdgas durch erneuerbare oder CO₂-arme Gase erreicht werden. In der EU-Strommarktreform wird auch explizit darauf hingewiesen, dass die Mitgliedstaaten die Emissionsgrenzwerte für die Teilnahme an Kapazitätsmechanismen so festlegen können, dass nur flexible, nicht-fossile Technologien als Technologieoptionen in Frage kommen.

Mit Blick auf die konkrete Umsetzung wird jedoch empfohlen, auch bestehende Dekarbonisierungsinstrumente einzubeziehen. Konkret betrifft dies den EU-ETS, der als primäres Instrument

¹⁵ Theoretisch wäre es denkbar, dass Anlagen aus dem alten Förderregime aussteigen und stattdessen in den KKM wechseln. Angesichts der damit verbundenen Komplexitätssteigerung erscheint dies jedoch nicht empfehlenswert.

Anreize zur Anwendung von Dekarbonisierungstechnologien oder zur Substitution von Erdgas durch erneuerbare oder CO₂-arme Gase setzen sollte.

Flankierend zum EU-ETS müssen jedoch die Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass eine mögliche Umstellung auch technisch machbar ist. Dies umfasst einerseits mit Blick auf H₂ die Schaffung der notwendigen Infrastruktur (H₂-Netz etc.) von zentraler Seite. Andererseits müssen auch die Anlagenbetreiber ihre Anlagen so umrüsten, dass eine Umstellung technisch machbar ist. Hier könnte für erdgasbasierte Erzeugungsanlagen eine Verpflichtung vorgesehen werden, dass die Anlagenbetreiber nachweisen müssen, wie sie dies technisch realisieren können. Auf die Vorlage eines konkreten Zeitplans für die Umstellung kann jedoch verzichtet werden, da diese, wie oben beschrieben, durch die Preissignale des EU-ETS bearbeitet wird.

4 Kombiniertes Kapazitätsmarkt – Aufwand und Nutzen im Vergleich

Ein häufig vorgebrachtes Argument gegen den KKM ist, dass die dezentrale Komponente und seine Verknüpfung mit den zentralen Ausschreibungen im Vergleich zu einem reinen ZKM die Komplexität des neuen Systems stark erhöhen würde. Der Umsetzungsaufwand eines KKM fiel damit im Vergleich zum ZKM ungleich höher aus. Es stellt sich somit die Frage nach dem Aufwand-Nutzen-Verhältnis des KKM, insbesondere im Vergleich zum ZKM, der oftmals als praxisbewährt und konzeptionell einfacher wahrgenommen wird. Dieser Abschnitt vertieft die Aufwand-Nutzen-Frage und schlussfolgert, dass dem einmaligen Aufwand für die Einführung des KKM-D relevante Vereinfachungen und entscheidende Vorteile an anderer Stelle gegenüberstehen. Gerade mit Blick auf die Energiewendekompatibilität und die Anforderung an Technologie-neutralität – d. h. dem grundsätzlichen Anspruch, neben Kraftwerken auch flexible Lasten und Speicher einzubinden – kommen dem KKM entscheidende Vorteile zu, die ihn gegenüber einem ZKM vorzugswürdig machen.

Die Abwägung von Aufwand und Nutzen ergibt sich aus drei Perspektiven: Erstens mit Blick auf die *Erfüllungskosten*, gemeint ist der Aufwand für die Erschließung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen (flexible Lasten, Kraftwerke, Speicher). Zweitens mit Blick auf die *Fehlerkosten*, also die Frage nach der Risikoanfälligkeit für Fehlparametrierungen und die Lernfähigkeit des Kapazitätsmarkts. Und drittens mit Blick auf die *Programmkosten*, also die Umsetzungskosten des Kapazitätsmarkts.

Wichtig ist, diese Abwägungen nicht nur mit Blick auf den Status Quo oder gar die Vergangenheit zu treffen, sondern besonders mit Blick auf das zukünftige, energiewendegeprägte Stromsystem. In diesem zukünftigen System werden neben Kraftwerken auf Basis von Wind- und Solarenergie, steuerbaren Kraftwerken und Speichersystemen auch die Nachfrageflexibilitäten eine herausragende Rolle spielen. Und dies sowohl bei sehr heterogenen Stromanwendungen (z.B. in der Industrie) als auch bei typisierbaren, aber teilweise sehr dezentralen und ggf. auch stark von Präferenzen der Kunden geprägten Stromnutzungsformen (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen etc.). Die Versorgungssicherheit wird in diesem System neben einer ausreichenden Kapazität von steuerbaren Kraftwerken auch durch eine große und wachsende Vielfalt von Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrage- und Speicherseite gewährleistet werden müssen. Gerade bei den Flexibilitätsoptionen dürfte es viele neue Geschäftsfelder geben und der Grad an Innovation sehr hoch sein. Für einen Kapazitätsmarkt ergeben sich daraus besonders hohe Ansprüche an die Definition von Präqualifikationseigenschaften und die Verfahren der Zertifizierung.

Erfüllungskosten: Die Praxis in anderen EU-Ländern zeigt, dass die existierenden zentralen Kapazitätsmärkte bislang allenfalls unvollständige Lösungen bieten können, um unterschiedliche Flexibilitätsoptionen effizient und ohne Hemmnisse oder Wettbewerbsnachteile zu integrieren. Im Gegensatz dazu eröffnet der KKM die Möglichkeit, dass neben zertifizierten Kapazitätsbeiträgen von steuerbaren Kraftwerken, Speichern und Verbrauchern auch die Eigenerbringung der Kapazitätsbeiträge, die eben *keiner* weiteren Präqualifikation oder Einzelzertifizierung unterliegen, zur Deckung der Spitzenlast beitragen kann. Während im ZKM nur Kapazitäten zum Versorgungssicherheitsnachweis beitragen können, die von vordefinierten Produkten und Präqualifikationen abhängen, vergrößert sich durch die Möglichkeit der Eigenerbringung die Zahl und Vielfalt von Versorgungssicherheitsoptionen im KKM erheblich. Gerade mit wachsender Zahl an innovativen und/oder dezentralen Flexibilitäten, wie z.B. E-Mobile und Wärmepumpen, gewinnt die Eigenerbringung daher erheblich an Bedeutung. Sie senkt die Erfüllungskosten und damit die Kosten für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Zudem setzt der KKM-D inhärent Anreize für jeden Verbraucher, die vorhandenen oder günstig erschließbaren Flexibilitäten über die Eigenerbringung auch tatsächlich zu nutzen. Eine solche Minimierung des jeweiligen Beitrags zur Systemspitzenlast minimiert auch die individuellen Kosten des Lieferanten.

Fehlerkosten: Die Praxis aus anderen Ländern zeigt auch, dass bisherige Kapazitätsmarkt-Modelle die Herausforderungen der Transformation des Stromsystems bisher nicht vollständig adressieren. In allen existierenden Kapazitätsmärkten sind regelmäßige, teils erhebliche Nachjustierungen nötig, um die Regelwerke an die sich wandelnde Realität des Stromsystems anzupassen. Was hingegen auch mit Blick auf Investitionssicherheit gebraucht wird, ist ein robustes, sich selbst stabilisierendes und „atmendes“ System, das auf Fehlparametrierungen dynamisch und für Marktteilnehmer transparent reagieren kann. Im Gegensatz zum ZKM macht das dezentrale Element des DKM eben solche systematischen Lerneffekte über die sich einstellenden Preise und entsprechende Anpassungen besser möglich. So macht der KKM Dimensionierungsfehler des Kapazitätsmarkts durch die beiden miteinander kommunizierenden Marktsegmente besser sichtbar als ein ZKM, ist damit tendenziell selbststabilisierend bzw. erleichtert zeitnähere Nachsteuerungen und trägt damit zur einer besseren Fehlertoleranz gegenüber Prognoseungenauigkeiten bei der Dimensionierung bei. Auch das Risiko von anderen Fehlparametrierungen, z.B. bei der Produktdefinition und Präqualifizierung von Flexibilitätsoptionen, dürfte wegen dieser Rückkopplungen im KKM tendenziell geringer ausfallen als im ZKM. Insbesondere sinkt die Gefahr, den Versorgungssicherheitsbeitrag von Flexibilitätsoptionen falsch einzuschätzen bzw. zu Doppelzählungen zu gelangen, wenn Flexibilität sowohl bei der Bedarfsbestimmung auf Systemebene berücksichtigt als auch einzelzertifiziert wird. In Summe dürften die Fehlerkosten im KKM deutlich kleiner ausfallen als im ZKM.

Programmkosten: Diesen grundsätzlichen Vorteilen des KKM stehen zunächst die in einigen Bereichen erhöhte Umsetzungsaufwendungen gegenüber. Denn im KKM-D muss der Zertifikatshandel eingeführt, die Zertifikatsabgabe kontrolliert sowie für alle Verpflichteten auf der Nachfrageseite ein System des finanziellen Ausgleichs eingeführt werden. Da sich die entsprechenden Transaktionen jedoch sehr stark an den ohnehin existierenden Daten und Informationsströmen orientieren (v.a. im Bilanzkreismanagement, in dem alle Lieferanten ohnehin aktiv sind) und mit den entsprechenden IT-Systemen sowie den diesbezüglichen Regelungen für eine vergleichbare Zahl von Akteuren bereits umfangreiche und gute Erfahrungen vorliegen (EU ETS, Bilanzkreismanagement), werden die Umsetzungsaufwendungen in diesem Bereich der Programmkosten im Vergleich zu den o.g. Vorteilen als vergleichsweise gering eingeschätzt. Zu berücksichtigen ist neben diesen Programmkosten auf der Seite der Verpflichteten aber auch, dass v.a. durch die Möglichkeit der Eigenerfüllung der administrative Aufwand zur Zertifizierung und

Kontrolle der Erfüllungsoptionen im KKM (und damit die Programmkosten auf der Angebotsseite) im Vergleich zum ZKM deutlich geringer ausfallen können. Denn für die im Bereich der Eigenerfüllung zum Zuge kommenden Flexibilitätsoptionen entfällt die Notwendigkeit von Zertifizierung, Verfügbarkeitskontrolle etc. – und schafft somit ein deutlich besseres Level-Playing-Field für alle Akteure des Portfolios von Versorgungssicherheitsoptionen, ohne weitere regulatorische Vorgaben und Bürokratieaufwand. Zudem entfällt im KKM die in ZKM üblicherweise durchzuführende T-1 Auktion, da deren Funktion der KKM-D erfüllt. Das Nettoergebnis dieser beiden gegenläufigen Trends im Bereich der Programmkosten hängt entscheidend davon ab, in welchem Umfang Parametrisierungs- und Zertifizierungskosten durch die Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Bereich der Nachfrage und ggf. der Speicherung oder Kleinstflexibilitäten über die Selbsterbringung vermieden werden können.

In einigen anderen Bereichen sind die Aufwendungen des KKM mit denen des ZKM vergleichbar. Dies betrifft die übergeordnete Ermittlung des Kapazitätsbedarfs (im KKM zur Bemessung des zentralen Segments, im ZKM zur Bemessung der Gesamtnachfrage), aber auch die Präqualifikation und Zertifizierung der Anlagen, die an den zentralen Auktionen teilnehmen.

Die Präferenz für den KKM ergibt sich vor dem Hintergrund der Anforderungen des zukünftigen Energiewende-geprägten Stromsystems bei einer ganzheitlichen Sicht auf alle drei genannten Facetten der Kosten-Nutzen-Abwägungen: Erfüllungskosten, Fehlerkosten und Programmkosten.