

POSITIONSPAPIER

Kapazitätsmarktdesign

Berlin, 23.07.2024

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Kurzzusammenfassung

- › Der VKU ist überzeugt, dass Versorgungssicherheit zukünftig einen Wert haben muss. Neben dem Energy-Only-Markt ist ein zusätzlicher Markt notwendig, der bereits die Vorhaltung und Verfügbarkeit von Leistung honoriert. Eine Entscheidung sollte zeitnah getroffen und umgesetzt werden.
- › Für das langfristige Zielbild eines dekarbonisierten Stromsystems mit hohen Flexibilitätsbedarfen hält der VKU einen **dezentralen Kapazitätsmarkt**, als rein marktlichen Ansatz, für eine effiziente, vorzugswürdige und nachhaltige Lösung.

Ein dezentraler Kapazitätsmarkt stellt eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale dar und sichert dadurch eine marktorientierte Vorhaltung gesicherter Leistung. Daraus ergeben sich neue Produktstrukturen und Geschäftsfelder für kundennahe Dienstleister, wie z. B. die Stromvertriebe. Die aus dem Wettbewerb der Marktakteure resultierenden Innovationsvorteile führen zu einem effizienten System zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und kommen daher perspektivisch den Stromkunden zugute.
- › Das aktuelle Vorgehen der Bundesregierung, geleitet vom Blick nach Europa, zeigt allerdings einen starken Fokus auf **zentrale Elemente**. Ein Beispiel sind die aktuell geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie, die in einen angekündigten und nachfolgenden Kapazitätsmechanismus übergehen sollen. Zentrale Kapazitätsmärkte haben das Potential schnell und gezielt Kapazitätsmengen anzureizen. Nachfrager sind im zentralen Kapazitätsmarkt in der Regel allerdings unbeteiligt. Das Heben von Potentialen zur Lastreduktion und Flexibilisierung des Verbrauchs ist deswegen begrenzt.

Der VKU wird mögliche Vorschläge für zentrale Herangehensweisen prüfen und sich konstruktiv in die Debatte einbringen.
- › Um den jeweiligen Vorteilen von dezentralen und zentralen Ansätzen Rechnung zu tragen, wird ggf. eine **Verknüpfung von zentralen und dezentralen Elementen** in Betracht kommen. Entscheidend für den VKU ist, dass eine hohe Komplexität vermieden wird. Nur klare Bedingungen schaffen Planungssicherheit.

Einleitung und Hintergrund

Das hohe Niveau an Versorgungssicherheit mit Strom ist ein volkswirtschaftliches Gut und ein erheblicher Standortvorteil Deutschlands. Auch im Transformationsprozess der Energiewende und darüber hinaus muss eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet werden. Das ist nach Überzeugung des VKU ein elementarer Bestandteil der Daseinsvorsorge.

Der Preisbildungsmechanismus nach Merit-Order und Einheitspreisauktion bleibt nach wie vor die effizienteste Möglichkeit der Organisation eines Strommarktes. Er ermöglicht Stromerzeugern, Verbrauchern und zunehmend sogenannten Prosumern (Marktteilnehmer, die als Erzeuger und Verbraucher auftreten), sich systemoptimal zu verhalten. Der Energy-Only-Markt ist jedoch kein Garant für Versorgungssicherheit.

Der VKU ist daher überzeugt, dass sich durch den Ausbau der Erneuerbaren und den Rückbau konventionell steuerbarer Stromerzeugungsanlagen die Versorgungssicherheitsanforderungen massiv verändern und Versorgungssicherheit zukünftig einen eigenen Wert haben muss. Neben dem Energy-Only-Markt ist ein zusätzlicher Markt notwendig, der bereits die Vorhaltung und Verfügbarkeit von Leistung honoriert. Bereits jetzt reichen die zu erwartenden Margen durch die am Strommarkt erzielbaren Preise/Produkte/Laufzeiten nicht aus, um Investitionsentscheidungen herbeizuführen. Mit weiterer Durchdringung und angestrebter Dominanz der Erneuerbaren Energien im Stromsystem und dem Ausscheiden steuerbarer und witterungsunabhängiger konventioneller Stromerzeugungsanlagen wird sich dieser Umstand noch deutlich verschärfen.

Aufgrund der hohen Investitionskosten, langfristigen Lebensdauern von flexibel steuerbaren Energieerzeugungsanlagen einerseits, und absehbar sinkenden Einsatzzeiten dieser andererseits, wird es zunehmend schwierig die Refinanzierung von Investitionen in die Versorgungssicherheit verlässlich sicherzustellen. Um diese Investitionen in gesicherte Leistung aus Erzeugung, Speichern oder Lasten trotzdem zu fördern, müssen zusätzlich langfristige berechenbare Erlösbestandteile, z.B. über Leistungsbestandteile, vorhanden sein.

Optionen für Kapazitätsmechanismen

Der aktuelle Transformationsprozess erzeugt unmittelbaren Handlungsbedarf im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Mit der sukzessiven Beendigung der Kohleverstromung und dem vollzogenen Ausstieg aus der Kernenergie scheiden derzeit große Mengen steuerbarer Leistung aus dem Markt aus, sodass absehbar eine Leistungslücke entsteht. In der sehr kurzfristigen Perspektive müssen deswegen Instrumente geschaffen werden, die Investitionen in neue steuerbare Kapazitäten anreizen.

Der Aufbau neuer gesicherter Leistung in Form von steuerbaren Erzeugungsanlagen, Speichern oder Lasten ist die Grundvoraussetzung dafür, dass der Kohleausstieg und die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems gelingen können. Denn neben einem massiven Ausbau von Erneuerbaren Energien, ist der Um- (u.a. durch Modernisierung von Bestandsanlagen) und Aufbau eines neuen Erzeugungsparks notwendig, der den Anforderungen der Energiewende entspricht (Flexibilität, H₂-Readiness bei Gaskraftwerken und KWK-Anlagen, Speicherfähigkeit) und das volatile EE-Stromsystem mit steuerbarer Leistung absichert. Diese gesicherten Kapazitäten bilden den Grundstock für Versorgungssicherheit; das Back-Up auf Erzeugungseite. Darüber hinaus wird es zukünftig immer wichtiger, dass auch die Nachfrageseite flexibler auf das Energieangebot aus den Erneuerbaren Energien reagieren kann und bewusst angereizt wird.

Grundsätzlich unterscheidet man bei **klassischen Kapazitätsmarktmechanismen zwischen zentralen** (zentrale staatliche Kapazitätsvorsorge) und **dezentralen Ansätzen** (Kapazitätsvorsorge wird über individuelle Absicherung der Spitzenlast privatisiert). Zudem ist zwischen **umfassenden** (alle Kraftwerkstypen sind teilnahmeberechtigt) und **fokussierten** (Fokussierung auf bestimmte Kraftwerkssegmente) **Ansätzen** zu unterscheiden.

Als weitere Option für einen Kapazitätsmechanismus steht der sogenannte „**Strommarkt Plus**“ zur Diskussion, welcher als Alternativmodell zu den klassischen Kapazitätsmodellen diskutiert wird und hinter dem die Verpflichtung zur Nutzung eines bestimmten Hedgingprodukts zur Absicherung gegen Preisspitzen auf den Kurzfristmärkten steht.

Dezentraler Kapazitätsmarkt: Effizienter Ansatz für die zukünftigen Bedarfe eines dekarbonisierten Stromsystems

Der VKU hatte bereits 2013 den Vorschlag für einen **dezentralen Leistungsmarkt** vorgelegt. Für die mittel- und langfristige Perspektive (Zielbild des dekarbonisierten Stromsystems mit hohen Flexibilitätsbedarfen) hält der VKU diesen, **rein marktlichen** Ansatz für nach wie vor effizient und zielführend.

Vorteile im Überblick:

- Ein dezentraler Kapazitätsmarkt stellt vor allem eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale dar und sichert dadurch eine effiziente Vorhaltung von gesicherter Leistung.
- Ein dezentraler Kapazitätsmarkt ermöglicht eine breite Nutzung von (technischen) Optionen, schafft Akteursvielfalt und hebt dezentrale Potenziale. Eine große Akteursvielfalt schafft wiederum Resilienz und gewährleistet (kosten-)effiziente Lösungen.

- Es bestehen große Freiheitsgrade in der Gestaltung von Vereinbarungen, da Risiken bei der Versorgungssicherheit individuell und passgenau aufgefangen werden können.
- Das Angebot an gesicherter Leistung wird durch die Nachfrage bestimmt, womit eine Überförderung vermieden werden kann. Idealerweise erfolgt der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage direkt auf regionaler Ebene.

Nachteile im Überblick:

- Für die Startphase bestehen Unsicherheiten, inwiefern die Nachfrager zum sehr langfristigen Einkauf von Kapazitätssertifikaten bereit sind. Dies wiederum wäre notwendig, damit Anbieter – insbesondere bei Neubaulprojekten - ihre Investitionen planungssicher refinanzieren können.
- Im Hinblick auf den Bau und die Erschließung von neuen Kapazitäten bestehend Unsicherheiten, inwieweit durch einen dezentralen Mechanismus tatsächlich die beabsichtigten langfristigen Investitionsanreize gesetzt werden können.

Ausgestaltung als zentraler Kapazitätsmarkt ist praxiserprobt: Europäische Vorbilder können zeitlichen Vorteil bieten

Aktuell nimmt der VKU wahr, dass die Bundesregierung eher **zentrale Instrumente** in den Blick nimmt. Dort einzuordnen ist die Kraftwerkstrategie, in deren Rahmen kurzfristig Ausschreibungen durchgeführt werden sollen, womit wesentliche Fortschritte beim Ausbau gesicherter steuerbarer Leistung, mit dem klaren Fokus auf Kraftwerksleistung, angestrebt werden.

Über die Kraftwerksstrategie hinaus soll ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden, auf dessen Grundlage Refinanzierungsmöglichkeiten für bestehende und Investitionsanreize für zusätzliche Kapazitäten entstehen sollen.

Aufgrund der Größe und des Zeitdrucks bei der aktuellen Transformationsaufgabe, könnten **zentrale Kapazitätselemente**, mit einem eher **planerischen Ansatz** zunächst naheliegender sein. So wird in der Debatte häufig auf das zentrale Modell des belgischen Kapazitätsmarkts, als jüngst eingeführter europäischer Kapazitätsmarkt (der als einziger unter den aktuell geltenden Beihilfeleitlinien notifiziert worden ist) verwiesen.

Vorteile im Überblick:

- Die Menge an notwendiger Kapazität wird klar beziffert und typischerweise im Rahmen von Ausschreibungen beschafft. Zentrale Kapazitätsmärkte erscheinen im Hinblick auf eine vorgegebene Zielsetzung (Kapazitätsniveau) treffsicher und transparent.
- Zentrale Kapazitätsmärkte sind in Europa am häufigsten angewandt und somit gut praxiserprobt. Eine Orientierung am belgischen Modell, als jüngst eingeführter europäischer Kapazitätsmarkt, könnte sich bspw. anbieten.

Nachteile im Überblick:

- Zentrale Regulierungsentscheidungen sind mit dem Risiko verbundenen, dass der Bedarf überschätzt wird und eine Überdimensionierung die Folge ist.
- Die notwendige Präqualifikation ist insbesondere für (Last)Flexibilität oder neue innovative Techniken komplex. Ein zentraler Kapazitätsmechanismus ist deswegen mutmaßlich weniger innovationsfreundlich und nur in begrenzterem Umfang geeignet, um Potentiale für Lastreduktion und Flexibilisierung des Verbrauchs zu heben. Es kann nur langsam auf die Entwicklungen aus dem Transformationsprozess reagiert werden.
- Im zentralen Kapazitätsmarkt erfolgt kein Verkauf von Zertifikaten von Erzeugern an Verbraucher, sondern von Erzeugern an den Staat. Ein Anreiz für Verbraucher, die eigene Nachfrage zu senken, besteht daher hauptsächlich in Bezug auf den eingesparten Arbeitspreis für Strom. Da somit kein typischer Markt mit einer Vielzahl von unterschiedlichen Anbietern und Nachfragern entsteht, ist zudem von gesamtwirtschaftlichen Effizienzverlusten auszugehen.
- Dezentrales Wissen ist über einen zentralen Kapazitätsmarkt nur verhältnismäßig schwer zu erschließen.

Alle Optionen müssen übergeordnete Kriterien erfüllen

Unabhängig von der Wahl eines Modells gelten übergeordnete Kriterien, die in jedem Fall zu erfüllen sind. Neben der **europarechtlichen Kompatibilität**, muss als grundsätzliche Prämisse gelten, dass die **Teilnahme am wettbewerblichen Strommarkt** und an anderen Märkten für die im Kapazitätsmarkt verpflichteten Anlagen weiterhin möglich sein muss.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht, aber auch mit Blick auf die Investitionssicherheit, ist es zudem geboten, auch den bislang **fossil betriebenen Kraftwerksbestand** im Rahmen zukünftiger Beiträge für die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Dabei sind insbesondere technologisch hocheffiziente Gaskraftwerke in den Blick zu nehmen. Allerdings sollte auch effizienten, noch in der Refinanzierungsphase befindlichen Steinkohlkraftwerken - zur zeitlichen Begrenzung der ansteigenden Belastungen für Letztverbraucher - die Möglichkeit zur Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt eingeräumt werden. Nach den Vorgaben der EU-Binnenmarktverordnung Strom sind Steinkohlkraftwerke faktisch jedoch von der Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt ausgeschlossen, da die Zulässigkeit an den maximalen Ausstoß von CO₂ auf 550 g pro kWh bzw. auf 350 kg pro kW und Jahr begrenzt ist. Aus Effizienz- und Kostengründen sollte hier zwingend eine Möglichkeit geschaffen werden, dass bestehende, steuerbare Erzeugungskapazitäten in Verbindung mit flankierenden Klimaschutzregelungen – z. B. wenn sie durch Modernisierungsmaßnahmen im Hinblick auf den Einsatz CO₂-ärmere/freie Brennstoffe die zulässigen Grenzwerte erreichen – an einem zukünftigen Kapazitätsmarkt teilnehmen können.

Im Übrigen sollte aus Sicht des VKU auch das KWKG als etabliertes und haushaltsunabhängiges Instrument parallel weiter genutzt werden, indem es zügig verlängert und perspektivisch umfassend weiterentwickelt wird.

Unionsrechtlich werden Zahlungen im Rahmen eines Kapazitätsmarkts als Beihilfe gewertet¹. Gleichzeitig legen die Beihilfeleitlinien KUEBLL fest, dass eine Kumulierung von Beihilfen nicht zu einer Überförderung führen darf². Für Anlagen, die bereits eine andere Förderung in Form einer Beihilfe erhalten, ist eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt damit rechtlich unsicher/ausgeschlossen. Betroffene Anlagen sollten sich deswegen idealweise für eine der beiden Förderoptionen entscheiden (Wechselrecht/Opt-In) können. Für Anlagen, die das Ende der Förderdauer im Rahmen einer anderen Beihilfe erreicht haben, muss die Teilnahme am Kapazitätsmarkt uneingeschränkt offenstehen.

Handlungsoptionen im Überblick

- › Unabhängig vom Modell gelten folgende grundsätzliche Prämissen:
 - **Europarechtliche Kompatibilität** gewährleisten
 - **Teilnahme am wettbewerblichen Strommarkt** für die bezuschlagten Anlagen

¹ MITTEILUNG DER KOMMISSION Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01), Kapitel 4.8

² MITTEILUNG DER KOMMISSION Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (2022/C 80/01), RN 56

- **Berücksichtigung des bestehenden Kraftwerksbestands**, insbesondere bei noch offenen Abschreibungsdauern
 - **Wechselrecht und Opt-In-Möglichkeiten** für Anlagen vorsehen, die Förderungen in Form anderer Beihilfen erhalten und uneingeschränktes Teilnahmerecht für ausgeforderte Anlagen vorsehen.
 - **Transparenz schaffen**, je nach Modell über die zentral zur Verfügung stehenden Leistungen und Vergaberichtlinien oder im dezentralen Markt in Form eines transparenten Marktumfeldes, mit gesicherten Bedingungen und dem Ausschluss von Doppelvermarktungsmöglichkeiten.
- › Für die mittel- und langfristige Perspektive (Zielbild des dekarbonisierten Stromsystems mit hohen Flexibilitätsbedarfen) hält der VKU einen **dezentralen Kapazitätsmarkt als rein marktlichen** Ansatz nach wie vor für effizient und zielführend.
- › Für die kurzfristige Perspektive könnte aufgrund der Größe und des Zeitdrucks bei der aktuellen Transformationsaufgabe, die Implementierung **zentraler Kapazitätselemente**, mit einem eher **planerischen Ansatz** naheliegend sein.
- › Um den jeweiligen Vorteilen von dezentralen und zentralen Ansätzen Rechnung zu tragen, ist ggf. eine **sinnvolle Verknüpfung** in Betracht zu ziehen. Denkbar wäre beispielsweise, dass in einem ersten Schritt Kapazitäten zentral, als Grundbasis für ein notwendiges Gesamtniveau, beschafft werden. In einem zweiten Schritt könnte der zentrale Kapazitätsmarkt dann zu einem dezentralen und wettbewerbsgesteuerten Kapazitätsmarkt erweitert werden, u.a. um auch die Nachfrageseite stärker einbeziehen zu können. Die Monopolkommission hat beispielsweise in ihrem „Sektorgutachten Energie 2023“ ein solches Hybridmodell vorgestellt und beschrieben.³

Sofern eine Kombination oder die Erweiterung von einem Modell zum anderen vorgesehen ist, muss dies von **Anfang an gesamthaft implementiert, verzahnt und klar definiert** werden. Brüche müssen vermieden werden. Zudem muss eine hohe Komplexität vermieden werden. Nur **klare Bedingungen schaffen Planungssicherheit**.

³ [Sektorgutachten Energie 2023 \(monopolkommission.de\)](https://www.monopolkommission.de/Dateien/Sektorgutachten_Energie_2023.pdf)

A closer look: Zentrale und dezentrale Kapazitätsmärkte und „Strommarkt Plus“

› Dezentraler Kapazitätsmarkt

Im Hinblick auf das langfristige Zielbild eines dekarbonisierten Stromsystems bietet sich ein dezentraler Kapazitätsmarkt aus Sicht des VKU an. Ein solches Modell bietet große Kompatibilität mit einem Energiesystem, das perspektivisch rein erneuerbar gespeist wird, dezentraler aufgestellt ist und einen hohen Bedarf an Flexibilität (angebots- und nachfrageseitig) besitzt.

Um Versorgungssicherheit in einem dezentralen, dekarbonisierten Stromsystem zu gewährleisten, reicht es nicht mehr aus, eine bestehende, unflexible Nachfrage möglichst exakt mit einem steuerbaren Erzeugungspark auszugleichen. In Zukunft muss das Marktdesign vielmehr sicherstellen, dass sowohl auf der Angebots- wie auch auf der Nachfrageseite eine Vielzahl an Marktteilnehmern in der Lage ist, die variable Stromerzeugung aus Wind und PV auszugleichen.

Dafür eignet sich ein dezentraler Kapazitätsmarkt-Ansatz, der diese Systematik in einer **Marktlogik** abbildet (Freier Markt, Handel, etc.). Bei dezentralen Kapazitätsmärkten wird die Kapazitätsvorsorge über eine individuelle Absicherung der Versorgungssicherheit privatisiert. Die Nachfrager von Strom sind auch Nachfrager von gesicherter Leistung. Kunden (bzw. ihre Vertriebe/Beschaffer) decken ihren Leistungsbedarf im Voraus durch den Einkauf von Leistungszertifikaten ab.

Als umfassender Kapazitätsmarkt organisiert, können alle Anbieter gesicherter Leistung (z.B. thermische Kraftwerke, Speicher, Lastflexibilitäten, EE-Anlagen) teilnehmen. Voraussetzung ist, dass teilnehmende Anlagen für längere Zeiträume (d. h. Monate bzw. Jahre) im Voraus gesicherte Leistung garantieren können. Die Nachfrager nach gesicherter Leistung sind ebenfalls in den Leistungsmarkt integriert. Die große Akteursvielfalt sowie die Einbindung dezentraler Anlagen und Flexibilität gewährleisten (kosten-)effiziente Lösungen.

Die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässliche Vorhaltung von gesicherter Leistung erhält einen Preis, der in den Endkundenprodukten wirksam wird. Dies ermöglicht es den Marktteilnehmern, ein kosteneffizientes Portfolio an Optionen zur Leistungsvorhaltung umzusetzen und reizt die Erschließung von Lastflexibilitäten an.

Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitzustellen zu können, wird durch Leistungszertifikate verbrieft. Die Veräußerung dieser Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar.

Durch die Diversifizierung der Erlössituation wirkt die Einführung eines dezentralen Kapazitätsmarkts risikodämpfend, denn es ist zu erwarten, dass die Nachfrage und das Angebot und damit auch der Preis von Leistung auch über längere Zeiträume vergleichsweise stabil sind.

Der dezentrale Kapazitätsmarkt ermöglicht eine Vollkostendeckung der vom System benötigten gesicherten Leistungen am Markt, da diese ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften können. Es ist dabei nicht das Ziel, Anbieter von gesicherter Leistung vollständig risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-/Risiko-Verhältnis zu erreichen, dass im sonstigen Marktumfeld nicht gegeben ist.

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht von den Stromkunden aus, da diese eine Zahlungsbereitschaft für die gesicherte Belieferung mit Strom haben. Großkunden, Händler und Vertriebe (als Agenten kleiner Verbraucher) beschaffen gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert beziehen wollen. Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in Zeiträumen hoher Nachfrage reduzieren, so reduzieren sie den Bedarf an vorzuhaltender Leistung im Gesamtsystem. Sie benötigen daher weniger Leistungszertifikate und sparen dadurch Kosten.

Größere Kunden, die ihren Stromverbrauch flexibel steuern können, könnten von dieser Möglichkeit unmittelbar Gebrauch machen. Für den Großteil der privaten Stromverbraucher wird entweder eine Vollversorgung mit gesicherter Leistung erforderlich sein, sofern keine technischen Voraussetzungen für weitere Nachfrageflexibilität vorhanden sind (z. B. Smart Meter).

Leistung wird damit zu einem wichtigen „Systemkostenträger“, der sich neben der erzeugten Stromeinheit etabliert. Dieser Kostenträger kann in einem dezentralen Kapazitätsmarkt über die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Handel, Verbrauch) bewirtschaftet und optimiert werden.

Aus der Perspektive von dezentral aufgestellten Marktakteuren, hat ein dezentrales Modell insbesondere den Vorteil, dass durch die Nähe zum Stromverbraucher das Potenzial besteht, intelligente Lösungen zur nachfrageseitigen Flexibilisierung zu aktivieren und damit zusätzliche Wertschöpfung zu generieren.

Ein dezentraler Kapazitätsmarkt ermöglicht damit eine breite Nutzung von technischen Optionen (Technologie-Offenheit).

Die große Akteursvielfalt sowie die Einbindung dezentraler Anlagen und Flexibilität erhöhen Resilienz und Stabilität des Stromversorgungssystems. Die Nutzung zahlreicher dezentraler Versorgungsanlagen bietet zudem eine höhere Versorgungssicherheit im Fall von möglichen Angriffen auf die Infrastruktur.

Bewertung: Ein dezentraler Kapazitätsmarkt stellt vor allem eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale dar und sichert dadurch eine effiziente Vorhaltung von gesicherter Leistung. Daraus ergeben sich neue Geschäftsfelder für kundennahe Dienstleister wie z. B. die Stromvertriebe. Die aus dem Wettbewerb der Marktakteure resultierenden Innovationsvorteile führen zu einem effizienten System zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und kommen daher perspektivisch den Stromkunden zugute. Aufgrund der Ermittlung und Preisbildung für Kapazität über die Marktnachfrage erfolgt eine verursachungsgerechte Kostenverteilung. Durch die Nutzung dezentraler Anlagen und Flexibilitäten wird die Resilienz erhöht. Dennoch ist zu klären, wie eine langfristige Investitionssicherheit für notwendige, neue Erzeugungsanlagen sichergestellt werden kann, da im dezentralen Kapazitätsmarkt eher kurzfristiger agiert wird.

› Zentraler Kapazitätsmarkt

Für einen möglichst planerischen Aufbau von neuen steuerbaren Anlagen mit gesicherter Leistung eignen sich zentrale Kapazitätsmärkte. Bei zentralen Kapazitätsmärkten bestimmt der Staat (oder eine vom Staat beauftragte Stelle) ein notwendiges Niveau an gesicherter Kapazität. Zur Beschaffung werden zentrale Ausschreibungen oder Auktionen durchgeführt. Je nachdem wie eng begrenzt die Anlagenspezifikationen gesetzt werden unterscheidet man zwischen fokussierten oder umfassenden („technologieoffenen“) Modellen. Im Rahmen der Bekanntmachungen zur Kraftwerksstrategie, die auch die Ankündigung zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus beinhalten, haben sich BMWK und Regierungsspitzen bereits auf einen technologieoffenen Ansatz festgelegt.

Um die Eignung von Anlagen und Technologien zur Kapazitätsgewährleistung zu prüfen und zu bestätigen sind Präqualifikationen notwendig. Ein entsprechender Kriterienkatalog ist insbesondere für (Last)Flexibilität oder neue innovative Techniken komplex in der Anwendung. Ein zentraler Kapazitätsmechanismus ist deswegen mutmaßlich weniger innovationsfördernd. Die notwendige Präqualifizierung hemmt zudem die Erschließung von dezentralem Wissen, insbesondere im Hinblick auf die Nutzung von Lastflexibilitäten.

Um eine Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Technologien – mit unterschiedlichen Leistungs-/Kapazitätskrediten - zu schaffen, muss eine Festlegung von de-rating-Faktoren erfolgen, die technologiespezifisch vorgeben, wie viele Zertifikate pro Nennleistung verkauft werden dürfen.

Leistungskredite verschiedener Technologien müssen in regelmäßigen Abständen neu bestimmt werden, denn sie ändern sich mit der Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Hier sind auch die Veränderungen durch die Geschwindigkeit beim Transformationsprozess zu berücksichtigen. Daher ist eine ausreichend lange (mehrere Jahre) garantierte Zusage des zum Ausschreibungszeitraum festgelegten Leistungskredits notwendig. Eine darüberhinausgehende zentrale Anpassung des Leistungskredits muss von den teilnehmenden Anlagen antizipiert werden können, d. h. das Verfahren muss transparent, z. B. im Rahmen von jährlichen Berichten der ÜNB, gestaltet sein.

Sofern mit dem Kapazitätsmarkt der Anreiz für Investitionen in steuerbare Neuanlagen gesetzt werden soll, muss das Design entsprechen ausgelegt werden. Um den Realisierungszeiten der Anlagen Rechnung zu tragen, müssen insbesondere die Vorlaufzeiten, also die Zeit zwischen Erhalt des Kapazitätszuschlags und des Erfüllungszeitpunkts, passend ausgestaltet sein. In Belgien und UK unterscheiden sich für Neu- und Bestandsanlagen zudem die Vertragsdauern. Je moderner die Anlage ist, desto längere Laufzeiten haben die Verträge (in UK bis zu 15 Jahre).

Im Hinblick auf die Investitionssicherheit (insbesondere für neue Projekte) bietet ein zentraler Mechanismus voraussichtlich Vorteile, da der Staat als Gegenpartei mutmaßlich eher bereit ist längerfristige Verträge einzugehen als Vertriebe, welche bei dezentralen Modellen die Gegenpartei für den Zertifikatehandel darstellen und sich entsprechend ihrer Beschaffungsstrategien meist nur über wenige Jahre absichern. In Europa gibt es bereits umgesetzte Beispiele zentraler Kapazitätsmärkte, z. B. Belgien, oder UK.

Bewertung: Zentrale Kapazitätsmärkte bieten das Potential schnell und gezielt Kapazitätsmengen anzureizen. Die notwendige Präqualifikation ist aber insbesondere für (Last)Flexibilität oder neue innovative Techniken komplex und es muss sichergestellt werden, dass diese Technologien nicht benachteiligt werden. Ein zentraler Kapazitätsmechanismus ist deswegen mutmaßlich weniger innovationsfördernd und nur in begrenzterem Umfang in der Lage Potentiale für Lastreduktion und Flexibilisierung des Verbrauchs zu heben.

› Strommarkt Plus

Im Vergleich zu den beiden vorangehend beschriebenen Optionen schafft der unter dem Namen Strommarkt Plus diskutierte Ansatz zur Stärkung des wettbewerblichen Strommarkts aus Perspektive des VKU weder angemessene Investitionssicherheit für die Errichtung neuer Kapazitäten noch stellt er im Zielbild eines dekarbonisierten Stromsystems eine sinnvolle Ergänzung dar.

Hinter dem auch als kapazitätssichernder Strommarkt bekannten Instrument steht eine Hedgingpflicht für Energieversorger. Diese werden verpflichtet, ein bestimmtes Hedgingprodukt (Spike-Produkt) nachzufragen, um sich gegen Preisspitzen auf den Kurzfristmärkten abzusichern. Der Vorschlag knüpft an Vorgaben aus der jüngsten Reform des europäischen Strombinnenmarkts an, die Energieversorger verpflichten, ihre Kunden gegen Preisniveaurisiken abzusichern. Der Ansatz des „Strommarkt Plus“ würde diese Verpflichtung weitergehend ausgestalten und zusätzlich auf eine Verpflichtung zur Absicherung gegen Preisspitzen erweitern. Anbieter des Spike-Produkts sollen dadurch Refinanzierungsmöglichkeiten für ihre Spitzenlastanlagen erhalten, was den Ansatz als vermeintliche Alternative zu einem Kapazitäts- bzw. Leistungsmarkt präsentiert.

Die Möglichkeit einzelne Stunden abzusichern, ist bereits heute problemlos im Rahmen von OTC-Fahrplangeschäften gegeben. Stadtwerke fahren in der Regel sicherheitsorientierte Beschaffungsstrategien, um Preisniveaurisiken abzusichern. Starke Preissprünge während der Energiepreiskrise konnten so abgefedert und Stromkunden vor allzu starken Preiserhöhungen geschützt werden – ganz im Sinne der geplanten Hedgingpflicht der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie. Dagegen wäre eine Vermarktung und Finanzierung von Flexibilität als verpflichtendes Spike-Produkt nur mit sehr hohen Risikoaufschlägen/Optionsprämien möglich, da die Kraftwerksbetreiber über diese Festlegung den Verlust des Zeitwertes ihrer Anlagen kompensieren müssen. Der Handel mit Optionen als mögliche Ausgestaltung der diskutierten Hedgingpflicht ist jedoch in vielen kommunalen Unternehmen reglementiert und stünde unter dem Vorbehalt einer Freigabe durch Eigentümer bzw. Aufsichtsräte, welche teilweise keine Bewertungskompetenzen für solche Produkte besitzen.

Es ist zudem äußerst fraglich, ob der theoretische Ansatz eines Hedgingprodukts – ohne Herstellung eines kapazitiven Bezugs – Investitionssicherheit für die Errichtung neuer Kapazitäten bietet und somit den gewünschten Zweck eines Kapazitätsmechanismus überhaupt erfüllen kann. Dafür braucht es sehr langfristige Vermarktungsansätze, keinen unspezifischen und theoretischen Preisansatz. Kurzlaufende Hedging-Produkte, wie im Rahmen des Strommarkt Plus vorgeschlagen, bieten keine Investitionssicherheit für neue Kapazitäten. Bei Kunden mit dynamischen Stromtarifen würde die Hedgingpflicht wegen der Kopplung an die Börsenpreise nicht greifen. Diese Kunden würden damit nicht zur gewünschten Absicherung beitragen.

Bewertung: Aus VKU-Sicht sollte also unbedingt auf eine Verquickung der Vorgaben aus der EU-Hedgingpflicht (Stoßrichtung Verbraucherschutz durch Absicherung von Preisniveaurisiken) mit vermeintlich kapazitätssichernden Elementen (Stoßrichtung Versorgungssicherheit durch Absicherung von Preisspitzen) verzichtet werden, zumal das skizzierte Modell zahlreiche Fragen zu seiner Vereinbarkeit mit dynamischen Stromtarifen

und der Vielfalt anderer Kundenprodukte, der verbleibenden Flexibilität für die Preisgestaltung sowie Kontrollmechanismen zur Sicherstellung der Compliance mit der Hedgingpflicht und seiner Transaktionskosten unbeantwortet lässt.

Eine detailliertere Darstellung der Funktionsweise des Strommarkt Plus sowie eine weitergehende Bewertung ist auf der [VKU-Webseite](#) abrufbar.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Dr. Kai Roger Lobo
Stv. Hauptgeschäftsführer
Abteilung Energiewirtschaft

Tel.: +49 170 8580-140
E-Mail: lobo@vku.de

Martin Larsson
Fachgebietsleiter Grundsatzfragen Energiewirtschaft
Abteilung Energiewirtschaft

Tel.: +49 170 8580-143
E-Mail: larsson@vku.de