

Stellungnahme zum

BMWK-Papier „Strommarktdesign der Zukunft“

16.08.2024

1. Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

1.1. Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der der genannten Optionen?

Nur teilweise.

Wir befinden uns im entscheidenden Jahrzehnt der Energiewende. Der Hintergrund des Papiers „Strommarktdesign der Zukunft“ wird richtig beschrieben (Hervorhebungen hinzugefügt): „Deutschlands Stromsystem befindet sich mitten in einer umfassenden Modernisierung und steht vor einem Paradigmenwechsel. Wir gehen von einem System mit relativ inflexibler Nachfrage und ihr nachfolgender Stromerzeugung über in ein System, in dem die günstige und variable Stromerzeugung aus Wind und PV zur zentralen Säule und zum Volumenbringer im dekarbonisierten Stromsystem werden. Die damit einhergehenden Veränderungen sind ein Paradigmenwechsel und die Anforderungen an das Stromsystem der Zukunft verändern sich dadurch grundlegend.“

Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, die **richtigen Prioritäten** zu setzen. Wie wir bereits in unserem Impuls bei der Auftaktsitzung der PKNS dargestellt haben, sollte im Fokus stehen, **Rahmenbedingungen zu schaffen, die die Intelligenz und Innovationskraft des Marktes nutzen**, um ein möglichst effizientes nachhaltiges und erneuerbares Energieversorgungssystem aufzubauen und zu steuern. Durch die vielfältigen Wechselwirkungen innerhalb des Stromversorgungssystems und zwischen den verschiedenen Sektoren sowie die hohe Innovationsdynamik in allen Bereichen ist eine regulative Feinsteuerung der Energiewende zum Scheitern verurteilt.

Das Paradigma so viel Markt wie möglich und so viel regulative Steuerung wie nötig gilt auch für das Handlungsfeld Investitionsrahmen für erneuerbare Energien. Wir vermissen daher das Ziel des **markgetriebenen Ausbaus der erneuerbaren Energien** sowie der Integration der erneuerbaren Energien in den Terminmarkt.

Zentrale Voraussetzung dafür ist ein flexibles Stromversorgungssystem, in dem der Verbrauch auf das Angebot von Sonne und Wind reagiert und Stromspeicher, aus heutiger Sicht im wesentlichen Batteriespeicher, einen erheblichen Anteil des Ausgleichs von Erzeugungs- und Lastspitzen übernehmen. Damit wird sichergestellt, dass die Kostenvorteile der erneuerbaren Energien (Optionenpapier S. 11) auch bei den Stromverbrauchern ankommen und nicht von überbordenden Systemkosten zunichte gemacht werden. **Vor diesem Hintergrund müssen die Handlungsfelder „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ und „Flexibilisierung der Nachfrage“ sowie „Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“ eng zusammengedacht werden.**

Der **bestehende Investitionsrahmen für erneuerbare Energien hat sich bewährt** und hat den derzeitigen dynamischen Ausbau, der die Grundlage für die Transformation unseres Energiesystems ist, möglich gemacht. Durch das Marktprämiensystem werden die Anlagen, die direktvermarktet werden, effizient in den kurzfristigen Strommarkt integriert. Defizite und Herausforderungen liegen vor allem bei den kleinen PV-Anlagen, die häufig mit Batteriespeichern ausgestattet sind, aber keinen Anreiz zum systemdienlichen Einsatz haben, sowie bei der mangelnden Integration der erneuerbaren Energien in den Terminmarkt. Damit wird deutlich, dass die **vordringlichen Handlungsfelder** bei der Anpassung des Marktdesigns die **Flexibilisierung der Nachfrage** sowie der **Erhalt der marktlichen Anreize für Stromspeicher** sind. Für einen Systemwechsel bei der Förderung erneuerbarer Energien besteht dagegen keine Dringlichkeit. **Die notwendige europarechtliche Anpassung kann durch eine behutsame Weiterentwicklung des heutigen Modells, mit der keine Brüche im weiteren Ausbau riskiert werden, erreicht werden.** Parallel dazu kann eine mittel- bzw. langfristige Umstellung des Systems sorgfältig erprobt und vorbereitet werden.

1.2. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie relevant sind aus Ihrer Sicht Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe durch Prognoseunsicherheit von Stunden mit Null- oder Negativpreisen je Option?
- Wie schätzen Sie die Relevanz der Intraday-Verzerrungen durch produktionsabhängige Instrumente ein?
- Welche Auswirkungen hätte eine Umsetzung der oben genannten Optionen auf die Terminvermarktung von Strom durch EE-Anlagen? Unterscheiden sich die Auswirkungen zwischen den Optionen? Erwarten Sie Auswirkungen auf die Terminvermarktung von Strom durch die Beibehaltung und Breite eines etwaigen Marktwertkorridors?

(max. 3.500 Zeichen)

Bereits im heutigen System der Marktprämie sind die Anlagenbetreiber nahezu unverzerrten Marktpreisen ausgesetzt, so dass **Anreize für einen effizienten, Anlageneinsatz sowie eine systemdienliche Anlagenauslegung** bestehen. Verzerrungen bestehen noch im Falle von negativen Preisen, diese werden jedoch durch die Absenkung der Grenze für die Nichtauszahlung der Marktprämie bei negativen Preisen auf eine Stunde weitgehend beseitigt.

Null- oder Negativpreise sowie die zunehmende Kannibalisierung der Marktwerte insbesondere bei PV-Anlagen stellen allerdings ein zunehmendes Problem dar, das dringende Maßnahmen erfordert. Dabei sollte wiederum der Fokus auf der Flexibilisierung des Marktes und nicht auf der kurativen Abschaltung von Wind- und PV-Anlagen liegen. Das heißt, dass es in erster Linie erforderlich ist, den Stromverbrauch flexibler zu machen, indem Hemmnisse und Fehlanreize für flexible Verbraucher und

Stromspeicher beseitigt werden. Damit wird dem Auftreten von Null- und Negativpreisen sowie dem Absinken der Marktwerte nachhaltig entgegengewirkt. Das *Handlungsfeld 4* hat daher eine herausragende Bedeutung und steht in einem engen Zusammenhang mit dem Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.

Neben der Flexibilisierung des Marktes ist die **Sicherstellung von Anreizen zum marktkonformen Einsatz** von Wind- und PV-Anlagen von großer Bedeutung. Diese Anreize sind im heutigen Marktprämiensystem wie eingangs dargestellt bereits zum großen Teil gegeben. Dies gilt ebenso für die Weiterentwicklung des Modells um einen Korridor, oberhalb dessen eine Rückzahlung stattfindet, (*Option 1*) sowie für die *Option 2*, sofern die Referenzperiode für den Marktwert einen Monat oder ein Jahr beträgt. Fehlanreize für das Abschalten bei positiven Preisen, um der Rückzahlungsverpflichtung zu entgehen, lassen sich wie im Papier beschrieben problemlos durch die Begrenzung der Rückzahlungsverpflichtung vermeiden.

Das zunehmende **Erlösrisiko durch negative Preise** ist sehr relevant. Es ist äußerst schwierig, dieses Risiko bei der Gebotsabgabe einzupreisen, weil es wie oben beschrieben vor allem dadurch beeinflusst wird, wie sich die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems entwickelt. In den *Optionen 1 und 2* kann dies durch die Umstellung auf ein Mengenmodell erreicht werden. Alternativ gibt es Möglichkeiten, wie zum Beispiel in Frankreich in Zeiten negativer Preise auf Kapazitätsszahlungen umzustellen.

Die *Option 3* löst das Problem nach unserem Verständnis nicht, weil im Falle negativer Preise aus europarechtlichen Gründen auch hier keine Auszahlung der Marktprämie stattfinden dürfte.

In der *Option 4* tritt das Risiko nicht auf, weil die Kapazitätsszahlungen unabhängig von den Preisen am Spotmarkt sind.

Im Falle positiver Preise in der Day-ahead-Auktion und negativer Preise im Intradayhandel gibt es in den *Optionen 1 und 2* leichte Fehlanreize beim Einsatz, weil der Anreiz zum Abschalten erst bei negativen Preisen in der Höhe der erwarteten Marktprämie einsetzt. Diese verbleibende Verzerrung halten sie allerdings auch nicht für gravierend.

Für eine umfassende Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt ist neben der „unverzerrten“ Vermarktung im kurzfristigen Handel auch eine zunehmende **Terminvermarktung**, beispielsweise über PPAs, notwendig. Diese ist jedoch in keiner der *Optionen* möglich. Da Spotmarktpreise oberhalb des anzulegenden Werts bzw. oberhalb des Caps beim Korridor zu Rückzahlungsverpflichtungen führen, muss der Anlagenbetreiber stets in der Lage sein, die höheren Erlöse auch zu realisieren. Eine Terminvermarktung zu einem festen Preis würde dem entgegenstehen. Allenfalls eine Kapazitätsszahlung ohne Rückzahlungsverpflichtung würde eine Vermarktung auf dem Terminmarkt zulassen.

Zur Stärkung der Terminvermarktung und des PPA-Marktes bedarf es daher einer **Möglichkeit, das Fördersystem zu verlassen und sich für den Markt zu entscheiden**. Hiervor sollte einerseits vorgesehen werden, dass der Anlagenbetreiber das Recht hat, im Markt zu starten und erst später in das Fördersystem einzusteigen. Das eröffnet ihm die Möglichkeit, über einen mehrjährigen Vermarktungsvertrag die Nachfrage von Industriekunden nach PPAs zu befriedigen, ohne das Risiko einzugehen, nach dem Ende dieses Vertrags keinen Absatz mehr zu finden, weil bis dahin die Marktpreise zu stark abgesunken sind. Außerdem sollte es eine einmalige Möglichkeit, aus dem Fördersystem auszusteigen

geben. In diesem Fall sollte es keine Möglichkeit zur Rückkehr geben. Die genauen Bedingungen dieses Ausstiegs wären noch zu diskutieren.

1.3. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Welche Kapitalkostenunterschiede erwarten Sie im Vergleich von einem Investitionsrahmen mit und ohne einen Marktwertkorridor?
- Welche Kapitalkosteneffekte erwarten Sie durch Ausgestaltungsoptionen, die einen effizienten Anlageneinsatz und eine systemdienliche Anlagenauslegung verbessern sollen (zum Beispiel durch längere Referenzperioden, Bemessung von Zahlungen an geschätztem Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, ...)?

(max. 3.500 Zeichen)

Niedrige Kapitalkosten sind eine Grundvoraussetzung für eine kosteneffiziente Transformation unseres Energieversorgungssystems. Sie werden dadurch erreicht, dass Investoren möglichst nur diejenigen Risiken tragen müssen, die sie selbst durch Auslegung und Einsatz der Anlage beeinflussen können. Daher ist es wichtig, der zunehmenden Erlösunsicherheit bei negativen Preisen zu begegnen (siehe 1.2).

Hinsichtlich der Einführung eines **Marktwertkorridors** (*Option 1*) sehen wir keine Unterschiede im Vergleich zum heutigen Modell der Marktprämie, sofern die Bieter bei Abgabe des Angebots wissen, wie die Grenzen des Korridors berechnet werden. Ob der Korridor als absolutes oder relatives Band um den Gebotspreis oder als Auf- oder als Abschlag definiert wird, spielt keine Rolle. Maßgeblich ist, dass die Untergrenze des Korridors wie die der heutige anzulegende Wert die Mindestvergütung definiert. Durch die Obergrenze des Korridors werden zwar die Mehrerlöschancen durch ein höheres Marktpreisniveau begrenzt, die Absicherung der Mindestvergütung aber nicht geschmälert. Insofern können wir insbesondere der im Papier geäußerten Auffassung, dass *Option 1* zu höheren Kapitalkosten führen würde als *Option 2* nicht folgen.

Im Gegenteil, durch den Korridor bleiben dem Betreiber begrenzte Mehrerlösoptionen erhalten, die wiederum Risiken im Businessplan eines Projektes teilweise ausgleichen können. Insofern ist davon auszugehen, dass ein Korridor (*Option 1*) zu niedrigeren Gebotspreisen führen wird als ein konkreter Strike-Preis (*Option 2*).

Die Entwicklung der **Kapitalkosten** bei den produktionsunabhängigen *Optionen 3 und 4* ist schwer einzuschätzen. Die Risiken für die Investoren und Finanzierer werden zunächst jedoch aufgrund der mangelnden Erfahrung mit dem neuen Modell und der insbesondere mit der Referenzdefinition verbundenen Unsicherheiten spürbar ansteigen.

Zudem muss die Praxis erst erweisen, zu welchem Risikoprofil die Bestimmung produktionsunabhängiger Erlöse auf der Basis einer Referenzanlage führt. Dabei ist davon auszugehen, dass hinsichtlich der Definition dieser Referenzanlage mehrfach nachgesteuert werden muss.

Durch die Abweichung der individuellen Anlage von der Referenzanlage, die sich zudem im Laufe der Zeit verändern kann, entsteht ein neues Risiko, das bei der Gebotsabgabe schwer einschätzbar ist. Das gilt insbesondere im Falle der Ermittlung über Wettermodelle oder über andere Anlagen.

Ein weiteres Risiko entsteht bei den produktionsunabhängigen *Optionen 3 und 4* durch Produktionsausfälle durch einen längerfristigen Anlagenausfall oder durch regelmäßige Abschaltungen aufgrund von Genehmigungsauflagen (z.B. Fledermausabschaltung). Die wirtschaftliche Situation des Anlagenbetreibers wird in diesen Fällen erheblich von der Höhe des Strompreisniveaus beeinflusst: Bei niedrigen Strompreisen profitiert er zwar von Marktprämienzahlungen (*Option 3*) oder Kapazitätzahlungen, die die fiktiven Markterlöse übersteigen (*Option 4*), in Zeiten hoher Strompreise muss er dagegen Geld an den Staat „zurückzahlen“, das er nicht erlöst hat. Das führt zu einem zusätzlichen Liquiditätsabfluss und schmälert die Fähigkeit, Fremdkapital zu bedienen. Das wird die Kapitalkosten erhöhen. Es ist zwar denkbar, dass diese Zahlungsströme mittel- bzw. langfristig in Betriebsunterbrechungsversicherungen einbezogen und damit abgesichert werden können, dies wird aber Zeit benötigen und die zumindest anfängliche Erhöhung der Kapitalkosten nicht verhindern können.

Der gleiche entsteht bei der **Überbauung von Netzanschlüssen** (Vorschlag des BEE zur besseren Auslastung von Netzanschlüssen), wenn der Betreiber die Einspeisung seiner Anlagen drosseln muss, um den Netzanschluss nicht zu überlasten. Während die oben genannten Produktionsausfälle durch eine geeignete Definition der Referenz berücksichtigt werden könnten, bestünde nach unserer Einschätzung diese Möglichkeit bei der Überbauung von Netzanschlüssen nicht, weil der Produktionsausfall nicht eindeutig einer der Anlagen hinter dem Netzverknüpfungspunkt zugeordnet werden kann.

Es ist mit großer Sicherheit davon auszugehen, dass die genannten Risiken die verbesserte Absicherung bei negativen Preisen sowie die Eliminierung des Wetter-/Mengenrisikos in *Option 4* mehr als ausgleichen werden. **Damit ist in den Optionen 3 + 4 zumindest mittelfristig mit steigenden Kapitalkosten und damit verbunden höheren Kosten für die Staatskasse zu rechnen.**

1.4. Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten mit Blick auf ihre technische und administrative Umsetzbarkeit und mögliche Systemumstellung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:

- Wie groß schätzen Sie die Herausforderungen und Chancen einer Systemumstellung ein?
- Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Zahlungen auf Basis lokaler Windmessungen und die Umsetzbarkeit eines Modells mit produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeiträgen auf Basis von Wettermodellen ein?

(max. 3.500 Zeichen)

Die Ergänzung des heutigen Marktprämiensystems um einen Korridor und die Rückzahlungsverpflichtung oberhalb dieses Korridors (*Option 1*) ist einfach und schnell umsetzbar. Sie verursacht insbesondere keinen Systembruch ist daher für alle Beteiligten ohne großen Aufwand umsetzbar. Das gilt auch für die Umstellung von der zeitbasierten auf eine mengenbasierte Förderung, die mit diesem Modell einhergehen muss.

In eingeschränktem Umfang trifft dies auch für die Einführung der *Option 2* zu.

Im Gegenteil dazu ist die Einführung der produktionsunabhängigen *Optionen 3 + 4* mit einem kompletten Systembruch und damit mit einem erheblichen Aufwand, insbesondere in Bezug auf die Definition und Bewertung der Referenzanlage verbunden.

Grundsätzlich halten wird die Berechnung von produktionsunabhängigen Referenzerträgen über **lokale Messungen** der Windgeschwindigkeit sowie der Solareinstrahlung für die beste Option und schätzen

sie als machbar ein. Diese Messungen erfolgen heute bereits flächendeckend auf allen Anlagen. Voraussetzung ist allerdings, dass ein pragmatischer Weg ohne ausufernde eichrechtliche Anforderungen gefunden wird. Die Individuelle Messung je Park bzw. Anlage würde auch erlauben, genehmigungsrechtliche Abschaltungen (z.B. Fledermausabschaltungen) zu berücksichtigen.

Die Ermittlung von Referenzerträgen über Wettermodelle oder über die Erträge anderer Anlagen halten wir dagegen für problematisch, da die Abweichung der Wettersituation am Anlagenstandort von der Referenz ein zusätzliches Risiko darstellt, das bei der Gebotsabgabe schwer einschätzbar ist und daher zu höheren Gebotspreisen führt.

Das Risiko längerer Produktionsausfälle durch technische Störungen bzw. Defekte lässt sich durch eine Option, die Stromproduktion und Vergütung für einen gewissen Zeitraum zu pausieren, adressieren.

Die Ableitung des Energieertrags aus den Wetterdaten sollte anhand des deutschlandweiten oder eines regionalen Portfolios erfolgen, damit Anreize für die Optimierung der Auslegung bestehen. Allerdings entsteht dadurch insbesondere in *Option 4* ein neues Risiko für die Anlage durch die technologische Weiterentwicklung des Anlagenportfolios, das zum Vergleich herangezogen wird. Die Anlage bleibt dann im Ertrag hinter dem Portfolio zurück, wodurch im Laufe der Betriebszeit ein immer höherer Referenzertrag als Basis für die Rückzahlung unterstellt wird. Dieses Risiko kann bei Technologiesprüngen erheblich sein. Daher sollte die Formel für die Ableitung des Energieertrags aus den Wetterdaten mit der Inbetriebnahme einer Anlage festgeschrieben werden.

Die technologiespezifischen Referenzmarktwerte sollten in allen Optionen weiterhin auf Basis des deutschlandweiten entsprechenden Portfolios ermittelt werden.

1.5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Die Weiterentwicklung des Investitionsrahmens für erneuerbare Energien zu einem produktionsunabhängigen System, das eine noch weitergehende Integration in die kurzfristigen Strommärkte erlaubt, ist eine überlegenswerte Option, sie ist aber auch mit erheblichen Risiken behaftet, die im Zweifel zu einem erheblichen Fadenriss beim weiteren Ausbau führen können. Wir halten daher eine ergebnisoffene und ausgiebige (mind. drei Jahre) Erprobung des neuen Modells in einem Reallabor für notwendig. Dies könnte ggf. auch im Rahmen eines kleinen „Innovationssegments“ im Rahmen der EEG-Ausschreibungen erfolgen.

Daher schlagen wir im Hinblick auf die Anforderungen aus der Reform der europäischen Rahmenbedingungen für das Strommarktdesign zunächst eine **behutsame Weiterentwicklung des heutigen Modells durch die Einführung eines Korridors und einer Rückzahlungsverpflichtung oberhalb des Korridors (*Option 1*) in Verbindung mit einer Umstellung auf eine Mengenförderung** vor. Parallel dazu kann das Modell Kapazitätzahlungen mit produktionsunabhängiger Rückzahlungsverpflichtung (*Option 4*) erprobt werden.

Die *Optionen 2 und 3* sollten dagegen nicht weiterverfolgt werden. Beim CfD mit Strike-Preis (*Option 2*) sehen wir keine Vorteile gegenüber der *Option 1*. *Option 3* halten wir für ungeeignet und problematisch,

da sich alle Anreize und Risiken für den Betreiber umkehren, je nachdem, ob die Strompreise niedrig sind und eine Marktpremie bezahlt wird oder ob die Preise hoch sind und eine Abschöpfung erfolgt.

2. Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

2.1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?

(max. 2.500 Zeichen)

Auch der Bereich der steuerbaren Kapazitäten ist von signifikanten technologischen Veränderungen und Weiterentwicklungen geprägt. Das betrifft nicht nur die Notwendigkeit, brennstoffbasierte Anlagen künftig auf erneuerbare Einsatzstoffe und dabei insbesondere auf Wasserstoff umzustellen. Gerade im Bereich der Stromspeicher findet derzeit eine sehr dynamische Entwicklung statt, die sowohl die Technologie selbst wie auch die realisierbaren Speicherkapazitäten und vor allem die spezifischen Speicherkosten umfasst. Es ist daher besonders wichtig, in diesem Handlungsfeld Instrumente auszuwählen, die offen für Innovationen sind und diese aktiv unterstützen, anstatt sie zu hemmen.

Auch im Bereich der flexiblen Lasten ist künftig eine sehr dynamische Entwicklung zu erwarten. Diese betrifft weniger die klassischen Stromverbraucher als vielmehr die neuen Anwendungen, die maßgeblich das künftige Wachstum des Strombedarfs tragen werden: Elektromobilität, Wärmepumpen und andere Formen der elektrischen Wärmezeugung sowie Elektrolyseure. Die Flexibilisierung dieser Bereiche wird durch neue Geschäftsmodelle, die von einer konsequenten Digitalisierung abhängig sind, getragen.

Je besser sich Verbrauchsflexibilität und Speicher entwickeln, desto weniger klassische Kraftwerkskapazität wird benötigt. Gleichzeitig tragen die genannten Flexibilität zu bei, den Marktwert der erneuerbaren Energien zu erhalten und damit deren marktbasierte Finanzierung zu ermöglichen bzw. den Förderbedarf zu reduzieren.

Es ist daher von besonderer Bedeutung in diesem Bereich die Intelligenz des Marktes bei der Findung innovativer und effizienter Wege zu nutzen. Wir halten es daher für falsch, die einzige marktwirtschaftliche Option im Handlungsfeld Finanzierung steuerbarer Kapazitäten, den Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, nicht weiterzuverfolgen.

Kapazitätsmärkte, unabhängig davon, ob sie zentral, dezentral, kombiniert oder integriert ausgestaltet werden, **sind dagegen immanent innovationshemmend**, da die ihnen zugrunde liegenden Regelungen wie Derating-Faktoren und Präqualifikationsbedingungen immer auf dem bekannten Stand der Technik beruhen und noch unbekannte Innovationen nicht berücksichtigen können.

2.2. Wie bewerten Sie im ZKM die Herausforderung, den Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen zu berücksichtigen, sowie das Risiko einer Überdimensionierung?

(max. 2.500 Zeichen)

Die Ausgestaltung eines ZKM ist grundsätzlich die Förderung großer Gaskraftwerke ausgerichtet. Damit bevorzugt dieses Instrument diese Technologie zum Nachteil aller anderen Optionen. Bei einem ZKM handelt es sich auch nicht um einen Markt, sondern um ein **klassisches Förderinstrument**. Dies gilt für alle Ausprägungen eines Kapazitätsmarktes. Ein Förderinstrument ist zwangsläufig immer auf bekannte Technologien ausgerichtet und **benachteiligt** daher immanent **neue Technologien und Geschäftsmodelle**.

Durch seine zeitliche Ausgestaltung auf große Kraftwerke (5-7 Jahre Vorlauf) benachteiligt der ZKM Optionen, die mit wesentlich kürzerem Vorlauf realisiert werden können (z.B. BHKW, Batteriespeicher), weshalb vorgeschlagen wird, verschiedene Segmente, bspw. für neue Gaskraftwerke, Retrofit, Batterien und DSM auszuschreiben. Das macht noch einmal deutlich, dass es sich bei Kapazitätsmärkten nicht um Märkte, sondern um regulatorische Feinsteuerung unseres zukünftigen Energiesystems handelt.

Durch seine zentrale Ausgestaltung und Dimensionierung durch eine staatliche Stelle führt ein ZKM immer zu einer **Überdimensionierung**. Kein für den ZKM Verantwortlicher wird riskieren, zu wenig Kapazität bestellt zu haben.

Kapazitätsmärkte führen unweigerlich in eine **Subventionsspirale**: Die auf der Basis der Förderung durch den Kapazitätsmarkt geschaffene Überkapazität an Gaskraftwerken macht Verbraucherflexibilität und Batteriespeicher wirtschaftlich weniger attraktiv, so dass diese Flexibilitätsoptionen hinter ihren Möglichkeiten zurückbleiben werden und mit eigenen Instrumenten gefördert werden müssen. Mangelnde Verbraucherflexibilität, zu wenig Batteriespeicher und Überkapazitäten an Gaskraftwerken senken die Marktwerte erneuerbarer Energien und verhindern damit einen marktbasierten Ausbau, so dass diese ebenfalls langfristig auf ein Förderinstrument angewiesen bleiben.

2.3. Wie signifikant sind aus Ihrer Sicht die Effekte für Speicher und flexible Lasten durch die europarechtlich geforderten Rückzahlungen, die insbesondere im ZKM zum Tragen kommen?

(max. 2.500 Zeichen)

Die sachgerechte und faire Abschöpfung stellt bei allen Kapazitätsmärkten und in Bezug auf alle Technologien ein Problem dar. Dies verursacht erhebliche Marktverzerrungen zulasten der erneuerbaren Energien, die im künftigen Marktdesign sehr exakt abgeschöpft werden sollen.

Eine faire und sachgerechte Abschöpfung von Batteriespeichern und flexiblen Lasten erscheint und nicht machbar.

Auch dieser Punkt spricht eindeutig für das Spitzenpreishedging und gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes.

2.4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen?

(max. 2.500 Zeichen)

Das vom BMWK veröffentlichte ergänzende Papier zum möglichen Design des KKM macht klar, dass auch hier der ZKM mit all seinen Nachteilen und damit zunächst die großen Gaskraftwerke im Mittelpunkt stehen. Das ist die falsche Reihenfolge, weil sie unweigerlich zu einer Überdimensionierung und damit einer Überkapazität an großen Gaskraftwerken und in der Folge zur Verdrängung der dezentralen Lösungen führen wird. Effizient wäre es, zunächst alle Flexibilitätsoptionen wie Verbrauchsflexibilität und Speicher anzureizen (diese werden derzeit durch die volatilen Spotmarktpreise angereizt; es bedarf eigentlich nur einer Beseitigung der Hemmnisse) und dann den verbleibenden Bedarf mit steuerbaren Erzeugungsanlagen abzudecken. Dies kann die Kombination aus ZKM und DKM jedoch nicht leisten.

2.5. Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

(max. 2.500 Zeichen)

Nein. ZKM und KMS widersprechen sich fundamental. Solange Investoren Hoffnung auf eine Förderung in einem ZKM haben können, werden sie sich mit Investitionen auf der Basis eines KMS zurückhalten, weil eine marktlich getragene Investition immer riskanter ist als eine Absicherung durch eine Förderung.

Ein KMS ist mit Reserven kombinierbar. Diese Reserven können im Laufe der Zeit mit steigendem Vertrauen in den KMS abgebaut werden. Da Reserven ohnehin beibehalten werden sollen, erscheint dies als die naheliegende Option.

2.6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

(max. 2.500 Zeichen)

Wie bereits dargestellt bestehen durch die volatilen Preise im kurzfristigen Stromhandel derzeit starke Anreize in Flexibilitäten zu investieren. An der Dynamik des Marktes für große Batteriespeicher lässt sich erkennen, dass diese Anreize auch von Investoren aufgenommen werden. Im Bereich flexibler Lasten ist dagegen keine Entwicklung zu spüren, weil dort leider weiterhin erhebliche Hemmnisse (§ 19 Abs. 2 StromNEV im Industriebereich und die fehlenden Smart Meter in Bereich der Haushaltskunden) bestehen.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes droht die Investitionen, die heute in große Batteriespeicher ohne jegliche Förderung getätigt werden, zu entwerten. Nach unserer Einschätzung handelt es sich dabei um Investitionen in der Größenordnung von hunderten von Millionen Euro. Dem müsste durch eine Aufnahme von Bestandsbatterien in den Kapazitätsmarkt begegnet werden, um den Vertrauensschutz der Investoren zu gewährleisten. Das würde zu Kosten führen, die ohne die Einführung eines Kapazitätsmarktes nicht entstehen würden.

Die Einschätzungen in Tabelle 14 auf S. 75 können wir nicht nachvollziehen:

- Ein zentraler Kapazitätsmarkt erfordert einen sehr großen administrativen Aufwand. Er bedarf einer ständigen Nach- und Feinsteuerung. Am Beispiel Belgien wird deutlich, wie groß allein der staatliche Apparat zur Steuerung des Instruments sein muss.
- KKM und DKM sind hinsichtlich der Technologieoffenheit nicht gleichwertig mit dem KSM. Allein durch die administrative Festlegung der Derating-Faktoren und der Präqualifikationsanforderungen ergeben sich Vor- und Nachteile für einzelne Technologien.
- Der KKM steht nach unserer Auffassung in der Beurteilung näher am ZKM als am DKM, da er stärker durch den ZKM geprägt sein wird als durch den DKM. Das wird auch aus dem Papier zur möglichen Ausgestaltung eines KKM deutlich. Der KKM wird in der Übersicht daher deutlich überschätzt.
- Der DKM wird in der Übersicht bezüglich Technologieoffenheit und Anpassungsfähigkeit und daraus folgend auch hinsichtlich Kosteneffizienz überschätzt. Er ist in diesen Punkten alleine aus den oben beschriebenen Gründen (Derating-Faktoren, Präqualifikation) nicht ebenbürtig mit dem KSM.