

Stellungnahme zum Optionenpapier „Strommarktdesign der Zukunft“ des BMWK

06.09.2024

Lobbyregisternummer:
R000802

Grundsätzliche Einordnung

Der deutsche Maschinen- und Anlagenbau bietet die zentralen Lösungen für neue und nachhaltige Energiesysteme. Als Industrieverband setzt sich der VDMA für die Stärkung und den Erhalt von Spitzentechnologien in Deutschland und Europa ein. VDMA Power Systems vertritt die Hersteller von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, von Windenergie-, Bioenergie- und Wasserkraftanlagen, Motorenanlagen, thermischen Turbinen und Kraftwerken sowie Energiespeichern und Brennstoffzellen.

Die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) wurde 2023 auf Basis des Koalitionsvertrags gestartet, um die Anforderungen an ein zukünftiges Strommarktdesign mit hohen Erneuerbaren-Anteilen zu diskutieren. Im Februar 2024 beauftragte die Bundesregierung das BMWK, ein Optionenpapier zum zukünftigen Strommarktdesign basierend auf den PKNS-Diskussionen zu erstellen, was im vorliegenden Papier umgesetzt wird.

Wichtig ist nun, dass schnellstmöglich fehlende Details diskutiert und ausgestaltet sowie Prioritäten gesetzt und nachgesteuert werden, um eine verlässliche und langfristig planbare Basis für ein klimaneutrales, bezahlbares und versorgungssicheres Stromsystem zu schaffen.

VDMA Power Systems hat im vorletzten Jahr im breiten energiewirtschaftlichen Schulterschluss wesentliche Leitplanken ([LINK](#)) herausgearbeitet, die weiterhin als Grundlage und Zielbild für die Diskussionen der Strommarktreform in Deutschland gelten sollten:

- Neue dargebotsabhängige und steuerbare bzw. verfügbare Kapazitäten für die Erzeugung von klimaneutralem Strom und Wärme müssen zügig und investitionssicher entstehen. Zur Erreichung der Klimaziele muss die Versorgungssicherheit künftig dauerhaft durch klimaneutrale Anlagen gesichert werden.
- Neuinvestitionen im linken Bereich der Merit Order (erneuerbare Energien) können dauerhaft zu einem dämpfenden Preiseffekt führen, denn sie führen zu einer Ausweitung des Angebots bei niedrigen Produktionskosten. Ihre Refinanzierung muss dauerhaft sichergestellt sein – auch bei künftiger „Überbauung“ mit dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien.
- Neuinvestitionen im rechten Bereich der Merit-Order (derzeit Gaskraftwerke, künftig klimaneutral erzeugende Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen unter Einschluss von Speichern) können dauerhaft die Versorgungssicherheit gewährleisten über die Spitzenabdeckung durch steuerbare Kapazitäten/Verfügbarkeiten. Für sie müssen trotz neuer flexibler Fahrweise bzw. der Nutzung klimaneutraler Brennstoffe dauerhaft und planbar genügend ökonomische Anreize geschaffen werden, damit in diese investiert werden kann.
- Der Stellenwert von Versorgungssicherheit in einem mittelfristig klimaneutralem Stromsystem steigt. Der etablierte Energy-Only-Markt (EOM) ist für die Funktionen und Ziele, für die er entwickelt und implementiert wurde – effiziente Marktallokation von Erzeugungsanlagen und Markträumung – nach wie vor effektiv, effizient und wirksam. Allerdings offenbart er zunehmend auch Defizite, wenn es darum geht, einen belastbaren Rahmen für das Erreichen der notwendigen Erzeugungs- und Verfügbarkeiten-Struktur zu bilden, die für die Realisierung der Ziele der Energiewende benötigt wird: Er ist relativ träge, d.h. bei kurzfristigen Kosten und Preisausschlägen, die von außen verursacht werden, kann sich die Erzeugungsstruktur nicht schnell genug anpassen. Dies hat dazu beigetragen, dass derzeit erhebliche Eingriffe erfolgen, um einer Knappheitslage zu begegnen.
- Der EOM liefert keinen ausreichenden Anreiz für Investitionen in dargebotsabhängige Energieerzeugungsanlagen, da die langfristig zu erwartbaren Erlösströme nicht zum Risikoprofil der Investoren passen. Diese Erlösströme verändern sich derzeit stark dadurch, dass mehr

und mehr dargebotsabhängige erneuerbare Energien ins System kommen und noch viel mehr dieser Kapazitäten für das Erreichen der Klimaschutzziele benötigt werden.

- Deswegen muss neben dem Erlösstrom aus der Bereitstellung von MWh ein weiterer Erlösstrom für die Verfügbarkeit von MW etabliert werden. Nur dadurch kann der ökonomische Wert von Versorgungssicherheit sichtbar gemacht und damit preislich ausgewiesen. Studien zeigen, dass bei optimaler Ausgestaltung die Summe der beiden Erlösströme die bisherigen Kosten im EOM nicht übersteigen muss.
- Zugleich muss sichergestellt werden, dass das weiterentwickelte Marktdesign so ausgestaltet wird, dass es im Zusammenspiel mit einer zunehmenden Flexibilisierung des Netzes keine negativen Effekte anreizt.
- Außerdem ist zu beachten, dass es über eine Weiterentwicklung des Strommarktdesigns möglichst zu positiven Effekten hinsichtlich Liquidität des Marktes, aber auch einer Stärkung des europäischen Stromsystem- und Stromhandelsverbunds kommen sollte.
- Ein weiterentwickeltes Strommarktdesign sollte zusätzliche Flexibilisierungspotenziale auf der Angebots- und Nachfrageseite über ökonomisch-marktliche Anreizmechanismen aktivieren, ohne Verpflichtungen auf der Nachfrageseite auszulösen. Flexibilität soll sich lohnen, aber kein Zwang werden. Beim Zubau steuerbarer Anlagen können die Erfordernisse des Stromnetzes in Form von Anreizen ebenfalls eine Rolle spielen.
- Der Transformationsprozess des Stromsektors soll im vorgesehenen Zeitrahmen erfolgen und die Bezahlbarkeit von Strom für die sektorübergreifende Dekarbonisierung soll gewährleistet bleiben. Zudem soll die Versorgungssicherheit in einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem erhalten und gestärkt werden. Für eine effiziente Energiewende muss das Strommarktdesign so ausgestaltet werden, dass es eine möglichst weitgehende Sektorenkopplung erlaubt, die die volkswirtschaftlich effizientesten Lösungen im Energiesystem ermöglicht.

Zum Optionenpapier des BMWK vom 02. August 2024

Der Rahmen des Strommarkts der Zukunft muss mit Blick auf spezifische Belange des Maschinen- und Anlagenbaus als Lösungsanbieter für Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen folgende Kernpunkte berücksichtigen:

1. Es braucht klare Signale über zukünftig erforderliche Bedarfe durch planbare Entwicklungen und Rahmenbedingungen anstelle eines „stop-and-go“.
2. Es darf keine technologischen Sonderwege Deutschlands geben, denn marktspezifische Produkte anzureizen, bedeutet Hürden für europäisch und international agierende Hersteller.
3. Änderungen der technischen Anforderungen (H2-Ready, Netzanschlussbedingungen) brauchen Vorlauf, insbesondere sofern Zertifizierungen erforderlich sind. Die Expertise der Industrie ist in jedem Fall angemessen einzubinden.
4. Technologieoffenheit muss im Zentrum stehen, es braucht ein breites Spektrum an Technologien und Leistungsgrößen. Dies muss sich auch in der Ausgestaltung von Ausschreibungen widerspiegeln

Wir begrüßen, dass mit dem vorliegenden Optionenpapier das BMWK einen weiteren Schritt in Richtung klimaneutrales Stromsystem gemacht hat. Weitere Verzögerungen sind zu vermeiden und Ankündigungen zu KWSG und Biomasse, aber auch KWKG müssen zeitnah, unabhängig von Umsetzung Strommarktdesign erfolgen. Zu den einzelnen Handlungsfeldern nehmen wir im Folgenden grundlegend Stellung, neben der Eingabe in die zum Papier erfolgte virtuelle Konsultationsumfrage (s. Anhang).

Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien:

Es muss sichergestellt werden, dass auch bei einer Veränderung der Fördermechanismen die Ausbauziele für die EE erreicht werden. Denn solange wie das politische Ziel von 80 Prozent EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung für 2030 und ein klimaneutrales Stromsystem 2035 gilt, wird es auch eine Förderung des Zubaus von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen geben müssen, um diesen eine wirtschaftliche Betriebsperspektive zu geben. Es stehen diverse Optionen zur Verfügung, die diesbezüglich mehr Systemeffizienz und eine stärkere Marktintegration ermöglichen würden.

Bei der Gestaltung neuer Marktmechanismen müssen Anreize sorgfältig gesetzt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden und im Zweifel den abgezielten EE-Ausbau nicht zu erschweren. Die Konzentration auf eine „Referenzanlage“ kann dazu führen, dass sich alle Akteure darauf optimieren, was dem globalen Energiesystem schaden könnte. Eine zunehmende Komplexität könnte den Markt ineffizienter machen und besonders kleine Unternehmen belasten. Hier gilt es, weiter abzuwägen.

Es sollte vermieden werden, hochkomplexe Sonderlösungen für Deutschland zu schaffen. Stattdessen ist ein möglichst einheitliches EU-Regelwerk zu bevorzugen, um Skaleneffekte zu nutzen. Zudem besteht das Risiko eines "Fadenrisses", wo Unsicherheit zu einem Stillstand führen könnte. Einfache, bewährte Lösungen sollten daher bevorzugt werden.

Die Vorgaben des Net Zero Industry Act (NZIA) müssen daneben besser berücksichtigt werden, um Unsicherheiten zu vermeiden. Eine internationale Variante wie Option 2, die bereits in anderen Märkten erfolgreich angewendet wird, könnte eine geeignete Lösung sein. Dies wäre auch mit den Risikopräferenzen von Anbietern und Finanzierungspartnern kompatibel. Standortgüte-Korrekturen und lokale Signale können mit den meisten Verfahren kombiniert werden. Zudem sollte der Wechsel zwischen dem EEG und der Direktvermarktung weiterhin möglich bleiben, um die Marktintegration zu fördern. Ein vollständiger Ausschluss der vorzeitigen Vertragsbeendigung wäre hingegen ein Rückschritt.

Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten:

In der PKNS bestand Konsens, dass der EOM, der weiter eine wichtige Rolle spielt, aufgrund des Vertrauensverlustes allein als Investitionsanreiz nicht genügt. Deshalb geht es grundsätzlich nicht darum ob, sondern wie ein Kapazitätsmechanismus aussehen soll.

Wegen Fristenkongruenz erfordern Neuanlagen eine langfristige Absicherung (> 15 Jahre), hierfür stellt der ZKM die geeignetsten Rahmen dar. Wenn der KKM-Z schneller als ein reiner ZKM umgesetzt werden kann, wäre auch ein KKM ein geeignetes Instrument.

Die Parametrisierung muss oben genannte allgemeine Anforderungen (Technologieoffenheit, keine technischen Sonderwege, usw.) sicherstellen. Ggf. sollte neben lokalen Signalen eine weitere Segmentierung erwogen werden, auch in Abhängigkeit wie sich Investitionsbedingungen für KWK-Anlagen, Biomasse, Brennstoffzellen oder Pumpspeicher entwickeln.

Da steuerbare Kapazitäten vielfach eng mit anderen Sektoren (Wärme, Bioenergie, Wasserstoff, usw.) gekoppelt sind, greift hier die Betrachtung des Strommarkts zu kurz. Das Optimierungspapier erwähnt zwar in Kapitel 4 am Beispiel der Wärmeversorgung, dass die Wechselwirkungen „sorgfältig zu diskutieren“ sind. Um Unsicherheiten zu vermindern, braucht es hier aber neben der Wärmeversorgung auch eine deutlich stärkere Berücksichtigung weiterer Sektoren. Dies gilt sowohl für die bereits seit langem angekündigte Biomasse- und die Carbon-Management-Strategien, im besonderen Maße aber auch für die Wasserstoffstrategie, die im Papier nicht ausreichend einbezogen werden. Gerade der netz- und systemdienliche

Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstofferzeugung, aber auch die Nutzung des Wasserstoffs, ob in Kraftwerken oder in dezentralen KWK-Anlagen, haben Rückkopplungen auf den Strommarkt, die unbedingt berücksichtigt werden müssen.

Lokale Signale:

Neben der im Rahmen der Lokalisierung von steuerbarer Leistung im Kapazitätsmarkt diskutierten Maßnahmen braucht es auch Signale für die Situation in Verteilnetzen, die Sektorübergreifend wirken.

Bsp.: Verknüpfung von KWK-Anlagen mit Wärmepumpen, um Stromspitzen in der Heizperiode zu begrenzen.

Mit Blick auf Planungssicherheit und Entwicklungen von Märkten ist es richtig, dass im Papier die Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone erwogen wird.

Nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale heben:

Flexibilität ist zentral für das Stromsystem der Zukunft. Im Optionenpapier wird lediglich die Seite des Verbrauchs betrachtet, aber auch in den anderen Bausteinen und insbesondere angebotsseitig werden wichtige Flexibilitätsbeiträge geleistet und können geleistet werden. Potenziale sollten hier viel stärker in den Blick genommen werden, auch bei der Ausgestaltung über das De-Rating des KKM-Z.

Die Neuausrichtung von Netzentgelten ist ein notwendiger Schritt und muss die Belange der Industrie, aber auch z.B. der Großspeicher (bspw. Pumpspeicherkraftwerke) angemessen berücksichtigen.

Als Ansprechpartner steht Ihnen zur Verfügung:

Ansprechpartner für Rückfragen:

Gerd Krieger

Stellv. Geschäftsführer

VDMA Power Systems

Tel.: +49 172 670 4124

Email: gerd.krieger@vdma.org

Malte Peters

Referent Energiepolitik

VDMA Power Systems

Tel.: +49 151 12 09 41 51

Email: malte.peters@vdma.org

ANHANG – ANTWORTEN ZU DEN LEITFRAGEN DER KONSULTATION

Handlungsfeld 1 – Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

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

Es ist zu begrüßen und zu unterstützen, dass die BMWK-Ausführungen zum „Strommarktdesign der Zukunft“ den Erhalt der Marktanreize für eine systemdienliche Stromerzeugung besonders betonen.

Es muss sichergestellt werden, dass auch bei einer Veränderung der Fördermechanismen die Ausbauziele für die EE erreicht werden. Denn solange wie das politische Ziel von 80 Prozent EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung für 2030 und ein klimaneutrales Stromsystem 2035 gilt, wird es auch eine Förderung des Zubaus von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen geben müssen, um diesen eine wirtschaftliche Betriebsperspektive zu geben.

Es stehen diverse Optionen zur Verfügung, die diesbezüglich mehr Systemeffizienz und eine stärkere Marktintegration ermöglichen würden. Bei der Gestaltung neuer Marktmechanismen müssen Anreize sorgfältig gesetzt werden, um Marktverzerrungen zu vermeiden und im Zweifel den abgezielten EE-Ausbau nicht zu erschweren. Die Konzentration auf eine „Referenzanlage“ könnte dazu führen, dass sich alle Akteure darauf optimieren, was dem globalen Energiesystem schaden könnte. Die zunehmende Komplexität könnte den Markt ineffizienter machen und besonders kleine Unternehmen belasten. Es sollte vermieden werden, hochkomplexe Sonderlösungen für Deutschland zu schaffen. Stattdessen ist ein einheitliches EU-Regelwerk zu bevorzugen, um Skaleneffekte zu nutzen. Zudem besteht das Risiko eines "Fadenrisses", wo Unsicherheit zu einem Stillstand führen könnte. Einfache, bewährte Lösungen sollten daher bevorzugt werden.

Die Harmonisierung der derzeit fragmentierten Fördersysteme in Europa würde den Binnenmarkt für Elektrizität stärken und Skaleneffekte fördern. Neue, unerprobte Fördersysteme basierend auf theoretischen Analysen könnten zu Marktunterbrechungen führen, weshalb sie zunächst in Pilotprojekten getestet werden sollten. Die Anpassung an EU-Vorgaben, wie den Net-Zero Industry Act und den Carbon Border Adjustment Mechanism, ist entscheidend, da sie u.a. neue Präqualifikationsanforderungen einführen.

Eine international erprobte Variante wie Option 2, die bereits in anderen Märkten erfolgreich angewendet wird, könnte eine geeignete Lösung sein – ggf. auch ergänzt um andere Modelle. Dies wäre auch mit den Risikopräferenzen von Anbietern und Finanzierungspartnern kompatibel. Standortgüte-Korrekturen und lokale Signale könnten mit den meisten Verfahren kombiniert werden. Zudem sollte der Wechsel zwischen dem EEG und der Direktvermarktung weiterhin möglich bleiben, um die Marktintegration zu fördern. Ein vollständiger Abschluss der vorzeitigen Vertragsbeendigung wäre hingegen ein Rückschritt.

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?

Alle Optionen des BMWK mindern die Erlöspotenziale, 1 und 2 bieten aber Stabilität – wobei Optionen 3 und 4 zwar theoretisch interessant, praktisch jedoch schwer umsetzbar sind. Jede Art von Mechanismus zur Stabilisierung der Einnahmen wird die Zinsen für den Verkauf von Strom auf Zukunfts- oder Terminmärkten begrenzen, insbesondere aufgrund der geringen Marktliquidität und der kurzen Laufzeiten.

Um Anreize für Betreiber erneuerbarer Energien zur Teilnahme an Zukunfts- oder Terminmärkten (oder Händlergeschäften im Allgemeinen und PPAs) zu schaffen, sollte in Erwägung gezogen werden, ihnen zu erlauben, einen Teil der Produktion in der Auktion zu bieten und den anderen Teil außerhalb des Fördersystems zu verkaufen – die Liquidität auf Termin- oder Terminmärkten könnte weiter erhöht werden, indem umweltfreundliche Verträge entwickelt werden (oder der Verkauf von Herkunftsnachweisen für den außerhalb des Fördersystems verkauften Teil) und erneuerbare Energien eingeführt werden. Energieziele, die von bestimmten Verbrauchergruppen einzuhalten sind.

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, ...)?

Je höher die Ertragssicherheit, desto geringer die Finanzierungskosten.

Die Optionen 3 und 4 könnten aufgrund der Einführung eines Abweichungsrisikos und der Neuartigkeit der Instrumente zu deutlich höheren Finanzierungskosten und Eigenkapitalanforderungen führen als die Optionen 1 oder 2.

Da CfDs Amortisationsrisiken bergen, wird darüber hinaus Liquidität benötigt, um Schulden und Rückzahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Geringere finanzielle Reserven für neue Investitionen wären die Folge. Es ist zu prüfen, ob saldierte Zahlungen dieses Risiko verringern könnten.

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 einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag auf Basis von Wettermodellen ein?

Ein massiver Systemwechsel sollte auf europäischer Ebene unter Einbezug der Industrie diskutiert und europaweit harmonisiert mit ausreichenden Vorlaufzeiten eingeführt werden (um z.B. Windenergieanlagen designs anzupassen).

Die nationalen Regierungen könnten jedoch innovative Programme in kleinem Maßstab erproben und die Erkenntnisse in die Diskussionen auf europäischer Ebene einfließen lassen. Eine massive Änderung des gesamten Auktionsvolumens in einem der größten europäischen Märkte für erneuerbare Energien könnte zu erheblichen Verlusten für europäische OEMs und Entwickler führen, wenn das System nicht vertrauenswürdig genug ist, um wirtschaftlich tragfähige Projekte zu ermöglichen.

Handlungsfeld 2 – Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

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

Da die zukünftige Entwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet ist, ist die ein wichtiges Kriterium. Bei der Bewertung wird allerdings aus unserer Sicht der KKM, der ja auch Elemente eines ZKM enthält, zu gut bewertet. Er besitzt eine hohe Komplexität, die Unsicherheit, Wechselwirkungen und Risiken mit sich bringt. Ein hoher Verwaltungsaufwand ist die Folge. Diese müssen dann eingepreist werden, und erhöhen die Gesamtkosten. Weiterhin offen ist die Rolle von Biogas im Kapazitätsmarkt. Zum einen vor dem Hintergrund, dass die viele Biogasanlagen flexibilisiert werden müssten, was mit hohen Investitionskosten einhergehen würde und zum anderen, dass eine Doppelförderung ausgeschlossen ist. Auch die Rolle von CCS wird bislang nicht angeschnitten. Gerade in Bezug auf H2 und CCS sollte man sich frühzeitig Gedanken machen, wie man diese in einen zukünftigen Kapazitätsmarkt integrieren möchte. Gleiches gilt für die Rolle der Wasserstoffwirtschaft, die ein elementarer Bestandteil der Energiewende werden soll und für deren Hochlauf produktionsunabhängige Investitionsförderung essenziell ist. In beiden Papieren, Optionenpapier und KKM-Papier, bleibt weiter unklar, wie die Einbindung für die Kraft-Wärme-Kopplung aussehen soll. In der Auktion des Kraftwerkssicherungsgesetz können Investoreneinpreisen, dass sie keine Erlöse im Kapazitätsmarkt erzielen. Die heutigen Höchstpreise des KWKG ermöglichen dies nicht. Daher können wir auf diesen Aspekt leider nicht vertieft eingehen, würden uns jedoch wünschen, dass das Ministerium hier schnell nachschärft. Ein technologieneutraler Kapazitätsmechanismus muss darüber hinaus so ausgelegt sein, dass auch dezentrale Wasserstofftechnologien wie Elektrolyseure und stationäre Brennstoffzellen berücksichtigt werden. Zum Thema Doppelförderung stellt sich die grundsätzliche Frage, wie man gegenüber der EU-Kommission in Bezug auf die Differenzkostenförderung bei der Umstellung auf Wasserstoff argumentieren will, da hier ja rein formal neben der CAPEX-Förderung noch eine OPEX-Förderung besteht.

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

Das Risiko der Überdimensionierung liegt letztlich in der Risikoneigung des zentralen Akteurs ist also von Seiten der Politik direkt beeinflussbar. Auch die Frage, ob ein zentraler Akteur neue Technologien kritischer bewertet als die Akteure im dezentralen Markt ist zu hinterfragen. Der zentrale Akteur dürfte über bessere Informationen verfügen als eine Vielzahl von Akteuren.

Der ZKM ist gemeinsam mit dem Kraftwerkssicherungsgesetz und dem KWKG das wesentliche Element, um die für den Kohlausstieg notwendigen Kraftwerkskapazitäten in den Markt zu bringen. Hierbei ist wichtig, die Ausschreibungen nicht auf Großkraftwerke mit mehreren hundert MW zu fokussieren, sondern auch bspw. Motorenkraftwerke im größere Leistungsbereich eine Teilnahme zu ermöglichen.

Bei der Parametrisierung des ZKM ist zudem Sorge zu tragen, dass die Ausschreibungen für neue Kraftwerke eine hohe Anlageneffizienz anreizen.

Die Flexibilität ist zentraler Punkt für einen zukünftig gut funktionierenden Strommarkt. Der Wert der Flexibilität muss daher gestärkt werden und zu einem zentralen Kriterium bei der Bepreisung über den ZKM, z. B. über das De-rating, werden. Je flexibler eine Anlage fahrbar

ist, desto besser ist sie auch in Intraday- und Sekundärregelmärkte integrierbar. Es gibt Anlagen, die ohne große An- und Abfahr- oder auch Stillstandsverluste eingesetzt werden können. Das ist sowohl für die Dekarbonisierungsziele als auch für die Kosten ein wesentlicher Punkt, der auch belohnt werden muss.

Da die im Rahmen der Kraftwerksstrategie und des KWKG bisher definierten Mengen nicht annähernd genügen, um den von der BNetzA definierten Bedarf von bis zu 21 GW in 2030 zu realisieren, drängt die Zeit.

Der ZKM muss in jedem Fall möglichst frühzeitig eingeführt werden. Dies gilt auch für eine möglichst sequenzielle Einführung im Rahmen des KKM. Die Komplexität der Einführung eines dezentralen Kapazitätsmarkts im KKM darf sich zeitlich gesehen nicht negativ auf die Einführung des KKM-Z auswirken.

3. Mit welchen Gesamtkosten rechnen Sie für die unterschiedlichen Optionen, insbesondere für den ZKM und dem KKM?

Da KKM sowohl Elemente des zentralen als auch des dezentralen Marktes enthält, müssen beide Marktstrukturen aufgebaut werden, d.h. es braucht weiter eine zentrale Prognose, wie aber auch die Überwachung der vielen Bilanzkreisverantwortlichen.

Der Aufwand für den zentralen Markt dürfte geringer als der für den dezentralen Markt sein. KMS dürfte die geringsten Kosten haben.

4. 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?

Keine Antwort

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

Komplexität und Abstimmungsfragen zwischen den zentralen und dezentralen Elementen im KKM werden als Herausforderung im Papier nicht angemessen berücksichtigt. Zudem fehlen Aussagen über die Zeit für die Notifizierung durch die EU sowie bis zur Implementierung der Modelle. Ist das politische Ziel einer Umsetzung bis 2028 möglich?

Die Umsetzungszeit sollte als weiteres Kriterium in Tabelle 14 eingeführt werden.

Chancen könnten sich ergeben, wenn die Einführung der KKM-Z schnell erfolgen kann, da er auf die Vorarbeit der geplanten Ausschreibungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes aufbauen und eine Einbeziehung von Lasten über den KKM-D erfolgt. Eine solche sequenzielle Einführung sollte angesichts der Realisierungszeiten im KKM-Z noch in dieser Legislaturperiode erfolgen.

Ein KKM-D sollte in einem zweiten Schritt eingeführt werden. Anhand der ersten Praxiserfahrungen des ZKM kann spezifisch und zielgenau herausgearbeitet werden, welche Nachteile in der Praxis zielgerichtet durch die Einführung eines DKM ausgeglichen werden müssen. Große Unsicherheit besteht in der Annahme, dass entstehende Lücken durch Anreize für weitere Neuanlagen durch Zertifikate gewährleistet wird. Ein Knappheitssignal an Zertifikaten kann dazu führen, dass es im Rahmen des KKM-Z zu neuen Ausschreibungen kommt, ob allerdings auch durch den KKM-D Neuanlagen von BKVs gebaut werden, ist zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der Fristenkongruenz fragwürdig. Hier stellt sich die generelle Frage, ob BKVs Investitionen in steuerbare Kapazitäten auslösen.

Das Thema Bioenergie bleibt zu vage. Einerseits wird ihr großes Potential durch ihre flexiblen und dezentralen Einsatzmöglichkeiten zugeschrieben. Zugleich findet diese Erzeugungsmöglichkeit allerdings kaum Erwähnung in den Papieren, was allerdings insbesondere bei der zukünftigen Ausgestaltung des Finanzierungsrahmens sehr wichtig wäre. Werden hier die bekannten Mechanismen wie Flexzuschlag und Marktprämie vom EEG überführt? Oder wie stellt

man sich die Vereinheitlichung von bestehenden Finanzierungssystemen in einen KKM vor? Insbesondere da diese Technologien für beide Märkte, KKM-Z und KKM-D, möglich wären.

Die Zusammensetzung der unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen wird aus unserer Sicht nur funktionieren, wenn ein hoher Grad an Bilanzkreistreue gewährleistet werden kann. Die heutigen Pönalen scheinen uns hierfür aktuell nicht hoch genug zu sein. Daneben muss Planungssicherheit gegeben und die Rahmenbedingungen länger als 3 Jahre gültig sein.

6. Wäre aus ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar?

Keine Antwort

Handlungsfeld 3 – Lokale Signale

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Das Konzept von lokalen Signalen ist die Basis für eine intelligente Netzsteuerung und den damit verbundenen Systemen. Wenn damit eine Differenzierung von Netzentgelten gestaltet werden soll, könnten weitere Hürden für die Umsetzung der Energiewende aufgebaut werden. Regional gesteuerte nachfrageseitige Fördermaßnahmen können bewirken, dass der Ausbau der „grünen“ Stromversorgung in der Breite nicht vorrückt.

Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

Lokale Signale können bei richtiger Anwendung Flexibilitäten anreizen, ggf. auch Signale des Strommarktes verstärken.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?

Für alle Optionen

Echte Investitionsanreize entstehen nur dann, wenn das gewählte Instrument über eine definierte Zeit kalkulierbare Kostenvorteile gewährleistet. Da die Netzengpasssituation aber durch den stetigen Netz- und Erzeugerausbau dynamisch ist, wäre die notwendige Stabilität der Investitionsbedingungen oft nur durch weitere Markteingriffe, womöglich durch künstliche Streckung der instrumentellen Wirkung über die reale Problemlage hinaus, herzustellen.

Option 1:

Gelingt über die lokale Dynamisierung der Netzentgelte eine Flexibilisierung des Verbrauchs in Netzengpasssituationen, hätte dies zweifellos einen positiven Effekt auf Systemkosten. Technische Flexibilisierungsoptionen sind im Bereich des Maschinen- und Anlagenbaus vorhanden, bringen aber Investitions- und in manchen Fällen auf höhere Betriebskosten mit sich.

Reine Windfall-Profite und damit eine Verzerrung des Wettbewerbs sollten vermieden werden. Da häufig in den Engpassgebieten hohe Verteilnetzentgelte anfallen, sind beide Effekte gegeneinander auszubalancieren.

Anreize infrastrukturegebundener Flexibilitätsinvestitionen (z.B. Elektrolyseure & H2-Netz) müssen auf Fehlsteuerungen überprüft werden, da die Ortswahl im Netzengpassgebiet zu zusätzlichen Investitionen in der sonstigen (hier H2-Netz) Infrastruktur führen können.

Option 2:

Zweifellos können Förderprogramme mehr Investitionssicherheit bieten, als dies z.B. Option 1 gewährleisten kann. Dies verhindert dann aber nicht den Effekt einer langfristigeren Antwort (Investitionen) auf ein nur mittelfristiges Problem (Netzengpass).

Nimmt man dies in Kauf bzw. verändert aufgrund der absehbaren, gesteuerten Nachfragestruktur die Netzplanungen, wäre dies eine neue Ansiedlungspolitik. Diese würde aufgrund der Konkurrenz zu anderen lokalen Ansiedlungsmaßnahmen anderer Regionen voraussichtlich sehr teuer sein und hätte strukturelle Implikationen.

Die Vermeidung von Netzengpässen ist ein wichtiges Ziel der Energiepolitik, darf aber nicht aus dieser Herausforderung Oberhand über andere Strukturpolitiken gewinnen.

Option 3:

Aus unserer Perspektive ist das Einbeziehen flexibler Lasten in das Engpassmanagement die Option mit der geringsten Eingriffstiefe und den geringsten potenziellen Lock-In-Effekten. Tatsächlich stellt sich die Frage der Entschädigung bzw. der Definition der einzubeziehenden Lasten. Hier wäre eine Kombination mit bisherigen Instrumenten wie „abschaltbaren Stromverträgen“ oder von Aggregatoren bereitzustellender Flexibilität zu prüfen.

3. Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren, um sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen? Grundsätzlich halten Strommarkt aber auch Genehmigungsrecht, Energieeffizienzmanagement-Pflichten etc. ausreichend Anreiz für energieeffiziente Investitionen bereit. Auch dynamische Preisbestandteile werden nicht zu einer völligen Fehlsteuerung zugunsten von gering-effizienten Maschinen und Anlagen führen.

Des Weiteren ist Bioenergie ein wichtiger Faktor auch für das Themenfeld "Lokale Signale", wird dort allerdings leider nicht erwähnt. Es ist richtig, dass die Netze nicht unnötig mehr ausgebaut werden müssen als notwendig. Auch nicht mit Blick auf die Problematik möglicher Stromgebotszonen. Abhilfe kann sehr gut geschaffen werden, indem z.B. stärker bestehende, dezentrale Strukturen genutzt werden und eine breitere Investitionssteuerung durch den verstärkten Einsatz kleiner, regionaler Leistungseinheiten erfolgt. Der Einsatz von lokaler Biomasse (inkl. der regionalen Reststoffe) zur Wärme- und Stromversorgung mit hochflexiblen BHKW, KWK und z.B. Hochtemperatur Brennstoffzellen (SOFC) plus Wärmespeicher könnte hier schnell und effizient erfolgen und sogar Kosten durch Verringerung des Netzausbaus und Redispatch einsparen.

4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?

Wir schließen uns der Beurteilung im Papier an, dass lokale Signale das System entspannen können. Da wir aber das Potential nur eingeschränkt nutzbar sehen (s. o., insbesondere Investitionssignale), würde ein Mislingen begrenzte aber in den Systemkosten deutlich merkliche Auswirkungen haben. Mit Blick auf Planungssicherheit und Entwicklungen von Märkten ist es richtig, dass im Papier die Beibehaltung der einheitlichen Gebotszone erwogen wird.

5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?

Keine Antwort

Handlungsfeld 4 - Flexibilität

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Weitgehend ja, insbesondere hervorzuheben in der Bedeutung von Flexibilitäten für eine insgesamt günstigere Transformation.

Wir teilen allerdings Aussagen wie jene, dass „jedermann von günstigen Strompreisen profitiert und dies Wettbewerbsfähigkeit erhöht“ nur begrenzt. Dies stimmt in Bezug auf geringere Systemkosten, die umgelegt werden, aber nicht in Bezug auf die Nutzung von Preissignalen durch Flexibilität. Auch wenn wir erhebliche Flexibilitätpotentiale sehen, bleiben doch auch technisch-organisatorische Hemmnisse in vielen Betrieben, die keine vollständige Erschließung ermöglichen.

Für eine effiziente Ressourcenallokation muss die Schaffung flexibler Kapazitäten im marktwirtschaftlichen Wettbewerb mit der Reduktion von Schwankungen in der Erneuerbaren Energieerzeugung stehen. Sowohl bei Windenergie als auch bei PV kann der Bedarf an (kostenintensiven) flexiblen Kapazitäten durch systemdienliche Anlagenauslegung deutlich reduziert werden – derartige Maßnahmen zur Kostenvermeidung bei flexiblen Kapazitäten müssen auf der Erzeugungsseite gezielt förderfähig sein.

Ziel einer industriellen verarbeitenden Fertigung ist eine möglichst hoch ausgelastete Fertigung zu betreiben und wenige Stillstandszeiten zu haben. Insofern wird das Potenzial für Flexibilität aus der industriellen Fertigung als sehr begrenzt eingeschätzt. Gleichzeitig sollten die vorhandenen Flexibilitäten nicht dadurch behindert werden, dass eine Reaktion auf negative Preissignale am Markt nicht zu Kostensteigerungen bei den Netzkosten führen. Diese Aspekte müssen in die geplante Flexibilitätsagenda der des BMWK einfließen.

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche? Jenseits der Netzentgeltthemen, deren Einführung und Ausgestaltung in die Zuständigkeit der unabhängigen Regulierungsbehörde fallen:

Die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch muss durch den Ausbau der H2-Wirtschaft unterstützt werden, denn durch H2-Technologien lassen sich Ungleichgewichte im Netz puffern und vermeiden.

3. Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?

Technisch möglichen Flexibilitätsoptionen werden nicht genutzt, weil

- I. Fehlanreize bestehen (s. Aktionsbereich 3)
- II. Investitionen sehr schwer kalkulierbar sind
- III. Technische Flexibilitäten in Produktionsprozessen häufig nur bei anderen größeren Veränderungen der Anlagen eingefügt werden können

III ist kaum abzumildern, II ist ausgestaltungsabhängig, mit schwankender Preisvolatilität wird aber der Push-Faktor größer.

Speicher stellen per se durch ihre Betriebsweise notwendige Flexibilitäten bereit. Daher sollte bei der Beseitigung von Flexibilitätshemmnissen darauf geachtet werden, die bereits bestehenden Flexibilitäten hierbei nicht negativ zu beeinflussen. Das bestehende Anreizsystem der atypischen Netznutzung muss daher erhalten bleiben, um die Wirtschaftlichkeit bestehender atypischer Netznutzer nicht zu gefährden. Die Speicherbranche benötigt stabile Rahmenbedingungen, um auch langfristig stabilisierend wirkende Investitionen umsetzen zu können.

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie?

Keine Antwort