

Berlin, 6. September 2024

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# zum BMWK-Papier „Strom- marktdesign der Zukunft“

Version: Final

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionale Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

## Executive Summary

### Investitionsrahmen für Erneuerbarer Energien

Die Chancen und insbesondere die aufkommenden Herausforderungen der zukünftigen Förderung Erneuerbarer Energien (EE) sind im Papier „Strommarkt der Zukunft“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) klar und umfassend dargestellt. Das zukünftige Förderregime muss einen markteffizienten Anlageneinsatz fördern und neue EE-Anlagen systemdienlich allozieren. Produktionsabhängige Fördermodelle scheinen dafür langfristig nur bedingt geeignet, daher unterstützt der BDEW als zukünftiges Förderdesign die Wahl eines produktionsunabhängigen Fördermodells, in Form von Option 4, vorausgesetzt, die Methodik der Referenzanlage bzw. des Referenzwerts ist möglichst einfach, praktikabel und für die Realisierung von Neuanlagen risikoarm. Zwingende Voraussetzung ist, dass die genaue Ausgestaltung mit der Branche ausgearbeitet wird, um möglichst keine neuen Probleme zu schaffen.

Die Einführung eines produktionsunabhängigen Fördermodells erscheint bis 2027 nicht adäquat realisierbar. Insofern sollten zunächst Option 1 und 2 in Kombination mit einem Marktmengenmodell verfolgt werden.

Bei der Umsetzung jeder Option muss unbedingt darauf geachtet werden, dass der notwendige Hochlauf der Erneuerbaren Energien nicht gefährdet wird, Anreize für Flexibilität nicht behindert werden und Vertrauen in den Investitionsstandort Deutschland gegeben ist.

### Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

**Der BDEW fordert einen integrierten Kapazitätsmarkt, bei dem die Festlegung des Absicherungsniveaus der Versorgungssicherheit in staatlicher Verantwortung ist und zur Erfüllung derselben alle Technologien berücksichtigt werden.** Der Staat setzt den politischen und rechtlichen Rahmen, die Unternehmen investieren und stellen die erforderlichen Kapazitäten, Speicher und (Last-)Flexibilitäten zur Verfügung.

Es ist aus unserer Sicht praktisch nicht umsetzbar und auch systematisch nicht richtig, die staatliche Verantwortung für die Festlegung des Absicherungsniveaus an die regionalen Energieversorger, an Hunderte Bilanzkreisverantwortliche, zu verteilen.

Vor diesem Hintergrund lautet die Leitfrage bei der Entscheidung für eine der vorgeschlagenen vier Optionen: **Wer trägt die Verantwortung für die Festlegung des Absicherungsniveaus der Versorgungssicherheit?**

Für die Versorgungssicherheit müssen sowohl der Neubau steuerbarer Kraftwerkskapazitäten, die Berücksichtigung bestehender Anlagen (einschließlich KWK), Flexibilitäten, Demand Side Management (DSM) und Speicher ihren Beitrag leisten können. **In diesem integrierten Markt werden alle Technologien und Lösungen berücksichtigt, um das volkswirtschaftliche**

**Optimum technologieoffen realisieren zu können.** Eine hohe Angebotsliquidität ist unerlässliche Voraussetzung für eine kosteneffiziente Allokation. Daher ist die Offenheit des Kapazitätsmechanismus von fundamentaler Bedeutung.

Aus Sicht des BDEW stimmen alle vier vorgeschlagenen Optionen des BMWK darin überein, dass Flexibilitäten, Speicher und DSM zum Einsatz gebracht werden. Alle Akteure, ob Stadtwerke, regionale oder überregionale Energieversorger, müssen in offenen Verfahren mit ihren Angeboten wettbewerblich bieten können. Dies muss über die **konkrete Ausgestaltung zentraler, wettbewerblicher Ausschreibungen** geschehen, damit – neben Kraftwerksstrategie (bzw. Kraftwerkssicherungsgesetz), KWKG, Flexibilitäten und EE-Investitionsrahmen – der Kapazitätsmechanismus einen hinreichenden und breiten Mix an Technologien und Lösungen gewährleistet. **Hier spielt eine differenzierte Marktsegmentierung mit unterschiedlichen Vertragslaufzeiten und ggf. separaten Preisobergrenzen eine Rolle, damit die unterschiedlichen Finanzierungshorizonte und Einsatzcharakteristika abgebildet werden.** Dies ermöglicht unterschiedliche Teillösungen wie Kraftwerksneubau, Umrüstung, KWK, Flexibilitäten und Speicher. Denn natürlich ist der Neubau eines Kraftwerks anders zu bewerten als Retrofit von Bestandsanlagen oder KWK, innovative Lösungen und Speicher.

Die zusätzlichen Anforderungen des Kombinierten Kapazitätsmarktes (KKM) erzeugen eine erhebliche Steigerung der Komplexität und damit der Implementierungs- und Abwicklungsrisiken. Diesen Risiken für eine sichere Versorgung steht kein adäquater Mehrwert gegenüber.

**Wir sprechen uns für einen integrierten Kapazitätsmarkt und damit für ein System aus, welches rasch und rechtssicher umgesetzt werden kann, der Energiewende dient und fairen Wettbewerb ermöglicht.**

### Lokale Signale

Lokale Signale können die Transformation des Energiesystems unterstützen, jedoch den notwendigen Netzausbau nicht ersetzen. Eine zügige Digitalisierung, insbesondere durch einen schnellen Smart-Meter-Rollout, ist hierbei zentrale Voraussetzung. Der BDEW begrüßt, dass die Beibehaltung der Gebotszone bei Implementierung aller Instrumente Priorität hat. Bei jeder Anpassung der Netzentgeltsystematik ist eine Prüfung der Kosten und des Nutzens sowie die Möglichkeit von Inc-Dec-Gaming notwendig. Konkrete Maßnahmen im Bereich der lokalen Signale sind notwendig, um den Netzausbau bis zum letzten Kilowatt zu vermeiden und die dezentralen Ziele der Energiewende einzubeziehen.

### Nachfrageseitige Flexibilitätspotentiale

Es ist für das Gelingen der Energiewende essenziell, alle, aber insbesondere lastseitige Flexibilitätsoptionen zu heben. Die Unterscheidung zwischen markt-, system- und netzdienlicher Flexibilität muss klar definiert und priorisiert werden. Der BDEW sieht bei der Einführung von

flexiblen Tarifen Klärungsbedarf und begrüßt die Ausarbeitung einer Flexibilitäts-Agenda. Es ist jedoch an der Zeit, dass diese Agenda zügig ausgearbeitet, auf Praktikabilität und Kostenefizienz geprüft und in die Tat umgesetzt wird. Auch die verbesserte Umsetzung des Redispatch 2.0 in der Praxis sollte weiter vorangetrieben werden, möglichst in Verbindung mit den lokalen Signalen.

## Präambel

Das Strommarktdesign ist eine der zentralen Stellschrauben für die Gestaltung einer zukunfts-fähigen, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen Energieversorgung. Daher begrüßt der BDEW das BMWK-Papier „Strommarktdesign der Zukunft“, das konkrete Vorschläge zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns enthält. Vor dem Hintergrund der fortschreitenden Energie-wende stehen wir als Branche vor der Herausforderung, die bestehenden Marktstrukturen und -mechanismen an neue technologische Entwicklungen, politische Ziele und gesellschaftliche Erwartungen anzupassen. Die Energiewende und die damit verbundene Transformation des Energiesystems stellen nicht nur technologische und wirtschaftliche Anforderungen, son-dern auch fundamentale regulatorische und marktgestalterische Fragestellungen, die in einem dynamischen und zunehmend dezentralen Umfeld berücksichtigt werden müssen.

Aus Sicht des Branchenverbandes sind **folgende fünf Anforderungen und Ziele** von entschei-dender Bedeutung, um eine robuste und zukunftsorientierte Marktgestaltung zu gewährleisten. Die Erfüllung dieser Ziele definieren die Kriterien, die aus Sicht des BDEW für alle Anpas-sungen im Strommarktdesign anzulegen sind, und gelten auch für die im Papier aufgeführten Themenbereiche EE-Förderung, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten, lokale Signale und nachfrageseitige Flexibilitäten.

- › **Klimaneutralität und Zukunfts-fähigkeit:** Die Erreichung der Klimaneutralität bis spätes-tens 2045 erfordert eine tiefgreifende Transformation des Energiesystems. Das Strom-marktdesign muss daher in der Lage sein, die Integration Erneuerbarer Energien voran-zutreiben, fossile Energieträger sukzessive aus dem Markt zu drängen und damit die Dekarbonisierung aller Sektoren zu ermöglichen. Daher muss das Marktdesign die Kopplung von Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor fördern. Es ist unerlässlich, dass das Strommarktdesign kompatibel mit den Energiewendezielen ist. Gleichzeitig muss es offen für Anpassungen an technologische, wirtschaftliche und politische Entwicklungen bleiben. Das Erreichen der Klimaneutralität benötigt Investitionen in Anlagen, Infra-struktur, Technologien und Geschäftsmodelle. Dies kann nur mit stabilen finanziellen Rahmenbedingungen gelingen.
- › **Systemstabilität:** Die Stabilität des Energiesystems muss auch bei einer zunehmend de-zentralen und volatilen Stromerzeugung gewährleistet bleiben. Ein widerstandsfähiges Strommarktdesign sollte daher sowohl kurzfristige als auch langfristige Anforderungen an die Systemstabilität berücksichtigen und Mechanismen zur Prävention und Bewälti-gung von Netzengpässen und physikalischen Störungen bereitstellen. Dabei sind sowohl bewährte Ansätze als auch innovative Lösungen, wie Flexibilitätsoptionen und Digitali-sierung, von zentraler Bedeutung. Die verstärkte Integration digitaler Technologien zur Optimierung der Energieinfrastruktur und zur Förderung intelligenter Systeme spielen

dabei eine Schlüsselrolle. Gleichzeitig muss der Schutz kritischer Infrastrukturen, z.B. vor Cyberattacken, gewährleistet sein.

- › **Marktprinzip:** Liquide und entwickelte Märkte sind für die Wettbewerbsfähigkeit und Effizienz des Strommarktes entscheidend. Die Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Fördermechanismen muss dabei immer eine breite Vielfalt an Marktteilnehmern und -produkten adressieren und den Wettbewerb gewährleisten. Nur so werden die Risiken für alle Beteiligten verringert und stabile Preise für Industrie und Verbraucher ermöglicht. Dafür sollte die Transparenz in allen Marktsegmenten erhöht werden, um fundierte Entscheidungen und eine faire Preisgestaltung sicherzustellen.
- › **Versorgungssicherheit:** Versorgungssicherheit wird zu einem Großteil vom Vorhandensein steuerbarer Kapazität gewährleistet, insbesondere in Zeiten hoher Nachfrage und/oder geringer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dafür müssen sowohl Investitionen in flexible steuerbare Erzeugungskapazitäten als auch in Speichertechnologien und Lastmanagement adressiert werden. Ein zukunftsfähiges Marktdesign muss ein Marktumfeld schaffen, dass Investitionen und den Betrieb dieser Kapazitäten anreizt.
- › **Systemkostenoptimierung und geringe Komplexität:** Ein effizientes Marktdesign sollte Anreize für kosteneffiziente Lösungen, u.a. durch Wettbewerb, bieten; dies umfasst die Erneuerbaren Energien als zentrale Säule des Stromsystems und den bedarfsgerechten Ausbau der Netzinfrastruktur. Dazu sollte langfristig angestrebt werden, das Strommarktdesign innerhalb der EU zu harmonisieren. Gleichzeitig darf ein Marktdesign nicht zu komplex werden, um Marktzugangsbarrieren möglichst niedrig zu halten, Ressourcen effizient einzusetzen und Innovationen sowie eine ständige Weiterentwicklung des Strommarktes zu ermöglichen.

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien .....</b>	<b>10</b>
1.1	Teilen Sie die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen?.....	10
1.2	Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und Ausgestaltungsvarianten auf effizienten Anlageneinsatz und systemdienliche Anlagenauslegung? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte: .....	13
1.2.1	Option 1: zweiseitiger CfD mit Marktkorridor.....	13
1.2.2	Option 2: zweiseitiger CfD .....	14
1.2.3	Option 1 und 2: produktionsabhängiger CfD .....	14
1.2.4	Option 3 und 4: produktionsunabhängige Förderung .....	15
1.2.5	Option 3: Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ...	16
1.2.6	Option 4: Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag.....	17
1.2.7	Zu allen Optionen: .....	18
1.3	Wie bewerten Sie die Auswirkungen der verschiedenen Optionen und deren Ausgestaltungsvarianten auf die Kapitalkosten? Beachten Sie dabei auch folgende Teilaspekte:.....	20
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:.....	22
1.5	Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? 26	
<b>2</b>	<b>Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten.....</b>	<b>28</b>
2.1	Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein?.....	28

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? .....	29
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? .....	31
2.4	Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen? .....	32
2.5	Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar? .....	35
2.6	Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?	36
<b>3</b>	<b>Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale.....</b>	<b>39</b>
3.1	Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft? .....	39
3.2	Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?.....	43
3.2.1	Vorteile der Optionen:.....	43
3.2.2	Nachteile der Optionen: .....	46
3.3	Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen? .....	49
3.4	Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren? .....	50
3.5	Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren? .....	51
3.6	Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?	53
<b>4</b>	<b>Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität.....</b>	<b>55</b>
4.1	Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?..	55
4.2	Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche? .....	57

4.3	Welche konkreten Flexibilitätshemmnisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?.....	62
4.4	Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern? .....	65
4.5	Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? 66	

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

Die Bundesregierung plant derzeit eine Umstellung des Fördermechanismus für Erneuerbare Energien und die Abkehr von der aktuell angewandten Gleitenden Marktprämie. Durch die Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign sind die EU-Mitgliedstaaten verpflichtet bis Anfang des Jahres 2027 die Fördermechanismen so anzupassen, dass Übererlöse abgeschöpft werden. Eine Pflicht zum Wechsel des grundlegenden Fördersystems besteht jedoch nicht.

Der BDEW begrüßt das Diskussionspapier „Strommarktdesign der Zukunft“ und die genaue Be trachtung der Vor- und Nachteile der vier diskutierten Optionen zur künftigen Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Das BMWK bekräftigt im Diskussionspapier zu Recht die Erfolge und die neue Ausbau-Dynamik der Erneuerbaren in den letzten beiden Jahren.

Die jüngst abgeschlossene Reform des Strommarktdesigns unterstrich zugleich die Notwendigkeit, die Investitionen in Erneuerbare Energien zu beschleunigen, sowie auch die Strommärkte weiter zu stärken. Dabei sollte der Gradmesser bei der Frage der Ausgestaltung des zukünftigen Förderregimes sein, einerseits die hohen Investitionskosten für den Zubau erneuerbarer Erzeugungsleistung finanziell langfristig abzusichern, und diesen andererseits dabei kosteneffizient und marktkonform zu gestalten.

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

Der BDEW hatte sich bereits an der EURELECTRIC-Studie „[Unlocking the Power of two-way Contracts for Difference](#)“ beteiligt, die sich detailliert mit verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten von CfDs befasste. Diese teilt in weiten Teilen die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der genannten Optionen.

#### Weitere Herausforderungen:

- › Ein ganz wesentlicher Aspekt ist der Erhalt und die Stärkung unterschiedlicher bestehender Strukturen. Brüche im System, ein Attentismus bei den Investitionen und unnötig komplexe Förderinstrumente sowie Regulatorik führen zu massiver Investitionsunsicherheit, einer Verteuerung des EE-Ausbaus und einer Verdrängung kleinerer und mittlerer Unternehmen aus dem Markt.
- › Durch die Einführung von zweiseitigen CfDs wird die Aktivität an Terminmärkten weiter reduziert, da der CfD zusätzlich zur Risikobegrenzung im System der Gleitenden Marktprämie auch weitere Erlöschenzen begrenzt. Die Förderung für den zusätzlich zum marktgetriebenen Ausbau der Erneuerbaren Energien geförderten Zubau sollte so ausgestaltet werden, dass die Ausbauziele erreicht werden und der größtmögliche Anreiz besteht, EE-Anlagen im Markt zu bauen und den Terminmarkt liquide zu halten.

- › Der Investitionsrahmen soll primär Investitionen für einen marktgetriebenen Zubau anreizen. Ein geförderter Investitionsrahmen für Erneuerbare darf dem marktlichen EE-Ausbau nicht im Wege stehen. Zudem greift die strikte Trennung zwischen gefördertem und ungeförderter Ausbau einen der größten Vorteile des aktuellen Systems nicht auf und steigert den Förderbedarf für den EE-Ausbau in Deutschland unproduktiv.
- › Aus Sicht des BDEW muss sich jedes neue Förderregime hinsichtlich seiner Vereinbarkeit mit dem förderfreien Zubau über PPAs messen lassen. Daher sind Auswirkungen auf Marktwerte, aber auch Kombinations- oder Wechselmöglichkeiten zwischen dem geförderten und dem marktlichen Segment zu prüfen. Ansonsten würde es zu einem Austrocknen des aufkeimenden Markts für PPAs kommen und das von der Bundesregierung vorgegebene Ziel eines „möglichst großen, rein marktlichen Segments“ würde konterkariert. Die Liquidität am Terminmarkt der einheitlichen Gebotspreiszone wäre stark eingeschränkt, EE-Erzeuger würden den Kontakt zum Endkunden verlieren. Zudem besteht das Risiko, dass sich die Industrie dadurch nicht mehr am Terminmarkt absichern kann.
- › Aus Sicht des BDEW ist der im Papier benutzte Begriff der „**Referenzanlage**“ **irreführend**. Hier muss, wie in Box 6 erläutert, im Detail erörtert werden, wie das Potential von unterschiedlichen EE-Technologien transparent, sachdienlich und fair bewertet wird. Der BDEW geht hierbei nicht von einer Einzelanlage als Referenzwert aus, sondern von einer technologiespezifischen Klassifizierung. Zur Erarbeitung der Methodik für die Ermittlung einer Referenz erwartet der BDEW die frühzeitige Einbindung der Branche. Wichtig ist dabei, dass zur Ermittlung des Referenzertrages, der die Höhe der Rückzahlung an den Staat vorgibt, wenn möglich bereits vorhandene Daten verwendet werden. Möglich sind hier Daten des Deutschen Wetterdienstes, die in hoher Auflösung und Qualität vorliegen. Es darf keine Umsetzungsoption gewählt werden, die den weiträumigen Verbau von zusätzlichen Messeinrichtungen erfordert.
- › Das Inflationsrisiko sollte in keinem Fall vom Betreiber getragen werden, da es nicht zu kalkulieren ist und lediglich zu einer Erhöhung der Kapitalkosten führt. Die Absicherung sollte daher über die komplette Laufzeit des Kontraktes mit einer Inflationsindexierung versehen werden.
- › Zudem dürfen etwaige behördliche Prüfungsaufgaben nicht auf die Netzbetreiber verlagert werden. Die Aufgabe der Netzbetreiber ist, den Netzzanschluss, die Netzführung und den Netzausbau zu gewährleisten und ihre Ressourcen hierfür zu verwenden. Geraade bei dem im Zuge der Energiewende aktuell zu verzeichnenden massiven Hochlauf von Netzzanschlussbegehren und dem exponentiell zunehmenden Netzausbaubedarf müssen die Netzbetreiber ihre knappen Ressourcen vollständig in den Dienst ihrer

Kernaufgaben stellen. Zusätzliche Aufgabenzuweisungen an die Netzbetreiber, insbesondere zu fachfremden Tätigkeiten, haben aus diesen Gründen zu unterbleiben. Der BDEW weist darauf hin, dass Prüfungen und Aufgaben der Leistungsverwaltung, die wesentlich über den jetzigen Aufwand der gesetzlichen Fördermechanismen hinausgehen und nicht mit dem Netzbetrieb im engeren Sinne verbunden sind und auch nicht im Aufgabenbereich der EVUs liegen, nicht ohne weiteres zu bewältigen sind.

- › Ein neuer Investitionsrahmen kann nur für Neuanlagen gelten. Der Investitionsschutz für Bestandsanlagen muss weiter gewährleistet sein.

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

- 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?

Der BDEW hat die vier verschiedenen Optionen untersucht und hinsichtlich der oben genannten Fragestellungen bewertet:

**1.2.1 Option 1: zweiseitiger CfD mit Marktkorridor**

Das Modell der Option 1 entwickelt die bisher bestehende Logik der Gleitenden Marktprämie weiter: Es gibt eine Erlösuntergrenze, bei deren Unterschreiten wie bisher eine staatliche Förderung gezahlt wird. Bei Überschreiten der Obergrenze des Marktwertkorridors wird der zusätzliche Erlös entsprechend den neuen EU-Vorgaben abgeschöpft. In diesem Sinne ähnelt es auch Option 2 mit dem Unterschied, dass ein Puffer eingebaut ist. Wie auch vom BMWK selbst vorgeschlagen, wäre auch hier grundsätzlich eine Umstellung von einer zeit- auf eine mengenbasierte Förderung denkbar, um das Mengenrisiko zu adressieren.

Die Kapitalkostenunterschiede hängen in letzter Konsequenz davon ab, wie der untere Wert des Korridors gesetzt wird. Solange dessen Setzung realistisch erfolgt, dürfte der Korridor nur eine weitere Streuung hinsichtlich der Risikoaffinität erlauben (und damit letztlich wettbewerbsfördernd sein). Setzt man seine Rechnung zur Finanzierung am unteren Ende an, sollte es keine Unterschiede zu einem Fixwert geben. Anlagenbetreiber sind im Falle eines langen Referenzzeitraumes, innerhalb des Korridors angehalten ihre Anlage markteffizient zu betreiben. Richtig ausgestaltet, kann das Cap und Floor Modell einen effizienten Dispatch anreizen.

Option 1 ist von den beiden produktionsabhängigen Varianten das vorteilhaftere Modell für die Terminvermarktung von geförderten Anlagen. Dieser Effekt wird umso größer, je größer der Marktkorridor ist, da sich die am Terminmarkt abzusichernde Preisunsicherheit nicht nur auf Fehlbeträge, sondern auch auf Zusatzerlöse bezieht.

### **1.2.2 Option 2: zweiseitiger CfD**

Durch die Umstellung der Gleitenden Marktprämie auf einen zweiseitigen CfD, d.h. Option 1 ohne Preiskorridor, besteht die bisherige Systematik der EEG-Förderung weitgehend fort. Wird die Ausgestaltung zusätzlich anhand einer unabhängig vom Zeitraum zu fördernden Strommenge gewählt, kann das Mengenrisiko abgedeckt werden und der Kapitalrückfluss ist gewährleistet, wenn auch über einen längeren Zeitraum.

Hierbei werden Erlöse oberhalb des Zuschlagswerts des CfDs abgeschöpft. Dadurch besteht einerseits eine hohe Sicherheit beim Kapitalrückfluss und es werden Übererlöse automatisch abgeschöpft. Diese Entwicklung ist stark von regulatorischen Entscheidungen abhängig, insbesondere von der Frage, wie schnell Flexibilitäten in den Markt gelangen werden und der Netzausbau voranschreitet.

Aufgrund der fehlenden Preisunsicherheit sowohl im Risiko als auch den Erlöschenzen setzt diese Option keine Anreize für eine zusätzliche Vermarktung der Assets am Terminmarkt.

### **1.2.3 Option 1 und 2: produktionsabhängiger CfD**

Erlösunsicherheiten bei Gebotsabgabe hinsichtlich der Preisprognosen können bei beiden produktionsabhängigen Optionen ein „K.O.-Kriterium“ darstellen, wenn sie nicht abgedeckt werden. Angesichts der geplanten Verfünffachung der EE-Erzeugungsleistung in den kommenden Jahren wird die Anzahl der Stunden mit Null- oder Negativpreisen bedingt durch die Gleichzeitigkeit der Erzeugung von PV- oder Windenergieanlagen noch wesentlich zunehmen. Das könnte eine Refinanzierung der getätigten Investitionskosten in EE-Erzeugungsanlagen erheblich erschweren bzw. unmöglich machen, zumal neben dem verstärkten Auftreten negativer Preise im Spotmarkt auch die Preise für Terminmarktprodukte mit einem hohen Anteil an PV- und Windstrom sinken werden. Dieser Effekt tritt bei der Photovoltaik und bei Offshore Wind stärker auf als bei Windenergie an Land.

Daher ist davon auszugehen, dass bei beiden produktionsabhängigen Varianten die Unsicherheit bzgl. der Refinanzierbarkeit neuer EE-Anlagen aufgrund des Mengenrisikos steigen wird, was zu einem Verfehlen der Ausbauziele führen könnte. Durch negative Preise entstehen erhebliche Erlösunsicherheiten, da nicht prognostiziert werden kann, wie häufig negative Preise im zukünftigen Strommarktdesign auftreten.

In den Optionen 1 und 2 können die Erlösunsicherheiten durch die Umstellung auf ein Mengenmodell reduziert werden, wie der BDEW [bereits vorgeschlagen hat](#). Dieses Modell sollte aufgrund seiner Vorteile weiterhin geprüft werden. Alternativ gibt es auch weitere Möglichkeiten, etwa in Zeiten negativer Preise auf Kapazitätszahlungen umzustellen, wie das in Frankreich passiert. Vorteilhaft hingegen dürfte sein, dass Optionen 1 und 2 an das bestehende Förderregime anknüpfen und somit Finanzierungsinstitute auch relativ vertraut sein dürften mit

der Risiko- und Erlösbewertung in diesem Modell. Zudem sollte bei produktionsabhängigen CfDs darauf geachtet werden, welche Referenzperiode (stündlich, monatlich, quartalsweise, jährlich) für die Vergütung bzw. Rückzahlung gewählt wird.

Bei beiden Optionen wirken sich die gezahlten produktionsabhängigen Förderungen auf das Gebotsverhalten der Marktteilnehmer am Spotmarkt aus. Die positive/negative Marktprämie stellt Opportunitätskosten dar, die gemeinsam mit den Grenzkosten am Spotmarkt geboten werden. Im aktuellen System der Gleitenden Marktprämie erzeugt dieses Gebotsverhalten konsistent negative Gebote der Direktvermarkter. Eine produktionsabhängige Abschöpfung geht als negative Marktprämie ähnlich wie positive Grenzkosten in das Gebot ein und hat dementsprechend Einfluss auf die Merit-Order und die Wechselwirkung von Day-Ahead- und Intraday-Markt. Die praktische Relevanz durch die negative Marktprämie im Claw-Back-Regime scheint aktuell begrenzt, da die beschriebenen Effekte insbesondere dann auftreten, wenn die Intraday-Preise sehr deutlich unter den Day-Ahead-Preisen liegen.

#### **1.2.4 Option 3 und 4: produktionsunabhängige Förderung**

Produktionsunabhängige Optionen mindern die Preis- und Mengenrisiken, die bei den produktionsabhängigen Fördermechanismen bestehen. Da jedoch die Vermarktung der Anlage am Strommarkt bei EE stets zur Refinanzierung der Investition beiträgt, muss im Sinne einer zu vermeidenden Überförderung ein sinnvoller und risikoarmer Claw-Back-Mechanismus entwickelt werden.

In beiden Modellen wird der Claw-Back als Differenz von tatsächlichen (Option 4) oder potentiellen (Option 3) Erlösen gegenüber denjenigen einer Referenzanlage berechnet. Der Betreiber ist hinsichtlich der tatsächlichen Produktion völlig dem Marktpreissignal ausgesetzt und wird seine Anlage dementsprechend ökonomisch effizient betreiben und somit z.B. bei negativen Preisen abregeln, so die Überlegung.

Der BDEW sieht bei der Ausgestaltung des Referenzwertes insbesondere den Bezug auf eine einzelne Referenzanlage deshalb kritisch, weil dann eine Optimierung im Portfolio gegenüber dieser einzelnen Anlage anstelle einer Gesamtoptimierung erfolgt. Für eine Gesamtoptimierung bedarf es vielmehr einer Reihe solcher Referenzanlagen. Denn die Referenz sollte die regionalen Gegebenheiten abbilden, etwa die lokalen Wetterverhältnisse, Effekte durch benachbarte Anlagen in einem Windpark, Abschaltung aufgrund von Genehmigungsauflagen. Nur dann können sich Anlagen besser und vor allem systemdienlicher am Markt verhalten. Gäbe es hingegen nur eine einzelne Referenzanlage für das gesamtdeutsche Marktgebiet, so wäre neben einer ohnehin schwierigen Bestimmung dieser Referenzanlage, eine Gesamtoptimierung für eine bspw. zeitgleich sich im Norden und Süden befindliche Anlage nicht gegeben.

Ähnliche sowie bislang in der Diskussion nicht berücksichtigte Fragestellungen ergeben sich für den noch heterogeneren Bereich der PV-Anlagen.

Die Schwierigkeit der Modelle ergibt sich aus der Notwendigkeit einer Referenz, anhand derer ein theoretischer Ertrag bestimmt wird, dessen Erlös durch den Betreiber zurückgezahlt werden muss. Die Ermittlung dieses Werts ist komplex und benötigt eine hohe Menge an Messvorrichtungen zur Ermittlung eines korrekten anlagenbezogenen Wertes. Die jeweilige Referenzanlage muss in jedem Fall vor Gebotsabgabe bekannt sein. **Die Frage der Ausgestaltung der Referenz ist dabei noch offen, obwohl gerade dies der Dreh- und Angelpunkt des Modells ist.**

Treten länger andauernde Stillstände der produktionsunabhängig geförderten Anlagen auf, kann ein Betreiber in Bedrängnis kommen, wenn die zurückzuzahlenden Markterlöse der Referenzanlage in der jeweiligen Phase den Referenzmarktpreis in Option 3 oder die Kapazitätszahlungen in Option 4 überschreiten. Für diese Härtefälle bei nachgewiesinem Anlagenausfall sollte ein monatsweises Opt-out vorgesehen werden, in denen der Anlagenbetreiber keine Strommarkterlöse der Referenzanlage zurückzahlen muss, aber auch keine Förderung erhält. Sofern die Anlage wieder betriebsbereit ist, sollte eine Rückkehr in die produktionsunabhängige EEG-Förderung monatsweise ermöglicht werden.

Ein effizienter Anlageneinsatz und systemdienlicher Einsatz lassen sich nur gewährleisten, wenn ein Anreiz zu einem höheren Erlös im Falle eines entsprechenden Einsatzes besteht. Diese erscheint uns am ehesten bei produktionsunabhängigen Varianten der Fall, da man hier den Anreiz hat, besser als eine Referenzanlage zu agieren.

Die Einführung produktionsunabhängiger Förderungen bringt ein hohes Implementierungsrisiko mit sich, da sie eine fundamentale Umstellung der Fördersystematik beinhaltet. Daher empfiehlt der BDEW produktionsunabhängige Fördermechanismen (Option 4) frühzeitig im Rahmen von Reallaboren zu testen, um nähere Details zur konkreten Umsetzung erarbeiten zu können. Dazu gehört vor allem die Erarbeitung möglicher Definitionen von Referenzanlagen.

### **1.2.5 Option 3: Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag**

Bei Option 3 erhält der Anlagenbetreiber eine produktionsunabhängige staatliche Zahlung. Die Höhe ergibt sich für jede theoretische zu erzeugende Kilowattstunde aus der Differenz von anzulegendem Wert abzüglich des durchschnittlichen Marktwerts, sofern der Referenzpreis den Marktwert übersteigt.

Grundsätzlich würde das System Anreize für Anlagen mit hoher installierter Leistung pro Fläche schaffen und nicht für eine maximale Auslastung des Systems. Durch Korrekturmechanismen, z.B. für Nachführsysteme wie Tracker, könnte dies zwar verhindert werden, macht das System aber nochmals komplexer.

Die Option 3 löst das Problem nach unserem Verständnis nicht, weil im Falle negativer Preise aus europarechtlichen Gründen auch hier keine Auszahlung der Marktpremie stattfinden dürfte. Dies ist unabhängig davon, ob die für die Auszahlung zugrunde zu legende Strommenge gemessen oder produktionsunabhängig über eine Referenz ermittelt wird.

Bei Windkraftanlagen ist die Optimierung über den Anlagenbetrieb jedoch nur begrenzt möglich. Im Falle der Photovoltaik gäbe es zwar einen Anreiz, eine Ost-West-Ausrichtung zu wählen, die systemfreundlicher wäre als eine Südausrichtung. Nachführsysteme wären jedoch aufgrund der geringeren installierten Leistung pro gleicher Solarparkfläche im Nachteil. Sinnvoll wäre es, eine nach Süden ausgerichtete Anlage als Referenz zu definieren und um diese herum Korrekturfaktoren für Ost-West- und Nachführanlagen zu kalibrieren, so dass diese besser abgerechnet werden können.

**Option 3 ist daher aus Sicht des BDEW nicht weiter zu verfolgen.**

### **1.2.6 Option 4: Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag**

Durch eine Ausschreibung wird eine über den gesamten Förderzeitraum jährlich gleiche staatliche Kapazitätszahlung an den Anlagenbetreiber festgelegt. Der Betreiber zahlt einen fiktiven Markterlös bezogen auf eine Referenz zurück. Durch eine bessere Vermarktung des erzeugten Stroms entsteht die Möglichkeit zusätzliche Erlöse zu erzielen. Diese Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag kann ein geeignetes Mittel sein, um den Rückfluss der Investitionskosten in eine Erzeugungsanlage abzusichern. Ausschlaggebend ist hier, wie die Referenz konkret definiert ist. In Anbetracht dieser möglichen Unsicherheit kann durch den Wechsel des Fördersystems eher eine Investitionszurückhaltung befürchtet werden. Zudem entstehen Fehlanreize bei der Portfoliooptimierung, wenn nur auf eine Anlage referenziert werden würde. Diese würde sich dann gänzlich an dieser einen Anlage orientieren, anstatt das Gesamtsystem im Blick zu haben. Daher muss hier schnell eine Klärung herbeigeführt werden.

Bei Option 4 wird die Wetterabhängigkeit der Erlöse abgemildert, da hier ein Teil des Kapitalrückflusses unabhängig von der tatsächlichen Stromproduktion gewährleistet ist, solange der reale Erlös aus der Vermarktung mit dem der Referenzanlage übereinstimmt. Zusätzlich treten Risiken des Weiterbetriebs bei negativen Preisen nicht auf, weil die Kapazitätszahlungen unabhängig von den Preisen am Spotmarkt sind. Bezuglich des positiven Einflusses auf die systemdienliche Auslegung der Anlagen ist die Option 4 von Vorteil: Durch eine jährliche Kapazitätszahlung kann das Preissignal im Spotmarkt voll wirken und sichert dennoch die Erlöse so weit ab, dass eine Finanzierung möglich ist. Gleichzeitig ist die Administrierung dieser Abschöpfung komplex umzusetzen. Gibt es zusätzlich auch noch ein Signal für Systemdienlichkeit, werden Anlagen systemdienlich dimensioniert.

Auch hier gilt: **Die Frage der Ausgestaltung der Referenz ist dabei noch offen, obwohl gerade dies der Dreh- und Angelpunkt des Modells ist. Insofern ist dies vor einer perspektivischen Entscheidung für einen Wechsel zu Option 4 mit der Branche zu klären.**

### 1.2.7 Zu allen Optionen:

Insgesamt wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen an Bedeutung gewinnen und darf durch den Fördermechanismus nicht behindert oder eingeschränkt werden.

#### Marktverzerrungen durch Day-Ahead-Intraday-Arbitrage:

Da CfDs schon in einigen Ländern genutzt werden (UK, Skandinavien) müsste es zur Relevanz möglicher Marktverzerrungen durch produktionsabhängige Förderinstrumente bereits empirische Erfahrungen geben. Der BDEW empfiehlt eine Auswertung dieser Daten. Denn das im Optionenpapier erläuterte Phänomen ist schlicht die betriebswirtschaftlich rationale Optimierung aller Kosten- und Erlösströme unter Einbeziehung der positiven/negativen Marktprämie.

Die vom BMWK vorgebrachten möglichen Verzerrungen des Intraday-Marktes sind plausibel und treten bei Anwendung der Optionen 1 und 2 auf. Die praktische Relevanz ist aktuell begrenzt, da die Verzerrungen insbesondere dann auftreten, wenn die Intraday-Preise sehr deutlich unter den Day-Ahead-Preisen liegen. Die Relevanz könnte mit zunehmendem EE-Ausbau jedoch steigen. 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 lässt sich in den Optionen 1 und 2 mit vertretbarem Aufwand nicht beseitigen. Sie wird vom BDEW allerdings auch nicht als gravierend eingeschätzt. Die Relevanz könnte mit zunehmendem EE-Ausbau jedoch steigen

Eine Optimierung der Anlagen im Intraday gegenüber dem Day-Ahead findet auch heute schon statt. Dass solch ein rationales Verhalten marktverzerrend und damit ein K.O.-Kriterium für produktionsbasierte CfD sein soll, ist nicht nachvollziehbar. Insbesondere nicht, weil zwei-seitige produktionsabhängige CfD seit Jahren in der Diskussion um ein reformiertes Marktdesign präsent sind und durch die reformierte Strombinnenmarktrichtlinie nun das Standardförderkonzept innerhalb der Europäischen Union sind.

### **Auswirkungen auf Terminmärkte:**

Die wichtigste Stellschraube für den Erhalt der **Liquidität in Terminmärkten** ist der Fortbestand eines marktlichen Zubaus in wesentlichem Umfang. Neben dem geförderten Neubau muss es auch marktlichen Zubau geben. Dieser wird sich weitestgehend langfristig über klassische Terminmärkte und PPAs vermarkten. Außerdem werden auch Altanlagen, die aus der Förderung oder aus PPAs fallen, für Liquidität auf den Terminmärkten sorgen. Es muss daher sichergestellt werden, dass auch bei einem Umstieg auf CfDs, eine einmalige Wechselmöglichkeit von der Förderung in PPAs und zurück, erhalten bleibt.

Für eine stärkere Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt wäre vor allem die zunehmende Terminvermarktung wünschenswert. 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. Es ist daher wichtig, gute Rahmenbedingungen für die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien außerhalb der beschriebenen Optionen zu schaffen. Dafür ist es wie beschrieben von zentraler Bedeutung, durch die Flexibilisierung des Stromversorgungssystems hohe Marktwerte zu erhalten.

Insbesondere in Optionen 2, 3 und 4 wird der Anreiz, Strom aus EE-Anlagen auf dem Terminmarkt zu vermarkten, erheblich eingeschränkt. Einerseits verringert die Übernahme des Preisrisikos seitens des Staates durch eine fixe Zahlung den Anreiz, sich auf dem Terminmarkt gegen Preisschwankungen abzusichern. Gleichzeitig wird durch die Erlösabschöpfung ein starker Anreiz gesetzt, den Strom zur gleichen Preisreferenz zu vermarkten, die für die Berechnung der Rückzahlung angesetzt wird. Werden die Erlöse für die Referenzanlage in Option 3 und 4 beispielsweise mit dem Day-Ahead-Preis berechnet, entsteht für Anlagenbetreiber ein starker Anreiz, ihre gesamte Stromerzeugung am Day-Ahead-Markt zu vermarkten, um das Basisrisiko einer Diskrepanz zwischen den Erlösen der Referenzanlage und der eigenen Anlage bestmöglich zu minimieren.

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

- 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, ...)?

Wichtigster Treiber für die Kapitalkosten ist der Anteil der abgesicherten Erlöse, je höher der Anteil, desto geringer die Kapitalkosten. Im Weiteren wird der Einfluss verschiedener Faktoren auf die Kapitalkosten erörtert.

Kapitalkostenmindernd wirkt die sichere Erlössituation auf den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dies hat sich in der jüngeren Vergangenheit bereits bei den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen gezeigt: Die Zuschlagswerte entwickelten sich in kurzer Zeit erheblich nach unten und zeigten dennoch Umsetzungsrationen nahe 100 %. Kapitalkostensteigernd wirken für die produktionsunabhängige Förderung die Unsicherheiten bezüglich der Übereinstimmung des fiktiven Erlöses aus dem fiktiven Stromertrag und des tatsächlichen Erlöses. Die produktionsunabhängigen Modelle, insb. die Option 4, haben ein kapitalkostensenkendes Potenzial, weil bei korrekter Ausgestaltung Cashflows und Erlöse gut planbar sind. Im aktuellen Marktprämienmodell beobachten wir dagegen eine steigende Risikowahrnehmung seitens der finanziierenden Institutionen aufgrund des zunehmenden aber schwer zu kalkulierenden Negativpreisrisikos. Wenn ein produktionsunabhängiges Fördermodell (Option 4) etabliert und die Stellschrauben gut eingestellt sind, gehen wir vor gleichbleibenden bis leicht reduzierten Fremdkapital-Kosten im Vergleich zum bisherigen Marktprämienmodell aus.

Niedrigere Kapitalkosten würde das Kreditausfallrisiko senken und damit den Risikoaufschlag des Kreditgebers verringern. Bei Option 4 ist hierfür jedoch eine nachvollziehbare und den tatsächlichen Ertrag realistisch abbildende Ausgestaltung der Referenzanlage Voraussetzung. Daraus muss besonders bei Option 4 darauf geachtet werden, das Basisrisiko zu beschränken. Bei der Ausgestaltung des Referenzmodells sollten daher insbesondere die folgenden Risiken für den Anlagenbetreiber minimiert werden: Auftreten negativer Preise, Technologiewandel, Umweltauflagen, großflächige Abschattungseffekte und eine mögliche Gebotszonenspaltung.

**Zu Frage 1:**

Innerhalb der produktionsabhängigen Optionen werden die Kapitalkosten umso höher, je größer die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und anzulegendem Wert ist. Die Finanzierungsinstitute bewerten nur die Erlöse unterhalb des Floorpreises als sicheren Kapitalrückfluss.

**Zu Frage 2:**

Der BDEW wünscht sich Klarheit, wie Systemdienlichkeit in diesem Kontext definiert wird. Der Fokus bei der Ausgestaltung des künftigen Förderrahmens sollte vorrangig auf der weiteren Marktintegration der Erneuerbaren Energien liegen und damit auf dem effizienten Anlagen Einsatz. Der Anreiz für eine systemdienliche Anlagenauslegung ergibt sich aus dem regulatorischen Rahmen im Strommarkt und sollte nicht Aufgabe des Fördermechanismus sein. Es sollte ein EE-Fördermechanismus etabliert werden, der den effizienten Anlageneinsatz am besten ermöglicht und dabei Preis- und Mengenrisiken für die Anlagenbetreiber minimiert.

Maßnahmen zur verlässlichen und für die Finanzierer nachvollziehbaren Verbesserung des effizienten Anlageneinsatzes werden die Kapitalkosten niedriger halten, da der Rückfluss der Kapitalkosten als verlässlicher bewertet wird. Dabei ist eine übermäßige Komplexität zu vermeiden, da sie die Umsetzung der Projekte erschwert. Entscheidend ist ein hoher Anteil sicherer Erlöse.

Lösungsvorschläge setzen also entweder zu allgemein an und öffnen Räume für kreative Geschäftsmodelle, oder sie sind so kleinteilig, dass sie komplex und damit fehleranfällig werden. Kontinuierliche Anpassungen und ein regulatorisches Nachsteuern wird damit zwangsläufig ein solches Fördersystem charakterisieren und die Stabilität und Vorhersehbarkeit aus Sicht der Investoren negativ beeinflussen. Gerade diese relative regulatorische Kontinuität und Sicherheit hat den EE-Ausbau in Deutschland jedoch bislang ausgezeichnet und zu den mitunter niedrigsten Kapitalkosten im Vergleich zu anderen Ländern geführt. Aufgrund der beschriebenen inhärenten regulatorischen Unsicherheiten bei der Definition der Referenzanlage kann dieser Vorteil bei den Optionen 3 und 4 wegfallen. Ein genereller Anstieg der Kapitalkosten für Erneuerbaren-Projekte in Deutschland kann die Folge sein.

**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 Teilaufgaben:**

- 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 Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

Grundsätzlich ist eine Systemumstellung auf ein noch nicht in der Praxis erprobtes Modell immer mit dem Risiko eines unerwünschten Einbruchs beim Zubau oder gar eines „Fadenrisses“ verbunden. Unter diesem wesentlichen Gesichtspunkt ist insbesondere bei den Optionen 3 und 4 bei einer nicht sachgemäßen Einführung der neuen Fördersysteme eine Investitionszurückhaltung zu befürchten. Es ist auch zu erwarten, dass die Eigenkapitalquote aufgrund der Unsicherheiten einer Systemumstellung und produktionsunabhängigen Risikozunahme steigen wird, was wiederum zu einer Schwächung des Zubaus und Mittelstandes führen würde. Gleichzeitig sieht der BDEW eine Investitionsförderung in Form einer jährlichen Kapazitätszahlung als energiewirtschaftlich grundsätzlich sachgerecht an, weil für EE-Anlagen hohe Investitions- und geringe Arbeitskosten anfallen.

Den Netzbetreibern kommt derzeit eine zentrale Rolle bei der Umsetzung der Förderung erneuerbarer Energien zu, u.a. sind sie für die korrekte Auszahlung der Förderbeträge zuständig. Schon heute weist das EEG mit seinen zahlreichen unterschiedlichen Fassungen, die teilweise für Bestandsanlagen fortgelten, eine selbst für Experten nur schwer zu überschauende Komplexität auf. Um auch zukünftig eine möglichst effiziente Förderung sicherzustellen, sollte bei einer Novellierung des EEG die operative Umsetzbarkeit nicht aus dem Auge verloren werden. Um den Zusatzaufwand neuer Förderregelungen möglichst gering zu halten, sollten zudem Sonderregelungen und Ausnahmen möglichst vermieden werden. Um rechtliche Unsicherheiten und Streitfälle zu vermeiden, sollte darauf geachtet werden, dass Regelungen möglichst präzise und eindeutig formuliert sind.

**Zu Frage 2:**

Bei Modellen mit produktionsunabhängigen Zahlungen oder einem Refinanzierungsbeitrag hat die Definition des Produktionspotentials bzw. der Referenzanlage einen erheblichen Einfluss auf den Betrieb und die Dispatchentscheidung. Es ist sicherzustellen, dass der Benchmark transparent, diskriminierungsfrei und robust gestaltet ist, um missbräuchliches oder mögliches unbeabsichtigtes Verhalten zu unterbinden. Von größter Bedeutung ist es, dass

Vorhabenträger mit ausreichender Vorlaufzeit und Sicherheit das Produktionspotenzial einer etwaigen Referenzanlage mit ihrer eigenen Anlage vergleichen können, um zuverlässig die Anlagen- und Windparkauslegung, sowie das Gebot für die Ausschreibungen zu planen. In der Praxis werden die finalen Entscheidungen bezüglichen Anlagenauswahl und Windparkdesign etwa drei Jahre vor Teilnahme in den EEG-Ausschreibungen getroffen – denn diese Entscheidungen sind die Grundlage für die notwendigen Gutachten und das anschließende BImSchG-Verfahren.

Das **Referenzertragsmodell (REM)** für Wind On-Shore im System der gleitenden Marktprämie ist ein bewährtes und unerlässliches Element, um auch dargebotsschwache Standorte für die Energiewende zu erschließen und mögliche Überrenditen an dargebotsstarken Standorten zu vermeiden. Ein REM ist grundsätzlich mit allen vier Optionen kompatibel und sollte unbedingt implementiert werden, um das Erreichen der Ausbauziele durch den Wegfall dargebotsschwacher Standorte nicht zu gefährden. Die Details des angepassten REM müssen frühzeitig mit der Branche konsultiert werden, insbesondere für Option 4, da diese als Kapazitätszahlung am weitesten vom aktuellen System abweicht.

Beim Abschöpfungsmechanismus sollte in Phasen überdurchschnittlich hoher Inflationsraten berücksichtigt werden, dass bei stark ansteigenden Kosten nicht gleichzeitig die steigenden Erlöse abgeschöpft werden. Hierfür könnten z.B. Schwellenwerte definiert werden.

Zudem sehen wir, dass Abweichungen zwischen Referenzanlage und tatsächlicher Anlage zu Mehr- oder Mindereinnahmen führen würden. So hätte etwa der Ausfall der Anlagen oder Wartungs- oder Umweltbedingungen (Vogel- und Fledermausabschaltungen) während einer Hochpreisphase deutliche Mindereinnahmen zu Folge. Die tatsächliche Verfügbarkeit von Windkraftanlagen ist beispielsweise durch Betriebsauflagen eingeschränkt. Der Grad der Technologie- und Standortspezifität der Referenz bestimmt somit das Abweichungsrisiko.

Die Herausforderungen verschiedener Möglichkeiten zur Messung des Produktionspotenzials sind seitens des BMWK im vorliegenden Papier bereits benannt worden. Die anlagenscharfe Messung der lokalen Wetterdaten direkt an der Anlage bringt zwar korrekte Werte, ist aber mit hohem Aufwand für die flächendeckende Installation der notwendigen Messeinrichtungen zu akzeptablen Kosten verbunden. Auch für die Netzbetreiber steigt der Aufwand erheblich an. Auch die Ermittlung des Produktionspotenzials durch Wetterdaten unabhängiger Wetterdienste ist mit hohen Kosten und Umsetzungsaufwand verbunden. Beide Optionen wären aus Sicht des BDEW aber zumindest umsetzbar und liefern korrekte Daten.

Wichtig ist dabei, dass zur Ermittlung des Referenzertrages, der die Höhe der Rückzahlung an den Staat vorgibt, wenn möglich bereits vorhandene Daten verwendet werden. Möglich sind hier Daten des Deutschen Wetterdienstes, die in hoher Auflösung und Qualität vorliegen. Es

darf keine Umsetzungsoption gewählt werden, die den weiträumigen Verbau von Messeinrichtungen erfordert wie beispielsweise eine Messung des tatsächlichen Windes an jeder einzelnen Anlage. Bei Neuanlagen jedoch stellt die Messung des tatsächlichen Windes kein Problem dar. Für PV-Anlagen müssen ebenso praktikable und in der Praxis risikoarm umsetzbare Lösungen erarbeitet werden.

Darüber hinaus besteht die Option einer Zahlung pro kWh in Höhe der durchschnittlichen Einspeisemenge eines festen Pools von Anlagen jeder Technologie. Hier ist zu erwarten, dass das Risiko der Abweichung der einzelnen Anlage von der Referenzproduktion besonders hoch ist. Diese massive Unsicherheit würde sich in der Praxis auf Finanzierungskosten und damit auf die Gebotshöhen auswirken und zu Kostensteigerungen führen.

Für einen regionalen Ausgleich sind zudem Modifikationen zwingend notwendig:

- › Einerseits könnte ein Betreiberindex gebildet werden, der die reale Erzeugungsleistung von allen Anlagen eines bestimmten Typs und/oder Rotordurchmessers in einer bestimmten Region als Vergleichsgröße zusammenfasst.
- › Andererseits muss bei der aggregierten Winderzeugung in ganz Deutschland als Referenzgröße zwingend eine Übertragung des Referenzertragsmodells auf das neue Modell stattfinden: Dafür bietet sich insbesondere eine Anhebung/Absenkung des pauschalen Kapazitätsbetrags an.
- › Darüber hinaus hält der BDEW für die Ausgestaltung der Referenzmethodik folgende Systematiken für relevant: Alternativ können auch Standard-Leistungskennlinien genutzt werden, welche etwa die durchschnittliche Leistungskennlinie aller genehmigten oder bezuschlagten Anlagen der letzten Jahre abbilden. In diesem Fall müssten die Referenzerträge lokale Windverhältnisse annäherungsweise abbilden.
- › und durchschnittliche Ertragsverluste durch typische Abschaltauflagen berücksichtigt werden, weil diese sich aus der BImSchG-Genehmigung ergeben und nicht vom Betreiber beeinflussbar sind (etwa Nachtabschaltungen und Vogelflug).
- › Gleichzeitig muss die Referenzanlage kein vollständiger digitaler Zwilling der realen Anlage werden und damit nicht alle Windverhältnisse, Leistungskennlinien und Abschaltauflagen für die individuelle Anlage exakt abbilden. Eine gewisse Abweichung kann sogar wünschenswert sein, um einen Wettbewerb und eine systemdienliche Auslegung der Anlagen sicherzustellen.
- › Wichtig wäre aber in jedem Fall, dass die Rahmendaten der Referenzanlage bereits einige Jahre vor der Ausschreibungsteilnahme feststehen und transparent kalkulierbar sind, um investitionssichere Rahmenbedingungen für die Windparkplanung zu schaffen.

- › Standorte mit geringeren Referenzerträgen müssen in jedem Fall weiter auskömmliche Erlöse erhalten, um eine systemdienliche und volkswirtschaftlich günstige Verteilung der Erzeugungskapazität zu fördern.

Entscheidend für eine erfolgreiche Einführung der Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Finanzierungsbeitrag (Option 4) ist daher eine möglichst unkomplizierte Umsetzung der Erlösabschöpfung.

## 1.5 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Der BDEW teilt weitgehend die Einschätzung der Chancen und Herausforderungen der im Papier genannten Optionen. Dabei muss die Dualität von marktlichem und gefördertem Zubau weiterhin erhalten bleiben.

- › Bei der potenziellen Einführung von Offshore Stromgebotszonen würde jedes Modell mit einer Referenzanlage mit besonderen Herausforderungen verbunden sein. Dies ist im Optionenpapier bisher nicht adressiert und muss in Zukunft mitgedacht werden.
- › Auch wenn Subventionen in der Transformationsphase des Stromsystems weiterhin teilweise notwendig sein können, sollte das Marktdesign so ausgerichtet werden, dass Investitionen in Erzeugungsanlagen, Netze oder Speicher perspektivisch auch ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar sind. Der Blick ist auch auf die kommende post-fossile, förderfreie EE-Welt zu richten. Ein künftiges Fördersystem sollte ein Abschmelzen der Förderung bzw. ein Herausgleiten der EE-Anlagen aus den Förderregimen bereits mitdenken, um die Überführung in einen förderfreien, 100%igen erneuerbaren Strommarkt vorzubereiten.
- › Auch die Attraktivität von Sektorenkopplung soll durch die Einführung eines neuen Fördermodells nicht gehemmt werden. Grüner Strom sollte für andere Sektoren mit seiner grünen Eigenschaft verwendbar sein, um den erheblichen künftigen Strombedarf decken zu können. Ein reformiertes Fördermodell sollte daher die Verwendung des Grünstroms in anderen Sektoren nicht hemmen.
- › Pauschale Ausnahmeregelungen für Kleinstanlagen sind nicht sachgerecht. Durch die große Menge solcher Anlagen wird auch hier eine unsaubere Umsetzung der Modelle zum systemverzerrenden Problem.
- › Darüber hinaus wäre die Beanreizung von Standorten für eine zeitliche Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau hilfreich und könnte durch die Ermittlung der Vergütungsdauer anhand von Strommenge oder Volllaststunden statt Jahreszeiträumen geschaffen werden.
- › EVUs finanzieren sich, wenn verfügbar, über langfristige Förderkredite – insbesondere der KfW- oder Namensschuldverschreibungen. Hürden in der Regulierung von Banken und Versicherungen, die eine langfristige Kreditvergabe und Finanzierung erschweren, sollten abgebaut werden. Mit diesem Ziel sollten die Basel-Regulierungen und deren konkrete Umsetzungen durch die Bankaufsichtsbehörden geprüft werden, damit durch Basel IV die Finanzierung von Projekten nicht erschwert wird.

Der BDEW betont, dass bei der Einführung eines neuen Fördersystems auf eine angemessene Übergangsfrist zwischen dem aktuellen und neuen Fördersystem zu achten ist. Insbesondere die politische Umsetzung bis zum 1. Januar 2027 erscheint nicht machbar. Zudem muss die Übergangsfrist so gewählt werden, dass in der Ausschreibung gemäß dem bestehenden Fördersystem bezuschlagte Anlagen bis zum Ablauf der Realisierungsfrist zu aktuellen Bedingungen ans Netz angeschlossen werden können.

## 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?

Der BDEW ist überzeugt, dass ein anpassungs- und anschlussfähiger Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen von entscheidender Bedeutung ist. So können steuerbare Kapazitäten zur Wahrung der Versorgungssicherheit in einem Stromsystem angereizt werden, das zu einem überwiegenden Teil von fluktuiierenden EE geprägt ist. Bei der Einführung eines Kapazitätsmechanismus (KM) muss jedoch darauf geachtet werden, dass es nicht zu unerwünschten Nebeneffekten kommt und das System zukunftsfähig ist. Ein KM hat eine Verteilwirkung, da ein Teil der für die Stromanbieter erzielbaren Renditen vom Strom- auf den Kapazitätsmarkt verschoben wird. Daher sind alle Elemente eines KM genau im Hinblick auf Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt abzuwägen. Die Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt muss gut begründet sein und eine Vielzahl von Eigenschaften erfüllen, um den großen Einfluss des KM zu rechtfertigen und dessen definierten Anforderungen gerecht zu werden. Der Kapazitätsmarkt soll dynamisch und anpassbar in Ausgestaltung und Ausführung sein. Kurzfristiges und mittelfristiges Nachjustieren, ohne Einfluss auf bestehende Investitionen zu nehmen, muss möglich sein, Innovationen müssen integriert und Lock-in-Effekte vermieden werden.

Es ist notwendig, dass der KM Neuanlagen, insbesondere aber auch dezentrale Bestandsanlagen, Speicher und Flexibilitäten potenzialgerecht einbezieht. Dabei muss er technologieoffen und ohne ungerechtfertigte Bevorzugung oder Benachteiligungen auskommen. Zudem ist es erforderlich, dass er so ausgestaltet ist, dass die Auswirkungen auf den Strommarkt geringgehalten werden. Gleichzeitig muss ein Kapazitätsmarkt bestehende Fördersystematiken berücksichtigen, die Klimaziele der Energiewende adressieren, Investitionen anreizen, eine Entwertung bereits getätigter Investitionen verhindern, Überförderung vermeiden, Marktmacht verhindern und die Versorgungssicherheit möglichst kostengünstig gewährleisten. Diese genannten Ausgangsbedingungen müssen zwingend im Kapazitätsmarktdesign berücksichtigt und integriert werden.

Die Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt sind vielschichtig und die Energiewende bringt große Veränderungen mit sich. Deshalb muss sichergestellt werden, dass der Kapazitätsmarkt an veränderte Gegebenheiten selbstständig anpassbar ist und einer regelmäßigen Überprüfung durch die Regulierungsbehörden unterliegt. Der BDEW schlägt vor, dass eine zweijährliche Überprüfung mit Einbeziehung aller Stakeholder erfolgt, in der die Auswirkungen und die Detailausgestaltung des Kapazitätsmarktes in einem Konsultationsverfahren geprüft werden.

## **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?**

Der BDEW fordert, dass unabhängig vom gewählten Modell der Beitrag neuer Technologien und insbesondere flexibler Lasten angemessen berücksichtigt wird. Auch das Risiko der Überdimensionierung muss Eingang in das KM-Design finden. Es geht dabei um die konkrete Ausgestaltung des KM-Designs, bei dem modellunabhängig die genannten Herausforderungen adressiert werden müssen.

Es ist wichtig, die Erfahrungen mit KM in anderen europäischen Ländern zu berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die Situation in anderen Ländern nicht notwendigerweise mit dem zukünftigen Strommarkt in Deutschland vergleichbar ist, wenn dort der Anteil an volatiler Erzeugung aus Wind und Sonne weitaus geringer ist oder konventionelle Kraftwerke eine wesentlich größere Rolle spielen.

Darüber hinaus muss darauf hingewiesen werden, dass die Entwicklung innovativer, neuer Technologien mit steuerbaren Anteilen mit hohen Unsicherheiten behaftet ist und anschließend die Entwicklungszeit bis hin zur Marktreife berücksichtigt werden muss. Diesen steht es von Beginn an offen, am KM teilzunehmen, allerdings handelt es sich nicht um planbare und kurzfristige Optionen, gleichwohl kann aber ein langfristiger Beitrag für das Energiesystem bis 2045 aus potenziellen Innovationen folgen. Die Poolung kleiner und kleinsten Flexibilitätsanbieter ist seit vielen Jahren ein etabliertes Geschäftsmodell vieler Anbieter am deutschen Energiemarkt, zum Beispiel zum Zwecke der Regelreserververmarktung.

Für den zentralen Kapazitätsmarkt (ZKM) wird die Möglichkeit der Einbindung neuer Technologien durch vier Eigenschaften bestimmt: Die Präqualifikation und das De-Rating, die Bedarfsaufteilung und den zeitlichen Vorlauf. Zusammenfassend kann man sagen, dass im ZKM der ausgeschriebene Bedarf zwischen den verschiedenen Auktionen aufgeteilt wird, im kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM) hingegen zwischen dem zentralen und dezentralen Teil. In beiden Fällen muss das Risiko für Attentismus adressiert werden. EVUs bzw. Erzeuger könnten darauf spekulieren, dass die benötigten Kapazitäten erst zu einem späten Zeitpunkt angeboten werden bzw. könnten sich Versorger beim DKM erst spät mit Zertifikaten eindecken.

Technologiebezogene, standardisierte Präqualifikationsbedingungen im ZKM können neue Technologien und haushaltsnahe Flexibilitäten vor Herausforderungen stellen. Für sie ist es ungleich schwieriger, standardisierte Vorgaben zu erfüllen. Allerdings müssen Flexibilitäten und Innovationen auch in einem DKM reguliert werden, um Scheinlösungen, also Lösungen, die die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können, zu vermeiden. Es erscheint

nachvollziehbar, dass der dezentrale Kapazitätsmarkt (DKM) Lastflexibilitäten und Innovationen tendenziell – aber nicht per se – besser einzubeziehen vermag als ein ZKM.

Es ist eine Herausforderung im ZKM, Überkapazitäten zu vermeiden. Es muss jedoch festgestellt werden, dass zur Bestimmung des Bedarfs der zentralen Auktion in einem KKM ebenfalls eine Abschätzung der Nachfrage sowie der Lastreduktionspotenziale und flexibler Technologien weit im Voraus stattfinden muss. Es ist ebenso darauf hinzuweisen, dass europäisches Recht den geförderten Aufbau von Überkapazitäten in einem transparenten Verfahren klar untersagt. Ein Beispiel hierfür ist die Beibehaltung der Reservekraftwerke sowie die europarechtliche Vorgabe, die auszuschreibende Kapazität am LOLE-Wert, in Deutschland 2,77 Stunden/Jahr, zu orientieren. Auch in anderen Ländern wird dieses Risiko im ZKM-Design adressiert. In Belgien wird der Bedarf nicht vom Regulierer selbstständig festgelegt, sondern in einem Konsultationsprozess bestimmt. Der BDEW unterstützt dies auch für zentrale Ausschreibungen in Deutschland. Dies senkt das Risiko einer Überdimensionierung, da der Bedarf anhand der Einschätzungen verschiedener Stakeholder determiniert wird. Darüber hinaus gibt es weitere Ansätze zur Optimierung der Dimensionierung, zum Beispiel die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Bedarfssfestlegung (Least-Worst-Regret-Ansatz in Großbritannien) und die mögliche Berücksichtigung der Saisonalität beim Kapazitätsbedarf.

## **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?**

Wie bereits im Papier dargelegt, ist eine klassische Erlösabschöpfung in Zeiten hoher Preise bei Speichern wenig geeignet. Speicher erzielen ihre Erlöse durch Preisvolatilität am Stromgroßhandel. Auch flexible Lasten reagieren nicht allein auf hohe Strompreise, sondern vor allem auf die kurzfristigen Preisveränderungen im Strommarkt. Die geforderte Rückzahlung kann dazu führen, dass flexible Lasten nicht aktiviert werden. Das Thema ist bei zentralen Ausschreibungen von enormer Relevanz, da sich für Speicher und flexible Lasten die Ermittlung der Deckungsbeiträge als äußerst schwierig erweist. Die Erfahrungen aus dem belgischen Kapazitätsmarkt zeigen dies sehr deutlich.

Insbesondere bei Speichern und flexiblen Lasten, die oft einer komplexeren Vermarktungsstrategie unterliegen, kann eine Rückzahlung nur durch Orientierung an den tatsächlichen Erlösströmen der Vermarktung über alle Märkte (Termin, Spot, Regelleistung) erfolgen. Jedoch hat die Erfahrung mit der Überschusserlösabschöpfung im StromPBG gezeigt, dass eine derartige regulatorische Berücksichtigung von hoher Komplexität ist.

Der Schwellenwert für Rückzahlungen sollte hoch gewählt und dynamisiert werden, um einen effizienten Dispatch zu gewährleisten und Unsicherheiten zu reduzieren.

Aufgrund dieser Herausforderungen würden wir eine gründliche juristische Prüfung begrüßen, ob die in der Beihilferichtlinie genannten „Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderung im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien“ im Falle eines ZKM zur Gewährung der Angemessenheit notwendig sind.

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

Beim KKM muss vor allem geklärt werden, wie das Zusammenspiel aus zentraler und dezentraler Beschaffung gelingt und wie die Bemessung der zentralen Ausschreibung gegenüber der dezentral beschafften Leistung erfolgen kann. Eine ausführliche Bewertung des im Kurzpapier von Consentec, r2b und Öko-Institut vorgestellten KKM erfolgt separat.

Der KKM ist aus Sicht der Anbieter von verbrauchsseitiger Flexibilität und Speicherleistung zu begrüßen, dürfte aber mit erheblichem Aufwand an zentraler und dezentraler behördlicher Planung, zusätzlichen Kontrollmechanismen und Analysen und Datenhandling auch für die Stromlieferanten verbunden sein. Auch ist die Massengeschäftstauglichkeit des kombinierten Modells noch nicht erprobt und würde finanzielle sowie Haftungsrisiken aufwerfen.

Damit Aufwand und Nutzen in einem ausgewogenen Verhältnis stehen und letztlich die richtigen Investitionsanreize ausgelöst werden, muss der administrative Aufwand gering sein. Andernfalls würde der intendierte Vorteil, Kleinstflexibilitäten einzubinden, an bürokratischen Hürden scheitern.

Die frühzeitige Festlegung auf einen KM ebnet den Weg für einen schnellen Einstieg in die entscheidende Diskussion um die Ausgestaltung des Mechanismus. Aus dem Papier geht klar hervor, dass zentrale Ausschreibungen mit entsprechender Vorlaufzeit im Falle des KKM nur für Neuanlagen eingerichtet werden sollen. Aus dem Papier geht nicht eindeutig hervor, dass die Ausschreibungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWSG) den Einstieg in die zentralen Ausschreibungen bilden. Es wird weiterhin von einer Integration des KWSG in den KM gesprochen – es ist jedoch vielmehr ein Übergang.

Generell ist im KKM festzulegen, welche Technologien besser im KKM-D oder KKM-Z angereizt werden. Dabei sind die jeweiligen Folgen für Investoren aufgrund unterschiedlicher Refinanzierungszeiträume zu berücksichtigen. Für Bestandsanlagen oder Anlagen mit Umrüstungs- oder Modernisierungsbedarf bedeutet die Verortung im dezentralen Teil voraussichtlich ein höheres Refinanzierungsrisiko (Preisvolatilität bei Kapazitätszertifikaten) als im ZKM. Auch für Speicher wäre zu entscheiden, in welchem Segment eine höhere Anreizwirkung realisiert wird. Unklar bleibt vor allem, inwieweit KWK-Anlagen und H<sub>2</sub>-Umrüstungen in die vorgeschlagenen Optionen integriert werden können, was aus Sicht des BDEW notwendig ist.

Der KKM ist das komplexeste Modell unter den vorgestellten Optionen. Er basiert auf zwei bereits komplexen Modellen, deren Interaktion schwer prognostizierbar ist und geregelt werden muss. Somit besteht eine höhere regulatorische Irrtumswahrscheinlichkeit. Allein die Administration der zentralen Komponente würde einen erheblichen Aufwand verursachen. Darüber hinaus müssen für die Einbeziehung des dezentralen Anteils im KKM ein Zertifikatemarkt

aufgebaut, Zertifikate spezifiziert, Pönalen festgelegt und sowohl die Zertifikate als auch die abschaltbaren Lasten bei EVUs und Erzeugern überprüft werden. Diskutiert werden muss, inwiefern im dezentralen Teil Präqualifikationsbedingungen für die Emission von Leistungszertifikaten notwendig und anwendbar sind.

Die Anrechenbarkeit der Zertifikate aus den zentralen Ausschreibungen und weiterer Fördermechanismen (z.B. EEG, KWKG) ist von entscheidender Bedeutung, damit die Bilanzkreisverantwortlichen genau wissen, welchen Anteil ihrer Höchstlast sie im DKM besichern müssen. Davon ausgenommen ist die Selbsterfüllung, bei welcher die Vorgaben und Überprüfbarkeit der Selbsterfüllung noch ausgestaltet werden müssen. Die detaillierte Ausgestaltung zur Anrechenbarkeit der Zertifikate aus der zentralen Ausschreibung ist komplex. So ist bspw. beim Abschlagsmodell keine einfache quotale Berechnung möglich, da sich die Gesamtmenge der Zertifikate erst durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergibt. Beim Handelsmodell – bei dem der KKM-Administrator der zentrale Anbieter ist – muss allen Marktteilnehmern ein transparentes Verfahren bekannt sein, das eindeutig festlegt, wer, wie und zu welchem Preis die Zertifikate handelt. Eine nachträgliche Anpassung des Verfahrens ist in jedem Fall schwierig.

Eines der Hauptprobleme des KKM ist der Marktanteil des Staates am dezentralen Kapazitätsmarkt. Der Marktanteil steigt mit zunehmendem, über die zentrale Komponente angereiztem, Neubau sukzessive an. Eine weitere signifikante Erhöhung ergäbe sich, wenn, wie im Konzeptpapier angedacht, auch weitere vom Kapazitätsmarkt ausgeschlossene Kapazitäten (z.B. geförderte Kapazitäten (EE, KWK) und Kohleanlagen) vom Staat vermarktet würden. Dies hieße, dass der noch auszugestaltende KKM-Administrator in den Anfangsjahren zum dominanten Marktakteur auf dem Zertifikatemarkt werden würde.

Es müsste vorab analysiert werden, welche Auswirkungen die Verzahnung von DKM und ZKM auf die Preisbildung haben wird. Bei der Überführung der Zertifikate aus dem zentralen in den dezentralen Teil muss geklärt werden wer, zu welchem Preis die Zertifikate verkauft. Es darf durch diesen Verkauf zu keiner Verzerrung auf dem DKM kommen.

Ein weiteres Risiko des KKM besteht darin, dass durch einen zu hohen Bedarf in der zentralen Auktion zu viele Zertifikate ausgegeben werden bzw. die durch die Verbraucher zu beschaffende Zertifikatsmenge zu stark reduziert wird. Hierdurch könnten sämtliche Zertifikatspreise gedrückt werden. Dies hätte zur Folge, dass Altanlagen sowie Neuanlagen mit kürzeren Refinanzierungszeiträumen weniger Finanzierung erhalten, möglicherweise früher als ökonomisch sinnvoll vom Netz genommen werden oder zu geringe Investitionsanreize für Flexibilitäten bestehen.

Darüber hinaus ist ausführlich zu evaluieren, welche Vor- und Nachteile eine ex-post bzw. ex-ante Bestimmung oder eine Mischung der beiden bei der Beschaffung der Zertifikatsmenge im dezentralen Teil haben. Hier sollte zudem überprüft werden, welche Lehren man aus dem französischen KM ziehen kann.

Eine Herausforderung liegt außerdem in dem möglicherweise zurückhaltenden Marktverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) im DKM. Es kann sein, dass dieses Marktverhalten dazu führt, dass Innovationen nicht ausreichend einbezogen werden.

Da im dezentralen Kapazitätsmarkt von den Kapazitätsnutzern Zertifikate gekauft werden müssen, werden die Kapazitätskosten über die entstehenden Erlöse gedeckt und verursachungsgerecht allokiert; dieser Teil des KKM benötigt zwar keine staatliche Unterstützung oder anderweitige Refinanzierung, die Kosten werden jedoch unmittelbar von den Endkunden zu tragen sein.

Es bestehen zum KKM keine empirischen Erfahrungen. Ob ein liquider Markt für Kapazitätszertifikate zu Stande kommt – was für ein effizientes Funktionieren des KKMs Voraussetzung ist – ist aktuell kaum abzuschätzen. Hier können schon unabsichtliche Regulierungsfehler den Markt austrocknen lassen.

Zu diskutieren ist inwiefern die gleichen De-rating-Faktoren KKM übergreifend angewendet werden sollten und ob im dezentralen Teil überhaupt ein De-rating notwendig ist. Des Weiteren schlägt der BDEW vor ein anlagenscharfes, bzw. ein Self-De-rating zu prüfen.

Der KKM kann die Vorteile des ZKM und des DKM verbinden, sofern es gelingt, das ineinander greifen der Modelle praktikabel und möglichst einfach auszustalten. Andernfalls besteht die Gefahr, dass der KKM die Nachteile der beiden Modelle vereint. Bei der Ausgestaltung des KKM ist darauf zu achten, Überkomplexität zu vermeiden und Risiken bei der Verschneidung zu adressieren. Zu große Komplexität zöge unter anderem eine langwierige beihilferechtliche Prüfung nach sich und würde die Einführung eines KM verzögern, wie auch die praktische Umsetzung erschweren oder behindern. Der BDEW begrüßt im Grundsatz eine frühzeitige Festlegung auf einen KM, um bis zur Einführung im Jahr 2028 die Ausgestaltung im Detail diskursiv zu erörtern, weist aber erneut auf das Modell des integrierten Kapazitätsmarktes hin.

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

Aus Sicht des BDEW widersprechen sich ZKM und KMS grundlegend, da der KMS auf Knappheitspreissignalen beruht, um in diesen Preisspitzen das missing-money zu erwirtschaften. Der ZKM stellt jedoch einen Markt bereit, um dieses separat zu erlösen. Solange Investoren Hoffnung auf eine gesicherte Zahlung in einem ZKM haben können, werden sie sich mit Investitionen auf der Basis eines KMS zurückhalten, weil eine marktlich getragene Investition immer risikanter ist als eine Absicherung.

Ein Vorteil des Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS) gegenüber des DKM ist die rein marktliche Implementierung, die daher keiner beihilferechtlichen Genehmigung bedarf. Bei gelungener Ausgestaltung erfolgt zudem eine unkomplizierte Einbindung von Flexibilität (siehe [Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, S. 56](#)). Aus Sicht des BDEW fehlt jedoch der entscheidende Nachweis einer funktionierenden Schnittstelle zwischen den beiden Systemen ZKM und KMS. Bislang liegt für die Kombination aus ZKM und KMS keine hinreichende Beschreibung vor. Darüber hinaus erachtet der BDEW das Modell als noch komplexer als einen KKM und im Hinblick auf die Versorgungssicherheit als unsicherer.

Aus Sicht der BKVs bzw. EVUs müssen sich bei der Ausführung der Hedgingverpflichtung Aufwand und Nutzen die Waage halten. Es ist unklar, inwiefern BKVs im KMS einen Nutzen generieren können.

Bei der Ausgestaltung der Kombination aus KMS und ZKM sind je nach Ausgestaltung des Mechanismus die im ZKM erforderlichen Definitionen der Präqualifikationsbedingungen und das De-Rating als kritisch anzusehen, da Anlagenbetreiber im KMS die gesicherte Leistung in Knappheitssituationen selbst beurteilen. Die Einschätzung, ob eine Knappheitssituation vorliegt und wie hoch der Bedarf in dieser ist, kann von einem einzelnen Betreiber jedoch nicht umfassend vorgenommen werden.

Auch der KMS bedeutet hohen administrativen Aufwand: Er ist eine konkrete Realisierung der Vorgaben in Art. 18a BMRL, die über den europarechtlich geforderten Rahmen hinausgeht. Eine komplexe Überwachung der Einhaltung und Pönalisierung, die Schaffung von Handelsprodukten sowie der Aufbau eines Risikomanagements ist notwendig und er stellt durch die Verpflichtung auf einen bestimmten Typ von Derivat einen direkten Eingriff in die Unternehmensstrategie dar. Der Handel mit derartigen Derivaten wurde 2015 bereits von der EEX eingeführt und mangels Nachfrage wieder eingestellt. Diese Produkte gelten als sehr komplex und sind außerdem als Finanzinstrumente zu bewerten, für die noch dazu ein besonderes Risikomanagement erforderlich ist. Gerade für kommunale Versorger ist der Handel mit komplexen Finanzinstrumenten in der Regel durch die jeweiligen Gemeindesetzungen der Länder teilweise nicht erlaubt.

## 2.6 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

Aus Sicht des BDEW ist hervorzuheben, dass angesichts des umfassenden Eingriffs in das bestehende Marktdesign durch einen Kapazitätsmarkt eine detaillierte Darlegung der Gründe und Ziele für die gewählte Ausgestaltung sowie eine Konsultation mit den Beteiligten erforderlich ist. Nach Analyse der vielfältigen Ausgestaltungsmöglichkeiten und Abwägung von Aufwand und Nutzen halten wir den integrierten Kapazitätsmarkt für die beste Option.

- › Die Festlegung auf diesen KM könnte den Weg für einen schnellen Einstieg in die Diskussion um die passende Ausgestaltung ebnen. Der BDEW begrüßt, dass im Laufe dieses Jahres eine Entscheidung getroffen und eine zeitnahe Implementierung angestrebt wird.
- › Wichtig bei allen Optionen ist, dass die ohnehin schon bestehende administrative Belastung auf Behördenseite, wie auch für die Energievertriebe nicht weiter zunimmt. Das Zielsystem sollte daher schlank und daten- und nachweisarm sein. Eine schnelle beihilferechtliche Genehmigung ist von zentraler Bedeutung.
- › Bei allen KM mit zentralem Teil ist es unausweichlich, die auszuschreibende Menge in einem transparenten Konsultationsverfahren gemeinsam mit der Branche zu bestimmen.
- › Es ist in allen KM zu prüfen, inwiefern eine lokale Komponente integriert werden kann. Darüber hinaus muss in jedem KM die Rolle von Aggregatoren, welche Flexibilitäten bündeln, berücksichtigt werden.
- › Für Vertriebe ist es wichtig, mittel- bis langfristig insbesondere bei den SLP-Kunden konstante Kostenbestandteile in die Preisbildung einbeziehen zu können. Unsicherheiten bei Kostenbestandteilen führen zu Risikoaufschlägen und höheren Preisen für Endkunden. Insbesondere ist darauf zu achten, dass eine Änderung der Umlagenhöhe kein Sonderkündigungsrecht auf Seiten der Kunden auslöst, insbesondere im Bereich Haushalt und Kleingewerbe, sondern wie eine Änderung von Steuern und Abgaben behandelt wird.
- › Des Weiteren wird im Optionenpapier das Zusammenwirken von KWSG und KM nur am Rande angesprochen, jedoch ohne detaillierte Erläuterungen. Es wäre wünschenswert, wenn aufgezeigt würde, wie notwendige Projekte im Rahmen des KWSG und anderen Fördermechanismen auch in einem Kapazitätsmechanismus ohne Doppelförderung berücksichtigt werden können. Angesichts des Kohleausstiegs betont der BDEW, dass es einen schnellen Ausschreibungsstart durch das KWSG geben muss. Eine Besicherung der Versorgung übergangsweise über die Reserven ist keine Option. Ebenso ist unklar, inwiefern KWK-Anlagen, die neben der Versorgungssicherheit im Stromsektor auch die

Spitzenlast in einem dekarbonisierten Wärmesystem abdecken, und H<sub>2</sub>-Umrüstungen in die vorgeschlagenen Optionen „integriert“ werden sollen. Aus BDEW-Sicht ist das zwingend erforderlich.

- › Im Hinblick auf die Resilienz des gesamten Energiesystems und die Realisierung der Wärmewende sind steuerbare Stromerzeugungsanlagen mit Wärmeauskopplung im unteren Leistungsbereich, z.B. BHKW > 5 MW, ein wichtiger Bestandteil. Kurzfristig muss in diesem Segment die Investitionssicherheit über das KWKG hergestellt werden. Der BDEW hat zusammen mit anderen Energieverbänden konkrete Vorschläge dafür unterbreitet.
- › Der BDEW begrüßt die europäische Einbettung und grundsätzliche wettbewerbliche Ausrichtung der Vorschläge für das Strommarktdesign, z.B. die weitere Nutzung der Merit Order für die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes oder die Nutzung von unverzerrten Preissignalen, damit diese ihre Steuerungswirkung sowohl in Richtung der Stromverbraucher als auch der Stromerzeuger entfalten können.
- › Mit dem angestrebten Verkehrswachstum auf der Schiene und dem damit verbundenen Anstieg des Strombedarfs werden steuerbare Kraftwerksleistungen für die Bahn gerade auf stark frequentierten Hochleistungskorridoren und in Ballungsgebieten erheblich an Bedeutung gewinnen. Aus Gründen der Versorgungssicherheit kann sich die Bahnstromversorgung nicht ausschließlich auf den Strombezug aus der öffentlichen Stromversorgung verlassen. Daher sollte bei der Ausgestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns auch der Bahnstrom im Blick behalten werden, denn er kann bei geeigneten Rahmensetzungen flexibel steuerbare Kraftwerksleistung – perspektivisch klimaneutral – an verschiedenen Standorten anbieten und damit seinen Beitrag zur Versorgungssicherheit und zum Gelingen der Energie- und Verkehrswende leisten.
- › Ausschlaggebend ist, dass bei Ausschreibungen im Kapazitätsmarkt Marktverschlüsse vermieden und die Ausübung von Marktmacht verhindert werden.
- › Um die Teilnahme an den KWSG-Ausschreibungen nicht zu verzerren, bietet sich an, vor der ersten Ausschreibung das Marktdesign für den KM festzulegen.

Aus Sicht des BDEW ist ersichtlich, dass sämtliche Lösungsansätze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unterschiedliche Vor- und Nachteile aufweisen. Das Ziel muss folglich darin bestehen, den Mechanismus mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis zu identifizieren, mit möglichst geringer Komplexität umzusetzen und entsprechend der vorher definierten Zielsetzung auszustalten. Nach unserer Überzeugung ist dies nur mit dem integrierten Kapazitätsmarkt erreichbar. Darüber hinaus betont der BDEW die Bedeutung einer vollständigen

Komplettierung der Instrumente zur Versorgungssicherheit durch eine Reserve, wie auch im Papier angedacht.

### 3 Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

#### 3.1 Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft?

Aus Sicht des BDEW geht die Abgrenzung zwischen lokalen Signalen und Flexibilitäten aus dem Papier des BMWK nicht eindeutig hervor. Nach dem Verständnis des BDEW dienen lokale Signale dazu Flexibilitäten anzureizen und nutzen zu können. Das Nutzen von Flexibilitäten im Strommarktdesign der Zukunft ist ein wesentlicher Beitrag für ein gesamtheitlich effizientes System. Die lokalen Signale sind (monetäre) Anreize, um Investitionen, aber auch konkret Erzeugung und Verbrauch örtlich und zeitlich so zu steuern, dass sie gut ineinander greifen.

Zwei Prämissen definieren den Rahmen:

- › Die Beibehaltung der einheitlichen Stromgebotszone.
- › Der zügige Netzausbau ist Garant für einen funktionierenden Strommarkt und einen sicheren Netz- und Systembetrieb.

Flexibilitäten, die durch lokale Signale angereizt und genutzt werden können, müssen den Netzausbau ergänzen, können ihn aber nicht ersetzen. In dieser ergänzenden Rolle können sie, gleichwohl einen wichtigen Beitrag leisten, um das Netz nicht bis auf das letzte Kilowatt ausbauen zu müssen. Das Nutzen von Flexibilitäten durch lokale Signale kann auch Lösungen zur Reduzierung von Engpässen für die Zeiten bieten, in denen der Netzausbau noch nicht wie erforderlich erfolgt ist.

Vor diesem Hintergrund unterstützt der BDEW, dass lokale und regionale Netzengpasssituationen, deren Relevanz zukünftig noch zunehmen wird, durch das Setzen lokaler Signale verringert werden sollen. Im Zuge der fortschreitenden Dezentralisierung der Stromerzeugung mit einem höheren Grad an Volatilität sind lokale Signale ein adäquates Mittel, um system- und netzdienliche Investitionen und Verhalten zu ermöglichen bzw. entsprechende Anreize dazu zu setzen. Dabei ist sorgfältig zu differenzieren, dass lokale Signale sich zum einen auf die geographische Netztopologie, zum anderen auf die Hierarchie der verschiedenen beziehen, die jeweils koordiniert werden müssen.

Das Thema lokale Signale wird im Papier weit gefasst, sowohl in Bezug auf die Definition von „lokal“ als auch auf mögliche Signale. Zum einen können lokale Signale darauf abzielen, Investitionsanreize zu setzen, um neue Verbraucher, Stromspeicher oder Erzeuger bei der Standortwahl zum Beispiel im Sinne der Netzdienlichkeit anzureizen. Zum anderen können lokale Signale die konkrete Fahrweise bestehender Erzeuger, Speicher und Verbraucher anreizen.

Lokale Signale können Einflüsse auf bestehende Märkte haben und Wechselwirkungen und Nutzenkonkurrenzen können entstehen. Daher ist die Koordinierung der jeweiligen

Instrumente besonders relevant, um insbesondere die Einflüsse solcher Instrumente auf alle Marktsegmente zu adressieren und die „richtigen“ Anreize zu setzen.

Bei Investitionsanreizen durch lokale Signale muss die durch den fortschreitenden Netzausbau und durch Anpassungen auf Verbraucherseite bedingte Entwicklung der Engpasssituation beachtet werden. Daher ist es aus Sicht des BDEW von großer Bedeutung, das Gesamtsystem eng im Blick zu haben (siehe [Positionspapier](#) vom Juli 2024). Insofern lokale Signale nicht auf Investitionsentscheidungen an netzdienlichen Standorten gerichtet sind, sondern den dynamischen Einsatz bestehender Ressourcen betreffen, muss die technische und prozessuale Umsetzbarkeit im Netz zwingend beachtet werden. So müssen als erstes die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Mess- und Steuerbarkeit der Netzengpasssituationen, der EE- und auch der Verbrauchseinrichtungen geschaffen und bestehende Technik qualitätsgesichert werden.

Die Digitalisierung der Stromnetze hat demnach -Priorität. Die notwendige Steuerbarkeit und die Einführung dynamischer Tarife sind an den Smart Meter-Rollout geknüpft, vor diesem Hintergrund müssen zunächst die gesetzlichen Rahmenbedingungen verbessert werden. Dazu müssen

- › Anforderungen an die technischen Funktionalitäten auf das Notwendige beschränkt werden und Vereinfachungen der Prozesse, beispielsweise bei der sicheren Lieferkette, endlich zügig umgesetzt werden.
- › Energiewende-relevante Kundengruppen, wie flexible Haushaltskunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, PV-Aufdachanlagen und/oder Heimspeichern, vorrangig mit intelligenter Technik ausgestattet werden.
- › Neben der technischen Umsetzbarkeit auch die prozessuale Umsetzbarkeit z.B. mit Blick auf die notwendigen Marktprozesse im Massenmarkt beachtet werden.
- › Transparenz bzgl. der Ausgestaltung und Berechnung der differenzierten Netzentgelte gewahrt werden.

Möglichen Anreizen über flexible Tarife und einer Überprüfung der Netzentgelstruktur steht der BDEW grundsätzlich offen gegenüber. Hier ist jedoch zum einen eine Beachtung der Nutzenkonkurrenz wichtig: Eine Flexibilität kann zu einem bestimmten Zeitpunkt nur einem Zweck dienen (Markt, Netz oder System), die Anforderungen müssen dabei nicht gleichgerichtet sein. Im Falle gegenläufiger Signale ist eine Priorisierung netzdienlicher Flexibilität, sofern ihr Einsatz aufgrund von Netzengpasssituationen erforderlich wird, unabdingbar; diese Priorisierung ist bei rein monetären Signalen (Stromtarif, Netzentgelt) voraussichtlich schwer abzubilden. Daher muss der Anschlussnetzbetreiber auch zukünftig im Fall einer drohenden

Netzüberlastung steuernd eingreifen können. Zum anderen müssen Kosten und Nutzen im Blick behalten werden und die Komplexität sollte so gering wie möglich gehalten sein.

Regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte können dabei zukünftig je nach Ausgestaltung sinnvolle Anreize für ein netz- bzw. systemdienliches Verbrauchsverhalten darstellen. Ihre Einführung geht aber mit erheblichen Ausgestaltungs- und Umsetzungskomplexitäten einher. Zum Beispiel erfordern sie entsprechende technische Standards im Netz und auf Kundenseite, die derzeit nicht flächendeckend gegeben sind, aber eine Voraussetzung für die Umsetzung sind. Zudem ist im Einzelfall noch offen, welche realen netzdienlichen Wirkungen flexible Netzentgelte haben, insbesondere wenn andere Preissignale z.B. der Commodity-Preis gegenläufige Anreize setzen.

Grundsätzlich muss jeder Schritt in Richtung einer Flexibilisierung der Netzentgelte den Prinzipien der Kostenreflexivität, Marktneutralität, Erlösstabilität- und Planbarkeit, Verständlichkeit, Nachvollziehbarkeit und Einfachheit gerecht werden. Auch die Verteilungswirkung der Netzentgelte auf alle Kundengruppen ist zu berücksichtigen. Dynamische Netzentgelte müssten so gestaltet sein, dass die sichere Versorgung für Kunden und die notwendige Finanzierung der Netze gewährleistet sind.

Flexible Lasten werden in Zukunft einen Beitrag zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen leisten müssen. Der BDEW begrüßt, dass sich die Bundesregierung der Frage annimmt, wie hierfür entsprechende Rahmenbedingungen aussehen könnten. Die über den bestehenden Redispatch 2.0 für Erzeugungsanlagen geschaffene Prozesswelt bietet hierfür sinnvolle Anknüpfungspunkte (u.a. Netzbetreiberkooperation Connect+). Um eine Einbindung von Lastflexibilität zu ermöglichen, müssen die bestehenden Redispatch 2.0-Prozesse für Erzeugungsanlagen optimiert und bestehende Umsetzungsschwierigkeiten behoben werden. Hieran arbeiten Bundesnetzagentur und Branche bereits im Rahmen eines laufenden Festlegungsverfahrens. Gleichzeitig kann eruiert werden, ob und wie flexible Lasten ergänzend eingesetzt werden können. Zu beachten ist dabei, dass insbesondere bei lokalen Flexibilitätsmärkten in unteren Spannungsebenen Umsetzungsschwierigkeiten in Sachen Liquidität und räumlicher Enge der jeweiligen Märkte bestehen. Bei der marktlichen Einbindung von Lasten ins Engpassmanagement ist außerdem das Potenzial strategischen Bieterverhaltens (Inc-Dec-Gaming) zu berücksichtigen. Dieses Risiko muss in möglichen Umsetzungsüberlegungen adressiert und weitgehend ausgeschlossen werden, darf die Überlegungen aber nicht bereits im Grundsatz ersticken. Bei den Überlegungen sollte besonders auf bestehende Branchenerfahrungen aus Forschungsprojekten (z.B. SINTEG und Kopernikus) zurückgegriffen werden. Dazu können großflächige Pilotprojekte in einzelnen Netzgebieten, unterstützt durch BMWK und Bundesnetzagentur inkl. Kostenanerkennung, weitere Erkenntnisse für die effektive Nutzung von Lasten im Engpassmanagement liefern.

Aus Sicht des BDEW ist es auch wichtig, den Ausbau einer Speicherinfrastruktur durch lokale Signale voranzubringen. Stromspeicher können mit ihrer Fähigkeit, sowohl ein- als auch auszuspeisen – und über die Konservierung von Energie hinaus – erheblich zur Stabilität in der Stromversorgung beitragen und sind daher für die Energiewende unverzichtbar. So können beispielsweise durch regional differenzierte Baukostenzuschüsse Anreize zur Wahl eines günstigen Netzanschlusspunktes insbesondere für flexible Stromspeicher gesetzt werden. Daher sollten Anpassungen der Regelungen zu Baukostenzuschüssen bei Stromspeichern Anreize für eine netzdienliche Standortwahl beinhalten und diese honorieren. Voraussetzung sind allerdings einfache und objektive Kriterien sowohl für Netz- als auch Speicherbetreiber.

Grundsätzlich spricht sich der BDEW mit Blick auf die anstehenden Herausforderungen für das bewährte Motto „vom Groben ins Feine“ aus, bei dem der Fokus auf einfache und praktikable Lösungen gelegt werden sollte. Diese können bedarfsgerecht im Zeitablauf entsprechend den Bedarfen und Prioritäten iterativ weiterentwickelt werden. Ein solch agiles Vorgehen ermöglicht es, fokussiert die begrenzten Ressourcen zu nutzen, Lerneffekte zu berücksichtigen und auch schnelle Lösungen zu ermöglichen.

### **3.2 Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale?**

Mit Blick auf Anreize für Investitionsentscheidungen sind auch die Grenzen lokaler Signale zu beachten. Wenn sich im Zeitverlauf die Engpässe verändern, bspw. bei Veränderung der Entgelte, hat dies Einfluss auf die Investition, bzw. den „Business Case“.

Bei der Einführung lokaler Signale ist jeweils zu beachten, welche konkreten Voraussetzungen dafür erforderlich sind. Das betrifft die technischen und prozessualen Voraussetzungen (insbesondere weitere standardisierte Digitalisierung der Verteilnetze und der Messeinrichtungen), die zunächst geschaffen werden müssen. Davon abhängig ist, wie kurzfristig das Signal eingeführt werden kann. Der BDEW hat im August 2024 einen Vorschlag zur Einführung kurzfristiger Maßnahmen vorgelegt ([Dringende Kurzfristmaßnahmen für mehr Erneuerbare Energien im Netz und im Markt](#)).

#### **3.2.1 Vorteile der Optionen:**

##### **Vorteile Option 1: Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte**

- › Grundsätzlich stimmt der BDEW zu, dass Potenzial besteht, um sinnvolle und systemdienliche Anreize über Netzentgelte zu bieten. Dabei ist insbesondere für die Integration flexibler Verbraucher oder zuschaltbarer Lasten eine Überprüfung der Netzentgeltsystematik geboten. Es ist richtig zu hinterfragen, an welcher Stelle die heutige Netzentgeltsystematik der Netz- aber auch Systemdienlichkeit entgegenwirkt und dementsprechende Korrekturen vorzunehmen.
- › Differenzierte Netzentgelte könnten auch einen Beitrag für die Steuerung der Nachfrageseite in Regionen mit netzbedingten Überschüssen darstellen.
- › Die vorgeschlagenen Maßnahmen sind grundsätzlich mit der aktuellen Systematik kompatibel.
- › Bei der Entwicklung zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte kann auf Erfahrungen aus der Umsetzung der Festlegung nach § 14a EnWG zurückgegriffen werden und Schlussfolgerungen für eine weitere Flexibilisierung der Netzentgelte können gezogen werden.

##### **Vorteile Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen**

- › Die Europäische Kommission postuliert in ihrer Empfehlung vom 13. Mai 2024 zur Gestaltung von Auktionen für erneuerbare Energien eine stärkere Einbeziehung „nicht-preislicher“ Komponenten bei der Förderung von erneuerbaren Energien. Die lokale Komponente und die Integration des Energiesystems werden hier bewusst als mögliche

Elemente genannt. Vor diesem Hintergrund sind entsprechende Kriterien zur regionalen Steuerung auch von Erneuerbaren Energien zu erwarten.

- › Die Instrumente sind v.a. in Hochlaufphasen in geeigneter Ausgestaltung sinnvoll. Bspw. da im Rahmen des Markthochlaufs von Wasserstoff Elektrolysezubau in großen Teilen nur mit Förderung möglich ist, ist dieses Instrument für diese Technologie besonders prädestiniert. So sind die geplanten Ausschreibungen im § 96 WindSeeG positiv hervorzuheben. Es gilt jedoch, dieses Instrument auch aktiv zu nutzen.
- › Zudem ist zu unterstützen, dass bei Förderprogrammen, sofern sinnvoll, Netzdienlichkeit als Anforderung mitgedacht wird, da dies tendenziell eine netzdienliche Wirkung dieser Anlagen unterstützt.
- › Die vorgeschlagenen Maßnahmen sind kurzfristig umsetzbar und bieten einen zielgerichteten Investitionsanreiz für die Technologien.
- › Die Verteilungswirkungen im Gesamtsystem werden durch die Maßnahmen beschränkt.

#### **Vorteile Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement**

- › Lasten müssen einen Beitrag zur Vermeidung und Lösung von Engpasssituationen leisten. Daher ist begrüßenswert, dass die Rolle flexibler Lasten im Engpassmanagement stärker berücksichtigt werden soll. Eine marktliche Ausgestaltung würde den Flexibilitäten ein Gebot zu Opportunitätskosten erlauben.
- › Flexible Lasten können das verfügbare Redispatch-Potenzial, bspw. für positiven Redispatch, und so die Kosteneffizienz erhöhen. Das Potenzial wird insbesondere auch dann weiter verfügbar sein und an Bedeutung gewinnen, wenn weniger konventionelle Kraftwerke am Markt teilnehmen.
- › Prognostizierbarkeit, Planbarkeit, Sichtbarkeit und Steuerbarkeit expliziter Flexibilität<sup>1</sup> sind bei der Behebung von Netzengpässen klare Vorteile. Anders als bei Anreizen über z.B. variable Tarife kann hier gezielter mit der Flexibilität geplant werden.
- › Eine Kompatibilität mit bestehenden energiewirtschaftlichen und kommunikationstechnischen Prozessen muss sichergestellt werden, um die Einführung so einfach wie

---

<sup>1</sup> Explizite Flexibilität beschreibt die zugesagte und planbar abrufbare Nutzung flexibler Ressourcen. Implizite Flexibilität beschreibt die (nicht garantierte) Reaktion flexibler Ressourcen auf Preissignale.

möglich zu gestalten. Hierbei kann auf das existierende prozessuale und infrastrukturseitige (z.B. Connect+) Grundgerüst aus Redispatch 2.0 effizient aufgesetzt werden.

- › Die konkrete Ausgestaltung und Weiterentwicklung der Prozesse im Engpassmanagement sollte auf Basis von Praxiserfahrungen und etwaigen Vorarbeiten der Branche erfolgen.
- › Die Nutzung flexibler Lasten im Rahmen des Engpassmanagements kann in großflächigen Pilotprojekten kurzfristig erprobt werden um Ausgestaltungsoptionen, Implikationen und wirtschaftliche Effekte zu untersuchen. Hierbei sind jedoch aktuelle Weiterentwicklungsprozesse im Redispatch 2.0 zu beachten.

### 3.2.2 Nachteile der Optionen:

#### Nachteile Option 1: Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte

- › Das Instrument zeitlich differenzierter Netzentgelte als alleiniges Instrument kann die lokale Überlastung fester Netzinfrastruktur nicht sicher vermeiden.
- › Jede Anpassung in den Netzentgelten und in der Netzentgeltsystematik kann sich an anderer Stelle auf viele Kunden auswirken. Eine Reduzierung der Netzentgelte für eine Kundengruppe führt zu einer Erhöhung bei anderen Kundengruppen. Darüber hinaus bleibt offen, wie regional bzw. lokal und zeitlich differenziert werden würde. Zu kleinteilige Regelungen sind prozessual, sehr komplex und entsprechend äußerst aufwändig in der Umsetzung. Damit stünde das Nutzen-Aufwand-Verhältnis in Frage.
- › Die Reduzierung von Netzentgelten in bestimmten Zeiten/Regionen kann die Netzentgelte in den übrigen Zeiten/Regionen erhöhen, was besonders für wenig flexible Kunden nachteilig ist. Dies kann zu ungewollten Verteilungseffekten führen, muss aber mit evtl. reduzierten Netzbetriebskosten (Redispatch) verglichen werden.
- › Potenziell könnten neue Leistungsspitzen beim Anschlussnetzbetreiber am Umspannwerk durch flexible Fahrweisen von (Groß-)kunden entstehen.
- › Je nach Ausgestaltung können mit differenzierten Netzentgelten sowohl erhebliche Umsetzungsaufwände als auch Erlösrisiken für Netzbetreiber verbunden sein.
- › Zeitlich bzw. regional differenzierte Netzentgelte sind für einen Teil der großen Anbieter von Flexibilität nicht relevant. Beispielsweise sind Batteriespeicher und Elektrolyseure aktuell nach Anforderungen der Übergangsregelung des § 118. Abs 6 EnWG von Netzentgelten befreit. Bei Einführung von differenzierten Netzentgelten müssen solche Befreiungstatbestände jedoch berücksichtigt und zunächst der Fokus auf (Groß-)Verbraucher gelegt werden.
- › Insgesamt stellt sich die Frage, wie eine stärkere Differenzierung der Netzentgelte mit der angestrebten regionalen Wälzung von energiewendebedingten Mehrkosten zwischen den Netzbetreibern im Zielbild kompatibel ist.

#### Nachteile Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen

- › Eine regionale Steuerung der Förderprogramme wirkt nur für geförderte Anlagen und ist daher in seiner Wirkung begrenzt.
- › Bei Flexibilitäten wie z.B. Elektrofahrzeugen sind die Einsatzentscheidungen wichtiger als der Standort.

- › Insbesondere die faire und transparente Ausgestaltung von reinen Bonus-Malus Systemen ist schwierig und kann Marktverzerrungen hervorrufen.
- › Es besteht ein Risiko für Fehlsteuerungen und mögliche Innovationsbeschränkungen, die den Fortschritt hemmen könnten. Dies umfasst insbesondere den Wärmesektor; so sind hier die Dekarbonisierungsalternativen begrenzt und eine regionale Komponente kann bspw. bei (Groß-)Wärmepumpen den Technologiehochlauf bremsen.
- › Die regionale Steuerung von Förderprogrammen wurde in der Vergangenheit bereits mehrfach umgesetzt (z.B. Biomethanverstromung in Süddeutschland). Bisher hatte das Instrument jedoch größtenteils nur eine geringe Wirkung, u.a. aufgrund der Bedeutung anderer Standortfaktoren.

#### **Nachteile Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement**

- › Aktuell bestehen noch Umsetzungsherausforderungen im bestehenden Redispatch 2.0-Prozess für Erzeugungsanlagen. Vor diesem Hintergrund entwickelt die BNetzA die entsprechenden Festlegungen aktuell weiter. Daher ist es notwendig, diesen Prozess unter Einbeziehung aller beteiligten Akteure erfolgreich abzuschließen und die bestehenden Praxishürden zu überwinden und einen stabilen Prozess zu etablieren. Da eine Nutzung flexibler Lasten sich in das bestehende System einfügen muss, ist ein zeitlich abgestimmtes Vorgehen erforderlich.
- › Eine Integration in den kostenbasierten Redispatch erscheint nur schwer möglich, da eine objektive Kosteneinschätzung für Lasten nicht möglich ist. Lasten müssen daher in der Lage sein, ihre individuellen Opportunitätskosten in einen marktlichen Redispatch-Mechanismus zu bieten.
- › Die im Optionenpapier beschriebenen Risiken bezüglich strategischer und engpassverschärfender Verhaltensweisen bei Flexibilitätsanbietern (Inc-Dec-Gaming) stellen ein Problem dar, für das Lösungen entwickelt werden müssen. In der Ausgestaltung einer Einbindung flexibler Lasten ins Engpassmanagement muss dies umfassend adressiert und so weit wie möglich ausgeschlossen werden. Hierbei sollte auf die Erfahrung aus (Pilot-)Projekten auf nationaler (SINTEG), aber auch europäischer Ebene zurückgegriffen werden, insb. weil marktbasierter Redispatch das Europäische Standardmodell für Engpassmanagement darstellt (Art. 3.2 BMVO).
- › Durch Praxiserkenntnisse kann die Effektivität flexibler Lasten bei der Behebung realer Engpässe getestet und abgeschätzt werden. Das gilt entsprechend auch für die wirtschaftlichen Effekte für Branche und Netzkunden. Aus diesem Grund sind Pilotierungen unabdingbar und generieren empirische Nachweise.

- › Grundsätzlich ist die Einbindung von Verbrauchern ins Engpassmanagement anspruchsvoll und komplex in der Umsetzung. Es handelt sich eher um eine mittel- und langfristige Option.

### **3.3 Welche Ansätze sehen Sie, um lokale Signale im Strommarkt zu etablieren und sowohl effizienten Einsatz/Verbrauch als auch räumlich systemdienliche Investitionen anzureizen?**

Vorrangregionen sind ein wichtiger Steuerungsimpuls für EE-Anlagen, könnten aber ebenso als Signal für die Ansiedlung von Speichern und Elektrolyseuren dienen. Anders als bei Vorranggebieten für Windenergieanlagen sollten bei möglichen Vorrangregionen für Speicher und Elektrolyseure oder andere Verbraucher netz- und systemdienliche Regionen ausgewiesen werden. Eine netzdienlichere Ausgestaltung der Netzanschlusskosten und Baukostenzuschüsse könnte einen weiteren Anreiz für eine netz- oder systemdienliche Standortwahl darstellen.

Sämtliche angeführten Optionen für die Einbeziehung von Lasten ins Engpassmanagement sollten in Pilotprojekten erprobt und untersucht werden, wobei auf Erfahrung vergangener Projekte wie SINTEG oder Kopernikus zurückgegriffen werden kann. So kann überprüft werden, ob und wie die Berücksichtigung einer marktlichen Komponente in Ergänzung zu einem rein kostenbasierten Konzept als Instrument zur Engpassbehebung sinnvoll umgesetzt werden kann.

Für das Zielbild 2045 sind die vorgebrachten Ideen gut nachzuvollziehen, sie sind aber mit erheblichem, auch zeitlichem, Umsetzungsaufwand verbunden. Wichtig sind aber auch Lösungen, die kurzfristiger wirken und auch von allen Beteiligten (mit überschaubarem Aufwand und Investitionskosten) umgesetzt werden können.

Mit Blick auf effizientere Betriebsanreize sind in erster Linie derzeit bestehende Flexibilitätshemmnisse abzubauen, insb. Bestandsregelungen für die individuellen Netznutzungsentgelte, da dies insbesondere für Lasten auf höheren Netzebenen ein maßgebliches Betriebskriterium darstellt.

Mindestens so wichtig wie lokale Signale für Verbraucher und Speicher ist eine stärkere netzdienliche Steuerung dezentraler Einspeiser. Hierfür müssen besonders Vereinfachungen in der Direktvermarktung gefunden werden. Im Optionenpapier wird dieser Aspekt nicht behandelt.

Alle Instrumente zur Nutzung lokaler Signale sollen neben der Verbesserung der Netzsicherheit auch eine breite Teilhabe von Marktakteuren sicherstellen. Die Vermarktung von Flexibilität (und damit die Reaktion auf die lokalen Signale) obliegt dabei stets dem Flexibilitätsanbieter und deren Vermarktern und Lieferanten.

Aus Sicht des BDEW geht es bei den Maßnahmen nicht um ein Entweder-Oder, sondern darum, alle drei Maßnahmen perspektivisch nebeneinander zu etablieren.

### **3.4 Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren?**

Die Kosten der Energiewende im Blick zu halten, ist wesentlich für die Akzeptanz und das Gelingen der Energiewende. Insofern ist es notwendig, Optionen zu diskutieren, die gesamtheitlich die Effizienz befördern. Dabei sollte das gesamte Energiesystem inklusive anderer Sparten und Energieträger berücksichtigt werden. Diese Optionen können bei bestehenden Netzengpässen wirken, bis der notwendige Netzausbau erfolgt ist oder langfristig den Netzausbau ergänzen.

Bei der Implementierung lokaler Signale ist zu beachten und zu überprüfen, dass es nicht zu ungewollten Fehlanreizen kommt, dies hätte zur Folge:

- › Dass Netz und Markt weiter auseinanderfallen und sich damit die Herausforderungen für den Netzbetrieb erhöhen und lokale Engpässe dadurch verstärkt werden.
- › Dass kurzfristig ansteigende Kosten durch Redispatch entstehen und mit zusätzlichen Kosten für Systemdienstleistungen einhergehen, langfristig ggf. sogar mit wachsendem Netzausbaubedarf, was als Konsequenz steigende Kosten für Endkonsumenten hätte.
- › Dass sich der Druck auf die Teilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone erhöht.

Obig angeführte Risiken treten ungeachtet ungewollter Fehlanreize auch auf, wenn keine lokalen Signale eingeführt werden und alleinig der kostenbasierte Redispatch als Instrument des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes herangezogen wird.

Darüber hinaus können lokale Signale im Strommarkt ein relevantes Koordinierungssignal für die Systemintegration sein. Insbesondere die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur und dessen Nutzung baut auf einer klaren Perspektive zur Verortung der Einspeise- und Entnahmepunkte für Wasserstoff auf. Elektrolyseure und wasserstofffähige Stromerzeugungsanlagen sind hier maßgebliche Schnittstellen zum Stromsektor.

### **3.5 Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren?**

Die Regelung zum Nutzen statt Abregeln nach § 13k EnWG ist ein jüngst eingeführtes Instrument für lokale Preissignale. Die Herausforderung, das richtige Verhältnis von Risikovermeidung und Komplexität zu finden, ist hier sehr deutlich geworden. Mit dem gewählten Modell werden alle Risiken vermieden, was mit hohen Anforderungen zur Teilnahme an diesem Instrument einhergeht. Durch diese hohen Anforderungen besteht jedoch die Gefahr, dass von dem Instrument nicht ausreichend Gebrauch gemacht wird.

Die zur Anwendung kommende Erprobungsphase ist daher essenziell, um den § 13k EnWG und dessen Ausgestaltung bewerten und ggf. verbessern zu können. Bei der Ausgestaltung weiterer Instrumente für lokale Preissignale spricht sich der BDEW für eine stärkere Einbindung der betroffenen Stakeholder aus.

Eine Annäherung an eine umsetzbare Ausgestaltung von lokalen Preissignalen kann vorbereitet werden, indem Ansätze in Form von Reallaboren in Netzgebieten erprobt werden, die heute den Großteil des Redispatch-Volumens ausmachen. Das Netz kann so Knappheitssignale senden. Zentraler Akteur zur Erschließung von Flexibilität ist hier aber – unbundlingkonform – der Lieferant. Netzgesellschaften müssen sich auf Netzausbau, Netzbetrieb und Netzführung sowie die dringend notwendige Digitalisierung konzentrieren.

#### **Ausgestaltungsoptionen Option 1: Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte**

- › Für die Ausgestaltung zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte sollten zunächst Erfahrungen aus der Umsetzung der Festlegung nach § 14a EnWG gesammelt werden. Darauf basierend können diese weiterentwickelt werden.
- › Der BDEW spricht sich bei der Ausgestaltung zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte für ein schrittweises Vorgehen aus. Dieses umfasst folgende Punkte:
  - Es sollte nur ein Teil der Netzkosten über variable Netzentgelte erlöst werden. Der andere Teil könnte beispielsweise über ein eingeführtes Kapazitätsentgelt sichergestellt werden.
  - Bei der regionalen Differenzierung ist ebenfalls ein Vorgehen vom Großen zum Kleinen empfehlenswert. Beispielhaft könnten regional differenzierte Netzentgelte zunächst auf Regionen mit Netzengpässen beschränkt werden.
  - Für die zeitliche Differenzierung sollten zunächst verschiedene Netzentgelte für definierte Zeitfenster, analog zur Umsetzung der Festlegung nach § 14a EnWG, eingeführt werden. Dynamische Netzentgelte sollten erst im letzten Schritt eingeführt werden.

- Differenzierte Netzentgelte sollten zunächst für eine abgegrenzte Kundengruppe eingeführt und Erfahrungen hieraus gesammelt werden. Das von der BNetzA vorgesehene Verfahren für die Einführung flexibler Industrienetzentgelte kann dafür beispielhaft genannt werden.

### **Ausgestaltungsoptionen Option 2: Regionale Steuerung in Förderprogrammen**

- › Berücksichtigung einer lokalen Komponente oder zielgenaue getrennte Ausschreibungen bei der Ausgestaltung eines Kapazitätsmarkts.
- › Berücksichtigung einer lokalen Komponente bei der Weiterentwicklung des EE-Ausschreibungsdesigns sowie weiterer zu fördernder Technologien, insbesondere der Elektrolyse.
- › Ausschreibung von systemdienlicher Elektrolyse nach § 96 WindSeeG.
- › Netzdienliche Ausgestaltung von Baukostenzuschüssen und dauerhafte Befreiung von Netzentgelten für Speicher.
- › Keine regionale Steuerung über Förderprogramme im Wärmesektor.

### **Ausgestaltungsoptionen Option 3: Flexible Lasten im Engpassmanagement**

- › Durch das Aufbauen auf bestehenden energiewirtschaftlichen und kommunikations-technischen Prozessen kann die Einbindung flexibler Lasten ins bestehende System des Engpassmanagements grundsätzlich sichergestellt werden. Voraussetzung hierfür ist, dass die bestehenden Regeln für Erzeugungsanlagen im Redispatch 2.0 ausreichend gut funktionieren.
- › Ein stufenweises Vorgehen auf Basis von Pilotprojekten und mit einer robusten Startlösung wird empfohlen. Dabei sollten negative Implikationen auf bestehende Märkte minimiert und sicherstellt werden, dass frühzeitig Praxiserfahrungen gesammelt werden.
- › Gleichzeitig können die Erfahrungen der Pilotprojekte und weiterer Vorarbeiten der Branche genutzt werden, um branchenübergreifend weitere Überlegungen zur sinnvollen Einbindung von Lasten ins Engpassmanagement zu diskutieren.

### **3.6 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?**

Die Optionen in diesem Handlungsfeld werden noch sehr offen diskutiert. Wir möchten noch einmal den Bedarf an verbindlichen Maßnahmen in naher Zukunft unterstreichen (siehe unser aktuelles [Positionspapier zum Netzanschluss von Großverbrauchern](#) mit konkreten Vorschlägen). Wie bei der Umstellung der EE-Förderung sollten aussichtsreiche Umsetzungsoptionen für Netzentgelte in Reallaboren rasch getestet werden. Lokale Signale sollten sich bei Anlagengruppen wie Elektrolyseure und Stromspeicher auf Anreize für einen systemdienlichen Betrieb im Engpassmanagement (z.B. § 13k EnWG) oder Förderprogramme beschränken.

Der zunehmende Ausbau der Erneuerbarer Energien sowie der Anschluss neuer Verbrauchs einrichtungen stellt Netzbetreiber vor administrative und technische Herausforderungen. Es ist daher weiterhin erforderlich, die Netze auszubauen und den Netzanschluss kontinuierlich zu vereinfachen, die entsprechenden Prozesse zu digitalisieren und zu standardisieren.

Für eine bessere Koordination der Netzanschlussanfragen und eine mögliche Lenkung der Netzkunden, sollten Netzbetreiber Informationen über die in ihrem Netzgebiet verfügbaren Kapazitäten veröffentlichen. Eine konkrete Ausgestaltung solcher Veröffentlichung bezüglich des Detailgrades (z.B. betroffenen Spannungsebenen, Granularität der Regionen, etc.) und der Differenzierung sollte in einem gemeinsamen Prozess mit der Branche und den Netzbetreibern ausgearbeitet werden. Reservierte, aber nicht genutzte Kapazitäten sollten verfügbar gemacht werden können.

Vor der konkreten Ausgestaltung und Operationalisierung lokaler Signale, braucht es daher langfristig planbare Korridore bzw. Netzkapazitäts-Ziele, auf deren Basis die Notwendigkeit des Umfangs lokaler Signale oder Leistungsbegrenzungen abgeleitet werden kann. Erst dann ist eine konkrete Ausgestaltung lokaler Signale seriös möglich. Hierfür können die Netzausbau pläne der Verteilnetzbetreiber sowie der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen werden. Die bisherige Vorgehensweise, die Netzausbauziele weitgehend unbeachtet zu lassen und an Stelle dessen lokale Signale auszugestalten, erscheint weder sinnvoll noch zielführend.

Zu bedenken gilt, dass sich implizite und explizite Signale gut ergänzen können und die Optionen nicht als ausschließlich verstanden werden sollten. Eine wichtige und im Papier nicht genannte Herausforderung bei den sog. dynamischen Netzentgelten ist, dass der Bedarf für Werkzeuge zur Engpassbehebung, die mit einer echten Steuerbarkeit seitens Netzbetreiber einhergehen, dadurch nicht vollständig ersetzt werden kann.

Es ist hervorzuheben, dass es ein gewisses Volumen an Redispatch immer geben wird, gerade bei einem immer volatiler werdenden Stromsystem. Daher ist Redispatch als integraler Be standteil in einem „Strommarktdesign der Zukunft“ anzusehen und nicht als Fehler im System.

Daher gilt es, das bestehende Redispatch-System kontinuierlich weiterzuentwickeln. Auch eine Gebotszonenneukonfiguration wird den Redispatch-Bedarf nicht vollständig reduzieren können.

Die im Optionenpapier vorgeschlagenen Instrumente weisen stellenweise einen kurzfristigen Fokus auf. So sollte der Fördermittelbedarf für bestimmte Technologien nur temporär sein, andererseits können sich die Netzentgelte perspektivisch weiter verändern.

Bei allen Optionen ist immer die Komplexität und das Kosten-Nutzen Verhältnis im Blick zu halten und es dürfen etwaige behördliche Prüfungsaufgaben nicht auf die Netzbetreiber verlagert werden.

Die aufgezeigten Optionen sind immer als Ergänzung und Optimierung zu verstehen, können die Notwendigkeit eines schnellen, gezielten und umfangreichen Netzausbau aber nicht verhindern und sollten nicht als dessen Ersatz verstanden werden.

## 4 Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

### 4.1 Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

*Ja/Nein*

Aus Sicht des BDEW ist die Hebung von Flexibilitätspotenzialen im Strommarkt die notwendige Ergänzung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Stromnetze. Wir teilen die Ansicht, dass es nicht effizient ist, das Netz bis zum „letzten kW“ auszubauen. Flexibilität ist die Grundvoraussetzung für die Weiterentwicklung eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Strommarkts und sollte deshalb große Priorität in den Umsetzungsschritten des BMWK bzw. der BNetzA erfahren. Dabei wirken die aktuellen Regelungen zu § 41a EnWG und zu dynamischen Tarifen nur bedingt, da sie die Varianten eines flexiblen Tarifes sehr eng definieren. Grundsätzlich ist der regulatorische Rahmen derzeit ausreichend, um weitere Modelle der Flexibilisierung im Markt zu erproben. Allerdings dürfen marktseitige Anreize und Wirtschaftlichkeit nicht durch konträre Vorgaben wie Hedging oder starke Einengung der möglichen Preisvolatilität behindert werden. Es sollte daher ein Monitoring im Übergang von der Nische zum Massenmarkt erfolgen, vorschnelle Regulierung jedoch verhindert werden. Gleichzeitig darf die Marktentwicklung nicht durch drohende „nachgezogene“ Regulierung, die „Pioniere“ in diesem Bereich benachteiligen und bremsen.

Dynamische Netzentgelte und innovative Stromtarife können das System resilenter machen und sind, sofern die Kosten-Nutzen-Relation stimmt, ein Teil der Lösung. Parallel müssen alle Hemmnisse für Flexibilitätslösungen wie Speicher und Wasserstoff konsequent abgebaut werden.

Das Flexibilitätspotenzial der Energiespeicherung wird einen Hebeleffekt für die Realisierung der Energiewende haben, indem es Volatilitäten der primären Stromerzeugung und des finanziellen Letztverbrauchs elektrischer Energie ausgleicht und die Stabilität des Stromversorgungssystems stärkt. Daher sollte die aktuelle Regelung gemäß §118 Abs. 6 EnWG nach der Speicher von der Zahlung von Netzentgelten befreit sein, entfristet und technologienutral weiterentwickelt werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass die Befreiungen von Umlagen ebenfalls bestehen bleiben bzw. technologienutral weiterentwickelt werden. Wichtig ist, dass bestehende Erleichterungen für Speicher nicht ersatzlos entfallen, um ihre Wirtschaftlichkeit nicht zu gefährden. Die Speicherbranche benötigt stabile Rahmenbedingungen, um auch langfristig stabilisierend wirkende Investitionen umsetzen zu können. Aufgrund der Bedeutung von Großbatteriespeichern, sollten diese ähnlich wie auch Wasserstoffspeicher im Außenbereich über § 249a BauGB im Außenbereich privilegiert werden.

Das BMWK stellt in seinem Papier insbesondere flexibles Verbrauchsverhalten als zentrales Instrument in den Mittelpunkt. Der BDEW sieht diesen Bereich ebenfalls als relevantes Feld

an. In den nächsten Jahren wird es zu erheblichen Zuwächsen bei den Großverbrauchern mit hohen Leistungsanforderungen kommen (Rechenzentren, große Wärmepumpen, Elektrolyseure, E-LKW-Ladeinfrastruktur, etc.). Der BDEW hat hierzu in seinem [Positionspapier zum Netzanschluss von Großverbrauchern](#) Vorschläge unterbreitet, wie größerer Flexibilität beim Netzanschluss und Anreize zum erzeugungsnahen Verbrauch geschaffen werden können.

Aus Sicht des BDEW ist aber auch ein flexibler und bedarfsgerechter Einsatz von erzeugungsseitigen Kapazitäten ein ebenso wichtiger Baustein und darf nicht unberücksichtigt bleiben, sei es seitens der primären Stromerzeugung oder durch die Flexibilisierung durch erzeugungsnahen Stromspeicherung wie z. B. Batteriegrößspeicher. Dabei muss unterschieden werden, in welchem Bereich die Flexibilität eingesetzt wird. In der Diskussion wird der Fokus meist auf die netzdienliche Flexibilität gelegt. Die marktdienliche Flexibilität darf hierbei aber nicht außer Acht gelassen werden. Der Großteil der Flexibilitätspotenziale kommen in Day-Ahead- und Intradaymarkt zum Einsatz. Diese Märkte werden stetig weiterentwickelt, um weitere Flexibilitätspotenziale zu heben. Zudem ist Flexibilität nicht ausdifferenziert. So fehlen nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen und insbesondere die Momentanreserve. Auch wenn diese bereits (in Teilen) marktlich beschafft werden, so ist ein Umbau zu prüfen, um dem neuen Energiesystem Rechnung zu tragen.

## 4.2 Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

Wir begrüßen ausdrücklich das Vorhaben des BMWKs, eine koordinierte Flexibilitäts-Agenda aufzusetzen. Dieser Schritt ist seit langem überfällig. Nur so kann die erforderliche Differenzierung der Instrumente erfolgen.

Die Liste der Aktionsbereiche ist aus Sicht des BDEW nicht vollständig:

- › Unseres Erachtens liegt der Fokus der Aktionsbereiche zu einseitig auf der Ausgestaltung und Anpassung von Netztarifen, insbesondere hinsichtlich des Bereichs „Industrielle Flexibilität ermöglichen“.
- › **Absenkung der Steuern, Abgaben, Umlagen auf dem Strompreis:** Strom ist zu 27 Prozent mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet. Dieser staatliche Anteil macht den Strom teuer, auch wenn eigentlich der Strompreis gerade niedrig ist und daher eigentlich der Verbrauch angereizt werden sollte. Dies macht flexiblen Verbrauch weniger attraktiv. Deutsche Haushalte zahlen auch aufgrund der hohen Steuern/Abgaben/Umlagen europaweit den höchsten Strompreis. Das riskiert die Unterstützung der Bevölkerung für die Energiewende. Deshalb sollte die Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß und die Mehrwertsteuer dauerhaft von 19 auf 7 Prozent abgesenkt werden. Neue Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom sind in jedem Falle abzulehnen. Es wäre zu prüfen, ob netzdienlich betriebene Anlagen Steuer oder Abgabevorteile erhalten können.
- › Der zentrale Aktionsbereich ist für uns **intelligenter Stromverbrauch**. Der größte Hemmschuh ist hierbei der fehlende Smart Meter Ausbau, der aufgrund fehlender technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen derzeit intelligente Steuerung und Dynamisierung noch nicht ermöglicht. Hier sind dringend Maßnahmen zu ergreifen, die den Rollout einfacher, wirtschaftlicher und damit schneller machen. Es gilt nicht nur schneller, sondern auch besser zu werden. (Siehe Maßnahmen unter Punkt 4.4).

Die **Flexibilisierung der Netzentgelte** kann eine relevante Rolle spielen, um den Verbrauch netzentlastend zu flexibilisieren. Hierbei muss sorgsam nach Netzebenen und Verbrauchergruppen unterschieden werden. Die Anreizwirkung flexibler Netzentgelte ist dabei individuell zu bewerten. Darüber hinaus müssten sie als Massengeschäft vollständig automatisiert wirken und abgerechnet werden. Bei allen Maßnahmen müssen Kosten und Nutzen abgewogen werden.

Bei der netzdienlichen Flexibilität werden zudem wesentliche Elemente einer sachgerechten Netzentgeltsystematik außer Acht gelassen: Bei einer Anpassung der Netzentgeltregelungen hin zu einem Flexibilitätsanreiz ist in jedem Falle das auch europäisch verankerte Prinzip der

Kostenreflexivität zu beachten und einzuhalten. Das Netznutzungsentgelt für einen Netznutzer oder eine Handlung muss demnach die Kosten widerspiegeln, die der Nutzer bzw. die Handlung für das Stromnetz verursacht. Dies ist bei allen Überlegungen zugrunde zu legen.

Die kostenorientierte und verursachungsgerechte Kostenreflexivität subsumiert auch „Verursachungsgerechtigkeit“ und „Sachgerechtigkeit“. Das heißt, dass bei den Netzentgelten Marktneutralität geboten sein sollte. Das Netz bietet eine neutrale Plattform für alle Netznutzen- den, sodass das Netz eine Marktteilnahme zu einem aus Netzsicht kostenreflexiven Preis ermöglicht. Andere nicht kostenbezogene Effekte dürfen sich nicht im Netzentgelt widerspie- geln.

Ein weiterer Punkt, der in den Aktionsfeldern nicht angesprochen wird, ist die Erlösstabilität und -planbarkeit. Die Systematik der Netzentgelte muss sicherstellen, dass die zugestandenen Erlöse aus den Netzentgelten weiterhin sicher, planbar und kontinuierlich erreicht werden. Auch die Verständlichkeit der Netzentgelte ist ein weiterer zentraler Grundsatz der Netzent- geltsystematik. Auch aus Netzbetreiber- und Vertriebssicht ist es wichtig, dass der Netznut- zende bzw. der Kunde die Netzentgeltsystematik bzw. die in der Rechnung gestellten Kosten leicht nachvollziehen kann. Die Struktur der Netzentgelte muss daher so einfach wie möglich und nur so komplex wie nötig sein.

Bei den dargestellten Lösungsansätzen muss immer geprüft werden, wie sehr sich die Komple- xität eines solchen Systems erhöht und wie hoch der Aufwand für die Umsetzung ist. Die Ver- fügbarkeit von Fachkräften und Experten der Marktkommunikation zur Entwicklung entspre- chender Lösungen ist begrenzt. Daher ist es zwingend erforderlich, mögliche Ziele zu priorisie- ren, zu involvierende Rollen und damit Schnittstellen auf ein erforderliches Minimum zu be- grenzen und die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten im Blick zu behalten.

Es ist des Weiteren wichtig, eine Balance zu finden zwischen dem angestrebten und dem ma- ximal möglich umsetzbaren Flexibilisierungsvolumen. Ein Großteil des Energieverbrauchs ist von standardisiertem Verbrauchsverhalten geprägt, das bezüglich der Entnahmeharakteristik kaum veränderbar ist, wie z.B. der Haushaltsverbrauch in Großstädten.

### **Zu den genannten Aktionsbereichen:**

Die Aktionsbereiche werden im Optionenpapier lediglich umrissen und enthalten keine kon- kreten neuen Vorschläge. Im Wesentlichen liegen diese Aktionsbereiche in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Insofern ist nicht erkennbar, ob und welche Effekte die Aktionsberei- che entfalten werden.

## Zu Aktionsbereich 1: Preisreaktionen ermöglichen

Dynamische und innovative Tarifmodelle können dabei helfen, Flexibilitäten auf Verbrauchsseite zu heben. Hieraus kann ein positiver Beitrag der Nachfrageseite in Situationen mit Erzeugungsüberschuss oder auch Lastunterdeckung entstehen, sofern ein entsprechendes Tarifsignal erfolgt. Hierfür werden sich spezielle Anbieter etablieren, die mit der Komplexität umgehen können. Eine pauschale Vorgabe wie § 41a EnWG, die alle Vertriebe verpflichten würden, diese Komplexität zu managen, ist bei der weiteren Etablierung von Flexibilitätsmodellen im Endkundenmarkt nicht zu empfehlen. Gleichzeitig besteht das Risiko, dass es zu einer Verschärfung von Engpasssituationen kommt, wenn auf Verbrauchsseite durch Tarifsignale und den hohen Automatisierungsgrad neue Lastspitzen entstehen. Beispielsweise sind Situationen, in denen aufgrund niedriger Spotmarktpreise eine höhere Nachfrage angeregt wird, die wiederum den Nord-Süd Stromtransport erhöhen kann. Dies zeigt zudem auf, dass eine konsistente Ausgestaltung mit möglichen Instrumenten der zeitlich variablen Netznutzungsentgelte erfolgen muss, damit eine sowohl markt- als auch netzdienliche Verbrauchsentscheidung getroffen werden kann. Es ist daher zu begrüßen, dass das BMWK diese Verbindung näher betrachten möchte.

Mittel- bis langfristig muss nach erfolgtem Netzausbau der kurative Einsatz von §14a EnWG insb. bei „marktbedingten“ Konzentrationsspitzen ohne Netzausbauverpflichtung, so wie in der Begründung der BNetzA Festlegungen zum §14a EnWG bereits beschrieben, möglich sein. Eine Optimierungsstufe wäre die Einführung eines komplementären präventiven Instruments, bei dem z.B. ein nicht-monetäres Netzkapazitätssignal (Leistungs-Hüllkurve) zu berücksichtigen ist.

## Zu Aktionsbereich 2: Netzentgeltstruktur erneuern

Eine eventuell weitere Dynamisierungsstufe der Netzentgelte sollte immer im Zusammenhang und unter Beachtung der Erfahrungen der Umsetzung des Moduls 3 der § 14a EnWG-Festlegung erfolgen. Modul 3 der §14a-Festlegung sollte hinsichtlich der Optimierungsmöglichkeiten einer saisonalen Differenzierbarkeit von Zeitfenstern geprüft werden.

Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur und eine Erhebung eines kapazitätsbasierten Netzentgelt(-anteils) könnte eine faire, verursachungsgerechte Kostenbeteiligung sicherstellen und ermöglicht eine ungestörte Marktteilnahme der Kunden ermöglichen. Es sollte geprüft werden, wie eine flexibilitätsfördernde Reform der Netzentgeltsystematik den Anforderungen aller Beteiligten gerecht wird. Dabei müssen sowohl die Planbarkeit der Erlöse ausreichend berücksichtigt als auch die Anreize für Flexibilitäten adäquat gesetzt werden.

Grundsätzlich sind die Überlegungen zur flexibilitätsermöglichen Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik positiv zu bewerten. Zu beachten ist jedoch, dass Netzentgelte anders

als die Stromtarife, welche insbesondere die Stromerzeugungskosten abbilden sollen, der Re-finanzierung des Ausbaus, der Instandhaltung und des Betriebs der Netze dienen. Netzentgelt-signale sollten sich auf die jeweilige Netzsituation beziehen. Hier kann es dazu kommen, dass Markt- und Netzsingale einander widersprechen und gegenteilige Flexibilitätsverhalten anreizen. Hier muss eine konsistente Anreizstruktur sichergestellt sein. In der Praxis bestehen darüber hinaus weitere zentrale Herausforderungen bei der Umsetzung und Ausgestaltung einer flexibilitätsermöglichen Netzentgeltsystematik, die zunächst adressiert werden müssen: Dies betrifft die Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der individuellen Netzentgeltbela-stungen, erhebliche Umsetzungs- und Abrechnungsaufwände bei Kunden und Netzbetreibern sowie der aktuell noch akute Mangel an digitaler Infrastruktur zur Darstellung variabler Ent-gelte. Auch mit Blick auf die Verteilungsgerechtigkeit bestehen noch offene Fragen, da insbe-sondere wenig flexible Haushalte und andere Kundengruppen am Ende stärker belastet wer-den würden.

### **Aktionsbereich 3: Industrielle Flexibilität ermöglichen**

Insbesondere die individuellen Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 StromNEV zählen seit Jahren zu einer der größten Hemmnisse für industriezeitige Flexibilität, welche auch Auswirkung auf eine mögliche Effektivität zeitlich differenzierte Netzentgelte hätte. Entsprechend ist das Be-streben, diese nun zu überarbeiten, positiv zu bewerten. Die Bundesnetzagentur hat hierzu mit ihrem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbe-reich einen ersten Schritt gemacht. Dabei ist entscheidend, für welchen Zweck die Flexibilitäts-potenziale genutzt werden sollen. Es ist wichtig und richtig, Wege zu suchen, wie die Flexibili-tätspotenziale in der Industrie gehoben werden können. Dabei müssen Preissignale so ausge-staltet werden, dass sie Flexibilität für die Unternehmen anreizt und ihnen ein Wettbewerbs-vorteil entstehen kann. Dies braucht es, um den Industriestandort Deutschland attraktiv zu halten. Das Papier bezieht sich hierbei jedoch nur auf Netzentgelte und lässt weitere Konzepte für mehr Flexibilität in der Industrie außer Betracht. Hier sollte ein Dialog mit der Branche stattfinden, der die unterschiedlichen Prozesse und Gegebenheiten der Branche abbildet. Da-bi müssen auch solche Industrieprozesse berücksichtigt werden, die nicht flexibilisiert wer-den können, sondern einen kontinuierlichen Prozess voraussetzen.

Von der anzureizenden Flexibilitätsbereitstellung im industriellen Bereich sollten keine Risiken für die Netzsicherheit ausgehen. Das Kriterium der Netzdienlichkeit ist im Sinne aller Parteien und sollte im Fokus stehen. Im Papier werden dabei nur Maßnahmen zur Flexibilisierung ge-nannt, die implizite Flexibilität erschließen. Nicht adressiert werden Mechanismen zur expliziti-ten Nutzung von Flexibilität, die insbesondere aus Sicht der Systemstabilität als letzte Maß-nahten nahe Echtzeit benötigt werden.

Anknüpfend an die Überlegungen des Papiers könnte ein stärker entnahmeunabhängiges Entgelt hilfreich sein, um den hohen Fixkostenanteil im Verteilungsnetz sachgerecht zu berücksichtigen. Dies könnte mindestens im Haushaltsbereich bzw. speziell bei Prosumern in der Niederspannung sinnvoll sein.

Das vorrangige Ziel der Netzbetreiber ist der effiziente Netzausbau. Um dies zu erreichen, ist eine auf die Leistung bezogene Netzausbauplanung erforderlich. Bei der Netzausbauplanung ist im Detail mit den jeweiligen Netzkunden eine ausreichende, aber nicht überhöhte, Netzan schlussleistung zu vereinbaren. Hierbei kann ein neu einzuführendes Kapazitätsentgelt zusätzlich zum jährlich zu zahlenden Leistungspreis helfen, das Anschlussleistungsniveau zu optimieren.

#### **4.3 Welche konkreten Flexibilitätshemmisse auf der Nachfrageseite sehen Sie und welche Lösungen?**

Um Flexibilität voranzubringen, gilt es, eine große Bandbreite an technischen, regulatorischen und (sozio-)ökonomischen Hemmnissen zu adressieren. Der Handlungsbedarf ist dabei je nach Kategorie der Flexibilitätsoption (kleinskalige bis hin zu industrieller Flexibilität) sehr unterschiedlich. Während für kleinskalige Flexibilität oftmals die fehlende digitale Messinfrastruktur sowie die fehlende Digitalisierung der Verteilnetze technische Hemmnisse darstellen, steht für industrielle Lasten insbesondere die Frage nach der Produktqualität und der Abhängigkeit von Folgeprozessen sowie auch betriebsorganisatorischen Konsequenzen im Vordergrund.

Wenn flexible Tarife auf Basis der Börsenpreise, Kapazitätsbedarfe im Markt und zeitlich differenzierter Netzentgelte, die die Netzdienlichkeit anreizen, gemeinsam als Preissignale wirken, könnte hier ein Hebel bei der Nutzung von nachfrageseitigen Flexibilitäten entstehen. Bei flexiblen Tarifen ist neben der direkten Nutzung/Steuerung durch einzelne Kunden auch die Aggregatoren-Rolle relevant, in der der Aggregator viele kleine Lasten in seinem Portfolio steuert, die Signale aus dem Markt und aus dem Netz matcht und den Kunden dafür eine Prämie aus seinen Einsparungen/Erlösen auszahlt. Noch existieren allerdings keine eindeutigen Aussagen, wie sich Preissignale aus dem Netz und dem Markt gegenseitig beeinflussen. Spätestens bei Nutzung dieser Tarife in einem Massenmarkt könnten ungewollte Effekte entstehen. Hier muss parallel ein Monitoring aufgebaut werden, um solche Effekte frühzeitig zu erkennen. Regulatorische Eingriffe sollten, wenn notwendig, basierend auf diesen Monitoringergebnissen erfolgen und nicht auf Basis nicht evidenter Einschätzungen. Die regulatorischen Eingriffe sollten aber auch dann auf das notwendige Minimum beschränkt werden.

##### **Hemmisse:**

- › Zu hoher staatlich induzierter Preissockel, der für flexible Letztverbraucher das Preissignal des Marktes bzw. von Netzentgelten verzerrt bzw. abschwächt (in Relation zum Gesamtpreis).
- › Fehlende Steuerbarkeit und oder steuerbare Leistung bei Kunden (z.B. Mieter), die wirtschaftlich eine Investition in HEMS-Systeme oder ähnliches ermöglicht.
- › Fehlende Akzeptanz bei Kunden, für Eingriffe in Ihren Energieverbrauch und zu komplexe Verträge und Prozesse sind hinderlich.
- › Fehlende vertragliche Kopplung flexibilisierter Netzentgelte zum Preissignal am Strommarkt, um Mehr- oder Minderverbrauch anzureizen.
- › lange Ausschreibungszeiträume für Produkte der Systemdienstleistungen stellen eine Markteintrittsbarriere für Anlagenbetreiber und Stromverbraucher dar.

- › Nachteilige Pooling-Bedingungen für kleine Anbieter und die Teilnahmebedingungen am Regelleistungsmarkt sind - historisch gewachsen – ungünstig für die Integration von Erneuerbaren in diese Märkte. Eine Integration von deutlich mehr Anlagen ist wichtig.
- › Fehlende technische Voraussetzungen „ab Werk“ in den Wärmepumpenflotten und PV-Heimspeichersystemen: sie folgen ausschließlich der Wärmelast oder festen Zeitfeststern oder Mustern (erst Speicher mit PV füllen, dann einspeisen, keine Möglichkeit Netzstrom zwischenzuspeichern).
- › Geringe Umsetzung der Digitalisierung (inklusive des Smart Meter Rollouts) und zu komplexe Regelungen.
- › Fehlende Vorgaben zur Interoperabilität von flexiblen Verbrauchern hinter dem Netzverknüpfungspunkt.
- › § 13k EnWG: Zu strikte Zusätzlichkeitskriterien sorgen grundsätzlich für eine zu geringe Möglichkeit daran teilzunehmen und verhindern den Einsatz von Kleinstflexibilitäten im Niederspannungsnetz durch Aggregatoren.
- › Zu strikte und kleinteilige Datenschutzverordnungen und -richtlinien.

Viele industrielle Prozesse, gerade auch von Unternehmen mit entsprechender Größenordnung, sind nicht flexibilisierbar. Das größte Potenzial besteht in Überkapazitäten bzw. wärmegebundenen Industrieprozessen oder auch der Eigenerzeugung von Kunden. Die bisher angebotenen Tarifmodelle basieren auf einer Freiwilligkeit der Inanspruchnahme, d.h. für Netzbetreiber besteht grundsätzlich das Risiko, dass kundenseitig zugesichertes Flexibilisierungspotenzial bzw. netzdienliches Verhalten nicht garantiert werden kann. Des Weiteren scheinen die finanziellen Anreize für entsprechende Kunden nicht hoch genug, um an zusätzlichen system- oder netzdienlichen Aktionen teilnehmen zu wollen.

### Lösungen:

Es hat sich bisher gezeigt, dass es keine „one-size-fits-all“ Lösung im Bereich der Flexibilitätshemmnisse gibt. Es bedarf vielmehr eines spezifischen Ansatzes je Kategorie der Flexibilitätsoption oder Hemmnis-Kategorie. Dies muss in der koordinierten Flexibilitätsagenda erarbeitet werden. Es bedarf sowohl technischer als auch regulatorischer Lösungen.

- › Schneller Smart-Meter-Rollout in den energiewende-relevanten Kundengruppen: Smart Meter Ausbau entbürokratisieren, beschleunigen und priorisieren.
- › Konzepte im kleinen und pragmatischen Testen und nicht bis zur Perfektion in der Theorie ausreifen. Kurzfristig sollten auch „80 %-Lösungen“ zulässig sein, die dann im Nachgang ausgebessert werden können.

- › Steuern, Abgaben, Umlagen senken und auf neue Umlagen auf den Strompreis verzichten, sodass das Preissignal unmittelbarer bei den Kundinnen und Kunden ankommt.
- › Wärmewende und Mobilitätswende beschleunigen.
- › Kunden mit Flexibilisierungspotential sollten Qualitäts- bzw. Qualifizierungsnormen, wie z.B. ein zertifiziertes Energiemanagementsystem, nachweisen.

#### **4.4 Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?**

Zielführend wäre die Einführung eines komplementären, netzdienlichen und präventiven Instrumentes. Ziel ist es, nach erfolgter Netzertüchtigung (Wärme-, Verkehrswende, EE) den Markt dazu zu befähigen, dass möglichst wenige kurative Eingriffe des Netzbetreibers ausgelöst werden und den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen.

Wir empfehlen folgende Maßnahmen für einen schnelleren und besseren Smart Meter Ausbau:

- › **Bürokratische Hürden reduzieren:** Gerade Smart Meter für Haushalte mit kleineren Verbräuchen benötigen nur einen Bruchteil des Funktionsumfangs, den das deutsche Recht derzeit fordert. Deshalb sollten die Anforderungen praxisgerecht reduziert werden, um unnötige Kosten zu vermeiden und mehr Wettbewerb im Markt zu ermöglichen.
- › **Datenaustausch in Echtzeit:** Leider erhalten Stromanbieter aktuell die Verbrauchsdaten der Smart-Meter-Kundinnen und -kunden vom Messstellenbetreiber in der Regel erst einen Tag, nachdem der Strom verbraucht wurde. Um eine intelligente netzdienliche Steuerung zu ermöglichen, sollten Stromanbieter gegen Bezahlung die viertelstündlichen Verbrauchsdaten unmittelbar erhalten.

Aus netztechnischer Perspektive bedarf es Anreize zur Flexibilitätslenkung in Regionen mit besonders hohem Flexibilitätsbedarf. Je nach regionaler Gegebenheit der Erzeugungsstruktur sind unterschiedliche Flexibilitätsmaßnahmen sinnvoll und entsprechend über Förderinstrumente oder marktliche Anreize zu lenken. In Regionen mit hoher PV-Erzeugung sind zum Beispiel Batteriespeicher eine gute Ergänzung zur Erzeugungscharakteristik. Mit dem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte durch die BNetzA und den Wachstumsimpulsen der Bundesregierung zum Abbau von Hemmnissen für einen flexiblen Stromverbrauch wurden zum Teil die Weichen für eine zukünftige Flexibilisierung der Industrie gestellt.

#### **4.5 Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?**

Der Teil zu Flexibilität fokussiert noch sehr stark auf den Abbau von Hemmnissen bei Industrie und Privatkunden und weist nur wenig konkrete Konzepte zur Einbeziehung dieser in das Energiesystem auf. Dieser Hemmnisabbau ist jedoch zu unterstützen und weist insbesondere mit dem Wegfall der Bandlast-Regelung den Weg in eine flexiblere Energiezukunft.

Generell stellt der schnelle Ausbau von Flexibilitäten im zentralen und dezentralen Stromnetz die größte Herausforderung zur Stabilisierung und Kostensenkung neben dem Ausbau der Netze dar. Die angekündigte Flexibilitäts-Roadmap sollte nicht nachgeliefert werden müssen, sondern vor der Abwägung unterschiedlicher systemverändernder und risikobehafteter Maßnahmen stehen. Entsprechend kritisiert der BDEW das Fehlen konkreter Maßnahmen zur Erhöhung von Flexibilitätskapazitäten im vorliegenden Papier.

Es ist von der Entwicklung theoretisch perfekter und allumfassender Konzepte abzusehen; neue Instrumente und Maßnahmen sollten besser im Rahmen von Pilotprojekten erprobt werden. Die Zeitschiene dieser Maßnahmen ist aktuell nicht erkennbar. Bei der Vielzahl an komplexen und tiefgreifenden geplanten Änderungen wird eine strikte Priorisierung der Maßnahmen das oberste Gebot sein müssen. Hier gilt es, in der Agenda einen klaren Zeitplan aufzusetzen. In der Flexibilitäts-Agenda sollte von zu kleinteiliger Einzelregulierung je Technologieart abgesehen werden. Es geht darum, ein klares Zielbild zum system- und netzdienlichen Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung bereits bestehender Flexibilitäten aufzuzeigen. Wichtig ist, die Flexibilitäten netzdienlich oder netzneutral in das Energiesystem zu integrieren. Vor allem bei Haushaltsflexibilität sollte bei einer freiwilligen Bereitstellung eine Steuerbarkeit durch Energieversorger sichergestellt werden, um den Dispatch der Anlagen tatsächlich zu gewährleisten.

Nicht nur mit Blick auf diesen Bericht wäre die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses von System- und Netzdienlichkeit wünschenswert.

Dezentrale Stromspeicher sollten so weit wie möglich systemunterstützend genutzt werden. Die Wiedereinführung der Wirkleistungsbegrenzung für PV-Anlagen oder die Absenkung der Schwelle für die Steuerbarkeit von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber von 25 kW auf 7 kW wären geeignete Maßnahmen, um dieses Ziel zu unterstützen.

Und schließlich muss die Bundesregierung die Nachfrage nach heimischem erzeugtem Wasserstoff schnell und unbürokratisch vorantreiben. Der Aufbau von heimischen Elektrolysekapazitäten ist damit beiderlei, Beitrag zur Deckung der steigenden Wasserstoffnachfrage als auch essenzielles Instrument zur Stabilisierung des Stromsystems.

**AnsprechpartnerInnen:**

**Dr. Maximilian Rinck**  
Abteilungsleiter  
Handel und Beschaffung  
[maximilian.rinck@bdew.de](mailto:maximilian.rinck@bdew.de)  
+49 30 300 199 1550

**Natalie Lob**  
Fachgebietsleiterin Handel Strom  
[natalie.lob@bdew.de](mailto:natalie.lob@bdew.de)  
+49 30 300 199 1554

**Vera Klöpfer**  
Fachgebietsleiterin Energienetze  
[vera.kloepfer@bdew.de](mailto:vera.kloepfer@bdew.de)  
+49 30 300 199 1120

**Bastian Olzem**  
Geschäftsbereichsleiter  
Erzeugung und Systemintegration  
[bastian.olzem@bdew.de](mailto:bastian.olzem@bdew.de)  
+49 30 300 199 1300

**Timon Groß**  
Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem  
[timon.gross@bdew.de](mailto:timon.gross@bdew.de)  
+49 30 300 199 1309