



Captcha-Prüfung

Bitte tragen Sie den angezeigten Text ein um fortzufahren:







Umfrage zum BMWK-Papier „Das Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ (Strommarktpapier)

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit diesem Papier legt das BMWK Optionen für das zukünftige Strommarktdesign vor, aufgeteilt in die Handlungsfelder

- Investitionsrahmen für erneuerbare Energien
- Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten
- lokale Signale
- Flexibilität.

Das Papier basiert auf den bisherigen Diskussionen in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, die das BMWK verdichtet und weiterentwickelt hat.

Um Entscheidungen zum zukünftigen Strommarktdesign möglichst gut vorzubereiten, ist das BMWK an Rückmeldungen zu diesem Strommarktpapier interessiert. Das BMWK hat zu den einzelnen Handlungsfeldern Leitfragen formuliert, zu denen das BMWK Rückmeldungen begrüßt.

Jede Institution kann nur eine Stellungnahme abgeben. Die Umfrage bleibt bis zum **6. September 2024** geöffnet.

Hinweis: Am Ende des Formulars haben Sie die Gelegenheit, Ihren Beitrag mit der „Drucken“-Funktion als pdf herunterzuladen.

Die Umfrage erfolgt nach DSGVO-Standards.

(Mehr Informationen zum Datenschutz finden Sie hier: <https://www.dena.de/datenschutz>)

Vielen Dank für Ihre Mithilfe!



★ Bitte geben Sie uns folgende Daten:

Für welche Institution nehmen Sie an der Umfrage teil (* Pflichtfeld):

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.

Ihr Vor- und Nachname lautet (* Pflichtfeld):

Lothar Schulze



Einverständnis zur Veröffentlichung der Antworten

Die schriftlich eingereichten Stellungnahmen sowie die Auswertung der Rückmeldungen werden wir auf der PKNS-Webseite veröffentlichen. Stimmen Sie der Veröffentlichung Ihrer Angaben zu?

Ja Nein



Leitfragen zu Kap. 3.1, Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

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

Ja

Nein

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl

max. 2.500 Zeichen

Insbesondere bei den Feldern Flexibilität und steuerbare Kapazitäten sehen wir einen großen Handlungsbedarf, um ein zukünftiges klimaneutrales Stromsystem kostengünstig, effizient und sicher steuern zu können. Dabei bedingen sich ein funktionierender Strommarkt und ein effektiv genutztes und verstärktes Stromnetz.

Im Handlungsfeld „Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ liegt die Hauptaufgabe darin, den Ausbau- und Strommengenpfad kostengünstig und zielkonform sicherzustellen. Dies ist am besten mit möglichst geringen Änderungen am bisherigen Vergütungs- und Fördermechanismus und den eingespielten Prozessen und Abläufen möglich. Das gerade erst anziehende Tempo im Windenergiebereich darf nicht aufs Spiel gesetzt werden.

Vor größeren systemischen Veränderungen warnen wir daher eindringlich! Wir erinnern an die Vorzieheffekte und den Markteinbruch in den Jahren 2016 ff., obwohl damals „nur“ eine Festlegung der gleitenden Marktprämie durch Ausschreibungen eingeführt wurde.

Die priorisierten Optionen 3 und 4 würden neue und momentan noch nicht genau erkennbare Optimierungsanreize und Regelungen schaffen, die mit vielen etablierten Verfahren und Mechanismen nicht vereinbar wären. Das Papier selbst räumt ein, dass es bislang kein erprobtes Verfahren für die Ermittlung der produktionsunabhängigen Referenzerlöse gibt.

Vor einer überstürzten Einführung derart weitreichender Änderungen ist dringend zu warnen! Eine massive Investitionszurückhaltung wäre zu befürchten. Ein Teil der heutigen Akteure würde nach unserer Ansicht nicht in der Lage bzw. bereit sein, die überwiegend nicht selbst zu beeinflussenden Risiken zu tragen. Dies würde den Erhalt der Akteursvielfalt und die Akzeptanz der Windenergie gefährden.

Um das Ausbautempo beizubehalten, ist Kontinuität, Verlässlichkeit, Kalkulierbarkeit und Planungssicherheit für Projektierer und Investoren entscheidend. Es muss sichergestellt werden, dass es zu keinem „Fadenriss“ aufgrund eines nicht ausreichend erprobten neuen Systems beim Investitionsrahmen für erneuerbare Energien kommt.

Wir halten daher bis 2027 nur eine Umsetzung der Optionen 1 und 2 für möglich. Die Optionen 3 und 4 müssen mit Weitsicht vorbereitet und erprobt werden und können aus unserer Sicht in der Breite nicht vor 2030 eingeführt werden.

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

max. 3.500 Zeichen

- 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 Marktwerkkorridors?

Die systemdienliche Auslegung wird überbewertet und hängt bei produktionsunabhängigen Optionen stark von der Ausgestaltung ab. Produktionsunabhängige Modelle scheinen theoretisch im Vorteil zu sein, haben aber das Basisrisiko der Referenzstrommenge.

Es erscheint dringlicher, die Ursachen negativer Strompreise (nicht steuerbare PV-Dachanlagen, zu langsame Erschließung von Flexibilitäten) zu adressieren, als eine kurzfristige tiefgreifende Umstellung des Investitionsrahmens von erneuerbaren Energien.

Zum effizienten Anlageneinsatz und systemdienlicher Anlagenauslegung: Flächen sind knapp und stehen in Nutzungskonkurrenz. Eine systemgünstige Standortallokation aufgrund der zukünftigen Anreize bleibt theoretisch. In der Praxis sind andere Parameter für die Standortwahl entscheidend, was die Wirkungen auf die systemdienliche Auslegung und Standortwahl begrenzt.

Die Optionen 3 und 4 verändern die Optimierungsanreize. Aktuell werden Windparks verdichtet geplant, um die Gesamtwirtschaftlichkeit zu verbessern und die Stromerzeugung zu maximieren. Betriebsauflagen sind die Regel und werden wie die Verschattung im Windpark teilweise durch das Referenzertragsmodell ausgeglichen. Eine WEA würde sich gegen eine frei angeströmte Referenzanlage behaupten müssen. Um die Nachteile (Rückzahlungen nicht nur in Hochpreiszeiten) zu minimieren, müssten die Planer ertragsmindernde Effekte vermeiden oder höhere Gebote in der Ausschreibung kalkulieren. Verdichtete Windparks und dargebotsschwache Standorte wären nicht mehr attraktiv. Windgebiete würden mit geringerer Leistungskapazität und geringerem Beitrag zu den Stommengenzielen genutzt werden! Um dies zu kompensieren, müssten bundesweit mehr Flächen für die Windenergie zur Verfügung gestellt werden. Es ist fraglich, ob dies politisch und gesellschaftlich gewünscht und realistisch ist.

Das EEG hat systemdienliche Entwicklungen bewirkt, die sich bei den Optionen 1 und 2 fortsetzen würden. Windenergieanlagen sind höher und haben größere Rotoren. Im Verhältnis zur Ertragskraft ist die Generatorleistung unterproportional gewachsen. Die Vollbenutzungsstunden haben sich in den vergangenen 20 Jahre von 1.500 Vbh auf 3.000 Vbh bei neuen Anlagen verdoppelt! Das Referenzertragsmodell ermöglicht einen bundesweiten Ausbau. Die Anreize für die technologische Weiterentwicklung bei einem produktionsunabhängigen Modell sind dagegen nicht abschätzbar. Es besteht die Gefahr von Fehlanreizen. Eine einzelwirtschaftliche Optimierung führt nicht automatisch zur Systemdienlichkeit und zu Vorteilen für die Gesamtwirtschaft.

Im Blick auf Verzerrungen im Day-ahead- und Intraday-Markt verweisen wir, dass die faktisch unlimitierte Einspeisung von nicht der Direktvermarktungspflicht unterliegenden Bestands- und Neuanlagen die größte Fehlsteuerung verursacht und die Erneuerbare-Energien-Verordnung prioritär und kurzfristig angepasst werden muss. Verzerrungen von direktvermarktetem Anlagen in den Optionen 1 und 2 sind dagegen sehr gering und werden mit dem bestehenden § 51 EEG hinreichend eingehegt.

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

max. 3.500 Zeichen

- 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, ...)?

Trotz der Prämienzahlung in Option 3 und 4 wird das Basisrisiko der Referenzanlage das Gesamtrisiko deutlich erhöhen. Risikoaufschläge von Finanzierungsinstituten und Investoren sind zu erwarten und führen zu höheren Kapitalkosten, zu einem höheren Gebotsniveau und verteuert den Ausbau der erneuerbaren Energien.

Wir bezweifeln die Senkung der Kapitalkosten. Die Zinsanforderungen bei EK und FK sind im aktuellen Fördersystem minimal, würden auch Option 1 und 2 grundsätzlich erhalten bleiben und sind vermutlich durch einen Systemwechsel kaum zu senken.

Folgende Aspekte können die Sicherheit erhöhen und die Kapitalkosten senken:

- Bisher werden genehmigungsbedingte Abschaltungen durch den Korrekturfaktor (Referenzertragsmodell) weitgehend ausgeglichen. Entsprechend muss dies auch bei der Ermittlung des Produktionspotenzials der Fall sein, um einen fairen Wettbewerb zu gewährleisten.
- Inflationsausgleich: Bei der Einführung eines Abschöpfungsmechanismus (Claw-Back) sollte in Phasen überdurchschnittlich hoher Inflationsraten berücksichtigt werden, dass bei stark ansteigenden Kosten nicht gleichzeitig die realen Werte bei steigenden Erlösen abgeschöpft werden. Hierfür könnten z.B. Schwellenwerte definiert werden, um bei hoher Inflation Investitionssicherheit zu gewährleisten. Regulative Planungssicherheit reduziert die Finanzierungskosten.

Zu den Optionen 1 und 2:

- Herausforderung Mengenrisiko bei Option 1 und 2: Das Risiko der Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen kann durch ein Mengenmodell minimiert werden, da der Zuschlag nicht für einen festgelegten Zeitraum von 20 Jahren erteilt wird, sondern für eine festgelegte Strommenge. Dadurch reduziert sich die Unsicherheit bezogen auf negative Strompreisstunden, da diese am Ende der Laufzeit kompensiert werden. Zudem hätte ein Betreiber so den Anreiz, seine Anlage bei sehr geringen Strompreisen zu drosseln, wenn er dafür am Ende der Laufzeit höhere Erlöse erwarten könnte.

Zu den Optionen 3 und 4:

- Höhere Kosten des Windenergieausbaus und Verringerung der Akteursvielfalt:

Risiken wie die Abweichung von der Referenzstrommenge oder das Risiko eines Anlagenausfalls werden zu Risikoaufschlägen bei Geboten führen, vielleicht sogar dazu, dass Bieter nicht mehr bieten, weil sie die Risiken weder selbst noch durch Geschäftspartner / Versicherungen beeinflussen bzw. bepreisen können. Option 3 und 4 können die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien erhöhen (aktuell aus dem Bundeshaushalt finanziert) und zu einer Verringerung der Akteursvielfalt führen.

- Differenz im Ertragsprofil (Referenzanlage vs. reale Anlage): Die für Option 3 und 4 in Box 6 ansatzweise beschriebene mögliche Bemessung des Produktionspotenzials deutet bereits darauf hin, dass es aufwändiger wird als die aktuell erforderlichen 5-Jahres-Referenzertragsgutachten. Schon bei diesen wird deutlich, dass die praktische Umsetzung aufgrund der vielen Einflussfaktoren komplex und für den Betreiber aufwändig ist. Entsprechend muss-

ten Investoren Risikoauflage bei Ihren Geboten bei den Optionen 3 und 4 einrechnen, um das Risiko der Differenz zur Referenzanlagen abzusichern. Dies würde die Kapitalkosten erhöhen.

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:

max. 3.500 Zeichen

- 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 eines produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrags auf Basis von Wettermodellen ein?

Bei Option 3 und 4 sind die Praxisauswirkungen kaum absehbar. Die Festlegung der Referenzanlage und die begrenzten Chancen, sich gegenüber der Referenzanlage zu behaupten, stellen große Risiken dar. Die Wirkungen von theoretischen Erlösen und abweichenden Markterlösen sind unklar. Um einen Fadenriss beim Ausbau auszuschließen, ist eine Testphase über 2027 hinaus erforderlich. Für Option 3 und 4 ist die Zeitspanne bis 2027 für eine gesicherte Einführung zu knapp.

Erste Ausschreibungen können im Rahmen von Reallaboren in der ersten Jahreshälfte 2025 erfolgen. Um alle 4 Optionen vergleichen zu können, sind Reallabore zu allen Optionen erforderlich. Die Ergebnisse stellen nicht die spätere Situation dar, da die Teilnehmer in dieser Phase auch die Möglichkeit hätten, ihre Projekte in den normalen Ausschreibungen zu platzieren. Die Projekte müssten realisiert werden und einen ausreichenden Betriebszeitraum erreichen, um ein tatsächlich markt- und systemdienliches Verhalten zu belegen. Die Realisierungsdauer beträgt aktuell ca. 24 Monate. Daraus ergibt sich, dass Option 3 und 4 nicht vor dem Jahr 2030 in der Breite eingeführt werden können.

Zu Option 3 und 4:

Offene Fragen zur Referenzanlage:

- Unklar ist, wie heutige Ausgleichsmechanismen z.B. gegenüber Ertragsausfälle durch Artenschutzauflagen, durch Abschattungseffekte im Windpark und durch Nachbar-Windparks im Verhältnis der Ist- zur Referenzerzeugung kompensiert werden können. Welche Folgen hat eine im Vergleich niedrigere Performance der eigenen Anlage durch Wind-(Ertrags-)risiken, geringe technische Verfügbarkeit und zusätzliche Markt-(Erlös-)risiken?
- Durch eine anlagenscharfe Referenzerzeugung und lokale Messungen kann das Produktionspotenzial der Einzelanlage mit der höchsten Genauigkeit ermittelt und das Risiko von Abweichungen minimiert werden. Dem steht ein hoher Aufwand für Anschaffung und Betrieb der Messtechnik gegenüber. Es müssen standardisierte Messverfahren festgelegt werden. Da der Anlagenbetreiber auch Betreiber der Messtechnik ist, besteht aufgrund der Rückzahlungsverpflichtung jedoch ein entgegengesetztes Interesse hinsichtlich einwandfreier Funktion und häufiger Wartung. Auch hinsichtlich Manipulationsmöglichkeiten müsste eine Absicherung erfolgen. Der Aufwand für Festlegung und Überprüfung entsprechender Regelungen dürfte erheblich sein, die Umsetzbarkeit halten wir für unrealistisch.
- Risiko Anlagenausfall: Bei der produktionsunabhängigen Option 4 müssten bei positivem Strompreis und theoretisch möglicher Einspeisung Zahlungen an den Staat geleistet werden. Ein mehrmonatiger Anlagenausfall in Hochpreisphasen würde ein unkalkulierbares Risiko darstellen, das vermutlich nicht zu versichern ist. Für Option 3 gilt dieses Risiko gleichermaßen in Jahren, in denen der technologiespezifische Jahresmarktwert über dem Referenzpreis liegt.
- Bürokratieaufbau: Noch ist nicht genau beschrieben, wie das Referenzproduktionspotenzial ermittelt werden soll. Es ist jedoch absehbar, dass dies zu einem erheblichen Verwaltungsaufwand führt, da in allen Fällen ein Abgleich zwischen Soll- und Ist-Erzeugung stattfinden muss, der voraussichtlich min-

destens den Komplexitätsgrad der heutigen 5-Jahresreterenzertrags-Gutachten erreicht. Dabei ist fraglich, ob dafür die Ressourcen (bspw. Gutachter) in so kurzer Zeit verfügbar wären.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

max. 2.500 Zeichen

Stromnetz und Strommarkt müssen zusammenpassen! Das Stromnetz muss in der Lage sein, die Marktmechanismen und -anforderungen technisch-physikalisch abzubilden!

Das deutsche Stromnetz wird derzeit im Wesentlichen auf Grundlage des präventiven n-1 – Prinzips betrieben. Technische und organisatorischen Möglichkeiten zu einer stärkeren Auslastung der Stromnetze, die der WVV bereits im Jahr 2018 in der Studie „Innovative Lösungsansätze zur zeitnahen Überbrückung von Netzengpässen für die ungehinderte Integration von EE-Erzeugern“ – Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. (wwwindkraft.de) vorgestellt hat. Hochtemperatur-Leiterseile, laststeuernde Elemente, Phasenschieber-Transformatoren, online-Dynamic-Security-Assessment werden bisher nur ansatzweise angewendet. Aus heutiger Sicht ist der Wechsel vom präventiven n-1 Prinzip zu einem kurativen n-1 – Prinzip einer der wesentlichen Schlüssel für eine verstärkte Auslastung der bestehenden Stromnetze. Kurativ bedeutet in diesem Fall, dass die Überlastung von Komponenten durch Messung und digitales Monitoring sowie Steuerung erfasst und die Stabilität nur ereignisbedingt durch kurative Eingriffe in Stromerzeugung, Transport und Lastverschiebung vermieden wird. Diese Maßnahmen und überregionale Lastverschiebungen durch eine zentrale Leitwarte über alle Regelzonen und Spannungsebenen hinweg heben erhebliche Potenziale für einen höheren Kapazitätsauslastung im Stromnetz. Das Potential dieser Kapazitätssteigerung liegt nach der Aussage von Experten bei 30 bis 40%!



Leitfragen zu Kap. 3.2, Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage



Leitfragen zu Kap. 3.3, lokale Signale

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

jeweils max. 2.000 Zeichen

Vorteile:

keine Aussage

Nachteile:

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage



Leitfragen zu Kap. 3.4, Flexibilität

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

Ja

Nein

Bitte begründen Sie Ihre Auswahl.

max. 2.000 Zeichen

keine Aussage

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche?

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

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



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

jeweils max. 2.000 Zeichen

Hemmisse:

keine Aussage

Lösungen:

keine Aussage

4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern?

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

max. 2.500 Zeichen

keine Aussage



Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Bitte schließen Sie die Umfrage durch Klick auf "Beenden" ab.

Ihre Antworten können Sie sich hier als pdf herunterladen und ausdrucken.

Bei Fragen wenden Sie sich bitte an die Geschäftsstelle der PKNS unter
pkns@dena.de

Weitere Information und Dokumentationen zur PKNS finden Sie unter
www.bmwk.de/pkns

