

Plattform klimaneutrales Stromsystem-Konsultation - Optionen für das zukünftige Strommarktdesign

Kommentare Allianz Research

Das Papier findet sich hier: [BMWK - Strommarktdesign der Zukunft](#)

Der Umfragelink hier: [Umfrage-zum-Strommarktpapier \(LamaPoll - Online surveys\)](#)

Überblick der Bereiche und Handlungsoptionen:

Abbildung 1: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen

EE	Gleitende Marktpremie mit Refinanzierungsbeitrag	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (ohne Marktwertkorridor)	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag
Steuerbare Kapazitäten	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt
Lokale Signale	Zeitlich/ regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen		Flexible Lasten im Engpassmanagement
Flexibilität	Preisreaktion ermöglichen – dynamische und innovative Tarifmodelle umsetzen	Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen	Industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren	

Kapitel 1. Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

- **Option 1:** Ergänzung des aktuellen Systems um einen Refinanzierungsbeitrag als Rückzahlungsinstrument
- **Option 2:** Einführung zweiseitiger produktionsabhängiger Differenzkontrakte
- **Option 3:** Einführung zweiseitiger produktionsunabhängiger Differenzkontrakte
- **Option 4:** Einführung von Kapazitätszahlungen in Verbindung mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag

Fragen der Umfrage

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

- Ja/Nein + Begründung max 2500 Zeichen

Ja.

Um weiterhin den Ausbau von Erneuerbaren zu fördern, die sich insbesondere durch hohe Kapitalkosten und niedrige kurzfristige Grenzkosten auszeichnen, bedarf es zusätzliche Einnahmensicherheit, die durch die beschriebenen Instrumente ermöglicht wird. Gleichzeitig muss dies geschehen, ohne Verzerrungen am Markt zu verursachen. Produktionsunabhängige Investitionen sind daher entscheidend, weswegen aus unserer Sicht die Optionen 3. und 4. zu bevorzugen sind. Allerdings bedeuten diese einen größeren initialen Aufwand, um die Produktionskapazitäten akkurat zu bestimmen. Außerdem muss darauf geachtet werden, dass obwohl Wind und Solar den Löwenanteil der Transformation stemmen werden, auch andere Technologien, die Vorteile bieten (wie steuerbare Kapazität eg Geothermie) durch das neue System nicht benachteiligt sind

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 Marktwertkorridors?

Grundsätzlich kann der Ansatz helfen den Ausbau zu beschleunigen und eventuell systemdienliche Überkapazitäten zu bilden. Allerdings besteht die Gefahr, dass Anreize für eine effiziente und systemdienliche Nutzung und Gestaltung der Anlagen reduziert werden, wenn Erlöse von einer effizienten Produktion entkoppelt werden. Anreize für eine optimale

Anlagenallokation bleiben gegeben und sind bei den produktionsunabhängigen Optionen noch verstärkt, wenn anlagenspezifische Potentiale akkurat ermittelt werden.

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, ...)?

Maßnahmen die jeweils Einkommensunsicherheiten reduzieren sollten die Kapitalkosten reduzieren. Deshalb würde ein System ohne Marktwertkorridor und Unabhängigkeit von der Produktion zu niedrigeren Kapitalkosten führen. Vermutlich am besten abgebildet in Option 4.

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 (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 den ersten beiden Optionen ist eine Systemumstellung relativ unproblematisch sowohl technisch wie administrativ. Für die Optionen 3. und 4. wird das jedoch der entscheidende Punkt sein. Eine anlagenspezifische Bestimmung von Potentialen anhand von Modellen wird einiges an Zeit in Anspruch nehmen, und initial auch Geld kosten. Außerdem muss eine Anpassung für unterschiedliche Einspeisetechnologien (Wind, Solar, Geothermie,) erfolgen. Grundsätzlich ist die Umstellung machbar, aber eine Entscheidung müsste vergleichsweise schnell fallen und trotzdem gut koordiniert werden, um den Ausbau und die Klimaziele nicht sogar zu gefährden.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? (2500 Zeichen)

Kapitel 2: Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Optionen:

- Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (KMS), möglicherweise ergänzt um einen Mindestpreis für Absicherungsprodukte
- Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM)
- Zentraler Kapazitätsmarkt (ZKM)
- Kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM), mit Elementen des DKM und des ZKM

Fragen der Umfrage

1. Wie schätzen Sie die Notwendigkeit der Anpassungs- und Anschlussfähigkeit des Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen ein? (max 2500 Zeichen)

Um den Ausbau der (intermittierenden) erneuerbaren Technologien, bei gleichzeitiger Sicherung der Marktstabilität und Reduktion von Preisvolatilität, zu verbessern ist eine Anpassung des Kapazitätsmechanismus sinnvoll. Speziell eine dezentrale Komponente, die den Ausbau wichtiger Flexibilitäten unterstützt und beschleunigt ist notwendig, um die Transformationsziele zu erreichen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu sichern.

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)

Der ZKM kann allein die Bedarfe von flexiblen lasten speziell bei der E-Mobilität, Wärmepumpen sowie Heimspeichern vermutlich nicht abdecken, sodass es vermutlich ergänzend einen dezentralen Ansatz braucht. In vielen Belangen funktioniert eine zentrale Planung sicherlich sehr gut (gerade, was Investitionen mit langfristigem Horizont angeht) allerdings würde ein reiner ZKM vermutlich zu Effizienzverlusten führen und neue Technologien sicherlich schlechter abbilden. Ob daraus eine Überdimensionierung entsteht, ist zu sicherlich möglich, aber nicht unbedingt zwangsläufig der Fall. Jedoch ist das Risiko aus einer Überdimensionierung aus den genannten Optionen vermutlich am größten.

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)

4. Wie bewerten Sie die Synthese aus ZKM und DKM im kombinierten KKM hinsichtlich der Chancen und Herausforderungen? (max. 2.500 Zeichen)

Um (langfristige) Investitionssicherheiten für steuerbare Kapazitäten zu bieten und gleichzeitig eine Einbettung von Flexibilitäten wie Wärmepumpen oder E-Autos zu ermöglichen ist die Einführung eines KKM sinnvoll, da sie die individuellen Stärken und Schwächen von DKM und ZKM ergänzen kann. Außerdem sollte der administrative Aufwand gegenüber eines KMS geringer sein.

5. Wäre aus Ihrer Sicht auch eine Kombination aus ZKM und KMS denkbar? (max. 2.500 Zeichen)

Denkbar ja, allerdings wäre die Frage inwiefern die Vorteile und Nachteile der beiden Optionen sich gegenseitig ergänzen und ob die zusätzliche Flexibilität eines KMS gegenüber eines DKM, die Nachteile speziell bezüglich des zusätzlichen Kontrollaufwands ausgleichen. Vermutlich ist eine Kombination aus ZKM und DKM, wie vorgeschlagen durch den KKM sinnvoller.

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? (max. 2.500 Zeichen)

-

Kapitel 3: Lokale Signale

Es bedarf zukünftig eines Dreiklangs:

- Die deutliche Beschleunigung des Netzausbau,
- ein leistungsfähiger und sicherer Redispatch zumindest als Kurzfrist- und Übergangsmaßnahme,
- lokale Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen, ergänzt durch aktive netzorientierte Steuerungsmöglichkeiten.

Optionen:

- Zeitlich/ regional differenzierte Netzentgelte (Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, liegt.)
- Regionale Steuerung in Förderprogrammen
- Einbindung von Lasten in den Redispatch

Fragen der Umfrage

1. Welche Rolle sehen Sie für lokale Signale in der Zukunft? (max. 2.500 Zeichen)

Die Rolle lokaler Signale wird zentral sein sowohl im finalen von erneuerbaren Energien dominiertem Markt, jedoch insbesondere in der Übergangsphase, um Angebot und Nachfrage gezielter zu steuern.

2. Welche Vor- und Nachteile bestehen bei den vorgestellten Optionen für lokale Signale? (jeweils max. 2.000 Zeichen)

Vorteile:

Nachteile:

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)

Grundsätzlich wäre eine Kombination der Optionen förderlich, um flexibel auf lokale Gegebenheiten zu reagieren und Netzstabilität sowie Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings ist die Umsetzung sicherlich nicht einfach und eventuell zum Teil unrealistisch (Option 3). Die regionalere Steuerung durch Förderprogramme wäre sicherlich sinnvoll, allerdings muss eine faire und mit EU-Richtlinien konforme Ausgestaltung bedacht werden. Was die Netzentgelte angeht kann eine Flexibilisierung Vorteile bringen, wobei der Effekt durch die Ausnahme bei neuen Speichern und Elektrolyseuren und der Tatsache dass die Einspeisung ausgenommen ist, sicherlich abgeschwächt wäre.

Eine Verwerfung Gebotszonenneuordnung wie im Papier erwähnt ist eventuell verfrüht so lange die Analyse der Neuordnung durch ENTSO-E und TSOs noch im Gange ist ([Bidding Zone Review \(entsoe.eu\)](#)). Im Hinblick auf die Langfristigkeit der Entscheidung und die steigende Relevanz einer verstärkten Europäischen Integration des Strommarktes, um Kosten zu minimieren und die europäische Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten ist eine EU-weite Abstimmung von Maßnahmen sinnvoll. Eventuell sollte auch eine nodale Preisbildung weiter untersucht werden.

4. Welche Gefahren sehen Sie, wenn es nicht gelingt, passende lokale Signale im Strommarkt zu etablieren? (max. 2.500 Zeichen)

Ohne lokale Signale ist es wahrscheinlich, dass es zu einer steigenden Nachfrage und Preisvolatilität im Strommarkt kommt, die die Stabilität des Stromnetzes auf die Probe stellt.

5. Wie können lokale Preissignale möglichst einfach ausgestaltet werden, um neue Komplexität und etwaige Umsetzungsschwierigkeiten zu reduzieren? (max. 2.500 Zeichen)

-

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? (max. 2.500 Zeichen)

-

Kapitel 4: Flexibilität

Aktionsfelder:

- Preisreaktionen ermöglichen – zeitvariable und innovative Tarifmodelle umsetzen,
- Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen,
- industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren.

Fragen der Umfrage

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

- Ja/Nein + Begründung max 2000 Zeichen
Ja.

Eine verstärkte Flexibilisierung der Nachfrage wird über Preissignale erreicht. Dahingehend ist es sinnvoll eine verbesserte Reaktion der Strompreise durch neue Tarifmodelle zu ermöglichen. Eine verbesserte Steuerung kann, wie im Optionenpapier erwähnt durch eine Flexibilisierung der Netzentgelte erreicht werden. Auch andere Abgaben könnten angepasst werden so lange noch nicht ausreichend Flexibilitäten verfügbar sind. Grundsätzlich sollte hierbei die Systemdienlichkeit unter der Leitung der BNetzA im Zentrum stehen. Mit steigender Stromnachfrage und Relevanz des Strommarktes in einem digitalisierten Wirtschaftssystem sollte hierbei neben der Stabilität insbesondere die Kostenreduktion im Fokus stehen, um Wettbewerbsnachteile aufgrund erhöhter Stromkosten auszuschließen.

2. Ist die Liste der Aktionsbereiche vollständig und wie bewerten Sie die einzelnen Aktionsbereiche? (max. 2.500 Zeichen)

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:
Lösungen:
- 4. Welche konkreten Handlungsoptionen sehen Sie in den einzelnen Handlungsfeldern? (max 2.500 Zeichen)**
- 5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld? (max. 2.500 Zeichen)**

Fazit:

Grundsätzlich sind die dargelegten Optionen und Handlungsempfehlungen für das zukünftige Strommarktdesign zielführend und bieten eine gute Basis für die weiteren Entwicklungsschritte. Um eine optimierte Bereitstellung von Strom zu kostengünstigen Preisen zu gewährleisten Bedarf es jedoch, wie stellenweise im Papier erwähnt, eine verstärkte europäische Integration des Strommarktes. Dies würde sowohl eine Verbesserung der Versorgungssicherheit ermöglichen als auch niedrigere Preise begünstigen, da europäische Potentiale besser genutzt werden. Dahingehend sollte das neue Marktdesign europäisch abgestimmt sein und neben dem Netzausbau auch eine Erweiterung der Interkonnektorkapazität berücksichtigen. Zusätzlich sollten grenzüberschreitende Kooperationen ermöglicht werden und auch über eine regionale eine grenzübergreifende (regionale) Komponente im Kapazitätsmarkt nachgedacht werden.