

Strommarktdesign der Zukunft: Marktliche Elemente sollten gestärkt und staatliche Eingriffe in den Markt auf das Nötigste beschränkt werden

Stellungnahme von EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e. V. zur Konsultation des BMWK-Papiers „Das **Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem**“ (Strommarktpapier) basierend auf der Diskussion in der PKNS

Berlin, 6.09.2024

Antworten zu den einzelnen Leitfragen

Zu nicht aufgeführten Fragen wurde keine Antwort abgegeben.

Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Leitfragen zu Kapitel 3.1

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

EFET D: Ja.

Begründung der Auswahl:

Grundsätzlich sollten die sich im freien Markt befindlichen Elemente der Wertschöpfung so umfangreich wie möglich sein und nur dort in staatliche oder semi-staatliche Mechanismen übertragen werden, wo es dafür keine Alternative gibt. Erneuerbare Stromerzeugung sollte nur dann subventioniert werden, wenn die Ausbauziele durch einen PPA-getriebenen Ausbau nicht erreicht werden können.

Vorrangig zur Einführung von CfDs (Contracts for Difference) sollten Schritte geprüft werden, um den PPA-getriebenen EE-Ausbau voranzubringen, bspw. durch Kreditgarantien. Ein PPA-Markt darf nicht durch eine staatliche Förderung ausgebremst werden. Im Gegenteil, Mitgliedsstaaten sollen nach der Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments die richtigen Marktbedingungen für Strombezugsverträge schaffen und Hindernisse für die Nutzung solcher Verträge beseitigen. Die Mitgliedstaaten sollten

gewährleisten, dass Förderregelungen kein Hindernis für die Entwicklung kommerzieller Verträge, z. B. von Strombezugsverträgen, darstellen. Mit keiner der vorgeschlagenen Option wird dies erreicht. Wichtig wäre, eine Option für die Integration von PPAs zu schaffen.

Im Rahmen Konkretisierung des CfD-Regimes sollten weitere Stellschrauben geprüft werden, um die negativen Auswirkungen von CfDs zu adressieren. Diese Parameter umfassen die Auswahl einer längeren Referenzpreisperiode, Kombinationsmodelle von CfDs und PPAs, „Opt in“/ „Opt out“ Möglichkeiten, eine teilweise Vermarktung der Anlagenkapazität auch über PPAs, flexiblere Vertragslaufzeiten, „Merchant Head“-Modelle sowie die Ausgabe von Herkunftsnachweisen (HKNs) im CfD (wobei dabei sichergestellt werden muss, dass die HKNs von ungeforderten HKNs unterscheidbar bleiben).

Die Beschreibungen und Bewertungen erscheinen nachvollziehbar, wobei wir uns bei der Beschreibung der Optionen 1 und 2 eine tiefgründigere Erörterung von Maßnahmen gewünscht hätten, um Dispatch-Verzerrungen zu vermeiden. Option 3 und Option 4, insbesondere die Funktionsweise des Rückzahlungsmechanismus lassen sich auf Basis der vorliegenden Beschreibung nicht vollständig abschätzen, da wesentliche Details für eine Bewertung fehlen.

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

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

EFET D:

Alle Optionen zielen darauf ab, Preisrisiken staatlich abzusichern und schwächen somit den Langfristhandel. Der Langfristhandel spielt aber eine wichtige Rolle für Stromerzeuger und -verbraucher. Bei der Gestaltung von CfD-Modellen sollte also darauf geachtet werden,

negative Effekte auf den Langfristhandel zu minimieren. In dieser Hinsicht hat Option 1 (CfD mit Korridor) Vorteile, weil zumindest innerhalb des Korridors ein Preisrisiko fortbesteht, gegen das eine marktliche Absicherung denkbar wäre. Die Verfügbarkeit von Anlagen für erneuerbare Energien auf dem Terminmarkt ist wichtig für Verbraucher, die nach zuverlässigen Möglichkeiten suchen, ihr Energiepreisrisiko zu steuern.

Wenn, wie z.B. im Offshore Bereich, eine Vermarktung als PPA möglich ist, sollte (mindestens) für die Erzeugung im Marktwertkorridor auch Herkunftsnachweise ausgestellt werden, damit Verbraucher durch das Power Purchase Agreement Zugang zu Grünstrom haben. Es gilt: Je breiter der Marktwertkorridor, desto höher der Anreiz für eine Absicherung auf dem Terminmarkt. Dieses Modell sollte aufgrund seiner Vorteile weiterhin geprüft werden.

Einerseits verringert die Übernahme des Preisrisikos seitens des Staats 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.

Bei der Ausgestaltung von CfDs sollte darauf geachtet werden, dass Verzerrungen des Dispatch-Verhaltens vermieden werden. Die Herleitung der im Zusammenhang mit den Optionen 1 und 2 beschriebenen Intraday-Verzerrungen ist nachvollziehbar, das Ausmaß und damit die Relevanz zu diesem Zeitpunkt jedoch schwer abschätzbar.

Gestaltungsparameter, mit denen Verzerrungen der Optionen 1, 2 und 3 auf den langfristigen Handel etwas abgeschwächt werden können, wären z.B. der o.g. Korridor, eine Referenzpreisperiode länger als den Day-Ahead-Preis zu wählen oder eine Begrenzung der Förderdauer (zeitlich oder nach Menge) vorzunehmen.

Es sollte über die Förderung kein Anreiz entstehen, bei negativen Preisen Strom zu erzeugen. Der Anreiz zum marktorientierten Verhalten sollte auch für Kleinanlagen gelten und nicht durch Ausnahmetatbestände ausgehebelt werden.

Werden CfDs eingeführt, ohne dass Maßnahmen ergriffen werden, um den PPA-Markt zu stärken, wird die Aktivität und Liquidität am Terminmarkt reduziert. Grünstromprodukte für die Industrie könnten damit künftig immer weniger wettbewerbsfähig angeboten werden.

5. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

EFET D:

Wir gehen davon aus, dass nur neue Anlagen, die ab 2027 eine Förderung beantragen, von dieser Änderung betroffen sind, und dass Anlagen mit bestehenden Förderverträgen nicht betroffen sein werden. Wir bitten um eine Klarstellung zu diesem Punkt.

Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Leitfragen zu Kapitel 3.2

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

EFET D:

Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist immer ein erheblicher Eingriff in den Großhandelsmarkt, der sich auf die Rentabilität der vorhandenen flexiblen Anlagen auswirkt und zudem Kosten verursacht. Ein Kapazitätsmechanismus muss deshalb notwendigerweise anpassungs- und anschlussfähig und offen für künftige Entwicklungen sein. Zudem sollte ein Kapazitätsmechanismus immer auch bestehenden Anlagen offenstehen. Ob ein Kapazitätsmechanismus erforderlich ist, sollte auf Basis einer Angemessenheitsprüfung entschieden werden, die auch den Beitrag der Nachbarländer auf das deutsche Stromsystem berücksichtigt.

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

EFET D:

Neue Technologien und flexible Lasten müssen in einem Kapazitätsmechanismus berücksichtigt und Überdimensionierung durch eine staatliche Stelle muss vermieden werden.

Eine zentrale Stelle könnte zu hohe Kapazitäten festlegen und ausschreiben. Eine Überdimensionierung führt zu höheren Kosten des Kapazitätsmechanismus und zu Ineffizienzen auf dem Strommarkt, da entstehende Überkapazitäten den Preisbildungsmechanismus beeinflussen und daher das Geschäftsumfeld für alle anderen Erzeuger und Flexibilitäten verschlechtern.

Es ist wichtig, den Beitrag neuer Technologien und flexibler Lasten zur Versorgungssicherheit angemessen berücksichtigen zu können, was eine Anpassungsfähigkeit des Mechanismus hinsichtlich der teilnehmenden Technologien und technischen Kriterien (beispielsweise De-Rating-Faktoren) erfordert. Die Einbeziehung von neuen Technologien und Lastflexibilitäten ist herausfordernd und daher ist eine enge Zusammenarbeit und Konsultation mit den Marktteilnehmern wichtig. In Großbritannien wurde beispielsweise eine Expertengruppe gegründet, die Stellung zur vorgeschlagenen Methodik der Übertragungsnetzbetreiber beziehen konnte.

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?

EFET D:

Grundsätzlich sehen wir den Claw-back Mechanismus kritisch, denn die korrekte Umsetzung (mit adäquater Berücksichtigung von Termingeschäften) ist unmöglich und administrativ sehr aufwändig. Ohne Claw-back Mechanismus würden die erwartbaren Erlöse in das Gebot eingepreist, das dadurch niedriger ausfällt. Es finden im Durchschnitt also keine Übererlöse statt. Zudem werden Gewinne von Anlagenbetreibern bereits heute besteuert – durch die Unternehmensbesteuerung. Die EU-Beihilfeleitlinien geben vor, dass Überförderungen zu vermeiden sind und dazu ein Rückzahlungsmechanismus angewendet werden kann – aber nicht muss. Deutschland sollte nicht über die EU-rechtlichen Anforderungen hinaus gehen und sich für deren Veränderung einsetzen. Unabhängig davon sollte das zukünftige Strommarktdesign auch unter dem Aspekt einer Minimierung des Risikos der Notwendigkeit von Claw-Back-Mechanismen ausgelegt werden.

Aufgrund dieser Herausforderungen würden wir eine gründliche juristische Prüfung begrüßen, ob die zum Beispiel 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.

Stromspeicheranlagen profitieren insbesondere von der Differenz zwischen Ein- und Ausspeisepreis, sodass ein Claw-Back auf Basis des Großhandelspreises für diese Technologien keinen Sinn ergibt.

Sollte eine Einführung eines Rückzahlungsmechanismus als notwendig erachtet werden, sollten unter anderem mindestens folgende Ausgestaltungsoptionen geprüft werden:

- Der Schwellenwert sollte hoch gewählt werden und dynamisiert werden, um einen effizienten Dispatch zu gewährleisten und Unsicherheiten zu reduzieren;
- Separate Bedingungen für Speicher und Lastflexibilität, u.a. Beschränkung der Rückzahlungspflicht auf Dauer der maximalen Erbringungszeit (Service Level Agreement), Berücksichtigung von Aktivierungskosten zusätzlich zum Schwellenpreis und ein Stop-Loss-Limit.

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

EFET D:

Der KKM ist bisher unerprobt und erscheint komplizierter als beide seiner Komponenten (zentraler und dezentraler Kapazitätsmarkt), insofern dürfte dessen Implementierung und Genehmigung schwieriger und zeitintensiver sein als die seiner Komponenten.

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

EFET D:

Wir sehen kritisch, dass die in Option 1 (KMS) beschriebene Hedging-Verpflichtung über die Anforderungen der Strombinnenmarktrichtlinie hinausgeht. Im Übrigen zielt die Passage der Binnenmarktrichtlinie eher auf ein kommerzielles Problem ab. Wir denken nicht, dass mit Option 1 die Versorgungssicherheit gestützt wird. Das könnte nur in weiteren Analysen geklärt werden.

Darüber hinaus sehen wir keinen Nutzen darin, zentral festzulegen, gegen welche Art von Preisspitzen (Anzahl der Stunden, Dauer und ggf. Preisniveau) sich die Marktteilnehmer bei ihren unterschiedlichen Portfolios absichern sollten.

Ein Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging birgt ein erhebliches Risiko der Überregulierung bewährter Praktiken bei freiwilligen Absicherungsstrategien, wodurch der Wettbewerb eingeschränkt und die Kosten für Verbraucher unnötig erhöht werden.

Im Vergleich zu einer Kombination aus ZKM and DKM erscheint eine Kombination aus ZKM und KMS schwieriger zu implementieren, auch hinsichtlich der Wechselwirkung. Einer der Gründe hierfür ist, dass die relevante Größe im ZKM & DKM in EUR/MW angegeben wird, während im KMS die Versorger ihre Beschaffungsmengen gegen Preisspitzen absichern – was EUR/MWh zur relevanten Größe macht. Dies erschwert ebenfalls die Dimensionierung der zentralen Komponente. Eine funktionierende Schnittstelle zwischen beiden Systemen (zentral und dezentral) erscheint daher schwieriger.

6. Haben Sie darüber hinaus Anmerkungen zu diesem Handlungsfeld?

EFET D:

Grundsätzlich sollten die sich im freien Markt befindlichen Elemente der Wertschöpfung so umfangreich wie möglich sein und nur dort in staatliche oder semi-staatliche Mechanismen übertragen werden, wo es dafür keine Alternative gibt. Dementsprechend sollte ein Kapazitätsmarkt nur dann und nur in dem Umfang eingeführt werden, in dem ein Ausbau steuerbarer Kapazitäten ansonsten nicht stattfinden würde.

Alle Elemente müssen in Hinblick auf ihre Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt abgewogen werden und diese Auswirkungen sollten gering gehalten werden.

Die Umsetzung des Kapazitätsmechanismus sollte „Technologieneutralität“ und „grenzüberschreitende Teilnahme“ ermöglichen sowie lokale Begebenheiten berücksichtigen.

Lokale Signale

Leitfragen zu Kapitel 3.3

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

EFET D:

Lokale Signale können zur geografischen Optimierung des Netzbetriebs sowie zur geografischen Steuerung von Investitionen beitragen.

Wir begrüßen das Bekenntnis im Optionenpapier zur einheitlichen Strompreiszone und dass Preiszonenteilungen oder nodale Bepreisung nicht weiter als Handlungsoptionen verfolgt werden. Geografische Signale sind keine Alternative zum Netzausbau.

Die vorgestellten Optionen schließen sich nicht gegenseitig aus und können auch komplementär wirken.

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

EFET D zu den Vorteilen:

Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte: Wo Arbeitspreise flexibilitätshemmend wirken, könnte eine zeitliche und regional differenzierte Anpassung netzengpassentlastend wirken.

Regionale Steuerung in Förderprogrammen: Die Berücksichtigung von Netzengpässen in Förderprogrammen (bspw. für die Errichtung von Elektrolyseuren) könnte netzengpassentlastend wirken. Dabei sind aber Stromnetzengpässe nur einer von mehreren zu berücksichtigenden Faktoren (in dem Beispiel wären andere relevante Faktoren die Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz und die Nähe zu Abnehmern).

Flexible Lasten im Engpassmanagement: Flexible Lasten im Engpassmanagement zu berücksichtigen könnte grundsätzlich zu einer Verringerung der Redispatch-Kosten beitragen. Dies sollte aber nicht im Rahmen des regulierten Redispatch, sondern auf freiwilliger und marktlicher Basis stattfinden. Wesentliche Voraussetzung für die Einbindung von Lasten ist allerdings, dass die bestehenden Probleme beim Redispatch gelöst sind und das System funktioniert. Zudem ist zu klären, was in der Redispatch-Agenda stehen soll und wie die Lasten eingebunden werden können. Redispatch-Märkte existieren in verschiedenen europäischen Ländern und entsprechen dem Zielmodell der europäischen Regulierung zum Engpassmanagement. Eine Einführung von marktbasierendem Redispatch kann zu Wohlfahrtsgewinnen führen und eine Einbindung von Lasten ermöglichen. Herausforderungen, wie etwa strategisches Gebotsverhalten sowie der diskriminierungsfreie Umgang mit möglicher Marktmacht bedingt durch technische oder

strukturelle Gegebenheiten im Netz, müssen adressiert werden. Hierfür kann auch auf Erfahrungen aus anderen Ländern zurückgegriffen werden.

EFET D zu den Nachteilen:

Zeitlich/ regional differenzierte Netzentgelte: Primäres Ziel von Netzentgelten ist es, die Erlöse der Netzbetreiber zu sammeln. Dispatch-Entscheidungen über Netzentgelte zu lenken, bedarf einer administrativen Steuerung durch die Festlegung der Höhe der Netzentgelte, was weniger effizient ist als direkte Maßnahmen (wie bspw. Redispatch oder lokale Flex-Märkte). Insofern sind dieser Option Grenzen gesetzt.

Regionale Steuerung in Förderprogrammen: Die Stromnetztopologie ist nur einer von mehreren relevanten Aspekten für die geografische Lenkung von Anlagen. Insofern sind auch dieser Option Grenzen gesetzt.

Flexible Lasten im Engpassmanagement: Hierfür wäre ein höheres Maß an Digitalisierung als heute notwendig, was insbesondere die Netzbetreiber vor Herausforderungen stellen dürfte. Alle Netzbetreiber müssten ihren Netzzustand besser kennen und für Messung und Übermittlung von Steuersignalen eine effektive und zuverlässige Technik verwenden. Eine Einbindung von Lasten in den regulierten Redispatch lehnen wir ab.

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

EFET D: Keine zusätzlichen Vorschläge.

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

EFET D:

Die Gefahren wären u.a. erhöhte Redispatch-Kosten und höhere abgeregelte EE-Volumina.

Flexibilität

Leitfragen zu Kapitel 3.4

1. Stimmen Sie der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu?

EFET D:

Ja, wir stimmen der Problembeschreibung und den Kernaussagen zu. Wir teilen die Auffassung, dass der Einsatz von Flexibilität über Märkte gesteuert werden sollte. Zusätzlich müssen aber auch Netzengpässe berücksichtigt werden (siehe Kapitel 3). Beides sollte Kern der angekündigten „koordinierten Flexibilitätsagenda“ sein. Der Abbau von Hemmnissen, die dem entgegenstehen, z.B. Mindeststundenzahl/-stromverbrauch gemäß §19 (2) StromNEV, ist zu begrüßen.

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

EFET D:

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

Dynamische Tarife (Aktionsbereich 1) sollten möglichst am Großhandelsmarkt ansetzen.