

Stellungnahme zum BMWK-Papier „Strommarktdesign der Zukunft“

Die Richtlinie zum Europäischen Strommarktdesign verpflichtet die Mitgliedstaaten bis Anfang 2027 die Fördermechanismen so anzupassen, dass Übererlöse abgeschöpft werden. Hierzu sind aus rechtlicher Sicht verschiedene CfD Optionen oder vergleichbare Mechanismen möglich, die eine Übererlösabschöpfung sicherstellen. Eine grundlegende Förderreform ist nicht zwingend erforderlich, bietet aber aus unserer Sicht nach eingehender Branchenkonsultation, detaillierter Prüfung und Testphase auch Chancen, einen Baustein für ein neues Marktdesign zu legen.

Neben der EU-Richtlinienkonformität sollte ein geeigneter neuer Fördermechanismus für Erneuerbare Energien sich daran messen lassen, ob die übergeordneten Ziele der Bundesregierung erreicht werden können. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Erneuerbaren Ausbau in ausreichender Geschwindigkeit, zu geringstmöglichen Systemkosten zu gestalten (siehe S. 33).

Im Zentrum steht die Sicherstellung des anvisierten Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Ein Fadenriß in der Finanzierung ist insbesondere dann zu befürchten, wenn bei einem Fördersystemwechsel die produktionsabhängigen und -unabhängigen Risiken von den Banken deutlich höher eingeschätzt werden und es zu einem Anstieg der Eigenkapitalanforderungen und Finanzierungskosten führen würde. Die Folge wäre ein Einbruch des Zubaus auf allen Ebenen und Verringerung des Wettbewerbs und der Akteursvielfalt insbesondere im Mittelstand.

Das künftige Fördersystem kann darüber hinaus so gestaltet werden, dass es einen systemisch überholten „produce and forget“-Ansatz, der zunächst nur den quantitativen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Fokus hatte, ablöst und einen qualitativen marktintegrierenden „Sektorkopplungsansatz“ auf Basis eines integrierten Strommarktes mitdenkt und einführt. Bislang sind die Optionen und flankierenden Maßnahmen noch nicht konkret darauf ausgelegt, bzw. die Variablen der Modelle und die Ausgestaltung des Referenzmodells noch zu undeutlich, um eine finale Bewertung zu ermöglichen, ob systemdienliche Anlagen gefördert würden. Die Zielsetzung einen systemdienlichen Ansatz zu verfolgen, begrüßen wir ausdrücklich. Denn Sektorkopplungssysteme haben bereits Marktreife und benötigen nur noch die erforderlichen regulatorischen Implementierungsinstrumente. Daher plädieren wir dafür, Sektorkopplung möglich zu machen, indem der Strom über Direktverbindungen flexibel für Elektrolyseure nutzbar gemacht wird und Herkunftsnachweise ausgestellt werden können.

Insgesamt muss eine drastische Änderung des bestehenden und funktionierenden Systems gut durchdacht sein. Es sollte zunächst aufbauend auf die Konsultation ein strukturierter Dialog über die Ausgestaltung der Optionen mit der Branche stattfinden, damit eine bessere Bewertbarkeit der Zielerfüllung gegeben ist und in einer Pilotphase die Umsetzbarkeit erprobt werden kann. Wir regen darüber hinaus an, über eine langsame Überführung der Förderung in die post-fossile förderfreie EE-Welt mitzudenken bzw. im Rahmen der Reform zu entwickeln.

ENERTRAG befürwortet grundsätzlich Option 4 des Optionenpapiers, die dort „Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag“ genannt wird. Diese Option kann als „Ernteflächenprämie mit Abschöpfung des Referenzzumsatzes“ erfolgreich umgesetzt werden, wenn grundlegende Bedingungen eingehalten werden.

Der Begriff „Kapazitätzahlung“ ist aus unserer Sicht nicht optimal gewählt, da es vielmehr um das Produktionspotenzial der Anlage als die installierte Leistung gehen sollte. Der Finanzierungsmechanismus besteht aus einer fixen Zahlung, die wettbewerblich ermittelt wurde und über den Förderzeitraum unveränderlich bleibt. Der Anlagenbetreiber führt die Markterlöse einer Referenzanlage ab und darf die selbst am Markt erzielten Erlöse für seinen produzierten Strom

behalten. Die Fixzahlung ist produktionsunabhängig aber sollte aus unserer Sicht nicht lediglich an der installierten Leistung festgemacht werden.

Dies kann jedoch nur unter gewissen **Bedingungen** sinnvoll sein, die aus dem Strommarktdesign-Papier des BMWKs noch nicht ersichtlich sind:

- **„ungeförderter Strom“:** Die Vergütung führt nicht dazu, dass der erzeugte Strom unter das Doppelvermarktungsverbot fällt (keine Anwendbarkeit von § 80 EEG). Für den produzierten Strom können daher auch HKN ausgestellt werden und der Strom kann nach Belieben als Grünstrom veräußert oder selbst verbraucht werden (insb. zur Erzeugung von grünem Wasserstoff über direkte Verbindungen). Dies ist zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung von Option 4.
- **Referenzanlage:** Die Referenzanlage ist vor der Gebotsabgabe bekannt und wird nicht geändert. Sie ist klar und einfach definiert. Die praktische Umsetzung muss klar zugeordnet und mit beherrschbarem Aufwand sichergestellt sein.
- **Standortanpassung:** Verschiedene Standortgütern / Abschattung führen zu einer Anpassung des rechnerischen Erzeugungspotentials (siehe aktuelles Referenzertragsmodell) – ja nachdem wie lokal die Referenzanlage gewählt wird. Dies auch wichtig vor dem Hintergrund, dass nicht nur besonders gute Standorte projektiert und schlechtere (aber zum Erreichen der Ausbauziele notwendige) Standorte gemieden werden.
- **Bemessungsgrundlage:** Vorschlag, dass die Zahlung sich nicht nach MW der Energieanlage sondern im Falle von Windenergieanlagen anhand der m² der Rotorfläche bemisst (so wird ein möglicher Fehlanreiz zu überdimensionierten Generatoren vermeiden) bzw. der von PV-Anlagen genutzten Fläche (m² der Module oder senkrechte Projektion)
- **Abrechnung:** Klare Regeln, wie die Abrechnung von wem erstellt wird. Durch die stundengenaue Abrechnung des Produktionspotentials wird die Komplexität gegenüber der bisherigen Marktprämienabrechnung (= (anzulegender Wert – Marktwert) * gemessene Einspeisung) stark erhöht. Für Netzbetreiber ist die Abrechnung erfahrungsgemäß themenfremd.
- **Pilotphase:** Die tatsächliche Umsetzbarkeit des neuen Systems sollte in einer Probephase in einem begrenzten Rahmen geprüft werden.
- **Regulatorische Einfachheit:** Der Finanzierungsmechanismus sollte nicht als Finanzinstrument mit den dazu anzuwendenden Regeln eingestuft werden.

Diese Bedingungen sind Grundvoraussetzungen, damit Option 4 erfolgreich sein kann. Insbesondere muss vermieden werden, dass das künftige Fördersystem die Erzeugungsanlagen so in der Förderung bindet, dass der Strom nicht in andere Sektoren genutzt werden kann.

Der **Vorteil einer „Erneflächenprämie“** gegenüber den anderen Modellen:

- Die fixe Zahlung für die Produktionspotenzial der Anlage generiert gut kalkulierbare Einkünfte über den gesamten Förderzeitraum
- Marktintegration des Stroms gelingt am besten: Die Strompreissignale werden effizient an den Anlagenbetreiber weitergegeben. Das Risiko negativer Preise wird effektiv abgesichert: Entscheidet sich ein Anlagenbetreiber für die Vermarktung seiner Strommengen am Spotmarkt gibt es keine Anreize zur Produktion bei negativen Preisen. Bei einer Vermarktung per PPA würde der Strom der Anlage sowieso nicht am Spotmarkt berücksichtigt werden – insofern gelingt die Integration bzgl. der Verhinderung/Verstärkung negativer Strompreise. Intraday und Day-Ahead Verzerrungen sind nicht zu befürchten.
- Durch die freie Verwendbarkeit der Strommengen kann Grünstrom für die Sektorenkopplung genutzt werden. Dies ist Voraussetzung und Vorteil zugleich: Durch die Befreiung der Strommengen aus der geförderten Direktvermarktung werden die Strommengen dem freien Markt zugeführt, wodurch auch PPA-Modelle besser angereizt werden können, als im gegenwärtigen System.
- Blick in die post-fossile förderfreie reine EE-Welt: Auch eine komplette Überführung der Erneuerbaren in einen post-fossilen Strommarkt kann mit einer „Erneflächenprämie“

gelingen. Man könnte bspw. die Kapazitätszahlung über 25 Jahre für neue Anlagen des jeweiligen Jahres abschmelzen lassen (z.B. Förderung anhand jährlich verringerte m² Rotorenfläche bemessen) und so die Anlagen aus der Förderung zu im Voraus kalkulierbaren Bedingungen „gleiten“ lassen.