

Stellungnahme

„Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Berlin, 6. September 2024

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat Anfang August 2024 das Papier „Strommarktdesign der Zukunft. Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem“ veröffentlicht. Nachfolgend wird zu den einzelnen Handlungsfeldern des Papiers Stellung bezogen.

I. Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

Das Papier nennt vier Optionen für den künftigen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien. Unklar ist hierbei, auf welches Anlagensegment sich die Vorschläge beziehen. Es ist davon auszugehen, dass hier lediglich das ausschreibungspflichtige Anlagensegment bis 750 kWp anvisiert wird. Dies ist in der weiteren Diskussion klarzustellen. Grundsätzlich sollte das bestehende Marktprämienmodell weiterentwickelt werden. Hier könnte im Sinne einer Senkung des Förderbedarfs etwa die maximale förderbare Menge von vornherein relativ zur Anlagengröße begrenzt werden. Von den im vorliegenden Papier genannten Optionen wären produktionsabhängige Fördermechanismen zu favorisieren, also ein produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag mit (Option 1) oder ohne (Option 2) Marktwertkorridor. Diese Modelle sind für Investoren mit deutlich weniger Risiken verbunden als produktionsunabhängige Fördermechanismen, was zu geringeren Kapitalkosten und damit einem geringeren Förderaufwand führen würde. Nicht zuletzt ließen sich die ersten beiden Optionen als relativ bruchfrei zum aktuell bestehenden Marktprämienmodell ausgestalten.

Anlagen in einer produktionsunabhängigen – und damit prognosebasierten Förderung – wären hingegen großen Unsicherheiten ausgesetzt. Die Berechnung der theoretisch erzielbaren Erzeugung birgt die Gefahr, die sehr individuellen Bedingungen jeder einzelnen Anlage (Ausrichtung, Neigung, Schattenwurf etc.) nicht angemessen zu berücksichtigen. Ist etwa die tatsächliche Stromerzeugung niedriger als das errechnete Produktionspotential, droht die Abschöpfung von Erlösen auf Mengen, die gar nicht produziert wurden. Mit entsprechenden Risikoaufschlägen auf der Finanzierungsseite wäre mithin zu rechnen. Aus Sicht potentieller Investoren würde die produktionsunabhängige Förderung damit ein erhöhtes Risiko darstellen. Die Option einer Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag (Option 4) wäre von den beiden produktionsunabhängigen Optionen aber vorzuziehen. Hier wird die Unsicherheit hinsichtlich der Abschöpfung anhand eines Produktionspotentials zumindest abgemildert, da eine jährlich gleichbleibenden Kapazitätzahlung an den Anlagenbetreiber erfolgen würde. Die Kapitalkosten würden sich in Option 4 also gegebenenfalls geringer als jene in Option 3 darstellen. Bei der Ausgestaltung der Kapazitätzahlung ist zu beachten, dass die Gestehungskosten für PV-Dachanlagen in der Regel oberhalb derer für PV-Freiflächenanlagen liegen. Darüber hinaus weisen beide Optionen die Schwäche auf, dass die Bestimmung des Produktionspotentials viel Bürokratie und höhere administrative Kosten für den Staat und den Anlagenbetreiber verursachen könnte. Eine weitere

Herausforderung stellt die Ausgestaltung von Ertragsausfallversicherungen dar. Durch die unsicherere Erlössituation würden die Kosten für Ertragsausfallsversicherungen steigen.

Sollte allen genannten Nachteilen zum Trotz weiterhin eine produktionsunabhängige Förderung verfolgt werden, ist hierbei die Aggregation von Anlagen zu ermöglichen. Diese Zusammenfassung würde es erlauben, durch Prognoseunsicherheiten bestehende Mengenrisiken im Anlagenportfolio abzumildern. Insgesamt sollte aber darauf geachtet werden, dass ausschließlich die Größe der Einzelanlage und nicht die Summe der aggregierten Anlagen ausschlaggebend für die Teilnahme an dem neuen Förderregime ist.

II. Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten

Auch hinsichtlich eines Kapazitätsmechanismus werden vier Optionen genannt. Ein Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging (Option 1) ist dabei klar zu favorisieren. Kapazitäten können hier vollständig marktlich beschafft werden. Damit ist einerseits hohe ökonomische Effizienz zu erwarten, andererseits auch ein Level-Playing-Field zwischen herkömmlichen Kraftwerken und Flexibilitäten, wie insbesondere Batteriespeichern. Zudem ist bei dieser minimalinvasiven Option mit dem geringsten bürokratischen Aufwand zu rechnen.

Regulierte Kapazitätsmärkte hingegen würden drohen, den Markt steuerbarer Flexibilitäten zu verdrängen und falsche Technologieanreize zu setzen. Sie würden außerdem ein deutliches Mehr an bürokratischem und administrativem Aufwand verursachen. Mit Blick auf den diskutierten DZK (Option 2) ist fraglich, wie genau die von den BKV durch Zertifikate abzusichernde Residuallast bestimmt würde. Dies könnte eine vom Kunden bestellte Last, aber auch die Spitzenlast bei maximaler Nutzung der Anschlusskapazitäten sein. Im ZK (Option 3) werden die benötigten Kapazitäten von einer zentralen Stelle festgelegt und ausgeschrieben. Ein solch eng regulierter Kapazitätsmechanismus ist nicht zielführend. Zudem würden die Kosten für die bezuschlagten Kapazitäten auf die Verbraucher umgelegt, was wiederum den Anteil staatlich induzierter Strompreisbestandteil am Gesamtstrompreis erhöhen würde. Im KZK (Option 4) schließlich scheint die zentrale Herausforderung die Parametrierung aus zentralen und dezentralen Mechanismen. Es ist sehr fraglich, ob der Regulierer diese Parametrierung angemessen bewerkstelligen könnte.

III. Lokale Signale

Die Aktivierung lokaler Signale ist zentral. Durch sie können Kosten für den Netzausbau auf der „letzten Meile“ reduziert werden – denn gerade die letzte Meile ist baulich komplex und kostenintensiver, da Kabel meistens unter der Erde verlegt sind. Ohne geeignete lokale Signale könnten die Anschlusskapazitäten für Ladestationen und Wärmepumpen beeinträchtigt werden.

Unbedingt ist zudem eine Weiterentwicklung des § 13 k EEG („Nutzen statt Abregeln“) zu forcieren. Künftig sollten hier auch Heimspeicher als zuschaltbare Lasten berücksichtigt werden.

Hinsichtlich zeitlich/regional differenzierter Netzentgelte ist zu beachten, dass beim Einsatz des Instruments zur Netzengpassverhinderung die Gefahr einer Konzentration im Norden besteht.

IV. Nachfrageseitige Flexibilitätspotentiale heben

Nachfrageseitige Flexibilitätspotentiale sollten das zentrale Instrument eines zukunftsfähigen Strommarkts sein. Die Beseitigung zahlreicher regulatorischer Hemmnisse vorausgesetzt, können sie den Netzausbaubedarf erheblich reduzieren, Preiskurven glätten und den in Handlungsfeld I diskutierten Investitionsrahmen für Erneuerbare auf marktliche und von staatlicher Förderung unabhängige Beine stellen. Neben zahlreichen notwendigen regulatorischen Maßnahmen, wie einer

Überarbeitung der Netzentgeltsystematik für PV-Heimspeicher-Kombinationen hin zu einer Befreiung von doppelten Netzentgelten auf zwischengespeicherten Strom und der Ermöglichung der massengeschäftstauglichen Direktvermarktung von Kleinanlagen, ist hierzu zwingend eine Ausgestaltung des § 14 c EnWG notwendig, um eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu ermöglichen.

Über Enpal

Enpal, das Greentech-Einhorn in Deutschland, bietet eine integrierte Gesamtlösung für erneuerbare Energie und leistet damit Pionierarbeit in der Energiewende. Das seit 2022 profitable Unternehmen hält mit dem Verkauf von monatlich mehreren tausend neuen Energiesystemen eine führende Marktposition für Solaranlagen für den Privatgebrauch in Deutschland. Die Solaranlage ist dabei Teil des integrierten Energie-Ökosystems aus Stromspeicher, Ladesäule, Wärmepumpe und des Enpal-Energiemanagers, der eine intelligente Kombination aus Hardware und Software ist. Gegründet 2017, digitalisiert und revolutioniert Enpal mit seinem Mietmodell sowie der flexiblen, anzahlunabhängigen Kaufoption die Anschaffung von grüner Energie für ein von fossiler Energie unabhängiges Eigenheim. Mehr als 70.000 von Enpal ausgestattete Haushalte bilden bereits unsere klimafreundliche Community für erneuerbare Energien. Zu den Investoren von Enpal gehören einige der weltweit größten Impact- und Technologieinvestoren wie TPG Rise Climate, Softbank Vision Fund II, Princeville Climate Technologies, HV Capital, Activate Capital und The Westly Group.

Kontakt

Markus Meyer

Director Public and Regulatory Affairs | politik@enpal.de

Constantin Scheller

Senior Manager Regulatory Affairs | politik@enpal.de

Hark Möller

Junior Manager Regulatory Affairs | politik@enpal.de