

Stellungnahme zum Entwurf eines EEG 2027

Stand: 22. Juli 2026

Grundsätzliche Einordnung

Der Entwurf zum EEG 2027 ist für Großanlagen in vielen Teilen sinnvoll. Die **naturstrom** AG unterstützt die Bundesregierung ausdrücklich in dem Bemühen, den Ausbau Erneuerbarer Energien fortzuführen und dabei effizienter zu gestalten. Insbesondere die Zubaubeschleunigung bei Solar- und Windparks ist eine unabdingbare Voraussetzung zum Erreichen der Klimaziele sowie zur Modernisierung unserer Volkswirtschaft. Auch begrüßen wir die zielführende Weiterentwicklung des Fördersystems durch die Einführung eines planbaren, produktionsabhängigen Refinanzierungsbeitrags. Diese sinnvollen Anpassungen dürfen allerdings keinesfalls durch neue Hemmnisse, wie sie im Netzpaket mit dem Redispatch-Vorbehalt angedacht sind, konterkariert werden (vgl. entsprechende Stellungnahme). Zudem drohen bei vielen Detailregelungen im EEG 2027 neue Hemmnisse für Ausbau und Vermarktung der dringend benötigten günstigen Grünstrommengen.

Auch müssen die Sicherung der Akteursvielfalt und eine angemessene Beteiligung der Bürger:innen weiter im Blick behalten werden. Eine komplette Abschaffung der Förderung kleiner Solaranlagen ist hierfür kontraproduktiv und wird von uns abgelehnt. Vielmehr sollte die für größere Dachanlagen angedachte Umstellung auf Direktvermarktung auch im Kleinanlagensegment das Zielbild werden – eine flächige Umstellung kann allerdings erst dann erfolgen, wenn effiziente Direktvermarktungsprozesse für Kleinanlagen im Markt verankert sind.

Allgemeine Bestimmungen

Zielstellung in § 1 ergänzen

Wir begrüßen, dass das Mindestziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2030 erhalten bleibt. Um Sektorenkopplung und Dekarbonisierung von Wärme und Verkehr voranzutreiben, braucht es jedoch auch über 2030 hinaus klare Perspektiven und möglichst schnell eine vollkommen fossilfreie Stromerzeugung. Wir plädieren daher dafür, ergänzend ein Ziel von 100 Prozent Erneuerbaren Energien im Stromsektor bis spätestens 2035 aufzunehmen, dass dann bei absehbar deutlich wachsendem Strombedarf auch in den Folgejahren gehalten werden muss.

Strommengenpfad in § 4a beibehalten

Die von der Bundesregierung vorgeschlagene komplette Streichung des Strommengenpfades ist überzogen. Es ist zwar im Sinne der Planbarkeit sinnvoll, den Ausbau weiterhin über die Ausschreibung von Leistung zu organisieren, die entscheidende nutzbare Größe sind jedoch die resultierenden Ökostrommengen. Schließlich bleibt der Anteil von 80% Erneuerbaren Energien die entscheidende (Mindest-)Zielmarke auch im neuen EEG. Um hier auf Abweichungen bspw. bei dauerhaft schlechter werdenden Windverhältnissen reagieren zu können, ist es aus unserer Sicht sinnvoll, die erzeugten Strommengen (und den erwarteten Stromverbrauch) weiter im

Blick zu halten und hieran auch kurzfristige Nachsteueroptionen festzumachen. Im Sinne einer flexibleren Regel ist durchaus nachvollziehbar, nicht mehr für jedes Einzeljahr ganz konkrete Zielmarken aufzustellen. Wir schlagen daher vor, im Abstand von 2-3 Jahren Korridore zu verankern, die die Zielerreichung im Jahr 2030 und darüber hinaus überprüfbar machen.

Kommunalbeteiligung in § 6 komplett auf „erzeugte“ Strommenge umstellen und weiter vollständig erstatten

Dass künftig eine Kommune für die gesamte erzeugte Strommenge eine Beteiligung erhalten soll, ist sinnvoll. So kann die Kommune bspw. auch von den zunehmenden Direktbelieferungsmodellen profitieren, bei denen keine Strommengen oder nur ein kleiner Teil ins Netz eingespeist wird. Allerdings wird diese Anpassung im Entwurf nur in den Absätzen 2 und 3 bei der Auszahlung an Kommunen vorgenommen, nicht jedoch in Absatz 5 bei der Erstattungsmöglichkeit. Dies sollte vereinheitlicht und auch an dieser Stelle auf die „erzeugte“ statt „eingespeiste“ Strommenge abgezielt werden.

Die Erhöhung der möglichen Kommunalbeteiligung von 0,2 auf 0,3 ct/kWh ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, erhöht aber insgesamt die Kosten für einzelne Projekte und damit die Energiewende leicht, zumal die Umstellung auf die erzeugte Strommenge in Zusammenhang mit der Erhöhung eine doppelte Verteuerung für Solar-Freiflächenanlagen ist.

Diese im Gesetzentwurf geplanten zusätzlichen Beteiligungszahlungen von 0,1 ct/kWh sollten wie bisher im Rahmen des EEG-Vergütungssystems erstattbar sein. Andernfalls würde das die ohnehin schon unter hartem Wettbewerbsdruck stehenden Erlöse der Anlagenbetreiber noch weiter reduzieren, so weitere Projekte unwirtschaftlich machen und schlussendlich den Ausbau Erneuerbarer Energien potenziell verzögern.

Sinnvoll wäre zudem, im Zuge der Erhöhung diese Regel auch als bundesweit einheitlich geltende Vorgabe zu definieren. Viele Bundesländer haben inzwischen eigene Beteiligungsregeln, was zwar grundlegend zu begrüßen ist, in ihrer Vielfalt jedoch die Projektierung ebenfalls verkompliziert und damit die Erneuerbaren-Stromerzeugung verteuert.

Abschluss, Annahme, Übertragung und Verteilung

Benachteiligung kleiner Solaranlagen in § 9 vermeiden

In Absatz 2 Nummer 3 wird durch eine Änderung vorgeschlagen, dass die Betreiber von Solaranlagen kleiner 7 kWp selbst eine vorzeitige Ausstattung mit Smart Metern und Steuerboxen beim Netzbetreiber verlangen müssen, obwohl diese nicht zum Pflichtrollout gehören. Das ist abzulehnen, die Betreiber haben ihre Anlagen nach der zu dem jeweiligen Zeitpunkt gültigen Rechtslage installiert. Wenn diese Anlagen mit Steuerungstechnik ausgestattet werden sollen, müsste dies in die Pflicht der Netzbetreiber und nicht der Anlagenbetreiber fallen.

Auch die dauerhafte Spitzenkappung auf 50 Prozent der installierten Leistung im neu vorgeschlagenen Absatz 2b lehnen wir ab, da diese viel zu pauschal wirkt. Wenn überhaupt wäre eine Begrenzung auf die bereits etablierte Marke von 60 Prozent sinnvoll. Da viele Netze aber keine Kapazitätsengpässe haben, ist eine solche grundsätzliche Gängelung ein viel zu harter Eingriff. Begrenzungen sollten lediglich für Netzgebiete oder

besser noch Situationen gelten, in denen tatsächlich ein Engpass vorhanden ist. Dazu braucht es zunächst eine viel bessere Netzdigitalisierung. Zudem sollte die Begrenzung auch entfallen, sobald die Anlagen mit Smart Metern ausgestattet sind, da dann eine intelligente Steuerung ohne Pauschalwerte möglich ist.

Leitungsverlegungsrechte in §11b ausweiten

Die Netzanbindung Erneuerbarer-Energien-Anlagen ist die entscheidende Engstelle, um den Erneuerbaren-Ausbau und damit Klimaschutz und Wirtschaftsmodernisierung voranzubringen. Das zuletzt eingeführte Recht auf Leitungsverlegung beim Erneuerbaren-Netzanschluss hat die Lage schon deutlich verbessert, blieb aber – entgegen den ursprünglichen Planungen – auf öffentliche Grundstücke begrenzt. Die Ausweitung auf alle Grundstücke ist hier weiterhin eine richtige Idee und würde die Planung und Realisierung von Anbindungsleitung und damit das ganze Erneuerbaren-Projekt deutlich effizienter und damit kostengünstiger machen.

Arten der Zahlungsansprüche und Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber

Voraussetzung und Planbarkeit für die Ausweitung der Direktvermarktung schaffen

Wir unterstützen die Bundesregierung in dem Ziel, die Direktvermarktung auch auf Anlagen unter 100 kW auszuweiten (§ 20).

Die aktuellen Prozessketten und IT-Systeme in der Energiewirtschaft lassen eine effiziente Abwicklung von Tausenden von Kleinanlagen aber leider noch nicht effizient zu, eine überstürzte Ausweitung der Direktvermarktungspflicht erhöht damit Systemkosten und macht die Ökostrom-Nutzung ineffizienter. Vielmehr bräuchte es klare Vorgaben für die Datentransparenz und-bereitstellung seitens der Verteilnetzbetreiber zu einem Stichtag. Sobald diese nachgewiesen und von einer Behörde wie der BNetzA festgestellt ist, kann eine – ggf. auch schon im Vorhinein festgelegte – Ausweitung der Direktvermarktung greifen. Mit dem bisherigen Vorschlag würden mit einer frühzeitigen Umstellung Anlagenbetreiber jedoch für die nicht von ihnen zu verantwortende mangelhafte Digitalisierung im Energiesystem bestraft werden und zudem der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien im Kleinsegment behindert. Diese Verantwortungsverschiebung kann nicht im Sinn des Gesetzgebers sein.

Die nun vorgesehene befristete Übergangszahlung nach §21b kann den Problemdruck zwar temporär abmildern, ändert aber nichts dran, dass Direktvermarktung für Kleinanlagen bisher einfach nicht im Massengeschäft funktioniert und eine Förderumstellung daher auch erst dann vorgenommen werden sollte, wenn das möglich ist.

Der nach § 50c ebenfalls neu vorgesehene Direktvermarktungsbonus ist hingegen ein richtiger Ansatz und kann einen konstruktiven Anreiz bieten, dass das Interesse für diese

Vermarktungsform bei den Anlagenbetreibern wächst und so mittelfristig auch passende Angebote entstehen. Allerdings deckt die bisher vorgesehen Höhe von 1,5 ct/kWh nicht die mittelfristig erwartbaren Zusatzkosten der Kleinanlagen-Direktvermarktung.

Keine Streichung der Förderung für kleine PV-Anlagen

Im EEG-Entwurf ist in den §§ 20 und 21 eine komplette Streichung der Förderung für kleine PV-Anlagen unter 25 kWp vorgesehen. Die Einspeisevergütung als Fördermodell entfällt generell, aber auch an der angedachten Ausweitung der Marktprämien-Direktvermarktung sollen diese Kleinanlagen nicht partizipieren dürfen. Diesen radikalen Schritt lehnen wir ab.

Zwar ist durch Eigenverbrauchskonzepte eine langfristige Rentabilität oft auch ohne Einspeisevergütung denkbar, deren Streichung würde die Refinanzierung jedoch verlängern und unsicherer machen – und die Entscheidung für eine eigene PV-Anlage damit deutlich unattraktiver gestalten. Ein starker Einbruch in diesem Anlagensegment wäre zu befürchten, obwohl die PV-Aufdachanlagen die Energiewende besonders flächenschonend, netzdienlich und partizipativ voranbringen. Die Förderkosten für neue Dachanlagen sind zudem überschaubar, da die Betreiber jetzt schon aufgrund des höherwertigen Eigenverbrauchs nur möglichst geringe Mengen ins Netz einspeisen und dafür eine moderate Vergütung bekommen. Dennoch ist diese planbare Absicherung für viele Menschen, die sich eben nicht täglich mit dem Energiemarkt beschäftigen, ein zentraler Faktor bei der Entscheidung für eine PV-Anlage.

Nicht zuletzt ist gerade bei Projekten zur Direktbelieferung in Mehrfamilienhäusern (Mieterstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) die Einspeisevergütung ein unerlässlicher Bestandteil der Projektkalkulation, da die langfristigen Absatzchancen bspw. aufgrund von Umzügen deutlich schlechter planbar sind als der Eigenverbrauch im Einfamilienhaus.

Die Abschaffung des Volleinspeisebonusses können wir dabei aus Kostengründen nachvollziehen, auch wenn das einige spezialisierte Geschäftsmodelle bzw. Anwendungsfälle ebenfalls stark beeinträchtigen wird. Von dieser Streichung abgesehen sollte es grundsätzlich für die Einspeisung von Dachanlagen auch unter 25 kW weiter eine Förderung geben. Perspektivisch ist die angedachte Umstellung auf eine Marktprämienförderung durchaus nachvollziehbar und sinnvoll. Voraussetzung ist aber, dass im Markt effiziente Prozesse und Angebote für die Einbindung von Kleinanlagen in der Direktvermarktung vorhanden sind (s.o.). Dies ist aktuell nicht der Fall. Bis die notwendigen Voraussetzungen gegeben sind, sollte eine feste Basisförderung erhalten bleiben.

Refinanzierungsbeitrag einführen, Marktwertkorridor etablieren und Wechselmöglichkeiten ausweiten

Mit dem neu vorgeschlagenen § 21d entwickelt die Bundesregierung das etablierte Marktprämien-System konstruktiv zu einem europarechtlich vorgegebenen CfD weiter. Sowohl die grundsätzliche Einführung eines Refinanzierungsbeitrags als auch die einfach umzusetzende, produktionsabhängige Gestaltung dieser Abschöpfung findet unsere volle Zustimmung. Ebenfalls begrüßen wir die Einführung von Mindestertönen, um den Anlagenbetrieb auch bei schwach positiven Preisen abzusichern.

Dennoch sehen wir auch in dem erst einmal sinnvollen Entwurf weiteres Optimierungspotenzial für ein möglichst effizientes, marktnahes Absicherungssystem. Zum einen schlagen wir vor, einen Marktwertkorridor bei der Abschöpfung einzuführen, also einen gewissen Puffer zwischen anzulegendem Wert und der Abschöpfungsuntergrenze. Dies würde optimierte Vermarktungsstrategien anreizen und Risiken wie steigende Direktvermarktungskosten, insbesondere in Hochpreisphasen, abpuffern. Eine solche Variante war bereits im Strompreisbremsengesetz enthalten. Die damals angelegte Höhe von 3 ct/kWh war allerdings der Ausnahmesituation geschuldet und könnte im Rahmen der grundsätzlichen Ausgestaltung des Förderinstruments deutlich geringer ausfallen. Die Höhe sollte sich prozentual an den Zuschlagswerten orientieren und könnte etwa in der Größenordnung von 25-30 Prozent liegen.

Um die Marktoptimierung nicht nur im Rahmen des Absicherungssystems, sondern auch außerhalb davon nach vorne zu bringen, schlagen wir zudem eine Ausweitung der Wechselmöglichkeiten zu dem geplanten CfD-System vor. Wir schlagen dazu zumindest eine Ergänzung des bisher in § 20b vorgesehenen kompletten Opt-Outs durch eine zusätzliche Opt-In-Variante vor. So könnte beispielsweise die Anlagenvermarktung direkt nach Inbetriebnahme zunächst mit einer PPA-Phase starten, und dann zu jedem Monatsersten oder auch nur begrenzt nach den ersten drei (übliche Terminmarktvertragszeit) oder fünf Jahren (ggf. mit einmaliger Verlängerung) in das Fördersystem zurückwechseln. Ein Cherry Picking ist hier nicht zu befürchten, da in den nächsten Jahren die Großhandelsstrompreise eher unter den Zuschlägen liegen werden, also Förder- statt Abschöpfungsjahre zu erwarten sind. Eine solche Opt-In-Option könnte einen förderfreien Stromverkauf unterstützen, so den PPA-Markt beleben und den Bundeshaushalt entlasten.

Ausschreibungen (§§ 28 und 28a bzw. §§ 36-38b)

Fortführung sinnvoll, Südquote einführen, Höchstwerte anpassen

Die Fortführung der Ausschreibungen bis zum Jahr 2032 ist sinnvoll und bringt der Branche Planungssicherheit für die oft langwierige, mehrjährige Projektentwicklung, gerade im Bereich der Windenergie. Auch die Erhöhung der Mengen von 10 auf 14 GW pro Jahr bei Solar und die Aufstockung der Windmengen um ergänzende 12 GW insgesamt unterstützen wir vollauf.

Die Verteilung der zusätzlichen Windenergiemengen mit je 5 GW in den Jahren 2027 und 2028 sowie 2 GW in § 28 ist nachvollziehbar. Wünschenswert wäre zwar gewesen, einen kleineren Teil der Zusatzmengen bereits 2026 auszuschreiben, angesichts des sehr verzögerten Prozesses ist dies nun aber wohl nicht mehr realistisch.

Das Ziel der in § 36d neu geregelte Begrenzung von Pachteinahmen teilen wir grundsätzlich. Die konkrete Ausgestaltung ist jedoch praxisfern und sollte daher in bisheriger Form nicht umgesetzt werden. Erstens ist die angedachte Gesamthöhe von 2,5 Prozent der Erträge sehr weit weg vom aktuellen Marktniveau und nicht unbedingt höher als sonstige Landverpachtungen im Agrarbereich. Dieser sehr niedrige Deckel hat so das Potenzial, vor Ort viel Unfrieden zu schaffen und damit Akzeptanz zu gefährden oder gar generell die Flächenverfügbarkeit massiv einzuschränken. Der Deckel sollte eher beim Zwei- bis Dreifachen des vorgeschlagenen Wertes liegen. Zweitens bringt die vorgeschlagene Regelung die Gefahr erheblicher bürokratischer Aufwände mit sich und

steht in diesem Punkt der angestrebten Entbürokratisierung entgegen. Die verschiedenen Flächenentgelte müssten miteinander in Verbindung gesetzt und nachgehalten werden, was enorme zusätzliche Aufwände in der Projektierung bedeutet. Und drittens braucht es passende Übergangsregelungen: Der Gesetzgeber sieht die Geltung zwar erst für Projekte mit Zuschlag ab 2028 vor, da Windenergieprojekte aber oft mehrjährige Vorlaufzeiten haben, sollten grundsätzlich alle Verträge, die vor 2027 geschlossen wurden, von der Berechnung des Deckels ausgenommen werden

Grundsätzlich sollte sichergestellt werden, dass vermehrt Windprojekte im Süden des Landes entstehen. Dies ist netzdienlich und durch die Vermeidung von Redispatch-Vorgängen trotz leicht höherer Förderkosten volkswirtschaftlich effizient. Daher begrüßen wir die Aufstockung des Korrekturfaktors auf 165% Prozent für die Südregion gemäß § 36h. Dass in der neu eingeführten Mitte-Region hingegen nur noch ein maximaler Korrekturfaktor von übergangsweise 142 Prozent, auf Dauer sogar nur 129 Prozent, angesetzt werden kann, wird viele dortige Projekte unrentabel werden lassen. Dies ist gerade mit Blick auf den zuletzt starken Windenergie-Ausbau in Brandenburg, Niedersachsen und NRW eine Gefahr für den Ausbau insgesamt. Die neu eingeführten Regionen oberhalb der Südregion und die damit verbundenen Begrenzungen lehnen wir daher ab. Grundsätzlich sinnvoller wäre eine verbindliche Südquote, durch die man sich die im Gesetzesentwurf vorgeschlagene aufwändige Regionalsteuerung nach Preisen und Gebieten sparen könnte.

Beim Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments (§37b) ist zu beachten, dass erstens die letzten Ausschreibungen, nach denen sich die aktuelle Höchstwertbestimmung jeweils richten soll, einem hohen Wettbewerbsdruck unterlagen und die Zuschlagshöhen auch der höchsten noch bezuschlagten Gebote damit sehr niedrig waren. Zweitens werden durch die Umstellung des Fördersystems sowie durch weitere Neuregelungen der aktuell diskutierten Gesetzesneueregungen bzw. BNetzA-festlegungen (Erhöhung Kommunalbeteiligung, Baukostenzuschüsse, Netzanschlussbegrenzung, Kapazitätsentgelte) die Projekte tendenziell verteuert, so dass auch der maximale Höchstwert für Teile der Projektlandschaft nicht mehr ausreichend sein kann. Wir plädieren daher für eine generelle gesetzliche Festlegung des Höchstwerts, der dann auch leicht (10-20%) über dem bisherigen Niveau liegen sollte.

Die Abschaffung des bisherigen § 38a ist zwar aus Entbürokratisierungsgesichtspunkten nachvollziehbar, der damit verbundene Wegfall der Übertragung von Zuschlägen für Freiflächen-Solaranlagen in § 38 nimmt Projektierern aber in der Praxis erheblich Flexibilität und kann so die Energiewende insgesamt bremsen. Mit der unscharfen Vorgabe einer nur „teilweisen“ Errichtung eines Projekts auf der im Gebot angegebenen Fläche will der Gesetzgeber zwar eine gewisse Flexibilität erhalten, ob dies in der Praxis tragfähig ist, konnte in der kurzen Stellungnahmefrist jedoch nicht vollständig eruiert werden und sollte im weiteren Gesetzgebungsprozess noch genauer diskutiert werden.

Mit dem neuen § 38 a soll ein Bonus für Agri-PV eingeführt werden, die bisher für besondere Solaranlagen existierenden Segmente in den Freiflächenausschreibungen nach § 37 Abs. 3 werden im Gegenzug abgeschafft. Dies ist keine zielführende Lösung, da zum einen andere Anwendungsformen wie Moor-, Parkplatz und Floating-PV damit keine eigenständige Unterstützung bekommen würden und der Bonus für Agri-PV in aller Regel für diese Anlagen auch nicht ausreichen wird. Hier sollte es daher bei den bisherigen Regelungen bleiben.

Mit der Neuformulierung von § 39n werden Innovationsausschreibungen komplett gestrichen. Dass diese nicht mehr in bisheriger Form fortgesetzt werden, ist zwar nachvollziehbar. Dennoch sollte ein Mechanismus erhalten bleiben, über welchen im Rahmen des EEG innovative Produktions- und Nutzungsformen angereizt werden. Gerade mit Blick auf die Nutzung ansonsten abgeregelten Stroms oder für die (ebenfalls abgeschaffte) Produktion von grünem Wasserstoff gäbe es hier ausreichend Anwendungsgebiete. Die nun in diesem Paragrafen vorgesehene Einführung von Resilienzausschreibungen ist zwar grundsätzlich sinnvoll und auch europarechtlich geboten, sollte jedoch ergänzend und nicht ersetzend erfolgen. Die für die Resilienzausschreibungen vorgesehenen Mengen sind grundsätzlich nachvollziehbar, im Sinne der notwendigen Beschleunigung der Energiewende sollte jedoch überlegt werden, diese ergänzend zu den regulären Ausschreibungen durchzuführen, anstatt diese abzuziehen.

Stromkennzeichnung und Direktvermarktung

Streichung Regionalnachweisregister

Mit der Streichung von § 79a wird das Regionalnachweisregister gestrichen und damit jegliche offizielle Form einer Regionalvermarktung gekippt. Als dezentral organisiertes wie orientiertes Unternehmen hat die **naturstrom AG** dieses Register bisher als einer von wenigen Akteuren im Markt genutzt, dennoch können wir die Abschaffung dieses doch sehr bürokratischen und wenig Mehrwert bringenden Registers nachvollziehen.

Problematisch ist allerdings, dass die Abschaffung völlig ohne Ersatz vorgesehen ist und auch andere Ansätze für eine stärker regional verankerte Strom- und Flexibilitätsnutzung von der aktuellen Bundesregierung bzw. mit diesem Gesetzentwurf nicht vorangebracht werden. So könnten etwas Energy Sharing, die Direktbelieferung von Unternehmen oder bessere Nutzen-statt-Abregeln-Rahmenbedingungen Ökostrom sinnvoll vor Ort nutzbar machen und so tatsächlich eine bessere Alternative zum Regionalnachweisregister werden. Leider bleibt hier nach den bisherigen Plänen eine Leerstelle.

Verordnungsermächtigungen

Resilienzausschreibungen

Mit den Resilienzausschreibungen wird ein relevanter Teil des Erneuerbaren-Ausbaus unter ganz neuen Spielregeln vonstattengehen. Mit der Verordnungsermächtigung nach § 88d sichert sich die Bundesregierung erhebliche Gestaltungsspielräume für diese neuen Ausschreibungen. Konkrete Bewertungen sind aufgrund der fehlenden Ausgestaltung an dieser Stelle noch nicht möglich, obwohl diese kommenden Regelungen erheblichen Einfluss auf den Fortgang des Erneuerbaren-Ausbaus haben werden. Die Ausgestaltung sollte daher in engem Dialog mit der Branche passieren.

Kooperationsausschuss, Monitoring, Berichte

Weiterentwicklung CfD-System angehen

Die in § 99a angelegte Evaluierung des CfD-Systems und der Wechselwirkung mit nachgelagerten Märkten unterstützen wir. Auch wenn die Einführung eines einfachen, produktionsabhängigen Refinanzierungsbeitrags kurzfristig die richtige Entscheidung ist, sind kleinere Fehlanreize in diesem System nicht auszuschließen. Die –generell bei allen Staatsausgaben angebrachte – Evaluierung der Fördersystematik ist daher gerade nach so einer Veränderung sehr wichtig. Die Berichtsvorlage dazu im Juli 2029 und eine weitere Anpassung des Fördersystems bis spätestens 2031 sind nachvollziehbare Fristsetzungen.

Inhaltlich sehen wir eine zwischenzeitlich diskutierte vollständige Umstellung auf eine kapazitätsbasierte, produktionsunabhängige Förderung sehr skeptisch. Eine hybride Förderlösung könnte dagegen je nach Ausgestaltung potenziellen Schwächen des bisher angedachten Systems entgegenwirken, auch wenn die mit Kapazitätzahlungen unauflösbar verbundenen Förderverzerrungen natürlich auch hier drohen. Ohnehin bleibt die weitere Marktentwicklung unter dem EEG 2027 abzuwarten, eine differenzierte Untersuchung dieser Entwicklungen ist in jedem Fall sinnvoll und sollte jeglicher politischer Festlegung bei einer zukünftigen weiteren Novellierung des EEG vorangehen.

Keine Streichung des Bürgerenergieberichts

Mit der vorgesehenen Streichung des § 99b würde der darin vorgesehene Bericht zur Bürgerenergie komplett entfallen. Dies lehnen wir ab. Auch wenn der Bericht bisher noch nie erschienen ist, ist das Bürgerenergiesegment ein sehr spezielles und ein entscheidender Faktor für Akteursvielfalt, Akzeptanz und regionale Wertschöpfung. Dieses spezielle Segment muss auch gesondert in den Blick genommen werden. Der zurecht bislang angedachte eigene Bericht würde dem Rechnung tragen und könnte entsprechende Handlungsbedarfe zur Stärkung des zuletzt eher im Rückgang befindlichen Segments aufzeigen. Ein eigener Schwerpunkt zur Bürgerenergie würde auch dem Koalitionsvertrag entsprechen, in welchem die Bürgerenergie dezidiert als unterstützenswert genannt wird.

Erneuerbare-Energien-Verordnung

Mit dem aktualisierten § 5 EEV soll die Direktvermarktung von Solarstrom durch die ÜNB nur bis zu einem Minimalpreis von -10 €/MWh vorgenommen werden. Eine Preislimitierung bei dieser Vermarktung kann grundsätzlich zur Stabilisierung des Energiesystems und zur Begrenzung von EEG-Kosten sinnvoll sein, auch wenn damit Flexibilitätsanreize beschnitten werden. Wenn diese Preislimitierung eingerichtet wird, sollte der Wert jedoch mindestens Null betragen, um das Problem zu bekämpfen, dass Direktvermarkter Anlagen noch bei schwach negativen Preisen laufen lassen.

Weitere Ergänzungsvorschläge

Direktbelieferung vereinfachen

Obschon im Koalitionsvertrag als wichtige energiepolitische Stellschraube genannt, thematisiert der EEG-Entwurf an keiner Stelle eine Verbesserung der Situation für Direktbelieferungskonstellationen. Dabei könnte relativ einfach schon mit der Streichung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ in der Begriffsdefinition der Direktvermarktung (§ 3, Abs 16) eine deutliche Vereinfachung und Entbürokratisierung erreicht werden.

Inflationsausgleich in Zuschlägen verankern

Bisher gibt es im EEG keinerlei Inflationsausgleiche, die Förderung ist über 20 Jahre festgeschrieben und wirkt damit energiekostensenkend bzw. inflationsmindernd. Bisher war dieses Risiko bei den Anlagenbetreibern tragbar, weil auf Zusatzeinnahmen während der 20jährigen Förderdauer – insbesondere Richtung Ende der Laufzeit bei allgemein steigenden Preisen – gehofft werden konnte, die dieses Risiko kompensieren. Durch die (begrüßenswerte!) Einführung eines Refinanzierungsbeitrags sind solche zusätzlichen Zusatzeinnahmen zur Deckung des Inflationsrisikos jedoch ausgeschlossen, zumindest solange man nicht komplett aus dem System rausoptieren will. Allein schon die Bauzeit eines Projektes nach Zuschlag führt so zu einer gewissen Entwertung der jeweiligen Anlage. Das erschwert die Refinanzierung. Eine Lösung wäre, die Zuschläge mit einer Basisinflation zu indexieren und über die Laufzeit anzupassen, ggf. auch nur anteilig zur allgemeinen Inflationsentwicklung.

Flexible Netzanschlussvereinbarungen stärken

Mit dem in der letzten EEG-Novelle eingeführten § 8a wurde die Möglichkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen geschaffen. Solche Verträge zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber können Anschlüsse beschleunigen, Netzkapazitäten entlasten und Systemkosten verringern. Ein grundlegend sinnvolles Instrument also. Bisher ist die Regelung aber rein optional ausgestaltet, es gibt kein Recht auf eine solche Vereinbarung und in der Praxis kommen solche konstruktiven Vereinbarungen noch viel zu selten zustande. Daher plädieren wir dafür, dass Anlagenbetreiber ein Recht bekommen sollten, die zugesagte Anschlusskapazität auch mit dem Anschluss zusätzlicher Anlagen, etwa eines Speichers oder weiterer Erzeugungsanlagen, nutzen zu können, solange die vereinbarte Anschlussleistung eben nie überschritten wird.

Kontakt

naturstrom AG
Parsevalstr. 11
40468 Düsseldorf
www.naturstrom.de

Ansprechpartner
Sven Kirrmann
Senior-Referent PR und politische Kommunikation
030 4081 800-14
sven.kirrmann@naturstrom.de

