



Stellungnahme

Deutsche Industrie- und Handelskammer

**Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EEG 2027 auf BT-Drucksachen 21/7867, 21/7819, 21/8108, 21/8119,
21/7907**

Siehe Anlage

Berlin, 5. Oktober 2026

Deutsche Industrie- und Handelskammer

Stellungnahme

Stellungnahme zum/zur

Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und markt-orientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (Drucksache 21/7867)

Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung und der Marktstammda-tenregisterverordnung infolge der Abwicklung des Regionalnachweisregisters sowie zur Neuregelung der Subdelegation an das Umweltbundesamt (Drucksache 21/7819)

Wir bedanken uns für die Einladung zur öffentlichen Anhörung des Ausschusses Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages und die Gelegenheit, auch schriftlich Stellung zu nehmen.

A. Das Wichtigste in Kürze

- Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien wird durch Klimaziele, CO₂-Bepreisung und sin-kende Stromgestehungskosten getragen, sodass nach ganz überwiegender Meinung in der Wirtschaft eine EEG-Förderung für neue Anlagen in den meisten Bereichen schrittweise ent-behrlich wird. Für den Übergang empfehlen wir Investitionszuschüsse, da sie Marktsignale stärken und den Abschluss von Power Purchase Agreements (PPAs) erleichtern.
- Die DIHK sieht die Einführung von Differenzverträgen sehr kritisch, weil dadurch die Marktintegration erneuerbarer Energien massiv behindert wird. Steigende Systemkosten, die sich in höheren Strompreisen für die Wirtschaft niederschlagen, sind wahrscheinlich, wenn Marktsignale nur noch eingeschränkt wirksam sind.
- Sollte die Bundesregierung bei ihrer geplanten Umstellung auf Differenzverträge bleiben, sollte die Dauer der Förderjahre auf dem Weg zur Klimaneutralität im Jahr 2045 schrittweise abschmelzen, sodass nach 2045 keine Förderansprüche für Neuanlagen bestehen. Zum Bei-spiel würden Neuanlagen, die 2030 ans Netz gehen, nur noch für 14 Jahre gefördert.
- Die DIHK spricht sich für eine jährliche Kopplung der Ausbauziele erneuerbarer Energien an die tatsächliche Stromnachfrage aus. Die im aktuellen EEG verankerte Nachfrage von 750

TWh dürfte weit unterschritten werden. Seit Jahren geht die Nachfrage sogar zurück. Ob der Anstieg im ersten Halbjahr 2026 eine tatsächliche Trendumkehr darstellt, wird sich zeigen.

- Aus der Perspektive der Wirtschaft sollten die Höchstwerte für Gebote bei Wind an Land und Solarenergie des ersten und zweiten Segments deutlich gesenkt werden, um bessere Wettbewerbsbedingungen für den marktlichen Ausbau über PPAs sicherzustellen. Die aktuellen Höchstwerte im EEG liegen deutlich über den marktlichen Preisen im Rahmen von PPAs, wodurch sich der marktliche Ausbau in Deutschland nicht entfalten kann.
- Die DIHK spricht sich für eine klare Trennung zwischen dem marktlichen Zubau auf der einen und dem über Differenzverträge geförderten Zubau auf der anderen Seite aus. Das heißt, es sollte eine Wechselmöglichkeit aus der Förderung in den Markt geben aber kein Rückkehrrecht.

B. Inhaltliche Ausführungen

Vorbemerkungen

Die Novelle des EEG bettet sich in die laufenden Reformprozesse von Netzanschlusspaket über die Kraftwerksstrategie (StromVKG) bis hin zur Neugestaltung der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) ein. Aus Sicht der Wirtschaft gilt es diese Prozesse und ihre Wechselwirkungen verstärkt in den Blick zu nehmen. Übergeordnetes Ziel dieser Reformen muss es sein, die Stromkosten am Standort Deutschland für die Breite der Wirtschaft zu reduzieren. Mit der Verabschiedung des StromVKG steigen perspektivisch hingegen in den 2030er-Jahren die Stromkosten für die Wirtschaft.

Der Ausbau erneuerbarer Energien muss weitergehen, auch um die voraussichtlich in den kommenden Jahren steigende Stromnachfrage der Wirtschaft decken zu können. Auf der anderen Seite sollte der Kosteneffizienz mehr Augenmerk geschenkt werden. Aus Sicht der DIHK weist die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) grundsätzlich in die richtige Richtung, wobei sie in vielen Punkten nicht entschieden genug in eine kosteneffiziente Zukunft gerichtet ist. Das EEG hat seit über 25 Jahren den raschen Ausbau erneuerbarer Energien ermöglicht, Investitionssicherheit durch einen langen Förderzeitraum geschaffen und den Markthochlauf erfolgreich bewältigt. Das Ergebnis ist, dass erneuerbare Technologien heute in weiten Teilen markt- und wettbewerbsfähig sind. Dies zeigen nicht zuletzt die zahlreichen Investitionen von Industrie- und Gewerbetrieben in eigene Erzeugungsanlagen.

Eine Förderung ist aus diesem Grund in diesen Bereichen nach überwiegender Meinung der Wirtschaft nicht mehr notwendig. Wenn eine Förderung aus politischen Gründen weiterhin für notwendig erachtet wird, sollte sie gezielt, als Investitionsförderung ausgestaltet, sein und nicht als langjährige Betriebskostenförderung. Denn Investitionsanreize überlagern Marktanreize nicht dauerhaft. Der Anlageneinsatz würde daher vor allem durch Marktsignale gesteuert. Darüber hinaus begrenzt eine Investitionsförderung die staatliche Kostenbelastung, erhöht die Planungssicherheit für den Haushalt und stärkt Innovation und Effizienz.

Die Förderstruktur des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) verzerrt den Wettbewerb im Strommarkt, bindet mit etwa 17 Milliarden Euro pro Jahr erhebliche staatliche Mittel im

Haushalt und hemmt Innovationen und neue Geschäftsmodelle. Auch mit der Novelle kommen weitere erhebliche Förderkosten auf den Bundeshaushalt zu. Das BMWK geht von 4,6 Mrd. Euro durch die unter dem EEG 2027 errichteten Anlagen bis 2032 aus. Beim marktlichen Ausbau im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPA) werden bereits heute deutlich geringere Ausbaurkosten realisiert als im geförderten Segment. In den wenigen Fällen, wo der Förderrahmen nicht greift, investieren Unternehmen direkt in eine planbare und klimafreundliche Strombeschaffung und finanzieren den Bau neuer Erzeugungsanlagen in Deutschland aktiv mit. Um den marktlichen Ausbau abzusichern, schlägt die DIHK schon seit längerem die Einführung einer staatlichen Ausfallbürgschaft vor, damit PPA-Anlagenbetreiber gegenüber der finanzierenden Bank ihr Risiko und damit ihre Finanzierungskosten verringern können.

Die bestehende Systematik der Förderung erneuerbarer Energien hat erhebliche Infrastrukturkosten hervorgebracht. Eine Studie von Frontier Economics für die DIHK geht von Stromnetzausbaukosten (Kapital- und Betriebskosten) in Höhe von ca. 1,1 Billionen Euro bis 2050 aus¹. Diese Kosten sind allerdings nicht allein dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien allein zu zuzurechnen. Ersatzbedarf bei bestehenden Leitungen sowie die weitere europäische Integration der Strommärkte tragen ebenfalls zu den Investitionen bei. In der Folge des Stromnetzausbaus an Land – aber insbesondere mit Blick auf die Anbindung der Offshore-Winderzeugung – sind die Netzentgelte bereits massiv gestiegen und zusätzliche Umlagen geschaffen worden. Diese Systemkosten haben die Stromkosten in der Wirtschaft erheblich ansteigen lassen und gefährden den Unternehmensstandort Deutschland zunehmend im internationalen Wettbewerb. Die Bundesnetzagentur geht von einem Anstieg der Netzentgelte von heute 37 auf 79 Mrd. Euro aus. Eine Studie von Frontier Economics im Auftrag der DIHK prognostiziert einen Anstieg der Netzentgelte für Industrie und Gewerbe von durchschnittlich 60 bis 70 Prozent, für Unternehmen an der Höchstspannung sogar von bis zu 130 Prozent.² Daraus folgt, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizienter und im stärkeren Einklang mit der Infrastruktur erfolgen sollte, um den Kostenaufwuchs zu begrenzen.

Darüber hinaus hat die Förderpraxis erneuerbarer Energien neue Abhängigkeiten geschaffen und bestehende Energierohstoffimporte nur marginal reduzieren können. Offensichtlich ist vielmehr, dass mit Blick auf Rohstoffe wie Lithium aber auch mit Blick auf Technologien wie PV-Module oder Erzeugnisse aus der Schwerindustrie, die aufgrund der gestiegenen Energiepreise in Europa nicht mehr produziert werden und in Drittstaaten verlagert wurden, Abhängigkeiten zugenommen haben. Vor dem Hintergrund, dass europäische Industrien im Vergleich zu Drittstaaten zumeist wesentlich klimafreundlicher produzieren, gilt es, den Ausbau erneuerbarer Energien künftig stärker in den internationalen Klimaschutz einzubetten. Dabei sollte auch eine stärkere nationale Rohstoffgewinnung und der Einsatz heimischer Energieressourcen in den Blick genommen werden.

¹ Frontier Economics, Plan B Studie für DIHK: <https://www.dihk.de/resource/blob/137196/97f39a33a519ece00c3a65e014fbc707/energie-dihk-energiewende-plan-b-data.pdf>

² Frontier Economics, Plan B Studie für DIHK: <https://www.dihk.de/resource/blob/137196/97f39a33a519ece00c3a65e014fbc707/energie-dihk-energiewende-plan-b-data.pdf>

Aus Sicht des überwiegenden Teils der Wirtschaft fehlt bisher eine Strategie für das Ende der Förderung erneuerbarer Energien. Der überwiegende Teil der Wirtschaft wünscht sich hier eine klare Perspektive und eine bessere Planbarkeit ohne eine dauerhafte Förderpolitik. Statt einen klaren Pfad in den Markt aufzuzeigen, wird mit dem Entwurf der Bundesregierung die Förderlogik fortgeschrieben und mit dem vorliegenden Gesetzentwurf verstetigt. Das hemmt neue Technologien wie Speicher und E-Fahrzeuge, verhindert innovative Geschäftsmodelle und verfestigt bürokratische Förderprozesse anstelle eines gebotenen Pragmatismus.

Zur Einführung von Differenzkontrakten (CDs)

Ein zentrales Ziel der Energiewende ist die Marktintegration erneuerbarer Energien. Anlagenbetreiber sollen auf Preissignale reagieren und ihre Erzeugung, Vermarktung und Standortwahl an den Bedürfnissen des Stromsystems ausrichten bzw. diese in ihren Investitionsentscheidungen berücksichtigen. CfDs schwächen diesen Zusammenhang. Da die Erlöse vom garantierten Referenzpreis und nicht vom tatsächlichen Marktwert des erzeugten Stroms abhängen, sinkt der Anreiz, die Erzeugung auf die Nachfrage und die Netzsituation auszurichten. Der wirtschaftliche Druck, Anlagen an Standorten mit hoher Systemdienlichkeit zu errichten oder mit ergänzenden Speichern oder anderen Lösungen zu kombinieren, wird reduziert.

Dies führt zu einem weiteren Problem: sehr niedrige bis negative Strompreise. In Zeiten hoher Wind- und Solareinspeisung entstehen zunehmend Situationen, in denen mehr Strom erzeugt wird, als nachgefragt wird. Marktbasierte Erlöse würden in solchen Stunden einen starken Anreiz setzen, die Einspeisung zu reduzieren oder Speicher und andere Flexibilitätsoptionen einzusetzen. Durch Differenzkontrakte werden diese Signale jedoch abgeschwächt, da die Betreiber ihre Einnahmen weitgehend abgesichert sehen. Dadurch kann die Einspeisung selbst in Situationen fortgesetzt werden, in denen zusätzlicher Strom keinen oder nur einen geringen Wert für das System besitzt. Die Folge sind höhere Redispatch-Maßnahmen, mehr Abregelungen und steigende Netzkosten. Dies erhöht auch den Druck auf die Politik, die einheitliche deutsche Strompreiszone aufzulösen.

Darüber hinaus können CfDs die Entwicklung von Flexibilitätsoptionen verlangsamen. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien werden Speicher, Lastmanagement oder Wasserstoffelektrolyse immer wichtiger. Diese Investitionen benötigen volatile Preissignale, um wirtschaftlich attraktiv zu sein. Werden die Strompreise durch eine breite CfD-Förderung in Kombination mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes über das StromVKG geglättet oder müssen Erzeuger Marktrisiken nicht vollständig einpreisen, sinken auch die Knappheits- und Überschusssignale, die neue Flexibilitätsoptionen anreizen. Dies kann wiederum die Abschaltung von Anlagen weiter steigern und die Systemkosten treiben. Kritisch wird dies insbesondere in Situationen wo Marktsignale und Netzkapazitäten ungleiche Anforderungen an Flexibilitätsoptionen richten.

Schließlich besteht das Risiko einer Entkopplung von Erzeugung und Marktwert. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien sinken typischerweise die Strompreise in Stunden hoher Einspeisung (Kannibalisierungseffekt). Marktintegrierte Investoren berücksichtigen diesen Effekt bei ihren Investitionsentscheidungen. CfDs können diesen Mechanismus teilweise außer Kraft

setzen und dadurch zu einem höheren Ausbau in Zeiten und Technologien führen, deren zusätzlicher Stromwert bereits gering ist. Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann dies zu einer ineffizienten Allokation von Investitionen führen.

Zusammenfassend können Differenzverträge zwar Kapitalkosten senken und Investitionssicherheit schaffen. Gleichzeitig schwächen sie jedoch die Preis- und Knappheitssignale des Strommarktes, reduzieren Anreize für systemdienliches Verhalten und erschweren die Entwicklung von Flexibilitäten. Dadurch steigen tendenziell Redispatch-, Netz- und Flexibilitätskosten. Aus dieser Perspektive können CfDs die Marktintegration erneuerbarer Energien beeinträchtigen und langfristig höhere Systemkosten verursachen.

Zum Verhältnis geförderter und ungeförderter Zubau

EEG-Förderung über Differenzkontrakte und Power Purchase Agreements (PPAs) adressieren unterschiedliche Risiko- und Akteursgruppen und erfüllen unterschiedliche Funktionen im Ausbau erneuerbarer Energien. Die EEG-Förderung übernimmt Markt- und Finanzierungsrisiken. PPAs ermöglichen dagegen den marktbasierten Ausbau erneuerbarer Energien mit allen Chancen und Risiken ohne Einsatz öffentlicher Mittel und schaffen gleichzeitig langfristige Preisstabilität für Unternehmen. EEG-Förderung und PPAs sind kommunizierende Röhren: Je attraktiver die Förderung ist, desto weniger Investoren entscheiden sich für den Weg in den Markt und umgekehrt. Die EEG-Novelle sollte deshalb keine einseitige Verlagerung zugunsten staatlicher Förderung bewirken, sondern ein ausgewogenes Verhältnis beider Säulen sicherstellen.

Aus Sicht der Stromabnehmer erfüllen PPAs eine eigenständige und zunehmend zentrale Funktion. Sie sind das wichtigste Instrument, um sich über einen Zeitraum von deutlich mehr als drei Jahren gegen volatile Strompreise abzusichern und stellen damit eine wesentliche Grundlage für Investitionsentscheidungen und Wettbewerbsfähigkeit am Standort Deutschland dar. Gleichzeitig liefern sie Herkunftsnachweise und sind für zahlreiche Unternehmen Voraussetzung zur Erreichung betrieblicher Klimaneutralität und für die Erfüllung von Anforderungen im Rahmen von Strompreiskompensation, Industriestrompreis oder BesAR.

Vor diesem Hintergrund sollte die EEG-Novelle unterschiedliche Rahmenbedingungen für unterschiedliche Anwendungsfälle vorsehen: EEG-Förderung für Projekte mit erhöhtem Finanzierungsbedarf und Risiken, PPAs für marktnahe Projekte sowie für Unternehmen, die langfristige Preis- und Investitionssicherheit suchen. Ziel sollte ein möglichst ausgewogenes Verhältnis zwischen beiden Modellen sein. Zusätzliche Abgaben, Förderbedingungen oder Ausschreibungsgrenzen dürfen nicht dazu führen, dass der ungeförderter Ausbau systematisch benachteiligt wird. Vielmehr sollte die Politik einen Rahmen schaffen, der sowohl staatlich abgesicherte Investitionen als auch marktbasierte Finanzierungen ermöglicht und so die Ausbaurkosten insgesamt begrenzt.

Bewertungen im Detail

Zu § 1, EEG: Ziel des Gesetzes

Ziel und Zweck des Gesetzes sind es bisher die Stromversorgung vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen und damit nachhaltig sowie treibhausgasneutral zu gestalten. Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen; der dafür notwendige Ausbau soll kontinuierlich, kosteneffizient sowie umwelt- und netzverträglich erfolgen.

DIHK-Bewertung

Die DIHK regt an, in den Zielkanon des Gesetzes die Themen Wettbewerbsfähigkeit und Erleichterung der betrieblichen Klimaneutralität für die deutsche Wirtschaft aufzunehmen. Schließlich wollen die allermeisten Unternehmen nachhaltig wirtschaften und müssen gleichzeitig wettbewerbsfähig bleiben. Dazu sollte das EEG einen wesentlichen Beitrag leisten.

Zu § 4, EEG: Ausbauziele für erneuerbare Energien

Die Ausbauziele bleiben unverändert bestehen. Ziel sind weiterhin Ausbaupfade, die bis 2030 80% erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch sicherstellen.

DIHK-Bewertung

Aus Sicht der Wirtschaft sollten die Ausbauziele für erneuerbare Energien künftig dynamisch an die tatsächliche Stromnachfrage gekoppelt werden. Maßgeblich für das Erreichen des 80-Prozent-Ziels ist nicht allein der absolute Ausbau, sondern dessen Verhältnis zum realen Stromverbrauch. Starre Zielmarken allein nutzen wenig, wenn sie sich nicht an den tatsächlichen Bedarfen von Wirtschaft und privaten Haushalten orientieren. Eine flexible und jährliche Anpassung erhöht die Kosteneffizienz und vermeidet teure Über- oder Unterkapazitäten zulasten der Wirtschaft. Ein nachfrageorientierter Ausbaupfad sichert hingegen die Versorgungssicherheit, garantiert die Umweltverträglichkeit und erleichtert wettbewerbsfähige Strompreise für die Betriebe. In diesem Sinne unterstützt die DIHK, dass die bisher bestehenden Strommengenpfade in §4a gestrichen werden sollen.

Ableitungen des 80-Prozent-Ziels auf die Ausschreibungsvolumina einzelner Erzeugungstechnologien in den Paragraphen 28ff sollten darüber hinaus verstärkt die steigende Eigenstromversorgung in der Wirtschaft berücksichtigen sowie den marktlichen Ausbau erneuerbarer Energien adressieren, um Überkapazitäten zu vermeiden und einen florierenden Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren sicherzustellen.

Zu § 6 EEG: Finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau

Die Regelung sieht eine finanzielle Beteiligung von Kommunen und Landkreisen vor. Dabei wird in Abs. 2 und 3 auf die erzeugte Strommenge abgestellt. In Abs. 5 hingegen erhalten die Anlagenbetreiber für die an eine Gemeinde oder einen Landkreis geleistete Zahlung eine Erstattung auf Grundlage der eingespeisten Strommenge.

DIHK-Bewertung:

Die Unterscheidung zwischen erzeugter und eingespeister Strommenge lässt Umwandlungsverluste, insbesondere beim Einsatz von Stromspeichern, unberücksichtigt. Im Zusammenspiel mit dem vorgesehenen Refinanzierungsbeitrag sowie einer möglichen Anpassung der Einspeiseentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses der Bundesnetzagentur entstehen zusätzliche wirtschaftliche Belastungen für Anlagenbetreiber. Dies kann die Bereitschaft und die finanziellen Möglichkeiten zur freiwilligen kommunalen Beteiligung nach § 6 einschränken. Wir bitten daher um eine Gleichstellung bezogen auf die erzeugte Strommenge.

Wir weisen zudem erneut darauf hin, dass die Regelungen ungefördernde Anlagen benachteiligen, weil diese keine Ausgleichszahlungen gegenüber ihrem Netzbetreiber geltend machen können.

Zu § 8, EEG: Anschluss

Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien haben den gesetzlich privilegierten Anspruch auf einen Netzanschluss. Netzbetreiber sind verpflichtet, Solaranlagen und andere Ökostromanlagen unverzüglich und vorrangig anzuschließen.

DIHK-Bewertung

Aus Sicht der DIHK ist der uneingeschränkte Netzzuvor einer Branche nicht mehr zeitgemäß. Wachsende Systemkosten verlangsamen die Elektrifizierung in den Betrieben. Daher ist es im überwiegenden Interesse der Wirtschaft, schneller Netzanschlüsse für Stromnachfrager zur Verfügung zu stellen. Dadurch würden die wachsenden Stromsystemkosten auf mehr Schultern verteilt, sodass der unternehmensindividuelle Kostenanstieg bei den Netzentgelten gedämpft wird. Für weitere Ausführungen verweisen wir auf unsere Ausführungen in der Stellungnahme zum sog. Netzanschlusspaket.

Zu § 9, EEG: Technische Vorgaben

Es werden Vereinfachungen mit Blick auf technische Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit und zur Wirkleistungsbegrenzung für sog. „Nulleinspeiser“ festgelegt.

DIHK-Bewertung

Die DIHK unterstützt, dass im EEG klargestellt wird, dass sog. Nulleinspeiseranlagen nicht vom Netzbetreiber fernsteuerbar sein müssen. Dies schafft deutlich mehr Rechtssicherheit für viele Betriebe und mehr Handhabe gegenüber unrechtmäßigen Eingriffen durch Netzbetreiber.

Zu § 20, EEG: Keine Förderung mehr für Kleinanlagen

Die Änderung sieht vor, dass eine Marktprämie nur noch auf Anlagen ab 25 Kilowatt ermöglicht wird. Gleichwohl werden umfassende Übergangsregelungen getroffen.

DIHK-Bewertung

Aus Sicht der Wirtschaft ist die vorgesehene Begrenzung einer Förderung auf PV-Anlagen ab 25 Kilowatt grundsätzlich sachgerecht, weil sich kleinere Anlagen durch den Selbstverbrauch rechnen. Damit einher sollte eine umfassende Etablierung von Nulleinspeisern rechtssicher auch über die Änderungen in § 9 geschaffen werden, um den Eigenverbrauch in diesem Bereich zu stärken. Für Energieberater und Dienstleister ergeben sich durch ein Ende der Festvergütung zusätzlich neue Geschäftsmodelle und Marktchancen.

Gleichwohl spricht sich die DIHK für eine Anhebung der Schwelle auf 100 Kilowatt aus, um den marktlichen Ausbau weiter zu stärken, Bürokratie abzubauen und die Förderkosten zu begrenzen. Auch bei Anlagengrößen zwischen 25 und 100 kW steht der Eigenverbrauch in aller Regel im Fokus der Investoren.

Die DIHK sieht in diesem Paragraphen eine pragmatische Möglichkeit einen Weg aus der Förderung in den Markt zu skizzieren, in dem die Begrenzung in Form des aktuellen Schwellenwerts von 25 Kilowatt in den kommenden Jahren schrittweise - etwa im Einklang mit dem Kohleausstieg - angehoben wird. Der Gesetzgeber sollte hier aus Gründen der Planungssicherheit einen entsprechenden Ausstieg aus der Förderung beziehungsweise einen jährlichen Anstieg des Schwellenwerts skizzieren.

Zugleich spricht sich die DIHK für eine unbürokratische Eigenerzeugung in Form einer klaren Regelung für Nulleinspeiser aus. Die Nulleinspeisung sollte nach Auffassung der gewerblichen Wirtschaft pragmatisch, standardisiert und mit deutlich reduzierten Netzanschlussanforderungen umgesetzt werden können. Dabei muss sichergestellt werden, dass keine Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung erfolgt. Da sich beispielsweise kleine PV-Dachanlagen wirtschaftlich heute über den Selbstverbrauch des Stroms tragen, stellt nicht das Auslaufen der Förderung eine Herausforderung dar, sondern die begrenzten Netzkapazitäten. Da diese von Nulleinspeisern nicht beansprucht werden, sollte in solchen Fällen auf unnötige regulatorische Anforderungen verzichtet werden, um Investitionen in dezentrale, effiziente Eigenversorgungs-lösungen zu entlasten. Dies würde auch die Probleme begrenzter Netzanschlusskapazitäten verringern und liegt daher im Gesamtinteresse der Wirtschaft.

Allerdings ist eine differenzierte Betrachtung kleiner Anlagen erforderlich: Grundlastfähige, verlässliche Erzeugungsformen wie die kleine Wasserkraft leisten einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Netzstabilität vor Ort. Für diese Anlagen sollte daher weiterhin eine angemessene Vergütung vorgesehen werden, um ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit und ihren systemischen Nutzen zu sichern.

Unabhängig davon regen wir abschließend an, Schwellenwerte über die verschiedenen Gesetze und technischen Vorgaben zu vereinheitlichen. Sowohl die Bundesnetzagentur als auch das

Steuerrecht nutzen beispielsweise den Schwellenwert 30 kWp anstatt 25 kWp bei PV-Dachanlagen.

Zu § 21, EEG: Absenkung der Direktvermarktungsschwelle

Durch die Änderung entfällt die bisherige Einspeisevergütung, sodass neue Anlagen ihre Stromerzeugung grundsätzlich direkt vermarkten müssen. Für bestimmte Neuanlagen, die innerhalb der ersten drei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb gehen, gilt jedoch eine befristete Übergangsregelung, bevor sie in die Direktvermarktung wechseln müssen.

DIHK-Bewertung

Die DIHK unterstützt die vorgesehene Absenkung der Schwelle, ab der die Direktvermarktung greift. Dadurch entstehen neue Geschäftsmöglichkeiten und Innovationen in der Stromvermarktung. Die Übergangsfrist von drei Jahren wird in der Wirtschaft mehrheitlich abgelehnt und sollte daher deutlich verkürzt werden.

Zu § 21d, EEG: Einführung eines Refinanzierungsbeitrags

Mit der Einführung des Refinanzierungsbeitrags für geförderte Anlagen bei denen der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert (AZW) liegt, wird die europarechtliche Abschöpfung von Übergewinnen im Rahmen einer Förderung in nationales Recht umgesetzt. Ausgenommen ist bisher nur die Biomasse.

DIHK-Bewertung

Markteingriffe bewertet die DIHK prinzipiell kritisch. Dies gilt auch für die Einführung eines Abschöpfungsmodells für erneuerbare Energien. Die Einführung eines Refinanzierungsbeitrags stellt einen massiven Rückschritt in der Marktintegration erneuerbarer Energien dar, denn es besteht kein Anreiz mehr, Strom besser zu vermarkten als der anzulegende Wert, da Mehrerlöse abgeschöpft werden. Dadurch verringern sich z. B. auch Anreize, in Speicher zu investieren. Die Flexibilisierung der Einspeisung und damit eine bessere Auslastung der Stromnetze wird gebremst, Systemkosten steigen.

Auch sieht die DIHK in einer Investitionsförderung sowie mit dem Konzept der Risikoabsicherung von PPA-Anlagen eine mögliche Alternative in der Ausgestaltung eines europarechtlich zulässigen Förderrahmens für erneuerbare Energien. Hervorzuheben ist dabei insbesondere, dass diese Alternativen auch nicht von den europäischen Regelungen zur Abschöpfung von Übergewinnen betroffen sind. Mit der StromPartnerschaft³ und der Risikoabsicherung⁴ hat die DIHK entsprechende Konzepte in die Debatte eingebracht, welche aufgegriffen werden sollten, weil

³ DIHK-Konzept StromPartnerschaft, 2023, <https://www.dihk.de/resource/blob/120842/30e1d01fc0e5721c020b9ded5285ae0a/dihk-impulspapier-strompartnerschaften-data.pdf>

⁴ Risikoabsicherung für PPAs, 2025, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Risikoabsicherung_fuer_PPAs.pdf

sie Marktverzerrungen auf ein Minimum begrenzen, Förderkosten reduzieren und die Markteffizienz steigern.

Mit Blick auf das im Gesetzesentwurf vorliegende Förderdesign werden jedoch weiterhin die Betriebskosten gefördert, wobei sich der Förderbetrag und der Refinanzierungsbeitrag zukünftig ausgleichen sollen. Dabei sollten jedoch grundlastfähige Technologien von einer Refinanzierung ausgenommen werden. Dies wurde bereits mit Blick auf die Biomasse umgesetzt und sollte auch für Anlagen der Wasserkraft zutreffen.

Zu § 21e, EEG: Wegfall des Refinanzierungsbeitrags bei Verzicht auf die Marktprämie

Der Paragraph regelt, wie der Ausstieg aus der Förderung und damit verbunden auch aus der Abschöpfung beziehungsweise dem Refinanzierungsbeitrag realisiert werden kann. Via Mitteilung an den Netzbetreiber kann einmalig bis zum Ablauf des zehnten Kalenderjahres nach Inbetriebnahme der Anlage aus dem Fördersystem ausgestiegen werden.

DIHK-Bewertung

Da die Kosten der Förderung über den Bundeshaushalt von der Breite der Wirtschaft maßgeblich getragen werden, sollte „Cherry Picking“ von der Förderung ohne Refinanzierungsbeitrag in den Markt und wieder zurück in die Förderung ausgeschlossen werden. Daher sollten nach Auffassung des überwiegenden Teils der Wirtschaft Anlagenbetreiber einmalig die Förderung verlassen können, wobei der Weg zurück in die Förderung ausgeschlossen werden sollte. Es sollte vermieden werden, dass sich Anlagenbetreiber bei faktischen oder perspektivischen Hochpreissphasen aus der Förderung und damit auch aus der Abschöpfung rausoptimieren und in Zeiten geringer Börsenstrompreise auf Förderung zurückgreifen. Dieses „Rosinenpicken“ würde die staatliche Förderung für den Bundeshaushalt verteuern, weil der Staat vor allem die Preisrisiken nach unten absichert, an hohen Marktpreisen aber nicht mehr partizipiert. Der einmalige Ausstieg ist gerechtfertigt, damit der PPA-Markt durch die Umstellung nicht noch weiter ausgetrocknet wird.

Um die Förderkosten zu senken und strategisches Verhalten zu vermeiden, sollte die einmalige Möglichkeit aus der Förderung und Abschöpfung auszusteigen von aktuell 10 Jahren auf einen spezifischen Zeitraum zu Beginn der Förderung wie beispielsweise die ersten zwei oder maximal fünf Jahre begrenzt werden. Danach sollte das Förderregime verbindlich sein, damit das symmetrische Prinzip des CfD – Absicherung bei niedrigen Preisen gegen Abschöpfung bei hohen Preisen – volkswirtschaftlich wirksam bleibt. In der Wirtschaft gibt es auch Stimmen, die sich für eine Ausstiegsgebühr aussprechen, wenn Anlagenbetreiber das Förderregime verlassen möchten. Wir weisen aber auch an dieser Stelle darauf hin, dass die DIHK die Einführung einer Abschöpfung sehr kritisch sieht und eine Investitionsprämie für deutlich vorzuzugswürdig erachtet.

Zu § 25, EEG: Förderjahre

Marktprämien, Refinanzierungsbeiträge, Einspeisevergütungen oder Mieterstromzuschläge sind jeweils für die Dauer von 20 Jahren zu zahlen.

DIHK-Bewertung

Die DIHK hält die Förderung in vielen Fällen für verzichtbar, dazu verweisen wir auf die Ausführungen am Anfang der Stellungnahme. Aus Sicht der DIHK sollten zumindest Förderlaufzeiten für Neuanlagen künftig stärker am Zieljahr der Klimaneutralität 2045 ausgerichtet werden und auf dem Weg dorthin schrittweise abschmelzen. Starre Förderzeiträume von 20 Jahren sind angesichts sinkender Technologiekosten, steigender Marktreife und wachsender Direktvermarktungsmöglichkeiten nicht mehr sachgerecht. Entsprechend sollte ein Förderanspruch immer nur bis zum Zieljahr der Klimaneutralität im Jahr 2045 bestehen. Zusätzlich sollte eine Reduzierung der maximalen Förderlaufzeit auf höchstens 15 Jahre, wie beispielsweise auch im Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) angelegt, vorgesehen werden. Dies ermöglicht Investitionsanreize und senkt zugleich die volkswirtschaftlichen Kosten bei Ausbau erneuerbarer Energien. Ein gleitendes Abschmelzen der Förderjahre stärkt zudem die Kosteneffizienz, begrenzt Förderlasten für den Bundeshaushalt und unterstützt einen marktlichen und wettbewerblichen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Zu den §§ 28, 28a, 28b und 28d: Erhöhung/Verringerung/Streichung von Ausschreibungsmengen

Erhöht die Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land und PV-Freiflächenanlagen in den kommenden Jahren deutlich, während die Mengen für PV-Dachanlagen sinken.

DIHK-Bewertung

Die DIHK sieht die Erhöhung der Ausschreibungsmengen kritisch, da der Anreiz, in förderfreien Zubau zu investieren, weiter sinkt und die ausgeschriebenen Mengen an den tatsächlichen Stromverbrauch gekoppelt werden sollten. Die Verringerung der Ausschreibungsmengen bei PV-Dachanlagen ist hingegen ein richtiger Schritt. Die DIHK unterstützt die Streichung der Biomethanausschreibung, da der Markt und nicht ein Förderregime entscheiden sollte, wo Biomethan ökonomisch effizient eingesetzt wird.

Zu § 28e, EEG: Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine für Resilienzausschreibungen

Erhöht das Ausschreibungsvolumen für erneuerbare Energien zusätzlich in den Jahren 2027 bis 2032 um jeweils 4 000 Megawatt. Dabei entfallen 3 500 auf Wind an Land und 500 auf PV-Freiflächen.

DIHK-Bewertung

Die Wirtschaft sieht Resilienzausschreibungen ganz überwiegend kritisch, da diese die Kosten der Förderung sowie Strompreise für die Unternehmen zusätzlich erhöhen. Sicherheitspolitische, aber auch industriepolitische Ziele sollten durch eigenständige Instrumente und nicht im Rahmen des Energiemarktes verfolgt werden.

Zu § 36b, EEG: Höchstwerte für Gebote an Anlagen Wind an Land

Der Höchstwert von Windkraftanlagen an Land wird auf Gebote von 7,1 ct/kWh begrenzt. Diese Gebote entsprechen einem 100-Prozent-Standort und müssen zur Bestimmung des Anzulegenden Wertes entsprechend des Referenzertragsmodell korrigiert werden.

DIHK-Bewertung

Die Höchstwerte sind in den vergangenen Jahren stets gestiegen und sollten auf ein zum marktlichen Ausbau konkurrenzfähiges Mindestmaß deutlich reduziert werden. Die Ausschreibungsergebnisse der vergangenen Auktionen zeigen, dass Windkraftanlagen mit einem Gebotswert von 5 Cent/kWh deutlich unterhalb des hier festgelegten Höchstwerts realisiert werden können. Daher sollte der Höchstwert auf 5,5 ct/kWh um etwa 25 bis 30 Prozent abgesenkt werden. Perspektivisch möchten wir anregen, das Referenzertragsmodell zu hinterfragen.

Zu § 36d EEG: Begrenzung von Pachthöhen bei Windenergieanlagen an Land

Der Gesetzentwurf sieht unter Verweis auf den Koalitionsvertrag vor, die Pachthöhen für EEG-Anlagen zu begrenzen, wodurch die Kosten einzelner Windenergieprojekte gesenkt werden sollen.

DIHK-Bewertung

Aus der Perspektive der Wirtschaft bleibt fraglich, warum einerseits die Höchstgrenzen der Gebote für Windkraftanlagen an Land deutlich erhöht werden, während mit einer Deckelung der Pachthöhe die Förderkosten gesenkt werden sollen. Anstelle solch tiefgreifender Eingriffe in die wirtschaftliche Vertragsfreiheit sollten vielmehr die möglichen Höchstgrenzen der Förderung abgesenkt werden, die bisher hohe Pachtverträge ermöglichen. Mit einer Deckelung der Pachthöhe wird nach Auffassung der Wirtschaft das Problem nicht ausreichend gelöst, weil Flächeneigentümern dann über Umwege - etwa in Form von Beteiligungen - für die Bereitstellung ihrer Flächen unverhältnismäßig hohe Renditen gewährt werden können, die die Förderkosten der EEG-Umlage im Bundeshaushalt erheblich belasten. Eingriffe des Gesetzgebers in die Preisgestaltung zwischen zwei Vertragspartnern sehen wir kritisch. Die Vereinbarung von Preisen ist grundsätzlich Sache der Vertragsparteien und Ausdruck der Vertragsfreiheit.

Zu § 37b, EEG: Höchstwerte für Gebote von Solarenergie des ersten Segments

Der Höchstwert für Solarenergie des ersten Segments liegt bei 5,9 ct/kWh und kann für PV-Anlagen bis zu einer Größe von 50 MW im Rahmen der Ausschreibungen angeboten werden.

DIHK-Bewertung

Der marktliche Ausbau erneuerbarer Energien zeigt sich insbesondere im Bereich der Solarenergie. Dabei werden im ersten Segment mittlerweile Preise in Direktstromlieferverträgen von deutlich unter 4 Cent/kWh erzielt. Auch die vergangenen Ausschreibungen zeigen, dass Solarenergie des ersten Segments für 4 Cent wirtschaftlich betrieben werden kann und diesen Höchstwert nicht überschritten werden sollte. Entsprechend sollten die Höchstwerte für Gebote von aktuell 5,9 Cent erheblich reduziert werden.

Zu § 38, EEG: Besondere Zahlungsbestimmungen für Solaranlagen des ersten Segments

Definiert, unter welchen Bedingungen PV-Anlagen des ersten Segments zuschlagsberechtigt sind. Hier findet sich unter Punkt drei eine Größenbegrenzung für PV-Freiflächenanlagen in Megawatt, welche von ursprünglich 10 Megawatt heute auf 50 Megawatt angestiegen ist.

DIHK-Bewertung

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen steigt mit ihrer Größe in der Regel an. Diese Skaleneffekte sollten nicht länger über die Allgemeinheit gefördert werden. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass der marktliche Ausbau von PV-Freiflächenanlagen insbesondere oberhalb der hier angesetzten Größenbegrenzung gut funktioniert und zahlreiche PPA-Abschlüsse im Markt zu beobachten sind. Entsprechend sollte eine Förderung nur für kleine Anlagen ermöglicht werden, die aufgrund fehlender Skaleneffekte nicht rein marktlich betrieben werden können. Hier sollte das Prinzip der Förderung in die Praxis umgesetzt werden: So viel Markt wie möglich und so viel Förderung wie nötig. Entsprechend sollte die Obergrenze förderfähiger Anlagen von aktuell 50 Megawatt installierte Leistung auf 10 Megawatt deutlich auf das ursprüngliche Niveau reduziert werden. In der Folge sollten auch die Volumina der Ausschreibungen in diesem Segment entsprechend des marktlichen Zubaus abgesenkt werden.

Zu § 38e, EEG: Höchstwerte für Gebote von Solarenergie des zweiten Segments

Der Höchstwert für Solarenergie des zweiten Segments liegt bei 9,9 ct/kWh ab dem Jahr 2027 und verringert sich ab dem 1. Januar 2028 um 1 Prozent pro Kalenderjahr.

DIHK-Bewertung

Die Höchstwerte für Gebote von Solarenergie des zweiten Segments sollten mindestens um 25 Prozent auf 7,5 ct/kWh abgesenkt und nicht erhöht sowie in den Folgejahren wie auch bei der Windkraft an Land um 2 Prozent pro Jahr abgesenkt werden. Schließlich ist bei Dachsolaranlagen in aller Regel der Eigenverbrauch des Stroms Treiber der Investition und nicht die Förderung über das EEG.

Zu § 39b Anhebung der Höchstwerte für Biomasseanlagen

Der Höchstwert wird deutlich von 16,07 auf 19,43 Cent/kWh angehoben.

DIHK-Bewertung

Die DIHK sieht die Anhebung kritisch. Der Markt sollte über den Einsatz von Biomasse entscheiden. Die Förderung führt zu einer verstärkten Verwendung im Strommarkt, obwohl eine andere energetische oder stoffliche Verwendung sinnvoller sein könnte.

Zu § 51a, EEG: Verlängerung des Zahlungszeitraums bei negativen Preisen

Für neuere Anlagen besteht kein Anspruch auf eine Förderung bei negativen Preisen. Gleichwohl verlängert sich die Förderung (aktuell 20 Jahre) entsprechend der Zeiträume mit negativen Preisen.

DIHK-Bewertung

Dass bis heute ein Großteil der erneuerbaren Erzeugung aufgrund der EEG-Förderung auch zu negativen Preisen und unabhängig von Marktsignalen Strom in das Netz einspeist, ist ein zentrales Problem und kennzeichnet eine fehlende Synchronisierung zwischen Erzeugung und Netzkapazitäten. Die Folgen sind für die Betriebe in Deutschland teuer und schaden der Wettbewerbsfähigkeit des Standortes. Es ist daher gut, dass dieser Fehlanreiz behoben wird. Kritisch sieht die DIHK jedoch die damit einhergehende Verlängerung der Förderjahre. Bei zunehmenden Zeiträumen mit negativen Preisen besteht die Gefahr einer nicht endenden Förderung und fehlenden Anreizen negative Preissignale marktlich für den Speicherhochlauf zu nutzen anstelle weiterhin auf Konzepte einer staatlichen Förderung aufzubauen.

Zu § 85a, EEG: Festlegung zu den Höchstwerten bei Ausschreibungen

Die Bundesnetzagentur hat die Möglichkeit die Höchstwerte der Ausschreibungen im Umfang von bis zu 15 Prozent anzupassen. Davon wurde in der Vergangenheit regelmäßig Gebrauch gemacht, wodurch die Höchstwerte in den vergangenen Jahren stark angestiegen sind.

DIHK-Bewertung

Die jährliche Korrekturmöglichkeit der Bundesnetzagentur sollte differenziert werden. Während eine Anhebung der Höchstgrenze auf maximal 5 bis 10 Prozent pro Jahr begrenzt werden sollte, müsste eine Absenkung der Höchstgrenze ohne prozentuale Begrenzung ermöglicht werden.

Zu § 100, EEG: Übergangsbestimmungen

Die Übergangsbestimmungen sehen vor, dass für Bestandsanlagen grundsätzlich das bisherige Recht fortgilt. Für kleine Bestandsanlagen in der Direktvermarktung ist jedoch § 100 Abs. 3 EEG 2027-E besonders zu beachten. Danach findet § 10b Abs. 7 EEG 2027-E – insbesondere die Pflicht zur vertraglichen Regelung eines Schwellenwerts für die Abregelung sowie der Kostentragung – auch auf Bestandsanlagen Anwendung, wenn der Direktvermarktungsvertrag geändert oder ein neuer Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen wird.

DIHK-Bewertung

Die vorgesehene Ausweitung des § 10b Abs. 7 EEG 2027-E auf Bestandsanlagen bei einer Änderung oder einem Neuabschluss des Direktvermarktungsvertrags sehen wir kritisch. Der Bestandsschutz ist ein wesentlicher Grundsatz für Investitions- und Planungssicherheit und sollte uneingeschränkt gewahrt bleiben.

Ergänzende Informationen

Zur Erneuerbaren-Energien-Verordnung

Die DIHK unterstützt die Änderungen in den §§2ff. hinsichtlich der Stromvermarktung erneuerbarer Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber. Kritisch sehen wir hingegen die deutliche Ausweitung der Förderung von Güllekleinanlagen. Ziel sollte es sein, Biomasse dort einzusetzen, wo die höchste Zahlungsbereitschaft besteht. Mit der EEG-Förderung steigt der Anreiz, Gülle zur Stromerzeugung zu nutzen, während andere Nutzungsformen z. B. im Wärmemarkt unattraktiver werden.

Zum Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)

Die DIHK unterstützt, dass Unternehmen künftig bei der Nachweisführung zur Begrenzung von Umlagen keine Stromlieferverträge und -rechnungen des Vorjahres mehr vorlegen müssen. Es sollte geprüft werden, ob hier nicht auf weitere Nachweise verzichtet werden kann.

Zum Bürokratieabbau allgemein

Grundsätzlich sollte bei jeder gesetzlichen Regelung geprüft werden, inwieweit doppelte Meldepflichten vermieden werden können. Ein wirksamer Bürokratieabbau kann nur gelingen, wenn Unternehmen Daten grundsätzlich nur einmal an eine Behörde übermitteln müssen (Once-Only-Prinzip). Vor diesem Hintergrund halten wir es für erforderlich, bei allen Meldepflichten zu prüfen, welche Angaben für die jeweilige Behörde tatsächlich erforderlich sind, und auf welche Meldungen verzichtet werden kann, wenn die entsprechenden Informationen bereits bei einer anderen Behörde digital vorliegen.

Beispielhaft verweist § 71 Abs. 1 auf die Pflicht des Anlagenbetreibers, das Vorliegen einer Stromsteuerbefreiung zu melden. Diese Informationen liegen der Zollverwaltung bereits digital vor. Eine erneute Übermittlung durch die Unternehmen verursacht vermeidbaren bürokratischen Aufwand, ohne einen erkennbaren Mehrwert für den Verwaltungsvollzug zu schaffen. Wir regen daher an, die rechtlichen Voraussetzungen für einen sicheren Datenaustausch zwischen den zuständigen Behörden zu schaffen und bestehende Meldepflichten fortlaufend daraufhin zu überprüfen, ob sie durch einen behördenübergreifenden Datenaustausch ersetzt werden können.

Zur Stärkung von Nulleinspeisungsanlagen

Die DIHK spricht sich für die gesetzliche Verankerung einer „Nulleinspeisungsanlage“ aus. „Nulleinspeisungsanlagen“ sind Anlagen die zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder Energiespeicheranlagen, bei denen die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt mit dem Energieversorgungsnetz dauerhaft auf 0 kW begrenzt ist. Entsprechende Anlagen sollten von allen bürokratischen Belastungen befreit werden und ohne Netzananschlussverfahren und Zustimmung des Verteilnetzbetreibers betrieben werden können.

Nulleinspeisungsanlagen sollten insbesondere vom Anwendungsbereich folgender Regelungen ausgenommen werden:

- § 8 EEG: Anschluss: Der Netzverknüpfungspunkt sollte stets der Netzanschluss für den Strombezug des Standorts sein.
- § 10b EEG: Vorgaben zur Direktvermarktung: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich. Technische Vorgaben zur Fernsteuerung durch Direktvermarktungsunternehmen sind nicht erforderlich, wenn kein Strom zur Vermarktung in das Netz eingespeist wird.
- § 19; 21c EEG: Vergütungsregelungen: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich. Nulleinspeisungsanlagen speisen gerade nichts ein. Entsprechend bedarf es keiner Regelungen zu Vergütungsansprüchen. Insbesondere muss klargestellt sein, dass keine Zuordnung zu einer Veräußerungsform erfolgen muss.
- § 71 EEG: Mitteilungspflichten für Anlagenbetreiber: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich, da keine Endabrechnung über etwaige Vergütungsansprüche mehr erfolgt.
- § 13a EnWG: Vollständige Befreiung vom Anwendungsbereich des Redispatch 2.0.

Zur unmittelbaren räumlichen Nähe

Die Direktbelieferung von Unternehmen mit Strom aus erneuerbaren Energien über On-Site-PPAs und Direktleitungen birgt erhebliche Potenziale für die Senkung der Energiekosten, erleichtert den Weg zur betrieblichen Klimaneutralität und den marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien. Gleichwohl wird die praktische Umsetzung solcher Projekte derzeit durch die Anforderung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ in der Definition der Direktversorgung erschwert. Dieses unbestimmte Rechtskriterium führt zu erheblicher Rechtsunsicherheit und erschwert wirtschaftlich sinnvolle Projekte, obwohl der Strom ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes geliefert werden soll.

Die DIHK spricht sich daher für die Streichung des Erfordernisses der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ aus. Entscheidend sollte nicht die geografische Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlage sein, sondern allein, dass die Stromlieferung über eine direkte Verbindung erfolgt und keine Belastung der öffentlichen Netzinfrastruktur verursacht. Gerade bei Windenergieanlagen ist eine unmittelbare räumliche Nähe zum industriellen Stromverbrauch häufig schon aus immissionsschutz- und planungsrechtlichen Gründen nicht möglich. Dadurch bleiben erhebliche Potenziale für regionale Grünstrompartnerschaften ungenutzt.

Die Streichung der Regelung würde Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten unterstützen, Unternehmen einen besseren Zugang zu wettbewerbsfähigem Grünstrom ermöglichen und gleichzeitig den Druck auf öffentliche Netze reduzieren. Direktbelieferungsmodelle schaffen regionale Wertschöpfung, stärken die Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen vor Ort und können dazu beitragen, den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien stärker an den Bedürfnissen der Nachfrage auszurichten.

Die Bundesregierung sollte daher im EEG klarstellen, dass Direktbelieferungen über Direktleitungen unabhängig von einer starren räumlichen Nähe zulässig sind, sofern keine Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgt. Dies würde Planungssicherheit schaffen und ein wichtiges Hemmnis für marktbasierende Grünstromversorgungskonzepte beseitigen.

Ergänzende Informationen

a. Ansprechpartner mit Kontaktdaten

Dr. Sebastian Bolay

Bereichsleiter Energie, Umwelt, Industrie
DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammer
Breite Straße 29, 10178 Berlin
Telefon (030) 2 03 08 - 22 00
bolay.sebastian@dihk.de

Dr. Niclas Wenz

Referatsleiter Strommarkt, Erneuerbare Energien und nationaler Klimaschutz
DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammer
Breite Straße 29, 10178 Berlin
Telefon (030) 2 03 08 - 22 02
wenz.niclas@dihk.de

b. Beschreibung DIHK

Wer wir sind:

Unter dem Dach der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) sind die 79 Industrie- und Handelskammern (IHKs) zusammengeschlossen. Unser gemeinsames Ziel: Beste Bedingungen für erfolgreiches Wirtschaften.

Auf Bundes- und Europaebene setzt sich die DIHK für die Interessen der gesamten gewerblichen Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit ein. Denn mehrere Millionen Unternehmen aus Handel, Industrie und Dienstleistung sind gesetzliche Mitglieder einer IHK - vom Kiosk-Besitzer bis zum Dax-Konzern. So sind DIHK und IHKs eine Plattform für die vielfältigen Belange der Unternehmen. Diese bündeln wir in einem verfassten Verfahren auf gesetzlicher Grundlage zum Gesamtinteresse der gewerblichen Wirtschaft und tragen so zum wirtschaftspolitischen Meinungsbildungsprozess bei.

Grundlage unserer Stellungnahmen sind die wirtschaftspolitischen Positionen und beschlossenen Positionspapiere der DIHK unter Berücksichtigung der der DIHK bis zur Abgabe der Stellungnahme zugegangenen Äußerungen der IHKs und ihrer Mitgliedsunternehmen.

Darüber hinaus koordiniert die DIHK das Netzwerk der 150 Auslandshandelskammern, Delegationen und Repräsentanzen der Deutschen Wirtschaft in 93 Ländern.

Sie ist im Register der Interessenvertreter der Europäischen Kommission registriert (Nr. 22400601191-42).