Statkraft

Position zu den Orientierungspunkten der BNetzA zu Einspeiseentgelten

Statkraft bedankt für sich die Möglichkeit der Stellungnahme zum Thema Einspeiseentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses. Statkraft sieht erheblichen Diskussionsbedarf sowohl bei Verteilungswirkung als auch bei Investitionssicherheit und Vertrauensschutz. Bei dynamischen Netzentgelten kommt noch die Frage der praktischen Umsetzbarkeit hinzu. Wir gehen davon nicht aus, dass der erwartete Nutzen der Reform die Kosten der angestrebten Umstellung rechtfertigt.

Diese Bedenken teilen wir mit vielen weiteren Betreibern von Erneuerbaren- und Kraftwerksanlagen, wie aus der gemeinsamen Stellungnahme hierzu hervorgeht. Darauf aufbauend haben wir zu dem Orientierungspapier folgende eigene Anmerkungen.

Hauptbotschaften

- **Abstimmung zwischen BNetzA und Bundesregierung unbedingt nötig**: EEG, Netzpaket, Kraftwerksstrategie und Netzentgelte (AgNes) müssen zueinander passen und gemeinsam auf die Ausbauziele einzahlen. Politik und Behörde müssen sich umfassend abstimmen, um Doppelregulierung zu vermeiden.
- **Kostenentlastungen für die Letztverbraucher nicht zu erwarten**: Die Verlagerung höherer Netzkosten in Preise, Umlagen und steuerfinanzierte Fördersysteme sowie höhere Risiken führen in Summe sogar zu Belastungen.
- **Kapazitätsentgelte – Belastung systemdienlicher und versorgungsnotwendiger Projekte**: Kapazitätszahlungen belasten v. a. Anlagen mit relativ niedrigen Vollbenutzungsstunden, obwohl diese Redispatch vermeiden und für die Versorgungssicherheit benötigt werden.
- **Dynamische Netzentgelte – Begrenzter Nutzen und erhebliche Kollateralschäden**: Eine effiziente Vermeidung von Redispatch ist nicht zu erwarten, negative Effekte auf Märkte und Investitionen sind hingegen sicher.
- **Baukostenzuschüsse – Sachgerechte Ausgestaltung notwendig**: BKZ vermeiden viele Probleme anderer Vorschläge, müssen aber planbar sein, Technologien differenzieren und bestehende Steuerungsinstrumente berücksichtigen.
- **Vertrauensschutz muss klar und umfassend gelten**: Einspeiseentgelte für Bestandsanlagen sind eine klare Verletzung des Vertrauensschutzes, gerade auch für un- und ausgeförderte Anlagen. Sie dürften erst ab 2029 für neue Anlagen gelten.

Grundsätzliches

In dem Orientierungspapier zum Thema Einspeiseentgelte baut die BNetzA auf vorherigen Überlegungen zum Grundmodell und dynamischen Netzentgelten auf und passt diese auf die Nutzergruppe der Einspeiser an. Positiv ist hervorzuheben, dass die BNetzA die Vor- und Nachteile verschiedener Instrumente offen anspricht und gegeneinander abzuwägen versucht. Die Schlussfolgerungen sind aus unserer Sicht so jedoch nicht nachvollziehbar.

Dabei steht für die BNetzA die Erfüllung der Finanzierungs- und Anreizfunktion für das Netz im Mittelpunkt. Aus Sicht von Statkraft muss jedoch der Blick auf ein effizientes Funktionieren des gesamten Energiesystems gerichtet werden. Dieses Kriterium kommt in den Abwägungen der BNetzA bislang zu kurz: Die Transformation des Energiesystems erfordert erhebliche Investitionen auf Erzeugungs- und Netzseite. Die Stromverbraucher tragen diese Kosten in Form von Preisen, Umlagen und Steuern. **Maßnahmen, die eine vermeintliche Senkung von Netzkosten oder deren bessere Verteilung bezwecken, in Summe aber v. a. zu Risiken, Intransparenz und sogar Kostensteigerungen führen, erachten wir nicht für sinnvoll.** Dazu zählen auch die im Orientierungspapier gemachten Vorschläge.

Problematisch ist, dass **die BNetzA die angeblichen gesamtökonomischen Vorteile ihrer Vorschläge nicht wissenschaftlich und quantitativ untermauert**. Angesichts der Tragweite des Prozesses ist dies kaum nachzuvollziehen.

Hinzu kommt, dass der regulatorische Rahmen für Stromerzeuger auch durch zu erwartende Gesetzesänderungen spürbar verändert wird. Genannt seien hier insbesondere das EEG, das Netzpaket sowie Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmarkt. Zwischen diesen Vorhaben und der Netzentgelt-Systematik bestehen multiple Wechselwirkungen und es werden mitunter dieselben Probleme adressiert wie durch die Vorschläge der BNetzA, bspw. die Minderung von Netzengpässen. **Die Gefahr widersprüchlicher Doppelregulierung ist real und ein abgestimmtes Vorgehen von BNetzA sowie Bundesregierung und Bundestag dringend erforderlich.**

Kostenentlastungen für die Letztverbraucher nicht zu erwarten

Ein Ziel der BNetzA bei der Einführung von Einspeiseentgelten ist die Entlastung der Letztverbraucher von den Netzkosten. **Aus unserer Sicht ist eine solche Entlastung in Summe nicht zu erwarten**. Jeder Marktteilnehmer wird versuchen, entstehende Zusatzkosten auf Netzseite zu kompensieren. Dies gilt insbesondere für Ausschreibungen nach EEG, KWKG, Kapazitätsmarkt und Systemdienstleistungsmärkte.

Die BNetzA spricht den Umfang der Umverteilung an und gibt weiter zu bedenken, dass aufgrund europarechtlicher Vorgaben der vermeintliche Finanzierungsbeitrag von Einspeiseentgelten zu den Netzkosten gering wäre. **Aus unserer Sicht bedeutet dies, dass den Umstellungs- und Transaktionskosten sowie den Risiken dieses Instruments also nur eine geringe Entlastungswirkung gegenübersteht**. Es ist nicht nachvollziehbar, wie die BNetzA dennoch zu der Schlussfolgerung gelangen kann, dass die Einführung dieser Netzentgelte sinnvoll und gerechtfertigt wäre.

Hinzu kommen die Kosten, die Letztverbraucher durch dynamische Netzentgelte tragen müssen, sei es durch ein höheres Preisniveau im Stromgroßhandel oder direkte Betroffenheit durch diese Entgelte. Gerade in der Einführungsphase, wenn die Marktteilnehmer die Kosten noch nicht belastbar abschätzen können – insbesondere während des „Herantastens“ bei dynamischen Netzentgelten – entstehen **Risiken und Unsicherheiten im Markt**, die **erhebliche Kosten durch Preis- und Gebotsaufschläge** verursachen werden. Statkraft bezweifelt, dass das von der BNetzA angestrebte System tatsächlich Kostenersparnisse bringt, die diesen Effekt kompensieren können.

Kapazitätsentgelte – Belastung systemdienlicher und versorgungsnotwendiger Projekte

Statkraft **begrüßt es außerordentlich, dass die BNetzA keine mengenbezogenen Entgelte mit Finanzierungsfunktion für Einspeiser** einführen möchte. Es darf allerdings auch nicht dazu kommen, dass an deren Stelle ein mangelhaft kalibriertes „Anreizinstrument“ tritt (s. Abschnitt Dynamische Netzentgelte).

Kapazitätsentgelte auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung sind für laufende Projekte ein besser planbares Instrument als mengenbezogene (dynamische) Entgelte. Das gilt zumindest dann, wenn die Rahmenbedingungen und Methodik für deren Erhebung bekannt sind und die Marktteilnehmer Erfahrungswerte mit deren Kalkulation sammeln konnten. Dies ist in der laufenden Diskussion und in der Einführungsphase 2027/28 nicht gegeben, sollte die Festlegung keine klaren Vorgaben enthalten. Im schlechtesten Fall werden Entgelte erstmals im Herbst 2028 für das Folgejahr veröffentlicht. Im Orientierungspapier hat die BNetzA die europarechtlichen Leitplanken für Einspeiseentgelte auf Einspeise-Kapazitätsentgelte heruntergebrochen und gibt eine Größenordnung von jährlich 4.000 bis 7.000 EUR/MW. Dies sind bereits erhebliche Summen: Für eine moderne Windenergieanlage mit 6 MW bedeutet dies über eine Laufzeit von 20 Jahren Kosten von 480.000 bis 840.000 EUR. Dies würde bei Gebotskalkulationen berücksichtigt werden müssen. Für eine durchschnittliche Windenergieanlage ergäbe sich ein Aufschlag von bis zu 3 EUR/MWh, also eine **signifikante Steigerung von rund 5% gegenüber heutigen Zuschlagswerten**. Dabei ist unklar, ob das tatsächlich zu zahlende Entgelt nicht auch höher sein kann, und weitere Kosten (BKZ, dynamische Netzentgelte) kämen hinzu.

Ein solcher Kapazitätspreis führt zudem zu spezifisch **höheren Belastungen für Anlagen mit niedrigen Volllaststunden, also Spitzenlastkraftwerke und Windenergieanlagen an ertragsschwächeren Standorten** (v. a. im Süden). Dabei sind diese Anlagen für die Versorgungssicherheit notwendig bzw. vermindern den Redispatch-Bedarf. Die Verteilungswirkung eines solchen Preises ist daher aus Systemsicht sehr problematisch.

Die Einführung eines **Kapazitätsentgelts für Bestandsanlagen lehnt Statkraft eindeutig ab**. Die Kosten müsste der Anlagenbetreiber tragen, da er diese nicht wälzen kann. Dies würde den Vertrauensschutz verletzen (s. u.) und könnte dazu führen, dass Anlagen vorzeitig stillgelegt und über einen Kapazitätsmarkt oder durch Repowering mit einer EEG-Förderung neu betrieben werden. Auch negative Auswirkungen auf den PPA-Markt, dessen Stärkung von der EU gewünscht und gefordert wird, stehen zu befürchten, da die zusätzlichen Kosten nicht gewälzt werden können.

In Summe sehen wir die Einführung eines solchen Instruments sehr kritisch: Es kommt zu **keiner nennenswerten Entlastung der Letztverbraucher, aber einer erheblichen Verschlechterung des Umfeldes für notwendige Investitionen**. Sollte sich die BNetzA grundsätzlich für die Einführung dieses Instruments entscheiden, muss die Festlegung **Leitplanken enthalten, die die Kosten abschätzbar machen**: durch ein bundesweit einheitliches Kapazitätsentgelt, eine bundesweite Obergrenze, eine transparente Berechnungsmethodik oder Verpflichtungen für die Netzbetreiber.

Dynamische Netzentgelte: Begrenzter Nutzen und erhebliche Kollateralschäden

Zum Thema dynamische Netzentgelte hat sich Statkraft bereits in vorhergehenden Stellungnahmen geäußert. Bezüglich der Ausführungen zu diesem Thema im Einspeise-Orientierungspapier haben wir zusätzlich folgende Anmerkungen:

Die BNetzA führt an, dass Anreiz-Entgelte (ungewollt) erhebliche Finanzierungsbeiträge leisten könnten, wenn diese ihre Anreizfunktion nur in ungenügender Weise erfüllen. Das ist korrekt, denn positive dynamische Netzentgelte oder hohe BKZ sollen ja gerade nicht oder in möglichst geringem Umfang gezahlt werden, negative dynamische Netzentgelte hingegen schon. Sollten diese Instrumente nach ihrer Einführung dauerhaft erhebliche Finanzierungsbeiträge zu den Netzkosten leisten, ist die notwendige Schlussfolgerung, dass diese ihren eigentlichen Zweck nicht erfüllen können. **In einem solchen Fall müssten diese Instrumente eigentlich sofort wieder abgeschafft werden, da ihren unweigerlichen Nachteilen offenkundig keine Vorteile gegenüberstehen.** Die Schlussfolgerung der BNetzA mangelhafte marktverzerrende Anreizinstrumente könnten marktneutralere, planbare Finanzierungs-Entgelte ersetzen, ist nicht logisch.

Eine **dauerhafte Fehlkalibrierung, die dynamische Netzentgelte von Anreiz- zu Finanzierungsinstrumenten macht**, ist sogar sehr wahrscheinlich: Die BNetzA gibt selbst zu, dass die treffsichere Kalibrierung sehr herausfordernd ist und will sich deshalb von unten „herantasten“ um Überanreize zu vermeiden. Der Grad zwischen Unter- und Überkalibrierung bleibt in einem Stromsystem, in dem viele Erzeuger sehr ähnliche variable Kosten haben, aber naturgemäß schmal und die Treffsicherheit des Instruments daher gering. Dies wird auf den Seiten 19ff. des Orientierungspapier deutlich herausgearbeitet. Hinzu kommt, dass die Entgelte in 22 ÜNB-Regionen nur grob kalibriert sein und unterschiedliche Situationen innerhalb dieser Gebiete nicht adäquat adressieren können. Es ist nicht nachvollziehbar, wie die BNetzA dennoch an dem Instrument dynamischer Netzentgelte festhalten kann.

Das geplante „Herantasten“ lässt offen, auf welcher Zeitachse welche Belastungen erwartet werden können. Für sämtliche Teilnehmer des Strommarktes und der Auktionsmechanismen ist dies außerordentlich heikel, da eine **verlässliche Kostenkalkulation kaum möglich** ist. Hinzu kommt, dass auch Anzahl und Zuschnitt der 22 Netzentgelt-Regionen mit fortschreitendem EE-, Kraftwerks-, Speicher und Netzausbau variieren müsste, was die Unsicherheit noch verstärkt. Schlimmstenfalls wird dies in **zurückgehender Marktliquidität bzw. unterzeichneten Ausschreibungen (mit entsprechenden Folgen für den Zubau von EE und gesicherter Leistung) resultieren, „bestenfalls“ in erheblichen Risikoaufschlägen**, die von Stromkunden und Steuerzahlern getragen werden müssen. Der Abschluss von Terminmarktgeschäften und

von PPA wird quasi unmöglich gemacht. **Damit würde auch die Rolle des deutschen Stromhandelsmarktes als Referenzmarkt innerhalb und außerhalb Deutschlands verloren gehen**.

Baukostenzuschüsse – Sachgerechte Ausgestaltung notwendig

Statkraft sieht die Einführung von BKZ für Einspeiser, ebenso wie alle anderen Netzentgeltformen, kritisch, da auch deren Einführung mit Kosten und Risiken einhergeht.

Im Vergleich mit anderen Netzentgelt-Formen können BKZ aber zumindest gewisse Probleme vermeiden: Ebenso wie Kapazitätspreise würden Baukostenzuschüsse keine direkten Auswirkungen auf den Stromhandel haben. Zudem stellen sich hier keine Vertrauensschutzfragen. Sie haben das Potenzial, planbar zu sein, wenn eine **transparente Methodik und einheitliche Anwendung** durch die Netzbetreiber sichergestellt werden. Vermieden werden sollte die Situation, wie sie vor einigen Jahren bei Anschlüssen von Batteriespeichern am Verteilnetz herrschte, wo für viele Projekte lange nicht klar war, ob der Netzbetreiber einen BKZ verlangen würde. Diese **Klarheit müsste gerade auch vor dem Inkrafttreten** des neuen Systems geschaffen werden, um Investitionsattentismus oder übermäßige Risikokosten in Ausschreibungen in dieser Zeit zu begegnen.

Notwendig wäre eine **ausreichende Differenzierung zwischen den verschiedenen Erzeugungstechnologien** – insbesondere dann, wenn BKZ auch als Instrument der räumlichen Steuerung dienen sollen. Windenergieanlagen sind nicht frei in der Wahl ihres Standortes, sondern an die entsprechenden Planungen gebunden. Dass der Windausbau in ausgewiesenen Gebieten konzentriert sein soll, haben der Bundes- und mehrere Landesgesetzgeber zuletzt erst durch Änderungen im Planungsrecht unterstrichen. Die Windenergiegebiete werden häufig an netztechnisch wenig günstigen Standorten ausgewiesen.

Hinzu kommt, dass die (vermeintliche) Anreizwirkung auf den Projektierer abzuwägen ist mit der Verantwortung des Netzbetreibers für einen ausreichenden und vorausschauenden Netzausbau. Bei ausgewiesenen Windenergiegebieten und v. a. auch bestehenden Standorten, die in absehbarer Zeit repowert werden, ist ein vorausschauender Netzausbau notwendig und gut machbar. Die Netzausbaupläne müssen dies berücksichtigen. **Darum ist es sachgerecht, Repowering und seit Langem ausgewiesene Windenergiegebiete von BKZ auszunehmen oder zumindest Rabatte vorzunehmen**.

Zudem geben wir zu bedenken, dass es durchaus verschiedene Bedürfnisse auf unterschiedlichen Netzebenen geben kann. So hat jüngst eine Studie der FfE München belegt, dass ein verstärkter Windzubau in Süden erhebliche Redispatch-Kosten einsparen könnte[1]. Die EEG-Ausschreibungen sorgen für absehbare Zeit dafür, dass v. a. im Norden ausgebaut wird, mit entsprechenden Folgen für Netzengpässe. Insofern haben Übertragungsnetzbetreiber womöglich ein anderes Interesse an Windzubau im Süden als die dort betroffenen Verteilnetzbetreiber. Sollte die BNetzA die Einführung von BKZ für Einspeiser grundsätzlich befürworten regen wir an, dass dieser Aspekt bei der BKZ-Bemessung berücksichtigt werden sollte. **Je nach dem wie viele Redispatch-Kosten vermieden können, sollte sogar ein „negativer" BKZ in Erwägung gezogen werden. Generell halten wir es aber für sinnvoller, positive Anreize für eine systemdienlichere Anlagenplatzierung im EEG zu verankern, bspw. durch regionale Quoten.**

Vertrauensschutz muss klar und umfassend gelten

Statkraft begrüßt, dass die BNetzA dem Thema Vertrauensschutz ein Kapitel und umfangreiche Überlegungen widmet. Nur eine Festlegung, die Vertrauensschutzaspekte umfassend und korrekt berücksichtigt, wird langwierige Rechtstreitigkeiten und entsprechende Unsicherheiten vermeiden. Wir bekräftigen in diesem Zusammenhang unsere Ausführungen aus unserer Stellungnahme zu Speicherentgelten vom 27.02.2026.

[1] https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2026/03/Kurzstudie-Potenzial-zur-Einsparung-von-Redispatch-durch-Windenergie-in-Sueddeutschland.pdf

Die **Kompetenzübertragung in § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 21, 21a EnWG gibt der BNetzA keine Rechtfertigung für unbeschränkte nachträgliche Eingriffe in staatliche Zusagen**. Der bisherige § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV enthält unzweifelhaft eine klare und ausdrückliche gesetzliche Systementscheidung, auf welche Anlagenbetreiber und Investoren vertraut und ihre Entscheidungen gestützt haben. Die Umkehrung des Regelungsgehalts durch Einführung von Einspeiseentgelten enthält das Potenzial für einen massiven Eingriff in schutzwürdiges Vertrauen, an dessen Rechtfertigung hohe Hürden zu stellen sein werden. Dieser Befund erscheint umso relevanter, weil die Behörde selbst noch im Festlegungsbeschluss BK8-24-001-A vom 28.08.2024 die Einführung von Einspeiseentgelten im Hinblick auf StromNEV, EU-Recht, Wechselwirkungen mit Fördermechanismen und Vertrauensschutzfragen abgelehnt hat.

Zwar ist es ein Schritt in die richtige Richtung, dass die BNetzA dazu tendiert, zumindest bei Einspeise-Anlagen, die im Rahmen staatlicher Auktionsmechanismen errichtet wurden, einen Vertrauensschutz anzunehmen. In der Tat war bei jeder ausschreibungspflichtigen Anlage die Befreiung von Netzentgelten Teil der Gebotskalkulation, die durch § 17 EEG und § 15 StromNEV bekräftigt wurde. Hinzu kommen Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wurde. Bei der Festlegung dieser Beträge hat der Gesetzgeber diesen Aspekt ebenfalls berücksichtigt. Die Ausklammerung dieser Anlagen von Einspeiseentgelten stützen wir ausdrücklich.

Es verbleibt hiernach aber die Frage, ab wann und in welcher Eingriffsintensität die Entgeltpflicht für welche (Bestands-) Anlagen überhaupt in Betracht gezogen werden kann. Mit Blick auf den Zeitpunkt, ab dem Vertrauensschutz entfallen oder zumindest geschwächt sein könnte, tendiert die BNetzA offenbar zu den Zeitpunkten „Veröffentlichung des Orientierungspapiers“ oder „Veröffentlichung der Festlegung“. Diese Frage darf nicht nur juristisch, sondern muss auch ökonomisch betrachtet werden. Aus unserer Sicht dürften – wenn überhaupt – **erst dann Anlagen in die Entgeltpflicht kommen, wenn die Höhe dieser Entgelte hinreichend konkret absehbar ist**. Die geplante Belastung muss inhaltlich so deutlich werden, dass Marktteilnehmer sie verstehen und in ihren Kalkulationen berücksichtigen können. Dies wird durch das Orientierungspapier definitiv noch nicht gewährleistet. Auch die avisierte Festlegung wird dies nicht erreichen, wenn sie nicht entsprechend klare und detaillierte Vorgaben enthält. Eine längere Unsicherheitsphase durch das „Herantasten“ an dynamische Netzentgelte kann diesen Zeitpunkt der hinreichenden Konkretisierung im Übrigen weiter nach hinten verschieben.

Was die Art des Eingriffs durch Einspeiseentgelte angeht, sind insbesondere die Ausführungen zum Vertrauensschutz im Hinblick auf **Anreiz-Entgelte** nicht nachvollziehbar. Die BNetzA führt an, diese seien zeitlich begrenzt und hätten womöglich sogar positive Einnahmeeffekte. Dem widersprechen wir ausdrücklich, insbesondere im Hinblick auf EE-Anlagen: Wie häufig, wie lang und in welcher Höhe solche Entgelte über die Laufzeit einer Anlage anfallen, ist heute kaum absehbar. **Insofern kann die Verhältnismäßigkeit eines Eingriffs nicht pauschal angenommen werden.** Zudem geht die Vermeidung positiver dynamischer Netzentgelte auch immer mit einem Erlösverlust einher, sodass dieses Instrument betriebswirtschaftlich nicht neutral ist. Negative dynamische Netzentgelte können auf dargebotsabhängige EE-Anlagen zudem keinen Anreizeffekt ausüben. Je nach Standort wird diese Entgeltform so gut wie gar nicht anfallen, oder nur Mitnahmeeffekte produzieren. Dementsprechend bestehen **erhebliche Zweifel daran, dass eine Erhebung von Anreiz-Entgelten bei Bestandsanlagen überhaupt verhältnismäßig dargestellt werden kann.**

Zudem halten wir es für unbedingt notwendig, auch **ungeförderten Bestandsanlagen einen umfassenden Vertrauensschutz zu gewähren**. Diese wurden bewusst außerhalb des EEG errichtet, wie es von der Politik gewollt und angestrebt ist. Die Anlagenbetreiber hatten keine Möglichkeit, zusätzliche Netzkosten einzukalkulieren und viele könnten diese nicht tragen. Ein Weiterbetrieb dieser Anlagen wäre vielfach nicht weiter möglich. Es wäre ein fatales Signal, wenn Projekte, die im Vertrauen auf stabile Rahmenbedingungen bewusst auf eine Förderung verzichten haben, dafür im Nachhinein bestraft würden. Dasselbe muss für ungeförderte Gaskraftwerke gelten, die für die Versorgungssicherheit und Systemstabilität essentiell sind.

Auch **ausgeförderte Anlagen, die nach Ende der EEG-Förderung über einen PPA weiterbetrieben werden**, tragen ihren Teil zu einem kosteneffizienten klimaneutralen Stromsystem bei und es ist sinnvoll, diese Anlagen weiterbetreiben zu können, solange dies technisch und marktlich möglich ist. Durch die

Einführung von Einspeiseentgelten würden auch diese Anlagen womöglich vorzeitig stillgelegt. **Da sowohl die Stärkung von PPA als auch die Dekarbonisierung des Stromsystems gesetzlich festgelegte Ziele sind, sollte die BNetzA keine Schritte ergreifen, die diesen Vorgaben entgegenstehen**.

Zusammengefasst bedeutet dies: Selbst wenn die BNetzA Einspeiseentgelte konkret und für die Unternehmenspraxis handhabbar festlegt, sehen wir **keine belastbare Rechtfertigung des Eingriffs zulasten von Bestandsanlagen**. Ab Inbetriebnahme ungeförderte und ausgeförderte EE-Anlagen werden auf Basis grundlegender gesetzgeberischer Weichenstellungen betrieben. Die umfassende Frustration getroffener Dispositionen wäre vor Art. 2 Abs. 1 i.V.m. Art. 20 Abs. 3 des Grundgesetzes nicht zu rechtfertigen, wenn dies die realistische Gefahr von Außerbetriebnahmen mit sich bringt.

Einspeiseentgelte dürfen nach unserer Ansicht daher im Ergebnis erst für solche Anlagen greifen, die nach Inkrafttreten der Festlegung errichtet werden bzw. in eine Ausschreibung gehen. **Erneuerbare und konventionelle Bestandsanlagen sind grundsätzlich weiter entsprechend § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV zu befreien.**

Statkraft

Über uns

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt

[redacted]