



Für Kontinuität und Kosteneffizienz statt Einspeisenetzentgelte

**Gemeinsame Stellungnahme zum Orientierungspapier der
Bundesnetzagentur „Beteiligung der Einspeiser“ im Rahmen des
Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik
Strom (AgNes) [GBK-25-01-1#3]
Stand 27.03.2026**

Die hinter dieser Initiative versammelten Unternehmen lehnen die im Rahmen der geplanten Netzentgeltreform diskutierte Einführung von Einspeiseentgelten aus den unten näher erläuterten Gründen ab. Einspeiseentgelte würden die Investitionskosten und Finanzierungsrisiken für Erzeugungsanlagen erhöhen, zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber ausländischer Erzeugung führen und die Preise für Strom erhöhen, während eine Lenkungswirkung nicht erkennbar ist. Als dynamische Netzentgelte führen Einspeiseentgelte zu einer Reihe von bisher nicht gelösten Fragen, während die gewünschten systemischen Wirkungen ausbleiben.

Bestandsschutz/Vertrauensschutz:

Wenn ungeachtet der unten angeführten Argumente dennoch Einspeisenetzentgelte eingeführt werden, darf eine solche Änderung ausschließlich für Neuanlagen ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Netzentgeltsystematik gelten, denn ansonsten entsteht Investitionsunsicherheit für den dringend benötigten Zubau von Erzeugungskapazität.

Grundsätzlich sollte für alle bestehenden Anlagen Bestandsschutz gelten; eine retrospektive Anwendung lehnen wir ab. Denn gleiche Anlagen müssten auch gleichbehandelt werden. Welche Kriterien den Bau der Anlage beeinflusst haben, z.B. ob diese vom Staat gefördert wurde oder nicht, darf nicht ausschlaggebend dafür sein, ob die Anlage ein Netzentgelt zahlen muss oder nicht. Eine solche Zwei-Klassen-

Gesellschaft, z.B. eine Diskriminierung von Merchant-EE-Projekten gegenüber EEG-geförderten Anlagen, ist abzulehnen.

Bewertung von Einspeisenetzentgelten

Folgende Gründe sprechen gegen die Einführung von Einspeisenetzentgelten in Deutschland:

- **Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzkosten**
(Finanzierungskomponente in Form eines Kapazitätspreises auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität)
 - **Investitionsrisiken und steigende Finanzierungskosten:**
Das Strommarktdesign in Deutschland ist grenzkostenorientiert. Die Fixkosten eines Kraftwerks müssen aus den Deckungsbeiträgen des Stromgroßhandels abgedeckt werden. Bedingt durch die wachsende Durchdringung des Marktes mit Strom aus erneuerbaren Energien, deren Grenzkosten bei Null liegen, können konventionelle Kraftwerke ihre Fixkosten schon heute immer schwieriger erwirtschaften.
Zusätzliche Entgeltkomponenten auf der Einspeiseseite schaffen regulatorische und finanzielle Risiken. Künftige Netzentgeltentwicklungen (ggf. steigender Kapazitätspreis) müssen in Investitionsentscheidungen eingepreist werden und erhöhen die Kosten neuer Projekte und deren Finanzierung, u.a. durch deutlich steigende Risikoprämien. Dies wird auch die Gebotshöhe in den anstehenden EE-, KWK- und KWS-Auktionen sowie im geplanten Kapazitätsmarkt steigen lassen.
 - **Wettbewerbsnachteile gegenüber Erzeugung im Ausland und steigende Importmengen:** Einspeisenetzentgelte verteuern die inländische Stromerzeugung. Im Rahmen der Marktkopplung würde inländische Erzeugung gegenüber dem Ausland benachteiligt. Investitionen im Inland würden geschwächt, Investitionen im Ausland relativ attraktiver und unerwünschte Verteilungseffekte in benachbarten Strommärkten ausgelöst.
 - **Preiseffekte am Kapazitätsmarkt:**
Inländische Stromerzeuger würden einen Teil der Mehrkosten an Letztverbraucher weitergeben. Kapazitätspreise im geplanten Kapazitätsmarkt würden – auch durch die Mehrkosten für die Bereithaltung – deutlich steigen.
 - **Erhöhter Förderbedarf für erneuerbare Energien:** Betreiber erneuerbarer Energien wären negativ betroffen, da sich Deckungsbeiträge durch zusätzliche, jährliche Entgeltkosten verschlechtern. Der jährliche Förderbedarf für Neuanlagen steigt unmittelbar, Gebotshöchstwerte müssten angehoben werden, was die Belastung des Staatshaushalts erhöht.

- **Risiko für Versorgungssicherheit und teure Netzreserve:**
Erzeugungskapazitäten werden durch zusätzliche Kosten unwirtschaftlich und könnten aus dem Markt verdrängt werden. Die Folge sind volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen und/oder steigende Kosten für die Netzreserve.
 - **Keine Entlastung der Verbraucher:** Einspeiseentgelte bewirken keine Umverteilung, sondern führen zu Ineffizienzen. Die erhoffte Entlastung der Verbraucher entfällt weitgehend.
 - **Bessere Lösungen:**
Standortbezogene Baukostenzuschüsse setzen gezielte Investitionsanreize, lassen sich einfach in bestehende Modelle integrieren, vermeiden Verletzungen des Vertrauensschutzes und helfen, Netzausbaukosten und Redispatchbedarf zu vermeiden. Auch BKZ erhöhen den Förderbedarf für EE-, KWK- oder KWS-Anlagen, im Verhältnis zu ihrer Lenkungswirkung allerdings in deutlich geringerem Maße als Kapazitätspreise oder dynamische Netzentgelte.
 - **Vorhandene Steuerungsinstrumente beachten:**
Besonders für standortgebundene Erzeugung, wie z.B. Windenergieanlagen müssen vorhandene Steuerungsinstrumente wie das Referenzertragsmodell und die Flächenausweisung im Rahmen des WindBG beachtet werden und auf Wechselwirkungen mit neuen Belastungen und Steuerungsinstrumenten geprüft werden.
- **Incentivierung von netzdienlichem Verhalten von Einspeisern durch eine Anreizkomponente** (dynamisches Netzentgelt in Form eines Arbeitspreis, viertelstündlich, festgelegt vor day-ahead, differenziert nach Engpasssituation)
- **Ziel nachvollziehbar, Instrument ungeeignet:**
Die Dämpfung von Redispatch- und Netzausbaukosten ist grundsätzlich sinnvoll. Regional differenzierte dynamische Netzentgelte sind dafür jedoch praktisch kaum umsetzbar und würden den Strommarkt verzerren. Terminmarktgeschäfte und PPA werden künftig deutlich erschwert, da eine kurzfristige Bekanntgabe von dynamischen Netzentgelten dazu führt, dass auch die Kosten- und Erlösstruktur der Assets erst kurzfristig bekannt sind. Insbesondere ein langfristiges Hedging wird auf diese Weise erschwert bzw. unmöglich gemacht. Es besteht das Risiko, dass Terminmärkte Volumen auf der Erzeugerseite verlieren und Erlösströme nicht abgesichert werden können. Wenn Absicherungsgeschäfte im Terminhandel trotz dieser Unsicherheit durchgeführt werden, müssten die Unternehmen einen Risikopuffer aufschlagen, der zu einer Verteuerung der Terminmarktpreise führen würde.

- **Hohe Komplexität und Prognoseprobleme:**
Erforderlich wären kleinräumige Netz- und Marktprognosen, knotenscharfe Abrechnung sowie eine Vorab-Festlegung vor dem Day-Ahead-Markt. Eine entsprechende Parametrierung ist realitätsfern und für Marktteilnehmer intransparent. Zudem würde der bisherige Redispatch weiterhin erforderlich sein, um auf untertägige Abweichungen und Prognoseunsicherheiten reagieren zu können. Inwieweit der Redispatchbedarf damit effektiv sinken wird, ist offen; auf jeden Fall wird das System aber um eine Komplexitätsebene erweitert.
- **Konflikt mit der Netzsituation auf Verteilnetzebene:**
Die Bepreisung von Engpässen auf den Netzebenen 1 – 3 in einer Region könnte zudem zu unerwünschtem Verhalten der Marktteilnehmer auf unteren Netzebenen führen, wenn dort ggf. ein gegenläufiges Signal sinnvoll wäre, um Engpässe im Verteilnetz zu adressieren.
- **Marktverzerrungen und negative Investitionswirkungen:**
Dynamische Netzentgelte würden in den betroffenen Zonen Eingriffe in die Merit Order verursachen, standortbedingte Vor- und Nachteile schaffen und Fehlanreize setzen. Zudem steigt die Unsicherheit für Investitionen, da Risikoprämien berücksichtigt werden müssten, die aber in der Höhe aufgrund der Vielzahl von Variablen (u.a. Höhe der dynamischen NE, Zuschnitt der Zonen/betrachtete Engpässe, Häufigkeit) nicht bestimmbar sind. Damit dürfte aber auch Wirkung dynamischer Netzentgelte auf Standortentscheidungen nicht nachhaltig sein, da die künftige Entwicklung dynamischer Netzentgelte an einem Standort nicht bestimmbar ist.
- **Verteuerung von Systemdienstleistungen:**
Gleichzeitig würden sie durch ihre Festlegung nach der Regelenergieauktion Systemdienstleistungen deutlich verteuern: Mögliche dynamische Netzentgelte müssten unter Unsicherheit eingepreist werden – mit entsprechenden Risikoaufschlägen.
- **Bessere Alternativen vorhanden:**
Wir halten den kostenbasierten Redispatch bereits für effizienter und zielgenauer als dynamische Netzentgelte. Neben regional differenzierten Baukostenzuschüssen sollten außerhalb von AgNes weitere Flexibilitätsoptionen genutzt werden.