We create chemistry

20. März 2026

AGNES
STELLUNGNAHME ZUM DISKUSSIONSPAPIER DER BUNDESNETZAGENTUR EINSPEISENETZENTGELTE

1. Einleitung

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, eine detaillierte Stellungnahme zu den geplanten Einspeiseentgelten im Rahmen des AgNes-Prozesses abzugeben. Die vorliegende Ausarbeitung reflektiert die Sicht der BASF auf die Finanzierungs- und Anreizfunktion solcher Entgelte und adressiert die von der Bundesnetzagentur aufgeworfenen Fragen.

2. Finanzierungsfunktion

In Bezug auf die Auswirkungen von Einspeiseentgelten auf die Strompreisbildung weisen wir darauf hin, dass Betreiber solche Entgelte grundsätzlich an ihre Kunden weiterreichen werden. Bereits heute enthalten PPAs aufgrund des Diskussionsstands im AgNes-Prozess Regelungen zur Weitergabe möglicher Einspeiseentgelte oder wurden entsprechend nachverhandelt. Für brennstoffbasierte, steuerbare Anlagen bedeutet jede zusätzliche Kostenkomponente, dass diese konsequent in die Grenzkosten einkalkuliert wird und damit unmittelbar den Marktpreis beeinflusst. Nur Anlagen, die aufgrund günstigerer Importstrompreise verdrängt werden, können diese Entgelte nicht weitergeben. Sie werden jedoch zunehmend aus dem Markt gedrängt, in die Netzreserve verschoben oder stillgelegt.

Da über Einspeiseentgelte maximal etwa fünf Prozent der Netzkosten refinanziert werden können, ist die tatsächliche Finanzierungswirkung begrenzt. Der überwiegende Teil der Kosten wird weiterhin über andere Mechanismen an die Verbraucher weitergereicht oder verschlechtert die Wettbewerbsfähigkeit steuerbarer inländischer Anlagen im Vergleich zu Importstrom. Zudem ist völlig ungeklärt, wie industrielle Prosumer – also Unternehmen, die gleichzeitig Strom erzeugen und verbrauchen, etwa mit KWK-Anlagen – innerhalb dieses Systems behandelt werden sollen.

Auch die Überlegung, neue Anlagen und Bestandsanlagen unterschiedlich zu behandeln, halten wir für problematisch. Eine solche Unterscheidung würde zu Marktverzerrungen führen, insbesondere da Anlagen mit Vertrauensschutz aus staatlichen Ausschreibungen gegenüber nicht geförderten Anlagen privilegiert wären.

We create chemistry

3. Anreizfunktion

Wir sind der klaren Auffassung, dass dynamische Netzentgelte kein geeignetes Instrument darstellen, um Engpässe im Netz durch Anpassung des Einspeiseverhaltens wirksam zu vermeiden. Diese Einschätzung beruht auf einer Analyse der heutigen Funktionsweise des Engpassmanagements. Derzeit steuern die Übertragungsnetzbetreiber Engpässe äußerst präzise, indem sie exakt diejenige Leistung vor dem Engpass abregeln, die erforderlich ist, und hinter dem Engpass entsprechende Kraftwerksleistung gezielt aktivieren. Hierfür greifen sie bei Bedarf auf Reservekraftwerke zurück, die ausschließlich für solche Situationen vorgehalten werden. Dieses Vorgehen entspricht einem chirurgisch präzisen Eingriff, der auf exakten Prognosen und klaren technischen Parametern beruht.

Ein dynamisches Netzentgelt dagegen wirkt unspezifisch und kann in seiner Wirkung weder räumlich noch mengenmäßig so genau gesteuert werden.
Wenn das Entgelt zu niedrig gesetzt ist, reagieren Einspeiser vor dem Engpass nicht, sodass die ÜNB weiterhin Redispatch-Maßnahmen durchführen müssen und zusätzliche Reservekraftwerke einsetzen. Wenn das Entgelt hingegen zu hoch angesetzt wird, reagieren alle Anlagen mit ähnlichen Grenzkosten gleichzeitig und es wird mehr Leistung vor dem Engpass zurückgenommen, als zur tatsächlichen Engpassbeseitigung erforderlich wäre. Dadurch müssen hinter dem Engpass vermehrt steuerbare Anlagen aktiviert werden, die häufig höhere Emissionen und höhere Kosten verursachen. Da Reservekraftwerke nicht am Markt teilnehmen, erhalten sie keinerlei Preissignal. Dies führt zu einer Überbeanspruchung marktintegrierter Anlagen und kann die Netzreserve strukturell infrage stellen. Es kommt zu überproportional steigenden Börsenstrompreisen, ohne dass damit ein effizienter Beitrag zur Engpassbewältigung verbunden wäre.

Dynamisches Entgelt	Vor dem Engpass	Hinter dem Engpass	Systemische Effekte
Zu niedrig	Keine Reaktion der Einspeiser	ÜNB greifen auf Markt/Reservekraftwerke zurück	• Kein Nutzen, • Redispatch trotzdem notwendig • Kosten für PPA-Abnehmer steigen
Zu hoch	Überreaktion aller Anlagen mit ähnlichen Grenzkosten – es wird mehr abgeregelt als nötig	Höherer Einsatz steuerbarer Anlagen → höhere Emissionen und Strompreise	• Höhere CO2-Emissionen als notwendig • Überproportional steigende Börsenstrompreisen • Netzreservekraftwerke generieren weiter kosten, bringen aber volkswirtschaftlich keinen Nutzen • PPA-Erzeugung wird stärker gedrosselt als erforderlich

Vor diesem Hintergrund gleicht ein dynamisches Netzentgelt eher einer „Chemotherapie“ – ein großflächiger Eingriff, dessen Dosis nicht exakt bestimmbar ist und die erheblichen Nebenwirkungen erzeugt. Die Einführung eines solchen Instruments birgt daher ein hohes Risiko, da entweder kein nennenswerter Nutzen erzielt wird oder es zu deutlichen Fehlanreizen, extremen Preisausschlägen und im schlimmsten Fall zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt.
Zusätzlich würde die ohnehin hohe Komplexität des deutschen Netzentgeltsystems weiter zunehmen im europäischen Vergleich. Dies wäre ein erhebliches Hemmnis für Investitionen in Elektrifizierung und CO_2-Minderungsmaßnahmen.

Um das mengenbezogene Grundproblem dynamischer Entgelte überhaupt zu lösen, wäre theoretisch ein Auktionsmechanismus denkbar, bei dem Einspeiser für die Bereitstellung von Engpassreduktion bieten. Ein solches Verfahren könnte die benötigte Reduktionsmenge exakt zuordnen und würde damit die Problematik ungenauer Preisreaktionen reduzieren. Allerdings wäre ein solcher Ansatz operativ extrem komplex, technisch anspruchsvoll und kaum in den bestehenden Markt- und Netzbetrieb integrierbar. Die Komplexität einer viertelstündlichen, regionalen, engpassscharfen Ausschreibung würde den administrativen Aufwand massiv erhöhen und den Marktablauf strukturell überfordern. Damit ist ein Auktionsmodell zwar theoretisch interessant, praktisch jedoch nicht umsetzbar.

Analog zur Diskussion über eine mögliche Aufteilung Deutschlands in mehrere Strompreiszonen zeigt sich auch hier, dass Engpassinstrumente nur Symptome eines vorübergehend unvollständigen Netzausbaus adressieren. Sowohl Bundesregierung als auch Übertragungsnetzbetreiber verweisen darauf, dass der fortschreitende Netzausbau die Grundlage für die Behebung der Engpässe ist und Preiszonentrennungen damit obsolet macht – ein Argument, das in gleicher Weise gegen die Einführung komplexer dynamischer Netzentgelte spricht.

Zudem ist die operative Umsetzbarkeit dynamischer Einspeiseentgelte nicht gegeben, da die Übertragungsnetzbetreiber selbst darauf hinweisen, dass der relevante Redispatchbedarf erst am Erfüllungstag belastbar prognostizierbar ist; ein marktlich nutzbares Preissignal kann damit weder rechtzeitig noch verlässlich bereitgestellt werden, sodass ein solches Entgelt entweder zu spät kommt und marktlich nicht mehr berücksichtigt werden kann oder zu früh und damit auf unsicheren Prognosen basiert, was Fehlanreize, Übersteuerungen und potenziell sogar höhere Redispatchkosten auslösen würde.

We create chemistry

4. Bewertung der Option Baukostenzuschuss (BKZ)

Die BASF bewertet den Baukostenzuschuss (BKZ) im Gegensatz zu dynamischen Netzentgelten als sinnvolle und praxistaugliche Option. Ein regional differenzierter BKZ, dessen Höhe sich nach den lokalen Engpassmanagement richtet, setzt bereits bei der Standortwahl von Neuanschlüssen oder beim Repowering klare Anreize. Betreiber haben die Möglichkeit, durch die Errichtung eines Speichers und damit durch Glättung ihrer Einspeiseleistung die Belastung zu reduzieren. Ein BKZ ist damit ein Instrument, das sowohl lenkungswirksam als auch planbar ist. Im Gegensatz zu dynamischen Einspeiseentgelten hemmt ein BKZ den Ausbau erneuerbarer Energien nicht, da die Kosten klar kalkulierbar und als einmaliger Beitrag ausgestaltet sind. Gleichzeitig leistet er einen zielgerichteten Beitrag zur Finanzierung netznahebedingter Ausbaumaßnahmen.

5. Zusammenfassung der BASF-Position

Die BASF lehnt die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte aufgrund der erheblichen systemischen Risiken, der fehlenden Zielgenauigkeit und der potenziell massiven negativen Auswirkungen auf Strompreise, Emissionen, industrielle Wertschöpfung und Versorgungssicherheit ab. Die Finanzierungswirkung solcher Entgelte ist begrenzt und führt zu zusätzlichen Wettbewerbsnachteilen für steuerbare inländische Anlagen im europäischen Umfeld.

Positiv bewertet die BASF hingegen die Option eines regional differenzierten Baukostenzuschusses. Dieses Instrument ist kalkulierbar, planbar, wirkungsvoll und marktkonform und beeinträchtigt weder den Ausbau erneuerbarer Energien noch die Wettbewerbsfähigkeit industrieller Erzeugungsanlagen.