Trianel

Konsultation zu den Orientierungspunkten BNetzA zu Speichernetzentgelten

27. März 2026

Vertrauensschutz zentral für Investitionen in Energiewende

1. Executive Summary

Anschließend an unsere Stellungnahme zu Speichernetzentgelten plädieren wir auch an dieser Stelle für den Erhalt des Vertrauensschutzes. Vertrauensschutz und Investitionssicherheit sind der Schlüssel für private Investitionen in die nächsten Phasen der Energiewende. Bei dem Übergang in ein gewolltes, flexibles Strom- und Energiesystem, braucht es zwingend Übergangslösungen. Die Entwertung getätigter Investitionen durch Belastung von Bestandsprojekten, wird neben Klagen auch Investitionszurückhaltung zur Folge haben.

Grundsätzlich sehen wir eine Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten kritisch. Rein sachlich scheint die Einbeziehung von Einspeisern nachvollziehbar. Allerdings sind die praktischen Auswirkungen auf Strompreise für Verbraucher nicht ausreichend, einen derart großen bürokratischen und technisch fraglichen Aufwand auf sich zu nehmen. Dynamische Netzentgeltkomponenten machen für solche Netzkunden Sinn, die eine Möglichkeit haben, flexibel und dynamisch zu reagieren.

2. Vertrauensschutz und Übergangsregelungen

Sollte die Einführung von Einspeisenetzentgelten ungeachtet dieser Bedenken weiterverfolgt werden, ist ein uneingeschränkter Bestandsschutz für alle bestehenden Anlagen zwingend erforderlich. Eine rückwirkende oder anlagenspezifisch differenzierende Anwendung würde Investitionsentscheidungen, die unter einem bestehenden regulatorischen Rahmen getroffen wurden, nachträglich entwerten und das Vertrauen in die Regulierungsstabilität nachhaltig beeinträchtigen.

Bestehende Anlagen sind unabhängig von ihrem Förderstatus gleich zu behandeln. Eine Differenzierung etwa zwischen EEG-geförderten Anlagen und nicht geförderten („Merchant“-Anlagen) ist sachlich nicht gerechtfertigt und würde zu einer nicht zulässigen Ungleichbehandlung führen. Die Einführung einer solchen Zwei-Klassen-Systematik würde die Investitionsbereitschaft insbesondere dort beeinträchtigen, wo Projekte bewusst außerhalb von Fördermechanismen realisiert wurden. Das Gleiche muss für Projekte gelten, die eine Förderung erhalten, die nicht über eine Auktion erreicht wurde, wie beispielsweise bei Offshore-Wind-Projekten.

3. Kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte

Kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte, bemessen an der vertraglich vereinbarten Netzanschlussleistung, führen zu zusätzlichen Fixkosten für Erzeugungsanlagen. Im geltenden, grenzkostenorientierten Strommarktdesign müssen diese Fixkosten über Markterlöse erwirtschaftet

werden. Dies ist bereits heute – insbesondere für konventionelle Anlagen sowie für ungeförderte erneuerbare Projekte – zunehmend herausfordernd.

Zusätzliche Einspeiseentgelte erhöhen regulatorische Unsicherheiten und Finanzierungskosten, da zukünftige Entgeltentwicklungen in Investitionsentscheidungen eingepreist werden müssen. Die Folge sind steigende Risikoprämien, höhere Gebote in EE-, KWK- und Kapazitätsmechanismen sowie mittelbar höhere Kosten für Stromverbraucher und Staatshaushalt.

Zudem verteuern Einspeisenetzentgelte die inländische Stromerzeugung gegenüber dem Ausland. Im Rahmen der europäischen Marktkopplung entstehen Wettbewerbsnachteile für inländische Erzeugungskapazitäten, was Investitionen im Ausland relativ begünstigt und zu unerwünschten Verteilungseffekten in benachbarten Strommärkten führen kann.

Nicht zuletzt besteht das Risiko, dass zusätzliche Kosten bestehende Erzeugungskapazitäten unwirtschaftlich machen und aus dem Markt drängen. Dies hätte negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit und würde voraussichtlich höhere Kosten für Netz- und Kapazitätsreserven nach sich ziehen.

4. Dynamische Einspeisenetzentgelte (Anreizkomponente)

Das Ziel, Redispatch- und Netzausbaukosten zu begrenzen und netzdienliches Verhalten zu incentivieren, wird grundsätzlich als nachvollziehbar anerkannt. Dynamische Einspeisenetzentgelte stellen hierfür jedoch kein geeignetes Instrument dar.

Eine regionale und zeitliche Differenzierung von Einspeisenetzentgelten – bis hin zur viertelstündlichen Vorab-Festlegung – ist mit erheblicher Komplexität, hohen Prognoseanforderungen und Intransparenz für Marktteilnehmer verbunden. Die erforderlichen kleinräumigen Netz- und Marktprognosen sowie knotenscharfe Abrechnungsmechanismen erscheinen realitätsfern.

Darüber hinaus würden dynamische Einspeisenetzentgelte die Funktionsfähigkeit der Terminmärkte und den Abschluss langfristiger PPAs erheblich beeinträchtigen, da Kosten- und Erlösstrukturen erst kurzfristig feststünden. Eine langfristige Absicherung von Erlösströmen würde erschwert oder nur unter erheblichen Risikoaufschlägen möglich sein.

Es bestehen zudem Risiken von Marktverzerrungen, Eingriffen in die Merit Order sowie widersprüchlichen Steuerungssignalen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzebene. Eine signifikante Reduktion des Redispatchbedarfs ist nicht gesichert, während gleichzeitig Systemdienstleistungen verteuert und zusätzliche Komplexitätsebenen eingeführt würden.

5. Alternativen und bestehende Steuerungsinstrumente

Statt Einspeisenetzentgelten werden standortbezogene Baukostenzuschüsse als zielgenaueres und verhältnismäßigeres Instrument angesehen, um Investitionsentscheidungen netzdienlich zu steuern. Baukostenzuschüsse lassen sich in bestehende Strukturen integrieren, verletzen den Vertrauensschutz nicht und können gezielt zur Begrenzung von Netzausbau- und Redispatchkosten beitragen.

Darüber hinaus sind bereits bestehende Steuerungsinstrumente – insbesondere für standortgebundene Erzeugung wie Windenergie (z. B. Referenzertragsmodell, Flächenausweisung nach WindBG) – bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zwingend mitzuberücksichtigen und auf Wechselwirkungen mit neuen Regelungen zu prüfen. Auch der bestehende kostenbasierte Redispatch wird als effizienter und zielgenauer bewertet als dynamische Einspeisenetzentgelte.

SIE HABEN FRAGEN?

Seit unserer Gründung im Jahr 1999 begleiten wir Stadtwerke auf ihrem Weg der Transformation mit dem Ziel, ihre Unabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt zu stärken. Heute bündeln über 100 kommunale Gesellschafter und Partner ihre Interessen bei Trianel - in der Projektentwicklung erneuerbarer Energien, im Energiehandel und in der Energiebeschaffung sowie in der Entwicklung von Flexibilitätsoptionen. Unsere rund 430 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter unterstützen bei der Optimierung von Geschäftsprozessen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette.

Trianel GmbH
Krefelder Str. 203
52070 Aachen

Lobbyregister-Nr.: R001350
Transparenzregister-Nr. 194195843361-94
Erstregistrierung: 24.02.2022