EnBW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Einspeiseentgelte der Bundesnetzagentur

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Karlsruhe, 27.03.2026

Am 20. Februar 2026 hat die Bundesnetzagentur im Rahmen des AgNes -Prozesses ein Papier mit Orientierungspunkten zu Einspeiseentgelten veröffentlicht und der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EnBW) bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung zu nehmen. Einer Veröffentlichung unserer Stellungnahme stimmen wir hiermit ausdrücklich zu.

Grundsätzliches

EnBW lehnt die Einführung der von der Bundesnetzagentur konsultierten Einspeiseentgelte ab. Die vorgesehenen Netzentgeltkomponenten – sowohl mit Finanzierungs- als auch mit Anreizfunktion – führen aus EnBW-Sicht zu keiner Entlastung der Verbraucher, erzeugen volkswirtschaftliche Ineffizienzen und erhöhen die Systemkomplexität erheblich. Eine effektiv netzkostendämpfende Wirkung kann nicht erreicht werden. Zudem ist ihr Nutzen im Verhältnis zu den administrativen Aufwänden und marktlichen Verzerrungen nicht belegt. Die Orientierungspunkte zeigen, dass Einspeiseentgelte im internationalen Vergleich nur einen geringen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung leisten und gleichzeitig das Risiko struktureller Marktverzerrungen bergen.

Vertrauensschutz

EnBW betont die zwingende Notwendigkeit eines umfassenden Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen sowie Projekte, bei denen eine Investitionsentscheidung getroffen und der Bau gestartet wurde oder die im Rahmen eines Auktionsverfahrens bezuschlagt wurden. Dies gilt insbesondere für EEG- und KWKG-Anlagen, deren Investitionsentscheidungen auf bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und expliziter Netzentgeltbefreiung beruhten. Eine nachträgliche Belastung würde die wirtschaftliche Grundlage dieser Projekte unterminieren und die Rechtssicherheit staatlicher Ausschreibungsverfahren infrage stellen.
Jede Änderung der Netzentgeltsystematik darf ausschließlich für Neuanlagen gelten und frühestens ab Inkrafttreten der endgültigen Festlegung Anwendung finden. Anderenfalls entstünde erhebliche Investitionsunsicherheit für alle Projekte, einschließlich der anstehenden EE-Ausschreibungen in diesem Jahr, aber auch für die noch in 2026 geplanten Auktionen im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWSG).

Finanzierungsfunktion

Die Einführung von Kapazitätsentgelten als Entgelt für Einspeiser lehnt EnBW ab. Kapazitätsentgelte erhöhen die Fixkosten der Erzeugungsanlagen und führen zu höheren Förderbedarfen (EEG/CfD, KWKG, KWSG) mit nachgelagerten Belastungen für Steuerzahler. Einspeiseentgelte wirken direkt in die preissetzenden Gebote am Großhandelsmarkt hinein. Es besteht das Risiko zusätzlicher Markteffekte: steigende Großhandelspreise, sinkende Wettbewerbsfähigkeit deutscher Erzeugung und Industrie und eine faktische Zusatzförderung über erhöhte Ausschreibungsgebote. Erzeugungskapazitäten werden durch zusätzliche Kosten unwirtschaftlich und könnten aus dem Markt verdrängt werden. Volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen und steigende Kosten für die Netzreserve wären zudem die Folge.
Da Einspeiser wesentliche Kostenblöcke – insbesondere Netzverluste und Regelenergie – nicht verursachungsgerecht beeinflussen können, ist die geplante Bemessungsgrundlage nicht sachgerecht. Die von der Bundesnetzagentur skizzierten Parametrisierungen (4-7 €/kW) sind mit einer hälftigen Zuordnung der Kosten für Verlustenergie und Regelenergie zu den Einspeisern hergeleitet und nicht kostenreflexiv begründbar. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Betreiber von Einspeiseanlagen bereits verpflichtet sind, ihre Anlagen für die Erbringung von

Systemdienstleistungen (SDL) auszurüsten. Eine Vergütung erfolgt jedoch nur für einzelne SDL, und auch dann ausschließlich bei erfolgreicher Bezuschlagung in den entsprechenden SDL-Ausschreibungen sowie tatsächlichem Bedarf der Übertragungsnetzbetreiber. Der hierfür erforderliche technische und finanzielle Aufwand der Einspeiser wird damit nur in Ausnahmefällen abgegolten. Im Gegensatz dazu besteht für Verbraucher keinerlei Verpflichtung, ihre Anlagen so auszurüsten, dass sie beispielsweise unmittelbar auf Frequenzschwankungen reagieren können.
Weiterhin ist zu beachten, dass größere Erzeugungsanlagen meist auf der vom Netzbetreiber angeforderten Hoch- und Höchstspannungsebene einspeisen und nicht mit der Generatorspannung, wodurch die Betreiber bzw. Einspeiser dieser Anlagen die Verluste der dafür erforderlichen Maschinentransformatoren selbst tragen, da die Zähler erst nach den Maschinentransformatoren verortet sind. Bei dem größten Teil der Verbraucher hingegen wird der Strom vom Netzbetreiber auf dem vom Verbraucher benötigen Spannungsniveau bereitgestellt und der Netzbetreiber muss somit die Transformatorverluste als Verlustenergie tragen. Ungerechtfertigt ist es aus EnBW-Sicht, die aus der Umspannung und den Nieder- und Mittelspannungsnetzen resultierende Verlustenergie dann hälftig den Betreibern bzw. Einspeisern von Erzeugungsanlagen zuzuordnen.
Vor diesem Hintergrund erscheint eine zusätzliche Belastung von Einspeisern über Kapazitätsentgelte besonders kritisch, da sie bereits heute überproportional zu Systemstabilität und Netzbetrieb beitragen, ohne hierfür eine umfassende Gegenleistung zu erhalten.
Darüber hinaus leisten Einspeiser bereits heute substanzielle Beiträge zur Finanzierung netzrelevanter Maßnahmen. Betreiber dezentraler Wind-Onshore- und PV-Erzeugungsanlagen tragen die Kosten für Maßnahmen, die unmittelbar dem Netzanschluss zuzuordnen sind wie beispielsweise die Kosten für eigene Umspannwerke (Beschleunigung des Ausbaus für den gemäß § 17 EEG der Netzbetreiber zuständig ist). Diese Investitionen wirken bereits kapazitätsdisziplinierend und reduzieren den Finanzierungsbedarf der Netzbetreiber an entscheidender Stelle.
Im Offshorebereich erscheint eine zusätzliche Beteiligung über Einspeiseentgelte und Baukostenzuschüsse nicht sachgerecht. Das aktuelle Offshore-Ausbauregime gibt Anschlussleistungen sowie Anschlussstandorte vor und verpflichtet Anlagenbetreiber bereits über die zweite Gebotskomponente, in erheblichem Umfang Netzausbaukosten vorzufinanzieren. Aus den Offshoreauktionen der Jahre 2023 und 2024 werden rund 11,3 Mrd. Euro für den Netzausbau verwendet, davon allein etwa 900 Mio. Euro im Rahmen des EnBW-Projekts „Dreekant“. Diese Finanzierungsbeiträge adressieren maßgeblich die erforderlichen Netzinfrastrukturen und fließen direkt in die Reduzierung netzseitiger Investitionsbedarfe ein.
Vor diesem Hintergrund würde eine zusätzliche Belastung durch Kapazitätsentgelte oder dynamische Einspeiseentgelte zu einer Doppelbelastung führen und bestehende marktliche Mechanismen des Offshore-Ausbaus widersprüchlich überlagern.
Ebenfalls kritisch ist der Einfluss auf Wasserstoffprojekte: Steigende PPA-Preise führen unmittelbar zu höheren LCOH, verschlechtern damit die Wirtschaftlichkeit geplanter Elektrolyseprojekte und führen zu steigenden Wasserstoff-Preisen für Endkunden. Eine Umsetzung von Projekten sowie generell einen erfolgreichen Wasserstoff-Hochlauf wird mittels der anvisierten Einspeiseentgelte demnach unnötig erschwert.

Anreizfunktion

Die Einführung dynamischer Einspeiseentgelte würde erhebliche Eingriffe in die Großhandelsmärkte bewirken und massive Investitionsunsicherheit erzeugen. Die Höhe der Entgelte wäre jederzeit regulierungsabhängig veränderbar und damit nicht planbar.
Wie bereits in der EnBW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten der dynamischen Netzentgeltkomponente dargestellt, bestehen erhebliche operative, prognosetechnische und marktliche Risiken (Engpassprognosen, Preissensitivität, Überreaktionen der Marktteilnehmer). Aus EnBW-Sicht fehlt eine belastbare Kosten-Nutzen-Analyse. Aufgrund unbekannter empirischer Preissensitivitäten von Einspeisern sind die zu erwartenden Einsparpotenziale durch veränderte

Einsatzentscheidungen fraglich, während Systemkosten, regulatorischer Aufwand und Marktrisiken eindeutig steigen.

Baukostenzuschüsse

EnBW hält regional differenzierte Baukostenzuschüsse für neue zusätzliche Netzanschlusskapazität grundsätzlich für das geeignetere Instrument, um Einspeiser über einen Anreiz, Netzanschlusskapazität an den tatsächlichen Bedarf stärker auszurichten, an den Netzkosten zu beteiligen. Netzbetreiber können auch innerhalb ihres eigenen Netzgebiets eine regionale Differenzierung vornehmen – transparent und ohne Diskriminierung. Der Baukostenzuschuss muss dabei stets nachvollziehbar und auf Basis einer bundesweit einheitlich anzuwendenden, transparenten Methodik ermittelt werden.
Baukostenzuschüsse lassen sich projektspezifisch berücksichtigen und sind im Gegensatz zu laufenden Entgelten als Einmalzahlung nicht volatil und damit planbar. Die aktuelle Regelung, dass die Netzbetreiber für Stromnetzanschlüsse bis 30 kW in der Niederspannung grundsätzlich keinen Baukostenzuschuss verlangen dürfen, sollte beibehalten werden. Die Ausgestaltung des Baukostenzuschusses muss kohärent sein mit den bestehenden und sich in Diskussion befindlichen begleitenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (EEG, Netzpaket, AgNes-Gesamtfestlegung) sowie weiteren rechtlichen Vorgaben wie Windvorranggebiete und die förderfähige Flächenkulisse. Insbesondere müssen sich die wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Einspeiser durch ein kapazitätsbeeinflussendes FCA entsprechend in der Ausgestaltung eines Baukostenzuschusses niederschlagen, da bei diesen Einspeisern von einem netzneutralen oder netzdienlichem Einspeiseverhalten ausgegangen werden kann. EnBW fordert, dass gesamtheitlich gedacht gegensätzliche Regelungen und Anreize in unterschiedlichen regulatorischen Bestimmungen vermieden werden müssen.

Fragen der Bundesnetzagentur zu Kapitel 8: Finanzierungsfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

- Wird die Einschätzung geteilt, dass Kosten für Netzverluste und Kosten für Regelleistung zur Bildung einer Netzentgeltkomponente mit Finanzierungsfunktion (Kapazitätspreis) genutzt werden sollten? Oder sollen diese Kosten auch der Anreizfunktion zugeordnet werden?

EnBW teilt diese Einschätzung nicht und lehnt die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion aus oben genannten Gründen grundsätzlich ab.

- Sind in einer Welt mit zunehmender EE-Einspeisung, deren Grenzkosten zwar nicht Null sind, die aber deutlich niedriger liegen als bei einer Brennstoff-basierten Stromproduktion, signifikante Auswirkungen von Einspeisenetzentgelten auf die Strompreisbildung zu erwarten? Welche Wirkungen sind für Import- und Exportmengen zu erwarten? Werden Stromexporte verteuert?

Da Anlagenbetreiber Einspeiseentgelte in ihre Gebotsstrategien einpreisen müssen, erhöhen sich die effektiven Grenzkosten der Erzeugung. Dadurch ist mit Auswirkungen auf die Strompreisbildung zu rechnen – auch in einem System, in dem erneuerbare Anlagen zwar geringe, aber nicht vollständig vernachlässigbare Grenzkosten aufweisen. Ein höheres Strompreisniveau in Deutschland infolge der zusätzlichen Belastung der Einspeiseseite würde tendenziell zu steigenden Importmengen und sinkenden Exportmengen führen – vorausgesetzt, Einspeisenetzentgelte werden nicht auch im grenzüberschreitenden Handel erhoben. In diesem Fall würden deutsche

Stromexporte relativ unattraktiver, da die zusätzlichen Einspeiseentgelte die Exportkosten erhöhen. Umgekehrt würde der Import aus Nachbarländern wettbewerbsfähiger.

- Sind alle volleinspeisende Erzeugungsanlagen ab der Niederspannung mit Leistungsmessung zu betrachten? Oder sollten in die Überlegungen auch Prosumer miteinbezogen werden? Oder genügen die bisher diskutierten Optionen der BNetzA für Prosumer eine angemessene Finanzierungsbeteiligung zu gewährleisten (vgl. Orientierungspunkte zu den Entgeltkomponenten)?

Eine Definition von volleinspeisenden Erzeugungsanlagen wird von der Bundesnetzagentur nicht gegeben. Insbesondere Prosumer, mindestens in den Netzebenen 6 und 7, sollten nicht mit Einspeisenetzentgelten belastet werden, da bei ihren Netzanschlüssen der Netzbezug im Vordergrund steht. Die aktuelle Regelung, dass die Netzbetreiber für Stromnetzanschlüsse bis 30 kW in der Niederspannung grundsätzlich keinen Baukostenzuschuss verlangen dürfen, sollte – wie bereits in der Einleitung erwähnt – beibehalten bzw. auch für die Einspeisung übernommen werden. Aus EnBW-Sicht ist eine angemessene Finanzierungsbeteiligung über eine höhere Grundpreis-Komponente für Prosumer ausreichend. Hier müssen die folgenden Aspekte ausreichend gewürdigt werden: (a) lastnahe Erzeugung entlastet die Netze und (b) Prosumer setzen erhebliche Mengen privates Kapital ein, um nationale Treibhausgasminderungsziele zu erreichen. Beides war und ist für die Energiewende unverzichtbar. Unabhängig davon lehnt EnBW die Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungs- und Anreizfunktion aus genannten Gründen grundsätzlich ab.

- Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?

Grundsätzlich führt eine unterschiedliche Behandlung von Neu- und Bestandsanlagen zu zusätzlicher Komplexität, insbesondere wenn Stichtagsregelungen eingeführt werden. In Transformationsprozessen sind solche Regelungen jedoch häufig unvermeidlich, da sie dem notwendigen Vertrauensschutz dienen. Bestandsanlagen müssen aufgrund dieses Vertrauensschutzes weiterhin nach den bisher geltenden Rahmenbedingungen behandelt werden. Eine nachträgliche Änderung der ökonomischen Grundlagen könnte ihre Wirtschaftlichkeit erheblich beeinträchtigen, die erwartete Rendite mindern und im Extremfall zu negativen Renditen führen.

- Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?

Die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion sind als eindeutig negativ für die Wirtschaftlichkeit von Erzeugungsanlagen zu bewerten. Bereits heute stehen viele Projekte unter erheblichem wirtschaftlichem Druck – unter anderem durch eine steigende Zahl negativer Preisstunden, hohe und wachsende Kosten der Direktvermarktung, unvollständige Direktvermarktungsprozesse oder den Entfall der dezentralen Einspeisevergütung für Neuanlagen. Hinzu kommen weitere regulatorische Entwicklungen, die aktuell diskutiert werden, etwa Vorgaben zur Überbauung von Netzanschlüssen, mögliche Baukostenzuschüsse für Einspeiser und grundsätzliche Einspeiseleistungsbegrenzungen für Erzeugungsanlagen. Wenn diese zusätzlichen Belastungen und Unsicherheiten aus der Regulatorik gleichzeitig mit ambitionierten Ausbaupfaden bestehen bleiben, ist zu erwarten, dass ein erheblicher Teil der geplanten und zukünftigen Projekte wirtschaftlich nicht mehr darstellbar sein wird.

Fragen der Bundesnetzagentur zur Kapitel 9: Anreizfunktion der Netzentgelte bei Einspeisern

- Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?

EnBW lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?

EnBW lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Wie muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, ohne (in einer Lernphase) Einfluss auf die Vermarktung der Erzeugungsanlagen auszuüben, aber dennoch den Zielen der Anreizfunktion gerecht zu werden?

EnBW lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Wie schnell kann bei Einspeisern mit einem dynamischen Arbeitspreis gestartet werden? Wie bei Speichern auch 2029, weil bei dieser Netznutzergruppe ebenfalls die Voraussetzung der 1/4-h-genauen Messung bereits gegeben ist?

Aus Sicht der EnBW ist es nicht möglich, dass dynamische Netzentgelte für Einspeiser bereits im genannten Zeitraum umgesetzt werden können. Die Einführung ist technisch und prozessual deutlich komplexer als bei Speichern. Neben der notwendigen Installation und Integration geeigneter Messtechnik erfordert die Ausgestaltung eines dynamischen Arbeitspreises für Erzeuger auch die Entwicklung einer rechtssicheren, praxistauglichen und wirkungsgeprüften Methodik. Dies sieht EnBW als nicht leistbar an und lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?

Für einen widerspruchsfreien Anreiz wäre eine enge Abstimmung zwischen dynamischen Netzentgelten und den Redispatch-Prozessen erforderlich. In Redispatch-Situationen liegen die Einsatzkosten der Erzeugungsanlagen deutlich über dem Börsenstrompreis, sodass positive Netzentgelte in einer Größenordnung von mehreren zehn Euro pro MWh notwendig wären, um zusätzliche Erzeugung zu mobilisieren. Dynamische Netzentgelte dürfen daher keine Anreizsignale setzen, die den Redispatch behindern oder zu höheren Engpasskosten führen. Die Ausgestaltung muss sicherstellen, dass beide Steuerungsmechanismen konsistent wirken. EnBW sieht nicht, dass die konsultierten dynamischen Netzentgelte dies leisten können.

- Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?

Eine zielgenaue Regionalisierung dynamischer Einspeiseentgelte würde im Extremfall eine sehr feingliedrige räumliche Differenzierung erfordern – potenziell bis auf die Ebene einzelner Leitungsabschnitte bzw. benachbarter Umspannwerke im Verteilnetz. In vielen Fällen wäre dies jedoch weder praktikabel noch wirksam. Insbesondere dort, wo auf der entlastungsrelevanten Netzseite keine disponible Erzeugung vorhanden ist, könnten dynamische Entgelte keinen zusätzlichen Steuerungseffekt erzielen. In solchen Situationen bleibt das bisherige Verfahren, Netzengpässe mittels Abregelung zu beheben, das zielgerichtete und effizientere Instrument. EnBW lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist zusätzlich auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Insbesondere in unteren Spannungsebenen kann davon ausgegangen werden, dass die derzeit vermehrt bestehenden Engpässe als eher temporär und vergleichsweise kurzfristig behebbar anzusehen sind. Damit stellt sich die Frage, ob die Einführung eines komplexen Systems von dynamischen Einspeiseentgelten zur Adressierung von Engpässen auch auf diesen Spannungsebenen sinnvoll ist?

Ein vorzeichengerechtes dynamisches Preissignal setzt voraus, dass hinter dem Engpass tatsächlich disponible Erzeugung vorhanden ist, die durch ein Anreizsignal aktiviert werden kann. Dies ist jedoch regional sehr unterschiedlich und in vielen Netzbereichen nicht gegeben. Insbesondere lokal sind in der Menge nicht ausreichende Erzeugungsanlagen hinter jedem Netzengpass vorhanden. Ist hinter dem Engpass keine zusätzliche Erzeugung verfügbar, kann dort auch kein wirksamer Anreiz zur Erhöhung der Einspeisung gesetzt werden. EnBW lehnt daher dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist zusätzlich auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?

Ein vorzeichengerechtes dynamisches Preissignal setzt voraus, dass hinter dem Engpass tatsächlich disponible Erzeugung vorhanden ist, die durch ein Anreizsignal aktiviert werden kann. Dies ist jedoch regional sehr unterschiedlich und in vielen Netzbereichen nicht gegeben. Ist hinter dem Engpass keine zusätzliche Erzeugung verfügbar, kann dort auch kein wirksamer Anreiz zur Erhöhung der Einspeisung gesetzt werden. Eine Ausweitung des betrachteten Gebietes würde zwar potenziell zu mehr verfügbarer Erzeugung führen, hätte aber zur Folge, dass Strom – ähnlich wie heute – großräumig „außen herum“ über andere Netzbereiche fließt. Für Redispatch-Einsätze muss der Anreiz nicht nur vorzeichengerecht sein, sondern signifikant, da in solchen Situationen der Börsenstrompreis weit weg von den Erzeugungskosten einer disponiblen Anlage ist. Welche marktlichen Folgewirkungen und Anreize solche Preissetzungen haben kann, ist überhaupt nicht absehbar. EnBW lehnt dynamische Netzentgelte, wie von der Bundesnetzagentur im Orientierungspunktepapier konsultiert, ab und verweist auf die separate Stellungnahme zur dynamischen Netzentgeltkomponente.

- Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:
  - Option 1: Fokus auf Anreizfunktion zur bewussten Verhaltensänderung durch wirkmächtige dynamische Netzentgelte auch auf die Gefahr von Überreaktionen

hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Senkung der dynamischen Netzentgelte?
- Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständige Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?

Aus Sicht der EnBW erscheint keine der beiden Optionen vorzugswürdig. Option 1 birgt das Risiko unverhältnismäßig starker Preissignale, die zu Marktüberreaktionen und äußerst ineffizienten Marktergebnissen führen können. Option 2 hingegen setzt Anreize, die voraussichtlich nicht ausreichen, um eine wirksame Engpassentlastung zu erzielen. Damit bleibt das System entweder weitgehend wirkungslos oder es führt zu unerwünschten Fehlsteuerungen. EnBW lehnt dynamische Einspeiseentgelte als nicht geeignetes, wirkungsloses und nicht beherrschbares Instrument ab.