RWE AG Stellungnahme zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur zur Beteiligung von Einspeisern im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Am 17. Februar 2026 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen von AgNes ihre Orientierungspunkte zur Beteiligung von Einspeisern zur Konsultation gestellt. Die Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten ist weiterhin eine gewünschte Option aus Sicht der BNetzA. Es werden ein Kapazitätsentgelt als Finanzierungsfunktion und ein dynamisches Netzentgelt als Anreizfunktion vorgeschlagen.

Einleitung

Die von der BNetzA angestrebte Verlagerung von Netzkosten auf die Einspeiseseite würde zu zusätzlichen Investitionsrisiken, steigenden Finanzierungskosten und erheblichen Marktverzerrungen führen.

Gleichzeitig ist nicht erkennbar, dass die Maßnahme das erklärte Ziel – eine Entlastung der Verbraucher und eine Reduktion der Systemkosten – erreichen kann.

Vielmehr ist zu erwarten, dass zum einen ein erheblicher Teil der Einspeisenetzentgelte über Strompreise, Fördermechanismen oder Kapazitätsmärkte letztlich wieder von Verbrauchern oder dem Staat zu tragen ist.

Einspeisenetzentgelte würden zum anderen in ihrer Finanzierungsfunktion keine nachhaltige Senkung der Systemkosten bewirken, sondern primär eine Umverteilung innerhalb des Energiesystems bei gleichzeitig steigenden Risiko- und Kapitalkosten. Letztlich könnten die Systemkosten sogar zunehmen.

Dynamische Netzentgelte greifen tief in die Marktmechanismen ein und mindern deren Effizienz – sie schaffen neue Risiken, Komplexität und Verzerrungen.

Aus diesen Gründen lehnen wir Einspeisenetzentgelte ab.

Grundsätzlich ist die Absicht der BNetzA, die Kosten des Redispatches und des Ausbaus der Netze durch ökonomische Anreize für eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur zu dämpfen, nachvollziehbar und zu unterstützen.

Für die räumliche Allokation von Neuanlagen sehen wir einen regional- und technologiedifferenzierten Baukostenzuschuss (BKZ) als das Mittel der Wahl an. Dieser kann bei der Standortentscheidung berücksichtigt und eingepreist werden – ohne dabei das Risiko für den Investor wie bei Einspeisenetzentgelten zu erhöhen.

Als deutlich besser geeignete Alternative zu dynamischen Netzentgelten bietet sich eine Ergänzung des kostenbasierten Redispatchsystems durch ein marktbasiertes Redispatchsystem für Speicher und Nachfrager an.

Zu den Vorschlägen der BNetzA nehmen wir wie folgt Stellung:

1. Vertrauensschutz

BNetzA Vorschlag

Vertrauensschutz könnte nach Ansicht der BNetzA dabei ausschließlich und für einen gewissen Zeitraum für Anlagen gelten, die aufgrund eines staatlich organisierten Ausschreibungsverfahrens investiert haben.

Stellungnahme

Vollständiger Vertrauensschutz ist elementar für Investorenvertrauen:
Jede Änderung der Netzentgeltsystematik darf grundsätzlich ausschließlich für Neuanlagen erst ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der Festlegung zum 01.01.2029 gelten. In staatlich organisierten Ausschreibungen darf eine mögliche neue Netzentgeltsystematik zudem nur für künftige Projekte ab 2029 gelten, die Netzentgelte bereits bei der Gebotsabgabe berücksichtigen konnten. Retroaktive Eingriffe würden zu einem erheblichen Vertrauensverlust führen und die Investitionsbedingungen im Energiesektor dauerhaft verschlechtern. Auch für Projekte unter dem KWSG braucht es entsprechenden Vertrauensschutz.

2. Kapazitätsentgelt und Baukostenzuschuss

BNetzA Vorschlag

Die BNetzA schlägt die Einführung eines Kapazitätsentgelts von ca. 4–7 €/kW auf die mit dem Netzbetreiber vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität vor. Ziel ist eine Beteiligung von Einspeisern an der Finanzierung der Netzinfrastruktur (insgesamt rund 1,9 Mrd. € jährlich). Zudem wird ein BKZ vorgeschlagen, mit noch offener Ausgestaltung.

Stellungnahme

Kapazitätsentgelt langfristig von Verbrauchern/Steuerzahlern zu tragen:
Kapazitätsnetzentgelte werden über Strompreise, Fördermechanismen oder Kapazitätsmärkte letztlich wieder von Verbrauchern oder dem Staat getragen. Eine reale Entlastung findet langfristig nicht statt. Zudem führt die Ungewissheit von zukünftigen Netzentgeltentwicklungen zu Risikoaufschlägen bei Geboten in Auktionen (EEG, Kapazitätsmarkt) und so zu höheren Systemkosten.

Verlagerung von Erzeugung ins Ausland und steigende Importmengen:
Einspeisenetzentgelte verteuern die inländische Stromerzeugung gegenüber Kraftwerken im benachbarten Ausland. Im Rahmen der Marktkopplung würde sich Erzeugung ins Ausland verlagern, wodurch Investitionen im Inland geschwächt und unerwünschte Verteilungseffekte in benachbarten Strommärkten ausgelöst werden.

Risiko vorzeitiger Stilllegungen:
Kapazitätsentgelte, die aus dem Deckungsbeitrag zu finanzieren sind, können bei Bestandsanlagen zu vorzeitigen Stilllegungen führen, insbesondere wenn ein Kapazitätsmarkt erst spät eingeführt wird. Besonders betroffen sind dabei Anlagen mit niedrigen Volllaststunden, also insbesondere Spitzenlastanlagen, die für die Versorgungssicherheit essenziell sind.

Systemkosten werden durch Kapazitätsentgelt erhöht:
Die vorzeitige Stilllegung von Erzeugungsanlagen würde zu einem Wohlfahrtsverlust führen: Günstige Bestandskapazitäten müssten durch teure Neuanlagen ersetzt werden.

Massiver Vertrauensverlust bei Bestandsanlagen:
Bei Bestandsanlagen besteht nur eine begrenzte Möglichkeit der Kostenüberwälzung. Eine nachträgliche Belastung würde zu einer retroaktiven Entwertung von getätigten Investitionen führen.

Bestehendes Instrument bereits vorhanden – BKZ sehr gut geeignet:
Für eine standortbezogene Kostenbeteiligung existiert mit dem BKZ bereits ein etabliertes Instrument, das auf der Verbrauchsseite bereits seit langem etabliert ist und einfach und massengeschäftstauglich auf Erzeuger übertragen werden kann.

- Der BKZ setzt einmalige, investitionsbezogene Standortsignale und Anreize zur optimalen Netzanschlussdimensionierung.
- Die Höhe des BKZ kann aufgrund der Entwicklungen der Netzengpässe für Neuinvestitionsentscheidungen in späteren Jahren angepasst werden.
- Diese Form der Netzkostenbeteiligung ist in anderen Ländern bereits etablierte Praxis und teilweise bereits mit Anreizen zur Standortwahl vorhanden wie z.B. in Dänemark.
- Er kann technologie- und regional differenziert ausgestaltet werden und damit Anreize zu einer netzdienlichen Standortwahl setzen.
- Einspeiser beteiligen sich darüber an den Netzkosten.
- Er ist deutlich besser geeignet, Netzengpässe bereits bei der Investitionsentscheidung zu berücksichtigen, ohne laufende Marktverzerrungen zu erzeugen.
- Dass ein BKZ ein effizientes Standortsignal geben kann, zeigt folgendes Beispiel: Um den Standort einer Onshore-Windanlage vom Norden nach Mitteldeutschland zu verlagern ist ein BKZ-Unterschied von ca. 100 €/kW ausreichend. Nimmt man den BKZ der Verbraucher als Maßstab, wären solche Größenordnungen durchaus denkbar.

3. Dynamische Netzentgelte

<u>BNetzA Vorschlag</u>

Die BNetzA schlägt die Einführung eines dynamischen Netzentgelts (Arbeitspreis) vor, welches viertelstündlich und regional differenziert vor dem Day-Ahead-Markt festgelegt wird. Die Höhe orientiert sich an den erwarteten Redispatchkosten (Größenordnung ca. 1,4 Mrd.€ jährlich und damit ca. 100 €/MWh). Ziel ist es, Einspeiser zu einem netzdienlichen Verhalten zu bewegen und Redispatchkosten zu reduzieren.

<u>Stellungnahme</u>

Ziel nachvollziehbar, Instrument ungeeignet:
Die Absicht der BNetzA, die Kosten des Redispatches und des Ausbaus der Netze durch ökonomische Anreize für eine effizientere Nutzung der Netzinfrastruktur zu dämpfen, ist nachvollziehbar und zu unterstützen. Die vorgeschlagene Systematik dient aber nicht der Zielerreichung, sondern konterkariert diese. Ökonomisch handelt es sich bei dem Vorschlag der BNetzA für dynamische Netzentgelte um einen Versuch, über administrativ gesetzte Zuschläge ein Ergebnis zu simulieren, das bei integrierter Markt- und Netzoptimierung automatisch

entstehen würde – im Falle des BNetzA-Konzepts jedoch intransparent und nicht handelbar ist. Die dynamischen Netzentgelte würden die Systemkosten und damit auch die Verbraucherpreise dadurch erhöhen und nicht senken.

Ineffizienter als der Status quo:
Heute erfolgt Redispatch gezielt und kostenbasiert in dem Umfang, der physikalisch erforderlich ist. Dynamische Netzentgelte würden dagegen in der Praxis ein indirektes und weniger präzises Steuerungsinstrument darstellen. Mit einer Preissteuerung über Netzentgelte sind die erforderlichen Abschalt- und Hochfahrkapazitätsmengen nur sehr ungenau adressierbar. Wohlfahrtverluste gegenüber dem Status quo wären wahrscheinlich, zumal auch der kostenbasierte Redispatch zum Ausgleich untertägiger Abweichungen weiter erforderlich wäre.

Zweite Preisebene im Strommarkt:
Dynamische Netzentgelte schaffen eine zusätzliche Preisebene neben dem Börsenpreis. Diese ist nicht handelbar und nicht hedgebar und erzeugt zusätzliche Unsicherheiten, da zukünftige Engpässe von Netznutzern nicht prognostizierbar und damit nicht kalkulierbar sind.

Hohe Komplexität und Ineffizienzen:
Die Umsetzung würde kleinräumige Netz- und Marktprognosen sowie regionenscharfe Abrechnungen erfordern. Die notwendige Parametrierung setzt voraus, dass Netzbetreiber neben der Netzsituation auch das Marktverhalten und die Opportunitätskosten der Netznutzer auf Entnahme- und Einspeiseseite kennen. Die Netzentgelte müssten bereits vor dem Day-Ahead-Markt festgelegt werden, obwohl zu diesem Zeitpunkt die tatsächliche Merit Order noch unbekannt ist. Für eine Berücksichtigung in Regelleistungsauktionen müssten entsprechende Signale sogar sehr früh am Vortag veröffentlicht werden. Dies erfordert hochkomplexe Prognosen zu Stromflüssen und Engpässen auf Basis einer noch nicht bekannten Markt-Merit Order. Gegenüber den schon heute üblichen Abschätzungen im Rahmen des Flow-Based Market Coupling (FBMC) müssen die Prognosen hier deutlich über die Einschätzungen zur Netzauslastung hinausgehen und präzise Einschätzungen zur Wirkung von Preishöhensignalen (z.B. zu Opportunitätskosten für Speicher) enthalten. Dafür liegen heute die technischen Möglichkeiten noch nicht bei den Netzbetreibern vor. Im Sinne eines marktrationalen Verhaltens müssten zudem auch Marktteilnehmer selbst in der Lage sein, derartige Prognosen belastbar und ggf. auch langfristig (u.a. für Terminverträge, Investitionsbewertungen) durchführen zu können.

Zusätzliche Systemkomplexität:
Selbst bei Einführung eines dynamischen Instruments bliebe der herkömmliche Redispatch-Mechanismus für kurzfristige Abweichungen im Intraday-Markt unverzichtbar. Das System würde daher nicht vereinfacht, sondern um eine zusätzliche Komplexitätsebene erweitert.

Marktverzerrungen:
Dynamische Netzentgelte würden Eingriffe in die Merit Order verursachen, da Netzbetreiber die Entgelte so bemessen müssten, dass gezielt die Position einzelner Marktteilnehmer verändert wird. Gleichzeitig entstehen Fehlanreizen für Betrieb und Investitionen, da eine valide Parametrierung durch die Administration nicht möglich ist. Unscharfe oder prognosebasierte Preissignale können zu nicht beabsichtigten Last- oder Einspeiseverschiebungen führen (insb. im flachen Bereich der Merit Order). 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.

Hedging- und Liquiditätsprobleme:
Dynamische Netzentgelte erhöhen die Kosten für die preisliche Absicherung (Hedging). Terminmarktgeschäfte und langfristige Stromabnahmeverträge (PPA) würden deutlich erschwert, da Marktteilnehmer ihre zukünftige Entgeltbelastung nicht verlässlich prognostizieren können. Dies verringert die Liquidität der Terminmärkte und führt zu höheren Risikoaufschlägen.

Investitionsunsicherheit:
Die Höhe zukünftiger dynamischer Netzentgelte an einem bestimmten Standort ist für Projektentwickler nicht kalkulierbar, da Engpasssituationen und deren Übersetzung in Preissignale administrativ festgelegt werden und nicht aus einem transparenten Marktmechanismus resultieren. Dies führt zu höheren Risikoprämien und steigenden Kapitalkosten für neue Projekte – anders als bei BKZ.

Verteuerung von Systemdienstleistungen:
Anbieter von Regelenergie und anderen Systemdienstleistungen müssten mögliche dynamische Netzentgelte unter Unsicherheit einpreisen. Insbesondere für Speicher bleibt unklar, welche Netzentgelte beim Wiederauffüllen nach der Bereitstellung von Regelenergie anfallen. Dies führt zu zusätzlichen Risikoaufschlägen und steigenden Kosten.

4. Fazit / Alternative Vorschläge:

Der Vorschlag der BNetzA, Einspeiser über ein Kapazitätsnetzentgelt an der Finanzierung der Netzkosten zu beteiligen, würde keine effektive Umverteilungswirkung und keine effiziente allokative Steuerungswirkung entfalten, sondern primär zusätzliche Kosten und regulatorische Risiken für Erzeugungsanlagen verursachen, die letztlich über Strompreise, Fördermechanismen oder Kapazitätsmärkte wieder von Verbrauchern oder dem Staat getragen würden.

Für eine standortbezogene Berücksichtigung von Netzkosten existiert mit dem BKZ bereits ein etabliertes und deutlich zielgenaueres Instrument. BKZ wirken einmalig zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung und setzen damit klare Standortsignale, ohne laufend in den Strommarkt einzugreifen. Regional und technologisch differenzierte BKZ können die Knappheit der Netzressourcen unmittelbar bei der Projektplanung berücksichtigen und damit eine effizientere Allokation neuer Erzeugungskapazitäten unterstützen. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, die entsprechenden Regelungen für Erneuerbare- und konventionelle Erzeugungsanlagen anzupassen.

Das berechtigte Anliegen der BNetzA, den Anstieg der Redispatch- und Netzausbaukosten zu dämpfen, lässt sich mit den vorgesehenen dynamischen Netzentgelten nicht effizient erfüllen, diese könnten hingegen die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Energiesystems erhöhen.

Aus unserer Sicht sind – neben einem zügigen Netzausbau und einem reformierten Netzanschlussverfahren – regional differenzierte BKZ als Einmalzahlungen sowie ein marktbasierter Redispatch für Speicher und Nachfrager (als Ergänzung zum bisher kostenbasierten Redispatch) die zielführenderen Instrumente gegenüber dynamischen Netzentgelten. Diese gibt es bereits in anderen Ländern wie in den Niederlanden und

Skandinavien und wurde auch im “Schaufenster intelligente Energie-Projekt" (SINTEG-Projekt) erprobt. So ließe sich die Knappheit der Netzressourcen marktgerecht in Ausschreibungen einpreisen und netzdienliche Standorte erhielten Vorteile – ohne den Strommarkt zu verzerren. Schon heute sollte man stärker die bestehenden Möglichkeiten des EnWG § 11a nutzen und gezielt Speicherleistung für die Behebung von Netzengpässen ausschreiben. Dies würde perspektivisch im marktlichen Redispatch aufgehen. Eine zügige und angemessene Fortführung des Netzausbaus bleibt zwingende Voraussetzung, damit bis Anfang der 2030er Jahre wie vorgesehen die Engpassmanagementkosten effektiv gesenkt werden können. Dieser Netzausbau würde das komplexe Instrument dynamischer Netzentgelte auch obsolet machen.

5. Fragen der BNetzA

Fragen zur Finanzierungsfunktion:

1. 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?
   Antwort:
   Kapazitätsentgelte sollten grundsätzlich nicht eingeführt werden, siehe Ausführungen oben.

2. 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?
   Antwort:
   Einspeisenetzentgelte werden über Strompreise, Fördermechanismen oder Kapazitätsmärkte letztlich wieder von Verbrauchern oder dem Staat getragen. Eine reale Entlastung findet langfristig nicht statt.
   Einspeisenetzentgelte verteuern die inländische Stromerzeugung gegenüber Kraftwerken im benachbarten Ausland. Im Rahmen der Marktkopplung würde sich Erzeugung ins Ausland verlagern, wodurch Investitionen im Inland geschwächt und unerwünschte Verteilungseffekte in benachbarten Strommärkten ausgelöst werden.
   Kapazitätsentgelte können bei Bestandsanlagen (vor allem solchen mit niedrigen Volllaststunden) zu vorzeitigen Stilllegungen führen und so Strompreise sowie Importe erhöhen, insbesondere wenn ein Kapazitätsmarkt erst spät eingeführt wird. Weitere Ausführungen siehe oben.

3. 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)?
   Antwort:
   Einspeisenetzentgelte sollten grundsätzlich nicht eingeführt werden, siehe Ausführungen oben.

4. Ist es in einem einheitlichen Stromgroßhandelsmarkt vorstellbar, neue Anlagen und Bestandsanlagen, die einen Vertrauensschutz genießen, unterschiedlich zu behandeln?
   Antwort:
   Ja, da Neuanlagen die Netzentgelte einpreisen können, Bestandsanlagen aber ohne Kapazitätsmarkt nicht. Eine Gleichbehandlung führt zu Windfall-Losses bei Bestandsanlagen.

5. Wie sind die Gesamtwirkungen von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zu bewerten?
   Antwort:
   Bei Bestandsanlagen besteht keine Möglichkeit der Kostenüberwälzung. Eine nachträgliche Belastung würde zu einer retroaktiven Entwertung getätigter Investitionen führen. Diese Beeinträchtigung der Wirtschaftlichkeit könnte so weit gehen, dass Anlagen auch stillgelegt werden würden.
   Für Neuanlagen führen Unsicherheiten über zukünftige Entgeltentwicklungen zu höheren Risikoprämien und steigenden Kapitalkosten.

Fragen zur Anreizfunktion:

1. Wie genau muss ein dynamisches Netzentgelt ausgestaltet sein, um netzdienliches Verhalten (d.h. Engpassvermeidung) von Einspeisern effektiv und effizient anzureizen?
   Antwort:
   Dynamische Netzentgelte sind aus unserer Sicht kein geeignetes Instrument.
   Sie führen zu hoher Komplexität, Unsicherheit und nicht hedgebaren Risiken, ohne effiziente Systemergebnisse sicherzustellen.
   Zielführend sind:
   - Marktbasierter Redispatch
   - gezielte Beschaffung von Flexibilität
   - Standortsignale über BKZ

2. Wird die Einschätzung geteilt, dass die Engpassmanagementkosten genutzt werden können und sollen, um Netzentgelte mit Anreizfunktion mit einem sinnvollen ökonomischen Hebel bilden zu können?
   Antwort:
   Nein. Redispatchkosten sind kein geeigneter Referenzwert für Preissignale, da sie nicht aus einer integrierten Markt- und Netzoptimierung entstehen, sondern das Ergebnis eines nachgelagerten Eingriffs in den Markt sind.
   Ihre Verwendung als Grundlage für dynamische Netzentgelte würde zu administrativ gesetzten und systematisch verzerrten Preissignalen führen.
   Dies kann ineffiziente Dispatch-Entscheidungen, zusätzliche Eingriffe und letztlich höhere Systemkosten verursachen, anstatt diese zu senken.

3. 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?
   Antwort:

Dies ist nicht realistisch möglich. Dynamische Netzentgelte schaffen eine zweite, nicht handelbare Preisebene und greifen damit direkt in die Marktpreisbildung und Dispatch-Logik ein. Lernphasen lehnen wir zudem ab, da hiermit nicht prognostizierbare Parameter im (hochsensiblen) Strommarkt ausgetestet werden sollen.

4. 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?
   Antwort:
   Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Bedenken sollte eine Einführung nicht weiterverfolgt werden. Zudem bestehen erhebliche praktische Herausforderungen hinsichtlich Datenverfügbarkeit, Prognosegüte und Systemumsetzung.

5. Wie sollte eine Koordination mit den Redispatch-Prozessen aussehen, um einen widerspruchsfreien Anreiz zu schaffen?
   Antwort:
   Dynamische Netzentgelte und Redispatch würden sich überlagern und potenziell widersprechen. Redispatch bleibt weiterhin erforderlich, sodass die Systemkomplexität zunimmt, statt abzunehmen.

6. Wie stark soll die Regionalisierung der dynamischen Entgelte erfolgen, um zielgenaue Signale für den Betrieb von EE-Anlagen zu senden?
   Antwort:
   Eine hohe Granularität erhöht Komplexität und Prognosefehler, eine geringe Granularität liefert keine wirksamen Signale. Dieser Zielkonflikt unterstreicht, dass das Instrument grundsätzlich ungeeignet ist.

7. 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?
   Antwort:
   Nein, genauso wenig wie auf höheren Spannungsebenen.

8. Bedarf es eines vorzeichengerechten dynamischen Preissignals beiderseits des Engpasses, um hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugung anzureizen?
   Antwort:
   Nein. Ein bidirektionales Preissignal würde zusätzliche, administrativ festgelegte Preissignale in den Strommarkt einführen, die nicht aus einer integrierten Markt- und Netzoptimierung entstehen.
   Dies erhöht die Systemkomplexität erheblich und birgt das Risiko von Fehlanreizen, da die Signale auf Prognosen basieren und nicht präzise die tatsächlichen Engpasssituationen widerspiegeln. Gleichzeitig würde eine zweite, nicht handelbare Preisebene entstehen, während bestehende Mechanismen wie Redispatch weiterhin erforderlich bleiben.

Insgesamt ist daher nicht zu erwarten, dass ein solches System zu effizienteren Ergebnissen führt. Marktbasierte Lösungen sind vorzuziehen.

9. Welche Optionen für die Einführung von Einspeiseentgelten halten sie für vorzugswürdig:
    a. 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?
    b. Option 2: Dynamisches Netzentgelt mit geringer Anfangshöhe in der Einführungs- und Lernphase auch auf die Gefahr einer unvollständigen Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?

    Antwort:
    Keine der beiden Optionen ist geeignet. Beide Ansätze würden Ineffizienzen, zusätzliche Risiken und höhere Systemkosten verursachen, ohne die angestrebten Ziele zu erreichen.