



Position der Steag Iqony Group

zum

**Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik
Strom (AgNes)
[GBK-25-01-1#3]**

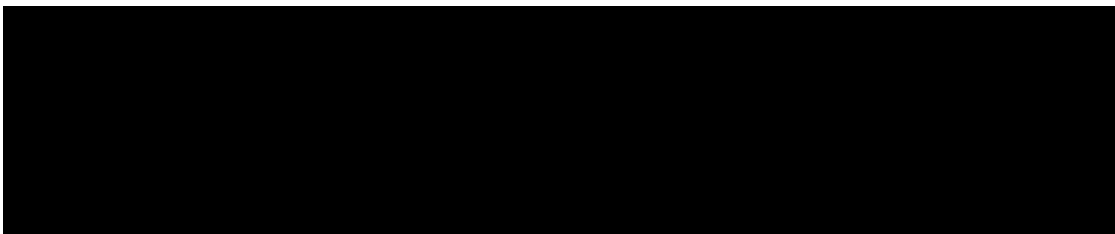
und hier zur

**Konsultation der Orientierungspunkte zur Beteiligung der
Einspeiser**

***„Operationen an den Herzschlagadern, ohne die Engpässe genau
zu kennen, sind hochriskant.“***

Berlin, den 27. März 2026

Kontakt:



Inhalt

- A. Position der Steag Iqony Group zu Einspeiseentgelten - 2
- B. Kritische Sicht auf das neue Netzentgeltsystem - 3
- C. Fragen/Kommentare aus d. energiewirtschaftlichen Praxis zu d. Orientierungspunkten – 8
- D. Fragen der BNetzA - 10

A. Position der Steag Iqony Group zu Einspeiseentgelten

1. Zusätzliche Einspeiseentgelte sehen wir grundsätzlich kritisch. Netzkosten sind letztlich immer von den Verbrauchern zu tragen, nur der Weg zu ihnen wird komplexer – aber die Gesamtkosten dadurch nicht geringer. Stattdessen sind Verzerrungen des Marktes und der Einsatzentscheidungen zu befürchten.
2. Überhaupt ist die schnelle Einführung eines neuen Netzentgeltsystems mit hohen Risiken verbunden, die offenbar unzureichend bewertet wurden und denen ein sukzessiven Herantasten nicht gerecht wird.
3. Die Unterscheidung in kapazitative und verschiedene arbeitsbezogene Entgelte ist für einzelne Projekte negativ, bietet aber auch die Chance für systemdienliches Handeln der Marktakteure. In Summe wäre ein kapazitativ ausgerichteter Systemansatz vielleicht vor 20 Jahren sinnvoll für die Zuordnung von Kosten auch im Netz gewesen.
4. Statisch ausgestaltete Kosten, wie Baukostenzuschüsse, belasten die Investition in Projekten stärker und anders als dynamische Entgelte, die operative Entscheidungen beeinflussen, ohne die Investition zu behindern. Grundsätzlich befürworten wir also, wenn Einspeiseentgelte nicht zu vermeiden sind, eine dynamische Ausgestaltung, die uns als Betreibern Freiheitsgrade im Betrieb bietet. Es braucht aber frühzeitige Klarheit und Transparenz über Inhalte der Regelungen und eine Gewährleistung ihrer Stabilität bei der Anwendung.
5. Eine geographische Differenzierung je nach Engpässen können wir theoretisch nachvollziehen. Engpässe müssten dafür aber berechenbar und transparent sein. Nachvollziehbar wäre es, einen Schwerpunkt auf die nördlich gelegenen Regionen zu legen, die schon seit Jahren gesetzlich geregelt und landkreisscharf in Netzregionen mit signifikanten Engpässen liegen.
6. Eine Entlastung aller heute bestehenden Projekte und Anlagen und entsprechend Neuregelungen nur für Neubauten vorzunehmen, wäre rechtlich konsequent. Das würde den wichtigen Vertrauensschutz berücksichtigen. Alle Ausnahmen müssen dann aber so gestaltet werden, dass weder neue noch andere, nicht ausgenommene Anlagen über Gebühr wirtschaftlich beeinträchtigt werden, insbesondere nicht diejenigen, die in Regionen mit Bedarf bzw. geringerer Belastung errichtet worden sind.

B. Wir wollen auch mit dieser Stellungnahme aktiver Teil der Debatte sein, die für das Funktionieren des Stromsystems eintritt. Kritische Sicht auf das neue Netzentgeltsystem

Im Kern ...

1. ... werden **Kosten** dann **sinken, wenn** die **Synchronisation** von **Netz, Verbrauch** und **Erzeugung effizient verbessert** und die spezifische Auslastung erhöht wird – und der Aufwand an Systemdienstleistungen nicht gleichzeitig wieder erhöht wird.
 - Wir können jedoch nicht nachvollziehen, warum die beabsichtigte Umverteilung von Netzkosten zwischen Verbrauchern und Einspeisern bzw. Speichern die Kosten für die Verbraucher senken kann (Finanzierungsfunktion).
 - Auch durch die Anreizfunktion werden Marktpreise kurzfristig tendenziell erhöht und das Erzeugungsangebot wird ggf. verknappt, wenn die Anreize zunächst gegen bisheriges Marktverhalten wirken oder Anreize auf Übertragungsebene und der Verteilnetzebene entgegenlaufen.
 - Eine statische Umverteilung kann wie eine Steuer für die Mehr-Belasteten wirken.
 - Ein hohes Angebot mit spezifisch niedrigen Kosten senkt Preise, wie im Regelenergiemarkt mit Batterien zu sehen war, nicht eine Beschränkung des Angebots.

2. ... muss die **dezentrale Energiewende** ernst genommen und der Prozess dafür passend, systemisch und bedarfsgerecht ausgestaltet werden.
 - Es ergeben sich zwingende Anpassungen in der Marktkommunikation (MaKo). Die möglichen neuen Entgeltkomponenten erfordern eine Anpassung der bestehenden Daten- und Nachrichtenformate. Prozesse müssen ggf. neu implementiert und systemseitig berücksichtigt werden. Diese Anpassungen haben so zu erfolgen, dass zu allen Handelszeitpunkten und -räumen der Handel nicht beeinträchtigt wird und die Abrechnung auch dezentral möglich ist (wenn aber Redispatch 2.0 schon überkomplex ist und nicht funktioniert...).
 - Dass Netzbetreiber steuern und in Verbrauch und Erzeugung mit Fokus auf selbst definierte Netzengpässe eingreifen, entstammt einem zentralplanerischen Ansatz, den wir klar ablehnen.
 - Beim Festlegungsverfahren zur dezentralen Einspeisung (Große Beschlusskammer Az. GBK-25-02-1#1) aber hat die BNetzA unterstrichen, dass sie von einem zentralen System ausgeht, bei dem dezentrale Einspeisung pauschal nicht bei der Netzausbauplanung berücksichtigt werde – was wir nicht teilen und nicht nachvollziehen konnten.
 - Im Verfahren über die dezentralen Einspeiseentgelte ging die BNetzA letztlich davon aus, dass keine der dezentral einspeisenden Anlagen einen Gegenwert zu einer Entlastung des Netzbetriebs oder des Ausbaus hatte. Das passt für uns nicht mit den Überlegungen zu neuen Anreizen bei der Einspeisung zusammen.

3. ... muss ein **diskriminierungsfreier Zugang zum Netz sichergestellt bleiben**
- Um Anlagen betreiben zu können, braucht es klare und transparente Regeln, Vertrauensschutz und einen neutralen Netzbetrieb.
 - Es braucht einfache, stabile Prozesse, die für Marktteilnehmer planbar und mit vertretbarem Aufwand implementierbar sind. Die Entlastung abhängig von einer erfolgreichen Ausschreibung oder Förderung vorzunehmen, wäre - anders als ein Baubeginn oder Inbetriebnahmedatum - eine nicht nachvollziehbare Diskriminierung. Marktanlagen würden erheblich und in nicht nachvollziehbarer Weise wirtschaftlich beeinträchtigt.
4. ... müssen zur Lösung der zugrundeliegenden Herausforderung **die richtigen Fragen** gestellt werden. Dann kann ein Anreiz wirken.
- Ungeeignete Fragen sind etwa (a.): *„Wie können die Netzkosten breiter verteilt werden? Wie kann das Engpassmanagement mit Hilfe von finanziellen Anreizen, die der Netzbetreiber in Verbindung mit anderen Netzbetreibern setzt, zur Entlastung des Netzausbaus und des Redispatches reduziert werden?“*
 - Geeignete Fragen sind hingegen (b.): *„Mit welchen Anreizen wird über Netzentgelte sowohl die Netzauslastung erhöht, als auch der Ausbaudruck und so die spezifischen Netzkosten inkl. den Systemdienstleistungen reduziert? Wo muss die Verantwortung für das Steuerungssignal und die Reaktion darauf verortet werden und (wie) muss beides ausgestaltet werden?“*
 - Mit b. kann die Anschlussleistung reduziert werden (u.a. durch Verzicht auf max. Einspeisekapazität)!
 - Mit b. kann zusätzlich die Verbindlichkeit bei Netzbetreibern erhöht werden!?
 - Mit a. kann hingegen eine geringere Ausbauplanung im NEP begründet – und eine „Stromflussrichtung“ erzwungen werden.
5. ... ist die offenbar von der BNetzA beabsichtigte **Synchronisation** durch den Netzbetreiber **kein Marktprozess**, sondern ein permanenter jetzt auch preislicher Eingriff bzw. eine Androhung zum Eingriff in den Betrieb von Anlagen.
- Neben dem Redispatch, den Flexible Connection Agreements (FCA), den Regelungen unter §14a EnWG, den Optionen unter §13k EnWG und weiteren Eingriffsrechten wäre das jedoch mehr als ein weiterer (in der Kombination mit den Reserveeinsätzen), kaum nachvollziehbar umsetzbarer Eingriff.
 - Darüber hinaus würden Netzbetreiber lokal und zeitlich differenziert das Recht zur Bepreisung von Engpässen für Einspeiser und Verbraucher erhalten, die sie wiederum selbst zum Engpass erklären können.
 - De facto würde der Markt anders als bei den zuvor genannten Eingriffen durch ein zusätzlich variabel wirkendes Entgelt geprägt.
 - Vernünftige Preisbildung braucht einen Markt, keine intransparent diskriminierenden oder pauschalen Entgelte; wenn zudem bestimmte Anlagen auch in erheblich belasteten Gebieten von diesen Entgelten befreit blieben, wäre eine vernünftige Preisbildung ausgeschlossen.
 - Ob das **Unbundling mit den beabsichtigten, netzbetreiberseitig festzulegenden Anreizen so faktisch noch aufrechterhalten** bleibt, ist fraglich.

6. ... erscheint es theoretisch durchführbar, ein örtliches Allokationssignal über **Baukostenzuschüsse (BKZs)** auch für Einspeiser zu geben. Die BKZs können abgesenkt werden, wenn ein Einspeiser auf die max. Einspeisekapazität i.V.m. den dafür erforderlichen Messeinrichtungen verzichtet.
- Wir sehen Baukostenzuschüsse dennoch als erhebliche Belastung für Investitionen und sehen sie als erheblichen Nachteil an.
 - Zudem braucht es Klarheit, was warum in welchem Umfang und wo (weniger) Netzverstärkung erforderlich ist. Also: Für was genau braucht es den Ausbau bzw. wirkt Netzentlastung bzw. -belastung, sowohl regional oder überregional?
 - Wenn Verteilnetzbetreiber das (wie beim Verfahren zu den dezentralen Einspeiseentgelten von der BNetzA unterstellt) bei bestehenden Anlagen beim Netzausbau nicht berücksichtigen (können), ist die Frage, warum Planung und Bau über Einspeiseentgelte, die sie selbst gestalten, so verbessert werden kann.
 - Pauschalen können das Allokationssignal nicht liefern! Auch in der Diskussion über die Kraftwerksstrategie weisen die Übertragungsnetzbetreiber pauschal auf Nord/Süd-Regionen bzw. blicken nur auf eigene bzw. benachbarte Netzgebiete.
 - Von daher haben wir große Sorgen, dass neben der investiven Belastung selbst eine Berechnung gar nicht transparent erfolgen wird oder die Grundlagen bei Netzbetreibern dafür gar nicht vorliegen.
 - Bei Speichern dieselben oder vergleichbare Ansätze für eine Netzverstärkung anzunehmen wie bei Verbrauchern oder einer Erzeugungsanlage ist eine nicht zu rechtfertigende Investitionssteigerung. Das ist eine Kapitulation vor besseren Ansätzen zur Systemintegration.
 - Wichtig ist, für die dringend erforderlichen Neubauten von Anlagen und Ausschreibungen Klarheit zu erreichen.
 - Auch bei den BKZs können neue Anlagen nicht die finanziellen Lasten der Nichtintegration der letzten 25 Jahre Energiewende tragen.
7. ... ist es möglich auf der **Verbraucherseite** Kapazitäten zu buchen und im Fall von Mehrverbrauch kurzfristig zusätzliche Kapazitäten bzw. Arbeitspreise dafür zu erheben oder zur Entlastung zu zahlen.
- Vermutlich werden Netzbetreiber auf Übertragungs- und Verteilnetzebene überfordert sein, dies auf beiden Seiten (Einspeiser und Verbraucher bzw. Speicher) technisch und nachvollziehbar zu ermöglichen.
 - Auch ist unklar, wie eine faktische Vorrangregelung gelten soll, ohne dass eine Diskriminierung zu Lasten einer Seite stattfindet.
 - Auch dadurch **wird ein Netzbetreiber zum Marktspieler und bleibt nicht mehr in einer neutralen Rolle des Managers einer Netzplattform.**
 - Wir sehen entsprechend keinen Weg, zusätzlich auf der Einspeiseseite eine Bepreisung vorzunehmen, ohne erhebliche, kaum zu kalkulierende Marktverzerrungen.

8. ... kann die **Lösung** darin liegen, dass über **kombinierte lokale bzw. regionale Ansätze**, die sich an einem Zielnetz orientieren und sich langsam weiterentwickeln, bis sich eine virtuelle Co-Location herausbildet. Gemanagt werden kann diese aber nicht vom Netzbetreiber, sondern von einer Summe an Anlagenbetreibern.
- ➔ Das Zusammenspiel aus elektrischer Arbeit, Leistung und Zeit muss so koordiniert werden, dass Eingriffe minimiert werden.
 - ➔ Anlagenbetreiber auf der Einspeiseseite (ggf. inklusive der Batteriespeicher) bewirtschaften dann marktgerecht eine gebuchte, max. Netzanschlusskapazität anlagenübergreifend.
 - ➔ Das muss in besonders belasteten Regionen wie den Netzausbaubereichen, die schon 2017 im EEG (§ 36c) bzw. in 2024 wieder im §13k EnWG geregelt wurden, auch im Nachhinein möglich sein. Auch für besonders belastete PV-Regionen wird es einen Weg geben. Überwiegend positiver bzw. negativer Redispatch ist zudem regional bekannt. Bei Offshore sollten die Regelungen zum Netzanschluss ebenfalls im Rahmen des verfassungsrechtlich Gebotenen geprüft werden. Diesen Anlagen sollte auch eine max. Netzanschlusskapazität zugewiesen werden, ggf. muss für einen Teilverzicht eine Entschädigung gezahlt werden.
 - ➔ Gerade in überspeisten Regionen auf den maximalen Ertrag pro Jahr zu setzen, ohne die (bekannt!) Netzrestriktionen zu beachten, sollte nicht zu Lasten dezentraler, systemisch sinnvoller Investitionen gehen.
 - ➔ Über eine anlagenübergreifend optimierte Netzanschlusskapazität bzw. die darauf ausgerichtete Netzausbauplanung könnten geeignete Anreize gesetzt werden, ohne die Business Cases der betroffenen Anlagen durch Unsicherheit über zukünftige Entgelte zu zerstören.

C. Fragen / Kommentare aus der energiewirtschaftlichen Praxis zu den Orientierungspunkten

Es ist nicht einfach, einen stabilen Aufsatzpunkt für die Diskussion der Einspeisenetz-entgelte zu finden. Diese stehen in Abhängigkeit zu vielen weiteren Regulierungsgegenständen, die ebenfalls im Zuge des AgNES-Prozesses zur Diskussion bzw. zur Disposition gestellt sind. Es entstehen so aber auch darüber hinaus viele Fragen, die wir für wesentlich halten und die nicht in den Fragen der BNetzA adressiert werden.

1. Werden die Netzanschlussverträge zwischen ÜNBs und VNBs neu gestaltet, und hinsichtlich der Netzanschlusskapazität und z.B. den Zählpunkten an die Verträge mit Verbrauchern bzw. Kraftwerken angepasst?
2. Zu S. 2: Braucht es wirklich Empirie zu den dynamischen Preisen (und noch mehr Unsicherheit)?

Klar ist: Die EU-Begrenzung des dynamischen Netzentgeltes auf 0,5 EUR/MWh erscheint eine nicht nachvollziehbare Festlegung. Entscheidend ist die Definition der der Region (S. 6: „ortsabhängige Ausgestaltung“) bzw. des betreffenden Engpasses!

- ➔ Bereits 0,5 EUR/MWh können einen hohen Impact haben (z.B. kann bei konventionellen Anlagen der Spread negativ und die Anlage nicht betrieben werden, obwohl sie lokal ggf. gebraucht sind)
- ➔ Die 0,5 EUR/MWh können auch keinen Effekt haben (im Normalfall reduziert es bei Wind und PV nur die Marge, außer es gibt bereits negative Preise und die 0,5 EUR/MWh sorgen i.V.m. der gewährten Vergütung für das Ausschalten).
- ➔ Wenn die 0,5 EUR/MWh bei der Auktion berücksichtigt wird, dann wird es bei Wind und PV keinen Effekt mehr haben, sondern vorrangig wie ein Zuschlag wirken, der in windhöffigen Regionen mit Netzengpassproblemen voll kompensiert werden wird, in Regionen mit weniger Wind hingegen bei begrenzt klugem Zuschnitt der Region noch weniger Anlagen anreizen wird.

Wie die Verbindung mit den Engpassmanagementkosten bei einem fixen Deckel hergestellt werden kann, ist unklar.

3. Zu S. 2 und 6: Wesentlich ist: Gibt es eine Doppel-Zahlung oder nur eine Zahlung im aufnehmenden Netz (oder entfällt die Anreizkomponente, wenn kein „hinreichender Anlass besteht“)? Offen bleibt, ob Anlagen, die im Verteilnetz einspeisen, zusätzlich auf ÜNB-Ebene Entgelte zahlen?
4. Zu S. 2: Systemdienstleistungen: Dass die BNetzA auf die Systemdienstleistungs-komponente verzichten möchte, wirkt zwar vereinfachend (auf S. 15 ist aber unterstellt, dass die Systemdienstleistungen den überwiegenden Kostenanteil bestimmen). Vergleichbares gilt jedoch ebenfalls für die Engpasskosten. Von daher erscheint dieser Vorschlag nicht logisch. Da die Kosten für Engpassmanagement (insbesondere bei positiv steuernden Anlagen) und für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wesentlich durch den jeweiligen Marktpreis determiniert werden, wäre eine zeitgerechte Erfassung und Umlage notwendig, um geeignete Anreize zu setzen. Eine pauschale Umverteilung im kommenden Jahr o.ä. setzt hingegen keine sinnvollen Anreize.
5. Eine Umrechnung in ein statisches, jährliches bundesweites Kapazitätsentgelt (s. S. 15) setzt keinen lokal sinnvollen Anreiz. Daher müssen die Preise eigentlich um ein Vielfaches höher sein. Wie das mit der Pönale zu verstehen ist, ist zudem unklar.

6. Die Engpassmanagementkosten pauschal in Relation zum Volumen der GWh an Engpassmanagementmaßnahmen (50%) anzusetzen (s. S.18), ist unklar. Diese Kosten schwanken nicht nur zeitlich und regional (und fallen gerade bei niedrigen Preisen mit hoher Einspeisung an), sondern es ist auch mathematisch nicht nachvollziehbar, da die Kosten ja in Relation zur gesamten regionalen Einspeisung in einer Engpassregion stehen müssten. Bei den Engpasskosten ist mehr Verursachungsgerechtigkeit besser, um nicht einen weiteren Fehlanreiz zu setzen.
7. Zu S. 15: Die Verlustenergiekosten den Einspeiseentgelten zuzuordnen, ist schwierig. Die Verluste sind abhängig von der Spannungsebene.
8. Zu S. 4 / Finanzierungsfunktion: Einspeiseanlagen als Treiber des Netzausbaus: Ja, in bestimmten Regionen ist das so. In anderen sind es eher Wärmepumpen auf der Verbrauchsseite oder zukünftig vielleicht ein Rechenzentrum. Wenn Bestandsanlagen im überspeisten Norden jetzt aber nicht überproportional zu den Netzkosten beitragen dürfen oder auktionierte Anlagen davon ausgenommen werden, dann setzt die BNetzA voraus, dass der Netzausbau von Anlagen in anderen Regionen nicht verursachungsgerecht bezahlt werden muss. Das erscheint nicht stimmig.
9. Zu S. 3: FCAs: Wenn Flexible Netzanschlussregelungen die Bewertung von BKZs beeinflussen können, dann ist relevant, über welchen Zeitraum die FCAs unverändert abgeschlossen werden müssen – über den Abschreibungszeitraum von Netzinvestitionen oder den der Anlage? Wenn weder noch der Fall ist, dann ist die Aussage nicht nachvollziehbar. FCAs sehen wir als kritisch an, wenn sie nicht das Energiemanagement ertüchtigen, sondern marktwidrige Eingriffsrechte analog §14a EnWG erweitern.
10. Besser wäre es, zeitlich determiniert Einspeiserechte zu begrenzen und im Tausch dafür (k)einen BKZ zu zahlen. Das kann aber auch noch im Nachhinein bei bestimmten Anlagen erfolgen, die in bekanntermaßen besonders überspeisten Regionen tätig sind. Es ist nicht notwendigerweise so, dass BKZs (s. S. 7) nur bei Neuanschlüssen in Betracht kommen.
11. Zu S. 3: Auf die Erhebung von Kapazitätspreisen (dauerhaft) zu verzichten, wenn dynamische Arbeitspreise und BKZs ausreichen, ist vom Finanzierungsbedarf her nachvollziehbar. Der Satz dokumentiert aber, dass in Summe ein Interesse daran bestehen könnte, die Preise für die Einspeiseseite zu erhöhen, um Netzentgelte für Verbraucher (künstlich) niedrig zu gestalten. Die 50% Begrenzung der Netzentgeltanteile wäre analog zum Engpassmanagement wesentlich. Hinweis: Ein BKZ ist ohnehin ein von einzelnen betroffenen Unternehmen vorausgezahlter Kapazitätspreis. Hier wird ggf. die Anreizfunktion mit der Finanzierungsfunktion vermischt.
12. Zu S. 19 f.: Zu der gesamtwirtschaftlichen Wirkung des anreizbasierten Engpassmanagements: Die Darstellung der Relationen zwischen dynamischem Entgelt, Engpasskosten und den Markterlösen ist irreführend. Das kann nur funktionieren, wenn sämtliche Engpasskosten zeitlich akkurat erfasst werden, auch solche, die in Folge eines Fehlanreizes zustande kommen. Zusätzlich müssten Engpassanreizentgelte handelbar sein, um zufällige Ergebnisse auszuschließen.

D. Fragen der BNetzA

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?

Die Netzverlustkosten und die Kosten für Regelleistung gehören nicht in eine Finanzierungsfunktion. Sie sollten der Anreizfunktion für den Netzbetreiber zugeordnet werden. (Wer kann die denn sonst beeinflussen? Oder ist gemeint, dass Einspeiser sich für eine Spannungsebene entscheiden sollen?)

Die Kosten der Regelleistung ergeben sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Leistungsvorhaltung. Diese gehören also in die Finanzierungsfunktion. Der Aufwand für Regelleistung wird bei genauerer Fahrweise reduziert aber im Wesentlichen durch den Verbraucher und die Börsenstrompreise bestimmt - und durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren wesentlich verursacht.

Die Einführung von Einspeiseentgelten ist insgesamt nicht sinnvoll. Die Finanzierung bleibt letztlich bei den Verbrauchern, nur der Weg zu ihnen wird komplexer – und die Gesamtkosten dadurch nicht geringer. Je höher die Kosten einer etwaigen Netzentgeltkomponente sind, desto größer werden die damit einhergehenden Verzerrungen mit Blick auf Marktpreise oder Investitionsentscheidungen.

Wir haben große Zweifel, dass die Anreizfunktion die von der BNetzA gewünschten Ergebnisse erzielt, ohne dass klar ist, welche Engpässe genau adressiert werden und wie das in die Marktkommunikation eingebunden werden kann.

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

Die Strompreise müssten steigen, Unsicherheit über zukünftige Kosten und Importe steigen und Exporte verteuert werden – wenn die EU-Nachbarn nicht vergleichbare Maßnahmen vornehmen.

Denn: Einspeiseentgelte werden, wenn sie statisch sind, die kalkulatorischen Bereitstellungskosten auch von Erneuerbaren Anlagen und Batterien erheblich beeinflussen. Batterieprojekte tragen diese nicht. Batterieprojekte würden nach heutigem Stand versuchen, diese Baukostenzuschüsse und Kapazitätzahlungen über die erwarteten kapazitiven Mechanismen wieder zu vereinnahmen.

Zusätzlich erhöhen dynamische Entgelte oder Arbeitspreise die Preise der Anlagenbetreiber, zu denen sie bieten. D.h. der Strompreis wird gesteigert, wenn die preissetzende Anlage einen dynamischen Kapazitäts- oder Arbeitspreis berücksichtigen muss. Er kann zwar ggf. für den jeweiligen, akuten Einsatz kalkuliert werden, aber nicht prognostiziert oder gehandelt.

Zusätzlich ist schwer einzuschätzen, wie stark es in Relation zu den dynamischen Entgelten in anderen Regionen zu einer relativen Besser- oder Schlechterstellung führt.

Sicher ist, dass es zu einer Kostenverlagerung von Netzentgelten in den Strompreis kommt. Je nach Ausgestaltung und der Betrachtung mehrerer Netzebenen werden Risikozuschläge den Strompreis zusätzlich erhöhen. Dynamische Entgeltkomponenten würden nicht nur volatile Ausschläge im kurzfristigen Handel herbeiführen, sondern vor allem dafür sorgen, dass ausschließlich kurzfristig gehandelt wird. Bei unzureichender Umsetzung würde es zudem den langfristigen Handel empfindlich stören. Tendenziell wird das langfristige Stromangebot in Summe verknappt, zumindest regional.

Wir gehen von einer faktischen Teilung der Gebotszonen aus – ohne die Engpässe handeln zu können – und einem gewissen Widerspruch von Strompreis- und Netzentgeltentwicklung. Bei niedrigen Strompreisen tendenziell engere Netze, bei höheren Strompreisen tendenziell eine Entlastung – weil die Übereinspeisung der Erneuerbaren für die Engpässe relevant ist.

Die Schlechterstellung nationaler Erzeugungsanlagen, für die wir keine Einspeiseentgelte annehmen, gegenüber ausländischen Anlagen bedeutet zunehmende Stromimporte.

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)?

Jegliche Ausnahmen für Netzebenen oder Anlagentypen werden zu Verlagerungen führen – zwischen Netzebenen bzw. zwischen Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch.

Die neuen kapazitiven Regelungen (auf der Verbrauchsseite) auch für Prosumer anzuwenden, ist entscheidend, da diese die Netzkapazität ja voll beanspruchen – nur nicht zu jeder Zeit. Über geeignete Regelungen zur Netzanschlusskapazität könnten Speicher tendenziell in einem stärkeren Maße den Eigenverbrauch optimieren – und so das Netz entlasten.

Wenn die Einspeiseregulungen für kleine Anlagen aufgrund ihrer Kleinteiligkeit keine Anwendung finden sollen oder können, dann ist das ein weiterer Hinweis, dass das Zusammenspiel aus Einspeisenentgelten, Prosumernetzentgelt, Speichernetzentgelte für mobile Speicher und zeitvariablen Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gem. §14a EnWG

nicht handhabbar ist – und Einspeiseentgelte nicht (anreizkonform) funktionieren.

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

Vertrauensschutz ist hoch sensibel. Aber ja, das ist möglich, denn schon heute vergleichmäßig der Stromgroßhandelsmarkt sehr unterschiedliche Regelungen und staatlich

beeinflusste Kosten. Jedoch wäre das eine neue, erhebliche Ungleichbehandlung und setzt vermutlich auch signifikante Fehlanreize.

Wir sind der Ansicht, dass z.B. in Regionen, in denen schon lange bekannt ist, dass eine Netzüberlastung besteht (u.a. Netzausbauregionen § 36c EEG 2017, § 13k EnWG 2024), und bei Offshore-Windanlagen von der Gleichbehandlung abgewichen werden kann, da diese bekanntermaßen den wesentlichen (unerfüllten) Netzausbaubedarf verursacht haben.

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

Einspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion können schnell dazu führen, dass bestehende Anlagen und Projekte unwirtschaftlich werden. Zudem sind Projektfinanzierungen erheblich erschwert, weil Banken das nicht bewerten können. Auch Projekte, die bereits in Betrieb oder im Bau sind, kann ein Finanzierungsproblem treffen.

Führt die Einführung von Einspeiseentgelten zur Unwirtschaftlichkeit von Anlagen könnten Erzeugungskapazitäten aus dem Markt verdrängt werden, aber auch das EEG-Konto ggf. entlasten. Bei Geboten werden diese Entgelte mitberücksichtigt. Einen wirtschaftlichen Einfluss wird es abhängig von der regionalen Wirkung der Zahlung auf die Projekte haben.

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?

Entscheidend ist die Bestimmung und Lokalisierung „des“ Engpasses und die marktgängige Kommunikation darüber. Eine marktbasierende oder marktgängige Ermittlung und Abrechnung eines dynamischen Netzentgeltes ist wesentlich, um sich dagegen hedgen bzw. damit planen zu können. Wenn es nicht handelbar ist, dann muss es für diverse Zeitpunkte und -perioden auf allen relevanten Netzebenen bekannt sein.

Ob eine zentrale Plattform mit standardisierten Schnittstellen tatsächlich geeignet ist, das gewünschte Reaktionsvolumen möglichst genau und lokal zu erreichen, ist fraglich.

Wir vermuten, dass ein dynamisches Netzentgelt auf der Einspeise- und Verbraucherseite nicht gleichzeitig umgesetzt werden kann, ohne erhebliche Turbulenzen im Markt auszulösen.

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

Nein. Die Engpassmanagementkosten werden durch die Netzbetreiber in nicht immer transparenter Weise verursacht. Wenn die Netzbetreiber diese Kosten auch noch direkt auf eine regionale Gruppe umlegen können, der dann mangelnde Reaktionsfähigkeit entgegen gehalten wird, verringert sich die Transparenz weiter. Zudem sind diese Kosten nicht kalkulierbar, sondern nur im Nachhinein feststellbar – was wiederum den Anreiz reduziert.

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?

Das ist nicht möglich. Ein dynamisches Entgelt hat immer Auswirkungen auf die Vermarktung. Und wenn es nicht ausreichend hoch ist, wird sie auch den Annahmen der BNetzA hinsichtlich einer möglicherweise positiven Anreizwirkung nicht gerecht.

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?

Das hängt alleine von den Netzbetreibern und alten bzw. kleinen EE-Anlagen ab. Bei letzteren könnte es geschätzt werden. Die Einspeisung wird bei allen energiewirtschaftlich tätigen Anlagen bereits seit langem ¼ stündlich gemessen.

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

Eine Koordination von tendenziell intransparent ermittelten Anreizentgelten und Redispatch ist nicht möglich. Das eine ist ein rechtlich legitimer technischer Eingriff, der neutralisiert werden muss, das andere ein finanziell unterlegter Anreiz, der energiewirtschaftlich nicht ausgeglichen wird, aber unterstellt, dass der Redispatch dadurch reduziert wird. Im Zusammenhang mit FCAs, dem möglichen Redispatchvorbehalt etc. ist zukünftig nicht mehr so eindeutig, was Redispatch und was ein auf andere Art und Weise autorisierter Eingriff der Netzbetreiber ist.

Da die BNetzA aber Entgelte auf verschiedenen Netzebenen diskutiert, ist nicht sicher, welche Auswirkungen es haben kann und wird. Es ist auch möglich, dass Netzebenen gegeneinander arbeiten und zusätzlicher Redispatchbedarf entsteht. Werden dynamische Netzentgelte eingeführt, bedarf es vermutlich weiterhin eines effizienten Redispatch-Prozesses, um verbleibende Engpässe zu lösen, die nicht präventiv durch dynamische Netzentgelte vermieden werden können. Und dafür braucht es dann eine bessere Differenzierung von präventivem und kurativem Redispatch, auch um Netzbetreibern keine neue Fehlanreize zu Eingriffen zu geben.

Eine Widerspruchsfreiheit ist tendenziell möglich, wenn Lokalisierungsanreize für den Bau von Anlagen erhöht werden und Redispatch bei Anlagen erfolgt. Aber die Anreize über Entgelte werden alleine bei Verbrauchern gesetzt.

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

Eine starke (stabile!) Regionalisierung bis hin zu einer knotenscharfen Bestimmung auf Verteilnetzebene kann einen Effekt haben. Wesentlichen Einfluss könnte es haben, wenn in den § 13k EnWG-Regionen und den ehemaligen Netzausbaugebieten inkl. Offshore die Kosten für die Netzengpässe bzw. den erfolgten Netzengpassabbau transparent gemacht werden.

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?

Die Einschätzung, dass das kurzfristig behebbar wäre, teilen wir nicht. Auf welcher Annahme basiert das? Die Ursache ist anders als im Übertragungsnetz. Die Engpässe im Verteilnetz hängen von Prosumern und der Entwicklung von Wärmepumpen und E-Mobilen ab. Entsprechend werden positive und negative dynamische Einspeiseentgelte auf der Verteilnetzebene ggf. eine ganz andere Wirkung entfalten.

Eine Behebung von Engpässen ist prinzipiell immer mittels Netzausbau möglich. Die Realisierungszeiten für Netzausbaumaßnahmen nehmen zwar mit der Spannungsebene zu. Aber auf Verteilnetzebene fehlen auch Baukapazitäten und die finanziellen Mittel.

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

Die Vorstellung erscheint modelltheoretisch und ist nicht konkret nachvollziehbar. Es geht doch um eine ständige Balance zwischen Erzeugung, Verbrauch und Netzinfrastruktur. Ein Hochfahren der Erzeugung und des Verbrauchs gleichzeitig anzureizen, würde den Engpass verschärfen; ein entgegengesetztes Verhalten hingegen den Engpass entspannen aber die Versorgung nicht sichern oder den Bedarf verlagern. Alles setzt zudem voraus, dass exakt bestimmt ist, wo der Engpass physikalisch liegt.

Ein Hochfahren von Erzeugungsanlagen und eine Absenkung des Verbrauchs auf der anderen Seite des Engpasses hingegen könnte eine ähnliche Wirkung haben wie eine Steigerung des Verbrauchs und ein Absenken der Erzeugung – es wäre in beiden Fällen ggf. der Engpass behoben, aber die Versorgung wieder nicht gesichert. Und was würde in einem solchen Fall priorisiert?

Das macht deutlich, dass eine symmetrische oder asymmetrische dynamische Bepreisung von Kapazitäten selbst bei Sicherung der Messung, Bepreisung und Kommunikation durch die Netzbetreiber weder sinnvoll noch sicher umsetzbar ist. Wir gehen davon aus, dass mehr Eingriffe der Netzbetreiber die Folge sein werden.

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 unvollständigen Engpassentlastung hin und gegebenenfalls Nachsteuern durch Anhebung der dynamischen Netzentgelte?**

Vor diese Wahl gestellt kann nur Option 2 die Wahl sein. Bereits diese wird erhebliche Unsicherheit und Nebenwirkungen haben. Aber das hat nicht mit der mangelnden Anreizwirkung zu tun, sondern mit ungeeigneten Erwartungen, die kaum zu erfüllen sind.