

# Stellungnahme zum Impulspapier 2030

Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre

|AMPRION GMBH|



***Amprion begrüßt den vom Bundeswirtschaftsministerium initiierten Prozess, im Rahmen des Impulspapiers Strom 2030, Überlegungen über die Aufgaben der kommenden Jahre zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende anzustellen. Als Übertragungsnetzbetreiber möchte Amprion die Möglichkeit nutzen, zu den aus netzspezifischer Sicht relevanten Trends Stellung zu nehmen und dabei auf die im Impulspapier gestellten Leitfragen Antworten zu geben.***

### **Trend 3: Die Strommärkte werden europäischer**

**In welchen Bereichen sollte die Integration der Strommärkte voranschreiten, um die Potenziale des Binnenmarktes für die Energiewende zu heben? Welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sind dazu erforderlich?**

Der Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren führt zu stärkeren Schwankungen und Ungleichgewichten im Versorgungssystem. Ein Ausgleich zwischen Stromdargebot und Nachfrage erfolgt über die Kurzfristmärkte (Day-ahead, Intraday und Regelleistung). Zur Erschließung grenzüberschreitender und überregionaler Synergiepotenziale ist eine weitere Integration vor allem im Bereich der Kurzfristmärkte zielführend.

Erwähnt sei in diesem Kontext die Initiative zur Zusammenlegung der Kapazitätsberechnungsregionen Central Western Europe (CWE) und Central Eastern Europe (CEE), welche im Rahmen eines „Memorandum of Understanding“ mit allen beteiligten Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vereinbart wurde. Darüber hinaus ist auf CWE-Ebene eine Weiterentwicklung der Kapazitätsberechnung für den Intraday-Zeitbereich vorgesehen.

Die Implementierung der Verordnungen (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM VO) und 2016/1719 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (FCA VO) geht mit einer umfassenden Weiterentwicklung von Methoden zur Marktkopplung einher. Im Bereich der Systemdienstleistungen wird die Verordnung Electricity Balancing die Integration der Regelleistungsmärkte weiter vorantreiben.

Mit der Schaffung der drei „Market Codes“ (CACM, FCA und EB VO) existieren umfassende rechtliche Rahmenbedingungen, welche als Zielmodell einen vollständig integrierten europäischen Strommarkt definieren. Aus Sicht von Amprion gilt es daher, zunächst die bestehenden Anforderungen ohne eine Schaffung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen effizient umzusetzen.

**Welche konkreten Hemmnisse zur Flexibilisierung der europäischen Strommärkte bestehen? Wie können diese abgebaut werden?**

Ein zentrales Ziel bei der Implementierung der Netzkodizes ist die Schaffung eines „Level Playing Fields“ für alle Marktteilnehmer. Dies bedeutet zugleich, dass mit der Etablierung von diskriminierungsfreien und transparenten Methoden und Marktmechanismen Hemmnisse reduziert werden.

Im europäischen Vergleich nimmt Deutschland bei der Ausgestaltung der Kurzfristmärkte (Day-ahead, Intraday und Regelleistung) eine Vorreiterrolle ein, um Hemmnisse für Flexibilitäten abzubauen. Dazu zählen unter anderem die Einführung von Viertelstunden-Produkten im Day-ahead-Markt, der Viertelstunden-Handel im Intraday-Zeitbereich, eine Handelsschlusszeit kurz vor Lieferung (30 bzw. 15 Minuten) sowie eine kurzfristige Beschaffung von Regelleistung. Amprion unterstützt diese Entwicklungen und treibt zusammen mit den anderen ÜNB eine Integration mit benachbarten europäischen Märkten und Systemen voran. Grundsätzlich sollte sorgfältig bei der Entwicklung von zukünftigen Anreiz- und Marktmechanismen zwischen Komplexität und Nutzen abgewogen werden. Bei der Bewertung entsprechender Mechanismen sind stets damit verbun-

dene operative Prozesse, deren Umsetzbarkeit und die Auswirkungen auf die Systemsicherheit zu berücksichtigen.

Amprion unterstützt die zuvor genannten Entwicklungen aktiv durch Bereitstellung entsprechender Plattformen und Etablierung notwendiger operativer Prozesse. Der geplante Netzausbau ist zudem ein zentraler Aspekt zur Nutzung der Flexibilitäten in überregionalen und gekoppelten Märkten.

**In welchen Bereichen sollen auf europäischer Ebene die Rahmenbedingungen weiter vertieft und angeglichen werden, wo sind regionale Ansätze vielversprechender? Wie können solche regionalen Ansätze zur Zusammenarbeit aussehen?**

Im Zuge der Energiewende ist eine weitere Integration des regionalen Systemverbundes zu erwarten. Amprion liefert hier über seine aktuellen Interkonnektor-Projekte in die Niederlande sowie nach Belgien wertvolle Beiträge. Begleitend bedarf es effizienter Systeme zur Unterstützung marktlicher Prozesse sowie zur Etablierung von Sicherheitskooperationen. Aus Sicht von Amprion liefern hier insbesondere die bestehenden regionalen Sicherheitskooperationen (z.B. TSC, SSC und Coreso) sinnvolle und notwendige Unterstützungsarbeit für ÜNBs. Der Ansatz und die Aufgaben dieser regionalen Sicherheitskooperationen werden dabei kontinuierlich, sinnvoll und zukunftsorientiert weiterentwickelt und werden auch zukünftig eine sehr wichtige Rolle für die Unterstützung der ÜNB einnehmen.

Darüber hinaus existieren bereits verschiedene regionale Ansätze, welche maßgeblich von den CWE ÜNB mitgestaltet wurden und stets weiterentwickelt werden. Insbesondere die implementierte lastflussbasierter Marktkopplung in CWE sowie die gemeinsamen Projekte im Rahmen des Pentalateralen Energieforums (PLEF) sind hier zu nennen. Eine zielführende Vertiefung für die weitere Integration der europäischen Strommärkte wird vor allem in einer Weiterentwicklung und schrittweisen Implementierung der lastflussbasierten Marktkopplung auf regionaler Ebene sowie der weiteren Etablierung des grenzüberschreitenden Kurzfristhandels (Intraday) gesehen.

**Trend 4: Versorgungssicherheit wird im Rahmen des europäischen Strombinnenmarkts gewährleistet**

**In den letzten Jahren wurden neue Berechnungsverfahren entwickelt, die bei der Bewertung von Versorgungssicherheit insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs berücksichtigen. An welchen Stellen sollten diese Berechnungsverfahren ergänzt bzw. weiterentwickelt werden? Insbesondere: Welche Indikatoren und Schwellenwerte für Versorgungssicherheit sind sinnvoll?**

Mit dem ersten regionalen Versorgungssicherheitsbericht im Rahmen des Pentalateralen Energieforums wurde die Basis für eine länderübergreifende probabilistische Bewertung der Versorgungssicherheit geschaffen. Bei einer Weiterentwicklung ist zunehmend die Systemperspektive zu berücksichtigen. Neben einer angemessenen Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage (Generation Adequacy) ist hierbei die Flexibilisierung der Nachfrageseite detailliert abzubilden sowie die Angemessenheit der Transportinfrastruktur zu berücksichtigen (System Adequacy).

Als zentrale Indikatoren, welche eine umfassende wahrscheinlichkeitsbasierte Bewertung der Versorgungssicherheit ermöglichen, werden LOLE (Erwartungswert für nicht vollständige Lastdeckung), EENS (Erwartungswert der nicht gelieferten Energiemenge) und LOLP (Wahrscheinlichkeit, dass die Nachfrage die verfügbare Erzeugungskapazität übersteigt) gesehen. Die Definition von Schwellenwerten sollte grundsätzlich auf dem VoLL (Zahlungsbereitschaft von Verbrauchern

zur Vermeidung eines Lastabwurfs) basieren und dabei die jeweils nationalen Gegebenheiten berücksichtigen. Dies setzt jedoch eine umfassende Integration der Nachfrageseite voraus, weshalb die Definition von Schwellenwerten als problematisch zu sehen ist.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass die probabilistische Bewertung der Versorgungssicherheit bestimmte kritische „Extrem“-Situationen (wie beispielsweise Wettersituationen im Februar 2012) nicht hinreichend abbilden kann.

**Wie könnten mögliche Hemmnisse für ein gemeinsames, europäisches Monitoring der Versorgungssicherheit abgebaut werden? Wo sollte ein solches Monitoring institutionell verankert werden (beispielsweise ENTSO-E, ACER oder regionale Kooperationen wie das Pentalaterale Energieforum)?**

Mit dem Pentalateralen Energieforum besteht bereits eine Kooperation auf regionaler Ebene, welche einen adäquaten Rahmen für eine umfassende Bewertung der Versorgungssicherheit bietet. Eine Ergänzung des Versorgungssicherheitsberichts des Pentalateralen Energieforums durch einen Bericht auf ENTSO-E-Ebene ist denkbar. Ein Monitoring auf europäischer Ebene sollte durch ACER in Zusammenarbeit mit den jeweiligen Mitgliedsstaaten, welche letztlich die Verantwortung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit tragen, erfolgen.

**Könnten Reserven gemeinsam mit Nachbarstaaten entwickelt werden? Welche Chancen, zum Beispiel welche Kostensenkungspotenziale, und welche Risiken würden bei einer gemeinsamen Reserve bestehen?**

Grundsätzlich stehen Reserven außerhalb des Marktes und beruhen auf einer tatsächlichen physikalischen Lieferung im Knappheitsfall. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch eine Reserve setzt daher voraus, dass sie innerhalb des von der Knappheit betroffenen Mitgliedsstaates beschafft und vorgehalten wird. Mögliche Kostensenkungspotenziale von gemeinsamen Reserven stehen daher dem erheblichen Risiko einer Nichtverfügbarkeit der Reserve im Ausland oder Nichtverfügbarkeit der Interkonnektoren gegenüber.

## **Trend 9: Gut ausgebaute Netze schaffen kostengünstig Flexibilität**

**Wie können wir erreichen, dass der beschlossene und energiewirtschaftlich notwendige Netzausbau tatsächlich und auch schneller verwirklicht wird als in der Vergangenheit? Welche Veränderungen oder zusätzlichen Ressourcen braucht es insoweit beim Bund, bei den Ländern oder den Vorhabenträgern?**

Der Netzausbau ist eine Grundvoraussetzung für den Erfolg der Energiewende. Erst gut ausgebaute Netze ermöglichen die Integration erneuerbarer Energien in das deutsche und europäische Stromnetz bei gleichzeitiger Wahrung der Systemstabilität. Der Schlüssel für eine zügige Umsetzung der notwendigen Ausbauvorhaben liegt in einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Netzausbau. Dazu gehört das klare Bekenntnis zu einer gemeinsamen Verantwortung von Vorhabenträger, Politik und Behörden für die Realisierung dieser Infrastrukturprojekte. Dazu gehört aber auch, einerseits das Verständnis der Bevölkerung für den Nutzen Projekte und andererseits das Bestreben der Netzbetreiber die Belange der von den Projekten betroffenen Bürgerinnen und Bürgern frühzeitig in die Planungen einzubeziehen und die direkten Auswirkungen auf die Bevölkerung soweit wie möglich zu reduzieren.

Aus Netzbetreibersicht sind dazu neue gesetzliche Rahmenbedingungen für akzeptanzsteigernde

Maßnahmen im Kontext vorhandener Stromleitungen und Maßnahmen im direkten räumlichen Zusammenhang mit dem Leitungsbauprojekt notwendig.

#### 1. Maßnahmen im Kontext vorhandener Stromleitungen

Unsere Erfahrungen beim Netzausbau zeigen, dass die Mitnahme/Bündelung oder Trassenkorrektur von bestehenden 110 kV-, 220 kV- und Bahnstromleitungen eine attraktive Möglichkeit darstellt, um vor Ort Akzeptanz für Neubauvorhaben zu gewinnen. Für die betroffenen Bürger ist es vielfach von Interesse, die Leitungsinfrastruktur vor Ort insgesamt zu betrachten und nach gesamthaften Lösungen zu suchen. So verhindern oft vorhandene 110-kV-Leitungen oder Mittelspannungsleitungen, die deutlich näher an der Bebauung zu finden sind als Höchstspannungsfreileitungen, eine gewünschte Stadtentwicklung. Hier kann es sinnvoll sein, durch die Verkabelung stadtnaher 110-kV- oder Mittelspannungsleitungen, eine Art lokalen Ausgleich zu schaffen und die neu zu errichtende Höchstspannungsleitung als Freileitung in angemessener Entfernung zur Ortschaft zu errichten. Beide Instrumente können die Betroffenheit von Mensch, Natur und Landschaft vor Ort spürbar reduzieren und dadurch die Akzeptanz vor Ort für das Leitungsbauprojekt und damit für die Energiewende steigern.

Ferner soll zur Verfahrensbeschleunigung der Anwendungsbereich des NABEG und damit die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur auf alle dargestellten Maßnahmen im Zusammenhang mit der Änderung von 110 kV-, 220 kV- oder Bahnstromleitungen erstreckt werden, sofern die auslösende Leitungsbaumaßnahme in den Anwendungsbereich des § 2 Absatz 1 NABEG fällt. Der bisher lediglich auf die Zusammenführung auf einem Mehrfachgestänge beschränkte Geltungsbereich würde damit auf im räumlichen Zusammenhang mit Neubaumaßnahmen liegende Trassenkorrekturen an oder Verkabelungen von 110 kV-, 220 kV- oder Bahnstromleitungen erstreckt.

#### 2. Maßnahmen im direkten räumlichen Zusammenhang mit dem Leitungsbauprojekt

Zu denken wäre hier etwa an die Möglichkeit, vom Leitungsverlauf besonders stark betroffene Grundstücke/Immobilien zu erwerben und einer anderen Nutzung zuzuführen – etwa durch eine Umwandlung in Grünland. Im Falle einer Bündelung der Leitung mit vorhandener Verkehrsinfrastruktur (Autobahnen) könnte eine akzeptanzsteigernde Maßnahme auch in der Errichtung einer Lärmschutzwand liegen, die neben dem Sichtschutz zugleich einen Schutz vor dem bisher auftretenden Verkehrslärm bieten kann und damit insgesamt die Geräuschsituation vor Ort verbessert. Soweit diese Maßnahmen eine effizientere oder schnellere Projektrealisierung ermöglichen, sind die damit verbundenen Kosten im Zuge der Abrechnung der jeweiligen Investitionsmaßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu berücksichtigen.

Bei Gesprächen mit der von den Leitungsvorhaben betroffenen Bevölkerung vor Ort wird häufig eine gefühlte Ungleichbehandlung von Umweltbelangen und den Belangen der Menschen geäußert. Durch eine gesetzliche Grundlage für akzeptanzsteigernde Maßnahmen vor Ort würde erstmals die Möglichkeit einer Art Kompensation für das Schutzgut Mensch geschaffen. Wie im Naturschutzrecht kann für unvermeidbare Beeinträchtigungen durch geeignete Maßnahmen vor Ort jedenfalls ein Ausgleich oder Ersatz geschaffen werden (vgl. § 15 Abs. 2 BNatSchG). In Anbetracht der Kosten für ein 380-kV-Leitungsbauprojekt von etwa 1,4 Mio. €/km bis 3 Mio. €/km bei der Ausführung als Freileitung (abhängig von der Anzahl der Stromkreise) und den um den Faktor 3 bis 8 höheren Kosten bei einer Erdverkabelung erscheint es angemessen, für geeignete akzeptanzsteigernde Maßnahmen vor Ort eine Summe von bis zu 100.000 € pro laufendem Kilometer vorzusehen. Anders als die kommunalen Ausgleichszahlungen nach § 5 Abs. 4 StromNEV sollte dieses Instrument auch nicht auf neue Trassen beschränkt werden, sondern allen zugutekommen können, für die zusätzliche Beeinträchtigungen unvermeidbar sind.

Aus Netzbetreibersicht sind für die Realisierung der Netzausbauvorhaben auch stabile und verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich, die es uns ermöglichen diese sehr

langfristigen Projekte auch finanziell zu schultern.

### **Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet – Aufgabe: Maßnahmen und Prozesse zur Systemstabilisierung weiterentwickeln und koordinieren**

Die Erhaltung der Systemstabilität ist für uns als Übertragungsnetzbetreiber ein zentrales Anliegen. Die ansteigende Einspeisung erneuerbarer Energien erfolgt zwar in erster Linie in die Verteilnetze, hat jedoch weitreichende Auswirkungen auf die Stabilität der überlagerten Übertragungsnetzebene. Die in Trend 10 beschriebenen Zielvorstellungen entsprechen den Herausforderungen, die ein steigender Anteil erneuerbarer Energien mit sich bringt.

#### **Ein System mit einem immer höheren Anteil erneuerbarer Energien stellt erhebliche Anforderungen an die Gewährleistung der Systemstabilität. Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die Systemsicherheit weiterhin sicherzustellen?**

Flexible Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher werden nur dann zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen können, wenn sich die Marktteilnehmer an gewisse Verhaltensmuster und Regeln (z.B. ausgeglichene Bilanzkreise) halten. Voraussetzung für einen Beitrag der Marktteilnehmer zur Stabilisierung und optimierten Nutzung des Netzes ist es außerdem, dass sich die erneuerbaren Energien Anlagen marktgetrieben verhalten. Dies ist momentan durch den Einspeisevorrang und eine gesicherte Einspeisevergütung nicht gewährleistet. Außerdem sind verbesserte Anreize zum Herunterfahren von Erzeugungsanlagen bei Leistungsüberschuss nötig. Auch die Datenübermittlung von erneuerbaren Energien Anlagen und die Zugriffsmöglichkeiten auf die Steuerung müssten verbessert werden. Aktuell sind EEG-geförderte Anlagen zur Sicherstellung der Systembilanz nur bedingt nutzbar.

Zur Erbringung von Systemdienstleistungen aus erneuerbaren Energien Anlagen und somit vor allem auch aus unterlagerten Netzen (Verteilnetz) müssen die teilweise bereits bestehenden Regelungen und Angebote weiterentwickelt werden. Dabei ist zu beachten, dass es zur Sicherstellung des (n-1)-Kriteriums zukünftig möglich sein sollte, Redispatchvermögen unter Einbeziehung von Regelleistungsvorhaltungen zu erhöhen. Solch eine Entscheidung sollte nur durch den Verantwortlichen für die Frequenzhaltung, und damit den ÜNB, getroffen werden. Eine entsprechende Koordination und Kommunikation zwischen ÜNB und VNB ist hier zu etablieren.

- 1.) Aktuell dürfen Maßnahmen zum Einspeisemanagement von EEG-Anlagen nur bei Netzengpässen vorgenommen werden, nicht aber zur Gewährleistung der Systembilanz. Dafür wären neue Regelungen nötig, so dass EEG-Anlagen gegen eine angemessene Vergütung als Maßnahme im Rahmen des § 13 Abs.1 EnWG abgesenkt werden können.
- 2.) Verteilnetze sollten in Zukunft, z.B. durch die Bereitstellung von Blindleistung, einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten können. Für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus Verteilnetzen bedarf es der Entwicklung entsprechender neuer bzw. der Weiterentwicklung bestehender Konzepte und Regelungen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Es ist dabei zu beachten, dass der Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 und § 14 EnWG zur Behebung von Netzengpässen durch einen zentralen Ansprechpartner durchzuführen ist, der einen Überblick über die gesamte Netzsituation bzw. das gesamte System hat. Daher kann der Ausgleich nur über den ÜNB koordiniert werden.
- 3.) Die Nutzung erneuerbarer Energien Anlagen für den Wiederaufbau der Versorgung nach einem Blackout setzt voraus, dass die Anlagen „schwarzfallfest“ und „steuerbar“ sind. Beides ist aktuell nicht gegeben. „Schwarzfallfest“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass erneuerbaren Energien Anlagen bei einem Ausfall der Stromversorgung unabhängig davon ange-

fahren werden können, bzw. dass sich diese Anlagen in einem Störfall im Eigenbedarf fangen und nicht vom Netz getrennt werden.

- 4.) Um genügend Abschaltpotential für einen frequenzabhängigen Lastabwurf zur Verfügung zu haben, ist es notwendig, dass die Relais möglichst weit in den unteren Spannungsebenen installiert werden. Ansonsten ist die Abschaltung reiner Last/Verbraucher nicht möglich, da auf höheren Spannungsebenen nicht gewährleistet werden kann, dass nicht auch Einspeisung durch installierte erneuerbaren Energien Anlagen durch die Abschaltung betroffen ist.

#### **Wie kann Systemstabilität gewährleistet bleiben, wenn die als notwendig identifizierten und auch gesetzlich beschlossenen Netzausbauvorhaben nicht rechtzeitig realisiert werden?**

Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiten mit Hochdruck an der Umsetzung der gesetzlich beschlossenen Netzausbauvorhaben. Um aufgrund bestehender Verzögerungen entstehende kritische Netzsituationen sicher und effizient zu beherrschen, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber geeignete und effiziente Maßnahmen. Dazu gehört eine überregionale Optimierung und Koordinierung von Gegenmaßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement. Es sei in diesem Zusammenhang darauf hingewiesen, dass das Redispatchpotential in Süddeutschland durch Kraftwerksstilllegung immer weiter abnimmt. Auch in anderen Ländern wie der Schweiz und Frankreich sind Kraftwerksstilllegungen angekündigt; ob und inwieweit die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auf ausländische Kraftwerke für die Netzreserve zugreifen können, ist fraglich. Die Möglichkeit, die Versorgungssicherheit ggf. grenzüberschreitend sicherzustellen, wird durch diese Entwicklung eingeschränkt. Daher ist es von zentraler Bedeutung, dass die geplanten Hochspannungsgleichstromübertragungskorridore (HGÜs) ohne weitere Verzögerung realisiert werden. Zur Wahrung der Systemsicherheit sollten den Übertragungsnetzbetreibern daher, wie im Strommarktgesetz geplant, Reservekraftwerke und Netzstabilitätsanlagen zur Verfügung stehen.

#### **Welche konkreten Anpassungen des regulatorischen Rahmens sind notwendig, um die gewünschte Entwicklung der Systemdienstleistungen bis 2030 rechtzeitig zu initiieren?**

Eine zunehmende europäische Koordinierung bzw. Angleichung des regulatorischen Rahmens ist mit Blick auf die Netzanschlussregeln, den Energiemarkt und den Systembetrieb erstrebenswert. Regulatorische Rahmenbedingungen müssen dazu international abgestimmt und harmonisiert werden. Die derzeit im Gesetzgebungsverfahren befindlichen bzw. bereits in Europäische Verordnungen umgesetzten Network Codes bilden dafür die Basis. So werden in diesem Zusammenhang beispielsweise die Regelenergieprodukte und –einsätze in den einzelnen europäischen Ländern weiter harmonisiert. Zahlreiche weitere Maßnahmen wie z.B. die paneuropäische Marktkopplung oder Cross-Border Redispatch werden in diesem Zusammenhang ebenfalls umgesetzt. Bezüglich der Systemführungscoordination werden die europäischen Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage der aktuell bereits existierenden regionalen Sicherheitskooperationen innerhalb von ENTSO-E kontinuierlich an deren Weiterentwicklung und Verbesserung arbeiten und die Aufgaben und Kooperation in diesem Bereich sinnvoll ergänzen. Die operativen Entscheidungen bleiben dabei klar in nationaler Verantwortung der ÜNB. Darüber hinausgehende Regelungen auf Europäischer Ebene sollten sich auf diejenigen Bereiche beschränken, in welchen tatsächlich noch Regelungsbedarf besteht. Dies könnten insbesondere die noch unterschiedlichen Vorrangregelungen für die Einspeisung erneuerbarer Energien sein.

## Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich

**Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen? Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik?**

Die aktuell bestehende Netzentgeltsystematik wird den Anforderungen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nicht gerecht und bedarf einer Weiterentwicklung. Dabei müssen die Kosten netzdienlich, fair und transparent verteilt werden, nicht zuletzt um die notwendige Akzeptanz für die umfassenden Investitionen von bis zu 50 Mrd. € in den kommenden zehn Jahren allein in die Übertragungsnetze nicht zu verlieren.

Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte im Übertragungsnetz ist in diesem Zusammenhang abzulehnen, da dies weder einen Beitrag zu einer gerechten und systemdienlichen Verteilung und schon gar nicht für mehr Transparenz leistet. Im Gegenteil, eine Sozialisierung bestimmter Kosten würde zu Ineffizienzen mit negativen Folgen für unsere Volkswirtschaft führen. Der Anreiz für die Netzbetreiber, den für die Energiewende notwendigen Netzausbau weiter zügig voranzutreiben, ginge verloren. Hohe Eingriffskosten in das Netz (Redispatchkosten oder Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen) können ein Indiz für ein unzureichend ausgebautes Netz sein. Durch einen bedarfs- und fristgerechten Netzausbau können diese Kosten vermieden werden. Die „Eingriffskosten“ sollten daher auch weiterhin verursachungsgerecht zugeordnet werden. Von bundeseinheitlichen Netzentgelten im Übertragungsnetz sollte aus diesen Gründen Abstand genommen und stattdessen die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden.

Bei einer Neugestaltung der Netzentgeltsystematik sollten die Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur stärker berücksichtigt und verursachungsgerecht auf die Netzkunden umgelegt werden. Durch eine Bepreisung der Netzanschlusskapazitäten (NAK) könnten die Kosten gesenkt und die für die Energiewende dringend notwendigen Flexibilitäten generiert werden. Da jeder Netzkunde durch die NAK-Bepreisung bereits einen Beitrag zur Refinanzierung der Netzkosten zahlt, sinken die variablen Entgeltkomponenten (Leistungs- und Arbeitspreis) und es werden Flexibilitäten und Nachfragemanagementpotenziale angereizt.

Mehr Kostentransparenz und damit Kosteneffizienz könnte über eine Weiterentwicklung der Umlagensystematik erreicht werden. So werden die Offshore-Anschlusskosten beispielsweise über die Netzentgelte gewälzt (auf Basis des Letztverbraucherabsatzes in der jeweiligen Regelzone<sup>1</sup>) und die Offshore-Haftung über eine Umlage abgewickelt. Die Offshore-Kosten können daher gesamthaft nicht transparent erfasst werden. Bei einer Berücksichtigung der Kosten des Netzanschlusses von Offshore-Windenergieanlagen in einer Umlage würde dies die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber senken und dazu führen, dass auch die vermiedenen Netzentgelte für planbare dezentrale Einspeiser deutlich verringert werden. Damit werden die Netzentgelte für alle Spannungsebenen zusätzlich entlastet.

Bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollte auch die Netzdienlichkeit einen zentralen Stellenwert einnehmen und bestehende Entlastungstatbestände für bestimmte Netzkunden entsprechend auf den Prüfstand gestellt werden. Dabei erweisen sich in Zeiten von zunehmenden Netzflüssen aus den vorgelagerten in die überlagerten Netze (und nicht wie in Vorenergiewendezeiten aus den überlagerten in die vorgelagerten Netze) die vermiedenen Netzentgelte als reformbedürftig. Da das vorgelagerte Netz bei ausbleibender Einspeisung weiterhin vorgehalten werden muss, kann dezentrale Einspeisung die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in den vorgelagerten Netzen nicht reduzieren. Dies gilt insbesondere für volatile Einspeisung aus Wind-

---

<sup>1</sup> Verteilungsschlüssel nach § 17d Abs. 7 EnWG



und PV-Anlagen. Daher sind vermiedene Netzentgelte für volatile Einspeiser nicht sachgerecht und sollten abgeschafft werden. Eine solche Maßnahme würde auch bestehende regionale Netzentgeltunterschiede ausgleichen und wäre ein sachgerechter Hebel, um Netzkunden in den Regionen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien von den Energiewendekosten zu entlasten.