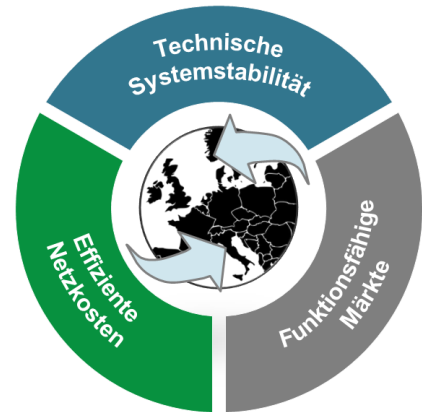


# Stellungnahme der TenneT TSO GmbH zum Impulspapier Strom 2030 – „Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

## Vorbemerkung

TenneT begrüßt das vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) vorgelegte Impulspapier Strom 2030 und nimmt die Gelegenheit gerne wahr, hierzu Stellung zu nehmen.

Wir teilen die Auffassung des BMWi, dass Strom der wichtigste Energieträger im Gesamtsystem wird. In den nächsten 15 Jahren wird sich die in Deutschland installierte Leistung von Sonnen- und Windenergie voraussichtlich verdoppeln und somit eine Größenordnung von 160 GW erreichen. Mit Blick auf 2030 wird es entscheidend sein, ob die Voraussetzungen geschaffen sind, dass auch die Nachfrageseite aktiv im Strommarkt partizipieren kann. Die Zeiten, in denen die Erzeugung von Strom dem Konsum folgte, gehören dann endgültig der Vergangenheit an. Die bestehenden Herausforderungen, die sich ergebenden Chancen und auch die zunehmende Komplexität in der Energiewirtschaft motivieren uns u.a. in Forschungsinitiativen wie SINTEG<sup>1</sup>, MIGRATE<sup>2</sup> oder Kopernikus aktiv die Energiewelt von morgen mit zu gestalten.



Als Unternehmen teilen wir die Auffassung, dass auch perspektivisch der Energy-only-Markt (EOM) das zentrale Marktinstrument bleiben sollte, das den kurzfristigen kosteneffizienten Einsatz von erneuerbaren wie verbleibenden konventionellen Erzeugungsanlagen, Speichern und anderen Flexibilitäten steuert und darüber hinaus Versorgungssicherheit ermöglicht. Vor allem auch im Rahmen der Diskussion zum „Winter Package der Europäischen Kommission“ sollte daher weiterhin mit Nachdruck dafür geworben werden, dass der EOM und damit die Schnittstelle zu den europäischen Nachbarstaaten entscheidend für die Integration der fluktuierenden, erneuerbaren Energien sein wird.

Drei Themen sind aus Sicht der TenneT bei vielen Trends von übergeordneter Bedeutung. Hierzu zählen die Flexibilisierung des Systems, die Dynamik der Digitalisierung sowie die Integration der Strommärkte. Zu einzelnen Trends bzw. Leitfragen möchten wir im Folgenden gesondert Stellung beziehen.

<sup>1</sup> Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda

<sup>2</sup> Massive InterGRATion of power Electronic devices

## Zu ausgewählten Trends im Einzelnen

### **Trend 1: Die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne prägt das System**

*1. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Mindesterzeugung in einem Bericht evaluiert. Zudem hat die BNetzA im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung eröffnet. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Erzeugung sollten darüber hinaus verfolgt werden?*

Im Zuge des Festlegungsverfahrens der BNetzA wurde der Zugang für volatile Erzeuger zum Regelleistungsmarkt erleichtert. Darüber hinaus sehen wir weitere Potenziale durch die Einführung eines Arbeitsmarktes für Regelarbeit. In einem ersten Schritt wäre vorstellbar, dass man für die Minutenreserve einen kurzfristigen Arbeitsmarkt implementiert. Auf diese Weise können Anbieter, die beim Regelleistungsmarkt nicht berücksichtigt wurden und aufgrund ihrer (hohen) Arbeitskosten am Intraday-Markt nicht konkurrenzfähig sind, dennoch ihre Flexibilitäten bis kurz vor Echtzeit einbringen. Ferner würde auch eine Konkurrenz zu den bei der Ausschreibung bezuschlagten Anbietern entstehen, die aufgrund des aktuellen Vergabealgorithmus (Bezuschlagung auf Basis des Leistungspreises) keinem ausreichenden Wettbewerb beim Arbeitspreis ausgesetzt sind und es somit zu entsprechend hohen Arbeitspreisen kommt. Unter Berücksichtigung der Erfahrungen bei der Minutenreserve kann in einem zweiten Schritt auch ein entsprechender Arbeitsmarkt bei der Sekundärregelleistung implementiert werden.

Darüber hinaus arbeitet TenneT aktuell an einer Weiterentwicklung des Regelleistungsmarktes. Ein Beispiel wären Änderungen im Bereich des Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus, um Bilanzkreisverantwortlichen effektivere Anreize zu geben, ausgeglichen zu sein (Umstellung des Preisbildungsmechanismus auf das sogenannte marginal pricing). Ein weiterer Ansatz wäre die Unterstützung durch die Bilanzkreisverantwortlichen in Zeiten hoher Ungleichgewichte der Systembilanz. Voraussetzung hierfür wäre eine erhöhte Transparenz für Bilanzkreisverantwortliche bis zur Echtzeit.

*Welche Möglichkeiten bestehen, um Eigenerzeugung und Strommarkt besser aufeinander abzustimmen?*

Beim Thema Eigenerzeugung existieren verschiedene Regelungen, die ein systemdienliches Verhalten konterkarieren.

So sorgen z.B. die Regelungen für Bandlasten bei der industriellen Eigenversorgung dafür, dass die Anlagen zur betriebswirtschaftlichen Optimierung so eingesetzt werden, dass die Netzentgelte minimiert werden (7000 Vollbenutzungsstunden). Dies kann aber regelmäßig ein netz- und marktdienliches Verhalten verhindern.

Im Bereich der Eigenversorgung mit Erneuerbaren zeichnet sich darüber hinaus ein Trend zur betriebswirtschaftlichen Optimierung der Einzelanlage und damit zur Optimierung aus dem „Solidarsystem“ bei gleichzeitiger Rückversicherung durch Beibehaltung des Netzanschlusses ab. Das Setzen von Anreizen zur „Entsolidarisierung“ bei der Tragung der Kosten der Energiewende ist zu vermeiden.

Insgesamt müssen damit die Regelungen von Netzentgelten, Umlagen, etc. so angepasst werden, dass u.a. die Eigenerzeugungsanlagen von privaten Haushalten sich nur dadurch optimieren können, dass sie sich auch unter den veränderten Rahmenbedingungen der Energiewende netz- und systemdienlich verhalten (zu prüfen wären beispielsweise bezugsleistungsabhängige Netzentgelte bei Eigenverbrauchsspeichern oder dynamische Leistungsentgelte in Abhängigkeit der Netzlast).

*2. Das Weißbuch zum Strommarktdesign sieht vor, besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität zu öffnen. Zudem hat die BNetzA im März 2016 eine Diskussion zu einheitlichen und fairen Regeln für Aggregatoren bei der Erbringung von Regelleistung initiiert. Welche Ansätze zur Flexibilisierung der Nachfrage sollten dabei und darüber hinaus verfolgt werden? Insbesondere, wie könnten einzelne Preisbestandteile sinnvoll weiterentwickelt werden?*

Die Erarbeitung einer Branchenlösung zum Aggregatorenmodell ist ein wichtiger *erster* Schritt in die richtige Richtung. Neben der Ausgestaltung der Regelungen für Aggregatoren zur Erbringung von Regelenergie sollten ferner Modelle zur Vermarktung von Flexibilitäten grundsätzlich weiterentwickelt werden. Ziel sollte sein, dass ein Aggregator eine Flexibilität an verschiedenen Märkten – je nach marktlicher Situation – vermarkten und einsetzen kann.

Hinsichtlich weiterer Ansätze insbesondere zur Flexibilisierung der Nachfrage sind aus unserer Sicht neue bzw. modifizierte Preismodelle unabdingbar, um den zukünftigen Herausforderungen gerecht zu werden: Insbesondere statische Preiselemente (wie z.B. EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, Stromsteuer) stellen für das Heben von nachfrageseitigem Flexibilitätspotenzial ein erhebliches Markthindernis dar. Mit Blick auf die EEG-Umlage wäre beispielsweise zu überlegen, ob eine Umlage auf jede „kWh“ noch zeitgemäß ist oder langfristig durch einen Fixpreis (Grund- bzw. Leistungspreis) ersetzt werden könnte. Um entsprechend der Kundengröße eine sachgerechte Umlage zu erheben, müsste hier eine Clusterung der Netzkunden vorgenommen werden, damit der Haushaltskunde nicht den gleichen Fixpreis wie ein großer Industriekunde zahlt. Die geänderte Umlageform pro Kunde (differenziert nach Kundengröße) hätte zur Folge, dass der Kunde pro Zeiteinheit einen festen Preis für die Umlage zahlt, aber eben nicht jede „kWh“ belastet wird. So würde der Markt nicht durch einen Eingriff über ein Umlagensystem verzerrt und die Erschließung von Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite wäre volkswirtschaftlich effizient ermöglicht. Im Vergleich zur dynamischen EEG-Umlage wäre die hier diskutierte Ausgestaltung für alle Marktteilnehmer bedeutend risikoärmer, da diese nicht an den Börsenpreis gekoppelt ist. Gleichzeitig sind aber auch potenziell negative Auswirkungen kritisch zu evaluieren. Ein entsprechend modifiziertes Preismodell für Umlagen könnte z.B. in den vom BMWi initiierten SINTEG-Projekten getestet werden.

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

*1. 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?*

Die enge Verzahnung der europäischen Energiemärkte ist für ein Gesamtsystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien unabdingbar. Die bereits weitreichend eingeführte Marktkopplung der vortäglichen („day-ahead“) Märkte hat zur Stabilität der Energiemärkte erheblich beigetragen und sollte nun um die noch fehlenden Länder (insb. Osteuropa) ergänzt werden.

Gleichzeitig gilt es aber auch die kurzfristigen Märkte (Intraday- und Balancing-Märkte) miteinander zu koppeln. Diese Kopplung ermöglicht den flexiblen Austausch in Zeiten eines hohen Angebotes bzw. einer hohen Nachfrage. Die Übertragungsnetzbetreiber in Europa arbeiten aktuell mit Hochdruck an der Einführung dieser Kopplungen, sind jedoch auf die Unterstützung der Regulatoren und Ministerien angewiesen, um die Zielvorgaben zeitnah zu erfüllen.

Darüber hinaus kann eine „Integration der Strommärkte“ auch in einer anderen und gänzlich neuen Perspektive interpretiert werden. Im Rahmen der Weiterentwicklung der Kurzfristmärkte und -mechanismen (im Besonderen Intraday-Markt, Engpassmanagement und/oder Regelenergie) arbeiten wir zu Zeit an Konzepten, ob langfristig durch eine Integration von einzelnen Segmenten Effizienzpotenziale gehoben werden können. Diese Verbindung der einzelnen Marktsegmente soll zur Konzentration der Liquidität und somit zur effizienteren Nutzung der vorhandenen Erzeugungs- und Nachfragerstrukturen führen.

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

Im derzeitigen Systemdesign wird das Potenzial inhärent existenter Flexibilität insbesondere von kleineren Akteuren nicht genutzt. Zunächst muss fairerweise konstatiert werden, dass angesichts derzeitiger Marktpreise nur geringe Anreize für Flexibilitätsanbieter vorliegen und vor diesem Hintergrund schlichtweg ein negativer Business Case das Anbieten von Flexibilitäten verhindern kann. Andererseits kann argumentiert werden, dass auch Markteintrittshürden, wie beispielsweise (Handels-) Gebühren oder Mindestgrößen Gründe darstellen, dass theoretisch vorhandene Flexibilitäten nicht vermarktet werden. Weiterhin bestehen für Bilanzkreisverantwortliche keine Anreize das Flexibilität in ihrem Portfolio anderweitig vermarktet wird. In diesem Zusammenhang verfolgt die Energy Trading Platform Amsterdam (ETPA) einen innovativen Ansatz, bei dem sich auch TenneT engagiert. Auf Basis von sogenannter „single-sided nomination“ und niedrigen Eintrittsbarrieren wird ein Viertelstunden-Intraday Handel angeboten, um kleineren Akteuren das Handeln mit Flexibilitäten zu ermöglichen.

Weiterhin stellt die Ko-existenz von unterschiedlichen Balancing-Regimen ein großes Hemmnis dar. Im Rahmen des EXPLORE Projektes arbeiten wir an Konzepten um eine Harmonisierung in diesem Bereich weiter voranzutreiben (siehe auch Trend 4 Leitfrage 3).

Darüber hinaus sei auch auf Diskussionen im Pentalateralen Energieforum verwiesen, in dem sich eine Arbeitsgruppe explizit mit dem Thema grenzüberschreitende Flexibilität und der Weiterentwicklung der Kurzfristmärkte und -mechanismen befasst.

*3. 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?*

Diverse regionale Initiativen, unterstützt von Übertragungsnetzbetreibern wie TenneT, haben in den vergangenen Jahren dazu beigetragen, dass europäische Strommärkte zusammengewachsen sind und die ÜNB gemeinsam den Systembetrieb und grenzüberschreitenden Handel koordinieren. Diese erfolgreichen Modelle haben sich dann auf weitere Länder ausgeweitet. Deshalb ist es auch in Zukunft richtig, weitere Integrationsschritte auch regional zu ermöglichen. Wichtig ist dabei vor allem, die zum Teil sich deutlich unterscheidenden nationalen Gesetze und Regulierungen sowohl für die Netzplanung als auch den Netzbetrieb und für die damit zusammenhängende Finanzfragen zu harmonisieren, um den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, noch besser zusammen zu arbeiten.

Die europäischen ÜNB haben bereits ein Memorandum of Understanding unterzeichnet, in dem sie sich auf freiwilliger Basis verpflichten, dass die Dienstleistungen von Regional Security Coordinators (wie TSCNet) in den nächsten Jahren geographisch und inhaltlich weiter ausgedehnt werden. Weitere gesetzliche Verpflichtungen für die ÜNB bedürfen dringend einer geeigneten parallel verlaufenden Harmonisierung der nationalen Vorgaben. Dazu gehören auch Regeln zur Entscheidungsfindung zwischen Regulierungsbehörden und Mitgliedsstaaten auf europäischer und regionaler Ebene, die helfen Blockaden zu vermeiden. Die doppelte Mehrheit bei all-TSO Entscheidungen, wie sie in der EU-Richtlinie 1222/2015 (CACM GL) vorgesehen ist, kann hier als gutes Beispiel dienen. Andernfalls ist die Wahrscheinlichkeit groß, dass weitere Bemühungen und (Selbst-) Verpflichtungen der ÜNB mangels Harmonisierung der nationalen Regelungen ins Leere laufen. Zur Unterstützung der europäischen Prozesse sei an dieser Stelle auf Initiativen wie das Pentalaterale Energieforum auf regionaler Ebene verwiesen, die hier einen wichtigen Beitrag liefern.

Derzeit ist die fehlende Akzeptanz für neue Stromleitungen das größte Hindernis für das Zusammenwachsen der europäischen Strommärkte und die europäische Energiewende. Akzeptanz für Neubauprojekte entsteht heute vor allem durch Überzeugungsarbeit nah bei den Bürgern und die Einbeziehung von Betroffenen in die Planung. Es ist zu befürchten, dass die Pläne der EU-Kommission, die Verantwortung für Netzbetrieb und Netzplanung mittel- bis langfristig an supra-nationale Independent System Operators (ISOs) zu übertragen, schwerwiegende Akzeptanz-Probleme verursachen werden und damit die Ziele des Energiebinnenmarkts in weite Ferne rücken werden.

Gleichzeitig muss auch für die Akzeptanz der Netzausbauvorhaben in den Nachbarstaaten Deutschlands geworben werden. Aktuell verzeichnen wir aufgrund der zahlreichen Ausbauvorhaben Einschränkungen insbesondere im Rahmen der verfügbaren Übertragungskapazitäten zu unseren ausländischen Nachbarn. Diese zeitlich limitierten Einschränkungen sind auf den Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur in Deutschland zurückzuführen und für ein (europäisches) Gesamtsystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien unvermeidbar.

Die Überlegungen der EU-Kommission, schon im nächsten Schritt wichtige Aufgaben des Netzbetriebs an supra-nationale Regional Operational Centres (ROCs) zu übertragen und dabei insbesondere auch die Übergabe von Entscheidungsbefugnissen anzustreben, bringen bereits kurzfristig die Gefahr mit sich, die Verantwortung für die Systemsicherheit zu verwässern. Die Bundesregierung würde dabei wichtige Fähigkeiten verlieren, die Interessen der deutschen Stromkunden und -zahler zu verteidigen, Akzeptanzfragen erfolgreich anzugehen und die Energiewende wie geplant fortzusetzen.

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

*1. In den letzten Jahren wurden neue Berechnungsverfahren entwickelt, die bei der Bewertung von Versorgungssicherheit insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs berücksichtigen (u. a. Consentec, r2b [2015]), regionaler Versorgungssicherheitsbericht 2015 im Auftrag des Pentalateralen Energieforums). An welchen Stellen sollten diese Berechnungsverfahren ergänzt bzw. weiterentwickelt werden? Insbesondere: Welche Indikatoren und Schwellenwerte für Versorgungssicherheit sind sinnvoll?*

In den o. g. Studien wurde im Wesentlichen die Versorgungssicherheit am Strommarkt (Generation Adequacy) untersucht, die Transportmöglichkeiten des Netzes (Transmission Adequacy) wurden dagegen nur rudimentär oder gar nicht abgebildet. Je größer die betrachteten Gebiete sind – und das Ziel wäre die Betrachtung von Deutschland und seinen Nachbarn – desto wichtiger wird aber der Aspekt der Transmission Adequacy. Daher ist die Weiterentwicklung der Berechnungsverfahren in diese Richtung unerlässlich. Bei der Bestimmung der Generation Adequacy geht der Trend zu komplexen Verfahren, die u. a. probabilistische Methoden und Marktsimulationen verwenden. Hierbei sollte ein sinnvolles Aufwand-Nutzen-Verhältnis angestrebt werden, da möglichst einfache Herangehensweisen einerseits den Vorteil der Transparenz bzw. Interpretierbarkeit der Ergebnisse hinsichtlich des erwünschten Sicherheitsniveaus bieten und andererseits eine höhere Kompatibilität mit kurzfristigen, betrieblichen Adequacy-Prozessen ermöglichen.

*2. 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)?*

Sinnvoll wäre eine europäisch einheitliche Definition sowie auch einer Interpretation dieser Definition. Ein Monitoring auf Basis unterschiedlicher Interpretationen ist wenig sinnvoll. Ein gemeinsames Verständnis wäre leichter und schneller zu erreichen, wenn möglichst einfache und transparente Verfahren zum Einsatz kommen (siehe Frage 1). Grundsätzlich lassen sich einheitliche Kriterien nur dann einführen und sinnvoll anwenden, wenn es zwischen den Ländern keine zu starken Abweichungen bei der gesetzlichen Verankerung von Versorgungssicherheit gibt.

Institutionell sollte ein solches Monitoring unbedingt bei ENTSO-E verankert werden, wo die größte Erfahrung zu Adequacy-Analysen vorhanden ist, bei der



Datenbereitstellung Synergien mit anderen (Berichts-)Prozessen existieren und außerdem alle europäischen ÜNB vertreten sind.

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

Die Frage kann – je nach Interpretation des Begriffs „Reserven“ – in zweierlei Richtungen beantwortet werden.

Im Kontext der Regelleistung ist International Grid Control Cooperation (IGCC) ein praktisches Beispiel wie eine gegenläufige Aktivierung von Regelenergie zwischen ÜNB verhindert werden kann. Weiterhin unterstützen die ÜNB einander im Rahmen des sogenannten „reserve sharing“ in Zeiten hoher Knappheit (z.B. ungeplante Kraftwerksausfälle). In naher Zukunft ist auch eine regionale gemeinsame Aktivierung von Regelleistung vorstellbar, um Kosten zu senken und den Wettbewerb zu erhöhen. Darüber hinaus wäre sogar eine grenzüberschreitende Dimensionierung von Reserven denkbar. Zur europäischen Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes werden innerhalb des EXPLORE<sup>3</sup> Projektes entsprechende Zielmodelle und das Balancing Design definiert.

Daneben ist die grenzüberschreitende Öffnung von (nationalen) Kapazitätsmärkten und –mechanismen – wie zum Beispiel von strategischen Reserven – eine bislang offene Fragestellung, wobei hier zwischen keiner, einer indirekten und einer direkten Beteiligung differenziert werden kann. Eine indirekte Beteiligung stellt aus unserer Sicht eine „no-regret“ Maßnahme dar, weil diese Variante verhältnismäßig einfach zu implementieren ist und eine systematische Überdimensionierung von rein nationalen Mechanismen verhindert. Im Falle von strategischen Reserven, wie der zukünftigen deutschen Kapazitätsreserve, gilt es zu beachten, dass die Reserve außerhalb des Marktes implementiert wird und im Abruffall sichergestellt werden muss, dass ein physikalischer Beitrag im jeweiligen Gebiet tatsächlich erbracht wird. Eine direkte Beteiligung scheint u.a. vor diesem Hintergrund in der Praxis nicht pragmatisch. Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass eine Reservierung von Interkonnektorkapazität eine verzerrende, negative Wirkung auf den Markt als Folge hätte und daher abzulehnen ist.

TenneT engagiert sich zurzeit gemeinsam mit weiteren europäischen ÜNB im Studienprojekt „Cross-border participation in system adequacy mechanisms“ im Rahmen des Pentilateralen Energieforum, um dieses Thema umfänglich zu untersuchen.

---

<sup>3</sup> Initiative von ÜNB aus Deutschland, Österreich, Niederlande und Belgien.

## **Trend 6: Sektorkopplung: Heizungen, Autos und Industrie nutzen immer mehr erneuerbaren Strom statt fossiler Brennstoffe**

*1. Wie können wir die Wettbewerbsbedingungen für erneuerbaren Strom in Wärme und Verkehr verbessern und Strom eine faire Chance gegenüber Brennstoffen in Verkehr und Wärme geben? Wie kann eine sinnvolle Kostenanlastung für erneuerbaren Strom in den anderen Sektoren erreicht werden?*

Sektorkopplung kann einen erheblichen Beitrag zur Bereitstellung der benötigten Flexibilitäten im Netz leisten, um Lastspitzen aus der volatilen EE-Einspeisung aufzunehmen. Damit könnten mögliche Engpässe im Netz vermieden werden, die Kosten für Einspeisemanagement reduziert werden und in Summe auch die Netze sicherer betrieben sowie auch notwendiger Netzausbaubedarf reduziert werden. Die Nutzung der Sektorkopplung ist einerseits von preisgünstigen Technologien zur Energieumwandlung abhängig und darüber hinaus auch vom regulatorischen Rahmen. Insbesondere die Höhe der Umlagen und Entgelte werden einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit bei der Umsetzung der Sektorkopplung haben. Hier gilt es intelligente Preismodelle zu finden, die nicht zur Bevorteilung einzelner Kundengruppen und auf der anderen Seite zur Belastung anderer Kundengruppen führen.

*2. Wie erleichtern wir Lastzuschaltung bei niedrigen Strompreisen?*

Lastzuschaltung bei negativen Strompreisen ist marktseitig zu begrüßen. Netzseitig sind jedoch diverse Implikationen zu erwarten. Insbesondere können umfangreiche zusätzliche Lasten abseits der gerade verfügbaren Erzeugungsanlagen neue Engpässe im Übertragungs- und Verteilnetz hervorrufen. Besonders herausfordernd kann es dabei werden, wenn Flexibilitäten zwar helfen bestimmte Engpässe zu beheben, gleichzeitig aber andere Engpässe verstärken. Der Einsatz zuschaltbarer Lasten setzt daher insbesondere bei verbleibenden bzw. neu entstehenden Engpässen im Stromnetz umfangreiche Abstimmungsprozesse aller Beteiligten bzw. intelligente Mechanismen und transparente Plattformen voraus, die die Marktannahme der „Kupferplatte“ mit den real existierenden Netzrestriktionen in Einklang bringen. Wie heute schon im Netzbetrieb üblich, müssten auch für neu hinzukommende Lastzuschaltungen jeweils die Auswirkungen auf die Belastung der einzelnen Netzelemente detailliert berechnet und simuliert werden, bevor die Lasten tatsächlich zugeschaltet werden können. Daher sollte bei Bedarf möglichst zeitnah mit der Entwicklung von Prozessen begonnen werden, die die Lastzuschaltung unter Berücksichtigung der tatsächlichen Netzsituation koordinieren.

Weiterhin muss sichergestellt werden, dass bestehende Vorgaben wie die Zahlung von Leistungsentgelten für Großverbraucher und damit die Verhinderung von Lasterhöhungen unabhängig vom aktuellen Netz- und Systemzustand zukünftige Technologien (wie beispielsweise Power to Heat – P2H) in ihrer Entwicklung nicht behindern.

Wie unter Trend 1 beschrieben, führen statische Preiselemente pro „kWh“ dazu, dass Preissignale „verzerrt“ bei Marktteilnehmern ankommen. Es gilt diese Hemmnisse zu beseitigen. Im Rahmen der Schaufensterprojekte (SINTEG) gibt es eine Vielzahl von Ideen, wie entsprechende Anreize gesetzt werden könnten. Ziel hierbei sollte es aber sein, dass keine Anreize zu Lasten anderer Kundengruppen gesetzt werden. Im Rahmen



der Experimentierklausel sollten diese Ideen auf ihre Realisierbarkeit getestet bzw. weiterentwickelt werden.

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

*1. 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?*

Die Realisierung aller gesetzlich verankerten Netzausbauvorhaben bis zur Mitte des nächsten Jahrzehnts erfordert von allen beteiligten Akteuren ein hohes Maß an Unterstützung aller relevanten Interessensgruppen, Engagement und Disziplin. Grundlegende Voraussetzung für eine zügige Durchführung der Genehmigungsverfahren ist eine ausreichende personelle Ausstattung sowohl auf Seiten der Vorhabenträger als auch auf Seiten der Genehmigungsbehörden von Bund (BNetzA) und Ländern.

Die Genehmigungsverfahren für die Netzausbauvorhaben müssen ebenso zügig wie mit der gebotenen Sorgfalt durchgeführt werden. TenneT wird als Vorhabenträger den frühzeitigen, fortlaufenden und transparenten Dialog mit allen lokal betroffenen Bürgern, politischen Amtsträgern und weiteren Stakeholdern führen.

Mit Blick auf die HGÜ-Vorhaben können folgende verfahrensstraffende Schritte auch ohne eine gesetzliche Anpassung des NABEG im Verfahren gehoben werden:

- Stringente und abgeschichtete („ebenengerechte“) Antragsprüfung in den einzelnen Verfahrensschritten des NABEG,
- Verständigung Bund und Länder auf Hinweise und Leitlinien zu Kompensationsregeln & Entschädigungsgrundsätzen
- Vermeidung von Doppelprüfungen durch „Verschlankung“ der PFV
- Einhaltung abgestimmter Terminpläne
- Frühzeitige Verständigung über Prüfungsumfang und -tiefe, systematische Nutzung der gesetzlichen Vereinfachungsmöglichkeiten in Verfahren

*2. Inwieweit kann über die beschlossenen Netzausbauvorhaben hinaus umfangreicher weiterer Netzausbau gesellschaftlich akzeptiert und realisiert werden? Was wären Alternativen hierzu?*

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen wäre es unerlässlich, dass bei weiter voranschreitender Energiewende Netzausbauvorhaben im AC- wie im DC-Bereich erforderlich werden, die weit über die Projekte hinausgehen, die aktuell im EnLAG und BBPIG verankert sind. Es wird eine gesellschaftspolitische Debatte auf breiter Ebene (bis hin zur Kommunalebene) darüber zu führen sein, ob und inwieweit dies akzeptiert ist. Die Erdverkabelung von DC-Vorhaben sowie die Möglichkeit zur Teilerdverkabelung von AC-Vorhaben – entsprechende Erfahrungen mit den Pilotprojekten vorausgesetzt – können akzeptanzsteigernd wirken, erhöhen aber die volkswirtschaftlichen Kosten und z.T. auch die technischen Risiken erheblich. Insofern wird zu diskutieren sein, ob Anpassungen im Erzeugungsmix erneuerbarer Energien oder weitere technische

Optionen Möglichkeiten bieten, den über das EnLAG und BBPIG zukünftig notwendig werdenden Netzausbau maßgeblich zu reduzieren.

### **Trend 10: Die Systemstabilität bleibt bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gewährleistet**

*1. 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?*

Der bis 2030 erwartete immer geringere Anteil an konventioneller Einspeisung und die deutliche Zunahme dargebotsabhängiger Erzeuger erfordern eine vollständige Integration der Erneuerbaren in die bestehenden Marktbedingungen und deren zunehmenden Beitrag zur Systemstabilität. Hierzu ist gerade auch für das Engpassmanagement die Gesamtoptimierung von Maßnahmen mit konventionellen und erneuerbaren Erzeugern notwendig, die gleichberechtigt auf Basis der Effizienz eingesetzt werden können. Für einen auch zukünftig sicheren und stabilen Netz- und Systembetrieb müssen die Erneuerbaren noch besser und systematischer als bisher in die betrieblich/operativen Regelprozesse integriert werden. Dies betrifft einerseits die Prozesse der Netzsicherheitsvorschau (Betriebsplanung) sowie andererseits die Prozesse zur Gewährleistung der operativen Netz- und Systemsicherheit (Online-Betrieb). Dabei sind gleichzeitig auch die Schnittstellen zwischen der Übertragungs- und Verteilnetzebene anforderungs- bzw. bedarfsgerecht weiterzuentwickeln. Bezüglich der Netzsicherheitsvorschauprozesse werden zukünftig insbesondere verlässliche EE-Einspeiseprognosen und -daten mit geografischem bzw. netztopologischem Bezug benötigt.

Durch den stetigen Rückgang des Anteils konventioneller Anlagen, die heute noch einen großen Beitrag zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit leisten, können sich zukünftig weitere technische und prozessuale Anforderungen (bspw. Momentanreserve, Spannungshaltung), Einsatzmöglichkeiten oder auch zusätzliche Systemdienstleistungsmärkte ergeben. Dies sollte auch durch die Anpassung der entsprechenden Netzanschlussregeln und Bilanzierungsregeln unterstützt werden. Der Trend hin zu immer kleineren und zunehmend verteilten Anlagen hat zudem zwangsläufig die Erweiterung des Informationsaustausches zwischen den Netzbetreibern und Anlagenbetreibern für die Wahrung der Systemsicherheit zur Folge. Hierbei sind geeignete Lösungen unter Beachtung der Rollen- und Zuständigkeiten sowie der notwendigen Integrität, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit zu wählen.

Die effiziente Nutzung von Flexibilitäten mit räumlichen Bezug und entsprechender physikalischer Wirkung wird ein zentrales Instrument für den sicheren Netzbetrieb auf allen Spannungsebenen darstellen. Diese Flexibilitäten sollten für den Netzbetrieb universell und effizient zur Abdeckung des Systembilanzbedarfs und für den Einsatz im Netzengpassmanagement verfügbar sein. Um für den letztgenannten Punkt die geeignete Wirkung für Netzbetreiber erzielen zu können, sind für Flexibilitäten regionale Komponenten (Informationen zum Standort und der Erbringung) für die notwendige physikalische Wirkung essentiell. Gleichzeitig sprechen wir uns gegen eine Einführung lokaler Märkte aus. Unserer Erwartung nach sind diese Märkte nicht ausreichend liquide, steigern die Komplexität des bestehenden Marktgefüges und

können ggf. negative Rückwirkungen auf bereits bestehende Märkte haben. Sofern einem lokalen Handel eine höhere Priorität ggü. überregionalen Handel zugesprochen wird, werden nicht (immer) Erzeugungseinheiten mit den geringsten Grenzkosten zum Einsatz kommen und die Potenziale des europäischen Binnenmarktes werden nicht gehoben.

Für die Bereitstellung der Flexibilitäten sollte die Technologieoffenheit für Erzeuger, Verbraucher und insbesondere auch Speicher unter Wahrung einer koordinierten Planung unter Einbindung aller Netzbetreiber mit ausreichendem zeitlichem Vorlauf gewährleistet sein.

Zusätzlich zu den vorgenannten Maßnahmen mit eher nationalem Charakter sollte die Systemsicherheit durch Ausweitung von Kooperationen mit internationalen Partnern weiter gestärkt werden.

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

Der Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber, um die Systemstabilität auch in Zukunft gewährleisten zu können, wird sich im Falle einer weiteren Verzögerung der Netzausbauprojekte stark erhöhen. Die Kosten für Netzeingriffe (Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve) die bereits im Jahr 2015 deutschlandweit bei 1 Mrd. Euro lagen, werden mittelfristig stark ansteigen. Erste Prognosen gehen von 4 Mrd. € Kosten p.a. in 2023 im Falle eines weiter verzögerten Netzausbau aus, die von den Netzkunden zu tragen wären.

Grundsätzlich sind die unter Leitfrage 1 genannten Maßnahmen ein wichtiger Hebel, um diesem Szenario adäquat begegnen zu können. Für Sondersituationen könnte ggf. zusätzlich die Möglichkeit einer präventiven „Deckelung“ der Vermarktung in engpassbehafteten Regionen von Vorteil sein, um die resultierende Einspeisung mit den (technisch) möglichen Grenzen zu synchronisieren und somit die Höhe der korrigierenden Eingriffe durch Netzbetreiber zu reduzieren.

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

Die Berücksichtigung der gesetzlich fixierten Vorrangregelung von erneuerbaren Energien führt häufig zu einem nicht effizienten Netzengpassmanagement. Die Integration von Erneuerbaren Energien in die Prozesse für konventionelle Anlagen (Redispatch-Prozess) unter Berücksichtigung eines Effizienzkriteriums (z.B. Kostenoptimum) würde dies beheben. Eine weitere Anpassung wäre die Verpflichtung aller Netzbetreiber, an einer koordinierten Optimierung aller Maßnahmen zur Bewirtschaftung des Netzengpasses hinsichtlich der Effektivität (Optimum der Gesamtkosten und der physikalischen Wirksamkeit) teilzunehmen.

Darüber hinaus könnten im System bestehende Flexibilitäten effizienter genutzt werden, wenn die prozessuale Trennung zwischen dem Einsatz von Regelleistung und dem Netzengpassmanagement aufgehoben wird.

## **Trend 11: Die Netzfinanzierung erfolgt fair und systemdienlich**

*1. Wie kann die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden, um die Kosten für Bau und Betrieb der Netze fair und transparent unter den Netznutzern zu verteilen?*

TenneT befürwortet eine gleichmäßige und transparente Verteilung der Kosten der Energiewende auf alle Netznutzer in Deutschland.

Während der Gesetzgeber für einige Kostenpositionen (z.B. Kosten für Offshore-Netzanbindungen) der ÜNB bereits eine gleichmäßige Belastung aller Netznutzer in Deutschland vorgesehen hat, werden die Kosten für den Netzausbau an Land und die Eingriffe in das Einspeiseverhalten von Erzeugungsanlagen (z.B. Redispatch, Einspeisemanagement, Netzreserve) ungleich über die Netznutzer verteilt. Diese Kosten, die den überwiegenden Teil der Netzentgelte ausmachen, sind Folge nationalpolitischer Entscheidungen und von den Netznutzern / ÜNB nicht beeinflussbar.

Die Energiewende mit all Ihren Facetten ist eine gesamtdeutsche Aufgabe. Die Kosten für den Bau und Betrieb der Netze werden jedoch aktuell nicht gleichmäßig auf die Netznutzer in Deutschland verteilt. Es ist zu erwarten, dass die Netzentgelte der ÜNB aufgrund der ungleichen Belastungen weiter divergieren. Da alle Netzkunden in Deutschland vom Netzausbau und den Netzstabilisierungsmaßnahmen in gleichem Maße profitieren, würden einheitliche Netzentgelte im Übertragungsnetz für eine gleichmäßigere Kostenverteilung sorgen.

*2. Welche Rolle spielt die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems bei der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik? Welche Wechselwirkungen bestehen zwischen der Finanzierung der Netze und der Sektorkopplung?*

Die Anreize zur Kosteneffizienz sind in der bestehenden Netzentgeltsystematik enthalten. So entfalten die in der Anreizregulierung vorgesehenen Elemente der Kostenprüfung und des Effizienzvergleichs ihre volle Wirkung auf die Netzbetreiber.

*3. Wie können energiewirtschaftlich sinnvolle Flexibilitätspotenziale von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern optimal gehoben werden? Was bedeutet das für die weitere Entwicklung der Netzentgelte? Wie können Anreize für einen stabilen Betrieb der Stromnetze gesetzt werden und anhand welcher Kriterien sind Maßnahmen zur Flexibilisierung von Last und Erzeugung aus Netzsicht sinnvoll zu bewerten?*

Die Diskussion um die Flexibilisierung von Last und Erzeugung ist sehr häufig auf eine Maximierung der EE-Einspeisung ausgerichtet, also die Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten mit einem hohen Stromdargebot aus erneuerbaren Energien. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dies nicht mit einer Optimierung der Auslastung des Stromnetzes gleichzusetzen ist. Eine Flexibilisierung im o.g. Sinne kann also sogar zu einer Erhöhung der Belastung des Stromnetzes – und damit zu zusätzlichem Netzausbau – führen. Eine Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch im Sinne einer optimalen Auslastung des Stromnetzes – und einer Minimierung des Ausbaubedarfs – müsste dagegen eher auf eine Vermeidung von Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen ausgerichtet sein.

## **Trend 12: Die Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung**

*1. Das im Bundestag beschlossene „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ist ein wichtiger Schritt zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor. Welche weiteren regulatorischen Weichenstellungen sind notwendig?*

Derzeit befinden sich die geplanten Prozessfestlegungen der BNetzA für das sogenannte Interimsmodell im Zeitraum 2017 bis 2019 in der Konsultation.

Weiterhin bereiten alle Stakeholder derzeit die aus ihrer Sicht notwendigen Leitplanken für die regulatorischen Festlegungen zum Zielmodell ab 2020 vor. Diese sollen zwischen den Verbänden und der BNetzA bis Ende des Jahres diskutiert werden.

*2. Die Digitalisierung ist eine große Chance für die Energiewende. Zugleich ist die Entwicklung – gerade aufgrund der hohen Dynamik – schwer vorhersehbar, da sie in hohem Maße durch neue Anwendungen bei den Endkunden getrieben und durch Technologiesprünge geprägt ist. Wie kann der Rahmen gestaltet werden, dass einerseits durch verlässliche Standards Planbarkeit geschaffen wird, andererseits die Digitalisierung die notwendigen Freiräume erhält, um die Kernziele der Energiewende zu erreichen?*

Gerade für uns als ÜNB, in dessen Netz eine Vielzahl von Verteilnetzen tätig sind und der mit sehr vielen Marktakteuren im Kontakt steht, ist Standardisierung in Form einheitlicher Prozesse und Datenformate sehr wichtig. Visibilität und Steuerbarkeit von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten werden für den Übertragungsnetzbetreiber immer wichtiger. Somit müssen Informationen teilweise auch in Real-Time vorliegen.

Ein Hebel für Standardisierung ist, unterliegende Infrastrukturen so zentral wie möglich und regionale Differenzierung nur dort, wo nötig, umzusetzen. Dann kann sich der Wettbewerb im Bereich neuer digitaler Lösungen für Marktakteure und Endkunden auf diesen standardisierten, zentralen Plattformen entwickeln, die dem Markt diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt werden.

*3. Die Digitalisierung im Energiebereich ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Inwieweit ist die Digitalisierung der Energiewirtschaft (Erzeugung, Übertragung, Verbrauch) Teil der öffentlichen Infrastruktur und welche Rolle haben die Marktakteure in diesem Prozess? Mit der Digitalisierung werden in zunehmendem Maße Akteure auf den Plan treten, die sich vorrangig mit der Erfassung und Verarbeitung von Daten befassen. Zeichnen sich neue Geschäftsmodelle ab und was bedeutet das für die Struktur der Energiewirtschaft?*

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft vollzieht sich in den unterschiedlichsten Bereichen und auf verschiedenen Ebenen. Für TenneT als ÜNB sind diejenigen Elemente der Digitalisierung relevant, die uns dabei helfen, den technisch-kommerziellen Betrieb des Übertragungsnetzes zu optimieren und weiterhin sicher zu betreiben. Zu diesem Zwecke sind wir in einer Vielzahl von Innovationsprojekten aktiv, in denen wir Lösungen für die aktuellen Herausforderungen im Netz entwickeln – von neuer Sensorik (z.B. Wetter- oder Netzdaten) über ausfallsichere Kommunikationsinfrastrukturen und Big-Data-fähige IT-Architekturen bis zu innovativen IT-Applikationen für einen sicheren und kosteneffizienten Netzbetrieb und Asset Management.

Die entstehende Daten-Infrastruktur wird damit zu einem integrierten Teil des öffentlichen Strom-Übertragungsnetzes. Als ÜNB sehen wir uns in der Rolle, diese Infrastruktur zu entwickeln, aufzubauen und zu betreiben, um sie dann den Marktakteuren diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Von besonderer Bedeutung ist dabei natürlich auch das Thema IT- und Datensicherheit sowie die Berücksichtigung der Datenhoheit der Kunden und Bürger in Deutschland.

Eine wichtige Rolle spielen für uns auch Kooperationen mit Unternehmen aus anderen Branchen. Hervorzuheben ist hier bspw. die Automobilwirtschaft. Wir gehen davon aus, dass die Elektromobilität über kurz oder lang ein systemrelevantes Ausmaß annimmt, so dass sich auch der ÜNB mit den resultierenden Auswirkungen auf und Flexibilitäten für das Netz auseinandersetzen muss.

In diesem Zusammenhang arbeiten wir neben etablierten Dienstleistern auch mit neuen Akteuren (Startups) zusammen, die netzspezifische Kompetenzen und Applikationen im Bereich der Analyse großer Datenmengen entwickelt haben. Bei diesen Akteuren handelt es sich um innovative Partner und Dienstleister des ÜNB – einen strukturellen Eingriff in unser Geschäft erwarten wir hier allerdings nicht.

Für eine nähere Erläuterung der genannten Aspekte steht TenneT gerne zur Verfügung.

Bayreuth, den 28. Oktober 2016