



# GEMEINSAME STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM GRÜNBUCH EIN STROMMARKT FÜR DIE ENERGIEWENDE

FASSUNG VOM 13.02.2015

Wir begrüßen den vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) angestoßenen Prozess zur Weiterentwicklung des Marktdesigns. **Wir unterstützen im Grundsatz die im Grünbuch enthaltenen Feststellungen und Weiterentwicklungskonzepte.** Die dargestellten Herausforderungen und Lösungsvorschläge möchten wir hiermit um einige wichtige netztechnische Aspekte aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ergänzen. Im Folgenden finden Sie eine Übersicht über die Kernpunkte:

## 1. Herausforderungen im Übertragungsnetz

Die **Berücksichtigung der sich zunehmend verändernden Erzeugungsstruktur** stellt eine der wesentlichen, zukünftigen Herausforderungen dar. Auch wenn sich die aktuelle Diskussion der Notwendigkeit eines Kapazitätsmarkts auf die Sicherstellung von Versorgungssicherheit fokussiert, kann diese Diskussion – insbesondere mit Blick auf die unmittelbar folgenden Jahre – nicht völlig losgelöst von den physikalischen Gegebenheiten des Netzes erfolgen. Vor diesem Hintergrund erläutern wir Anforderungen an eine weiterentwickelte Netz- bzw. Kapazitätsreserve sowie ggf. an einen Kapazitätsmarkt in Folgepunkt 2 näher. Davon unabhängig stellt der **Netzausbau** das wesentliche und vorrangige Instrument zur Integration der sich ändernden Stromerzeugung und Stromnachfrage dar. Dieser Aspekt wird im Grünbuch zutreffend dargestellt.

Da der Netzausbau naturgemäß der sich ändernden Erzeugungsstruktur nur mit einem gewissen Zeitverzug folgen kann, können temporäre Netzengpässe entstehen. Zur Beseitigung dieser benötigen die ÜNB aktuell und auch in den nächsten Jahren der Systemumstellung eine gesicherte ausreichend große Redispatchleistung in Gegenrichtung. Die bestehenden Regelungen zur Netzreserve sind daher abhängig von der Diskussion um Kapazitätsmärkte weiter zu entwickeln.

## 2. Kapazitätsmechanismen

Die ÜNB begrüßen die **Absicherung des EOM 2.0 durch Vorhaltung zusätzlicher Kraftwerksleistung außerhalb des EOM.** Zwei Ansätze zur Vorhaltung sind dabei aus Sicht der ÜNB möglich:

- **Kombinierte Netz- und Kapazitätsreserve**

Bei der Einführung einer kombinierten Netz- und Kapazitätsreserve dürfte unstrittig sein, dass diese regionale Vorgaben zur Kapazitätsallokation beinhalten muss. Unsere bisherige Erfahrung aus der Beschaffung und dem Einsatz von Netzreserveleistung führt uns zu der Schlussfolgerung, **dass eine regionalisierte Kapazitätsreserve ähnlich zur heutigen Netzreserve gestaltet werden müsste.** Für die Abdeckung der regionalisierten Erfordernisse

der Systemsicherheit erscheint eine **Weiterentwicklung der bestehenden Netzreserve** daher sinnvoller als die Einführung eines gänzlich neuen Instrumentes.

- **Separate Netz- und Kapazitätsreserve**

Bei einer parallelen Vorhaltung von zwei verschiedenen Reserven sollte sichergestellt werden, **dass alle in Reserven gebundenen Kraftwerke für alle Anwendungszwecke** (insb. Systembilanz und Netzengpässe) **gleichermaßen genutzt werden können**. **Die Dimensionierung der Netzreserve sollte vorrangig erfolgen**. Bei der Dimensionierung der Kapazitätsreserve sollte die bereits in der Netzreserve gebundene Kraftwerksleistung berücksichtigt werden. Es ist davon auszugehen, dass die Netzreserve in den nächsten Jahren die Kapazitätsreserve zunächst überwiegt.

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes wäre ein wesentlicher Eingriff in den Strommarkt und sollte daher, wenn überhaupt, nur nach zuvor ausgiebiger Prüfung erfolgen. Die **Inanspruchnahme der Netz- und gegebenenfalls der Kapazitätsreserve für mittel- bis langfristige Engpass- bzw. Systembilanzprobleme ist ein sinnvoller Indikator** dafür, ob weitergehende Eingriffe in den Markt notwendig sind (Größe der Reserve und Einsatzhäufigkeit).

### 3. **Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte inkl. Stärkung der Bilanzkreisverantwortung**

Die geplante **Stärkung der Bilanzkreisverantwortung halten wir für notwendig**. Die Ausgleichsenergiekosten bilden einen zentralen Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen, eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz der den Bilanzkreisen zugeordneten Einspeisungen und Entnahmen herzustellen. Eine deutliche Stärkung der monetären Anreize aus dem Ausgleichsenergiepreis-System, insbesondere in Zeiten starker Systemungleichgewichte, sehen wir dabei als essentiell an.

Auch die **Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen unter Einbeziehung der EE-Anlagen ist sinnvoll**. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten derzeit Konzepte, den Regelleistungsmarkt für Erneuerbare Energien zu öffnen und damit Must-Run Restriktionen auf der Seite der konventionellen Erzeugung abzubauen. Hierbei sollte jedoch bedacht werden, dass auch weiterhin gesicherte Leistung notwendig ist, welche in Zeiten geringer EE-Einspeisung Systemdienstleistungen bereitstellen kann.

Die geforderte **Verschiebung des Handelsschlusses näher an den Lieferzeitpunkt** bietet Vorteile mit Blick auf die Prognosegüte. Die derzeit für die ÜNB zur Systemanalyse und zur Aktivierung von Gegenmaßnahmen verbleibende Zeit von **15 Minuten zwischen innerdeutschem Handelsschluss und physikalischer Erfüllung** kann jedoch auf absehbare Zeit ohne Einbußen bei der Systemsicherheit nicht weiter reduziert werden.

#### 4. Beibehaltung der einheitlichen Preiszone

Es ist zu begrüßen, dass die **Beibehaltung der einheitlichen Preiszone** und eine stärkere europäische Kooperation angestrebt werden. Dies trägt in Kombination mit dem Netzausbau zu einer effizienten Umsetzung der Energiewende bei.

#### 5. Sicherer Netzbetrieb

Zur Verbesserung der Prozesse der Systemführung müssen den Übertragungsnetzbetreibern die dafür notwendigen **Daten über Einspeisung und Verbrauch in den unterlagerten Netzebenen** zur Verfügung gestellt werden.

Mit Bezug auf das in den Studien unterstellte Potenzial der **Verfügbarkeit von Netzersatzanlagen für Redispatch** ist eine vertiefende Prüfung der technischen, operativen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit notwendig. Ebenso ist die Wirksamkeit von Netzersatzanlagen für den Redispatch noch detaillierter zu untersuchen, da diese Anlagen in der Regel im Verteilnetz angeschlossen sind und somit nur eine mittelbare Wirkung auf das Übertragungsnetz vorliegen wird.

Die **geplante Regelung zur Spitzenkappung von EE-Strom wird ebenfalls unterstützt**. Aus Systemsicherheitsgründen muss eine freie Entscheidung für den Netzbetreiber, welche Anlagen in welcher Reihenfolge abgeregelt werden, gewährleistet sein. Daher sollte wie vorgeschlagen unbedingt **die vollständige Entschädigung beibehalten werden**.

#### 6. Netzentgelte

Die **geplante Prüfung der Netzentgeltsystematik und staatlicher Entgelte** hinsichtlich bestehender Fehlanreize, die vor allem eine flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern beeinträchtigen, **wird unterstützt**. Insbesondere erscheint zur Weiterentwicklung der derzeitigen Netzentgeltsystematik die **Orientierung an der Netzanschlusskapazität** vorteilhaft.

#### 7. Internationale Kooperation

Die **Intensivierung der europäischen Zusammenarbeit wird begrüßt**. Über verschiedene Marktprojekte sind die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute aktiv an der Entwicklung des europäischen Binnenmarkts beteiligt. Diese Aktivitäten führen wir im Sinne der im Grünbuch enthaltenen Darstellungen fort.

Um einen Beitrag ausländischer Kapazitäten zur nationalen Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist ein **gewisser Grad an Koordination nationaler Kapazitätsmechanismen notwendig**. Bei grenzübergreifendem Austausch gesicherter Leistung sollten die ÜNB der beteiligten Länder daher stets eng in die Koordination des Austauschs mit einbezogen werden. Die entsprechenden Initiativen des BMWi, wie etwa im Rahmen des pentalateralen Energieforums, begrüßen wir ausdrücklich.



### Ergänzung der Kernpunkte:

Im Folgenden führen wir die oben dargestellten Kernpunkte weiter aus.

## **1. Herausforderungen im Übertragungsnetz**

Wesentliche Herausforderungen im Kontext der Energiewende werden in Kapitel 2 des Grünbuchs treffend zusammengefasst. Als eine der wichtigsten Herausforderungen sind jedoch aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die zunehmenden Entfernungen zwischen Erzeugung und Last zu ergänzen. Diese sind auf steigende Windeinspeisungen im Norden Deutschlands und die schrittweise Absenkung von Erzeugungskapazitäten im Süden, insbesondere durch den Kernenergieausstieg, aber auch durch die Stilllegung konventioneller Kraftwerksblöcke, zurückzuführen. Daraus erwachsen Handlungsmaßnahmen und Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb, die durch geeignete Maßnahmen adressiert werden müssen:

- Zur Hebung von Ausgleichseffekten von Last und EE ist der Ausbau des Transportnetzes neben einer dezentralen Erzeugung erforderlich. **Für das Erreichen der EE-Ziele ist der zügige Ausbau der Transportnetze zwingend notwendig.**
- Bei der Ausgestaltung der Netz- bzw. Kapazitätsreserve muss **eine regionale Zuordnung** erfolgen - die Reserve wird insbesondere im Süden Deutschlands benötigt.

Wir befürworten vor diesem Hintergrund die Ausführungen im Grünbuch zur Bedeutung eines effizient ausgebauten Stromnetzes, das den überregionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sicherstellt. Nur bei einem ausreichend ausgebautem Netz können die Versorgungssicherheit auch regional gewährleistet, Flexibilitäten deutschlandweit genutzt und die kostengünstigsten Stromerzeugungsmöglichkeiten zur Nachfragedeckung eingesetzt werden.

Wie im Grünbuch formuliert, ist es hierbei auch aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber nicht sinnvoll, den Netzausbau so zu dimensionieren, dass auch die „letzte kWh“ Windstrom transportiert werden kann. Im Kontext der im Grünbuch erwähnten EE-Spitzenkappung wird darauf hingewiesen, dass anstelle einer pauschalen Spitzenkappung eine Kappung der EE-Erzeugung unter Berücksichtigung der Netzauslastung stattfinden muss. Nichtsdestotrotz ist die Implementierung eines solchen Konzeptes nicht trivial und bedarf weiterer Untersuchungen. Vor allem erscheint die Anwendung dieses Konzeptes auf Verteilnetzebene sinnvoll. Die Effekte auf das Übertragungsnetz werden als deutlich geringer eingeschätzt. Um dies zu bewerten, werden im NEP 2015 die Auswirkungen einer EE-Spitzenkappung im Verteil- und Übertragungsnetz auf den geplanten Netzausbau untersucht.

## **2. Kapazitätsmechanismen**

### **Verwendete Definitionen**

Dieser Stellungnahme liegt folgendes Verständnis der beiden **Begriffe Kapazitätsreserve** und **Netzreserve** zugrunde, welches zum Teil von dem im Grünbuch zugrunde gelegten Verständnis abweichen könnte.

## Netzreserve

Unter der Netzreserve verstehen wir die aktuell gemäß EnWG/ResKV beschaffte Reserve. Die Dimensionierung und Beschaffung orientiert sich derzeit am Bedarf zur Behebung von Netzengpässen. Der Einsatz kann allerdings neben Redispatch auch zur Systembilanzstützung erfolgen. Zur Absicherung des EOM durch Netzreserve ist eine Verordnungsermächtigung im EnWG bereits ebenso enthalten wie die Möglichkeit neue Kapazitäten auszuschreiben.

## Kapazitätsreserve

Die Dimensionierung der Kapazitätsreserve erfolgt so, dass eine nicht erfolgte Markträumung bzw. Marktenge (je nach konkreter Ausgestaltung) ausgeglichen wird. Der Einsatz der Kapazitätsreserve orientiert sich primär an Marktpreissignalen und dient zur Sicherstellung einer Markträumung im EOM.

## Abgrenzung der beiden Reserven

Die **Kapazitätsreserve** soll in Abgrenzung zur Netzreserve vollständig marktbasiert beschafft werden. Aufgrund der physikalisch bedingten Heterogenität<sup>1</sup> der **Netzreserve** ist die Standardisierbarkeit eines entsprechenden Produkts zur marktbasieren Beschaffung nicht möglich. Zudem ist das für die Netzreserve potentielle Teilnehmerfeld unter Berücksichtigung der netztechnischen Restriktionen (Vorhaltung nur an netztechnisch geeigneten Standorten) per Definition stark begrenzt.

Aus unserer Sicht hat die Beschaffung einer Netzreserve Priorität. Nach Dimensionierung der Netzreserve kann zusätzliche Leistung in Form einer Kapazitätsreserve beschafft werden. Zu untersuchen ist zudem, wie eine – aus Sicht der ÜNB zwingende – Beschaffung der Netzreserve gleichsam eine Kapazitätsreserve bereitstellen kann. Die Übertragungsnetzbetreiber stehen dieser vorgesehenen Kapazitätsreserve offen gegenüber. Die Kapazitätsreserve dient hierbei richtigerweise als Absicherung für den EOM 2.0 bzw. adressiert auch die in einem Kapazitätsmarkt weiterhin bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Versorgungssituation.

Zusätzlich zur Kapazitätsreserve ist eine Netzreserve bis zum vollständigen Netzausbau zwingend notwendig. Auch langfristig bietet die Netzreserve den ÜNB ein Steuerungsinstrument, um Risiken zu beherrschen. Hierzu zählen Aspekte, die derzeit nicht im Netzentwicklungsplan abgebildet werden, wie z.B. verzögerter Netzausbau, Engpässe in der Primärenergieversorgung (wie im Gastransport oder zugefrorene Flüsse), Prognoseabweichungen zwischen heutigen Szenarien des NEPs und der späteren Realität, etc.. Eine Koordination von Netz- und Kapazitätsreserve sollte so ausgestaltet sein, dass netztechnische Anforderungen erfüllt werden und gleichzeitig Rückwirkungen auf den Markt minimiert werden. Unabhängig von der Frage, ob zwei verschiedene Reserven oder eine kombinierte Reserve vorgehalten werden, sollte die Ausgestaltung der Instrumente folgende Anforderungen berücksichtigen:

- **Regionalisierung:** Reservekapazitäten (Kraftwerke, Lasten) sollten an netztechnisch sinnvollen Standorten zur Unterstützung der Systemsicherheit verfügbar sein. Aus Sicht der Systemführung sind Engpassprobleme vorrangig vor Systembilanzproblemen zu beheben, da kaskadierende

---

<sup>1</sup> Die bestehenden Verträge zur Netzreserve und Regelungen im Rahmen des Stilllegungsverbots sind sehr stark auf die technischen und rechtlichen Randbedingungen und die spezifischen Kosten der jeweiligen Anlagen ausgerichtet, die einer kurzfristigen Standardisierung entgegenstehen.

Leitungsausfälle und Verletzungen des Spannungsniveaus in der Regel eine höhere Gefahr für die Versorgungssicherheit darstellen als eine Unterdeckung der Systembilanz, die im Ausnahmefall auch vom europäischen Verbund getragen werden könnte.

- **Möglichst geringe Marktbeeinflussung/-rückwirkung:** Eine Aktivierung der Reserven erfolgt ausschließlich bei fehlendem Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt oder zur Sicherstellung der Systemsicherheit.
- **Ausreichende Vorlaufzeit bei der Beschaffung,** um ggf. einen Neubau von Erzeugungsanlagen zu ermöglichen.
- **Neue Anlagen und Lastmanagement** sollten die Flexibilitätsanforderungen der ÜNB erfüllen und u.a. mit einem Vorlauf von wenigen Stunden aktivierbar sein.

Für eine abschließende Bewertung einer zusätzlichen Kapazitätsreserve sind die genauen Details der Ausgestaltung weiter zu diskutieren.

### ÜNB-Anforderungen an einen Kapazitätsmarkt

Grundsätzlich sollte nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber das Marktumfeld genau analysiert werden, bevor eine Grundsatzentscheidung für oder gegen einen Kapazitätsmarkt getroffen wird. Die mögliche Einführung eines Kapazitätsmarktes würde einen tiefgreifenden regulatorischen Eingriff darstellen, der sorgsam bedacht werden sollte und nur schwer reversibel ist. Bezüglich einer späteren, genaueren Ausgestaltung eines möglichen Kapazitätsmarkts (zentral, dezentral, marktweit, fokussiert) plädieren die Übertragungsnetzbetreiber für eine offene Bewertung der Konzepte, wobei insbesondere folgende Anforderungen erfüllt werden sollten:

- **Monitoring:** Das Erreichen des politisch gesetzten Versorgungssicherheitsziels muss durch eine zentrale Instanz kontrolliert werden (z.B. LOLE 3 h/a).
- **Präqualifikation:** Die Bezahlung für Leistung sollte an eine technische Überprüfung der Anlage gekoppelt sein, um Risiken aus rein finanziellen Konzepten zu vermeiden. Die Anlagen sollten zudem technische Mindestanforderungen (Flexibilität, Fernsteuerung, Messung, Zählung etc.) erfüllen, welche es noch zu definieren gilt.
- **Kooperation mit Nachbarstaaten bei Kapazitätsmechanismen:** Eine explizite Teilnahme von Kraftwerken oder Verbrauchern in benachbarten Märkten ist ohne Harmonisierung der grenzüberschreitenden Aspekte aus unserer Sicht nicht sinnvoll. Der Austausch gesicherter Leistung zwischen zwei Ländern sollte aus unserer Sicht stets über eine starke Involvierung der beteiligten ÜNB erfolgen, da nur in einem koordinierten Vorgehen ein wirksamer Beitrag zur Versorgungssicherheit gewährleistet wird.
- **Regionalisierung:** Zur effizienten Kraftwerksallokation sind regionale Elemente zu diskutieren.

### 3. Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte inkl. Stärkung der Bilanzkreisverantwortung

Die angestrebte Weiterentwicklung der Spot- und Regelleistungsmärkte ist grundsätzlich positiv zu bewerten. Generell ist eine ganzheitliche Betrachtung der Märkte (Strommärkte, Regelleistungsmarkt, Ausgleichsenergiepreis-System, ggf. Kapazitätsmarkt) notwendig, da sich Änderungen immer auf alle Bereiche auswirken und im Zweifel Verwerfungen und Fehlanreize verursachen.

Folgende Punkte sollten ergänzend berücksichtigt werden:

- Die Spotmärkte (Day-ahead und Intraday) sollten europaweit auch **grenzüberschreitend einen Handel von Viertelstundenprodukten** ermöglichen. Die **Abrechnung von Bilanzabweichungen sollte einheitlich diesem Zeitraster folgen**. Nur so können die Flexibilitätsanforderungen Erneuerbarer Energien optimal auf den Kraftwerkspark in Europa verteilt und Zusatzkosten für die Bereitstellung unterstündlicher Gradienten innerhalb eines kleineren Marktgebietes vermieden werden.
- Das aktuelle Ausgleichsenergiepreissystem bietet nur unzureichende finanzielle Anreize zum Bilanzausgleich, insbesondere in Extremsituationen. Die im Grünbuch vorgeschlagenen Maßnahmen (Verkürzung von Produktlänge und Vorlaufzeiten für Sekundärregelung und Minutenreserveleistung) könnten diese Anreize durch fallende Arbeitspreise noch weiter reduzieren. Zur Anreizstärkung schlagen die ÜNB daher eine **Einpreisung der Vorhaltungskosten von Regelleistung in die Ausgleichsenergiepreise** sowie den **Wechsel auf eine Preisbildung unter Berücksichtigung der Grenzkosten der Regelarbeit** vor.
- Kraftwerksbetreiber sollten Anreize zu einer kontinuierlichen Fahrweise erhalten, um **Frequenzsprünge aufgrund von Viertel- und Stundenprodukten zu vermeiden**.
- Die Verschiebung des Handelsschlusses näher an den Lieferzeitpunkt ist mit Blick auf die Prognosegüte vorteilhaft. Jedoch kann die derzeit für die ÜNB zur Systemanalyse und zur Aktivierung von Gegenmaßnahmen verbleibende Zeit von 15 Minuten zwischen innerdeutschem Handelsschluss und physikalischer Erfüllung auf absehbare Zeit ohne Einbußen bei der Systemsicherheit nicht weiter reduziert werden.
- Die Produktlängen und Vorlaufzeiten für Regelleistungsprodukte sind in anderen europäischen Ländern überwiegend länger bzw. deutlich länger, so dass eine weitere Verkürzung in Deutschland, insbesondere bei Sekundärregelung, eine europäische Harmonisierung erschweren kann.

#### Mindesterzeugung und Kosten der Regelleistung senken

Der im Grünbuch herausgestellten Bedeutung von Flexibilitäten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit stimmen wir zu. Bei der Integration günstiger, kurzfristig verfügbarer Flexibilitätsoptionen (z.B. aus Windkraftanlagen) muss aber berücksichtigt werden, dass auch für windschwache Zeiten Regelleistung benötigt wird und keine Verwerfungen am Regelleistungsmarkt entstehen sollen.

#### 4. Beibehaltung der einheitlichen Preiszone

Der Aussage, dass Netzausbau den Erhalt einer einheitlichen Preiszone in Deutschland unterstützt, stimmen wir vollumfänglich zu. Nur durch Netzausbau werden strukturelle Engpässe langfristig effizient und kostengünstig behoben. Durch die fluktuierenden Einspeisungen verändern sich die Transportaufgaben im Netz sehr dynamisch - eine statische Auftrennung des Marktgebiets führt daher gegenüber der Netzverstärkung bzw. dem Netzausbau oder bedarfsgerechtem Redispatch zu höheren Kosten aufgrund eines ineffizienteren Kraftwerkseinsatzes.

#### 5. Sicherer Netzbetrieb

**Die Ausführungen zum sicheren Netzbetrieb begrüßen wir und stimmen mit Ausnahme des Potenzials von Netzersatzanlagen für Redispatchzwecke vollständig zu.**

Die im Grünbuch vorgeschlagene Verwendung bestehender Netzersatzanlagen mit Steuerungstechnik (z.B. Notstromdiesel 12-1600 kW) ist für einen häufigen Redispatcheinsatz zu überprüfen. Selbst die großen Aggregate weisen maximal eine Leistung von ca. 1,5 MW auf und sind nicht für häufige An- und Abfahrvorgänge ausgelegt (Brennstoffbevorratung, maximale Laufzeiten für Notstromaggregate). Demnach müssten viele einzelne Netzersatzanlagen mit einer gemeinsamen netztechnischen Wirksamkeit auf das Übertragungsnetz angesteuert werden, was Fehlerpotential birgt und viel Aufwand verursacht.<sup>2</sup>

#### 6. Netzentgelte

Die Prüfung der Netzentgeltsystematik und staatlicher Entgelte im Hinblick auf bestehende Fehlanreize ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber positiv zu bewerten. Insbesondere sind dabei Entgeltbestandteile, welche einer flexiblen Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern entgegenwirken, zu analysieren. So hemmt bspw. die derzeitige Ausgestaltung von § 19 Abs. 2 S. 1 und 2 (atypische und stromintensive Netznutzung) die Bereitstellung von Lastmanagementpotential. Einige Netzkunden verfügen jedoch über das dazu erforderliche energiewirtschaftliche Know-How und könnten dieses Potential operativ bereitstellen. Die im Grünbuch beschriebene Orientierung der Netzentgeltsystematik an der Netzanschlusskapazität erscheint hier als geeignete Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Bei einer Ausrichtung an der Dimensionierung des Netzanschlusses könnten Verbraucher bei einer kurzfristigen Erhöhung ihrer Nachfrage (bspw. durch Lastverschiebung) weniger in die Gefahr laufen, signifikant höhere Netzentgelte zahlen zu müssen. Dies wiederum würde den Anreiz der Kunden erhöhen, unabhängig von ihrem individuellen Maximalleistungsbezug flexibel auf Preissignale zu reagieren. Da durch die beschriebene Weiterentwicklung bestehende Flexibilisierungshemmnisse abgebaut und gleichzeitig die Flexibilisierung der Nachfrage gestärkt werden könnte, ist eine solche Regelung zu begrüßen.

---

<sup>2</sup> Das gilt nicht im gleichen Sinne für die Spitzenlastdeckung. So nehmen viele Netzersatzanlagen schon am Markt für positive Regelleistung teil.





Generell sollte eine etwaige Dynamisierung der EEG-Umlage vor einer Entscheidung über eine Einführung intensiv geprüft und mit den betroffenen Akteuren (u.a. ÜNB, EVU, VNB) diskutiert werden. Insbesondere sind die Auswirkungen bei den am Wälzungsmechanismus beteiligten Akteuren bezüglich der Umsetzung sowie die Auswirkungen auf den nationalen und internationalen Strommarkt detailliert zu untersuchen.

## **7. Zusammenarbeit mit Nachbarländern**

### **Europäische Koordination intensivieren**

Wir unterstützen die Aussagen des Grünbuchs zur stärkeren Koordination europäischer Strommärkte uneingeschränkt. Als ÜNB sind wir über unsere Marktprojekte u.a. in CWE, CEE und NWE aktiv in die europäische Marktentwicklung eingebunden.

Wie im Grünbuch gefordert, sehen auch die ÜNB die Notwendigkeit der Koordination der nationalen Kapazitätsmärkte in Europa. Ein übereinstimmendes Verständnis von Versorgungssicherheit ist hierbei zentral. Insbesondere bei der Kopplung nationaler Kapazitätsmärkte bedarf es intensiver weiterführender Diskussionen. Allein der Umstand, dass Nachbarländer ähnliche Modelle etabliert haben, macht deren Kopplung nicht zwangsläufig einfacher. Eine explizite Teilnahme von Kraftwerken oder Verbrauchern in benachbarten Märkten ist ohne einen gewissen Grad an Koordination der Kapazitätsmechanismen aus unserer Sicht nicht sinnvoll. Um Versorgungssicherheit auch bei grenzübergreifendem Austausch gesicherter Leistung sicherzustellen, sollten die beteiligten Länder die betroffenen ÜNB eng in die Koordination des Austauschs einbeziehen.

Bei einer Analyse der Wechselwirkungen unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen sind insbesondere Extremszenarien (z.B. ein möglicher Import im Starklastfall) zu bewerten. Des Weiteren sind verschiedene Optionen einer Koordination (explizit, implizit) benachbarter Märkte zu bewerten. Die genaue Systematik wird aktuell im Rahmen des PLEF in Zusammenarbeit mit den ÜNB und mit Unterstützung des BMWi näher untersucht.

### **Versorgungssicherheit im europäischen Kontext stärken**

Im Grünbuch werden 60 GW Überkapazität in dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet unter die Nebenbedingung ausreichender Transportkapazitäten gestellt. So wird explizit darauf hingewiesen, dass eine alleinige Betrachtung dieser „überschüssigen“ Kapazitäten unzureichend ist, da diese nur im Umfang der verfügbaren Übertragungskapazitäten genutzt werden können. Die genaue Interpretation der von ENTSO-E veröffentlichten Zahlen wäre noch vertiefend zu überprüfen und hängt von der jeweils zu untersuchenden Fragestellung ab. Gleiches gilt für die im Grünbuch aus den nationalen Leistungsbilanzberichten zitierte verbleibende Leistung von 10 GW.

Um belastbare Aussagen bezüglich der letztendlich in der Preiszone DE/AT verfügbaren Überkapazitäten im relevanten Marktgebiet treffen zu können, sind demzufolge weiterführende Analysen unter Betrachtung des Auslands (wie bspw. im Rahmen der Arbeiten des PLEF erfolgt oder bei ENTSO-E geplant) sowie eine dynamische Modellierung des Gesamtsystems bei gleichzeitiger Berücksichtigung von die Systemsicherheit gefährdenden Extremsituationen (z.B. hohe Last bei niedriger EE-Einspeisung) notwendig. Die pauschale Aussage, dass Überkapazitäten abgebaut werden müssen, greift zu kurz.