

Stellungnahme

zur konsultativen Mitteilung

**„Launching the public consultation process
on a new energy market design“**

sowie zum Konsultationspapier

**“ On risk preparedness in the area of security
of electricity supply”**

der Europäischen Kommission

Berlin, 7.10.2015

A. „Launching the public consultation process on a new energy market design“

1 Vision der Europäischen Kommission

Der BDEW teilt die Vision der EU-Kommission von einer Energiewelt, die gleichermaßen von zentralen und dezentralen Strukturen geprägt sein wird. Das Marktdesign muss so ausgestaltet sein, dass entsprechende Veränderungsprozesse stattfinden können.

Dem BDEW ist jedoch wichtig, dass solche Veränderungsprozesse marktgetrieben auf einem level playing field stattfinden und nicht etwa von der Politik vorweggenommen und erzwungen werden. Zugleich legt der BDEW größten Wert darauf, dass das Marktdesign Versorgungssicherheit ebenso wie die Einhaltung des vom Europäischen Rat vom Oktober 2014 vorgezeichneten Dekarbonisierungspfades der EU gewährleistet. Hierzu sollte über alle Marktsegmente hinweg ein grenzüberschreitender Wettbewerb stattfinden – Investitionssignale eingeschlossen.

Ungeachtet des Begriffs Energiemarktdesign im Titel der Konsultation, beschränkt sich die EU-Kommission inhaltlich auf Aussagen zum Strommarkt. Der BDEW fordert die EU-Kommission auf, Ihre Überlegungen explizit auch auf den Gasmarkt auszuweiten. Im Interesse der Unternehmen wie auch der Verbraucher benötigt auch der Gasmarkt langfristig sichere marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Das in Verbindung mit der fundamentalen Transformation des europäischen Energiesystems angekündigte Redesign des europäischen Elektrizitätsmarktes kann bei Investoren Befürchtungen wecken. Die fundamentale Änderung bisheriger Marktprinzipien oder –regeln würde sich auf die Rentabilität vergangener wie zukünftiger Investitionen auswirken. Für Investitionssicherheit erforderlich ist bei den wesentlichen Marktprinzipien und –regeln Kontinuität. Eine durchdachte Weiterentwicklung hat dem Rechnung zu tragen.

Ferner scheint die EU-Kommission zu unterscheiden zwischen Änderungen des regulatorischen Rahmens einerseits und „Interventionen wie Kapazitätsmechanismen“ andererseits. Objektiv gesehen handelt es sich in beiden Fällen um Markteingriffe, und es ist nicht transparent, nach welchen Kriterien die EU-Kommission Markteingriffe in gute und schlechte einteilt. Um dies am Beispiel Kapazitätsmechanismus zu erläutern: Seine Befürworter halten ihn für eine effektive regulatorische Ergänzung des Energy-only-Marktes, weil andernfalls eine Kapazitätslücke drohe.

2 DELIVERING THE NEW ELECTRICITY MARKET FOR THE EUROPEAN UNION

⇒ Grundsatzbemerkungen

Der BDEW bestärkt die EU-Kommission darin, den Preissignalen und ihrer freien Bildung die zentrale Steuerungsfunktion im Markt zuzubilligen. Dies gilt auch gerade für Knappheitspreise. Sie beeinflussen die langfristige Entscheidungen (Investitionen) wie kurzfristige Entscheidungen (flexibles Verhalten) der Marktteilnehmer. Regulierte Endkundenpreise müssen europaweit abgeschafft werden.

Wie schon in seiner Stellungnahme zur Konsultation „*Delivering a New Deal for Energy Consumers*“ geäußert, begrüßt der BDEW die Sichtweise der EU-Kommission, den Kunden stärker in den Focus des sich rapide wandelnden Energiemarktes zu stellen. Der BDEW geht davon aus, dass sich im Endkundenenergiemarkt mit steigender Volatilität der Erzeugung ein Paradigmenwechsel von nachfrageorientierter Erzeugung zu erzeugungsorientierter Nachfrage vollzieht. Dies bedeutet eine Veränderung des Kundenverhaltens und der Kundenanforderungen sowie neue Kundengruppen (smarte Kunden, Digitalisierung, Selbstverbraucher, Flexibilitätsanforderer, E-Mobil etc.). Für die Unternehmen im Endkundenmarkt vollzieht sich damit ein Wandel vom Commodity-Geschäft hin zum System- und Flexibilitätsanbieter, verbunden mit hohen Anforderungen an komplexe Marktkommunikation, Datenmanagement, komplexeres Bilanzierungsmanagement sowie vor allem die Übernahme zentraler Aufgaben im Energiesystem als Flexibilitätsmanager für die Kunden.

Im Zuge des Ausbaus der Nutzung Erneuerbaren Energien müssen deren Marktintegration und eine Steigerung der Kosteneffizienz ihrer Förderung in den Vordergrund rücken. Auktionsverfahren bei ausreichend vorhandenem Wettbewerb und bei entsprechender Ausgestaltung sind grundsätzlich geeignet, eine hohe Kosteneffizienz bei der Förderung der Erneuerbaren Energien zu erreichen.

Der BDEW stimmt zu, dass der Bedarf an Flexibilität bei fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren Energien zunehmen wird. Der ökonomische Wert von Flexibilität ergibt sich wie bei allen Gütern aus Nachfrage und Angebot. Ist der Wert niedrig, ist Flexibilität ausreichend vorhanden. Dies ist aktuell der Fall. Hier gibt es für den Endkundenmarkt weder regulatorische Eingriffe wie Preisobergrenzen, Preisregulierung, verzerrende Besteuerung oder andere Staatsinterventionen, deren Beseitigung zu stärkeren Anreizen für Demand Response führen könnte. Vor diesem Hintergrund häufig geforderten Subventionen oder sonstigen Interventionen zugunsten (bestimmter) Flexibilitätsoptionen sollte die EU-Kommission unbedingt widerstehen. Sie sollte sich darauf beschränken, vorhandene Hindernisse oder Diskriminierungen auszuräumen.

Der BDEW erkennt an, dass der Zuschnitt von Preiszonen regelmäßig, wie in der Leitlinie CACM vorgegeben, zu überprüfen ist. Die Überprüfung muss dabei auch die Auswirkungen auf die Markteffizienz berücksichtigen. Die Anpassung von Preiszonen hat weitreichende Auswirkungen, und stellt keine Alternative zum dringend benötigten Netzausbau dar. Zudem sollten alle anderen Maßnahmen zur Engpassbewirtschaftung ausreichend Zeit eingeräumt

bekommen, um ihre Wirkung zu entfalten. Die Verlässlichkeit des Zuschnitts der Preiszonen und der damit verbundene Erhalt einer hohen Liquidität und die Einhaltung der Regeln zu ihrer Abänderung für die Marktakteure sind von hoher Bedeutung. Der BDEW kritisiert deshalb, dass ACER faktisch die Aufspaltung der deutsch-österreichischen Preiszone empfohlen hat. Statt voreilig eine solche unverbindliche Empfehlung zu veröffentlichen, hätte ACER, die für das zweite Quartal 2016 erwarteten Ergebnisse der Expertengruppe des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) zum optimalen Zuschnitt der Preiszonen abwarten sollen. Zudem kann ein Aufbrechen der einheitlichen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich dem Ziel eines europäischen Strombinnenmarktes entgegenstehen. In der Abwägung mit netztechnischen Gegebenheiten insb. mit Hinblick auf die veränderte Auslastung der Grenzkuppelstelle, die eine Aufteilung der Preiszone gegebenenfalls als ein technisch adäquates Instrument erscheinen lassen können, ist dies angemessen zu berücksichtigen.

In der Mitteilung fehlt der wichtige Hinweis auf die Interkonnektivitätspotentiale von Strom-, Gas- und Wärmenetzen, d.h. die Substituierbarkeit anderer Produkte durch EE-Strom.

⇒ **Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission**

1) Would prices which reflect actual scarcity (in terms of time and location) be an important ingredient to the future market design? Would this also include the need for prices to reflect scarcity of available transmission capacity?

- Ja. Der Großhandelspreis ist der zentrale Einflussfaktor für Investitionsentscheidungen in Kraftwerke. Dies gilt unabhängig davon, ob dem Energiepreissignal ein zweites Signal in Form eines Preises für Kapazität zur Seite gestellt werden soll oder nicht.

Knappheitspreise müssen sich auch deswegen entfalten können, damit der bestehende Energiemarkt fit für erneuerbare Energien gemacht werden kann. Ohne flexiblere Märkte, sowohl auf der Erzeugungs- wie auf der Verbrauchsseite, können erneuerbare Energien nicht in die Märkte integriert werden, da die Märkte nicht auf große fluktuierende Erzeugungsmengen eingestellt sind.

Allerdings ist die Annahme der Politik gewagt, dass private Investoren Kraftwerke allein in der Erwartung einiger weniger Preispeaks im Jahr bauen. Die Höhe und die Anzahl der Preispeaks ist über 20 Jahre kaum prognostizierbar – dafür ändern sich die Rahmenbedingungen durch Netzausbau, neue Anbieter von Flexibilität und den Zubau von Erneuerbaren Energien zu schnell. Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass der Gesetzgeber zukünftig trotz derzeitigem Commitment zukünftig in das Marktgeschehen eingreifen wird, um Preisspitzen und physische Knappheit zu begrenzen.

Von Strompreisen ausgehende Investitionssignale sind nur eines von vielen Entscheidungskriterien für Stromerzeuger. Der Einfluss von Preissignalen auf Investitionsentscheidungen der Stromerzeuger ist abhängig von verschiedenen Faktoren, z. B. dem

Bedarf an zusätzlicher Anlagenkapazität, der Abhängigkeit der Investoren von Marktpreisen, der Entwicklung der Marktliquidität.

- Engpässe¹ im Netz sollen nicht über dynamische Netznutzungsentgelte an den Endkunden weitergereicht werden, da der Nutzen in keinem Verhältnis zum Aufwand steht. Zudem sind gegenläufige Effekte aus marktbedingten und netzbedingten Preissignalen vorab zu untersuchen.
- Der BDEW lehnt die Einführung nodaler Knappheitssignale entschieden ab. Die auf der Netzseite offengelegte Preisinformation ist nicht zeitstabil und führt zu unvorhersehbaren Marktergebnissen und ist deshalb liquiditäts- und damit wettbewerbsschädlich.

2) Which challenges and opportunities could arise from prices which reflect actual scarcity? How can the challenges be addressed? Could these prices make capacity mechanisms redundant?

- Der Strommarkt basiert auf Prognosen für Erzeugung und Verbrauch. Diese Erwartungen werden dann bis zur tatsächlichen Erfüllung angepasst und setzen die Anreize für die Marktteilnehmer für einen aktiven Handel im Spotmarkt. Zeiten von Knappheit sind in der Vergangenheit immer nur dann ein Problem gewesen, wenn sie durch ein noch nicht bekanntes Ereignis ausgelöst wurden. Gerade Beispiele wie die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015 zeigen, dass heute die mannigfaltigen Reaktionsmöglichkeiten ausreichen, um sogar kurzfristig mögliche signifikante Abweichungen aufzufangen.
- Preisspitzen müssen sich gerade in Phasen extremer Knappheiten frei von staatlichen Eingriffen entfalten können. Nur hierdurch wird ermöglicht, dass die langfristigen Investitionskosten auch zurückverdient werden können. Dies gilt unabhängig davon, ob dem Energiepreissignal ein zweites Signal in Form eines Preises für Kapazität zur Seite gestellt werden soll oder nicht.
- In der Fachwelt besteht inzwischen Konsens, dass ein Mark-up-Verbot die für Investitionen zur Deckung des Spitzenbedarfs notwendigen Knappheitssignale verhindert. Im Ergebnis kann dies zu einem unzureichenden Zubau von Erzeugungskapazität führen.
- Knappheitspreise müssen begleitet werden durch ein sicheres Umfeld für kapitalintensive Langfristinvestitionen. Dies gilt nicht nur für konventionelle Kraftwerke, Netze und Speicher, sondern auch für Erneuerbare Energien sowie Flexibilitäten. Hier enthält das Papier wichtige Hinweise, diese sind allerdings noch viel zu wenig konkretisiert.
- Eine belastbare Prognose für eine Investitionsentscheidung in ein neues Kraftwerk ist extrem schwierig, da sich die Annahmen für die wesentlichen Eingangsparameter wie z.B. der zukünftige Netzausbau, Anzahl der Stunden mit Knappheitspreisen, der Preis für Flexibilität auf der Nachfrageseite, die Kapazitätsentwicklung im konventionellen Sektor

und die Ausbaugeschwindigkeit von erneuerbaren Energien in den nächsten 20 Jahren kaum vorhersehbar sind. Dies wird auch durch die Ergebnisse einer von BDEW und seinem französischen Schwesterverband UFE in Auftrag gegebenen Gutachtens² eindrucksvoll bestätigt.

- Neue Kraftwerke / Netze / Speicher / DSM-Investitionen sind auch in Zukunft nötig, um das heutige Niveau der Versorgungssicherheit in Europa aufrecht zu erhalten. In einem stark schrumpfenden Markt für konventionelle Kraftwerke, aufgrund des starken Anstiegs der Nutzung erneuerbarer Energie und evtl. auch aufgrund erhöhter Energieeffizienz, sind langfristige Investitionen allein basierend auf kurzfristigen Knappheitspreisen fraglich.

3) Progress in aligning the fragmented balancing markets remains slow; should the EU try to accelerate the process, if need be through legal measures?

- Im Rahmen des EU-Binnenmarktes für Strom ist neben der Etablierung grenzüberschreitender Spot- und Terminmärkte auch die Einrichtung eines grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes vorgesehen. Die Regeln für diesen Regelenergiemarkt werden aktuell im Rahmen des Network Codes erstellt.
- Der BDEW begrüßt die Entwicklungen bei der Ausweitung der International Grid Control Cooperation (IGCC), die schon zeigt, dass eine Koordination der ÜNB auch grenzüberschreitend viele Vorteile mit sich bringt.
- Der BDEW vertritt die Auffassung, dass neben der Einführung des grenzüberschreitenden Regelenergiemarkts verstärkt die Harmonisierung des grenzüberschreitenden Intradaymarkts in Angriff genommen werden sollte. Bis auf wenige Ausnahmen, wie zum Beispiel der extrem liquide deutsch-österreichische Markt, haben zudem viele Länder bisher kaum Möglichkeiten geschaffen, die Marktteilnehmer die Möglichkeiten und Anreize für einen selbstständigen Bilanzausgleich bietet.
- Der im europäischen Kontext diskutierte kurzfristige Arbeitsmarkt kann lediglich eine Brücke hin zu einem liquiden Intradaymarkt darstellen. Maßnahmen, die die Liquidität des Intradaymarkts beeinträchtigen, müssen in jedem Fall vermieden werden,

4) What can be done to provide for the smooth implementation of the agreed EU wide intraday platform?

- Bilanzkreisverantwortliche können Abweichungen von ihren Fahrplänen im Intraday-Markt korrigieren. Dies ist in Deutschland heute bis 45 Minuten an der Börse und bis 15 Minuten OTC möglich. Bei der EpexSpot ist die weitere Verkürzung auf 30 Minuten in Planung. Gerade in der letzten Stunde verbessern sich die Wetterprognosen so sehr, dass diese letzte Stunde für den Ausgleich des Gesamtsystems im Intraday-Markt von besonderer Bedeutung ist. Über 200 Marktteilnehmer nutzen diese Mög-

² Artelys, France-Germany Study “Energy transition and capacity mechanisms”, July 2015

lichkeit nicht nur für sich selbst, sondern auch als Dienstleister für solche BKV, für die ein 24/7 Marktzugang zu aufwendig ist.

Der BDEW möchte bei dieser Gelegenheit auf die jüngsten Entwicklungen im Intraday-Markt nach der Einführung der lastflussgestützten Marktkopplung hinweisen. **Sinkende Intraday-Kapazität**

- Auf Basis der ersten Ergebnisse der lastflussgestützten Marktkopplung (FBMC) im Day-ahead-Markt haben wir beobachtet, dass verfügbare Kapazitäten besser genutzt werden können, während die gesamten Importmöglichkeiten im Day-ahead- und im Intraday-Markt in Summe leicht angestiegen sind. Der BDEW begrüßt diesen Meilenstein auf dem Umsetzungspfad für Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement (CACM).
- Wir möchten jedoch betonen, dass die grenzüberschreitende Kapazität für Intraday-Märkte aufgrund der effizienteren Nutzung im Day-ahead Markt erwartungsgemäß zurückgegangen ist. Tatsächlich waren die Niederlande zwischen dem 21. Mai und dem 21. Juni (im ersten Monat des FBMC) 147 Stunden lang im Intraday-Markt isoliert (beide Grenzen zu den Niederlanden waren blockiert). Das war nicht einmal für eine Stunde der Fall zwischen dem 20. April und dem 20. Mai (als die Day-ahead-Marktkopplung noch unter dem ATC-Modell lief).
- Obwohl diese Entwicklung den Erwartungen basierend auf der Theorie und dem zweijährigen Parallelbetrieb entspricht, sind wir davon überzeugt, dass Verbesserungen durchaus möglich sind. Vor allem, wenn wir berücksichtigen, dass es bei Versorgungssicherheit auch darum geht, dass Marktparteien im Falle von unerwarteten Ereignissen nahezu in Echtzeit reagieren können. **Der kürzliche Rückgang von grenzüberschreitender Intraday-Kapazität (oder manchmal fehlender Kapazität) ist ein spezifischer Nachteil der FBMC Einführung.** Die Einführung der lastflussgestützten Marktkopplung auch im Intraday Markt wird hier Abhilfe verschaffen.

Verbesserungsvorschläge

Um diese mögliche Ineffizienz zu vermeiden, schlagen wir vor, nach Lösungen zu suchen um auf Basis aktuellster Informationen den Marktteilnehmern weitere Restkapazität im grenzüberschreitenden Intradaymarkt zur Verfügung zu stellen.

5) Are long-term contracts between generators and consumers required to provide investment certainty for new generation capacity? What barriers, if any, prevent such long-term hedging products from emerging? Is there any role for the public sector in enabling markets for long term contracts?

- Langfristige Lieferverträge werden zumeist nur noch bis 3 Jahre in die Zukunft gehandelt und darüber hinaus war es eine Errungenschaft der Liberalisierung, langfristige Verträge, mit denen Kraftwerke refinanziert werden könnten, abzuschaffen. Diese Vertragsstrukturen gibt es heute nur noch in der regulierten Welt (z.B. EEG).

- Aber auch aus kaufmännischer Sicht, machen langfristige Absicherungen nur dann Sinn, wenn es häufig Preisspitzen oder Phasen mit höheren Preisen gibt. Doch seit der letzten Hochpreisphase im Jahr 2008 mit über 80 €/MWh ist der Großhandelspreis stark rückläufig, nach einem Zwischenhoch bis 60 €/MWh im Jahr 2011 fiel er kontinuierlich bis auf das aktuelle Niveau um 30 €/MWh. Der Markt erscheint heute auf einem sehr niedrigen Niveau äußerst stabil. Damit fehlt seit Jahren der ökonomische Anreiz für eine langfristige Beschaffung. Aufgrund der hohen staatlichen Anteile beim Endkunden-Strompreis, machen auch signifikante Preisbewegungen von z. B. 20 Prozent für den Endpreis kaum einen Unterschied. (4 ct/kWh Großhandelspreis bei 30 ct/kWh Endkundenpreis → 20 Prozent: + 0,8 ct/kWh oder - 0,8 ct/kWh = 30,8 ct/kWh bzw. 29,2 ct/kWh = ca. 2,5 Prozent Unterschied)
- Es gibt aber noch ein weiteres Risiko: Im Rahmen der Novelle der Finanzmarktregulierung MiFID 2 droht derzeit, dass für die Terminbeschaffung eine Finanzdienstleistungslizenz erforderlich sein kann. Damit werden Anreize für eine langfristige Absicherung noch unattraktiver.
- Wo dynamischer Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt existiert, kann von den Vertrieben nur so viel Absicherung erwartet werden, wie sie an den Endkunden verkauft haben – andernfalls riskieren sie es, unwirtschaftlich zu werden. Nach der Liberalisierung wurden Investitionen in konventioneller Erzeugung in Europa ohne Langzeitverträge getätigt. Investoren hatten dagegen Vertrauen, dass der Markt jenseits der Forwardkurve ausreichend Vergütung über die Lebensdauer der Anlage bieten würde. Jedoch wurde dieses Vertrauen anschließend mit regulatorischen Eingriffen untergraben. Es sollte die Rolle des öffentlichen Sektors sein, Sicherheit und Stabilität der Marktregelungen zu gewährleisten.
- Wenn Erzeuger und Verbraucher sich in langfristigen Verträgen engagieren wollen, sollten sie die Freiheit dazu haben.

6) To what extent do you think that the divergence of taxes and charges levied on electricity in different Member States creates distortions in terms of directing investments efficiently or hamper the free flow of energy?

Steuern und Abgaben können immer dann zu Wettbewerbsverzerrungen führen, wenn sich dadurch unterschiedliche Kosten der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs incl. aller Ausnahmeregelungen in den Mitgliedsstaaten ergeben.

Da Steuern und Abgaben regelmäßig erst nach dem Großhandelsmarkt aufgeschlagen werden, ist nicht von signifikanten Effekten auf die Investitionsentscheidungen auszugehen. Die Merit Order der Kraftwerke ist heute, wenn noch nicht eine europäische, doch zumindest eine regionale Merit Order. In einigen Ländern werden Steuern und Abgaben auf die Erzeugung oder Speicherung erhoben. Hierdurch werden die Investitionsentscheidungen für Kraftwerke bzw. Speicher verzerrt.

7) What needs to be done to allow investment in renewables to be increasingly driven by market signals?

- Das entscheidende Marktsignal liegt im Energiepreis, der das kurzfristige Verhältnis von Stromangebot und -nachfrage widerspiegelt. Daneben kann ein Preis auch die Verlässlichkeit einer Stromeinspeisung bewerten. Diese Marktsignale beeinflussen Investitionen umso stärker, je größer deren Anteil am Gesamterlös ausfällt. Der gewünschte Effekt tritt also ein, wenn der Anteil garantierter Erlöse sinkt und der Anteil marktabhängiger Erlöse steigt.
- Wichtig ist hierbei die zunehmende Öffnung der Märkte für Erneuerbare Energien durch den Abbau von administrativen Handelshemmnissen, soweit hierdurch anderen Marktteilnehmern keine negativen Auswirkungen aufgrund von wiederum anderen Regelungen entstehen.
- Rückwirkende Eingriffe in den Rechtsrahmen sind auszuschließen,
- Eine Reform des EHS führt darüber hinaus zu einer Stärkung der Investitionssignale für CO₂-arme Technologien, wovon auch erneuerbare Technologien profitieren.

8) Which obstacles, if any, would you see to fully integrating renewable energy generators into the market, including into the balancing and intraday markets, as well as regarding dispatch based on the merit order?

In Deutschland ist für die Übergangszeit der Energiewende über die verpflichtende Direktvermarktung eine weitgehende Marktintegration der Erneuerbaren Energien erfolgt. Mit der gleitenden Marktprämie übernehmen Direktvermarkter Bilanzkreisverantwortung für den in EE-Anlagen erzeugten Strom und vermarkten diesen. Über das Marktpreissignal entstehen Anreize zur optimierten Anlagenauslegung, Verbesserung der Erzeugungsprognosen und bedarfsgerechten Erzeugung. Dazu gehört auch ein Anreiz zur Abregelung von Strom in Stunden mit stark negativen Preisen. Allerdings liegen die Stromgestehungskosten von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen noch immer oberhalb der Stromgestehungskosten bestehender konventioneller Erzeugungsanlagen. Vor diesem Hintergrund bedarf es auf absehbare Zeit weiterhin einer Förderung für den Ausbau Erneuerbarer Energien.

- Für den zukünftigen, weiterentwickelten EOM 2.0 wird es entscheidend sein, dass Anbieter von Strom aus allen Arten von Erzeugungsanlagen diskriminierungsfrei im Markt agieren können. Mittlerweile sind auch die Einspeisungen der Erneuerbare Energien Anlagen besser prognostizierbar. Die Marktteilnehmer stellen sich hierauf durch Prozessoptimierung zunehmend ein. Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist sowohl eine Anpassung der Präqualifikation notwendig, als auch eine kurzfristigere Ausschreibung der Produkte sowie die mögliche Einführung neuer Produkte. Der BDEW erwartet hier auch positive Effekte durch einen Sekundärhandel. In Deutschland begleitet der BDEW die Entwicklungen dazu und erwartet eine Realisierung in 2016.

9) *Should there be a more coordinated approach across Member States for renewables support schemes? What are the main barriers to regional support schemes and how could these barriers be removed (e.g. through legislation)?*

- Ja, ein weitergehend koordinierter Ansatz wäre sinnvoll.
- Die Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien (State Aid Guidelines) definieren in der EU bereits eine einheitliche Grundlage für die Förderung Erneuerbarer Energien. Sie geben die Förderbedingungen und – seit der Modernisierung der Beihilfeleitlinien im Jahr 2014 – bereits einen großen Teil der marktlichen Anreize für Investitionen in Erneuerbare Energien vor. Wenn unerwünschte Entwicklungen und Wirkungen durch die Umsetzung der Leitlinien entstehen sollten, muss auf Basis von Evaluationen nachjustiert werden.
- Grenzüberschreitende Erneuerbare-Energien-Projekte können insbesondere unterstützt werden durch:
 - Harmonisierung der Verwaltungsakte und Genehmigungsverfahren,
 - die in der EE-Richtlinie verankerten Kooperationsmechanismen,
 - einen verstärkten Ausbau der Interkonnektoren,
 - Initiierende Unterstützungsmaßnahmen etwa für Forschung und Entwicklung,
 - Intensivierung der Marktkopplung, der Netzkopplung sowie der Sektorenkopplung einschließlich der Kopplung der sektorellen Infrastrukturen („Hybridnetze“ bspw. für Power-to-Gas, Power-to-Heat).

10) *Where do you see the main obstacles that should be tackled to kick-start demand-response (e.g. insufficient flexible prices, (regulatory) barriers for aggregators / customers, lack of access to smart home technologies, no obligation to offer the possibility for end customers to participate in the balancing market through a demand response scheme, etc.)?*

Flexibilisierung der Nachfrage ist ein elementarer Aspekt bei der Neugestaltung der Energieendkundenmärkte. Demand Response ist hier ein wichtiger Hebel, um Verbrauch und Erzeugung aufeinander abzustimmen. In diesem Zusammenhang wird die neue Rolle des Kunden im Energiesystem besonders deutlich. Der ökonomische Wert von Flexibilität ergibt sich wie bei allen Gütern aus Nachfrage und Angebot. Ist der Wert niedrig, ist Flexibilität ausreichend vorhanden. Dies ist aktuell im deutschen Markt der Fall. Dies ist derzeit ein wesentliches Hemmnis. Interventionen, um spezielle Anreize für Nachfrageflexibilität zu generieren, lehnt der BDEW als Verzerrung des Wettbewerbs aller Flexibilitätsoptionen ab.

Es ist jedoch zu betonen, dass Demand Response immer im Kontext aller möglichen Anpassungen im Energiesystem betrachtet werden muss und nicht per se, zum Beispiel den Ausbau der Netze ersetzen kann. Hindernisse auf diesem Weg sind unter anderem das Fehlen möglicher Anreize für netzdienliches oder systemdienliches Verhalten. Zum Beispiel die mögliche Reduzierung von Netzentgelten zur Belohnung netzdienlichen Verhaltens setzt ein die lokalen Gegebenheiten berücksichtigendes komplexes Steuerungssystem voraus, das einen entsprechenden intelligenten Ausbau der Verteilnetze erfordert.

Um systemdienliches Verhalten der Kunden zu belohnen, ist ebenfalls ein ausreichender Anreiz erforderlich. Die Kostenersparnis oder die mögliche Einsparung muss, um einen Anreiz zu bilden, über dem möglicherweise notwendigen Investitionsaufwand liegen. Diese Prämisse schränkt die breite Anwendung von Demand Response im Haushaltskundenbereich vorerst noch auf bestimmte Kundengruppen ein, die über Anwendungen verfügen, bei denen sich eine Lastverlagerung wirtschaftlich gestalten lässt. Dies sind zum Beispiel Kunden, die Elektrofahrzeuge laden, steuerbare Heizungsanlagen (Wärmespeicher, Wärmepumpen) haben oder Mini-KWK-Anlagen, die flexibel in der zeitlichen und lastabhängigen Anwendung sind, bei Bedarf Energie in das Netz einspeisen können oder systemdienlich Energie als Strom oder Wärme speichern können. Aber auch hier müssen passende Rahmenbedingungen geschaffen werden, die es erlauben, energiewirtschaftlich nützliches Verhalten zu vergüten. Investitionen in Steuerungstechnik und Systemsteuerung müssen durch den Marktpreis über die mögliche Einsparung hinaus honoriert werden. Das ist bei derzeit sehr geringen Preisspreads im Haushaltskundenbereich nicht möglich. Wenn nur der Börsenpreis als volatiles Preiselement Verwendung finden kann, können Vertriebe lediglich den Beschaffungsanteil am im Markt gebildeten Preiselement des Endkundenpreises flexibilisieren. Bei einem Anteil von ca. 75% der staatlichen Umlagen und Steuern bzw. staatlich regulierten Netzentgelte am Endkundenpreis macht das lediglich einen Bruchteil des verbliebenen Marktpreises aus. Die Regelungen im § 14 a EnWG erlauben zwar die Reduzierung der Netzentgelte, diese Regelungen sind jedoch noch nicht weiterführend und für einen DSM-Markt in geeigneter Form ausgestaltet.

3 STEPPING UP REGIONAL COOPERATION IN AN INTEGRATED ELECTRICITY SYSTEM

⇒ Grundsatzbemerkungen

Der BDEW sieht in regionalen Märkten einen Ansatz komplexe innovative Marktstrukturen grenzüberschreitend zu erproben und ggf. zu einem späteren Zeitpunkt auf andere Mitgliedstaaten auszudehnen. Die mit dem Market Coupling auf regionaler Ebene gesammelten positiven Erfahrungen sollten es ermöglichen, dieses Verfahren auch in anderen Mitgliedstaaten und Regionen einzuführen. Anknüpfend an Positivbeispiele wie das des sog. Pentilateralen Forums wünscht sich der BDEW ebenso wie die EU-Kommission mehr grenzüberschreitende, regionale Kooperation.

In einem größeren geografischen Raum lässt sich Versorgungssicherheit aufgrund von Ausgleichseffekten besser gewährleisten. Dies gilt auch für die Integration wachsender Stromvolumina auf Basis fluktuierend einspeisender Erneuerbarer Energien. Ursächlich hierfür sind in beiden Fällen die in größeren geografischen Einheiten bestehenden Durchmischungs- und Synergieeffekte. Voraussetzung für ihre Nutzung ist eine leistungsfähige grenzüberschreitende ebenso wie nationale Netzinfrastruktur, die grenzüberschreitende Transporte und Transite

leisten kann. Der BDEW bestärkt Rat und Kommission darin, ein Ziel von 15% Interkonnektivität anzustreben.

Der BDEW unterstützt die Vorschläge, dass ACER ausreichend Ressourcen zur Verfügung hat, um ihre Aufgaben wahrzunehmen. Für eine Ausweitung der Kompetenzen, die dann unnötigerweise zu Überschneidungen mit denen der nationalen Behörden führt, sieht der BDEW keinen Anlass.

⇒ **Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission**

11) While electricity markets are coupled within the EU and linked to its neighbours, system operation is still carried out by national Transmission System Operators (TSOs). Regional Security Coordination Initiatives ("RSCIs") such as CORESO or TSC have a purely advisory role today. Should the RSCIs be gradually strengthened also including decision making responsibilities when necessary? Is the current national responsibility for system security an obstacle to cross-border cooperation? Would a regional responsibility for system security be better suited to the realities of the integrated market?

Die Zuordnung der Systemverantwortung auf der nationalen Ebene bzw. der Ebene der Regelzonen sollte in jedem Fall beibehalten werden. Eine Übertragung von operativen Aufgaben der Systemführung auf o.g. Sicherheitsinitiativen birgt erhebliche Risiken für die Sicherheit des Stromversorgungssystems.

Auch bei einer stärkeren internationalen Integration der Strommärkte sollten die TSO die alleinige Verantwortung für die Systemführung behalten. Zwar verlangt der angestrebte und bereits zu beobachtende stärkere internationale Stromaustausch eine intensive Zusammenarbeit zwischen den TSOs im täglichen Geschäft. Mit den o.g. Sicherheitsinitiativen haben die TSO jedoch einen wirkungsvollen Rahmen geschaffen, Abstimmungen auf regionaler Ebene zu tätigen. Der weitere Rahmen für die Zusammenarbeit zwischen den TSOs und zwischen den TSOs und RSCIs wird mit der Implementierung der Guidelines on System Operation sichergestellt und damit für alle europäischen TSO gültig. Weiter hinaus wird ab Q1/2016 der ENTSO-E RSCI Multilateral Agreement (MLA) Regeln definieren, nicht nur für die Zusammenarbeit zwischen den RSCIs (sog. Interoperability), sondern auch klare Verantwortlichkeiten an die RSCIs und an die TSOs für die Durchführung der 5 Services, welche laut „ENTSO-E Policy Paper for a Future TSO coordination for Europe“ definiert sind.

Darüber hinaus gehende Veränderungen der Zuständigkeiten bergen Risiken für die Systemicherheit. Das heutige System mit mehreren dezentral eigenverantwortlichen TSOs verfügt über eine große Resilienz. Operationale Risiken, die durch eine auch dezentral strukturierte Stromerzeugung entstehen, können durch die einzelnen TSOs besser kontrolliert werden. Zudem würde die Übertragung der Verantwortung für die Systemsicherheit auf supranationale Instanzen einen erheblichen Regulierungsaufwand bedeuten, da ein regulatorischer Rahmen geschaffen werden müsste, der die individuellen Anforderungen in den verschiedenen Regelzonen bzw. Mitgliedstaaten berücksichtigen müsste. Diesem hohen Aufwand stehen keine nennenswerten Effizienzgewinne auf Seiten der TSOs gegenüber. Vielmehr besteht

das Risiko, dass Investoren verunsichert werden und damit die dringend notwendigen Investitionen in neue Netzinfrastrukturen behindert werden.

12) Fragmented national regulatory oversight seems to be inefficient for harmonised parts of the electricity system (e.g. market coupling). Would you see benefits in strengthening ACER's role?

Obwohl es viele Themen gibt, die einer einheitlichen europäischen Lösung bedürfen, sollte in bewährter Weise der Weg auf europäischer Ebene vorgegeben und die Umsetzung dieser Lösungen auf nationaler Ebene erfolgen. Die Antwort lautet daher grundsätzlich: Nein.

Dies gilt vor allem deswegen, weil das Energierecht nur ein Teil eines komplexen Rechtssystems in jedem Mitgliedsstaat und eingebettet in viele unterschiedliche nationale Regelungen ist. Eine ortsnahe Umsetzung der europäischen Rahmenvorgaben und auch die Durchsetzung von Entscheidungen im jeweiligen Mitgliedsstaat entsprechen dem im europäischen Recht verankerten Subsidiaritätsprinzip und haben viele Vorteile. Nationale Behörden kennen das Rechtssystem und die Rahmenbedingungen der Marktakteure vor Ort besser und sie sind vor allem als Ansprechpartner auch physisch besser erreichbar. Nicht zuletzt werden sie daher sowohl bei den regulierten als auch bei den nicht regulierten Marktteilnehmern sowie den Verbrauchern in Streitfällen eher für Rechtsfrieden und Akzeptanz sorgen können.

Zu überlegen wäre allenfalls ACER eine Entscheidungskompetenz bei grenzüberschreitenden Aspekten wie z.B. beim Market Coupling zu geben, wenn eine Einigung zwischen den nationalen Regulierungsbehörden zuvor nicht erreicht werden konnte und diese ACER anrufen (freiwillige Schiedsgerichtsfunktion) - vgl. auch Antwort zu Frage 19.

Jenseits dieser eng limitierten Ausnahme sieht BDEW keine Notwendigkeit dafür und keine Vorteile darin, die Rolle von ACER in den europäischen Energiemärkten zu erweitern. Selbstverständlich sollte ACER mit ausreichenden finanziellen und personellen Ressourcen ausgestattet werden, um seine aktuellen Aufgaben und Pflichten zu erfüllen. Die nationalen Behörden sind gut ausgestattet, nationale Märkte zu überwachen und lokale Vorschriften und Märkte zu verstehen. Im Gegensatz dazu würde BDEW eine verstärkte Koordinierung der lokalen Behörden begrüßen, insbesondere um die Harmonisierung der Vorschriften voranzubringen. Die regionalen Initiativen haben bewiesen, dass ein dezentraler Ansatz viel sinnvoller und realisierbar ist, um Märkte zusammenzubringen.

Außerdem ist die nationale und regionale Umsetzung und Durchsetzung auch effizienter. Der Energiemarkt ist mit vielen nationalen Vorschriften ausgestattet, die nicht Teil der Energieregulierung sind, z. B. Buchhaltung, Fakturierung, Messwesen, Steuern, Informationen an die Kunden etc. Wenn es ACER's Aufgabe wäre, alle Details des Energiemarktes zu überwachen, wären detaillierte Kenntnisse über alle europäischen Länder notwendig. Das würde zu einer Rieseninstitution führen mit Tausenden von Menschen, die für ACER arbeiten. Alle Dokumente müssten in allen Amtssprachen veröffentlicht werden. Dieser Ansatz wäre sehr ineffizient. Im Gegensatz dazu haben nationale Regulierungsbehörden die Kenntnisse des nationalen Marktes und der nationalen Regelungen, die sie dazu befähigen, eine faire Regulierung umzusetzen. Wäre ACER für alle Regulierungsthemen zuständig, müssten alle nationalen

Unternehmen an allen regulatorischen Maßnahmen von ACER teilnehmen, um Mitspracherecht zu haben. Ferner wäre der Rechtsschutz speziell und völlig neu zu regeln.

Mögliche Rollen, die ACER übernehmen könnte:

- **Methode der harmonisierten Systemadäquanz:** Angesichts der Herausforderungen der Systemadäquanz könnte eine stärkere Rolle von ACER einen besser koordinierten und einheitlichen Ansatz für die Entwicklung einer wirklich harmonisierten Methode der Systemadäquanz fördern. ACER könnte – in Abstimmung mit den nationalen Regulierungsbehörden – Entscheidungsbefugnis erhalten für die Überprüfung und Genehmigung der beiden Verfahren und dem Ergebnis der Analyse. Im ersten konkreten Schritt könnte ACER die unter dem Dach von PLEF entwickelte Methodik bewerten, Verbesserungen vorschlagen oder ihr Potenzial beurteilen als Beispiel für andere Regionen.
- **Unterstützung der öffentlichen Akzeptanz:** ACER ist eine neutrale Stelle, die PCI (Projekte von gemeinsamem Interesse) Projekte nicht nur auf europäischer Ebene fördern, sondern auch die Verbindung zwischen der europäischen und der nationalen Ebene bilden könnte. Repräsentativ als wirklich unabhängige Institution könnte ACER die europäische Bedeutung der Netzprojekte gegenüber verschiedenen nationalen Stakeholdern betonen. Das bestehende ACER PCI-Monitoring gemäß Artikel 5 der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 könnte weiter ausgebaut werden, um den Fortschritt der wichtigsten Projekte zu bewerten und die Ergebnisse in regelmäßigen Abständen zu kommunizieren.
- **Unterstützung bezüglich der Erteilung von Genehmigungen im Rahmen der Projekte von gemeinsamem Interesse:** ACER könnte die "Europäische Schnittstelle" für das nationale Genehmigungsverfahren bilden und die zuständigen Behörden dabei unterstützen, über Anträge der Projektträger zu entscheiden.
- **Vgl.** auch Antwort zu Frage 16

Die Rolle der ACER sollte nicht über die oben genannten Punkte hinaus gestärkt werden. Auch jenseits der Verordnung (EU) Nr. 713/2009 hat ACER umfangreiche Entscheidungsbefugnisse im Rahmen der Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (TEN-E) (Verordnung (EU) Nr. 347/2013), REMIT (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011) und die bevorstehenden Netzwerk Codes / Richtlinien. Bevor ein grundlegend neuer Governance-Rahmen für ACER untersucht wird, sollten die aktuellen Vorschriften zunächst in die Praxis umgesetzt werden.

13) Would you see benefits in strengthening the role of the ENTSOs? How could this best be achieved? What regulatory oversight is needed?

Die enge Abstimmung der TSOs auf europäischer Ebene ist sinnvoll und ebenso notwendig, wie die grenzüberschreitende Koordination. Eine Erweiterung der Kompetenzen scheint aus Sicht des BDEW nicht erforderlich. Auch ENTSO-E sollte seine bestehenden Aufgaben möglichst effizient lösen können. Vor allem bei der Einbindung der Netznutzer und der Berücksichtigung der vielen verschiedenen lokalen Gegebenheiten sieht der BDEW Potenziale zur Effizienzsteigerung.

Entfaltet die Arbeit der ENTSOs direkte Wirkung auf andere Marktteilnehmer muss sie sich in jedem Fall rechtlich und ordnungspolitisch in den bestehenden Rechtsrahmen der Europäi-

schen Union einfügen. Andernfalls fehlt es den Ergebnissen dieser Arbeit an demokratischer Legitimation. Außerdem scheint fraglich, dass ein solches Konstrukt effizient wäre, denn die Kompetenzen von ACER und den ENTSOs müssten sich schon nach der Natur der Sachen vollständig überschneiden. In jedem Fall würden durch ACER und die ENTSOs die Marktregeln entscheidend beeinflusst, wenn nicht sogar geändert. Das haben verschiedene Beispiele in der Vergangenheit schon mit den jetzt bestehenden Regelungen gezeigt. Rechtliches Gehör, die demokratische Legitimation und die nicht nur theoretisch, sondern auch praktisch bestehende Möglichkeit sich einbringen und mitgestalten zu können, sind wichtige Voraussetzungen für die Akzeptanz neuer Regelungen und letztlich des Fortschrittes des Binnenmarktes.

Der BDEW sieht auch hier die Erfahrung aus den Regionalinitiativen als hilfreich. Regionale Koordination und Zusammenarbeit haben sichtbar die Märkte in der CWE Region integriert. Dem entgegen ist die Vision des Binnenmarktes für den ganzen europäischen Markt vor allem an den zähen Fortschritten der jeweiligen Regionen gescheitert. Schon jetzt hat ENTSO-E beachtenswerte Ressourcen zur Verfügung. Felder, in denen die Rolle von ENTSO-E gestärkt werden könnte:

- **Harmonized System Adequacy Method:** A more formalized process beyond the one included in the current legal framework ¹ should be set up where ENTSO-E is entrusted with the elaboration of a binding long-term European system adequacy assessment and the application of the corresponding methodology.
- ENTSO-E is already entrusted with core task related to the implementation of the Internal Energy Market (Network Codes, TYNDP, Transparency Platform, etc.). Placing further requirements on ENTSO-E by adding additional tasks and responsibilities would **be detrimental to the current high quality of work which could ultimately have negative implications with regard to the target model implementation.**

14) What should be the future role and governance rules for distribution system operators? How should access to metering data be adapted (data handling and ensuring data privacy etc.) in light of market and technological developments? Are additional provisions on management of and access by the relevant parties (end-customers, distribution system operators, transmission system operators, suppliers, third party service providers and regulators) to the metering data required?

In einem intelligenten Netz („Smart Grid“) fällt den VNB die Aufgabe zu, als neutrale Akteure das Handlungsfeld für fairen Wettbewerb („level playing field“) aufzustellen, das von den Marktparteien für den Handel, die Belieferung von Endkunden und weitere Dienstleistungen wie etwa dem Anbieten von Demand-Response-Services genutzt wird. Die VNB agieren somit als „neutral market facilitator“. Ein Kerngebiet dieser Aufgabe ist die Generierung und Bereitstellung der Daten, die von den Netznutzern für die verschiedenen Aktivitäten benötigt werden. Der VNB trägt dafür Sorge, dass alle Marktteilnehmer, die diese Daten benötigen und einen berechtigten Anspruch darauf haben, zeitgleich Zugang zu den Daten erhalten (diskriminierungsfreier Datenzugang).

Sowohl die VNB als auch die Dienstleister, die gemessene Kundendaten für ihre Dienstleistungen benötigen, müssen einen vertraulichen Umgang mit den Daten sicherstellen. Insbesondere ist eine geschützte Datenübertragung erforderlich. Die Regeln für das Angebot von Dienstleistungen, für die solche Daten benötigt werden, müssen so ausgestaltet sein, dass jeder Marktteilnehmer die entsprechende Aufgabe übernehmen kann, wenn er die Anforderungen an einen vertraulichen Umgang mit Daten ohne Abstriche erfüllt.

In Deutschland werden derzeit Vorgaben für eine gesicherte Übertragung und einen vertraulichen Umgang mit Kundendaten erarbeitet und in Kürze gesetzlich verankert. Damit ist ein ausreichender Schutz der Daten sichergestellt. Zusätzliche Vorgaben, insbesondere von europäischer Seite, sind nicht erforderlich.

15) Shall there be a European approach to distribution tariffs? If yes, what aspects should be covered; for example tariff structure and/or, tariff components (fixed, capacity vs. energy, timely or locational differentiation) and treatment of self-generation?

Ein europäischer Ansatz in dem Sinne, dass Verteilnetzentgelte vereinheitlicht werden, ist abzulehnen. Denkbar, aber nicht zwingend erforderlich ist, grundlegende Prinzipien auf europäischer Ebene zu vereinbaren, beispielsweise eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung sowie die Nachvollziehbarkeit (Transparenz) und Einfachheit des Entgeltsystems (Einfachheit sowohl für das Verständnis durch die Netznutzer als auch für die Abrechnungstätigkeit).

Im Hinblick auf die Verteilnetzentgelte glaubt der BDEW nicht, dass ein EU-weiter "one-size-fits-all-Ansatz" für die Entgeltstrukturen die beste Lösung wäre. Es gibt eine Reihe von Gründen: Gemäß Art. 32 der EU-Richtlinie 2009/72/EG haben alle Mitgliedstaaten Regulierungssysteme implementiert, die am besten an ihre spezifischen regulatorischen Anforderungen angepasst sind. Es gibt in vielen Aspekten Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten, die die Eigenschaften der Elektrizitätssysteme und – als Folge – die Entgeltsysteme beeinflussen. Z. B. geografische Aspekte wie Bevölkerungsdichte, Topologie, räumliche Ansiedelung von energieintensiven Industrien, aber auch die Lage der Energieerzeugungskapazitäten sowie die allgemeine Energiepolitik haben die Stromsysteme vor verschiedene Herausforderungen gestellt. Während z. B. eine Reihe von Mitgliedstaaten schon einige Fortschritte bei der Energiewende gemacht hat, sind andere Mitgliedstaaten in verschiedenen Phasen des Übergangs. Die Intensität der Netznutzung unterscheidet sich von Region zu Region sowie zwischen Spannungsebenen in Abhängigkeit vom Verbrauchsverhalten der Energiekunden sowie von der Durchdringung mit planbar oder intermittierend einspeisenden Produktionskapazitäten. Diese verschiedenen Umstände führen zu unterschiedlichen Anforderungen an die Elektrizitätsinfrastruktur: Während einige Mitgliedstaaten eine zunehmende Nachfrage prognostizieren und daher "mehr" Verteilungsnetze für die Versorgung der Verbraucher benötigen, erweitern andere ihre Netze vor allem aus dem Grund, dass dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in ländlichen Gebieten angeschlossen ist. In der Folge sind die Kosten in den nächsten Jahrzehnten für eine Erweiterung oder ein Re-Fit der bestehenden Netzinfrastruktur sehr unterschiedlich – nicht nur zwischen, sondern auch innerhalb der Mitgliedstaaten. Die verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen der Netze

erfordern unterschiedliche Ansätze bei der Kostenzuordnung, die durch die (bestehende und neue) Elektrizitätsinfrastruktur anfallen. Abhängig von den relevanten Kostentreibern wenden manche Länder einen höheren Anteil an arbeitsbasierten Entgeltkomponenten an, andere koppeln einen größeren Teil der Netzkosten an die bereitgestellten Kapazitäten oder legen höhere Anschlussgebühren für neue Kunden oder Produktionsanlagen fest (was auch Einfluss auf die Netzentgelte hat, da Anschlussgebühren in der Regel bei den Gesamterlösen in Abzug gebracht werden.)

Als Ergebnis dieser unterschiedlichen Anforderungen und Herausforderungen ist der BDEW davon überzeugt, dass Flexibilität bei der Gestaltung der Netzentgeltsysteme notwendig ist und immer bedeutender wird, um die unterschiedlichen Anforderungen der Verteilnetze und der verbundenen Netznutzer abzubilden. Eigenverbrauch ist ein Thema, das gründlich diskutiert werden muss.

Verbindliche europäische Bestimmungen bezüglich der Netzentgeltstrukturen oder der Entgeltkomponenten würden diese notwendige Flexibilität behindern. Daher sieht der BDEW die Rolle der EU-Regulierung im Hinblick auf die Netzentgelte eher bei der Festlegung von allgemeinen Grundsätzen und nicht detaillierten Vorschriften. Als allgemeine Grundsätze für Entgeltsysteme eignen sich aus Sicht des BDEW Kostenorientierung, Transparenz und Einfachheit sowohl für Netznutzer als auch für Netzbetreiber. Schließlich sollte jedes Entgeltsystem die Tatsache respektieren, dass Verteilnetze heute eine selbsttragende Infrastruktur sind, d. h. mit Gewinn und nicht mit Verlust betrieben werden müssen, und so sollte es auch bleiben.

16) As power exchanges are an integral part of market coupling – should governance rules for power exchanges be considered?

- Die Richtlinie "Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)" hat diese Frage vor kurzem aufgegriffen und breit diskutiert. BDEW möchte zuerst sehen, wie diese Bestimmungen umgesetzt werden und sieht keine unmittelbare Notwendigkeit für weitere Überlegungen. Erfahrungen zeigen jedoch, dass es schwierig werden kann, eine ausgewogene Lösung zwischen allen Mitgliedstaaten, einschließlich der Strombörsen und der nationalen Regulierungsbehörden, zu finden. Daher könnte man in Betracht ziehen, dass ACER einige Kompetenzen erhält, um als Ombudsmann verbindliche Entscheidungen über Aspekte der Marktkopplung zu treffen für den Fall, dass zwischen den jeweiligen nationalen Parteien keine Einigung erzielt werden kann.

4 A EUROPEAN DIMENSION TO SECURITY OF SUPPLY

⇒ Grundsatzbemerkungen

Die EU-Kommission hat sich richtigerweise entschlossen, die Frage der Versorgungssicherheit in den weiteren energiepolitischen Kontext (Wettbewerb, Binnenmarkt, mittel- und langfristige Energiewende-Ziele) einzubetten und stellt hierzu die richtigen Fragen.

Der BDEW hat sich bereits frühzeitig dafür ausgesprochen, Versorgungssicherheit nicht nur auf die nationale Ebene zu beschränken, sondern grenzübergreifend zu gewährleisten. Hierdurch lassen sich die für größere geografische Einheiten charakteristischen Durchmischungs- und Synergieeffekte heben. Das im Juni 2015 zwischen Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn vereinbarte Bündel von Maßnahmen, namentlich

- das Verbot der Einführung verbindlicher Preisobergrenzen,
- die Vereinbarung, grenzüberschreitenden Handel auch in Zeiten hoher Preise nicht zu beeinträchtigen,
- der Verzicht auf die Reservierung von Transportkapazitäten an den Ländergrenzen,
- die Entwicklung einer gemeinsamen Methodik zur Berechnung der Versorgungssicherheit

ist daher begrüßenswert. Es bleibt jedoch abzuwarten, in welchem Umfang diese tatsächlich in allen beteiligten Ländern umgesetzt werden. Grundsätzlich bietet es sich an, auf den im Pentilateralen Forum gewonnenen Erkenntnissen aufzusetzen und diese auf weitere Regionen auszuweiten.

Voraussetzung für jede weitere Integration ist jedenfalls, dass zukünftige nationale Maßnahmen nicht zu (weiteren) Wettbewerbsverzerrungen führen.

Allerdings erscheinen dem BDEW Zweifel angebracht, ob sich die Sicherheit der Versorgung mit den genannten Integrationsmaßnahmen und mit der Zulassung von Knappheitspreisen allein sicherstellen lässt. Eine vom französischen Verband Union Française de l'Électricité (UFE) und BDEW gemeinsam in Auftrag gegebene Studie kommt für 2030 zu dem Ergebnis, dass es ohne Kapazitätsmärkte zu Investitionszurückhaltung und vor allem zu verringerten Investitionen in Spitzenlastkraftwerke und DSM-Maßnahmen kommen wird. Dagegen führen koordinierte Kapazitätsmechanismen in Frankreich und Deutschland in beiden Ländern zu einem deutlich gesteigerten Niveau an Versorgungssicherheit; zu einer verbesserten Zusammensetzung des Energiemixes (mehr Spitzenlast und DSM) und nicht zu höheren sondern zu moderat niedrigeren Kosten. Die Executive Summary ist als **Anlage** beigefügt.

⇒ **Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission**

17) *Is there a need for a harmonised methodology to assess power system adequacy?*

Der BDEW hat sich bereits frühzeitig dafür ausgesprochen, Versorgungssicherheit in Zukunft nicht nur auf nationaler Ebene, sondern grenzübergreifend zu gewährleisten. Hierdurch lassen sich die für größere geografische Einheiten charakteristischen Durchmischungs- und Synergieeffekte heben. Eine einheitliche Methode zur Messung der Versorgungssicherheit ist aus Sicht des BDEW deshalb sehr sinnvoll, um den Bedarf für Kapazitätsmärkte in den einzelnen Mitgliedstaaten und Regionen zu identifizieren.

Die von den ÜNBs erstellte PLEF Studie ist hier wegweisend und erweitert probabilistische Ansätze um die Berücksichtigung von Übertragungskapazitäten.

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

18) *What would be the appropriate geographic scope of a harmonised adequacy methodology and assessment (e.g. EU-wide, regional or national as well as neighbouring countries)?*

Versorgungssicherheit lässt sich effizienter auf regionaler als auf nationaler Ebene gewährleisten (vgl. auch Antwort zu Frage 17).. Da Fortschritte in einem regionalen Rahmen erheblicher zeitlicher Vorläufe bedürfen, können bilaterale Pilotvorhaben (etwa Frankreich – Deutschland) hilfreich sein. Einer harmonisierten Methodik müssen weitere Schritte folgen:

- Definition des einzuhaltenden Niveaus an Versorgungssicherheit
- Falls die Staaten im pentalateralen Raum unterschiedlich strenge Versorgungssicherheitsniveaus anstreben: Festlegung der Konsequenzen für den Knappheitsfall.
- Festlegung des Umgangs mit Knappheitsfällen
- Falls Deutschland eine Kapazitätsreserve einführt: Klärung wie diese zu beschaffen und einzusetzen ist.
- Einrichtung eines fortlaufenden gemeinsamen Monitorings für Versorgungssicherheit
- Vereinbarung eines Instrumentariums für den Fall, dass das o.g. Monitoring indiziert, dass das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau verfehlt wird.

19) *Would an alignment of the currently different system adequacy standards across the EU be useful to build an efficient single market?*

Langfristig könnte dies sinnvoll sein. Eine Vereinheitlichung der Standards würde eine Beurteilung der notwendigerweise vorzuhaltenden gesicherten Erzeugungskapazitäten wesentlich erleichtern.

Kurz- und mittelfristig könnte jedoch

- ein anspruchsvoller Standard für manche Mitgliedstaaten mit zu hohen Kosten verbunden sein, denen zumindest anfänglich kein oder nur ein geringer Nutzen gegenübersteht;
- ein wenig anspruchsvoller Standard für manche Mitgliedstaaten mit Einbußen an Versorgungssicherheit verbunden sein, die zu volkswirtschaftlichen Nachteilen (Industrie- und Dienstleistungsstandort) und zu Akzeptanzproblemen bei Endkunden führen könnten.

Werden individuelle Standards festgelegt, so sollten zuvor entscheidende grenzüberschreitende Aspekte zwischen den Mitgliedstaaten vereinbart werden. Denn große Unterschiede

zwischen den Standards von benachbarten Mitgliedsländern birgt tendenziell die Gefahr von „Trittbrettfahrer-Effekten“. Der Mitgliedstaat mit dem niedrigen Standard wird prinzipiell einen höheren (kostenlosen) Standard von dem mit dem höheren Standard erhalten.

Möglicherweise ließen sich die kurz- und mittelfristigen Nachteile dadurch überwinden den Standard,

- nicht verbindlich sondern nur indikativ auszugestalten oder
- als Bandbreite zu definieren

20) Would there be a benefit in a common European framework for cross-border participation in capacity mechanisms? If yes, what should be the elements of such a framework? Would there be benefit in providing reference models for capacity mechanisms? If so, what should they look like?

Ein solcher gemeinsamer Rahmen könnte hilfreich sein. EURELECTRIC hat erste Prinzipien für eine Einbeziehung ausländischer Kapazitäten bereits 2013 vorgelegt.³ Der BDEW hat sich dem angeschlossen.⁴

Wesentlich Aspekte für eine solche Regelung sind:

- Die angebotene Kapazitätsmenge ist kleiner gleich der zwischen den Ländern übertragbaren Leistung.
- Die angebotene Kapazitätsmenge belässt eine hinreichende Kapazitätsmarge im Herkunftsland.
- Marktteilnehmer dürfen ihre Erzeugungskapazität bzw. ihre Flexibilität nicht mehrfach vermarkten.
- Keine Vorgaben zur Technologie, d.h. alle Kraftwerkstechnologien und auch Flexibilität bei der Nachfrage muss am Mechanismus teilnehmen dürfen.
- Auch muss der Wert von zusätzlicher Übertragungskapazität explizit werden und entsprechend angereizt werden.

Grundsätzlich sollte ein Kapazitätsmechanismus folgende Anforderungen aufweisen:

- Ziel eines Kapazitätsmechanismus ist es ausschließlich, Versorgungssicherheit zu garantieren
- So viel Markt wie möglich, um die volkswirtschaftlichen Kosten zu minimieren
- Marktbreiter Mechanismus – mit Wettbewerb zwischen allen Anbietern gesicherter Leistung
- Praktikabilität, möglichst geringe Modellkomplexität
- Marktbedingungen müssen langfristig angelegt sein

³ EURELECTRIC, A Reference Model for European Capacity Markets, März 2015

⁴ BDEW, Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarktes, Juni 2015

- Der Mechanismus muss hinreichend robust gegenüber Änderungen des Marktumfelds sein.

Der BDEW hat einen Modellvorschlag zur Ausgestaltung eines (solchen Kapazitätsmechanismus gemacht, dem „dezentralen Leistungsmarkt“, der diese Kriterien alle erfüllt. Zudem weist er große Ähnlichkeiten zum geplanten französischen Kapazitätsmarkt auf. Der Dezentrale Leistungsmarkt favorisiert keine Technologie oder Marktpartei. Durch ihn wird genauso so viel gesicherte Leistung beschafft, wie von den Marktakteuren benötigt wird. Ist mehr Leistung vorhanden als nachgefragt wird, sinkt der Preis für die Kapazitätshaltung gegen „null“ und reguliert sich damit selbst.

21) Should the decision to introduce capacity mechanisms be based on a harmonised methodology to assess power system adequacy?

Ja. Der BDEW befürwortet die Entwicklung einer harmonisierten Methodik. Mitgliedstaaten sollten jedoch nicht allein mit dem Hinweis, dass eine europaweite oder ggf. regionale Methodik noch nicht vorliegt, an der Einführung von Kapazitätsmechanismen gehindert werden.

B. „ On risk preparedness in the area of security of electricity supply “

1 CURRENT LEGAL FRAMEWORK RELATING TO SECURITY OF ELECTRICITY SUPPLY

⇒ Grundsatzbemerkungen

Die EU-Kommission stellt zu Recht fest, dass Richtlinie 2005/89 weder Regeln noch Instrumente zur Verfügung stellt, um Versorgungssicherheit grenzüberschreitend sicherzustellen. Der BDEW ermutigt die EU-Kommission Ansatzpunkte für grenzüberschreitende bilaterale und regionale Kooperationen näher zu untersuchen. Auf die als **Anlage** beigefügte Executive Summary der vom französischen Verband Union Française de l'Électricité (UFE) und BDEW gemeinsam in Auftrag gegebene Studie für 2030 wird verwiesen .

2 RISK IDENTIFICATION AND MANAGEMENT

⇒ Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission

1. Whilst Directive 89/2005 imposes a general obligation on Member States to ensure a high level of security of supply, the Directive does not specify what measures Member States should take to prevent risks. Would there be an added value in requiring Member States to draw up a plan identifying relevant risks and preventive measures to respond to such risks (risk preparedness plans)?

Risikovorsorge im Zusammenhang mit Versorgungssicherheit ist wichtig. Da Versorgungssicherheit ein internationales Thema ist, ist eine gute Koordinierung nicht nur zwischen den Akteuren innerhalb eines Landes, sondern auch zwischen den Nachbarstaaten von entscheidender Bedeutung. In den meisten europäischen Ländern gibt es bereits Rechtsvorschriften, die geeignete Maßnahmen vorsehen, um Risiken für die Sicherheit der Stromversorgung zu vermeiden. Der BDEW unterstützt einen regelmäßigen Informationsaustausch zwischen den Mitgliedstaaten über ihre Risikovorsorgepläne. Allerdings ist BDEW skeptisch im Hinblick auf die europaweite Standardisierung des Inhalts dieser Pläne, da der Umfang der Interkonnektivität zwischen den Nachbarländern in ganz Europa sehr unterschiedlich ist. Daher wäre ein regionaler Ansatz europaweiten Maßnahmen vorzuziehen.

2. If yes, what should be the minimum requirements such risk preparedness plans should comply with? For instance, should they:

a. explain the various types of risks?

b. identify the demand side measures Member States plan to take (e.g., use of interruptible contracts, voluntary load shedding, increased efficiency, energy savings)?

c. identify the supply side measures Member States plan to take (e.g., increased production flexibility, increased import flexibility)?

d. assess the expected impact of existing and future interconnections?

e. identify roles and responsibilities?

f. identify how Member States co-operate or intend to co-operate amongst each other to identify, assess and mitigate risks?

g. other elements?

Eine regionale Untersuchung der Versorgungssicherheit sollte systematisch erfolgen und in einem festen Zyklus wiederholt werden.

Die Betrachtung der Versorgungssicherheit sollte alle positiven und negativen Beiträge und Entwicklungen umfassen. Hierzu gehören ohne Frage auch DSM-Maßnahmen und Flexibilisierungspotenziale durch Ausbau von Interkonnektoren.

Die Formulierung „*measures Member States plan to take*“ in den Buchstaben b) und c) könnte jedoch so verstanden werden, als ob Mitgliedstaaten die dort aufgezählten DSM-Maßnahmen aktiv fördern sollten. Dies widerspräche allerdings fundamental der Aufgabenteilung zwischen Markt und Staat: Der Markt ermittelt aus dem breiten Angebot aktuell zur Verfügung stehender Technologien den benötigten Umfang und die wirtschaftlich günstigsten Technologien. Der Staat sorgt für ein langfristig stabiles level playing field auf dem verschiedenste Technologien miteinander konkurrieren. Subventionen oder sonstige Eingriffen zugunsten bestimmter Technologien wären indessen schädlich. In einem Markt, in dem in ausreichendem Umfang Flexibilitätsoptionen vorhanden sind oder durch sich herausbildende Preisspitzen erschlossen werden, verdrängt die Förderung einer Flexibilitätsoption andere Flexibilitätsoptionen aus dem Markt. Dies bewirkt volkswirtschaftlich höhere Kosten.

3. Do you think that it would be useful to establish a common template for risk preparedness plans?

Da ein regionaler Ansatz europaweiter Maßnahmen vorzuziehen ist (siehe Frage Nr. 1), sieht der BDEW nicht unbedingt einen Nutzen in einer gemeinsamen Vorlage für die Risikovor-gepläne.

4. Given that electricity markets are increasingly interlinked, should risk preparedness plans be prepared at the national, regional or EU level?

Der regionale Rahmen stellt hierfür die beste Basis dar.

5. Do you see a role for the Commission in assessing these plans? Would you see an added value of having the plans peer reviewed, at a regional or EU level? What role do you see in this context for the Electricity Coordination Group?

- Die ECP scheint als Rahmen für ÜNBs, NRAS, Mitgliedsstaaten, ACER und EC sinnvoll für die Diskussion über die nötigen relevanten technischen Aspekten im Rahmen der regionalen Assessments und Erstellung eines Planes für die Risikovorsorge.
- Richtig sind regionale Adequacy Pläne und wir sehen eher Gruppen wie die PLEF SG2 (SOS) als den richtigen Weg.

6. What level of transparency should be given to the plans? Who should be informed of what?

- Risikovorsorge in Energiesysteme ist ein sensibles Thema mit hoher Einwirkung auf die Bevölkerung im Falle einer Störung. Zuständige Behörden müssen involviert werden, aber die entsprechenden Vertraulichkeitsstufen müssen wiederum sichergestellt werden.

7. How often should risk preparedness plans be made / be updated? What are the relevant time frames to be covered?

Aufgrund der hohen Anzahl von Neuinstallationen, vor allem von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien, ist das Elektrizitätssystem signifikanten Veränderungen ausgesetzt. Dies beeinflusst den Systembetrieb stark. Allerdings erfolgen solche Veränderungen nicht von einem Jahr zum anderen. Daher sieht der BDEW eine Aktualisierung der Risikovorsorgepläne im Zwei-Jahres-Rhythmus als geeignet an. Die Pläne sollten eine Prognose umfassen, die die nächsten 5 bis 10 Jahre abdeckt, in Analogie zu den System Adequacy Forecasts von ENTSO-E.

8. Given the challenges that DSOs are facing (e.g. integration of renewables, more decentralised systems), should DSOs take an active participation in the assessment of the risks and preparation of the risk preparedness plans? If yes, do you see the need for separate assessments and separate risk plans at the DSO levels? Or do you believe it is more appropriate to ensure an active participation of DSOs in risk assessments and risk preparedness plans covering the entire electricity system?

Verteilnetzbetreiber – zumindest größere – müssen sich unbedingt aktiv an der Beurteilung der Risiken und an der Erstellung der Risikovorsorgepläne beteiligen. Der BDEW schlägt vor,

dass die Pläne in einer integrierten Art und Weise durch die VNB und durch die ÜNB, mit denen sie verbunden sind, entwickelt werden.

9. Ensuring cybersecurity is an increasingly important aspect of security of supply. What measures should Member States take to protect themselves against possible cyber-attacks or other cyber-related threats? Do you see the need for specific EU rules on cyber security, targeted to the energy field? Given the cross-border nature of cyber security risks, what scope is there for enhancing co-operation (for instance through the exchange of best practices)?

Mit der vorgeschlagenen EU-Richtlinie zur Netzwerk- und Informationssystemsicherheit (NIS) und der Cybersicherheitsstrategie der Kommission sind bereits Maßnahmen zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit der Informationssysteme, zur Eindämmung der Cyberkriminalität und zur Stärkung der internationalen IT-Sicherheitspolitik und -verteidigung der EU vorgesehen. Die vorgeschlagene Richtlinie sieht vor, dass in allen Mitgliedstaaten u. a. folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- Jeder Mitgliedstaat muss eine NIS-Strategie erarbeiten und eine dafür zuständige nationale Behörde benennen.
- Ein Kooperationsmechanismus zwischen den Mitgliedstaaten und der Kommission muss eingerichtet werden, um vergleichbare Regelungen zu erarbeiten und relevante Informationen (z. B. IT-Sicherheitsvorfälle) auszutauschen.
- Betreiber kritischer Infrastrukturen in bestimmten Bereichen (Finanzdienste, Verkehr, Energie und Gesundheitswesen) müssen Risikomanagementmethoden einführen und IT-Sicherheitsvorfälle in ihren Kerndiensten melden.

Bestandteil der Europäischen Cybersicherheitsstrategie ist zusätzlich die sogenannte NIS - Plattform. Dabei handelt es sich um ein Forum, in dem sich der öffentliche und private Sektor zu verschiedenen Themen der Netz- und Informationssicherheit austauschen soll. Unter anderem soll dort über folgende Themen beraten und beschlossen werden:

- Anreize für ein angemessenes Risikomanagement und die Einführung von Sicherheitsnormen und -lösungen (Mindeststandards)
- Informationsaustausch zu Gefährdungen und Schwachstellen
- Freiwillige, EU-weite Zertifizierungsregelungen.

Mit diesen Regelungen und Initiativen auf Ebene der Mitgliedsstaaten sowie grenzübergreifend, ist das Thema Cybersicherheit ausreichend abgedeckt. Ziel muss es jetzt sein, diese Regelungen operativ umzusetzen und eine kooperative und vertrauensvoll Zusammenarbeit zwischen den Unternehmen und den staatlichen Behörden zu etablieren.

3 ADDRESSING CRISIS SITUATIONS

⇒ Grundsatzbemerkungen

Klare Regeln für den Umgang mit Knappheitssituationen sind grundsätzlich hilfreich. Allerdings dürfen Sie nicht darauf angelegt sein, die Herausbildung von Knappheitspreisen zu verhindern. Dies gilt gleichermaßen für die Herausbildung von Knappheitspreisen im Energy Only Markt als auch für Knappheitsindikatoren im dezentralen Leistungsmarkt.

Hilfreich können auch Regeln für die Fälle sein, in denen eigentlich genug Kapazität verfügbar wäre, aber aufgrund von lokalen Netzengpässen Redispatchmaßnahmen notwendig werden, die die verfügbare Kapazität empfindlich einschränken können.

⇒ Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission

10. Currently, it appears that in some Member States, detailed emergency plans exist, whereas in others, there are only very summary emergency plans. Should there be an obligation for all Member States to plan for crisis situations, e.g., by including relevant rules and measures in the overall risk preparedness plans?

Für verschiedene Szenarien existieren in den Mitgliedsstaaten unterschiedliche Notfall- und Krisenpläne in verschiedensten Ausprägungen. Dennoch sind für die verschiedenen Kritikalitätsstufen gemeinsame Regeln und Definitionen nötig. Die Network Codes erstellen die Basis um kritische Situationen nach gemeinsamen Kriterien zu behandeln.

11. If yes, what should be the minimum requirements to be included? For instance, should Member States be required to:

- a. Identify actions and measures to be taken in emergency situations (market and nonmarket-based)?*
- b. Set out the conditions for suspension of market activities?*
- c. Identify categories of 'protected customers' which, in case of a crisis, should not be subject to a disconnection measure (or only be disconnected by way of a last resort)?*
- d. Establish rules for cost compensation?*
- e. Indicate how they intend to co-operate with other Member States?*
- f. Reflect any other issues in their plans?*

Siehe auch 10

4 ROLES AND RESPONSIBILITIES

⇒ Grundsatzbemerkungen

Nach Auffassung des BDEW bedarf es eines verlässlichen Rechtsrahmens zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und eines ständigen Monitorings. In Fortführung der obigen Darlegungen sieht der BDEW ein bilateral/regional koordiniertes Vorgehen als am geeignetsten an. Es ermöglicht Lernvorgänge und sollte die Möglichkeit einer schrittweisen geografischen Ausweitung beinhalten.

Es sollte jedoch tunlichst vermieden werden, von seiten staatlicher oder zwischenstaatlicher Einrichtungen ein fixes Maß an Kapazität vorzugeben. Vielmehr sollten sich staatliche oder zwischenstaatliche Einrichtungen darauf beschränken, ein bestimmtes Sicherheitsniveau (z.B. als loss of load expectation – „LOLE“) vorzugeben.

Eine wesentliche Eigenschaft des vom BDEW vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarktes ist, dass kein staatlicher Regulierer die vorzuhaltende gesicherte Erzeugungskapazität planwirtschaftlich vorgibt und die Kosten unabhängig vom Verursacher verteilt. Stattdessen wird die Gesamtmenge der vorzuhaltenden VSN durch den tatsächlichen Bedarf der Stromkunden definiert und verursachungsgerecht finanziert. Zudem gewährt der DLM große Freiheiten zur Einbeziehung von Nachfrageflexibilitäten, die den Leistungsbedarf der Stromkunden in Knappheitszeiten verringern können, und ist deshalb vorteilhaft bei der Ausschöpfung von DSM-Potenzialen. Ganz ähnlich ist der französische Kapazitätsmarkt konzipiert. Auch hier entscheiden die Vertriebe und letztlich die Endkunden, in welchem Umfang sie gesicherte Kapazität bestellen.

⇒ Antworten des BDEW auf die Fragen der EU-Kommission

12. In relation to risk preparedness, how do you see the roles and responsibilities of:

- *national governments*
- *national regulators*
- *TSO's*
- *DSO's*
- *European bodies such as ENTSO-E, ACER, and the Electricity Coordination Group?*
- *European Commission*
- *other stakeholders, such as consumers?*

Da Risikovorsorgepläne auf regionaler Ebene entwickelt werden sollten, müssen nationalen und internationalen Institutionen einbezogen werden, wie dies auch heute bereits der Fall ist. In einem ersten Schritt sollte ENTSO-E zusammen mit ACER für die Definition der Regionen verantwortlich sein.

Sobald die Regionen festgelegt sind, sollten die relevanten Akteure aus den betreffenden Ländern aufgefordert werden, sich an der Vorbereitung des Risikovorsorgeplanes zu beteiligen. Der Prozess sollte durch eine neutrale Stelle moderiert werden, beispielsweise von der Europäischen Kommission. Neben den Übertragungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, den nationalen Regulierungsbehörden und der Europäischen Kommission, sollten andere Netznutzer wie große Stromerzeuger beteiligt sein. Die Belange aller betroffenen Stakeholder sollten vorbehaltlos geprüft werden.

Das regelmäßige Verfahren der Risikobeurteilung und der Erstellung von Risikovorsorgeplänen sollten mit der Auswertung und, falls erforderlich, Anpassung der Netzkodizes verknüpft werden, die auf der Grundlage des "dritten Energiebinnenmarktpakets" erstellt wurden. Wenn die Risikovorsorgepläne z. B. eine engere Zusammenarbeit und einen regelmäßigen Informationsaustausch zwischen verschiedenen Netzbetreibern und/oder Netznutzern vorsehen, sollte überprüft werden, ob die Anforderungen in den entsprechenden Netzkodizes angepasst werden müssen.

13. Given the fact that many actors are concerned by security of supply issues, would you see an added value in the designation by each Member State of a 'Competent Authority', responsible for coordinating security of electricity supply issues at national level?

In den meisten Ländern ist die Verantwortung für die Versorgungssicherheit bereits durch nationale Rechtsvorschriften geregelt. In Deutschland sind die Übertragungsnetzbetreiber dafür verantwortlich, die Systemsicherheit der Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten; die VNB haben eine unterstützende Rolle. Wenn solche klare Regeln in allen Mitgliedstaaten vorhanden sind, gibt es keine Notwendigkeit für die Einrichtung einer "zuständigen Behörde".

14. If it is decided to strengthen regional co-operation on a more structural basis between various players (e.g., when drawing up risk preparedness plans), how should regions best be defined?

Die dem regionalen Ansatz der EU-Kommission zugrundeliegenden Marktregionen liefern auch einen guten geographischen Anknüpfungspunkt zur gemeinschaftlichen Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Die besonderen Herausforderungen für Mitgliedstaaten, die wie Deutschland mehreren Regionen zugerechnet werden, sind geeignet zu berücksichtigen. Regionen sollten auch unter Berücksichtigung der Bedürfnisse der kurzfristigen betrieblichen Planung (sog. Operational Planning) definiert werden. Verschiedene Regionen sind abhängig von den Aufgaben die zu koordinieren sind (Capacity Calculation Regions, Outage Coordination Regions, etc.) in den Network Codes definiert und dementsprechend sind gemeinsame Methoden in diesen Regionen zu entwickeln.

Anlage

Executive summary, France-Germany Study - Energy transition and capacity mechanisms

Ansprechpartner:

Dr. Stephan Krieger

Telefon: +49 30 300199-1060

stephan.krieger@bdew.de