

Berlin, den 13.04.2015

**Antworten des  
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie  
auf die Fragen der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag  
vom 27. März 2015 zu den energiepolitischen Vorschlägen  
des BMWi vom März 2015**

I. **Stromversorgungssicherheit: Definition, aktuelle und zukünftige Versorgungssicherheitslage, Monitoringprozess**

1. **Zu wie viel Prozent kann der deutsche Strombedarf aktuell national über reguläre Bestandskapazitäten an Tagen gedeckt werden, an denen**

- a. **kein Wind weht?**
- b. **keine Sonne scheint?**
- c. **weder Wind- noch Sonnenstrom zur Verfügung stehen?**

Die Auffassung, Versorgungssicherheit wäre nur dann ausreichend gewährleistet, wenn bei einer nationalen Betrachtung zu jedem Zeitpunkt ausreichend konventionelle Kraftwerksleistung zur Deckung einer von Preissignalen des Großhandelsmarktes vollständig abgekoppelten Nachfrage zur Verfügung stehe, entspricht weder den heutigen und erst recht nicht den zukünftigen Realitäten. Schon heute ist der Strommarkt wettbewerblich und europäisch organisiert und kann in dieser Welt Versorgungssicherheit nicht statisch, sondern nur dynamisch anhand probabilistischer Modelle definiert werden. Auf der Grundlage einer intensiven fachlichen Diskussion und umfangreicher fundierter Gutachten, insbesondere im pentalateralen Forum, ist das heute das gemeinsame Verständnis in Europa.

Es gibt vielfältige Optionen für die technisch und ökonomisch effektive Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem. Hierzu zählen flexible konventionelle Kraftwerke sowie Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke, aber auch Ausbau und Modernisierung der Netzinfrastuktur, eine effiziente Nutzung von Lastmanagementpotenzialen, die Nutzung von unkonventionellen Erzeugungsanlagen, wie z.B. sog. Netzersatzanlagen, sowie eine Einbindung der erneuerbaren Energien in den Markt selbst. Mit der weiteren Entwicklung des europäischen Stromverbunds im Rahmen der Vollendung des EU-Binnenmarktes für Energie ergeben sich Synergieeffekte, werden Kosten reduziert und wird die Sicherheit der Stromversorgung weiter gestärkt.

Um die relevanten Eingangsgrößen realistischer erfassen zu können, muss die Datengrundlage deutlich umfassender sein. Sowohl die Lastdaten als auch die Daten zu erneuerbaren Energien sollten Aufschluss über die zeit- und wetterabhängige Struktur der Nachfrage und der Einspeisung geben. Außerdem sollte die Korrelation zwischen diesen beiden Eingangsgrößen in den Daten berücksichtigt werden, damit der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Lastdeckung korrekt bewertet werden kann. Die Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung sollte ebenfalls erfasst werden, so dass auf der Grundlage einer

realistische Bewertung die Wahrscheinlichkeit des Ausfalls aller betrachteten Erzeugungseinheiten berechnet werden kann.

### **Ausweitung der geografischen Betrachtung**

Auf Basis der oben beschriebenen Daten können die überregionalen Ausgleichseffekte der Last, der Einspeisung erneuerbarer Energien und der Kraftwerksausfälle probabilistisch, das heißt auf der Grundlage von Wahrscheinlichkeiten, gemeinsam bestimmt werden. Der bessere überregionale Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage ist ein wesentlicher Nutzen des europäischen Stromverbundes und des zusammenwachsenden Binnenmarktes (vgl. Abschnitt 2.2). Damit können Ausmaß und Häufigkeit von Extremsituationen im europäischen Strommarkt reduziert und so die Kosten der Lastdeckung und der Integration der erneuerbaren Energien gesenkt werden. Die Ausgleichseffekte steigen mit der Ausweitung des betrachteten geografischen Gebiets und senken damit den Gesamtbedarf an gesicherter Leistung zur Deckung der Nachfrage deutlich. Wie groß die Einsparungen tatsächlich ausfallen, hängt jedoch maßgeblich auch von der verfügbaren Übertragungskapazität ab, die deshalb bei einer regionalen Bewertung von Versorgungssicherheit mit einbezogen werden muss.

### **Ausweitung der betrachteten Zustände**

Im Vergleich zu einer statischen Betrachtung ausgewählter Zeitpunkte (z.B. Zeitpunkt der Jahreshöchstlast) kann eine probabilistische Betrachtung über deutlich mehr Zeitpunkte eine realistischere Auskunft über das Versorgungssicherheitsniveau in einem längeren Zeitraum geben. Dadurch steigt die Aussagekraft der Analyse, da sie sich nicht länger auf einen erwarteten Zustand beschränkt. Gleichzeitig ist die Berücksichtigung der zeitlichen Zusammenhänge relevant, um beispielsweise den Beitrag von Speichern besser bewerten zu können und um die Versorgungssicherheit in einer mehrere Stunden anhaltenden Knappheitssituation realistisch einschätzen zu können.

Im Rahmen der Leitstudie Strommarkt wurde auf Basis der im vorherigen Abschnitt diskutierten Maßgaben die Versorgungssicherheit für Deutschland und die mit Deutschland über das Stromnetz verbundenen Nachbarmärkte berechnet (vgl. Consentec/r2b, 2015). Für die Jahre 2015, 2020 und 2025 wurden der Analyse jeweils 999 Szenarienjahre in stündlicher Auflösung zugrunde gelegt, die verschiedene Konstellationen von Last und Erzeugung darstellen. Sie basieren auf den „best-guess“-Prognosen von ENTSO-E für die Strommarktentwicklung (vgl. ENTSO-E, 2014, Szenario B) und decken innerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen eine große Bandbreite möglicher Zustände ab. So wurden die

Einspeisezeitreihen für erneuerbare Energien basierend auf jeweils drei unterschiedlichen historischen Wetterjahren aufgebaut und gemeinsam mit Lastzeitreihen für dieselben Wetterjahre als Eingangsdaten für die Simulationen verwendet.

In den Jahren 2015 und 2020 kann – unter den getroffenen Annahmen – nach den Ergebnissen der Analysen in allen betrachteten Szenarien und in allen Ländern ein Ausgleich von Last und Erzeugung erreicht werden. Rechnerisch ergibt sich somit eine Lastausgleichswahrscheinlichkeit von 100%. Auch im Jahr 2025 liegt die Lastausgleichswahrscheinlichkeit von Deutschland für das betrachtete ENTSO-E „best-guess“ Szenario bei (rechnerisch) 100%. Im Fall von Belgien und Frankreich kommt es in einigen Extremsituationen dazu, dass kein vollständiger Ausgleich von Last und Erzeugung möglich ist. Von insgesamt rund 8,75 Mio. betrachteten Stunden kommt es in Belgien in einer Stunde nicht zu einem Lastausgleich, und in Frankreich in fünf Stunden. Die rechnerischen Lastausgleichswahrscheinlichkeiten liegen dementsprechend nur minimal unter 100%.

**2. Wie verändert sich dies nach Abschaltung des letzten Kernkraftwerks?**

Vgl. Antwort zu Frage 1.

**3. Wie verändert sich dies unter der zusätzlichen Voraussetzung einer Reduzierung von Kohlekraftwerkskapazitäten aufgrund des vorgeschlagenen CO<sub>2</sub>-Minderungsinstruments?**

Ohne Klimabeitrag wird der Exportüberschuss von heute ca. 30 TWh pro Jahr laut Projektionsbericht 2015 auf ca. 50 TWh pro Jahr steigen. Durch den Klimabeitrag bleibt der Exportüberschuss ungefähr auf dem heutigen Niveau. Parallel zum Aufwuchs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energie geht die konventionelle Stromerzeugung zurück. Damit wird die Verminderung der Emissionen durch die erneuerbaren Energien auch in Deutschlands Emissionsbilanz sichtbar. Für das Jahr 2025 wird ein vergleichbarer Exportüberschuss erwartet. Auf Frage II.4.a. wird im Übrigen verwiesen.

**4. Anhand welcher Indikatoren soll zukünftig geprüft werden, ob das Stromversorgungssicherheitsniveau in Deutschland ausreichend ist?**

Die im März veröffentlichten Gutachten zu Versorgungssicherheit (Pentalaterales Energieforum, Consentec/R2B) verwenden neue Berechnungsverfahren und Indikatoren zur Bewertung von Versorgungssicherheit. Insbesondere die Effekte des grenzüberschreitenden Stromaustauschs werden in den Gutachten abgebildet. Aus heutiger Sicht sind deshalb die Indikatoren „Lastausgleichswahrscheinlichkeit“ und „Versorgungswahrscheinlichkeit“ sowie "verbleibende Leistung zum Zeitpunkt

der Höchstlast" (Vgl. Consentec/R2B) geeignete Indikatoren um die Versorgungssicherheit realistisch zu erfassen. Im pentalateralen Forum wie auch in der Europäischen Union werden die Arbeiten an den fachlichen Grundlagen dazu fortgeführt.

**5. In welcher Form sollen Risiken von Brennstoffimporten erfasst werden?**

Eine zuverlässige, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung ist der Kern des Energiekonzepts der Bundesregierung. Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung ergeben sich auch aus den langfristigen globalen Trends. Die weltweit steigende Energienachfrage wird langfristig zu deutlich steigenden Energiepreisen führen. Ohne entschiedenes Handeln würde die Abhängigkeit unseres Landes von Energieimporten kontinuierlich steigen. Auf diese Herausforderungen gibt das Energiekonzept der Bundesregierung eine klare Antwort. Investitionen in erneuerbare Energien und Energieeffizienz vermindern die Abhängigkeit von Energieimporten und sparen Energiekosten. Die Diversifizierung von Energieträgern, Importländern und Importrouten gehört weiterhin zu den zentralen Elementen deutscher Energieaußenpolitik wie auch die Ergänzung durch eine grenzüberschreitende Energieinfrastruktur.

**6. Sofern das europäische Ausland Versorgungssicherheitsbeiträge für Deutschland leisten soll: Wie sollen Stromimportrisiken erfasst werden?**

Der Import und Export von Strom richtet sich nach den grenzüberschreitenden Preisunterschieden, die die jeweiligen Angebots-/Nachfragesituationen in den beteiligten Ländern widerspiegeln. Grundsätzlich gilt dabei, dass der Strom dorthin fließt, wo die Knappheit am größten (mithin der Preis am höchsten) ist. Das bedeutet aber nicht nur ein Risiko, sondern auch eine Chance. Ist die Knappheit im Inland höher als im Ausland stehen auch die dortigen Kapazitäten zur Verfügung um die inländische Spitzennachfrage zu decken. Die verbindliche Regeln im europäischen Binnenmarkt, die auch noch weiter entwickelt werden, verbieten heute schon, dass ein Mitgliedstaat einseitig in diesen Stromhandel eingreift.

**7. Wenn Stromlücken durch Export gedeckt werden: Wie schätzt das BMWi dabei die Rolle europäischer Kernkraftkapazitäten ein?**

Der nationale Energiemix liegt in der Entscheidung der Mitgliedstaaten. Im europäischen Binnenmarkt wird für den Stromhandel keine Unterscheidung danach getroffen, aus welcher Erzeugung der Strom stammt.

**8. Ist daran gedacht, Importrisiken (z.B. unerwartete Änderungen in ausländischen Kraftwerksparks) zu reduzieren, indem entsprechende Regierungsabkommen abgeschlossen werden?**

Die Inbetriebnahme/Stilllegung einzelner Kraftwerkskapazitäten in den Nachbarländern hat wenn überhaupt nur eine begrenzte Wirkung. Für die Versorgungssicherheit wesentlich relevanter ist die Frage, in welchem Umfang Interkonnektoren zwischen DEU und seinen Nachbarländern bestehen. Die bereits erfolgte Einführung eines diskriminierungsfreien Engpassmanagements an den Grenzkuppelstellen, die Implementierung der Netzkodizes sowie die Umsetzung der Marktkopplung in den Kurzfrist-Märkten sorgen dafür, dass der Strom immer dorthin fließt, wo die größte Knappheit herrscht. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der europäische Binnenmarkt einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten.

**9. An wie vielen Tagen pro Jahr und in welchem Umfang importiert Deutschland derzeit Strom?**

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse nahmen zuletzt zu. Über das Jahr verteilt schwanken diese Stromflüsse erheblich, so dass Deutschland zu bestimmten Zeiten Strom exportiert und zu bestimmten Zeiten importiert. Gründe sind insbesondere die Fluktuationen des Stromverbrauches und der Einspeisung erneuerbarer Energien. Im Jahressaldo ist Deutschland großer Stromexporteur. Im Verhältnis zu den einzelnen Nachbarländern ist Deutschland sowohl Stromimporteur als auch -exporteur. Betrachtet man die physikalischen Jahresstrommengen, ist Deutschland vor allem Exporteur für die Niederlande, Österreich, die Schweiz, Polen, Dänemark und Luxemburg. Gegenüber Frankreich und Tschechien importiert Deutschland Strom.

Nach Zahlen von ENTSO-E für 2014 hat DE 39 TWh Strom importiert. Demgegenüber wurde 74 TWh Strom exportiert.

**10. Wie ändert sich dies nach den Plänen im Grünbuch voraussichtlich nach 2021 bzw. unter der Voraussetzung einer zusätzlichen Reduktion von Kohlekraftwerken?**

Siehe Frage 3.

**11. Ein Gutachten im Auftrag des BMWi kommt zu dem Ergebnis, dass die Versorgungssicherheit bis 2025 in Deutschland und den mit Deutschland verbundenen Regionen gewährleistet sei (Consentec/r2b).**

**a. Wir bitten um Darlegung der von den Gutachtern gewählten Annahmen zur Entwicklung des deutschen und des ausländischen Kraftwerksparks, zur Entwicklung der Grenzkuppelstellen und zur Entwicklung der Stromnachfrage in den betroffenen Ländern.**

Die Untersuchungen der Beratungsunternehmen Consentec und R2B Energy Consulting basieren auf den "Best-Guess"-Prognosen des europäischen Verbandes der Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, aus dem Jahre 2014. Konkret finden sich die Annahmen im sog. „Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030“ von ENTSO-E, und zwar in Tabellen zum sog. Szenario B, welche dem Bericht beigelegt und auf der Webseite von ENTSO-E eingesehen werden können.

**b. Die Gutachter treffen keine Aussage dazu, wie realistisch die eingeflossenen Annahmen zum Kraftwerkspark und zur Entwicklung der Nachfrage sind. Wie bewertet das BMWi die Annahmen?**

Die Annahmen, die dem „Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF)“ zugrunde liegen, werden jeweils zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Das von den Gutachtern gewählte Szenario B spiegelt die aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wahrscheinliche Entwicklung des Kraftwerksparks und der Nachfrage wieder. Es handelt sich um eines der am besten abgestimmten und dokumentierten Szenarien auf europäischer Ebene. Dennoch besteht auch weiter Potenzial für Verbesserungen, beispielsweise bei der Datenlage und der Entwicklung des Lastmanagements.

**12. Welche volkswirtschaftlichen Kosten und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten erwartet die Bundesregierung durch das Gesamtpaket aus Strommarkt 2.0 und Klimabeitrag unter Einbezug der Kapitalentwertung bestehender Anlagen?**

Im Hinblick auf das Strommarktdesign werden durch die Weiterentwicklung des Strommarktes im Sinne eines „Strommarkt 2.0“ aus Sicht des BMWi die volkswirtschaftlichen Kosten minimiert. Es werden insbesondere die Kostenrisiken, die aufgrund von etwaigen Fehlparametrierungen bei einem Kapazitätsmarkt bestünden, vermieden.

Hinsichtlich des nationalen Klimabeitrags wurde das Instrument mit dem Ziel entwickelt, im Stromsektor eine zusätzliche Emissionsminderung in Höhe von 22 Mio. t CO<sub>2</sub> gegenüber der Projektion zu erreichen und dabei die Effekte auf den

Strompreis zu minimieren und weiterhin Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Durch die Begrenzung des Strompreiseffektes infolge der Maßnahme auf rund 0,2 ct/kWh sind die volkswirtschaftlichen Kosten gering. Bei der behaupteten Kapitalentwertung ist zu berücksichtigen, dass sich der Klimabeitrag in einen ohnehin stattfindenden Strukturwandel einfügt und gravierende Auswirkungen allenfalls auf alte, ineffiziente und bereits abgeschriebene Kraftwerke hat. Im Übrigen wird dazu auf die Antwort zu Frage II.3.a verwiesen. Zu den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten des nationalen Klimabeitrags wird auf die Antwort zu Frage II.3.z verwiesen.

**13. Wir bitten um eine Übersicht der kWh-bezogenen Kosten aller geplanten Maßnahmen in den Jahren bis 2020 für die unterschiedlichen Verbrauchergruppen.**

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist bei Fortführung der derzeitigen KWKG-Förderung ohnehin einen Anstieg auf rund 760 Mio. Euro in 2019 erwarten. Dies hängt u. a. damit zusammen, dass derzeit große KWK-Anlagen gebaut werden. Dies würde bei Beibehaltung der jetzigen Umlagebasis einen Anstieg der KWK-Umlage von derzeit 0,24 ct/kWh auf 0,34 ct/kWh bedeuten. Durch die vom BMWi vorgeschlagenen Maßnahmen für die KWKG-Novelle zur Förderung des Bestands und des Neubaus würde die KWKG-Förderung auf rund 1 Mrd. Euro in 2019 steigen. Dies würde bei Zugrundelegung der jetzigen Umlagebasis in 2019 eine KWK-Umlage von rund 0,5 ct/kWh bedeuten, wovon demnach 0,16 ct/kWh durch die vorgeschlagenen Änderungen bedingt wären. Privilegierte Endkunden zahlen entsprechend ihrer Befreiungen weniger bzw. sind nicht vom Anstieg der KWK-Umlage betroffen.

Der nationale Klimabeitrag führt gemäß Modellberechnungen im Jahr 2020 zu einem äußerst moderaten Anstieg des Börsenstrompreises von rund 0,2 ct/kWh gegenüber der Projektion. Für stromintensive Betriebe, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen, steigen die Strompreise damit geringfügig an. Für nicht-privilegierte Endverbraucher wie private Haushalte und Gewerbe fällt der Strompreiseffekt noch geringer aus, da der moderat höhere Strompreis durch eine dadurch sinkende EEG-Umlage teilweise kompensiert wird.

Für die Kosten der Kapazitätsreserve wird auf die Antwort zu Frage III.8 verwiesen.

**14. Gibt es bezüglich der Umlagen und Steuern Entlastungsüberlegungen?**

Bei Umlagen und Steuern gibt es weit gehende Entlastungsregeln, die auch in Zukunft wirksam bleiben. Darüber hinaus gibt es derzeit keine konkreten Überlegungen im Strombereich weitere Entlastungen bei den Umlagen und Steuern vorzunehmen. Darüber hinaus ist lediglich geplant, den Kreis der



Begünstigten im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung geringfügig zu erweitern. Hierfür befindet sich derzeit das zweite Änderungsgesetz zum EEG 2014 im Gesetzgebungsverfahren. Es dient dazu, die Härtereien und die Schmieden in die Besondere Ausgleichsregelung aufzunehmen.

**15. Gibt es Ansatzpunkte, die EEG-Umlage über einen längeren Zeitraum zu verteilen, ohne in den Bestand einzugreifen? Hält das BMWi diese für diskutabel?**

Um die finanziellen Verpflichtungen, die sich aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gegenüber den Anlagenbetreibern ergeben, über einen längeren Zeitraum zu strecken, müsste letztlich ein entsprechender Fonds eingerichtet werden. Durch die Auslagerung von Finanzierungslasten, die im Rahmen des EEG entstanden sind, in einen Fonds könnte in Abhängigkeit von der Höhe des ausgelagerten Finanzvolumens die EEG-Umlage prinzipiell entsprechend reduziert werden.

Allerdings geht es um enorm hohe Finanzvolumina, wenn eine signifikante Entlastungswirkung bei der EEG-Umlage erreicht werden soll. Generell müssen pro Cent Entlastung bei der EEG-Umlage jährlich rund 3,7 Mrd. € an den Fonds ausgelagert werden. D.h. wenn für einen Zeitraum von 10 Jahren die EEG-Umlage um 1 ct/kWh reduziert werden soll, geht es ohne Berücksichtigung von Zinsen um ein Finanzvolumen von ca. 37 Mrd. €.

Für eine spürbare Entlastung bei der EEG-Umlage wäre angesichts der sehr hohen Finanzvolumina im Endeffekt daher ein Rückgriff auf den Bundeshaushalt unumgänglich.

Auch vor dem Hintergrund der nationalen und europäischen Schuldenregeln hält das BMWi die Einrichtung eines solchen EEG-Fonds daher für keine realistische Option.

**16. Wie könnte ein effektives Stromkostenmonitoring aussehen, das sowohl direkte als auch indirekte Kosten der Energiewende im Stromsektor in den Blick nimmt?**

Ein effektives Monitoring der Energiewende muss neben dem Strommarkt auch die Sektoren Wärme und Verkehr berücksichtigen. Im Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ geht die Bundesregierung auf die Fortschritte bei der Umsetzung der Energiewende ein und benennt Herausforderungen sowie die Felder, in denen nachgesteuert wird, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Kosteneffizienz ist hierbei ein wesentliches Leitkriterium. Direkte und indirekte Kosten, aber auch vermiedene Kosten bzw. Nutzen durch die Energiewende sind in einer Reihe von wissenschaftlichen Studien untersucht worden und werden auch künftig im Lichte der Entwicklung untersucht. Die Ergebnisse dieser Studien werden regelmäßig für

den Monitoring-Prozess ausgewertet und gehen neben Zahlen der amtlichen Statistik in die laufende Berichterstattung der Bundesregierung ein. Auch die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess nimmt regelmäßig Stellung zu den Kostenaspekten.

## **II. Vorschlag des BMWi für ein neues Klimaschutzinstrument im Stromsektor**

### **1. Fragen zur Ausgestaltung des Instruments**

- a. Welchen Preis soll die vom BMWi geplante Abgabe für CO<sub>2</sub>-Emissionen oberhalb des Klimafreibetrags in den Jahren 2017, 2018 und 2019 haben?**

Nach dem Vorschlag des BMWi soll der geplante Klimabeitrag im Jahr 2020 18-20 €/t CO<sub>2</sub> betragen. Gleichzeitig soll der Klimabeitrag ab dem Jahr 2017 um 1 €/t CO<sub>2</sub> pro Jahr bis auf 18-20 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2020 steigen. Je nach Zielwert ergeben sich unterschiedliche Klimabeträge in den Jahren 2017 (15-17 €/t CO<sub>2</sub>), 2018 (16-18 €/t CO<sub>2</sub>) und 2019 (17-19 €/t CO<sub>2</sub>).

- b. Beabsichtigt das BMWi, den Preis bis 2020 weiter anzuheben, wenn der deutsche Kraftwerkspark das vom BMWi angestrebte Ziel einer Emissionsminderung auf 290 Mio. t in 2020 zu verfehlen droht (beispielsweise durch Wirtschaftswachstum, erhöhte Stromnachfrage aus dem Ausland oder Gaspreisanstieg)?**

Im Interesse der Planungssicherheit für die Unternehmen soll der festgelegte Klimabeitrag bis 2020 gleich bleiben. Eine Anhebung oder Absenkung ist nicht beabsichtigt. Für den Zeitraum ab dem Jahr 2017 bis zum Jahr 2020 soll ein Aufwuchspfad für den Klimabeitrag festgelegt werden (siehe unter a). Dieser wird bis 2020 auch nicht verändert.

- c. Welches CO<sub>2</sub>-Minderungsziel im Kraftwerkspark möchte das BMWi nach 2020 anstreben und wie hoch soll entsprechend die Abgabe im Zeitraum 2020 bis 2030 sein?**

Der Klimabeitrag soll den Minderungspfad bis 2020 sicherstellen, da der Emissionshandel bis dahin leider nicht die ausreichenden Signale setzen wird.

Das Instrument soll nach 2020 fortbestehen, aber „eingefroren“ werden, d.h. der Klimabeitrag soll nicht weiter anwachsen. Der Freibetrag wird weiterhin angewendet. Das bedeutet, dass der Freibetrag für Kraftwerke mit einem Alter von 21-40 Jahren auch nach dem Jahr 2020 jährlich weiter sinken wird

und für Kraftwerke ab dem 41. Betriebsjahr der „Sockel-Freibetrag“ von 3 Millionen t CO<sub>2</sub>/installierte GW-Leistung bestehen bleibt.

Aus heutiger Sicht ist es wichtig, dass das Instrument auch nach 2020 fortbesteht, um zu vermeiden, dass die Emissionen nach 2020 wieder sprunghaft ansteigen. Es soll eine Evaluierung des Instruments vorgenommen werden. Dabei soll im Lichte der Entwicklung des europäischen Emissionshandels das Instrument auch auf seine Notwendigkeit überprüft und gegebenenfalls erforderliche Anpassungen durchgeführt werden.

**d. Was soll eine „grundlegende Modernisierung“ sein?**

Eine „grundlegende Modernisierung“ ist eine, die der ersten Inbetriebnahme gleich steht. Eine solche „grundlegende Modernisierung“ ist gegeben, wenn bei einem bestehenden Block der Kessel ausgetauscht wird.

**e. Warum soll für die Ermittlung des Freibetrags das Kraftwerkalter und nicht der Wirkungsgrad herangezogen werden?**

Das Alter eines Kraftwerksblocks als Differenzierungskriterium ermöglicht es, mehrere wichtige Prämissen zu berücksichtigen. Zum einen berücksichtigt es den Wirkungsgrad, denn grundsätzlich gilt, dass ältere Blöcke geringere Wirkungsgrade haben und höhere spezifische Emissionen aufweisen. Darüber hinaus berücksichtigt die Unterscheidung nach dem Alter rechtliche Bestandsschutzfragen: neue Investitionen werden nicht beeinträchtigt; sehr alte Kraftwerke haben für den Großteil ihrer ökonomischen Lebenszeit Beiträge im alten Umfeld erwirtschaftet, so dass für sie der Klimabeitrag wesentlich weniger ins Gewicht fällt. Andere denkbare Kriterien wären in der Anwendung mit großen tatsächlichen und rechtlichen Unsicherheiten sowie mit einem hohen Verwaltungsaufwand verbunden.

Hinzu kommt, dass die Anknüpfung an das Alter den Betreibern größere Flexibilität zur betriebswirtschaftlichen Optimierung belässt. Denn gerade die alten Kraftwerke sind größtenteils abgeschrieben und erwirtschaften im gegenwärtigen Umfeld die höchsten Deckungsbeiträge. Damit haben sie auch mehr Freiheit, ihre emissionsintensive Stromerzeugung entweder zu reduzieren oder aber den Klimabeitrag zu zahlen.

**f. Wie erklären sich zentrale Eckwerte des Modell (Freibetrag über 20 Jahre, im 21. Jahr 7 Mio. t CO<sub>2</sub>/GW, im 41. Jahr 3 Mio. t CO<sub>2</sub>/GW)?**

Der Freibetrag ist so ausgestaltet, dass neue Kraftwerke nicht betroffen werden. Ab dem 21. Jahr erfolgt eine lineare Absenkung des Freibetrages. Die 7 Mio. t CO<sub>2</sub>/GW ab dem 21. Jahr ermöglichen einen Einstieg in den

Klimabeitrag „ohne Sprünge“. Das liegt daran, dass auch neuere Kraftwerke bei den heutigen Wirkungsgraden, selbst wenn sie rund um die Uhr laufen würden, nicht wesentlich mehr emittieren (1 Jahr hat 8760 Stunden, durchschnittlicher spezifischer Emissionswerte neuer Braun- und Steinkohlekraftwerke liegt bei ca. 750-950 g CO<sub>2</sub>/kWh je nach Wirkungsgrad),

Der „Sockel-Freibetrag“ von 3 Mio. t CO<sub>2</sub>/GW ab dem 41. Betriebsjahr berücksichtigt die technisch und ökonomisch mögliche Flexibilität der Kraftwerke. Er ist so ausgestaltet, dass er einen Anreiz zur Optimierung und Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten hoher Strompreise setzt. Er gibt auch alten Kraftwerken die Möglichkeit, ausreichend Deckungsbeiträge zu erwirtschaften, um Stilllegungen durch den Klimabeitrag vermeiden zu können.

**g. Wie sollen die zusätzlichen Zertifikate-Käufe umgesetzt werden – gesetzlich, per Verordnung?**

Das Gesetz zur Umsetzung des vorgeschlagenen Instruments wird die Kraftwerksbetreiber verpflichten, bei Überschreitung des Freibetrags für die zusätzlichen Emissionen Zertifikate abzugeben. Die zuständige Vollzugsbehörde wird diese Pflicht durch einen Verwaltungsakt konkretisieren.

**h. In welchem Umfang wurde das vorgeschlagene Klimainstrument im Vorfeld mit den betroffenen Akteuren besprochen, um seine Annahmen auf Praxistauglichkeit und unintendierte Konsequenzen zu prüfen?**

Das BMWi ist im ständigen Austausch mit den verschiedenen Akteuren. Diese Diskussion begann bereits im Jahr 2014, als das BMWi einen Vorschlag für ein Klimainstrument vorgelegt hatte (Effizienzstandards), der bei einigen Akteuren nicht auf Zustimmung stieß.

Das BMWi hat in der Folge in einem intensiven Prozess zahlreiche weitere Instrumente geprüft. Der Klimabeitrag sowie andere mögliche Optionen werden gegenwärtig intensiv mit den Energieversorgungsunternehmen, den Gewerkschaften sowie den Ländern und anderen Akteuren diskutiert. Möglich sind Anpassungen im vorgelegten Modell des Klimabeitrags. Das BMWi ist aber auch offen für andere Vorschläge, die das 40%-Ziel erreichen und bei den Auswirkungen auf die Strompreise und die Gesamtwirtschaft zu günstigeren Ergebnissen führen.

**2. Fragen zu den Berechnungen des BMWi (bzw. der vom BMWi beauftragten Institute) zur Parametrierung des Klimainstruments und zur Folgenabschätzung**

**a. Welche zentralen Annahmen werden in den Berechnungen für die Jahre 2015 bis 2030 getroffen hinsichtlich**

- **CO2-Zertifikatspreisen,**
- **Stromnachfrageentwicklung,**
- **Brennstoffkosten,**
- **An- und Abfahrkosten von Kraftwerken,**
- **An- und Abfahrzeiten von Kraftwerken,**
- **erhöhtem CO2-Ausstoß von Kraftwerken durch An- und Abfahrprozesse und Teillastbetrieb,**
- **Fixkosten und variablen Kosten von Kraftwerken und Tagebauen,**
- **installierten deutschen und ausländischen Kraftwerkskapazitäten,**
- **Grenzkuppelstellen?**

**b. Haben die Berechnungen den überschießenden Wind-onshore-Ausbau berücksichtigt?**

**Hinweis:** Die Fragen 2a und 2b werden gemeinsam beantwortet.

Grundlage für die Berechnung des Minderungsbeitrags Stromsektors von 22 Mio. t CO<sub>2</sub> ist das von der Bundesregierung am 3. Dezember 2014 beschlossene Aktionsprogramm Klimaschutz. Dort werden den verschiedenen Sektoren bestimmte Minderungsbeiträge zugewiesen. Dort ist auch festgehalten, dass die 22 Mio. t zusätzlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz (ohne NAPE), wie im Projektionsbericht der Bundesregierung angenommen, erbracht werden sollen, um das 40%-Ziel zu erreichen.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz führen nach dem Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 zu einer Minderung der Emissionen von 37 Mio. t CO<sub>2</sub>. Darin enthalten sind auch durch den Strukturwandel und altersabhängig veranlasste Stilllegungen von Kraftwerken, die bereits jetzt auch schon geplant sind (Siehe Anmeldungsliste bei der BNetzA). Diese Minderung ist das Ergebnis der Berechnungen des sog. „Mit-Maßnahmen-Szenarios“ im Projektionsbericht der Bundesregierung. Dieses Szenario bildet die Referenz für die Ermittlung des Minderungsbeitrags im Stromsektor. „Mit-Maßnahmen“ meint insbesondere die Maßnahmen zur Förderung der

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG und zur Steigerung der Effizienz, etwa im Gebäudebereich. Hinzu kommen die vom Kabinett im Aktionsprogramm Klimaschutz am 3. Dezember 2014 beschlossenen 22 Mio. t CO<sub>2</sub>, die durch den Klimabeitrag im Stromsektor erbracht werden sollen. Der Gesamtbetrag der Minderung im Stromsektor bis 2020 beträgt somit 59 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Den Berechnungen des Projektionsberichts liegen das Kraftwerksinvestitionsmodell ELIAS (Electricity Investment Analysis) von Prognos sowie das vom Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex zugrunde. Letzteres sorgt für einen kostenminimalen Einsatz der am Strommarkt vorhandenen Kapazitäten (thermische Kraftwerke, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher).

Die Annahmen zu den Inputparametern hinsichtlich des Kraftwerksparks (technische Lebensdauern, Wirkungsgrade, etc.) sind auf den Seiten 74 ff. des Projektionsberichts dargelegt. Ausgangspunkt für die Entwicklung des Kraftwerksparks ist dabei der Kraftwerkspark im Basisjahr 2012. Die Datengrundlage wurde aus verschiedenen Kraftwerkslisten (ÜNB; UBA; BNetzA; Platts) sowie aus den öffentlichen Statistiken zur Elektrizitätserzeugung (Statistisches Bundesamt) zum Abgleich der gesamten Leistungen pro Brennstoff zusammengetragen. Nach dem Kenntnisstand des BMWi liegen die zugrunde gelegten Annahmen in der Bandbreite der bekannten wissenschaftlichen Studien zu dem Thema.

Die Ergebnisse der Modellierung für das Jahr 2020 hinsichtlich installierter erneuerbarer und konventioneller Kapazitäten sowie der Nettostromerzeugung im Referenzszenario („Mit-Maßnahmen-Szenario“ wie zuvor erläutert) sind im Projektionsbericht in den Tabellen 3-8 und 3-9 auf den Seiten 86 und 87 zu finden.

Die Eingangsparameter für das zuvor genannte PowerFlex-Modell wurden so eingestellt, dass sowohl die Stromerzeugung nach Brennstoffen mit der amtlichen Statistik, als auch der Brennstoffeinsatz mit dem deutschen Treibhausgas-Inventar übereinstimmen. Hierzu wurden unter anderem die Wirkungsgrade der Bestandskraftwerke entsprechend angepasst. Die verwendeten Wirkungsgrade bilden einen durchschnittlichen Anlagenbetrieb über ein Jahr ab und berücksichtigen somit auch den zusätzlichen Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb und für An- und Abfahrten.

Die im Zusammenhang mit dem Klimabeitrag durchgeführten Modellberechnungen der vom BMWi beauftragten Institute (Öko-Institut und Prognos) basieren in der Parametrisierung auf den Annahmen des

Projektionsberichts. Für das Jahr 2020 wurden die folgenden Werte angesetzt:

- **Brennstoff -und CO<sub>2</sub>-Preise nach Projektionsbericht (2020, Preisbasis 2010)**
  - Steinkohle: 11 €/MWh<sub>th</sub>
  - Erdgas: 30 €/MWh<sub>th</sub> (Hu)
  - Braunkohle: 3 €/MWh<sub>th</sub> (variabler Anteil)
  - Emissionsberechtigungen des EU ETS: 10€ / EUA
- **EE-Ausbau und Stromnachfrage nach Projektionsbericht (2020)**
  - regenerative Stromerzeugung: 242 TWh
  - inländische Stromnachfrage (ohne KW-Eigenverbrauch): 552 TWh

Daneben wurden Sensitivitätsanalysen für die folgenden Rahmendaten im Jahr 2020 durchgeführt:

- Braunkohlekosten: 1,5 €/MWh<sub>th</sub> (variabler Anteil)
- Brennstoffpreis-Situation niedrigeres Niveau (wie Anfang 2015)
- Steinkohle: 9 €/MWh<sub>th</sub>
- Erdgas: 22 €/MWh<sub>th</sub> (Hu)
- Emissionsberechtigungen des EU ETS: 20€/EUA

Den wissenschaftlichen Berechnungen liegen ferner die Annahme zugrunde, dass die fixen Betriebskosten für die Kraftwerke ca. 40-50 Euro/kW (Personal und Revisionen) betragen. Die fixen Brennstoffkosten, also die Kosten für den Tagebau, werden mit 60-70 Euro/kW angesetzt. Mögliche Kostenreduktionen bei reduzierter Förderung (selteneres Umsetzen der Förderbrücken, etc.) wurden nicht mit einberechnet.

Hinsichtlich des Netzausbaus in Deutschland und europaweit sowie der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten wurden moderate Annahmen zu Grunde gelegt, d.h. die Vorgaben des NEP 2014 wurden berücksichtigt und eine verzögerte, nicht vollständige Umsetzung des Ten Year Development Plan (TYNDP) der Vereinigung der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) bis 2020. Insgesamt sind die Annahmen zum Ausbau der Übertragungsnetze daher moderater als vergleichbare Gutachten.

- c. **Wie erklärt sich die Aussage, dass 90 % der fossilen Stromerzeugung den „Klimabeitrag“ nicht leisten müssen? Auf welchen Zeitpunkt bezieht sich diese Aussage? Wie stellt sich die Situation im Jahr 2030 dar?**

Die Tatsache, dass 90 % der fossilen Stromerzeugung im Jahr 2020 den Klimabeitrag nicht leisten werden, ist Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Optimierung der Kraftwerksbetreiber. Die durchgeführten Modellrechnungen zeigen, dass die Betreiber ihre Kraftwerke im Jahr 2020 so einsetzen werden, dass 90 % der fossilen Stromerzeugung innerhalb der vorgesehenen Freibeträge stattfindet. Für die durch diese Stromproduktion entstehenden Emissionen wird der Klimabeitrag nicht fällig.

- d. **Wie werden die in der Drucksache des Wirtschaftsausschusses 18 (9) 411 ausgemachten „sechs Denkfehler“ des Papiers im Einzelnen bewertet?**

Das BMWi ist der Auffassung, dass die in der Stellungnahme des Bundesverbandes Braunkohle (DEBRIV) behaupteten „Denkfehler“ nicht vorliegen. Im Einzelnen:

Teil 1: „Marktverhältnisse bleiben unberücksichtigt“

DEBRIV führt aus:

*„Bei Stromerlösen in einer Größenordnung von 32 €/MWh, die bei Kohlenkraftwerken um 7 € für die regulären CO<sub>2</sub>-Zertifikate gemindert werden, bleiben 25 € Erlös für den Kraftwerksbetreiber. Von diesem Erlös soll dann die Sonderabgabe geleistet werden, was eine zusätzliche Belastung von rd. 20 €/MWh bedeutet. Kein Kohlenkraftwerk kann zu diesen Bedingungen Strom erzeugen.“*

*Der Denkfehler I liegt in der Annahme, dass Anlagenbetreiber, die im europäischen Binnenmarkt für Strom agieren, eine derartige Sonderabgabe wirtschaftlich tragen könnten. Das ist falsch: Kein Kohlenkraftwerk kann unter den heutigen und absehbaren Marktbedingungen Strommengen erzeugen, die mit einer prohibitiven Sonderabgabe belastet werden.“*

Einschätzung des BMWi dazu:

Die Annahme ist statisch und trifft daher im Ergebnis nicht zu.

Bereits die Grundannahme dieser Darstellung trifft nicht zu, da sie unterstellt, dass der Klimabeitrag für jede CO<sub>2</sub>-Emission eines Kraftwerks zu leisten sei („zusätzliche Belastung von rd. 20 EUR/MWh“). Der Vorschlag des BMWi sieht gerade nicht vor, dass „ab der ersten Emission“ der Klimabeitrag zu



leisten ist. Im Gegenteil, für 90 % der fossilen Stromerzeugung wird im Jahr 2020 kein Klimabeitrag gezahlt werden.

Im Übrigen wird nicht zwischen den verschiedenen Typen von Kohlekraftwerken differenziert (neu - alt; Braun- - Steinkohle).

Vor allem wird nicht berücksichtigt, dass der Klimabeitrag Anreize zur ökonomischen Optimierung setzt und die wirtschaftlich und technisch möglichen Flexibilitäten ausschöpft. Betreiber werden ihre Deckungsbeiträge entweder innerhalb des Freibetrages erwirtschaften oder oberhalb des Freibetrags, wenn der Strompreis hoch ist und die Kraftwerke somit trotz Klimabeitrags positive Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Insgesamt werden sie sich so optimieren, dass sie ihre Freibeträge optimal nutzen. Sie werden insbesondere den Betrieb in Zeiten niedriger Strompreise reduzieren, in denen sie sowie nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaften. Wichtig ist, dass der Strompreis nicht statisch betrachtet werden kann. Auch wenn der Strompreis im Base bei 3,1 ct/kWh liegt, ist er in anderen Stunden deutlich höher und ermöglicht die beschriebenen Optimierungen. Bereits heute wird in der Hälfte der Jahresstunden mit den niedrigsten Preisen nur ein Viertel des Deckungsbeitrags verdient. In der Hälfte der Jahresstunden mit den höchsten Preisen jedoch drei Viertel. Ein Verzicht auf Produktion in den Niedrigpreisstunden wirkt sich also nur wenig auf die Deckungsbeiträge aus.

## Teil 2: „Verlagerung statt Vermeidung“

DEBRIV führt aus:

*„Bei der Einschätzung der Wirkung des Konzepts muss zunächst die Auslastung der Kraftwerke berücksichtigt werden. Braunkohlenkraftwerke werden durchschnittlich etwa 7.000 Stunden im Jahr ausgelastet und arbeiten an oder oberhalb der Freigrenze zur Abgabe zusätzlicher Emissionsberechtigungen. Steinkohlenkraftwerke liegen bei rd. 4.000 Volllaststunden im Jahr und damit im Durchschnitt unter der angegebenen Freimenge von 7 Mio. t CO<sub>2</sub> und haben noch viel „reguläres CO<sub>2</sub>“ zur Verfügung. Die Verstromung auf Basis von Erdgas wäre von der Sonderabgabe überhaupt nicht betroffen.“*

*Der Denkfehler II besteht darin, dass die Autoren erwarteten, dass Kohlenkraftwerke unter Belastung mit Sonderabgaben Strom erzeugen. Da die Stromerzeugung mit Sonderabgaben im Vergleich zur Verlagerung unwirtschaftlich ist, wandert die Stromproduktion insbesondere von Braunkohlenkraftwerken zu Steinkohlenkraftwerken in Deutschland oder ins*

*Ausland. Die Stromerzeugung aus Steinkohle ist i.d.R. geringfügig teurer, jedoch unter Berücksichtigung der Sonderabgabe in jedem Fall günstiger. Emissionen werden also verlagert und nicht vermieden. Das vorgeschlagene Instrument „Sonderabgabe“ entfaltet kaum spürbare Wirkung.“*

Einschätzung des BMWi:

Durch den Klimabeitrag werden Emissionen gerade nicht nur „verlagert“ sondern tatsächlich „vermieden“. Richtig ist, dass sich die Stromproduktion insbesondere von alten Braunkohlekraftwerken auf neue Steinkohlekraftwerke verlagert. Damit sind aber entgegen der Behauptung von DEBRIV substantielle CO<sub>2</sub>-Einsparungen verbunden. Steinkohle ist weniger emissionsintensiv als Braunkohle. Insbesondere neue Steinkohlekraftwerke haben zudem einen deutlich besseren Wirkungsgrad als alte Braunkohle. Damit können insbesondere die neuen Steinkohlekraftwerke die gleiche Menge Strom mit einem deutlich geringeren CO<sub>2</sub>-Ausstoß produzieren.

Es wird keine Verlagerung der Stromerzeugung ins Ausland statt finden. Vorab: die Netto-Exporte werden lediglich auf das heutige Niveau von ca. 30 TWh gesenkt. Ohne den Klimabeitrag würde der Nettoexport laut Referenzprognose bis 2020 auf 50 TWh anwachsen. Damit wird deutlich, dass gerade das Gegenteil richtig ist: ohne Klimabeitrag werden Emissionen in Deutschland nicht vermieden, sondern immer größere Strommengen ins Ausland exportiert.

Mit dem Klimabeitrag steigt der Nettoexport nicht weiter an. Deutschland bleibt Netto-Exporteur auf dem heutigen, hohen Niveau. Aber der weitere Ausbau der Erneuerbaren und die Steigerung der Effizienz führt nicht weiter zu einem Anstieg der Exporte insbesondere von Braunkohlestrom, sondern ersetzt tatsächlich die emissionsintensive Stromerzeugung in Deutschland. Das liegt daran, dass die emissionsintensive Stromerzeugung aus Deutschland, sofern sie mit dem Klimabeitrag belastet ist, auch im europäischen Kontext weniger zum Zug kommt. Im Ergebnis wird dadurch das Ausland seinen Strombedarf weniger mit deutscher Braunkohle decken, sondern mit eigener Stromerzeugung.

Aber auch im Ausland werden dafür stärker die emissionsärmeren Steinkohle- und Gaskraftwerke zum Einsatz zu kommen. Insbesondere wird die Reduzierung der emissionsintensiven Stromerzeugung in Deutschland nicht durch zusätzliche Braunkohlestromerzeugung im Ausland ersetzt. Das liegt insbesondere daran, dass die Braunkohlekraftwerke europaweit bereits heute nahezu voll ausgelastet sind. Durch den Klimabeitrag wird die deutsche Braunkohlestromerzeugung im Wesentlichen durch mehr Strom aus neuen

Steinkohle- und neuen Gaskraftwerken ersetzt, sowohl in Deutschland aber auch im Ausland. Diese kommen am Markt bislang weniger zum Zuge, da sie von der deutschen Braunkohle verdrängt werden.

Insgesamt sinken also die Emissionen nicht nur in Deutschland, sondern europaweit.

Darüber hinaus werden durch die Ausgestaltung des Klimabeitrages EU-weit mehr Emissionshandels-Zertifikate gelöscht.

Teil 3: „Der geplante Hebel läuft ins Leere“

DEBRIV führt aus:

*„Die Zusatzabgabe macht die Kohlenstromerzeugung jenseits der Freigrenze unmöglich. Wenn diese jedoch keinen Strom erzeugen, dann werden keine CO<sub>2</sub>-Zertifikate gebraucht, aber es muss gleichzeitig auch keine Sonderabgabe geleistet werden, die die Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, zusätzliche Emissionsberechtigungen aus dem EU-ETS zu erwerben und zur Löschung abzugeben.“*

*Denkfehler III besteht darin, dass wenn kein Strom jenseits der sog. Freigrenze erzeugt werden kann, wird auch keine Sonderabgabe geleistet. Es ist dann nicht erforderlich, zusätzlich Emissionsberechtigungen zu erwerben und zur Löschung abzuliefern und der geplante Hebel läuft ins Leere.“*

Einschätzung des BMWi:

Vgl. auch Antworten zu I. und II.

Erneut trifft die Grundaussage aus Sicht des BMWi nicht zu: Die Kohlestromerzeugung oberhalb des Freibetrags wird insbesondere für die sehr profitablen alten Braunkohlekraftwerke wirtschaftlich möglich bleiben und auch tatsächlich stattfinden, aber eben entsprechend den jeweiligen Strompreisen optimiert.

Insoweit werden auch zusätzliche ETS- Zertifikate abzugeben sein und findet auch im europäischen Rahmen damit eine Emissionsminderung statt.

Teil 4: „Missachtung des Diskriminierungsverbots“

DEBRIV führt aus:

*„Alle möglicherweise von dieser Sonderabgabe betroffenen Anlagen verfügen über eine zeitlich unbegrenzte Betriebsgenehmigung und entsprechen in jederlei Hinsicht dem Stand der Technik. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen dieser Anlagen*

*werden bereits abschließend durch das EU-ETS reguliert. Als Kriterien für die Erhebung der Sonderumlage auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen wird zunächst sachfremd das Alter benannt. Auch die sog. Freimenge, die angelegte Degression und der sog. Sockel sind beliebig gesetzt und für Kohle, insbesondere Braunkohle, diskriminierend bzw. begünstigend für Gas gestaltet. Im geltenden Steuer- und Abgabenrecht besteht keine Rechtsgrundlage für eine derartige Sonderabgabe. Es wäre eine Lex specialis für eine Teilmenge von Anlagen, die darüber hinaus nur von einem Teil der am Strommarkt aktiven Unternehmen betrieben werden. Die Regeln werden so gestaltet, dass 90 % der betroffenen Gruppe zu Lasten von 10 % profitieren, wodurch eine erhebliche Disproportionalität entsteht.*

*Der Denkfehler IV besteht darin, dass die Autoren vorschlagen, eine Sonderabgabe auf Grundlage willkürlich gesetzter Kriterien zu erheben. Es entstehen somit Nützlichkeiten für eine große Gruppe von Anlagenbetreibern. Wenige Anlagenbetreiber oder Anlagen werden mit einer Sonderlast beschwert, die einem allgemeinpolitischen Ziel dienen soll. Im Abgaben- und Steuerrecht findet sich für derartig diskriminierende Konstrukte keine Grundlage. Eine derartige Sonderabgabe ist rechtswidrig.“*

Einschätzung des BMWi:

Auch diese Bewertung des DEBRIV teilt das BMWi nicht. Es liegt gar keine Sonderabgabe im Sinne der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts vor. Der Staat verpflichtet Kraftwerksbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen zusätzliche Zertifikate zu löschen. Insofern setzt der Staat lediglich einen regulatorischen Rahmen, ohne dass der Anwendungsbereich des Finanzverfassungsrechts überhaupt eröffnet wäre. Auch die behauptete Diskriminierung liegt nicht vor. Insbesondere wurden die Kriterien für den Freibetrag nicht willkürlich gesetzt. Im Gegenteil, die Ausgestaltung des Freibetrags erfolgte aufgrund konkreter und sachlich nachvollziehbarer Kriterien, deren Hintergrund oben in Frage (1.e.) erklärt ist.

Es ist auch nicht so, dass die vom BMWi vorgeschlagene Regelung nur für 10% der Stromerzeugung gelten würde. Die Regelung gilt für den gesamten Stromsektor. Sie wird sich nach Einschätzung des BMWi jedoch lediglich für 10% der fossilen Stromerzeugung auswirken und zwar als Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Optimierung. Das BMWi schlägt ein Instrument vor, das für den Stromsektor einen Anreiz zur betriebswirtschaftlichen Optimierung hin zu einer weniger emissionsintensiven Stromerzeugung setzt. Diese Zielsetzung ist auch nicht neu, sondern entspricht den beschlossenen Klima- und Energiezielen. Die Auswirkungen ergeben sich wie bei allen

nationalen Regelungen aus dem Zusammenspiel mit dem Europarecht und hier insbesondere mit dem EU-Emissionshandel.

Wie sich die Unternehmen in der Praxis im Detail optimieren, bleibt ihrer freien wirtschaftlichen Entscheidung überlassen.

Teil 5: „Europäisch unzulässig“

DEBRIV führt aus:

*„Die Autoren gehen davon aus, dass durch die Verpflichtung zum Aufkauf und zur Löschung von EU-Emissionsberechtigungen das europäische CO<sub>2</sub>-Budget vermindert wird. Dies soll ein zusätzlicher, deutscher Beitrag zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen sein.*

*Der Denkfehler V liegt darin, dass die vorgesehene Erfüllungsart für die Begleichung der Sonderabgabe, nämlich zusätzlich zu den gemäß TEHG abzugebenden CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten weitere Emissionsrechte erwerben und abgeben zu müssen, gegen die entsprechende EU-Richtlinie und das TEHG verstößt. Nach dem Konzept der Richtlinie über den Emissionshandel gewährt die einzelne Abgabe eines Zertifikats das Recht zur entsprechenden Emission von CO<sub>2</sub>. Zudem hat ein Mitgliedstaat nicht das Recht, einseitig Zertifikate zu löschen.“*

Einschätzung des BMWi dazu:

Das BMWi hätte es eindeutig bevorzugt, wenn der Emissionshandel rechtzeitig reformiert und gestärkt worden wäre, um die notwendigen ökonomischen Signale für eine schrittweise und verträgliche Strukturanpassung zu setzen. Bis 2020 wird der Emissionshandel keine nennenswerten Signale für den notwendigen Anpassungsprozess senden; es besteht deshalb die Gefahr von späten, abrupten Anpassungen und damit Strukturbrüchen. Das soll mit dem Klimabeitrag vermieden und es sollen für einen verträglichen Strukturwandel rechtzeitig die richtigen ökonomischen Signale gesetzt werden.

Darüber hinaus teilt das BMWi die ausgeführte rechtliche Bewertung nicht. Nach Auffassung des BMWi steht die Emissionshandelsrichtlinie der Einführung des Klimabeitrags nicht entgegen. Diese verbietet entsprechende, den ETS ergänzende Maßnahmen nicht. Der Vorschlag des BMWi steht auch im Einklang mit dem EU-Primärrecht Art.193 AEUV erlaubt es den Mitgliedstaaten sog. „schutzverstärkende“ Maßnahmen zu ergreifen, mit denen sie über das Schutzniveau von EU-Richtlinien hinausgehen können. Der Klimabeitrag ist eine solche Maßnahme, die den Europäischen

Emissionshandel ergänzt. Andere Länder haben vergleichbare Maßnahmen zur Stärkung des Emissionshandels ergriffen, wie beispielsweise Großbritannien, wo ein CO<sub>2</sub>-Mindespreis bereits in Kraft getreten ist.

Durch die zusätzliche Abgabe von Zertifikaten aus dem europäischen Emissionshandel fügt sich der Klimabeitrag optimal in den europäischen Rahmen ein.

Teil 6: „Ökonomisch unsinnig“

DEBRIV führt aus:

*„Das BMWi begründet dieses Instrument damit, dass durch den zusätzlichen Beitrag der Stromwirtschaft in Höhe von 22 Mio. t CO<sub>2</sub> die nationalen CO<sub>2</sub>-Ziele kostengünstig erreicht werden. Erwartet wird, dass der Strompreis im Jahr 2020 durch die Sonderabgabe gegenüber den Projektionen um 0,2 ct/kWh ansteigen würde. Bei einem Stromverbrauch von 600 TWh würden die Verbraucher durch diesen Strompreisanstieg von 0,2 ct/kWh mit insgesamt 1,2 Mrd. € im Jahr belastet. Setzt man die 22 Mio. t CO<sub>2</sub> als gewünschte Vermeidungsmenge durch Kauf von Emissionsberechtigung ins Verhältnis zu den Mehrbelastungen für alle Stromkunden in Höhe von 1,2 Mrd. €, so ergeben sich „CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten“ von 55€/t.*

*Der Denkfehler VI liegt in der ökonomischen Unsinnigkeit, denn tatsächlich kosten die CO<sub>2</sub>-Zertifikate z.Z. nur 6 €/t CO<sub>2</sub>. Wollte man – obwohl europarechtlich fragwürdig – einen deutschen Zusatzbeitrag zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, leisten, indem man Emissionszertifikate kauft und stilllegt, dann würde es sich anbieten, dies auf direktem Weg zu tun. Hierfür wäre bezogen auf den deutschen Stromverbrauch ein Zusatzaufwand in einer Größenordnung von 0,02 ct/kWh oder 136 Mio.€/a anzusetzen.“*

Einschätzung des BMWi dazu:

Das Instrument soll in der Übergangszeit, bis der Emissionshandel (ETS) wieder hinreichend wirkt, die notwendigen Signale zur Verminderung der Emission von Treibhausgasen setzen. Bei der Einführung des ETS wurde ein Zertifikatspreis von 35 €/t CO<sub>2</sub> erwartet. Heute liegt der Preis bei rund 5€/t CO<sub>2</sub> und entfaltet kaum Steuerungswirkung. Es ist nicht davon auszugehen, dass sich der Zertifikatspreis im Jahr 2020 signifikant erholt hat.

Der einmalige Kauf und die Löschung von 22 Mio. ETS-Zertifikaten hätte bei diesen geringen Zertifikatspreisen keine nennenswerten Auswirkungen auf die Stromerzeugung. Es werden dadurch gerade keine Emissionen

vermieden. Auch EU-weit wären die Auswirkungen bei einem isolierten Kauf von Zertifikaten eher gering, denn angesichts der hohen Überschüsse hätte ein isolierter Ankauf von ETS-Zertifikaten kaum eine Auswirkung auf den ETS-Preis und somit wiederum keine Steuerungswirkung auf die Emissionen.

Die effiziente Wirkung des Klimabeitrags ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Freibetrag und Klimabeitrag. Die Konsistenz mit dem Emissionshandel ergibt sich durch den Ankauf zusätzlicher ETS-Zertifikate.

### **3. Wirtschafts- und sozialpolitische Fragen**

- a. In welchem Umfang würde volkswirtschaftliches Vermögen durch das neue Instrument bis 2020 entwertet werden? Welche Entwertung wäre bis 2030 zu erwarten?**

Der Klimabeitrag wird nicht zur behaupteten Entwertung von Vermögen führen. Die Ergebnisse der Modellierung lassen vielmehr erwarten, dass einige Kraftwerke ihre Erzeugung optimieren und anpassen, dass andere Kraftwerke aufgrund dieser Auswirkungen wiederum mehr Strom produzieren oder durch den leicht steigenden Strompreis in einigen Stunden ihren Strom auch zu einem höheren Preis verkaufen können. Insoweit gleichen sich die volkswirtschaftlichen Effekte weitgehend aus. Wie genau die einzelnen Unternehmen davon belastet werden oder profitieren können, ist eine Frage ihrer betriebswirtschaftlichen Optimierung, auf die das Instrument setzt. In diesem Zusammenhang wird nochmals auf die Ausführungen oben verwiesen, wonach der Klimabeitrag insbesondere bereits abgeschriebene Anlagen betrifft, die in dem Großteil der ökonomischen Lebenszeit Deckungsbeiträge im alten Umfeld erzielt haben. Diese Anlagen sind in vielen Fällen ohnehin am Ende ihrer ökonomischen Lebenszeit angelangt. In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass der Klimabeitrag ausreichend Flexibilität belässt, um Deckungsbeiträge in Zeiten hoher Strompreise zu erzielen.

- b. Wie stellen sich die finanziellen Belastungen durch das Klimainstrument im Einzelnen dar? Wir bitten um eine blockscharfe und unternehmensscharfe Auflistung der Belastungen für alle Jahre im Zeitraum 2017 bis 2030.**

**Hinweis:** Die Fragen 3 b., d. und e. werden aufgrund ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Eine Block- und unternehmensscharfe Auflistung der Belastungen ist nicht möglich, denn diese hängen davon ab, wie sich die betroffenen Betreiber

wirtschaftlich optimieren und auf die Freibeträge und den Klimabeitrag im Einzelnen reagieren.

Die Gutachter können lediglich typisierte Angaben für bestimmte Kraftwerkstypen auf der Basis von typisierter Annahmen machen. Dazu wird auf die Hintergrund-Informationen der Gutachter verwiesen (Präsentation Öko-Institut und Prognos: „Das CO<sub>2</sub>-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen“, 13. April 2015; abrufbar auf der Internetpräsenz des BMWi).

**c. Wie wird die These bewertet, dass es als Folge des vorgeschlagenen Instruments zu einem Dominoeffekt im Bereich der Braunkohlenverstromung kommt, weil Deckungsbeiträge für die Fixkosten von Tagebauen wegfallen könnten?**

Aus Sicht des BMWi wird es im Ergebnis nicht zu dem befürchteten Domino-Effekt kommen, da der Klimabeitrag eine hohe Flexibilität einräumt, um ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften und damit die Fixkosten der Verbundsysteme aus Tagebauen und Braunkohlekraftwerken zu decken.

Um die Wirtschaftlichkeit der Tagebaue zu beurteilen, muss das jeweilige Verbundsystem aus Tagebau und angeschlossenen Braunkohlekraftwerken betrachtet werden. In einem Verbundsystem, an dem viele Kraftwerke angeschlossen sind, besteht eine höhere Flexibilität zur betriebswirtschaftlichen Optimierung, d.h. eine geringere Auslastung einzelner Kraftwerke kann besser abgefangen und verteilt werden, ohne dass es zu einem „Domino-Effekt“ kommt. Die Möglichkeit zur betriebswirtschaftlichen Optimierung ist noch höher, wenn die Tagebaue über Kohlebahnen miteinander verbunden sind.

- In der Lausitz sind alle Tagebaue und Kraftwerke über Kohlebahnen verbunden, in Mitteldeutschland ist ebenfalls eine Optimierung zwischen den Standorten möglich.
- Im rheinischen Revier sind die Tagebaue Hambach und Garzweiler über Kohlebahnen verbunden und können die angeschlossenen Kraftwerke gemeinsam versorgen.
- Im rheinischen Revier sind der Tagebau Inden und das KW Weisweiler nicht weiter angebunden.

Die über die fixen Betriebskosten der Kraftwerke hinausgehenden Deckungsbeiträge (DB2) reichen auch nach Einführung des Klimabeitrags in allen deutschen Revieren in Summe aus, um die Kosten der Tagebaue zu decken.



- d. Welche Auswirkungen hätte das Instrument auf die Finanzkraft der betroffenen Unternehmen insgesamt?**

Siehe Antwort zu Frage 3b.

- e. Welche Auswirkungen hätte das Instrument auf die Rückstellungen der betroffenen Unternehmen beispielsweise für die betriebliche Altersvorsorge und für den Rückbau von Kernkraftwerken?**

Siehe Antwort zu Frage 3b.

- f. Welche negativen regionalen Effekte wären zu erwarten? Wir bitten um Auflistung von Arbeitsplatzverlusten in den jeweiligen Unternehmen, Arbeitsplatzverlusten in vor- und nachgelagerten Industriebereichen, Steuerausfällen und Kosten für arbeitsmarktpolitische und soziale Maßnahmen nach Regionen für die Jahre 2017 bis 2030.**

Der Klimabeitrag wurde so konzipiert, dass es zu möglichst geringen Auswirkungen auf den Strompreis kommt und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland wie auch die Arbeitsplätze und die Versorgungssicherheit in Deutschland erhalten bleiben.

Durch den Klimabeitrag wird es als Ergebnis der betriebswirtschaftlichen Optimierung zu einer geringeren Auslastung insbesondere in den sehr alten und emissionsintensiven Kraftwerken kommen. Auch mit einer geringeren Auslastung bleibt die Beschäftigung in den Kraftwerken weitgehend erhalten. Tagebau-Verbundsysteme können bei einer Optimierung mit dem Betrieb der Kraftwerke weiterhin wirtschaftlich betrieben werden.

Inwieweit es im Einzelfall trotz der im Regelfall gegebenen Wirtschaftlichkeit bis 2020 zum Abbau von Arbeitsplätzen oder zu Stilllegungen von sehr alten Kraftwerken, die sich ohnehin am Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer befinden, kommt, lässt sich nicht beantworten. Aus den genannten Gründen ist das im Kern eine Frage der betriebswirtschaftlichen Optimierung der Unternehmen. Es ist auch eine Frage des allgemeinen Strukturwandels, der nicht dem Klimabeitrag zugerechnet werden kann.

- g. Welches Niveau von Arbeitslosigkeit herrscht aktuell in den betroffenen Regionen? Welche Beschäftigungsalternativen bieten sich jeweils in den Regionen?**

Zahlen zur aktuellen Arbeitslosigkeit in Deutschland und einzelnen Regionen werden von der Bundesagentur für Arbeit veröffentlicht.

**h. Welche gesamtwirtschaftlichen Effekte erwartet das BMWi durch das Klimainstrument in der Zeit bis 2020 und in der Zeit bis 2030?**

Aufgrund des geringen Strompreiseffektes erwartet das BMWi infolge des nationalen Klimabeitrags grundsätzlich nur sehr geringe gesamtwirtschaftliche Effekte. Insoweit der Strompreis in einigen Stunden leicht steigt, erhöhen sich die Deckungsbeiträge der Strom produzierenden Kraftwerke.

**i. Beabsichtigt das BMWi Kompensationsmaßnahmen für die besonders betroffenen Regionen?**

Aufgrund der geringen Strompreiseffekte und der deshalb begrenzten gesamtwirtschaftlichen Effekte sind keine spezifischen Kompensationsmaßnahmen für einzelne Regionen geplant. Dies schließt jedoch nicht aus, dass zukünftig durch gezielte Maßnahmen ein ökonomisch und sozial verträglicher Strukturwandel in der Energiewirtschaft erleichtert wird.

**j. Welche Kraftwerke (mit welchen Wirkungsgraden und welchen Brennstoffen) und welche Unternehmen im Ausland würden von dem Klimaschutzinstrument in welchem Umfang im Zeitraum bis 2020 und im Zeitraum bis 2030 profitieren?**

Moderne, emissionsarme Kraftwerke sind vom Klimabeitrag nicht oder kaum betroffen. Deshalb ist auch der Strompreiseffekt gering, da diese Kraftwerke überwiegend den Preis an der Strombörse setzen und auch künftig setzen werden.

Insgesamt kommt es zu einer Verlagerung der Auslastung von sehr alten, emissionsintensiven Kraftwerken, insbesondere Braunkohlekraftwerken zu neueren Braunkohlekraftwerken und weniger emissionsintensiven Steinkohle- und in wenigen Stunden auch Gaskraftwerken. Dieser Effekt entsteht sowohl in Deutschland als auch im Ausland. Strom aus sehr alten Braunkohlekraftwerken in Deutschland kommt dann auch im europäischen Binnenmarkt weniger zum Zug; die deutschen Netto-Exporte steigen nicht weiter an und bleiben auf dem heutigen Niveau von 30 TWh. Dadurch kommen auch im Ausland Steinkohle- und Gaskraftwerke öfter zum Zug. Braunkohlekraftwerke im Ausland sind bereits ausgelastet. Auf die Antworten zu DEBRIV (s.o. Frage 2d. Teil II) wird verwiesen.

- k. Das BMWi geht von einem zusätzlichen Strompreisanstieg von 0,2 ct/kWh bis 2020 durch das Klimainstrument aus. Andere vermuten deutlich höhere Preisauflschläge. Wie kommt es zu diesen Differenzen?**

Die genauen Modellierungen anderer Analysten sind dem BMWi unbekannt. Eine konkrete Erklärung der Unterschiede ist daher nicht möglich. Entscheidend ist der Wirkmechanismus des Klimabeitrags: Die preissetzenden Kraftwerke (Steinkohle und auch Gas) werden vom Klimabeitrag nicht oder kaum betroffen.

- l. Wäre der vom BMWi angenommene zusätzliche Strompreisanstieg von 0,2 ct/kWh über die Jahre bis 2020 stabil? Welche Strompreiseffekte erwartet das BMWi bis 2030?**

Der Strompreisanstieg von 0,2 ct/kWh ergibt sich bei einem Klimabeitrag von 18-20 Euro/t CO<sub>2</sub> und der entsprechenden Ausgestaltung des Freibetrages. Wegen des unter j. beschriebenen grundsätzlichen Wirkmechanismus ist diese Annahme auch vergleichsweise stabil.

- m. Welche Rückwirkung erwartet das BMWi auf die europäischen CO<sub>2</sub>-Preise bis 2020 und bis 2030?**

Angesichts der sehr hohen Überschüsse im europäischen Emissionshandel und der Tatsache, dass lediglich 10% der deutschen Stromerzeugung den Klimabeitrag bezahlen werden, erwartet das BMWi bis 2020 keinen signifikanten Effekt des Klimabeitrags auf die CO<sub>2</sub>-Preise.

- n. Wieviel CO<sub>2</sub>-Emissionen würden durch das Instrument nach BMWi-Berechnungen auf EU-Ebene bis 2020 und bis 2030 zusätzlich eingespart werden?**

Der vom BMWi vorgeschlagene Klimabeitrag ist darauf ausgelegt, den von der Bundesregierung im Aktionsprogramm Klimaschutz beschlossenen Beitrag des Stromsektors i.H.v. 22 Mio. t CO<sub>2</sub> zur Erreichung des nationalen Klimaziels zu erzielen.

- o. Was ändert sich am EU ETS-Cap für 2020?**

Die Höhe des EU ETS-Caps bis zum Jahr 2020 ist von dem Klimabeitrag unberührt.

**p. Wie haben sich die Bundesländer bisher zu dem Vorschlag des BMWi positioniert?**

Die Gespräche mit den Bundesländern haben gerade erst begonnen. Das BMWi hat sich in diesen Gesprächen offen für Modifikationen des Vorschlags und für andere Vorschläge gezeigt.

**q. Ist das BMWi weiterhin an einem Kohledialog interessiert?**

Das BMWi ist weiterhin an einem Dialog mit allen relevanten gesellschaftlichen Gruppen interessiert. Bundesminister Gabriel hat im Bundestag deutlich gemacht, dass man nicht gleichzeitig aus der Kernkraft und der Kohleverstromung aussteigen kann, sondern Kohlekraftwerke ergänzend zu den erneuerbaren Energien auch in Zukunft gebraucht werden. Derzeit führt das Ministerium einen intensiven Dialog mit den Bundesländern, der Energiewirtschaft, den Gewerkschaften und vielen anderen Akteuren. Das BMWi ist dabei offen für alle Vorschläge, mit denen das Ziel einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Stromsektors um 22 Mio. t bis 2020 realisiert werden kann.

**r. Zwischen der Belastung der Stromverbraucher (1,2 Mrd. Euro/a) und dem Beitrag der CO<sub>2</sub>-Einsparung (rd. 150 Mio. Euro nach derzeitiger ETS-Bewertung) besteht eine erhebliche Diskrepanz. Wurden Wege geprüft, die den Stromverbraucher geringer belasten?**

Das BMWi hat verschiedene Alternativen geprüft. Der isolierte Ankauf von 22 Millionen Zertifikaten würden bei den gegenwärtig niedrigen Zertifikatepreisen und dem sehr großen Zertifikateüberschuss keine Steuerungswirkung haben und damit nicht zu der gewollten Minderung der Emissionen in Deutschland führen (s.o. DEBRIV-Antwort).- Von den vom BMWi untersuchten Modellen hat der Klimabeitrag mit 0,2 ct/kWh den geringsten Strompreiseffekt. Das liegt an dem Zusammenspiel des Freibetrages mit dem Klimabeitrag (siehe Antwort j.).

**s. Welche Preiseffekte erwartet das BMWi, wenn nicht nur – wie im Papier angenommen – Kraftwerke weniger eingesetzt werden, sondern ab 2017 sehr rasch bis zu 11.000 MW Braunkohle stillgelegt würden?**

Das BMWi sieht keine Anhaltspunkte dafür, dass aufgrund des Klimabeitrags ab 2017 sehr rasch bis zu 11.000 MW Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden. Das Instrument des nationalen Klimabeitrags ist so ausgestaltet, dass Kraftwerksstilllegungen nicht angereizt, sondern über eine Optimierung möglichst vermieden werden. Die Maßnahme zielen in diesem Sinne darauf

ab, dass besonders emissionsintensive Kraftwerke weniger laufen und damit weniger Emissionen ausstoßen.

- t. Welche Auswirkungen hätten diese Stilllegungen auf die Versorgungssicherheit und die Fähigkeit Deutschlands, sich mit ausreichender gesicherter Leistung zu jeder Zeit selbst mit Strom versorgen zu können?**

Aus den oben genannten Gründen wird es durch den Klimabeitrag nicht zu Stilllegungen kommen, sondern können diese durch eine betriebswirtschaftliche Optimierung und Verlagerung der Stromerzeugung vermieden werden (siehe Antwort r).

Darüber hinaus bestehen im europäischen Verbund derzeit Überkapazitäten von ca. 60 GW. Der Abbau der Überkapazitäten gefährdet nicht die Versorgungssicherheit.

- u. Kann das BMWi ausschließen, dass es in Folge dieser Stilllegungen zu Problemen im europäischen Stromverbund kommt?**

Siehe Antwort zu Frage 3t.

- v. Welche Mitgliedstaaten haben ähnliche nationale ordnungsrechtliche Maßnahmen innerhalb des ETS eingeführt und was sind die dortigen Erfahrungen?**

Nationale Maßnahmen im Energiesektor über den Emissionshandel hinaus gibt es in mehreren europäischen Staaten. Großbritannien hat 2013 einen Carbon Floor Price eingeführt, der einer CO<sub>2</sub>-Steuer für Brennstoffe entspricht. Dieser wurde zum 01. April 2015 auf rund 18 Pfund/t CO<sub>2</sub> (derzeit ca. 24 Euro/T CO<sub>2</sub>) angehoben und fällt zusätzlich zum ETS-Preis an. Die CO<sub>2</sub>-Steuer gilt für sämtliche Brennstoffe, die in der Stromerzeugung eingesetzt werden, und zwar ab der ersten Tonne CO<sub>2</sub>.

In den Niederlanden gibt es eine Vereinbarung zwischen Regierung, Kraftwerksbetreibern, Wirtschaft, Gewerkschaften und Umweltverbänden, die u.a. die Stilllegung der ältesten Steinkohlekraftwerke vorsieht.

In Dänemark wird darüber hinaus derzeit ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2025 diskutiert.

- w. Ist eine Konsultation des Vorschlags mit den EU-Nachbarländern geplant? Wie haben sich EU-Nachbarländer bisher zu dem Vorschlag positioniert?**

Der Vorschlag wird in die laufenden intensiven Gespräche mit den Nachbarländern zum Thema Versorgungssicherheit, aber auch in die bilateralen Gespräche einbezogen.

- x. Welche Auswirkungen hätte der Klimavorschlag auf die Versorgungssicherheit in der EU?**

Siehe Antwort zu Frage 3u.

- y. Welche weiteren Instrumente existieren bzw. wurden geprüft, mit denen das festgelegte Reduktionsziel auf 290 Mio. t CO<sub>2</sub> bis 2020 für die deutsche Stromerzeugung mit hinreichender Sicherheit erreicht werden kann?**

Das BMWi hat im Jahr 2014 bereits einen Vorschlag zur Emissionsminderung im Stromsektor auf der Grundlage von Effizienzstandards diskutiert. Dieser fand in der Branche jedoch keine ausreichende Zustimmung. In Erfüllung des Kabinettsbeschlusses vom 3.12.2014 hat das BMWi mehrere andere Instrumente der Preissteuerung und Mengensteuerung geprüft, aber im Ergebnis verworfen (höhere Kosten, rechtliche Probleme, Bestandsschutzfragen, Kraftwerkseinzulregulierung, EU-Kompatibilität, administrativer Aufwand). Wie mehrfach ausgeführt, ist das BMWi offen für alle Vorschläge, die die Emissionen des Stromsektors um zusätzliche 22 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> senken.

- z. Wurde geprüft, ob andere Sektoren möglicherweise zu geringeren direkten und indirekten Kosten und mit geringeren volkswirtschaftlichen Risiken die genannten CO<sub>2</sub>-Einsparziele erreichen könnten? Welche Rolle spielen Instrumente im Wärmebereich?**

Die Bundesregierung am 3. Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz beschlossen. Danach müssen zum Erreichen des nationalen Klimaschutzziels im Jahr 2020 diverse Sektoren (u.a. Gebäude, Verkehr, Industrie, Landwirtschaft) festgelegte Beiträge zur Verminderung der Emissionen erbringen. Speziell für den Wärmebereich wurde unter anderem der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) beschlossen, der eine Emissionsminderung von ca. 25 bis 30 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente bewirken soll. Für den Stromsektor wurde gegenüber der Projektion ein zusätzlicher Minderungsbeitrag in Höhe von 22 Mio. t CO<sub>2</sub> festgelegt. Dabei ist ein entsprechender Minderungsbeitrag im Stromsektor auch volkswirtschaftlich

effizient, da die Grenzvermeidungskosten im Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Emissionen im Kraftwerksbereich grundsätzlich vergleichsweise gering sind.

**aa. Welchen Effekt würde der Verzicht der Verstromung von heimischer Braunkohle und die politische Lenkung auf den Energieträger Gas auf die Versorgungssicherheit haben?**

**bb. Kann ausgeschlossen werden, dass durch die politische Lenkung zu Gasverstromung die Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zunimmt?**

Auf die Antworten 3 s und r zur Versorgungssicherheit wird verwiesen.

**cc. Welche CO<sub>2</sub>-Emissionen haben Gas, LNG, Steinkohle und Braunkohle bei der Betrachtung der gesamten Prozesskette (Förderung, Transport und Verstromung) und welche Untersuchungen/Studien sind dazu bekannt?**

Die Bundesregierung verfügt aktuell über keine Studie, die die Treibhausgas-Bilanz der gesamten Prozesskette fossiler Energieträger untersucht. Entsprechende Zahlen könnten ggf bei den einschlägigen Forschungsinstituten erfragt werden.

**dd. In welchem Jahr würde nach Einschätzung des BMWi das Ziel einer Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor auf 290 Mio. t erreicht werden, wenn keine nationalen Klimaschutzmaßnahmen im Stromsektor ergriffen werden? Auf welchen zentralen Annahmen (Entwicklung des Kraftwerksparks im In- und Ausland, Entwicklung der Stromnachfrage, Erneuerbaren-Ausbau, Leitungsbau, Grenzkuppelstellen) beruht diese Abschätzung?**

Gemäß Projektionsbericht 2015 der Bundesregierung werden die Emissionen der Energiewirtschaft ohne den Klimabeitrag voraussichtlich erst im Jahr 2025 (Tabelle 3-11) in etwa den Wert erreichen, der für die Erreichung des Klimaziels 2020 notwendig ist. Die den Ergebnissen zugrundeliegenden Berechnungen und Annahmen werden im Projektionsbericht erläutert.

#### **4. Netz- und systemtechnische Fragen**

**a. Welche Rückwirkungen würden sich aus den resultierenden Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes und möglicher Stilllegungen auf Netzstabilität, Netzengpässe und Netzausbaubedarf ergeben?**

Nach den Modellierungen der Gutachter wird die Emissionsreduktion nicht durch Stilllegungen, sondern durch verringerten Kraftwerkseinsatz erreicht. Die Kraftwerke werden ihren Betrieb auf die Stunden hoher Strompreise

konzentrieren. Dies sind zugleich die Stunden mit der höchsten Residuallast wo der Einsatz der Kraftwerksleistung sinnvoll ist.

Durch verringerten Einsatz der nördlich der Nord-Süd-Netzengpässe gelegenen Braunkohlekraftwerke würden die Netzengpässe tendenziell eher entlastet als belastet. Dies wird auch davon abhängen, wo diejenigen Kraftwerke stehen, die anstelle der Braunkohle einspeisen. Eine genauere Quantifizierung würde detailliertere Netzanalysen erfordern.

**b. Könnte es durch den Klimabeitrag bis 2020 oder nach 2020 zur Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke kommen?**

Nein, denn erstens werden aus den mehrfach genannten Gründen keine Stilllegungen systemrelevanter Kraftwerke in Folge des Klimabeitrags erwartet. Zweitens prüfen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur Stilllegungsanzeigen und kann die Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke schon heute über die Reservekraftwerksverordnung untersagt werden.

**c. Welche zusätzlichen Risiken für die Leistungsbilanz entstünden durch das Instrument im Zeitraum nach 2020?**

Auf die Ausführungen zu Frage 4.a, 4.b und Frage I.1 wird verwiesen.

## **5. Rechtliche Fragen**

**a. Wie beurteilt das BMWi die beihilferechtliche und EU-wettbewerbsrechtliche Zulässigkeit des Instruments?**

Das BMWi sieht keine durchgreifenden beihilferechtlichen bzw. EU-wettbewerbsrechtlichen Bedenken gegen das vorgeschlagene Instrument. Europarechtliche Vorgaben wurden beim Design des Instruments berücksichtigt.

Auf die Antworten unter 3.d (DEBRIV) Teil IV und V wird verwiesen.

**b. Wie beurteilt das BMWi die Vereinbarkeit des Instruments mit den Zielsetzungen der Emissionshandelsrichtlinie?**

Auf die Antworten unter 3.d (DEBRIV) Teil IV und V wird verwiesen.



**c. Wie beurteilt das BMWi die Verfassungskonformität des Instruments? Wurden in dieser Frage die Verfassungsressorts einbezogen?**

Das BMWi ist der Auffassung, dass das vorgeschlagene Instrument verfassungskonform ist. Der Vorschlag berücksichtigt die grundrechtlich geschützten Interessen der Betreiber von Kraftwerken in Deutschland.

Das BMWi schlägt ein Instrument vor, das einen Anreiz zur betriebswirtschaftlichen Optimierung in Richtung weniger emissionsintensiver Stromerzeugung setzt. Diese Zielsetzung ist nicht neu, sondern steht mit den beschlossenen Klima- und Energiezielen seit langem fest. Wie sich die Unternehmen in der Praxis im Detail wirtschaftlich optimieren, bleibt ihrer freien Entscheidung überlassen. Der Klimabeitrag betrifft insbesondere ältere emissionsintensive Kraftwerke, die ihre Deckungsbeiträge über den größten Teil ihrer ökonomischen Lebensdauer bereits erwirtschaftet haben. Für die ersten 20 Jahre werden die Emissionen der Kraftwerke nicht beschränkt. Mit diesem differenzierten Ansatz wird der verfassungsrechtliche Bestandsschutz gewährleistet. Auf die Antworten unter 3.d (DEBRIV) Teil IV und V wird verwiesen.

**d. Kann die Bundesregierung ausschließen, dass die Festlegung eines Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionen den Tatbestand einer Sonderabgabe erfüllt?**

Der Vorschlag des BMWi für einen „Klimabeitrag“ legt keinen Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionen fest. Aufgrund der sehr hohen Freibeträge wird der überwiegende Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Kraftwerkparks vom Klimabeitrag explizit freigestellt.

Auf die Antworten unter 3.d (DEBRIV) Teil IV und V wird verwiesen.

**e. Sind dem BMWi die Rechtsbedenken u.a. des BDI und des DEBRIV bekannt? Kann das BMWi verbindlich und definitiv Klagen der Eigentümer/Betreiber ausschließen?**

Das BMWi geht davon aus, dass sehr gute Gründe dafür sprechen, dass entsprechende Klagen im Ergebnis keinen Erfolg haben werden. Auf die Antworten unter 3.d (DEBRIV) Teil IV und V wird verwiesen.

**f. Wie beurteilt das BMWi das Risiko, dass betroffene Unternehmen Deutschland auf Basis des Energiechartavertrags auf Schadensersatz verklagen könnten?**

Es sind keine belastbaren Ansatzpunkte erkennbar, warum betroffene Unternehmen Deutschland auf Basis des Energiechartavertrags erfolgreich auf Schadensersatz verklagen könnten.

- g. **Wurden zu den genannten Fragen Rechtsgutachten erstellt? Wir bitten um Übermittlung der entsprechenden Unterlagen.**

Das BMWi hat das vorgeschlagene Instrument intern, auch mit Unterstützung von externen Rechtsexperten, insbesondere Herrn Prof. Christian Calliess, rechtlich bewertet.

- h. **Hat das BMWi zu den EU-rechtlichen Fragen Gespräche mit der EU-Kommission geführt? Wenn ja, welches waren die Ansprechpartner und welche Aussagen haben sie getroffen?**

Das BMWi ist zu dem Vorschlag in informellen Gesprächen mit der Europäischen Kommission.

### III. Kapazitätsreserve

#### 1. **Welche Vertragsdauern sind für die Reservekapazitäten geplant?**

Die genaue Ausgestaltung der Ausschreibungs- und Vertragsbedingungen für die Kapazitätsreserve werden aktuell noch erarbeitet. Die ausgeschriebenen Verträge werden eine Laufzeit haben, die einerseits das Bedürfnis nach Planungssicherheit (insb. für die Personalbindung) und andererseits die Kosten und Risiken zu langer Vertragsbindungen (z.B. Ungewissheit über Preisentwicklungen, mögliche Defekte von Kraftwerksbestandteilen) austariert. Plausibel erscheint zum jetzigen Zeitpunkt eine Laufzeit von wenigstens zwei Jahren, um den Kraftwerksbetreibern hinreichende Planungssicherheit, zum Beispiel für ihr Personal, zu ermöglichen. Denkbar sind auch längere Laufzeiten. Es ist vorgesehen, dass Kraftwerke im Anschluss an eine Vertragslaufzeit erneut an Ausschreibungen teilnehmen können.

#### 2. **Wurde darüber nachgedacht, die Fixkosten der Reserve auf alle Bilanzkreisverantwortlichen statt auf die Netzentgelte umzulegen? Was spricht für, was gegen den Vorschlag?**

Ja. Da der Zuwachs an Versorgungssicherheit allen Stromkunden zu Gute kommt, ist aus fachlicher Sicht eine Wälzung auf alle Stromkunden vorzugswürdig. Eine Umlage auf die Bilanzkreisverantwortlichen könnte zu Fehlanreizen führen, da sich die Bilanzkreisverantwortlichen auf die „sowieso“ bezahlte Reserve verlassen könnten, anstelle sich ausreichend mit Strom einzudecken. Allerdings ist durchaus daran gedacht, diejenigen Bilanzkreisverantwortlichen, die ihrer Verantwortung nicht nachkommen, anteilig an den Fixkosten zu beteiligen, um den ökonomischen

Anreiz, entsprechende Kapazitäten abzusichern, zu erhöhen. In welchem Umfang und in welchem Verfahren das geschehen soll, wird derzeit diskutiert.

**3. Mit welchen Kosten müssen unterdeckte Bilanzkreisverantwortliche rechnen, wenn die Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt?**

Sollte die Reserve zum Einsatz kommen, würde sie im Rahmen des heutigen Ausgleichsenergiesystems abgerechnet. Unterdeckte Bilanzkreise, die den Einsatz der Reserve verursacht haben, würden hierfür im Rahmen Ihrer Bilanzkreisabrechnung zahlen. Dabei würden Ausgleichsenergiepreise entstehen, die dafür sorgen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen einen Anreiz haben, sich durch entsprechende Terminmarkt-, Spotmarkt- und OTC-Geschäfte sowie Vereinbarungen mit Stromnachfragern in ihren Bilanzkreisen gegen eine Unterdeckung abzusichern.

**4. Sollen in der Ausschreibung der Reserve spezielle Anforderungen an die Kraftwerke gestellt werden?**

Die Anlagen müssen bestimmte technische Anforderungen erfüllen, um die Reserveleistung, d.h. die Absicherung der Leistungsbilanz, zu erbringen. Das betrifft insbesondere die Anfahrzeiten und sichere Brennstoffversorgung.

**5. Welche Art von Kraftwerken (Standort, Brennstoff, Alter) erwartet das BMWi in der Reserve?**

Die Ausschreibung soll technologieoffen erfolgen. Die Kraftwerke müssen sich im Wettbewerb der Ausschreibung durchsetzen. Das Ergebnis lässt sich nicht vorhersehen. Plausible Kandidaten sind abgeschriebene Anlagen, die ansonsten ohnehin stillgelegt würden und wettbewerbsfähige Vorhaltekosten haben.

**6. Sollen alle Kraftwerke der Netzreserve auf die Kapazitätsreserve angerechnet werden können?**

Kraftwerke der Netzreserve können sich nach den derzeitigen Planungen an der Ausschreibung der Kapazitätsreserve beteiligen, sofern diese Anlagen technisch und rechtlich geeignet sind. Anlagen, die sich durchsetzen, erfüllen dann gleichzeitig die Kapazitäts- und Netzreservefunktion.

**7. Wie soll der Mechanismus zur Überprüfung und ggf. Veränderung der Größe der Reserve aussehen?**

Diese Frage wird mit Frage 12 gemeinsam beantwortet. Die Bundesnetzagentur soll unter Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber in regelmäßigen Abständen

überprüfen, ob die Reserve noch im kontrahierten Umfang erforderlich ist. Dabei ist ein Bündel von Indikatoren plausibel und sinnvoll, die gegenwärtig abgestimmt werden.

**8. Welche direkten und indirekten Kosten würde die Kapazitätsreserve verursachen?**

Die Vorhaltekosten für die Reserve ergeben sich aus dem Ergebnis der Ausschreibung. Das Ergebnis der Ausschreibung hängt u.a. von den angebotenen Anlagen, deren Kosten und dem Bieterwettbewerb ab. Die Arbeitskosten für einen Einsatz der Reserve hängen davon ab, welche Kraftwerke der Übertragungsnetzbetreiber im Falle eines Einsatzes der Reserve auswählt. Die Auswahl hängt dabei sowohl von technischen als auch von ökonomischen Kriterien ab. Wie die Reserve auf die Verbraucherpreise wirkt, hängt von der Einsatzhäufigkeit, den Kosten der Vorhaltung und des Einsatzes und dem Umlagemechanismus ab. Nach gegenwärtigem Stand rechnet BMWi mit vernachlässigbar geringen Auswirkungen auf die Strompreise.

**9. Welche direkten und indirekten Kosten würde die Reserve verursachen, wenn man den Kraftwerken die Rückkehr in den Markt erlauben würde?**

Ein weiter entwickelter Strommarkt 2.0 funktioniert nur, wenn für die Investoren Klarheit über die Wettbewerbsbedingungen herrscht. Besteht keine Klarheit darüber, welche Wettbewerber und Kraftwerke im Markt sind, erschwert dies massiv den Wettbewerb. Die damit verbundene Unsicherheit erschwert Investitionen und hat insgesamt weitreichende Konsequenzen für eine verlässliche und preisgünstige Stromversorgung. Entscheidend ist somit eine wettbewerbsneutrale Ausgestaltung der Kapazitätsreserve.

Das Rückkehrverbot schützt alle Marktakteure vor einer Entwertung ihrer Investitionen. Könnten die in der Reserve finanzierten Kraftwerke in den Markt zurück, hätten sie dadurch einen Wettbewerbsvorteil. Außerdem würden sie die Preise im Strommarkt beeinflussen, so dass ursprünglich rentable Investitionen – ob in Kraftwerk, Speicher oder bei der Industrie in Lastmanagement – sich nicht mehr rechnen. Gegen diese Unsicherheiten müssen die Marktakteure geschützt werden.

**10. Welche direkten und indirekten Kosten würde ein zusätzliches Regelenergieprodukt im Umfang der geplanten Kapazitätsreserve verursachen?**

Regelenergie wird vorgehalten und ist dimensioniert, um kurzfristige, nicht absehbare Abweichungen der Last und der geplanten Einspeisung, z.B. aufgrund von Prognosefehlern oder Kraftwerksausfällen, zu kompensieren. Das

unterscheidet sich grundlegend von der Kapazitätsreserve und geht mit deutlich höheren technischen Anforderungen an die Kraftwerke einher. Der bisherige Markt für Regelenergie, der weiter für die Anforderungen der Energiewende optimiert werden soll, erfüllt diese Funktion. Ein zusätzliches Regelenergieprodukt wäre daher ungeeignet.

**11. Wie hoch schätzt das BMWi das Risiko ein, dass die Schaffung einer Kapazitätsreserve bereits das Signal sendet, dass man dem Strommarkt nicht traut?**

Die Kapazitätsreserve erhöht die Planungs- und Investitionssicherheit für alle Marktakteure. Die Eckpunkte der Kapazitätsreserve sind so gewählt, insbesondere mit dem Rückkehrverbot, dass sie wettbewerbsneutral wirkt. Sie sorgt als „Hosenträger zum Gürtel“ dafür, dass die Marktakteure auf den Strommarkt 2.0 vertrauen können.

**12. Anhand welcher Indikatoren soll festgestellt werden, ob der Umfang der Kapazitätsreserve ausreichend ist oder verändert werden muss? Ab welcher Größe würde das BMWi einen Wechsel zu einem anderen Versorgungssicherheitsinstrument vorschlagen?**

Vgl. zur ersten Frage die Antwort zu Frage 7. Nur eine klare politische und gesetzliche Richtungsentscheidung stärkt das Vertrauen in einen funktionierenden Strommarkt. Würde die Frage nach dem zukünftigen Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit offen bleiben, käme es nicht zu den erforderlichen Investitionen.

**IV. Netzreserve**

**1. Welche Veränderungen plant das BMWi bei der Reservekraftwerksverordnung?**

Die Geltungsdauer der Verordnung soll verlängert werden. Außerdem sollen die Regelungen zur jährlichen Systemanalyse und zur Beschaffung der Netzreserve mit den Regelungen zur geplanten Kapazitätsreserve abgestimmt werden.

**2. Welchen Reservekraftwerksbedarf erwartet das BMWi für den Winter 2018/19? Welcher Anteil der Kraftwerksleistung sollte in Deutschland akquiriert werden?**

Am 2. Mai 2014 hat die Bundesnetzagentur festgestellt, dass für den Winter 2017/2018 ein Bedarf in Höhe von 7.000 MW besteht. Die diesjährige Feststellung der Bundesnetzagentur steht noch aus. Einen festen Anteil gibt es nicht.

**3. Laut Übertragungsnetzbetreibern sind aus Gründen der Netzstabilität neue Kraftwerke in Süddeutschland unabdingbar. Welche Rolle können diese im Rahmen der Versorgungssicherheit spielen?**

Die Analysen der Übertragungsnetzbetreiber errechnen keinen Bedarf an Kraftwerken in Süddeutschland, sondern den Transportbedarf, u. a. auf der Grundlage der installierten Kapazitäten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem in Süddeutschland nach dem Ausstieg aus der Kernenergie verfügbaren Kraftwerkspark.

**4. Wie wirkt sich die Systemsicherheitsreserve auf den Netzausbau aus?**

Der Netzausbau ist weiterhin im geplanten Umfang dringend erforderlich. Die Kontrahierung der Netzreserve ist lediglich ein Hilfs- und Übergangsinstrument bis der geplante und gesetzlich festgelegte Netzausbau nach EnLAG und Bundesbedarfsplan soweit umgesetzt wurde, dass die Engpasssituation nach Süddeutschland entlastet ist. Der Netzausbau ist grundsätzlich die volkswirtschaftlich sinnvollere Maßnahme als die dauerhafte Vorhaltung von Reservekraftwerken, jenseits des Engpasses für den so genannten Redispatch.

**5. Welche Konsequenzen sind für die Kraftwerke in Süddeutschland hinsichtlich der Berücksichtigung bei der Netzreserve aus dem Neuen Vergabe-Modell zu erwarten?**

Kraftwerke, die bisher bereits in der Netzreserve gebunden sind, sollen bei Erfüllung der Präqualifikationsbedingungen an der Ausschreibung der Kapazitätsreserve teilnehmen können. Sind sie bei der Ausschreibung erfolgreich, erhalten sie den wettbewerblich ermittelten Gebotspreis im Gegensatz zum heutigen System der Einzelabrechnung aller Kostenpositionen mit der BNetzA. Abhängig vom Ergebnis der Ausschreibung könnten sie sich damit besser stellen als bisher.

**6. Wird der Reserveeinsatz für die Marktteilnehmer transparent gemacht?**

Die ÜNB haben den Reserveabruf auf der Internetseite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) in der Rubrik „EnWG-Redispatch“ zu veröffentlichen.

Grundlage dafür ist der Beschluss der BNetzA BK6-11-098.

**7. Sollte man nicht zuerst die Probleme mit der bestehenden ReservekraftwerksVO lösen, bevor man wieder etwas Neues macht?**

Die Funktionen der beiden Reserven sind klar zu unterscheiden. Die mittelfristig angelegte Kapazitätsreserve hält Kraftwerke in Deutschland zusätzlich zum

Strommarkt als „Hosenträger zum Gürtel“ vor. Die regional und kurzfristig als Übergangsinstrument ausgerichtete Netzreserve hält Kraftwerke in Süddeutschland zur Überbrückung von Netzengpässen vor. Der regional und im Zeitablauf stark unterschiedliche Bedarf für die Netzreserve verändert sich in Abhängigkeit vom Netzausbau, während der Kapazitätsreservebedarf unabhängig vom Netzausbau bestimmt wird.

**V. Erreichung von Versorgungssicherheitszielen durch einen gestärkten Strommarkt (E.OM 2.0)**

**Vorbemerkung:**

Der Kern des geplanten optimierten Strommarkts in Deutschland ist das unverfälschte Preissignal, das dem Markt die Knappheiten anzeigt. Denn die Marktteilnehmer reagieren vor allem auf aktuelle und erwartete Preise: Sind die Preise hoch, regen sie Marktteilnehmer zu Investitionen in mehr Leistung an. Führt das daraus resultierende „Mehr“ an Erzeugungs- und Verbrauchsleistung zu niedrigeren Preisen, lässt die Investitionstätigkeit wieder nach, bis die Preise wieder steigen und erneut Anreize für Investitionen in Leistung setzen.

Damit bewegt sich die Stromwirtschaft – ähnlich anderen Wirtschaftsbereichen – in einem ständigen Auf und Ab der Preise. Zur Zeit erleben wir eine längere Phase niedriger Preise, da Überkapazitäten im Markt vorhanden sind. In dem Maße, in dem bestehende Überkapazitäten zur Stromerzeugung abgebaut werden, ist mit einem anschließenden Preisanstieg zu rechnen, der dann wiederum Investitionen anreizt.

Solche Phasen steigender und wieder sinkender Preise sind in einem funktionierenden Marktsystem von grundsätzlicher Bedeutung. Denn die Refinanzierung von so genannter „sicherer Erzeugungs- und Abnahmeleistung“ erfolgt sehr weitgehend aus mittel- und langfristigen Termingeschäften, nicht aus den Kurzfristmärkten. Je stärker Stromeinkäufer damit rechnen, dass es in Zukunft zu Knappheiten kommt, desto früher und höher werden sie sich absichern wollen – mit preistreibender Wirkung an den Terminmärkten, die dann ihrerseits Anreize für neue Investitionen in sichere Leistung schaffen.

Voraussetzung ist allerdings, dass die Marktteilnehmer für den Fall künftiger Knappheiten befürchten müssen, dass ein zu später oder zu geringer Stromeinkauf für sie teuer werden kann. Deshalb stärken wir die Bilanzkreisverantwortlichkeit. Denn nur, wenn das Preissignal in der Lage ist, die Knappheitssituation im Markt auch tatsächlich anzuzeigen, werden die Terminpreise (mittel- bis langfristigen Erwartungspreise) in der oben beschriebenen Weise reagieren. Die vorgeschlagene Kapazitätsreserve darf nicht

am Strommarkt teilnehmen, weil sie sonst das Preissignal verfälschen würde. (Näheres zu der Reserve in den Antworten oben zu den Fragen unter III.).

**1. Wie hoch schätzt das BMWi das Risiko von Investitionszyklen im Kraftwerksbau in einer Situation knapper werdender Gesamtkapazitäten nach 2020 ein?**

Investitionszyklen gehören zum „normalen“ Marktgeschehen. Das gilt auch für die Energiewirtschaft (vgl. die Vorbemerkung zu den Antworten dieses Abschnitts V.). Vor diesem Hintergrund schätzt das BMWi die Risiken, die mit Investitionszyklen im Kraftwerksbau einhergehen, insgesamt als gering ein. Diese Einschätzung wird durch den voranschreitenden technologischen Wandel und die damit verbundenen zusätzlichen Effizienzgewinnen etwa im Bereich des Stromnachfragemanagements (vgl. dazu Antwort zu Frage V.7. unten) sowie durch die voranschreitende europäische Integration (dazu Antworten unter anderem zu Fragen I.6. sowie VI.1. bis VI.4.) zusätzlich unterstützt.

**2. Ziel der Sowieso-Maßnahmen ist es nach BMWi-Aussage unter anderem, dass sich Stromlieferanten verstärkt über (vergleichsweise teurere) Terminprodukte gegen Strompreisrisiken absichern. Welchen Effekt könnte dies auf die Endkundenpreise haben?**

In Zeiten von Überkapazitäten erscheint die Absicherung gegen Strompreisrisiken weniger dringlich. Mit dem marktgetriebenen Abbau dieser Überkapazitäten ändert sich die Lage. Je stärker sich Stromlieferanten mittel- oder gar langfristig am Strommarkt absichern, desto größer wird die Nachfrage nach entsprechenden Sicherungsprodukten. Dies dürfte sich auf die Sicherungsprodukte eher preiserhöhend als preisdämpfend auswirken. Den daraus – von Kraftwerksbetreibern erhofften – zusätzlichen Einnahmen für Kraftwerksbetreiber würden naturgemäß höhere Beschaffungs- und Absicherungskosten bei den Stromnachfragern (u.a. den Stromlieferanten) gegenüberstehen. Es ist nicht ganz fernliegend, dass die Stromlieferanten diese zusätzlichen Kosten aus dem Stromgroßhandel auf ihre Endkunden abwälzen, soweit ihnen der Wettbewerb dazu hinreichenden Raum lässt. Strategien der langfristigen Absicherung von Stromgeschäften könnten bei Stromlieferanten – wie überhaupt bei gewerblichen und industriellen Stromnachfragern am Großhandelsmarkt – in Zukunft daher stärker in den Vordergrund treten.

Entscheidend ist, dass die Kosten für die Vorhaltung notwendiger Kapazitäten zwingend anfallen. Es sprechen überwiegende Gründe dafür, dass im Unterschied zu einem Kapazitätsmarkt, der auf der Grundlage staatlicher Entscheidungen bestimmte Kapazitäten als erforderlich definiert, in einem Strommarktmodell die Vorhaltung dieser Kapazitäten kosteneffizienter erfolgt.



3. **Inwiefern ist die Einführung eines „Klimbeitrags“ geeignet, das Investorenvertrauen in eine regulatorische Zurückhaltung zu stärken?**

Vgl. Frage III.11.

4. **Wie werden das Bundeskartellamt und die europäische Kartellaufsicht prüfen, ob Preisaufschläge am Strommarkt noch zulässig sind oder schon einen Fall von Markt-machtausübung (Kapazitätszurückhaltung, Investitionszurückhaltung) darstellen?**

Bei einer etwaigen Investitionszurückhaltung einerseits und einer etwaigen Kapazitätszurückhaltung andererseits handelt es sich um zwei grundlegend verschiedene Sachverhalte. Investitionszurückhaltung dürfte unter kartellrechtlichen Gesichtspunkten vor allem auf Kapazitätsmärkten eine Rolle spielen, während Kapazitätszurückhaltung in Deutschland bislang nur für Strommärkte untersucht wurde. Die Frage wird daher zweigeteilt beantwortet:

#### Investitionszurückhaltung auf Kapazitätsmärkten

Zwar stehen auch auf einem Kapazitätsmarkt die Mittel der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht zur Verfügung. Die Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht wäre hier aber mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden.

Es erscheint sehr schwierig, ein Unterlassen von Investitionen in neue Kraftwerksprojekte („Investitionszurückhaltung“) zu prüfen und ggf. kartellrechtlich zu sanktionieren. Bislang ist die Frage ungelöst, wie verhindert werden könnte, dass bei einer Einführung eines Kapazitätsmarktes im Ergebnis ein Anreiz zur Investitionszurückhaltung für marktbeherrschende Unternehmen geschaffen wird.

#### Kapazitätszurückhaltung auf Strommärkten

Eine direkte Überprüfung von „Preisaufschlägen“ auf dem Stromer Absatzmarkt haben Europäische Kommission und Bundeskartellamt bislang nicht durchgeführt. Vielmehr beschränkten sich entsprechende Verfahren auf die Überprüfung einer etwaigen missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung, die zu einer künstlichen Erhöhung der Großhandelspreise führen würde.

Bei Vorliegen eines begründeten Anfangsverdachts entscheidet die Kartellbehörde im pflichtgemäßen Ermessen, ob sie dem Anfangsverdacht nachgeht. So hat die Europäische Kommission Kundenbeschwerden aufgrund von mehreren Preisspitzen von bis zu 3000 Euro/MWh auf dem französischen Großhandelsmarkt in den Jahren 2007-2009 nicht aufgegriffen, insbesondere weil Preisspitzen in einzelnen Stunden nur begrenzte Auswirkungen auf die durchschnittlichen Strompreise haben.

Die Prüfung durch Europäische Kommission und Bundeskartellamt richtet sich nach den Vorgaben des deutschen und europäischen Kartellrechts (insbesondere Art. 102 AEUV, § 19 GWB). Die Feststellung einer missbräuchlichen Kapazitätszurückhaltung umfasst drei kumulative Voraussetzungen: (i) marktbeherrschende Stellung des Stromerzeugers, (ii) Zurückhaltung von Kapazitäten in erheblichem Ausmaß und (iii) keine sachliche Rechtfertigung.

Bei der Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung wird nicht auf einzelne Knappheitsstunden abgestellt. Nach der Praxis des Bundeskartellamtes wird eine marktbeherrschende Stellung eines Stromerzeugers erst dann vermutet, wenn dieser in mindestens 5% der Stunden eines Jahres (d.h. in mindestens 438 Stunden) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage ist. Während noch vor einigen Jahren 3-4 Unternehmen marktbeherrschend waren, sind die Marktmacht Tendenzen heute deutlich rückläufig.

Die Überprüfung einer etwaigen Zurückhaltung von Kapazitäten erfolgt grundsätzlich über eine detaillierte Erhebung des tatsächlichen Kraftwerkseinsatzes, der Grenzkosten und der Gründe für etwaige Nicht-Verfügbarkeiten oder anderweitige Kraftwerksverwendungen. So konnte das Bundeskartellamt in seiner Überprüfung des Kraftwerkseinsatzes in den Jahren 2007 und 2008, die von ungewöhnlich hohen Durchschnittspreisen geprägt waren, keine Nicht-Einsätze erheblichen Ausmaßes feststellen. Im Einzelfall können auch unternehmensinterne Unterlagen, die eine Zurückhaltungsstrategie belegen, Verwendung finden.

Schließlich kann selbst eine Zurückhaltung von erheblichen Kraftwerkskapazitäten durch ein marktbeherrschendes Unternehmen sachlich gerechtfertigt sein. Hierbei kommt es insbesondere auf die vom betroffenen Unternehmen vorgetragene Rechtfertigungsgründe an, die von der Kartellbehörde im Rahmen seiner Amtsermittlungspflichten überprüft werden.

Die Einzelheiten der kartellrechtlichen Prüfung können den entsprechenden Veröffentlichungen der Kartellbehörden entnommen werden.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot verhindert knappheitsbedingte Preisspitzen nicht. Teilweise wird vorgetragen, dass die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht aufgrund von Unsicherheiten bei der Anwendung wie eine implizite Preisobergrenze wirke. Um derartige Bedenken auszuräumen, wird das Bundeskartellamt – über die bereits bestehenden Publikationen hinaus - einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung veröffentlichen.

- 5. Welche ggf. verfassungsrechtlichen und/oder rechtlichen Voraussetzungen im Energiewirtschaftsrecht müssten geschaffen werden, um den Gesetzgeber (auch**

**bei häufig auftretenden Preisen von z. B. 15 € MWh/p.a.) langfristig zu binden, nicht in die freie Preisbildung im Energiemarkt zur Vermeidung inakzeptabler Energiepreise zulasten der Verbraucher (Industrie; mittelständische Wirtschaft; Haushaltskunden) einzugreifen?**

Durch eine gesetzliche Zielbestimmung und die Festlegung von Eckpunkten des Strommarktdesigns im Sinne eines gesetzlichen Normprogramms kann eine Stärkung der Marktpreissignale erreicht und das Vertrauen von Investoren gestärkt werden.

**6. Bitte stellen Sie die regulatorischen Risiken und Fehlsteuerungsgefahren der unterschiedlichen Versorgungssicherheitskonzepte (Stärkung des Strommarkts, Strommarkt + Reserve, dezentraler Leistungsmarkt, fokussierter Kapazitätsmarkt, zentraler Leistungsmarkt) gegenüber.**

Gutachten im Auftrag des BMWi haben die Auswirkungen der verschiedenen Optionen zur Weiterentwicklung des Strommarktes untersucht. Mit der Fragestellung wurden die Beratungsunternehmen Frontier Economics und Consentec sowie Connect Energy Economics und r2b energy consulting beauftragt. Ergebnis waren zwei „Metastudien“ die die damals intensiv diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte untersuchten und bewerteten.

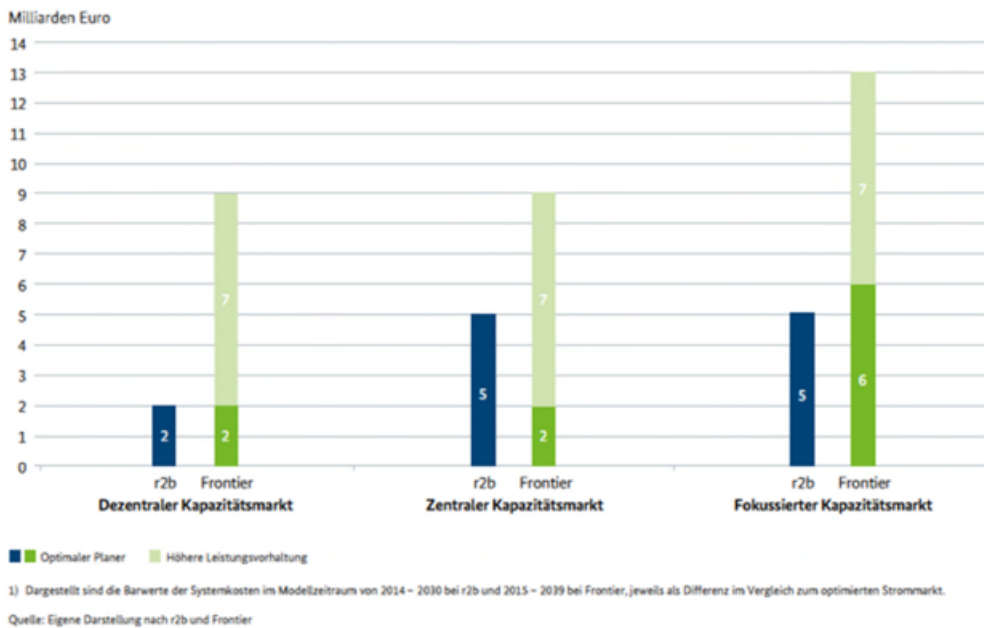
Die BMWi-Gutachten kamen zu dem Ergebnis, dass Kapazitätsmärkte erhebliche regulatorische Eingriffe erfordern. Diese Eingriffe sollten aus ordnungspolitischer Perspektive aus Sicht der Gutachter nur erfolgen, wenn der Strommarkt strukturell (und nicht nur kurzzeitig infolge von Anpassungsprozessen in der Übergangsphase) zu wenig Kapazität vorhält und weniger tiefe Eingriffe nicht ausreichen.

Die BMWi-Gutachten ergaben, dass Kapazitätsmärkte wegen hoher regulatorische Risiken und Fehlsteuerungsgefahren zu Mehrkosten für das Gesamtsystem führen würden. Die Gutachten von Frontier und Consentec und r2b energy consulting haben die Gesamtkosten der verschiedenen Optionen modelliert. Sie kommen zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede zwischen den Systemkosten (ausgefüllte Fläche) nur dann moderat sind, wenn in den Simulationen ein perfekter, gut informierter Systemplaner unterstellt wird (Frontier Impact Assessment 2014, r2b 2014). Es bestehen jedoch erhebliche Kostenrisiken, wenn der Systemplaner Fehler macht und bestimmte Parameter suboptimal einstellt. Wird beispielsweise fehlerhaft in einem Kapazitätsmarkt eine höhere Kapazitätsvorgabe gewählt, erhöhen sich die Systemkosten z.T. erheblich. Dies illustrieren die Simulationen von Frontier Economics (schraffierter Teil).

Diese Kostenrisiken sind nach Analyse der Gutachten für die verschiedenen Optionen zur Weiterentwicklung des Strommarktes unterschiedlich. Insbesondere

sind die Kostenrisiken umso höher, je höher (wie bei umfassenden Kapazitätsmärkten) die Eingriffsintensität der Mechanismen ist. Weitere wesentliche Einflussgrößen mit Kostenrisiken sind insbesondere die Vielzahl der festzulegenden Parameter in den verschiedenen Mechanismen. Folgende Graphik aus dem Grünbuch Strommarkt des BMWi (S. 49) gibt eine Übersicht über die unterschiedlichen Kostenrisiken der verschiedenen Kapazitätsmarktmodelle nach Einschätzung der Gutachter.

Abbildung 5: System-Mehrkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum Strommarkt 2.0<sup>1</sup>



**Legende zur Grafik:** Dunkelblau und dunkelgrün – Optimaler Planer; Hellgrün – Höhere Leistungsvorhaltung

**7. Nach Expertenmeinung ist realistischerweise nicht zu erwarten, dass über das Lastmanagement solch große (zeitliche) Verlagerungen im Energieverbrauch erzeugt werden wie vom BMWi angenommen. Bitte legen Sie die Begründung Ihrer abweichenden Erwartung transparent dar.**

Die Gutachter des BMWi gehen davon aus, dass mittel- bis langfristig ein Lastmanagementpotenzial bei der Nachfrage (s.g. Demand-Side-Response (DSR)) in einer Größenordnung von etwa 10 GW bestehe (R2B, Frontier Economics). Das Bestehen eines solchen Lastmanagementpotenzials bedeutet jedoch nicht, dass auch ein Bedarf in dieser Größenordnung bestünde. Damit der energy only-Markt in effizienter Weise hinreichend sichere Leistung auch langfristig gewährleisten kann, bedarf es vielmehr eines deutlich geringeren Beitrags des Lastmanagements. R2B etwa spricht in seiner Studie für das BMWi aus dem Sommer 2014 (dort S. 73) von einem Beitrag von

- bis zum Jahr 2020: etwa 500 bis 700 MW (nur 10% des bis dahin erschließbaren DSM von etwa 5400 MW)
- bis zum Jahr 2030: etwa 3.500 bis 4.200 MW (je nach Sensitivitätsanalyse nur je 30 bis 40% des bis dahin erschließbaren Potenzials in Höhe von 10.700 MW).

Die rechtzeitige Erschließung dieser Bedarfe erscheint aus Sicht des BMWi angesichts der großen Potenziale und angesichts des überaus schnellen technologischen Wandels durchaus realistisch. Es handelt sich um einen hoch innovativen Markt, der bei einem marktwirtschaftlichen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen sich schnell entwickeln wird.

Diese Einschätzung bestätigen vorläufige Ergebnisse einer Studie der BET, die in der Plattform Strommarkt vorgestellt wurden. Kern der Untersuchung sind umfangreiche Unternehmensbefragungen in ausgewählten Branchen der energieintensiven Industrie. Die befragten Unternehmen repräsentieren rund 30% des industriellen Stromverbrauchs. Alleine diese begrenzte Auswahl von Unternehmen weist nach den Ergebnissen der Studie heute schon nutzbare Lastmanagement-Potentiale von mehr als 3 GW auf. Die vorläufigen Ergebnisse lassen daher auf heute schon nutzbare technischen Potentiale in deutlich höherer Größenordnung schließen. Die vorläufigen Ergebnisse der BET bestätigen damit eindrucksvoll die Ergebnisse der Strommarktgutachten zu den Lastmanagementpotentialen.

Die Frage, ob der Strommarkt die erforderlichen Anreize für Investitionen sowohl in die Erschließung von Lastmanagementpotenzialen als auch in die Vorhaltung von Kapazitäten liefert, betrifft den Kern der Diskussion um das Marktdesign. Nach den Erkenntnissen des BMWi ist gerade der weiter entwickelte Strommarkt in der Lage, hier ein volkswirtschaftlich effizientes Gesamtsystem aus Nachfrageflexibilität und Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten entstehen zu lassen. Dieses effiziente Gesamtsystem bildet sich in einem sich optimierenden Wechselspiel aus Erzeugungsvorhaltung, Nachfrageflexibilität sowie Import/Export und potenziell auch größeren Speichern. Dabei werden die Potenziale für Nachfrageflexibilität soweit und solange erschlossen, als sie wirtschaftlicher sind als die Vorhaltung von Kraftwerksleistung. Die leicht und kostengünstig erschließbare Nachfrageflexibilität wird zunächst zu einer Dämpfung der Preisspitzen führen. Reichen die dadurch geschaffenen zusätzlichen Flexibilitäten nicht aus, werden teurere Optionen zu entsprechenden Preisspitzen an den Märkten führen, die wiederum Anreize bilden, zusätzliche Potentiale zu erschließen (zu Preisspitzen vgl. auch Antwort zu Frage V.9.).

**8. Im Eckpunktepapier spielen Regionalversorger und Bürgerenergieunternehmen keine Rolle. Wie will das Bundeswirtschaftsministerium dieses Potenzial zur Erschließung von Flexibilitäten aktivieren?**

Das Bundeswirtschaftsministerium strebt einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen an. Da das Potential an Flexibilitätsoptionen so vielfältig ist und weit größer, als der tatsächliche Bedarf, und die Technologien zudem ständig weiterentwickelt werden, ist es nicht nötig, einzelne Technologien über die Forschungsförderung hinaus gezielt zu fördern. Aus ökonomischer Sicht sollten sich die kostengünstigen Lösungen in einem technologieoffenen Wettbewerb ergeben. Der Markt muss dabei - sowohl in statischer als auch in dynamischer Sicht- die richtigen Anreize zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen setzen.

Ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen ermöglicht allen Marktakteuren über die Bereitstellung von Flexibilitäten an der Energiewende teilzuhaben. In einem Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen entscheiden die Marktpreissignale, welche Flexibilitätsoptionen am kostengünstigsten sind. Die Preissignale aus den Strommärkten (Höhe und Volatilität der Großhandelspreise, Preise am Regelleistungsmarkt, Opportunitätskosten im Wärme- und im Verkehrssektor) reizen bei effizienten Rahmenbedingungen automatisch die jeweils kostengünstigsten Option an. Daher haben alle Akteure – beispielsweise große Energieversorger, regionale Energieversorger, Bürgerenergieunternehmen – die gleichen Chancen, sich im Wettbewerb zu behaupten. Dies ist fair gegenüber den Marktakteuren. Gleichzeitig ist es fair gegenüber den Verbrauchern und Steuerzahlern. Denn ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen senkt kurz- und längerfristig die Gesamtkosten für das Stromsystem. Erfahrungsgemäß gelingt es innovativen kleineren Marktteilnehmern deutlich leichter, solche Flexibilitätspotenziale zu erschließen als großen Unternehmen.

Um einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen zu schaffen, baut das BMWi sukzessive Flexibilitätshemmnisse ab. Die Kosten für die Erschließung der notwendigen technischen Potenziale sind umso geringer, je breiter und direkter die Preissignale wirken. Aufgrund verschiedener Hemmnisse im bisherigen Energiemarkt erreicht das Preissignal des Strommarkts derzeit jedoch einige Stromerzeuger und -verbraucher teilweise verzerrt. Das BMWi wird im Rahmen des Weißbuchs diese Flexibilitätshemmnisse überprüfen und sukzessive abbauen, damit das Marktpreissignal gestärkt wird.

9. **Es wird verschiedentlich in Frage gestellt, dass sich auf dem Strommarkt ausreichende Preisspitzen bilden werden, um Investoren zu Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Kraftwerke zu animieren. Bitte begründen Sie Ihre Erwartungen unter besonderer Berücksichtigung der Tatsache, dass bei der Strombeschaffung der Terminmarkt (90 %) gegenüber dem Spotmarkt (10 %) dominiert.**

Preisspitzen signalisieren Knappheit und schaffen Anreize, in neue Kraftwerke zu investieren. Dazu kommen die bestehenden Einkommensmöglichkeiten (Kurzfristhandel, bilateraler Handel, Wärmemarkt, etc.) und mit wachsender Bedeutung der Terminmarkt. Preisspitzen stellen besonders für flexible Kraftwerke eine attraktive zusätzliche Einkommensmöglichkeit dar. Preisspitzen beim Kurzfristhandel und längerfristige Lieferverträge auf dem Terminmarkt greifen hier wie Zahnräder ineinander. Stromversorger zahlen bei Preisspitzen entweder kurzfristig überdurchschnittliche Beträge an Kraftwerke oder sie sichern sich – wiederum längerfristig – bei Kraftwerken auf dem Terminmarkt gegenüber Preisspitzen ab. In beiden Fällen erzielen Kraftwerke Einkommen. Die Kombination dieser Einkommen stärken wir, indem wir Preisspitzen zulassen und die Bilanzkreisverantwortung verschärfen. Deshalb verbindet das BMWi mit den „Sowieso-Maßnahmen“ das Ziel, dass Preisspitzen – so sie denn auftauchen oder im Markt erwartet werden – auch wirklich als Preissignale wirken können.

Im Übrigen werden Investitionsentscheidungen typischer Weise nicht auf Basis einzelner isolierter Parameter getroffen. Wir erwarten, dass sich die Investitionsbedingungen auf dem optimierten Strommarkt insgesamt so attraktiv darstellen, dass notwendige Investitionen in Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen getätigt werden. Die Gutachten zum Strommarkt bestätigen die These, dass die Erlöse am Strommarkt für eine Refinanzierung der nötigen Erzeugungs- und Verbrauchsinvestitionen ausreichen werden.

Aktuell sehen wir sehr niedrige Großhandelspreise für Strom, weil sehr viele Kraftwerke in den Markt bieten können und der Markt dank der voranschreitenden Integration des europäischen Strombinnenmarkts immer größer wird. Diese Preise sind kein großer Anreiz, um in Kraftwerke zu investieren. Das ist auch völlig rational, denn noch mehr Kraftwerke werden nicht benötigt und würden den Preis nur noch weiter drücken. Marktakteure beobachten die Entwicklung der Kapazitäten und Preise sehr genau. Sie wissen, dass mit der bereits laufenden Marktbereinigung und mit dem Ausstieg aus der Kernenergie Kapazitäten aus dem Markt gehen.

Ergibt sich in einem dynamischen Marktumfeld ein zusätzlicher Bedarf für weitere Investitionen, wird die Häufigkeit und Höhe von Preisspitzen wieder zunehmen und so – über das Preissignal – Investitionen in Erzeugung oder flexible Nachfrage weiter anreizen. Im Strommarkt 2.0 werden Stromlieferanten daher stärker in die

Pflicht genommen, sich ausreichend mit Strom für ihre Kunden einzudecken (sog. Bilanzkreisverantwortung). In einem Strommarkt, der nach dem kompletten Ausstieg aus der Kernenergie durch ein vermindertes Angebot an Kraftwerken gekennzeichnet ist, können häufiger höhere Preise auf dem so genannten Spotmarkt auftreten, an dem kurzfristige Lieferungen gehandelt werden. Mit diesen Preisspitzen steigt der Anreiz für Stromlieferanten, sich über längerfristige Lieferverträge abzusichern und sich nicht auf die Eindeckung am Kurzfristhandel zu verlassen. Damit erhalten Kraftwerke sowohl kurz- als auch mittelfristig eine Vergütung für ihre gesicherte Leistung.

- 10. Ein von Bayern und Baden-Württemberg beauftragtes Gutachten des Öko-Instituts und der LBD Beratungsgesellschaft zur Leistungsfähigkeit des EOM stellt diese in Frage. Dasselbe gilt für eine vom BMWi geförderte Studie der TU Duisburg-Essen, der BET und der Trianel. Wie kommt das BMWi zu einem komplett gegenteiligen Schluss? Wir bitten um eine detaillierte Gegenüberstellung der Inhalte der einzelnen Gutachten mit Nennung der Annahmen, auf denen die Ergebnisse beruhen.**

Das BMWi bewertet keine Studien von dritter Seite. Das gilt grundsätzlich auch für Studien, die durch das BMWi im Rahmen des Zuwendungsrechts gefördert worden sind. Das BMWi übernimmt aber die Gewähr für die durch die Beratungsunternehmen Frontier Economics, Formaet und Consentec sowie Connect Energy Economics und r2b energy consulting im Auftrag des BMWi erstatteten Gutachten, weil sie nach dem aktuellen fortgeschrittenen Stand von Wissenschaft und Forschung erstellt und mit größtmöglicher Sorgfalt betreut wurden. In der vom BMWi eingerichteten Plattform Strommarkt und in vielen anderen Foren, wurden die BMWi-Gutachten und ihre Annahmen mit allen Akteuren sehr gründlich diskutiert.

Die Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass Kapazitätsmärkte ebenso wie der Strommarkt in seiner heutigen Struktur ausreichend Kapazitäten anreizen können, um eine sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Der Strommarkt in seiner heutigen Struktur führt zu einem Kapazitätsniveau gemäß den Präferenzen der Verbraucher. Mit Kapazitätsmärkten oder Reserven besteht auch die Gefahr, dass ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten wird, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt und für die Versorgungssicherheit erforderlich ist.

Die Gutachter raten von Kapazitätsmärkten ab. Diese bergen erhebliche Ausgestaltungsrisiken. Eine sichere Versorgung gewährleisten Kapazitätsmärkte nur, wenn sie richtig ausgestaltet sind. Die praktischen Erfahrungen beispielsweise in den USA zeigen, dass die richtige Ausgestaltung schwierig ist, viele Jahre dauert und ein großer Nachsteuerungsbedarf zum Beheben von Regulierungsfehlern



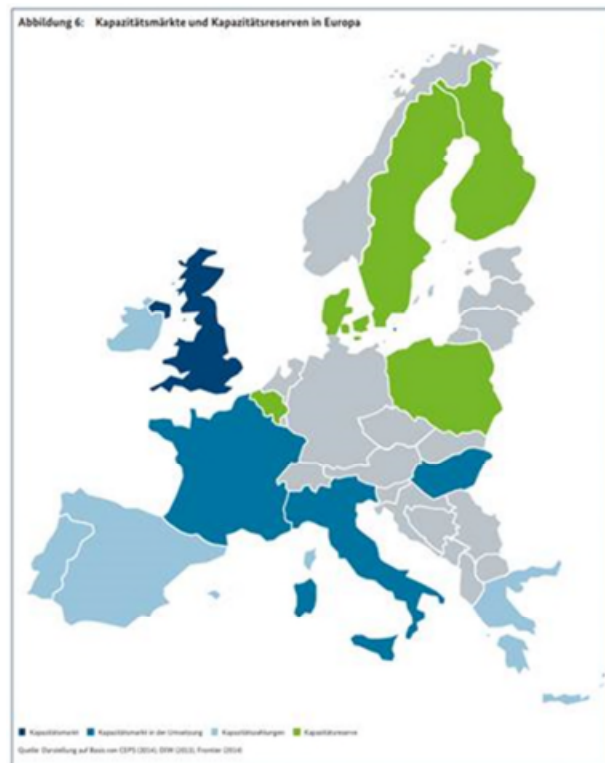
bestehen kann. Kapazitätsmärkte führen zu höheren Systemkosten und bergen zudem erhebliche Gefahren für die Umsetzung der Energiewende (insbesondere Überkomplexität, Fehlsteuerung, Ineffizienz, reduzierte Flexibilisierungsanreize, Irreversibilität, Pfadabhängigkeit). Vor allem besteht auch die Gefahr, dass die vorzuhaltenden Kapazitäten zu hoch angesetzt werden und dafür hohe Kosten entstehen.

Die Gutachten empfehlen daher die Optimierung des Strommarktes. Hierzu identifizieren sie verschiedenen Maßnahmen. Diese sind jedoch nicht nur für die Vorhaltefunktion erforderlich. Als „Sowieso-Maßnahmen“ müssen sie bereits für einen sicheren, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Erzeuger und flexiblen Verbraucher umgesetzt werden. Zugleich stärken sie die Anreize der Marktakteure zur Kapazitätsvorhaltung und zur Absicherung von Preis- und Mengenrisiken. Für den Fall, dass eine zusätzliche Absicherung der Stromversorgung politisch gewünscht sei, d.h. ein höheres Kapazitätsniveau vorgehalten werden soll, als es sich aus dem Strommarkt heraus ergibt, empfehlen die Gutachten eine Reserve außerhalb des Strommarkts. Eine Reserve sei einfach umzusetzen, kostengünstig und bewahre die Funktionsfähigkeit des Strommarktes.

- 11. Das Eckpunktepapier behauptet, „die meisten unserer Nachbarländer (...) sprechen sich ebenfalls für einen Strommarkt 2.0 und gegen einen nationalen Kapazitätsmarkt aus“. Demgegenüber weist das Grünbuch selbst aus, dass eine Vielzahl der großen europäischen Volkswirtschaften entweder bereits einen Kapazitätsmechanismus eingeführt hat (Großbritannien) oder gerade einführt (Frankreich, Italien), zumindest aber Kapazitätzahlungen leisten (Spanien). Wie ist dieser Widerspruch zu erklären?**

Die Diskussion um die Zukunft des Strommarkts wird in vielen Ländern Europas geführt. Einige europäische Länder wie Niederlande, Österreich, Norwegen, Schweden und Finnland setzen auf einen optimierten Strommarkt. Finnland und Schweden sowie neuerdings auch Belgien und Dänemark tun dies auch, sichern ihn aber zusätzlich durch eine Reserve ab. Andere Länder wie zum Beispiel Spanien und Italien haben sich für einen Kapazitätsmarkt oder Zahlungen an spezifische Kapazitäten entschieden.

Für eine Übersicht siehe folgende Graphik aus dem Grünbuch Strommarkt des BMWi (S. 51):



**Legende zur Grafik:** Dunkelblau – Kapazitätsmarkt; Mittelblau – Kapazitätsmarkt in der Umsetzung; Hellblau – Kapazitätszahlungen; Grün – Kapazitätsreserve

Alle unseren direkten „elektrischen“ Nachbarn außer Frankreich nutzen den (optimierten) Strommarkt. Diese direkten „elektrischen“ Nachbarn sind für das deutsche Strommarktgebiet besonders relevant, weil wir mit ihnen über Grenzkuppelstellen direkt verbunden sind. Belgien, Dänemark und Polen sichern ihren Strommarkt zusätzlich durch eine Reserve ab.

Nationale Alleingänge können die Effektivität und Effizienz des Binnenmarktes verringern. Deutschland setzt sich daher für ein gemeinsames, europäisches Vorgehen ein. Das BMWi arbeitet mit den Nachbarn an einer substantiellen Erklärung zur Zusammenarbeit in Sachen Versorgungssicherheit. Das Weißbuch wird die Ergebnisse dieses Prozesses darstellen.

**12. Warum wird unter diesen Umständen die vielzitierte europäische Harmonisierung nicht angestrebt bzw. durch einen generellen Ausschluss eines Kapazitätsmarkts dauerhaft verhindert?**

Das BMWi unterstützt die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes und sieht darin große Vorteile gerade für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien und die Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

Das BMWi vertritt jedoch die Ansicht, dass aus den oben ausführlich dargestellten Gründen eine Weiterentwicklung des derzeitigen Strommarktes gegenüber der Einführung von Kapazitätsmärkten zu bevorzugen ist. Darin wird das BMWi auch von vielen anderen Mitgliedstaaten unterstützt. Aus den Staaten, die bereits einen Kapazitätsmarkt eingeführt haben oder dies vorhaben, ist aktuell auch kein einheitliches Umsetzungsschema erkennbar.

Um so wichtiger ist es aus Sicht des BMWi, trotz aller unterschiedlicher Ansichten zu Kapazitätsmärkten die Maßnahmen zu identifizieren, die die europäischen Staaten gemeinsam für wichtig halten. So ist eine Weiterentwicklung und Harmonisierung des Energiebinnenmarktes möglich, trotz unterschiedlicher Ausprägungen des Marktdesigns. Das BMWi bemüht sich derzeit intensiv im Rahmen eines von Staatssekretär Rainer Baake initiierten Dialogs mit den Stromnachbarn, solche gemeinsamen Maßnahmen zu identifizieren. Dazu gehören ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit, eine fortgesetzte Kopplung der Kurzfrist-Märkte oder die Identifikation von Hindernissen zur Flexibilisierung des Strommarktes. Diese Zusammenarbeit soll wie oben dargestellt, in eine gemeinsame substantielle Erklärung zur Zusammenarbeit in Sachen Versorgungssicherheit münden. In diese Arbeiten ist auch die Europäische Kommission eingebunden und sind Vertreter der Kommission an allen Sitzungen beteiligt. Bei einem erfolgreichen Abschluss der Arbeitsgruppe können diese von vielen Mitgliedstaaten getragenen Ergebnisse auch in die Arbeiten der Europäischen Kommission zur Weiterentwicklung des europäischen Strommarktes einfließen.

**13. Wie kann die Bundesregierung ggf. mittelfristig (5 bis 7 Jahre; Atomausstieg) reagieren, sollten sich Annahmen bzgl. der Kapazitätsreserve nicht bewahrheiten/sollte es zu Versorgungsengpässen kommen?**

Das BMWi geht im Einklang mit den Gutachtern davon aus, dass der weiter entwickelte Strommarkt die Versorgungssicherheit langfristig gewährleistet. Als zusätzliche Sicherungsmaßnahme plant das BMWi eine Kapazitätsreserve, die Versorgungsengpässe bei unvorhersehbaren Ereignissen verhindert (vgl. Antwort oben zu den Fragen unter III.). Diese Kapazitätsreserve, die nicht am Strommarkt teilnehmen darf, hat den Vorteil, dass sie leicht wieder abgeschmolzen werden kann.

**14. Anhand welcher Indikatoren soll festgestellt werden, ob der Strommarkt zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit ausreicht?**

Vgl. Frage I.4.

## 15. Wie kann eine Verzahnung von Strom- und Wärmemarkt erreicht werden?

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt verstärkt zu hoher und niedriger Residuallast. Die Residuallast ist der Stromverbrauch, der nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, sondern durch konventionelle Kraftwerke, Stromimporte oder Speicher gedeckt werden muss. Es können zwei Extremsituationen auftreten:

1. Maximale Residuallast: Die Stromnachfrage ist hoch und es wird gleichzeitig wenig Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem kalten, windstillen Winterabend vorkommen.

2. Minimale Residuallast: Die Stromnachfrage ist gering und es wird gleichzeitig viel Wind- und Sonnenstrom produziert. Dies kann an einem windigen und/oder sonnigen Wochenend- oder Feiertag vorkommen.

Die Herausforderung der minimalen Residuallast wird mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien größer. Heute, bei einem Anteil erneuerbarer Energien von rund 28 Prozent am Stromverbrauch, beträgt die minimale Residuallast ca. 15 Gigawatt. Der Strommarkt ist damit weit entfernt von einem „Überschuss“ erneuerbarer Energien. 2035 könnte die minimale Residuallast minus 25 Gigawatt betragen (Fraunhofer ISI 2014, siehe Abbildung 3 unten). In solchen Situationen reichen die Exportmöglichkeiten für Strom in Nachbarmärkte voraussichtlich nicht mehr aus. Es ist deshalb wichtig, dass thermische konventionelle Erzeuger im Inland ihre Erzeugungsleistung reduzieren (siehe 2.3) und flexible Stromverbraucher in solchen Stunden ihre Nachfrage erhöhen können. Zukünftig werden diese flexiblen Verbraucher voraussichtlich auch aus anderen Sektoren wie dem Wärme- und dem Verkehrssektor kommen (Sektorenkopplung, siehe Kapitel 3). Ferner können Stromspeicher, z.B. in Form von Pumpspeicherkraftwerken einen Beitrag zur Verstärkung der Residuallast leisten, indem sie in Zeiten hoher Stromeinspeisung und günstigen Preisen Strom entnehmen.

Im zukünftigen Energiesystem wird der Energieverbrauch im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor viel stärker als heute technisch und ökonomisch gekoppelt sein. Dieser Prozess erleichtert sowohl die Erreichung der Klimaziele in den anderen Sektoren als auch die Integration von Wind- und Solarstrom. Er erhöht den bisher geringen Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor und kann gleichzeitig den Strompreis bei geringer Residuallast stabilisieren. Neue zuschaltbare Verbraucher sollten Strom möglichst effizient nutzen und die residuale Höchstlast am Strommarkt nicht erhöhen. Als zuschaltbare Verbraucher eignen sich daher beispielsweise Wärmepumpen und bivalente Elektroheizer, die mit einem zweiten Heizsystem wie beispielsweise einem Erdgaskessel kombiniert sind. Diese können ihren Betrieb flexibel an die Preissignale des Strommarktes anpassen. Im Vergleich zu den genannten Technologien reagieren monovalente

Nachtspeicherheizungen derzeit häufig noch inflexibel. Tatsächlich können sie im Winter tagsüber Strom zur Zeit der Höchstlast verbrauchen und damit den Kraftwerksbedarf und die fossile Stromerzeugung erhöhen (IZES 2013). Eine Kopplung der Sektoren wird bisher doppelt gehemmt: Zum einen ist Strom durchschnittlich höher mit Umlagen belastet als Heizöl oder Erdgas, zum anderen schwächen die genannten Preisbestandteile die Marktpreissignale ab.

Damit die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stärker gekoppelt werden können, muss die Struktur der Netzentgelte und staatlich verursachten Preisbestandteile weiter entwickelt werden. Die Struktur schwächt derzeit die Signale des Großhandelsmarktes für neue Stromverbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor ab. Damit ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, das heißt auch der flexiblen Marktakteure, in Zukunft über die Sektorgrenzen hin möglich ist, wird das BMWi im Weißbuch erste Schritte für ein Zielmodell entwickeln. Dieses Zielmodell für die Struktur der Netzentgelte und staatlich verursachten Preisbestandteile soll eine effiziente Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern über die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr verstärkt ermöglichen. Es soll Orientierung bei einzelnen Reformschritten bieten und die langfristige Konsistenz gewährleisten.

## **VI. Kapazitätsmarktdiskussion auf regionaler und europäischer Ebene**

### **1. Welche konkreten Schritte verfolgt das BMWi auf europäischer Ebene zur Koordinierung der Versorgungssicherheit? Welche konkreten weiteren Schritte sind geplant für ein gemeinsames Vorgehen mit den Nachbarstaaten in puncto Versorgungssicherheit?**

Das BMWi befindet sich derzeit in einem intensiven Dialog mit seinen „elektrischen Nachbarn“ (alle ,mit denen signifikante Leitungen bestehen also direkte Nachbarländer plus NOR, SWE, ITA) und der EU-Kommission, der von Staatssekretär Rainer Baake initiiert wurde. Ziel des Dialogs ist es insbesondere, die Entscheidung Deutschlands zum Marktdesign abzustimmen und sich mit den Nachbarstaaten besser zu Strommarktfragen zu koordinieren.

Insbesondere versucht die Bundesregierung mit den Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission gemeinsame Ansätze (so genannte „no regrets“) zu identifizieren, auf die sich alle verständigen können, auch wenn die Mitgliedstaaten im Ergebnis unterschiedliche Ansätze zum Marktdesign verfolgen. Es ist beabsichtigt, sich bis zum Sommer auf eine entsprechende Erklärung über erste regionale „no-regrets“ zu verständigen.

Diese regionalen „no-regrets“ umfassen beispielsweise die Einigung auf eine gemeinsame regionale Bewertung der Versorgungssicherheit. Das beinhaltet die Einigung auf eine gemeinsame Methodik zur Berechnung der Versorgungssicherheit im regionalen Verbund und eventuell ein gemeinsamer Versorgungssicherheitsbericht, wie er jetzt in einem ersten Ansatz durch den Bericht des Pentalateralen Forums vorgelegt wurde. Darüber hinaus geht es um Grundprinzipien, um die Vorteile des Binnenmarktes zur Absicherung der Versorgungssicherheit zu nutzen. Insbesondere sollen die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage als „no-regret“ angesehen werden, wozu vor allem auch Preisspitzen und das Verbot rechtlicher „Price-caps“ gehören.

**2. Welche Position vertritt die Bundesregierung gegenüber der EU-Kommission in der Frage der Schaffung bzw. Regulierung von Kapazitätsmärkten?**

Die Bundesregierung vertritt die Ansicht, dass Versorgungssicherheit grundsätzlich über die bestehenden Energy-Only-Märkte sichergestellt werden kann, sofern diese entsprechend weiter entwickelt und insbesondere hinreichende Anreize für die nötigen Sicherungsgeschäfte geschaffen werden („Strommarkt 2.0“). Sofern einzelne Mitgliedstaaten Kapazitätsmärkte dennoch für notwendig erachten, sollten ausländische Kapazitäten – soweit dies technisch möglich und sinnvoll ist und soweit die Interkonnektorenkapazitäten dies zulassen – teilnehmen können und auch explizit vergütet werden.

**3. Welche Vorstellungen verfolgt die EU-Kommission nach Kenntnis des BMWi bei diesem Thema?**

In ihrer Mitteilung zur Energieunion betont die EU-Kommission die zentrale Rolle des Binnenmarktes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Sofern einzelne Mitgliedstaaten zur Einführung von Kapazitätsmechanismen tendieren, müssen diese im Einklang mit dem Binnenmarkt liegen und den geringst möglichen Eingriff darstellen. Die EU-Kommission plant nach aktuellem Stand zwei Mitteilungen vorzulegen zum Marktdesign und zur Versorgungssicherheit, denen entsprechenden Rechtsakten folgen werden. Dabei geht es insbesondere um die Stärkung des Binnenmarktes und dessen Flexibilisierung. Darüber hinaus sollen Grundprinzipien für eventuelle Kapazitätsmechanismen festgelegt werden, um deren binnenmarktverträgliche Ausgestaltung sicherzustellen.

**4. Welche Folgen hat die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Frankreich auf die kurz-, mittel- und langfristigen wettbewerblichen Perspektiven des deutschen Kraftwerksparks? Wir bitten um eine Abschätzung jeweils für Bestandsanlagen und für in Realisierung befindliche Neubauten und unterteilt nach Kraftwerkstypen (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Steinkohle-KWK, Erdgas-KWK).**

Für die Bewertung der grenzüberschreitenden Effekte eines Kapazitätsmarkts ist als limitierender Faktor immer die jeweils zur Verfügung stehende Grenzkuppelkapazität zwischen den jeweils betrachteten Ländern zu berücksichtigen. Dabei ist nicht nur die Kapazität an den Grenzkuppelstellen zu betrachten, die zwischen den Nachbarn bestehen, sondern anteilig entsprechend der s.g. Kirchhofschen Gesetze auch die Kapazität von Grenzkuppelstellen zu jeweils weiteren Nachbarn (im Verhältnis zwischen Frankreich und Deutschland also nicht nur die deutsch-französischen Grenzkuppeln, sondern auch die von mindestens einem dieser Länder jeweils bestehenden Grenzkuppeln zu den weiteren Nachbarstaaten, wie zum Beispiel Belgien, Niederlande, Schweiz, Italien).

Unter dieser Maßgabe lässt sich vorbehaltlich weiterer Untersuchungen folgendes sagen:

Sofern der französische Kapazitätsmarkt dafür sorgt, dass Preisspitzen in Frankreich deutlich gedämpft werden, kann er auf die Versorgungssicherheit in Deutschland und den anderen Nachbarländern Frankreichs positive Wirkungen haben. Denn in diesem Fall würde er – vorbehaltlich der Ergebnisse der geplanten lastflussbasierten Kapazitätsvergabe in der Region – dazu führen, dass die Nachbarländer (u.a. Deutschland) elektrische Energie importieren können, sobald die Preise in Frankreich kapazitätsmarktbedingt unter die Preise in den Nachbarländern fallen (der Strom wird dorthin verkauft, wo er am teuersten ist). Dieser Stromimport aus Frankreich würde in Deutschland dann seinerseits durchaus wieder preisdämpfend wirken können.

Im Übrigen spricht einiges für die Annahme, dass durch den französischen Kapazitätsmarkt die mittleren Strompreise in Deutschland ggf. leicht sinken (wegen des zusätzlichen grenzüberschreitenden Angebotes). Allerdings sind diese distributiven Effekte im Einzelnen voraussichtlich gering. Das bestätigt etwas eine jüngere Studie für die Agora Energiewende (dort auf S. 1 „Key Finding Nummer 3“, vgl. [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/DE\\_FR\\_Capacity\\_Market/Agora\\_DE-FR-CRM\\_EN\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/DE_FR_Capacity_Market/Agora_DE-FR-CRM_EN_web.pdf))).

## **VII. Rolle von Energieeffizienzmaßnahmen**

Die EU-Kommission hat in ihrer Mitteilung zur Energieunion vom 25. Februar 2015 zur Rolle der Energieeffizienz festgestellt: "Wir müssen sie [die Energieeffizienz] ebenfalls als Energiequelle betrachten, deren Wert dem der eingesparten Energie entspricht. Bei der Überprüfung der Marktorganisation wird die Kommission sicherstellen, dass der Energieeffizienz und der nachfrageseitigen Steuerung die gleiche Bedeutung zukommt wie der Erzeugungskapazität (...) Sie wird die Mitgliedstaaten daher auffordern, Energieeffizienz im Rahmen ihrer politischen Maßnahmen als Angelegenheit von höchster Priorität zu betrachten."

**Warum findet dieses Prinzip im Eckpunktepapier keine Betrachtung bzw. wie könnte eine Implementierung geschehen?**

Die Bundesregierung bemisst der Steigerung der Energieeffizienz sehr hohe Bedeutung bei. Es ist entscheidend dem Einsatz der Bundesregierung zu verdanken, dass der Europäische Rat im Oktober 2014 gegen den anfänglichen Widerstand vieler Mitgliedstaaten ein 2030-EU-Effizienzziel beschlossen hat, das jetzt die Basis für die erfreulich positive Ausrichtung der Mitteilung zur Energieunion darstellt.

Die Bundesregierung hat mit den Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) erstmals eine umfassende Effizienzstrategie und ein konkretes Maßnahmenpaket vorgelegt. Der NAPE und das Eckpunktepapier Strommarkt sind im Zusammenhang zu sehen.

## **VIII. KWK/Wärmemarkt**

- 1. In der bisherigen Planung der Bundesregierung war das KWK-Ausbauziel komplementär zum Ausbau erneuerbarer Kraftwerke. Auf Basis welches Szenariorahmens empfiehlt das BMWi die Neudefinition des KWK-Ausbauziels?**

In der bisherigen Zieldefinition bezieht sich der KWK-Anteil auf den gesamten erzeugten Strom, einschließlich des Stroms aus erneuerbaren Energien. Das macht bei einem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien keinen Sinn. Die Anpassung der Bezugsgröße (Erzeugung thermischer Kraftwerke statt Nettostromerzeugung) dient der Abstimmung des KWK-Ausbauziels auf den EE-Ausbau. Hierdurch wird sichergestellt, dass der KWK-Anteil nicht im Konflikt zum EE-Ausbau steht. Grundlage der Vorschläge sind insbesondere die in der Studie



„Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014“ von Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult (veröffentlicht unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/moderne-kraftwerkstechnologien.html>) dargelegten Szenarien.

**2. Welcher Prozentwert wird als KWK-Ausbauziel konkret anvisiert?**

Der geltende Prozentwert von 25% soll – bei der wie oben dargestellt veränderten Berechnungsbasis - beibehalten werden. Das BMWi will damit nicht den Eindruck erwecken, dass das Ziel damit nicht verändert wird. Das bedeutet in 2020 eine deutlich niedrigere Strommenge aus KWK-Anlagen, dies ist aber aus den oben genannten Gründen zwingend.

**3. Wie entwickelt sich nach Ansicht des BMWi die thermische Kraftwerksleistung bis 2020? Und welche Auswirkungen hat diese Veränderung der Bezugsgröße auf das KWK-Ausbauziel?**

Bezugsgröße des KWK-Ausbauziels soll die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken sein. Für die Entwicklung dieser Zielgröße wurde grundsätzlich auf die Entwicklung des Trendszenarios der für das BMWi erstellten Energiereferenzprognose vom Juni 2014 aufgesetzt. Demnach sinkt die Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken im Jahr 2020 auf rd. 460 TWh.

**4. Was sind die Berechnungsgrundlagen für das Zubauziel von 19 TWh?**

Bei einer Stromerzeugung aus thermischen Kraftwerken von 460 TWh im Jahr 2020 entspricht einem 25%-Ausbauziel eine KWK-Stromerzeugung von rund 115 TWh. Im Jahr 2014 lag die KWK-Stromerzeugung bei 96 TWh.

**5. Das Eckpunktepapier spricht von einer Konzentration der künftigen Förderung von bestehenden KWK-Anlagen auf solche der sogenannten öffentlichen Förderung. Bedeutet das, dass alle bestehenden Anlagen zur dezentralen Objektversorgung mit Verkündung der Novelle aus der Förderung fallen würden? Wenn ja: Wie ist dies mit dem Grundsatz des Bestandsschutzes zu vereinbaren und wurden die Folgen eines solchen Vorgehens auf das öffentliche Vertrauen, insbesondere die Wahrnehmung von Planungssicherheit seitens der Wirtschaft, betrachtet?**

Bestehende Anlagen, die den Dauerbetrieb bereits aufgenommen haben, genießen selbstverständlich Bestandsschutz, d.h. sie erhalten weiterhin die im derzeit geltenden KWKG festgelegten Fördersätze für die entsprechende Förderdauer. Für

Anlagen, die ihren Dauerbetrieb nach Inkrafttreten der anstehenden KWKG-Novelle aufnehmen, gelten dann die neuen Regelungen.

Die Vorschläge des BMWi sehen zudem keinen Ausschluss von Anlagen zur dezentralen Objektversorgung von der Förderung des KWKG vor. Diese Anlagen erhalten auch nach der vorgeschlagenen weitgehenden Streichung der Eigenstromförderung eine Förderung für den in ein Netz für die öffentliche Versorgung eingespeisten KWK-Strom. Anlagen mit einer Leistung unter 50 Kilowatt, die klassischer Weise der dezentralen Objektversorgung dienen, erhalten wie auch Anlagen in energieintensiven Branchen weiterhin eine differenzierte Förderung für erzeugten Eigenstrom.

**6. Bringt die Anhebung der Förderung um 1 ct/kWh für laufende oder schon weit geplante KWK-Projekte der Fernwärme in die Wirtschaftlichkeit? Was ist mit KWK-Projekten in der Industrie, die einen ähnlichen Status haben?**

Die Wirtschaftlichkeit von fortgeschrittenen KWK-Projekten, welche in unmittelbarer Zukunft den Dauerbetrieb aufnehmen, wird bereits durch die in den letzten Monaten gesunkenen Erdgaspreise verbessert. Durch die vorgeschlagene Anhebung der Zuschläge erscheint eine Deckung der fixen und variablen Betriebskosten für die nächsten Jahre wahrscheinlich.

**7. Die „Einspeisung ins öffentliche Netz“ soll als Kriterium für KWK-Förderung herangezogen werden. Damit findet eine Diskriminierung zwischen gleichartigen Unternehmen statt, die aufgrund struktureller Gegebenheiten in Netzen der allgemeinen Versorgung bzw. in Kundenanlagen angeschlossen sind. Wie lässt sich eine Benachteiligung von Wettbewerbern durch diese Regelung ausschließen?**

Hintergrund des Ansatzes ist die Analyse, dass die Erzeugung von KWK-Strom insbesondere auf Grund der niedrigen Strommarktpreise derzeit nicht wirtschaftlich ist. Dagegen ist die Eigenstromerzeugung auf Grund der Möglichkeiten zur Vermeidung der Kosten von EEG-Umlage, Netzentgelten etc. nach wie vor sehr attraktiv. Um das Ziel der Steigerung der KWK-Stromerzeugung zu erreichen, ist es daher folgerichtig, KWK-Strom, der in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, besser zu stellen, denn nur in diesem Kontext ist er den Strommarktsignalen ausgesetzt.

Es liegt auch darüber hinaus keine Benachteiligung vor: alle Betreiber von KWK-Anlagen, die Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, erhalten für diese Einspeisung die gleichen verbesserten Konditionen. Auch Anlagen die teilweise oder überwiegend der Eigenversorgung dienen, können hiervon anteilig profitieren.

**8. Warum soll die Förderung bei Bestandsanlagen auf die vergleichsweise teure Gas-KWK konzentriert werden? Was bedeutet dies für den Erhalt der Kohle-KWK-Anlagen?**

Ziel der vorgeschlagenen Maßnahme für Bestandsanlagen ist die Vermeidung der Stilllegung hocheffizienter KWK-Anlagen. Eine Stilllegungsgefahr ist vorrangig bzgl. gasbefeuerteter KWK-Anlagen gegeben. Mit Kohle befeuerte KWK-Anlagen stehen wirtschaftlich vergleichsweise besser da.

**9. Welche CO<sub>2</sub>-Effekte hätte eine Gefährdung des Bestands von Kohle-KWK-Anlagen?**

Von 96 TWh KWK-Stromerzeugung im Jahr 2014 entfallen rd. 20 TWh auf die Stromerzeugung in Kohle-KWK-Anlagen. Von den 20 TWh entfallen 15 TWh auf Stein- und rd. 5 TWh auf Braunkohle-KWK-Anlagen.

Nach der unter 1. genannten Analyse erzielen moderne Steinkohle-KWK-Anlagen in den nächsten Jahren durchgehend positive Deckungsbeiträge und sind somit nicht von einer Stilllegung bedroht. Auch Braunkohle-KWK-Anlagen sind derzeit wirtschaftlich.

Selbst ältere Steinkohle-KWK-Anlagen, die in den 1980er Jahren erbaut wurden und im Vergleich zu neuen Anlagen geringere Wirkungsgrade aufweisen, erzielen nach der Analyse auch ohne KWKG-Förderung derzeit positive Deckungsbeiträge. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen dürfte sich auf Grund der in den letzten Monaten ebenfalls gesunkenen Steinkohlebezugspreise noch etwas verbessert haben. Der Grenzübergangspreis für Steinkohle lag im Jahr 2014 mit 72 Euro pro Tonne SKE um 9% unter dem Vorjahrespreis und um 23% unter dem Preis des Jahres 2013. Die Notierungen Anfang 2015 lagen erneut leicht unter diesen Werten. Stilllegungen und negativen Effekte auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind daher nicht zu erwarten.

**10. Im Rahmen der EEG-Verhandlungen wurde vereinbart, dass industrielle KWK-Anlagen für die Belastung ihres Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage über höhere KWK-Zuschläge kompensiert werden sollen (Verordnungsermächtigung im EEG). Wann soll diese Vereinbarung umgesetzt werden?**

Die 2014 im Zuge der Reform des EEG vor dem Hintergrund der Einbeziehung der Eigenstromerzeugung in die EEG-Umlage eingeführte Verordnungsermächtigung in § 7 Absatz 7 KWKG ermächtigt die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung die Zuschlagzahlungen für die Eigenstromerzeugung aus KWK-Anlagen anzupassen, soweit dies erforderlich ist, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu ermöglichen.

Die unter 1. genannten Analysen haben gezeigt, dass auf Eigenstromerzeugung ausgerichtete KWK-Anlagen ganz überwiegend sehr wirtschaftlich sind. Somit erscheint eine Anpassung – im Rahmen der Gesetzesnovelle oder im Rahmen einer Verordnung – nicht erforderlich.

**11. Was rechtfertigt eine (derzeit vorgesehene) Bevorzugung der öffentlichen KWK-Anlagen? Ist dies rechtskonform?**

Siehe Antwort zur Frage 7: eine Bevorzugung liegt nicht vor, die Förderung adressiert die KWK-Stromerzeugung in dem Bereich, in dem sie ohne Förderung nicht wirtschaftlich ist (Einspeisung in das öffentliche Netz, hier Strompreisrisiko). Im Bereich der Eigenstromerzeugung sind entsprechende Anreize im Grundsatz nicht erforderlich.

**12. Wie kann der wirtschaftliche Betrieb von nicht-öffentlichen KWK-Bestandsanlagen gesichert werden?**

Siehe Antworten zu den Fragen 7 und 11: es besteht keine Notwendigkeit zur Sicherung des Bestandes in diesem Bereich.

**13. Was versteht das Eckpunktepapier unter „hoch profitabler“ KWK, deren Förderung gekürzt werden kann? Geht BMWi davon aus, dass der Zustand der hohen Profitabilität anhält?**

Die vorgeschlagene Kürzung der Förderung der KWK-Eigenstromerzeugung betrifft nur Vorhaben, die nach Inkrafttreten der Novellierung ihren Betrieb aufnehmen, Bestandsschutz wird selbstverständlich gewährt.

Die unter 1. genannten Analysen haben gezeigt, dass überwiegend auf die eigene Strom- und Wärmeversorgung ausgerichtete Vorhaben mit der Förderung des KWKG Projektrenditen zwischen 30% und 80 % erreichen, d.h. die Anlagen erwirtschaften ihre Investitionskosten in einem Zeitraum zwischen ein und drei Jahren. Dabei berücksichtigen die Analysen bereits die neu eingeführte anteilige Belastung der Eigenstromerzeugung mit der EEG-Umlage. Diese Regelung zur EEG-Umlage ist beihilferechtlich bis Ende des Jahres 2017 festgeschrieben. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass die entsprechenden Projekte auch ohne Förderung realisiert werden. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten.

**14. Welche Industrien werden als „energieintensiv“ angesehen?**

Energieintensiv im Sinne des Vorschlages sind die unter die besondere Ausgleichsregelung des EEG fallenden Industrien.

- 15. Worauf basiert die Einschätzung des BMWi, dass der Neubau nur in der „öffentlichen Versorgung“ unwirtschaftlich ist? Welche anderen Faktoren neben den „niedrigen Strompreisen“ verschlechtern die Unwirtschaftlichkeit von KWK-Projekten?**

Öffentliche KWK-Anlagen, die ihre Stromerlöse ausschließlich am Strommarkt erzielen, sind von der Entwicklung der Preise am Strommarkt naturgemäß stärker betroffen als Anlagen, welche auf Eigenversorgungskonzepte ausgerichtet sind und somit andere Erlösquellen haben. Die meisten dieser Anlagen nutzen zudem Gas als vergleichsweise teuren Brennstoff. Die Stromgroßhandelspreise sind seit der letzten Novellierung des KWKG sehr stark gesunken. Im Jahr 2011 betrug der Baseloadpreis noch 51 Euro pro MWh, aktuell liegt dieser bei etwa 32 Euro pro MWh. Der Brennstoffpreis für Erdgas ist seitdem dagegen nur sehr leicht gesunken.

- 16. Wie wird sichergestellt, dass neue KWK-Anlagen technologieneutral behandelt werden?**

Der bisherige technologieneutrale Ansatz des KWKG soll für neue Vorhaben unverändert bleiben.

- 17. Wie soll bezüglich der generellen Förderung der Umstellung älterer Dampfnetze auf Heißwassernetze im Zuge der anstehenden Novellierung verfahren werden?**

Modernisierungsmaßnahmen, die aus technischen Gründen auch ohne eine Förderung realisiert werden müssen, sind nicht förderfähig. Im Rahmen der Infrastrukturförderung des KWKG werden Modernisierungsmaßnahmen grundsätzlich nur gefördert, wenn eine zusätzliche, signifikante Effizienzsteigerung erzielt wird. Kriterium ist die Erhöhung des Wärmeabsatzes um mindestens 50 Prozent. Unter diesen Voraussetzungen bleibt die Umstellung von Heißdampf auf Heißwasser weiterhin förderfähig.

- 18. Was passiert mit KWK-Projekten in der Industrie, die in Planung sind und die KWK-Förderung eingeplant haben, insbesondere vor dem Hintergrund der längeren Genehmigungsverfahren?**

Investoren müssen ihre Projektplanung laufend an die sich ständig verändernden Marktbedingungen, aber auch an sich abzeichnenden Änderungen im regulatorischen Umfeld anpassen. Die Überprüfung des KWKG im Jahr 2014 war seit 2012 gesetzlich vorgegeben. Die Veröffentlichung der diesbezüglichen Studie (s. unter 1) erfolgte im Oktober 2014, die Ergebnisse der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit legten eine Anpassung der Förderung im Bereich der

Eigenerzeugung nahe. Angesichts der Ergebnisse dieser Studie ist zudem davon auszugehen, dass rentable Projekte auch weiterhin realisiert werden.

**19. Wie soll bei der Neuanlagen-Förderung sichergestellt werden, dass die Zahl der Projekte das zur Verfügung stehende Fördervolumen nicht übersteigt?**

Der bestehende Mechanismus zur Einhaltung des Kostendeckels soll – unter Berücksichtigung der auf Grund der Änderung gestiegenen Kosten - in modifizierter Form fortgeschrieben werden. Sofern auf Grundlage von Prognosedaten eine Überschreitung des Kostendeckels droht, werden die Fördersätze für Anlagen > 10 MW anteilig gekürzt, die Förderung wird später nachgezahlt. Die Zahl der Projekte wird nicht begrenzt.

**20. Welche zusätzlichen Wirtschaftlichkeitsprobleme entstehen den KWK-Anlagen durch den übermäßigen Wind-onshore-Ausbau?**

Im EEG 2014 wurde für alle Technologien verbindliche Ausbaukorridore festgelegt und automatische Anpassungen vorgesehen, falls der Korridor überschritten wird. Derzeit beobachten wir einen hohen Ausbau von Windkraftanlagen und einen niedrigen Ausbau bei der Photovoltaik. Die Wirtschaftlichkeitsprobleme der KWK-Anlagen sind auf gesunkene Strompreise zurückzuführen, was vielfältige Ursachen hat.

**21. Was soll nach 2019 gefördert werden?**

Das KWKG sieht eine Förderung für Anlagen vor, die bis Ende des Jahres 2020 ihren Dauerbetrieb aufnehmen. Die Dauer korrespondiert mit dem KWK-Ausbaziel.

**22. Wie würde sich die KWK-Umlage bis 2020 entwickeln**

- a. bei Umsetzung des BMWi-Vorschlags?
- b. bei Umsetzung des BMWi-Vorschlags und Einbeziehung des Potenzials modernisierungsbedürftiger Anlagen der allgemeinen Versorgung?
- c. bei einer ggf. brennstoffdifferenzierten Flankierung aller bestehenden KWK-Anlagen?

Zu a.)

s. Ausführungen zur Kostenentwicklung im BMWi-Vorschlag: die Kosten der Umlage steigen auf knapp 1 Mrd. €.

Zu b)

Eine genaue Bezifferung ist nicht möglich. Das Potenzial von modernisierungsbedürftigen Anlagen ist nicht bekannt. Der Umfang hängt von der Definition des Kriteriums „modernisierungsbedürftig“ und der hierfür ggfs. spezifisch zusätzlich zu gewährenden Förderung ab. In den letzten Jahren wurden bereits umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen gefördert. Der aktuelle BMWi-Vorschlag sieht bereits eine stärkere Förderung von Modernisierungen vor, da auch diese Maßnahmen von einer Erhöhung der Zuschlagssätze für die Netzeinspeisung profitieren.

Zu c)

Eine Einbeziehung von Kohle-KWK erscheint nicht gerechtfertigt.

Bei Einbeziehung der Bestands-Steinkohle-KWK in die Bestandsförderung mit einem von der Branche genannten Fördersatz von 0,5 ct/kWh würden bspw. zusätzliche Kosten von rd. 50 Mio. €/Jahr entstehen. Eine Einbeziehung von Braunkohle-KWK würde weitere Kosten von etwa 25 Mio.€/Jahr verursachen.

**23. Welchen Beitrag (in Mio.t) könnte KWK zur Erreichung des deutschen CO<sub>2</sub>-Minderungsziels 2020 liefern, wenn der Ausbau der KWK auf 25% an der Stromerzeugung erreicht würde?**

Aktuell spart KWK gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung gemäß der KWK-Studie 56 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Die mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparung für den Fall eines KWK-Anteils von 25% an der Stromerzeugung im Jahr 2020 wurde nicht explizit betrachtet. Abgesehen von den hohen Kosten würde die Umsetzung dieses Ziels in einem durch Überkapazitäten gekennzeichneten Markt zu weiteren Erlösminderungen für die bestehenden Kraftwerke führen und den Exportsaldo weiter erhöhen. Der erhöhte Exportsaldo würde die verbesserte Klimabilanz deutlich relativieren, denn nach den Regeln des internationalen Klimaschutzes werden die Emissionen in dem Land angerechnet, in dem die Stromerzeugung stattfindet.

**24. Wie sollte in städtischen Ballungszentren und in der Industrie nach Auffassung des BMWi mittelfristig Wärme bereitgestellt werden?**

Die erforderliche Wärme in städtischen Ballungszentren bzw. in der Industrie soll auch in Zukunft so umweltfreundlich, wirtschaftlich und sicher wie möglich bereitgestellt werden. Dazu leisten moderne hoch effiziente Heizungsanlagen, KWK und Fernwärmenetze, aber auch Wärmepumpen, Solarthermie und andere Formen der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag.

## IX. Netze

1. **In Bayern entfallen sukzessive zwei Drittel der Stromproduktion. Inwiefern ist dieser Wegfall unter der Annahme ausreichender Leitungskapazität tagesgerecht über Stromlieferungen aus dem Norden auszugleichen? Wie ändert sich das Szenario an windschwachen Tagen? Wie ändert sich das Szenario bei einer Dunkelflaute? Welche Leitungskapazitäten sind dazu minimal notwendig? Wie schnell müsste der Netzausbau realisiert werden?**

In der dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegenden Marktsimulation wird für jede der 8.760 Stunden eines Jahres ein individueller Netznutzungsfall berechnet, wobei vollständige Lastdeckung vorausgesetzt wird. Für jeden Netznutzungsfall ergeben sich unterschiedliche Stromflüsse in Abhängigkeit der Randbedingungen (EE-Einspeisung, Kraftwerksbestand, Wetter, Last etc.). Eine generelle Aussage, welche Lastflüsse an „windschwachen Tagen“ oder „Dunkelflaute“ auftreten, könnte exakt nur über Netzberechnungen und Vorgabe der anderen Randbedingungen erfolgen. Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans ermittelten Netzausbaumaßnahmen zu einem bestimmten Szenario bilden ein bedarfsgerechtes und voll funktionsfähiges Netz für das jeweilige Zieljahr, auch unter Zugrundelegung der rechtlichen Rahmenbedingungen (EE-Einspeisevorrang und EE-Zubau). Der geltende Bundesbedarfsplan enthält 36 Vorhaben auf Höchstspannungsebene. Diese umfassen sämtliche Maßnahmen, die von der Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan Strom 2012 als Zubaunetz für das Zieljahr 2022 bestätigt wurden, darunter auch die so genannte Südostpassage. Dabei ist die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern bis 2022 berücksichtigt.

2. **Gibt es Netze, die in diesem Zeitrahmen in Deutschland realisiert wurden? Welche Realisierungszeiten hält das BMWi für wahrscheinlich und was heißt das für die Netzreserve und den Ausbau der Windkraft im Norden Deutschlands?**

Die BNetzA führt ein Monitoring des Netzausbaus durch (u. a. EnLAG-Monitoring), das öffentlich verfügbar ist und die aus heutiger Perspektive wahrscheinlichen Realisierungszeitpunkte benennt. Das BMWi kann keine seriöse Schätzung der bis zum Jahr 2022 (vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie) realisierten Netzausbauvorhaben abgeben. Bei verzögertem Netzausbau wird weiterhin – ggf. erheblicher – Redispatchbedarf und damit Bedarf für eine Netzreserve (im Sinne der ResKV) bestehen. Dieser wird im Rahmen der Systemanalysen bemessen, für die dann auch für einen Zeitraum bis max. t+5 eine belastbare Aussage zu bis dahin realisierten Leitungsbauvorhaben erfolgt. Der Netzausbau ist nicht nur erforderlich, um in Bayern die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sondern auch, um den vergleichsweise günstigen Windstrom aus Norddeutschland nach



Süddeutschland zu transportieren. Andere Ersatzmaßnahmen wären für die Stromkunden deutlich teurer.

**3. Wie bewertet das BMWi die Kosten, um die Akzeptanz von Netzen zu erhöhen? Wie unterscheiden sich diese „Akzeptanzkosten“ im Fall von**

- a. Erdverkabelung?**
- b. Nutzung von Bestandstrassen?**
- c. kompletter Neutrassierung oberirdisch?**

Der Einsatz von 380-kV-Erdkabeln hat aus Sicht des BMWi Pilotcharakter und sollte verstärkt auf Pilotstrecken erprobt werden. Bezüglich der Mehrkosten wird verwiesen auf die in der Plattform Energienetze des BMWi abgestimmte und öffentlich verfügbare „Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Randbedingungen“ (Stand: Juli 2014). Generell hängen die Mehrkosten sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten ab (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen). Im Rahmen des bei Drehstrom-Piloten ersten tatsächlich realisierten Streckenabschnitts in Raesfeld (Nordrhein-Westfalen) liegen die Mehrkosten laut dem Vorhabenträger Amprion circa um den Faktor 6 höher als bei einer Freileitung.

Was die Kosten angeht, so ist auch zu berücksichtigen, dass mit Erdkabeln regionale und lokale Konflikte möglicherweise besser gelöst und so der Netzausbau beschleunigt werden kann. Den erhöhten Kosten für Erdkabel sind somit die Kosten für Redispatch und andere Kosten bei verzögertem Netzausbau gegenüber zu stellen. Bezüglich der behaupteten optischen Beeinträchtigung durch eine Freileitung erwartet BMWi durch die vorgesehene teilweise Erdverkabelung im Höchstspannungsnetz eine deutliche Akzeptanzsteigerung. Die HGÜ-Verkabelung hat ebenfalls noch Pilotcharakter, technische Umsetzung und Kosten sind gegenüber Drehstrom aber einfacher bzw. die Kosten geringer (Faktor 2-3 gegenüber HGÜ-Freileitung). Die Nutzung von Bestandstrassen sollte nach dem gesetzlich verankerten NOVA-Prinzip prioritär gegenüber Neubauten erfolgen und wird in der Regel und je nach technischer Umsetzung preiswerter sein als der Neubau.