Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie

Bayer. Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
80525 München

Name
Herr Frik

Telefon
089 2162-2281

Telefax
089 2162-3281

E-Mail
Johannes.Frik@
stmwivt.bayern.de

Per E-Mail

Europäische Kommission
Generaldirektion Energie

ener-generation-adequacy@ec.europa.eu

Ihr Zeichen Ihre Nachricht vom	**Bitte bei Antwort angeben** Unser Zeichen, Unsere Nachricht vom VI/1-6200/1048/1	München, 07.02.2013

Public consultation "Generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity"

Sehr geehrte Damen und Herren,

für die von Ihnen eröffnete Möglichkeit im Wege der öffentlichen Konsultation an der Debatte über die Notwendigkeit zusätzlicher Anreize für konventionelle Stromerzeugungseinheiten (sog. Kapazitätsmechanismen) aus Gründen der Versorgungssicherheit teilnehmen zu können, bedanken wir uns und nehmen diese gerne wahr.

Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Kommission die Notwendigkeit einer Debatte über Notwendigkeit, potenzielle Ausgestaltung und Reichweite von Kapazitätsmechanismen auf europäischer Ebene führen möchte, gerade auch vor dem Hintergrund geplanter und bereits implementierter Kapazitätsmechanismen in verschiedenen Mitgliedstaaten.

1. Allgemein

Die meisten Elektrizitätsmärkte in Europa sind mit großen Überkapazitäten in die Liberalisierung gestartet. Die Frage ausreichender Investitionsanreize für neue Kraftwerkskapazitäten stellte sich daher zunächst nicht. Der Fokus

der Marktgestaltung richtete sich zunächst primär auf die Erhöhung der kurzfristigen Effizienz der Strombereitstellung auf allen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Transport, Vertrieb). In einem wettbewerblichen Markt mit Strombörse ist der Energiepreis das entscheidende Anreizsignal für Neuinvestitionen. Dieser sollte Erzeugungsengpässe frühzeitig anzeigen und so sicherstellen, dass Unternehmen langfristig ausreichende Kraftwerkskapazitäten sicherstellen.

Mit dem beschlossen Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland werden nunmehr erhebliche Investitionen in Ersatzkapazitäten notwendig. Damit hat die Fragestellung neue Bedeutung gewonnen, ob der Markt auch unter den aktuellen Rahmenbedingungen in der Lage ist, langfristige Effizienz zu gewährleisten.

Bereits heute besteht eine Kapazitätsknappheit in Süddeutschland, die sich auf Grund des in Deutschland beschlossenen Ausstiegs aus der Kernenergie, einer zu erwartenden zumindest gleichbleibenden Stromnachfrage, sowie der vermehrt vorhersehbaren Stilllegung älterer Kraftwerke verschärfen wird. Der bestehende auf Grenzkosten basierende Strommarkt ist dabei aus strukturellen Gründen nicht in der Lage ausreichende Anreize für Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten zu setzen. Darüber hinaus kann der Netzausbau, selbst wenn dieser unter Berücksichtigung allfälliger Widerstände in der Bevölkerung kurz- und mittelfristig umsetzbar ist, regionale fehlende Erzeugungskapazitäten nicht vollständig ausgleichen.

So deuten erste Analysen darauf hin, dass der regionale Kapazitätsengpass in Süddeutschland nicht durch einen absehbaren Kapazitätszubau in Norddeutschland, auch unter der Annahme ausreichender Transportkapazitäten aufgefangen werden können.

Zudem zeigt eine nähere Betrachtung des vergangenen Winters, dass bei einer gebotenen europaweiten Betrachtung die Kapazitätsengpässe in Bayern und Deutschland durch Aktivierung entsprechender Kapazitäten im Ausland derzeit nicht beseitigt werden können.

Ein zusätzlicher Anreiz für den Bau von Ersatzkapazitäten ist daher dringend geboten, um den Umbau der Energieversorgung hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden System in Deutschland und Europa zu vervollständigen und die Versorgungssicherheit zu garantieren.

Dabei erkennen wir ausdrücklich an, dass die Lösung nicht ausschließlich in neuen Erzeugungskapazitäten liegt, sondern auch gerade im Zusammenspiel mit einem weiteren deutschland- und europaweiten Ausbau der Übertragungsnetze einhergehen und das Versorgungssystem durch Maßnahmen wie Demand Side Management (DSM) und Schaffung neuer Speicherkapazitäten ergänzt werden muss, wobei gerade der Beitrag einer Flexibilisierung der Nachfrageseite als gering einzustufen sein dürfte.

2. Investitionen in den Kraftwerkspark – Missing Money

Der bestehende auf Grenzkosten basierende Strommarkt ist aus strukturellen Gründen nicht in der Lage, Anreize für notwendige Investitionen in effiziente und flexible Kraftwerkskapazitäten zu setzen und verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks zu schaffen.

Die Erzeugermargen am Großhandelsmarkt sind auf historisch niedrigem Niveau. Betreiber von Bestandskraftwerken auf Basis von Steinkohle und Erdgas können aktuell kaum ihre fixen Betriebskosten decken. Ursache für den Margenverfall ist die Steigerung der Wettbewerbsintensität unter den Kraftwerksbetreibern am Großhandelsmarkt, hin zu einem grenzkostenorientierten Wettbewerb. Diese Steigerung der Wettbewerbsintensität ist eine Folge von wettbewerbspolitischen und wettbewerbsrechtlichen Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene als Ergebnis der politisch auch weiterhin gewünschten Liberalisierung der Energiemärkte.

Die Inbetriebnahme gegenwärtig in Bau befindlicher konventioneller Kraftwerke in Deutschland wird dabei den wirtschaftlichen Stilllegungsdruck von Bestandsanlagen erhöhen. Der weiter zunehmende Ausbau der erneuerbaren Energien wirkt dabei beschleunigend und verstärkend.

Bedingt durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien werden sich die zu erwartenden Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke in der Merit Order weiter verringern, da die Zeiträume zunehmen werden, in denen der Strom-Börsenpreis so niedrig ist, dass er einen Einsatz von konventionelle Kraftwerken insbesondere auf Gasbasis wegen ihrer vergleichsweise hohen variablen (Brennstoff-) Kosten nicht zulässt. Eine Abschaffung oder Beschränkung des grundsätzlichen Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien in Deutschland würde dieses Problem nicht lösen, da die bereits gebauten und zukünftig zu erwartenden Erneuerbare-Energien-Anlagen mit variablen Kosten nahe Null in den Markt bieten und dadurch teurer produzierende konventionelle Kraftwerke verdrängen.

Zudem wird durch die zunehmend hohe Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energien (Wind und Sonne) der Leistungsbedarf zur Spitzenlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke in den Tagesstunden zunehmend reduziert und damit die Peak-Preise erheblich reduziert. Hinzu kommt, dass gerade bei einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien die Perioden mit hohen Einnahmen selten und schlecht prognostizierbar sind.

Die Situation konventioneller Kraftwerke wird aufgrund geringer Nutzungsstunden und rückläufiger Spitzenlast zunehmend verschlechtert. Klassische Spitzenlastkraftwerke haben schon unter derzeitigen Bedingungen praktisch kein wirtschaftliches Einsatzpotenzial.

Diese Einschätzung deckt sich mit den Ergebnissen einer Vielzahl von Gesprächen mit potenziellen Kraftwerksinvestoren. So befinden sich etwa einzelne Gaskraftwerke in Süddeutschland bereits in einem fortgeschrittenen Planungsstadium oder verfügen sogar schon über behördliche Genehmigungen. Keiner dieser Investoren ist jedoch bereit, eine definitive Investitionsentscheidung zu treffen, da gegenwärtig Investitionen in neue Gaskraftwerke nach übereinstimmender Aussage aller Akteure nicht rentabel sind. Vielmehr geraten nach übereinstimmender Aussage im gegenwärtigen Markt auch hocheffiziente jüngere Bestandskraftwerke, auf die aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht verzichtet werden kann, zunehmend unter wirtschaftlichen Stilllegungsdruck.

Der konventionelle Kraftwerkspark bzw. neue flexible Kapazitäten werden aber mittelfristig weiterhin in beträchtlichem Ausmaß als Kapazitätsreserve (Back up und Flexibilisierung) vorgehalten werden müssen, um in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien Versorgungssicherheit weiter gewährleisten zu können.

3. Entwicklung gesicherter Kapazitäten und Lösungsansätze

Allein in Bayern wird mit einem Bedarf an Ersatzkapazitäten auf Gasbasis in Höhe von 3000 bis 4000 MW bis zum Jahr 2021 gerechnet, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

Auf Grundlage des Kraftwerksmonitorings der Bundesnetzagentur ergibt sich jedoch, dass deutschlandweit in den kommenden Jahren mit einem Nettozubau von lediglich 5.000 MW zu rechnen ist, wobei in Süddeutschland sukzessive Kraftwerkskapazitäten aus o.g. wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. So ist nach derzeitigen Erkenntnissen in Süddeutschland mit einem Nettorückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Höhe von rund 1700 MW zu rechnen.

a. Deutschlandweite Betrachtung

Der Ausbau der Netzinfrastruktur vor allem auf Ebene der Übertragungsnetze in Deutschland nach Maßgabe des Netzentwicklungsplans 2012 kann maßgeblich zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Süddeutschland beitragen. Voraussetzung hierfür ist jedoch zum einen, dass die ambitionierten Inbetriebnahmeziele auch tatsächlich eingehalten werden können. Zum anderen kann der Ausbau der Übertragungsnetze nur dann einen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten, wenn in Deutschland anderweitig ausreichend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, um die Kapazitätsunterdeckung in Süddeutschland aufzufangen. Vor dem Hintergrund, dass der derzeitige Strommarkt keine ausreichenden Investitionssignale für den Neubau von Kraftwerken generiert und daher über die bereits im Bau befindlichen Erzeugungskapazitäten nicht mit weiteren konventionellen Kapazitäten zu rechnen ist, zeichnet sich schon bei Betrachtung der technischen Nutzungsdauern aus dem Netzentwick-

lungsplan 2012 ab, dass die gesicherten Kapazitäten in Norddeutschland nicht mehr ausreichen werden, um die Kapazitätsunterdeckung in Süddeutschland entlang des Kernenergieausstiegspfads zu schließen.

b. Europäischer Energiebinnenmarkt

Die vollständige Umsetzung des europäischen Energiebinnenmarkts kann die Versorgungssicherheitssituation durch den Einbezug von Kraftwerkskapazitäten in anderen Mitgliedstaaten erhöhen. Dies setzt den forcierten Ausbau transeuropäischer Übertragungsnetze voraus, wobei das Energieinfrastrukturpaket eine wesentliche Rolle spielen wird. Auch die Implementierung von grenzüberschreitenden Day-ahead und Intraday Märkten sowie von grenzüberschreitenden Märkten für Ausgleichsenergie kann helfen, Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten.

Hier ist jedoch wiederum zu hinterfragen inwiefern Kapazitäten in angrenzenden Mitgliedstaaten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland tatsächlich herangezogen werden können und ausreichen.

Die angespannte Situation im Stromnetz in Deutschland während der Kälteperiode Anfang Februar 2012 hat gezeigt, dass es in der gegenwärtigen Marktstruktur durchaus sinnvoll ist, die notwendigen Kapazitäten national vorzuhalten. Die Übertragung der Verantwortung zur Bereitstellung gesicherter Leistung auf Nachbarländer ist nicht zielführend, da insbesondere auch in den deutschen Nachbarländern erhebliche Kapazitätszubauten notwendig sein werden. Zudem besteht das Risiko, dass Nachbarn zum Zeitpunkt der deutschen Höchstlast auf deutsche Exporte angewiesen sind. Dieses Risiko lässt sich anhand der Import-Export-Situation Süddeutschlands am 9. Februar 2012 veranschaulichen. Alle Experten sind sich einig, dass Deutschland an diesem Tag nur äußerst knapp einem Blackout entgangen ist. Alle verfügbaren Erzeugungskapazitäten waren am Netz und die Übertragungsnetzbetreiber mussten die zur kurzfristigen Frequenzerhaltung vorgehaltene Regelenergie vollständig abrufen, um einen Netzzusammenbruch zu vermeiden. Es wurde dennoch ganztägig nach Frankreich, Österreich und in die Schweiz exportiert. Bei Betrachtung der Preise in den Nachbarländern wird deutlich, dass die Knappheit in Frankreich und

der Schweiz zumindest im Rahmen der Erwartungen der Day-ahead-Auktion erheblich größer war als in Deutschland.

c. Flexibilisierung der Nachfrageseite

DSM kann ein weiterer Baustein zum Erhalt der Versorgungssicherheit in einem modernen, auf erneuerbaren Energien aufbauenden Energieversorgungssystem sein, jedoch aufgrund des begrenzten Potenzials den Neubau gesicherter flexibler Erzeugungskapazitäten nicht ersetzen. So ist das Konzept des Lastmanagements in der Industrie in Deutschland wohl bekannt und wird seit Jahrzehnten eingesetzt. Die am 1. Januar 2013 in Kraft getretene Verordnung zu abschaltbaren Lasten setzt hier zusätzliche Anreize für Industriebetriebe.

Auch im Haushaltsbereich sind technische Potenziale vorhanden. Da der Haushaltssektor jedoch insgesamt lediglich für 25 Prozent des Nettostromverbrauchs in Bayern verantwortlich ist, sind diese stark begrenzt.

Hinzu kommt, dass sich die Stromnachfrage gerade auch im Haushaltsbereich generell durch eine sehr geringe kurzfristige Preiselastizität auszeichnet: In Stunden mit hohen Marktpreisen wird keine entsprechende Nachfragereduktion ausgelöst. Dies hängt zum einen damit zusammen, dass die Mehrheit der Stromverbraucher trotz intelligenter Zähler gar nicht die Möglichkeit hat, auf kurzfristige Preisspitzen zu reagieren, und sich am Durchschnittspreis orientiert. Zum anderen ist der Stellenwert einer verlässlichen Stromversorgung sehr hoch.

4. Ausgestaltung konkreter Kapazitätsmechanismen

Vor dem Hintergrund der dargelegten Marktbedingungen und der Realisierungsdauer neuer Kraftwerksprojekte ist kurzfristig ein Mechanismus dringend erforderlich, der in Knappheitssituationen die Versorgungssicherheit weiter gewährleisten kann.

In einem ersten Schritt kann die Betrachtung national erfolgen, da es zunächst um die Lösung spezifischer – regionaler – Probleme der Stromversorgung geht. Der Mechanismus sollte jedoch offen für europaweite Lösun-

gen sein und den bestehenden Energy Only Markt möglichst geringfügig beeinträchtigten.

Die bislang in Deutschland im vergangenen und diesem Winter praktizierte Kontrahierung von Reservekapazitäten durch die Übertragungsnetzbetreiber wird ab dem kommenden Winter mit der Einführung einer sog. Netzreserve auf eine tragfähigere Basis gestellt. Damit kann künftig eine wirtschaftlich motivierte Stilllegung älterer konventioneller Kraftwerke verhindert werden.

Zusätzlich können für den Fall, dass der bloße Weiterbetrieb konventioneller Kraftwerke nicht ausreichen wird, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, neue Kapazitäten geschaffen werden, die als Reserve für gravierende Engpässe vorgehalten werden. Dabei wird es sich voraussichtlich um einfache Lösungen handeln, z.B. Gasturbinen, die nur für einen Einsatz von wenigen Stunden im Jahr vorgehalten werden.

Eine solche Netzreserve/strategische Reserve ist ein wichtiger erster Schritt und eine sinnvolle Übergangslösung, um die Phase bis zum Wirksamwerden eines umfassenden Kapazitätsmechanismus zu überbrücken.

Für moderne, hocheffiziente neue Gaskraftwerke, wie sie als dauerhafte Ergänzung zu den erneuerbaren Energien gebraucht werden, nicht nur für Extremsituationen, ist jedoch ein weiterer Schritt erforderlich. Dazu muss aufgrund des absehbaren Marktversagens ein umfassender Kapazitätsmechanismus eingeführt werden, damit auch in den Jahren 2018/19 ff. die Versorgung gesichert ist.

Zentrales Element des zu wählenden Mechanismus muss die wirksame Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen in Knappheitssituationen sein. Dabei sind regionale, nationale und europaweite Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien sowie zum Klimaschutz zu Grunde zu legen.

Der Anreiz sollte möglichst so gewählt werden, dass hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke errichtet werden, mit denen zugleich auch eine bestmögliche Erfüllung der Klimaziele unterstützt wird.

Der Anreiz sollte darüber hinaus grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet werden, so dass er neben Kraftwerkskapazitäten auch geeignete Speicher umfassen kann.

Von mehreren ähnlich gut geeigneten Mechanismen sollte der einfachste, unbürokratischste und mit den geringsten administrativen Eingriffen verbundene Mechanismus gewählt werden.

Der Mechanismus ist so zu wählen, dass weder Anreize zum Marktaustritt von Bestandskraftwerken gesetzt werden noch neue Anbieter von Kapazität aufgrund der Marktmacht der bestehenden Akteure am Markteintritt gehindert werden.

Grundlage für die Ausschreibung des Kapazitätsbedarfs sollte ein Kapazitätsentwicklungsplan sein, der die regional erforderlichen Mindestkapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit ausweist, auch unter Berücksichtigung von Engpässen im Übertragungsnetz. Dabei können gegebenenfalls auch abschaltbare Lasten auf freiwilliger Basis einbezogen werden. Hierdurch dürfen jedoch in keinem Fall Anreize gesetzt werden, Industrieunternehmen vom Netz zu nehmen, anstatt zusätzliche Kapazitäten zu schaffen. Eine zentrale Rolle müssen dabei die Stromübertragungsnetzbetreiber spielen, da sie nach geltendem Energierecht für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems verantwortlich sind und über die notwendigen Informationen und Berechnungen verfügen.

In zeitlicher Hinsicht ist im Hinblick auf die Versorgungssicherheit bei der Ausgestaltung des Mechanismus eine hinreichend langfristige Perspektive zu wählen, um auch über 2022 hinaus die Stromversorgung zu gewährleisten. Gleichzeitig sollte die Methode flexible Reaktionen auf Änderungen des Marktes – auch beispielsweise im Hinblick auf die Regelungen zu erneuerbaren Energien – ermöglichen und finanzielle Mittel im geringstmöglichen zur Zielerreichung notwendigen Umfang binden.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. von Laffert
Leitender Ministerialrat