



- Beschlusskammer 6 -

**Beschluss**

Az: BK6-06-066

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs.2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen sowie zu den zu veröffentlichen Daten nach § 27 Abs.2 StromNZV

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

durch ihren Vorsitzenden Achim Zerres,  
ihre Beisitzerin Dr. Kathrin Thomaschki,  
und ihre Beisitzerin Armasari Soetarto

am 31.08.2007 beschlossen:

1. <sup>1</sup>Die Einbindung eines Anbieters in die Leistungs-Frequenz-Regelung ist über eine informationstechnische Verbindung in Gestalt einer Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindung oder einer Übertragungsnetzbetreibereigenen Fernwirkverbindung zu realisieren. <sup>2</sup>Dabei ist die informationstechnische Einbindung zu dem Übertragungsnetzbetreiber der jeweiligen Anschlussregelzone und zu jedem Übertragungsnetzbetreiber herzustellen, in dessen Regelzone Sekundärregelenergie erbracht werden soll. <sup>3</sup>Die Einbindung des Anbieters in den Regelkreis des Übertragungsnetzbetreibers erfolgt, in dem ausschließlich die Regelsignale an eine zentrale Stelle des Anbieters gesendet werden. <sup>4</sup>Die vollständige Steuerung von Erzeugungsanlagen aus der Leitwarte der Übertragungsnetzbetreiber kann zwischen den beteiligten Parteien vereinbart werden.

2. <sup>1</sup>Die Ausschreibung des gesamten Bedarfs an Sekundärregelenergie hat monatlich zu erfolgen. <sup>2</sup>Die Übertragungsnetzbetreiber haben die technischen Voraussetzungen zu schaffen, die eine automatisierte Parametrierung des Leistungs-Frequenz-Reglers ermöglichen. <sup>3</sup>Den Übertragungsnetzbetreibern ist freigestellt, ob hierzu auf bestehender Technik aufgesetzt oder neue Technik entwickelt wird.
3. <sup>1</sup>Der Ausschreibungszeitpunkt der Sekundärregelenergie ist durch die Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen. <sup>2</sup>Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungskalender für einen Ausschreibungszeitraum von einem Jahr zu erstellen und mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. <sup>3</sup>Der Lieferzeitraum für Sekundärregelenergie hat mit einem Kalendermonat zu übereinstimmen. <sup>4</sup>Nach Zuschlagserteilung sind die Teilnehmer der Ausschreibung unverzüglich - für einen Übergangszeitraum bis zum 01.09.2008 innerhalb von 24 Stunden über Zuschlag oder Nichtberücksichtigung ihrer Angebote zu informieren.
4. <sup>1</sup>Die Leistungsvorhaltung und Leistungserbringung von Sekundärregelenergie hat in zwei Zeitscheiben (Haupt- und Nebenzeit) zu erfolgen. <sup>2</sup>Die Hauptzeit erstreckt sich von Montag bis Freitag jeweils von 08:00 bis 20:00 Uhr. <sup>3</sup>Die Nebenzeit erstreckt sich von 0:00 bis 08:00 und 20:00 bis 24:00 sowie an Samstagen, Sonntagen und bundeseinheitlichen Feiertagen von 0:00 bis 24:00.
5. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihren gesamten Bedarf an Sekundärregelenergie regelzonenübergreifend auszuschreiben.
6. <sup>1</sup>Die Erteilung über den Zuschlag erfolgt auf Basis des Leistungspreises. <sup>2</sup>Die Übertragungsnetzbetreiber haben die nach Satz 1 erfolgreichen Angebote unter sich aufzuteilen. <sup>3</sup>Dabei kann jeder Übertragungsnetzbetreiber zur Deckung seines Regelleistungsbedarfs zunächst die erfolgreichen regelzoneninternen Angebote auswählen; die verbleibenden erfolgreichen Angebote werden unter Berücksichtigung einer möglichst gleichmäßigen Kostenbelastung der Regelzonen aufgeteilt. <sup>4</sup>Der Abruf der Sekundärregelenergie folgt gesonderten Listen, die aus den nach Satz 1 bezuschlagten und nach Satz 2 und 3 aufgeteilten Angeboten bestehen, und wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten. <sup>5</sup>Die Abrufreihenfolge erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise; aus technischen oder Praktikabilitätsgründen kann davon unter Wahrung der Diskriminierungsfreiheit abgewichen werden. <sup>6</sup>Abweichend von Satz 1 wird der Vattenfall Europe Transmission GmbH bis zum 31.01.2009 gestattet, bis zu einer Höhe von 520 MW negativer Sekundärregelleistung regelzoneninternen Angeboten auch dann einen Zuschlag zu erteilen, wenn diese im Leistungspreis über dem sich aus

der gemeinsamen Ausschreibung ergebenden Grenzleistungspreis nach Satz 1 liegen, falls ohne einen solchen Zuschlag diese Leistung nicht regelzonenintern kontrahiert werden kann. <sup>7</sup>Die Liste der insgesamt bezuschlagten Angebote ist entsprechend zu reduzieren.

7. <sup>1</sup>Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Sekundärregelausschreibung wird auf 10 MW jeweils für positive und negative Sekundärregelenergie festgesetzt. <sup>2</sup>Die Bildung von Anbietergemeinschaften zum Erreichen der Mindestangebotsgröße ist zulässig. <sup>3</sup>Eine Einkürzung des Angebots auf die Mindestlosgröße ist zulässig. <sup>4</sup>Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW. <sup>5</sup>Bei Anlagen, die die geforderte Leistung nur in diskreten Leistungsschritten erbringen können, ist eine Überschreitung der abgerufenen Leistung von bis zu 5 MW zulässig.
  
8. <sup>1</sup>Folgende Informationen sind, jeweils für positive und negative Sekundärregelenergie getrennt, auf der gemeinsamen Internetplattform zu veröffentlichen und für drei Jahre verfügbar zu halten:
  - a) die Höhe des benötigten Bedarfs an Sekundärregelenergie,
  - b) die tatsächlich abgerufene Sekundärregelleistung pro Viertelstunde,
  - c) eine anonymisierte Liste aller Sekundärregelleistungsgebote, die für jedes Angebot die Angebotsleistung, den Leistungspreis, den Arbeitspreis, die Regelzonenverfügbarkeit (Online-Anbindung) und die Information, ob das Angebot den Zuschlag erhalten hat, enthält,
  - d) der mittlere mengengewichtete Leistungspreis sowie der Grenzleistungspreis,<sup>2</sup>Buchstabe a) ist spätestens zwei Tage vor Beginn der Ausschreibung zu veröffentlichen. Buchstabe b) ist täglich bekannt zu geben. Buchstaben c) und d) sind einen Tag nach erfolgter Ausschreibung zu veröffentlichen.
  
9. <sup>1</sup>Der Widerruf bleibt vorbehalten, insbesondere für den Fall, dass
  - a) eine Umstellung auf eine tägliche Ausschreibung möglich und im Interesse kurzfristiger Markteintritte geboten ist ,
  - b) konkrete Indizien bestehen, die auf eine Verschlechterung der homogenen Verteilung der Sekundärregelleistung über alle vier Regelzonen hindeuten oder
  - c) Engpässe zwischen den deutschen Regelzonen oder andere technische oder ökonomische Gründe eine Neubewertung der Frage der Gestattung eines Kernanteils im Sinne von § 6 Abs. 2 Strom NZV erforderlich machen.

<sup>2</sup>Der Widerruf der Sonderregelung nach Ziffer 6 Satz 5 bleibt insbesondere für den Fall vorbehalten, dass sich die Kosten für die regelzoneninterne Sekundärregelleistung der Vattenfall Europe Transmission GmbH erheblich von denen anderer Regelzonen entfernen.

10. Ziffern 1 bis 8 des Tenors sind mit Ausnahme der Ziffer 2 Satz 2 und Ziffer 1 Satz 3 spätestens ab dem 01.12.2007 anzuwenden.  
Ziffer 1 Satz 3 ist spätestens zum 31.01.2009 umzusetzen.

## **Gründe**

### **I.**

#### **1. Verfahrensgegenstand**

In einem elektrischen Energieversorgungssystem führt jedes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Entnahme elektrischer Energie zu Frequenzabweichungen im Netz und damit zu einer potentiellen Gefährdung der Systemstabilität. Die Erzeugung von elektrischer Energie muss zu jedem Zeitpunkt daher genau ihrem Verbrauch entsprechen. Die Ursachen für die Abweichungen liegen bspw. in Prognoseungenauigkeiten oder Produktionsausfällen von Kraftwerken. Der Ausgleich wird in jeder Regelzone durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Die für diesen Ausgleich physisch eingesetzte Energie wird als Regelenenergie bezeichnet. Dabei können sowohl Kraftwerksbetreiber als „klassische“ Energieerzeuger als auch industrielle Unternehmen mit ihren Erzeugungseinheiten und abschaltbaren Lasten als Anbieter von Regelenenergie auftreten.

Treten Frequenzabweichungen von ihrem Sollwert (50 Hz) auf, die größer als 10 mHz sind, so reagieren die Erzeugungseinheiten der Regelenenergieanbieter mittels automatischen Einsatzes von Primärregelenergie, um eine Stabilisierung der Frequenz sicherzustellen. Nach 30 Sekunden wird automatisch Sekundärregelenergie aktiviert und löst die Primärregelenergie ab, damit die aktivierte Primärregelenergie wieder als Reserve zur Verfügung steht. Die Sekundärregelenergie soll innerhalb von fünf Minuten die Frequenz auf ihren Sollwert zurückführen. Bei länger andauernden Störungen im Netz wird manuell die Minutenreserve hinzugeschaltet.

Die Sekundärregelenergie stellt bestimmte technische Anforderungen an die Anbieter. Die Erzeugungseinheiten der Sekundärregelenergieanbieter sind über eine Kommunikationsverbindung an einen zentralen Leistungs-Frequenz-Regler angebunden, der sich in der Hauptschaltwarte der Übertragungsnetzbetreiber befindet. Der Leistungs-Frequenz-Regler hat die Aufgabe, den Einsatz von Sekundärregelenergie zu steuern. Die Sekundärregelenergie wird in einem geschlossenen Regelkreis durch eine automatische Sollwertausgabe im Sekundenbereich abgerufen. Dazu wird ebenfalls im Sekundenbereich die Summe aller Lastflüsse aus der Regelzone über alle Kuppelleitungen in andere Regelzonen gemessen und mit dem aus den Fahrplananmeldungen der Bilanzkreisverantwortlichen ermittelten Sollwert des Regelzonenaustausches verglichen. Abhängig von der Differenz zwischen Soll- und Istwert entscheidet der Regler, ob mehr oder weniger Sekundärregelleistung benötigt wird, um die Differenz auszugleichen. Das Ziel ist dabei, dass keine Abweichung zwischen Soll-Austausch und Ist-Austausch auftritt. Zu berücksichtigen ist hierbei ebenfalls die durch die Primärregelung erbrachte Leistung, um zu vermeiden, dass die Sekundärregelenergie der Primärregelenergie entgegenwirkt. Der so ermittelte Sollwert wird anschließend wirtschaftlich optimal auf Basis des Arbeitspreises auf die Regelbänder der einzelnen Anbieter verteilt. Der Leistungs-Frequenz-Regler wird hierzu so eingestellt, dass immer erst der günstigste Anbieter, dann der zweitgünstigste etc. abgerufen wird.

Innerhalb der drei Regelenergiearten wird außerdem zwischen positiver und negativer Regelenergie differenziert. Im Fall der positiven Regelenergie besteht im Netz eine Untereinspeisung, so dass für die Herstellung eines Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Entnahme entweder weniger verbraucht oder mehr eingespeist werden muss. Bei der negativen Regelenergie verhält es sich umgekehrt.

Für die Bereitstellung von Regelenergie haben die Anbieter beim jeweiligen Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber ein Präqualifikationsverfahren zu absolvieren. Das Verfahren dient dem Nachweis, dass die Anbieter die notwendigen technischen Anforderungen für die Erbringung von Regelenergie erfüllen, da Regelenergie ein wesentlicher Bestandteil zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität darstellt. Nach erfolgter Präqualifikation bei einem Übertragungsnetzbetreiber sind die Anlagen automatisch bei den restlichen Übertragungsnetzbetreibern präqualifiziert. Die Dauer des Präqualifikationsverfahrens kann mehrere Monate betragen. Zusätzlich zu den Präqualifikationsverfahren haben Anbieter von Regelenergie für jede Regelenergieart jeweils einen Rahmenvertrag zu unterzeichnen, der sie letztlich berechtigt, Regelenergie zu erbringen.

Derzeit befinden sich in den Märkten für Sekundärregelleistung [REDACTED]. In den Regelzonen von E.ON Netz (im Folgenden E.ON Netz), Vattenfall Europe Transmission (VET) und EnBW Transportnetze (EnBW TNG) sind [REDACTED], in der Regelzone der RWE Transportnetz Strom (RWE TSO) darüber hinaus [REDACTED].

Die Beschaffung der Sekundärregelenergie erfolgt bislang durch jeden Übertragungsnetzbetreiber in separaten zeitlich versetzten Ausschreibungsverfahren, die sich im Laufe des vergangenen Jahres angeglichen haben. Die letzte Ausschreibung fand bei allen vier Übertragungsnetzbetreibern jeweils zum 01.06.2007 zu den auch bisher geltenden Bedingungen statt. Der Ausschreibungszeitraum beträgt derzeit bei jedem Übertragungsnetzbetreiber sechs Monate. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Bedarf an Sekundärregelenergie der vier Übertragungsnetzbetreiber (Ausschreibungszeitraum 01.06. - 30.11.2007).

	Bedarf	Kernanteil
E.ON	+ 500 MW, - 500 MW	0 MW
RWE TSO	+ 1230 MW, - 830 MW	0 MW
VET	+/- 580 MW	+/- 520 MW
EnBW TNG	+ 720 MW, - 390 MW	0 MW

Das Marktvolumen für die Leistungsvorhaltung der Sekundärregelenergie betrug im Jahr 2006 ca. € 388 Mio. bei einer ausgeschriebenen Leistung von 3330 MW (positiv) und 2600 MW (negativ). Die Höhe der ausgeschriebenen Leistung lag auf dem gleichen Niveau wie im Jahr 2005. Sekundärregelenergie hat im Vergleich zur Primärregelenergie und Minutenreserve das größte Marktvolumen bezüglich der Leistungsvorhaltung (Primärregelenergie 2006: € 82 Mio., Minutenreserve 2006 ca. € 271 Mio.). Für die Berechnung des Marktvolumens wurden nur die für die Kalkulation der Netzentgelte relevanten Kosten, d.h. die Leistungspreise berücksichtigt. Die für die abgerufene Sekundärregelenergie angefallenen Kosten (Arbeitspreise) werden den betroffenen Bilanzkreisen als Bestandteil der Ausgleichsenergiekosten in Rechnung gestellt.

## 2. Verfahrensablauf

Mit Inkrafttreten des EnWG am 13.07.2005 und der StromNZV am 29.07.2005 ist die Beschaffung von Regelenergie gemäß § 22 Abs. 2 EnWG, § 6 StromNZV in einem transparenten, nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu erbringen und von allen vier Übertragungsnetzbetreiber eine gemeinsame Ausschreibung durchzuführen. Gemäß § 30 Abs.2 StromNZV war die Umsetzung der Ausschreibungsmodalitäten von Sekundärregelenergie für den 01.07.2006 vorgesehen.

Mit Schreiben vom 30.03.2006 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber ein Konzept zur Umsetzung der Anforderungen des § 6 StromNZV bei der Bundesnetzagentur vorgelegt. Am 12.06.2006 haben die vier Übertragungsnetzbetreiber eine überarbeitete Version des Konzepts übersendet. Das Umsetzungskonzept sieht vor, den Bedarf an Sekundärregelenergie zu 50 % in einer Jahresausschreibung und 50 % in einer Quartalsausschreibung vorzunehmen.

Die Beschlusskammer hat die Einleitung eines Verfahrens zur Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs.2 StromNZV und zu den einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen sowie zu den zu veröffentlichenden Daten nach § 27 Abs.2 StromNZV im Amtsblatt 18/2006 vom 13.09.2006 (Mitteilung 320/2006) und am 31.08.2006 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gegeben.

Vor dem Hintergrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Ausschreibungsmodalitäten von Regelenergie bestand aus Sicht der Bundesnetzagentur die Notwendigkeit, umfassende Marktkenntnisse für die Ausgestaltung der Ausschreibungsbedingungen zu erlangen. Infolgedessen hat die Bundesnetzagentur relevante Marktteilnehmer und einschlägige Verbände am 05.07.2006 auf Basis des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Konzepts schriftlich konsultiert. Die Frist zur Abgabe einer Stellungnahme endete am 28.07.2006. Auf Basis der eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur am 22.12.2006 ein Eckpunktepapier veröffentlicht (Amtsblatt 1/2007 vom 10.01.2007, Mitteilung 59/2007) und die relevanten Marktteilnehmer aufgefordert bis zum 26.01.2007 hierzu Stellung zu nehmen.

Bei der Beschlusskammer sind 19 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden eingegangen. Auf die Wiedergabe der Stellungnahmen wird an dieser Stelle verzichtet. Es wird im Rahmen der Begründung darauf eingegangen.

Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden am 30.08.2006 gemäß § 55 Abs.1 Satz 2 des EnWG von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. Am 05.06.2006 wurde dem Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden gemäß § 58 Abs.1 Satz 2 EnWG sowie dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 Satz 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der von der Beschlusskammer beabsichtigten Festlegung gegeben. Auch den Übertragungsnetzbetreibern wurde die beabsichtigte Entscheidung nochmals zur Kenntnis gegeben.

Auf entsprechenden Wunsch erhielten die Übertragungsnetzbetreiber am 02.07.2007 nochmals Gelegenheit ihre Argumente der Beschlusskammer mündlich vorzutragen. Am 19.07.2007 wurden darauf hin die marktbeherrschenden Anbieter von Sekundärregelenergie nochmals von der Beschlusskammer mündlich angehört. Am 25.07.2007 erhielt die VET Gelegenheit, die nach ihrer Auffassung besondere Situation in ihrem Übertragungsnetz zu erläutern.

Dem Bundeskartellamt und den Landeskartellbehörden wurde am 28.08.2007 erneut die Möglichkeit gegeben zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

## II.

### 1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, Entscheidungen zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelenergie, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben, zum technisch notwendigen Anteil nach § 6 Abs.2 StromNZV und zu einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, zu treffen ergibt sich nach Maßgabe der §§ 29, 54 EnWG, § 27 Abs.1 Satz 2 Nr. 2 und § 27 Abs. 2 StromNZV.

Der Gesetzgeber hat der Bundesnetzagentur gemäß § 27 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 StromNZV ausdrücklich die Festlegungsbefugnis übertragen, Entscheidungen zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelenergie zu treffen.

Darüber hinaus ermöglicht § 27 Abs. 2 StromNZV der Bundesnetzagentur, den Übertragungsnetzbetreibern aufzuerlegen, weitere Daten im Zusammenhang mit der Beschaffung von Regelenergie zu veröffentlichen. Dies soll dazu dienen, die Wettbewerbsbe-

dingungen im Markt für Regelenergie zu verbessern und den Einsatz von Regelenergie effizient zu gestalten.

## **2. Materielle Rechtmäßigkeit**

### **2.1 Voraussetzungen**

Eine Entscheidung der Beschlusskammer zu der Festlegung des Verfahrens zur Ausschreibung der Sekundärregelenergie ist notwendig und geboten.

Das EnWG und die StromNZV treffen gesetzliche Vorgaben zur Ausgestaltung der Beschaffung von Energie zur Erbringung von Ausgleichsleistungen. Nach § 22 Abs.2 Satz 1 EnWG haben Betreiber von Übertragungsnetzen die Beschaffung von Regelenergie in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren durchzuführen. Dabei ist gemäß § 1 Abs.1, 2 EnWG im Hinblick auf die Ausgestaltung der Ausschreibungsmodalitäten das wesentliche Ziel, die Energieversorgung möglichst preisgünstig, leistungsfähig und zuverlässig in einem Umfeld zu erbringen, das von wirksamem und unverfälschtem Wettbewerb geprägt ist. Zur Erreichung dieses Ziels ist eine effiziente Beschaffung von Regelenergie erforderlich und eine Vorhaltung von Regelleistung, die den Anforderungen der Versorgungssicherheit Rechnung trägt. Die Förderung von Wettbewerb im Regelenergiemarkt trägt dazu bei, dass die Energieversorgung effizient und kostenbasiert erbracht werden kann. Zu diesem Zweck ist es notwendig, transparente, diskriminierungsfreie und mit geringen Transaktionskosten verbundene Regeln für den Zugang zum Regelenergiemarkt zu etablieren. Hierzu gehört auch, dass nicht gerechtfertigte Markteintrittsbarrieren und Informationsasymmetrien abgebaut bzw. vermieden werden.

### **2.2 Ausgestaltung des Verfahrens zur Ausschreibung von Sekundärregelenergie**

Die Festlegung der einzelnen Bestandteile zu den Verfahren zur Ausschreibung von Sekundärregelenergie basiert auf dem Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber, den im Rahmen der Konsultation mit allen Marktteilnehmern eingegangenen Stellungnahmen sowie den Stellungnahmen zum Eckpunktepapier. Die Erwägungen zur Festlegung der einzelnen Ausschreibungsmodalitäten werden nachfolgend dargelegt.

## 2.2.1 Einbindung eines Anbieters in die Leistungs-Frequenz-Regelung

2.2.1.1 Die Bereitstellung von Sekundärregelenergie erfordert nach dem derzeitigen Stand der Technik eine hoch verfügbare Kommunikationsverbindung über Festnetz zwischen den Erzeugungseinheiten der Sekundärregelenergieanbieter und der Hauptschaltwarte der Übertragungsnetzbetreiber.

Den Marktteilnehmern ist freigestellt, für diese Kommunikation übertragungsnetzbetreibereigene Fernwirkverbindungen oder von Telekommunikationsunternehmen bereitgestellte Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen einzusetzen. Die Bereitstellung einer übertragungsnetzbetreibereigenen Fernwirkverbindung hat in jedem Fall diskriminierungsfrei zu erfolgen. Hiermit soll sichergestellt werden, dass die Bereitstellungsbedingungen (insbesondere die Entgelte für die Nutzung der Leitung) für potentielle Anbieter nicht ungerechtfertigt zu einer Erhöhung ihrer Erzeugungskosten führen und diese dadurch im Vergleich zu den etablierten Anbietern schlechter gestellt werden.

a) Die Kommunikationsverbindung dient der sekundlichen Übermittlung von Messwerten und Statusinformationen. Sie wird zur Steuerung der an der Sekundärregelenergiebereitstellung beteiligten Anlagen gebraucht. Für die Anbindung des Anbieters in die Leistungs-Frequenz-Regelung kämen neben Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen (bspw. Mietleitungen) prinzipiell Internetverbindungen (bspw. DSL) oder Funktechnologien (bspw. GSM oder UMTS) in Frage.

Bisher werden für die Kommunikationsverbindung von Telekommunikationsunternehmen bereitgestellte Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen (Mietleitungen) und teilweise übertragungsnetzbetreibereigene Fernwirkverbindungen eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber fordern aus Gründen der Betriebssicherheit und jederzeitigen Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindung den Einsatz von Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen. Die Verbindung zwischen dem Leistungs-Frequenz-Regler und den Erzeugungseinheiten müsse jederzeit unabhängig vom öffentlichen Telekommunikationsnetz betrieben werden können. Ein Ausfall der Kommunikationssysteme würde ansonsten zu einer Einschränkung der Handlungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber führen. Funk- und Internettechnologien seien aufgrund auftretender Unterbrechungszeiten für zeit- und prozesskritische Aufgaben wie der Sekundärregelleistung unzulänglich. Bei Kommunikationswegen via Internet würden nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber unzulässige netztechnische Verbindungen zwischen dem Internet und den Prozessnetzen der Netzbetreiber bzw. Kraftwerksbetreiber hergestellt werden. Internet- und Funkverbindungen könnten aus Sicht einiger Stellungnehmenden zur Gewährleis-

tung der Übertragungssicherheit auch redundant ausgelegt werden bzw. die Redundanz durch mehrere Wege gleichzeitig erfolgen. Diese seien im Vergleich zu Mietleitungen preisgünstiger und würden für kleinere Anbieter aufgrund geringerer Kosten den Markteintritt erleichtern.

Die Argumente für die Nutzung von Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen sind aus Sicht der Beschlusskammer nachvollziehbar. Insbesondere vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit und der damit verbundenen Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindung ist die Anwendung von Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen den genannten Alternativen vorzuziehen. Eine Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindung verbindet zwei Anschlusspunkte. Zwischen diesen Anschlusspunkten wird eine dauerhafte Verbindung durch die Reservierung von Übertragungskapazität zur Verfügung gestellt. Diese Verbindung existiert unabhängig vom öffentlichen leitungsvermittelten Telekommunikationsnetz. Auch ist diese Art der Verbindung im Vergleich zu Funktechnologien beim heutigen Stand der Technik erfahrungsgemäß weniger stör anfällig. Störungen treten bei Festnetzverbindungen dann auf, wenn Tiefbauarbeiten die Verbindung physisch angreifen, die zugehörige Technik an den Anschlusspunkten selbst eine Störung aufweist oder an den übertragungstechnischen Systemen im Backbonenetz des Netzbetreibers. Bei Funkverbindungen treten Störungen bereits auf, sobald die Ausbreitung der Funkwellen reflektiert werden von sich in den Weg stellenden Gegenständen wie Gebäude, Metallbauwerke etc. oder von anderen Funkquellen überlagert werden. Funkverbindungen sind insbesondere bei extremen Witterungseinflüssen (Gewitter, Starkregen, Hagel, starker Schneefall) störungs anfällig. Die Wahrscheinlichkeit, dass Unterbrechungen auftreten, ist daher bei Funkverbindungen größer als bei Festnetzverbindungen. Für die Erbringung von Sekundärregelenergie ist vor dem Hintergrund der Systemstabilität jedoch jederzeit eine Verbindung zwischen den Erzeugungseinheiten und der Hauptschaltwarte sicherzustellen, so dass auch eine minimale Ausfallzeit unbedingt zu vermeiden ist. Die Beschlusskammer sieht daher beim derzeitigen Stand der Technik keine Notwendigkeit, von der derzeit praktizierten Anbindungspraxis der Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindung abzuweichen. Darüber hinaus nennen die Stellungnahmen, die sich kritisch zu der bisher praktizierten Festnetzverbindung der Erzeugungsanlagen äußern, keine belastbaren Gründe gegen den Einsatz von Festnetzverbindungen. Die meisten Stellungnahmen weisen vielmehr auf die Verwendung von einheitlichen Standards, auf die im nächsten Punkt eingegangen wird.

Aus Sicht der Beschlusskammer dürften Punkt-zu-Punkt Festnetzverbindungen auch im Hinblick auf die laufenden Kosten keine Marktzutrittsbarriere darstellen. Die Übertra-

gungsnetzbetreiber beziffern die Kosten für Mietleitungen je nach Entfernung mit € 1.000 - 5.000 pro Monat. Die jährlichen Kosten für Standardfestverbindungen der Deutschen Telekom AG (DTAG) mit einer Länge von 500 km und einer Übertragungsrate von 64 kbit/s belaufen sich im Basisnetz auf ca. € 6.100 und liegen damit deutlich unter den Kosten, die von den Übertragungsnetzbetreibern in ihrer Stellungnahme zur Konsultation angegeben haben. Im Backbonenetz wäre das Entgelt geringer. Zu diesen Überlassungsentgelten sind noch einmalige Bereitstellungsentgelte zu zahlen, die je nach Mietzeitbindung und Stückzahl bei Standardfestverbindungen derzeit zwischen € 45 und € 900 betragen. Neben Festnetzverbindungen von der DTAG besteht die weitere Möglichkeit diese auch von alternativen Telekommunikationsnetzbetreibern zu beziehen, deren Entgelte teilweise niedriger sind als die der DTAG. Insgesamt sind die Investitionsaufwendungen für die Onlineverbindung im Vergleich zum erzielbaren Umsatz an Sekundärregelenergie gering, so dass die Kosten auch von kleineren Anbietern getragen werden könnten.

b) Eine Vielzahl der Stellungnahmen hat sich dafür ausgesprochen, dass die Regelsignale in einem einheitlichen Format und nach anerkannter Norm übertragen werden sollten. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber werden für die Sekundärregelungsanbindung ausschließlich standardisierte, in der Energiewirtschaft weltweit eingesetzte Fernwirkprotokolle nach IEC-Norm verwendet. Lediglich die Adressräume und Redundanzkonzepte sind ggf. unterschiedlich. Insoweit bestehen für die Übertragung der Regelsignale bereits standardisierte Verfahren, die eine explizite Festlegung entbehrlich erscheinen lassen.

2.2.1.2 Die Einbindung der Erzeugungsanlagen von Sekundärregelenergie in den Regelkreis des Übertragungsnetzbetreibers hat derart zu erfolgen, dass ausschließlich die Regelsignale (= Sollwertvorgaben des Reglers) an eine zentrale Stelle des Anbieters gesendet werden und der Anbieter für die Weiterverteilung der Regelsignale an seine für die Sekundärregelenergie vorgehaltenen Anlagen selbst verantwortlich ist. Der Anbieter liefert anlagenscharfe Istwerte der erbrachten Sekundärregelenergie an den Übertragungsnetzbetreiber zurück.

Bisher übernimmt der Leistungs-Frequenz-Regler in der Hauptschaltwarte des Übertragungsnetzbetreibers die automatische Steuerung der für die Erbringung der Sekundärregelenergie vorgesehenen Anlagen. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in ihrem Konzept keine Änderung der bisherigen Vorgehensweise vor. Im TransmissionCode 2003 ist festgehalten, dass die vom Leistungs-Frequenz-Regler ermittelte Leistungsan-

forderung an die zentrale Kontaktstelle des Anbieters so übermittelt werden muss, dass eine verzögerungsfreie Umsetzung der Leistungsanforderung sichergestellt ist. In Abstimmung mit dem Anbieter kann das Signal für die Leistungsanforderung für einen oder mehrere Kraftwerkspools eines Anbieters zusammengefasst erfolgen.

Im Gegensatz zu der bisherigen Praxis der direkten Steuerung der Erzeugungsanlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber ist in einigen Stellungnahmen geäußert worden, dass eine Anbindung ohne direkte Zugriffsmöglichkeit des Übertragungsnetzbetreibers bevorzugt wird. Als Alternative zum Direktzugriff seitens der Übertragungsnetzbetreiber könnte eine Signalübermittlung an die Anbieter erfolgen, die dann Sekundärregelleistung in der erforderlichen Zeit bereitstellen.

Die Beschlusskammer kann das Anliegen der Anbieter nachvollziehen, Einfluss auf die Wahl ihrer Anlagen hinsichtlich der Erbringung von Sekundärregelleistung haben zu wollen. Hierdurch wird den Anbietern Flexibilität über den Einsatz ihrer Erzeugungsanlagen gewährt, was letztlich auch die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt attraktiver macht. Das gilt ebenfalls für abschaltbare Lasten. Die Steuerung von Produktionsanlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber bedeutet einen externen Eingriff in die Produktionsprozesse. Im schlechtesten Fall werden für den Abruf von Sekundärregelleistung die Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber angesteuert, die für die eigentliche Produktion gerade benötigt werden. Hierdurch würde das ursprüngliche Betätigungsfeld der Industrieunternehmen erheblich eingeschränkt.

Daher soll es den Anbietern ermöglicht werden, neben der direkten Anbindung der einzelnen Anlagen ebenfalls eine eigene Sollwertverteilung auf ihre Anlagen vornehmen zu können. Hierbei ist jedoch zu gewährleisten, dass die Ausgestaltung und Umsetzung den Erfordernissen der Systemsicherheit Rechnung trägt. Das bedeutet, dass für die Verbindung zwischen den Anlagen eines Sekundärregelenergieanbieters ebenso Festnetzverbindungen zu verwenden sind, damit aus den oben genannten Gründen eine jederzeitige Verfügbarkeit gewährleistet werden kann. Durch die Übermittlung der Regelsignale an eine zentrale Stelle des Anbieters und dessen Weiterverteilung an seine Sekundärregelenergie erbringenden Anlagen in eigener Zuständigkeit wird darüber hinaus die Möglichkeit des Pooling von Anlagen erleichtert.

Die Beschlusskammer sieht also keine Schwierigkeiten im Hinblick auf die Realisierung der Weiterverteilung der Regelsignale durch die Sekundärregelenergieanbieter. Aussagen von RWE TSO lassen erkennen, dass diese Form der Anbindung bereits möglich ist. Gemäß ihrer Stellungnahme vom 06.09.2006 kann die Sollwertvorgabe vom Über-

tragungsnetzbetreiber insgesamt entsprechend der Vorgabe des Kraftwerksbetreibers auf mehrere Kraftwerke wirtschaftlich aufgeteilt werden. Auch im Musterrahmenvertrag der RWE TSO vom 12.06.2004, der der Bundesnetzagentur vorliegt, ist unter Punkt 4.1.2.6 festgehalten, dass bei Pooling eine einzige Aufforderung zur Erbringung von Sekundärregelenergie ausreichend ist. In den Rahmenverträgen der anderen Übertragungsnetzbetreiber sind hierzu keine Regelungen enthalten. Nachfragen bei RWE TSO ergaben allerdings, dass bisher eine direkte Anbindung der Anlagen eines Anbieters – auch bei Pooling – an den Leistungs-Frequenz-Regler des Übertragungsnetzbetreibers erfolgen würde. Bei VET hingegen sei die Verbindung zu ENBW Trading so ausgestaltet, dass die Sollwertvorgabe vom Anbieter selbst auf die beteiligten Anlagen aufgeteilt werde. Der Anbieter Vattenfall Europe Generation ist mit allen Anlagen direkt an die Leitstelle des Übertragungsnetzbetreibers angebunden. Nach Aussage von VET werde für alle Anbieter die Lösung analog zu EnBW Trading angestrebt. Die mit Vattenfall Europe Generation praktizierte Verbindung habe sich aus der Historie ergeben.

Die bisher praktizierte vollständige Steuerung von Erzeugungsanlagen aus der Leitwarte der Übertragungsnetzbetreiber heraus (d.h. sowohl die fahrplanmäßige Lieferung von Energie als auch die Regelenergie) kann nach Auffassung der Beschlusskammer weiterhin praktiziert werden, wenn die beteiligten Parteien sich darauf verständigt haben. Vor dem Hintergrund der Trennung von Netz und Erzeuger sieht die Beschlusskammer jedoch grundsätzlich die Hoheit über die Steuerung der sich an der Sekundärregelung beteiligenden Anlagen bei den Betreibern dieser Anlagen und nicht bei den Übertragungsnetzbetreibern.

2.2.1.3 Neben der Verbindung zum Anschlussübertragungsnetzbetreiber sind auch Verbindungen zu den Übertragungsnetzbetreibern vorzuhalten, in deren Regelzone die Anbieter Sekundärregelenergieleistung erbringen wollen. Das bedeutet, dass ein Anbieter, der in allen Regelzonen Sekundärregelenergieleistung anbieten möchte, vier Online-Verbindungen zu allen Leistungs-Frequenz-Reglern der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber realisieren muss.

Als Alternative hierzu wurde von Marktteilnehmern eine Online-Anbindung allein an den Anschlussübertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen. Für Anbieter, die sich nicht in der Regelzone des Anschlussübertragungsnetzbetreibers befinden, soll die Verbindung zwischen dem Abruf- und Anschlussübertragungsnetzbetreiber mittels einer Kommunikationsverbindung hergestellt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber befürchten jedoch, dass hiervon hohe Risiken für die Systemsicherheit ausgehen. Nach ihrer Ansicht sei

eine vollständige Entkopplung der Leistungs-Frequenz-Regler mit eigener Messwertübertragung erforderlich. Die Kopplung der Regler würde dazu führen, dass bei Störungen der Messwertübertragung, die generell für Betriebsstörungen anfällig sei, alle vier Regler gleichzeitig gestört wären. Insbesondere würde der Ausfall eines Reglers die Funktionsweise der anderen Regler beeinträchtigen.

Die vorgenannten Argumente erscheinen nach derzeitigem Erkenntnisstand plausibel. Vor dem Hintergrund der für die Systemsicherheit notwendigen Erbringung der Sekundärregelleistung ist eine Vermeidung von Fehlerquellen anzustreben und daher die derzeit praktizierte Methode beizubehalten.

## 2.2.2 Ausschreibung des gesamten Bedarfs an Sekundärregelleistung in einem Zeitraum von einem Monat

2.2.2.1 Die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume hat zum Ziel, auf dem Markt für Sekundärregelenergie langfristig einen wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb zu etablieren. Dieser Zustand liegt, wie die folgende Marktstrukturbetrachtung zeigt, bisher nicht vor (siehe nachfolgende Tabelle).

Regelzone = Nachfrager	E.ON Netz	RWE TSO	VET	EnBW TNG
Anbieter	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, stehen auf dem Gesamtmarkt für Sekundärregelenergie insgesamt fünf Anbieter insgesamt vier Nachfragern gegenüber. In der ökonomischen Theorie spricht man hier von einem bilateralen Oligopol (wenige Anbieter und wenige Nachfrager). Bezogen auf die einzelnen Regelzonen handelt es sich bei den vier Regelzonen jeweils um beschränkte Monopsonie, d.h. jeweils wenige Anbieter stehen jeweils einem Nachfrager in einer Regelzone gegenüber (ausführlicher hierzu in der Begründung von Ziffer 5 des Tenors, Punkt 2.2.5).

Die beschriebene Marktstruktur entspricht nicht der Marktstruktur eines Wettbewerbsmarktes. Typischerweise befinden sich auf Wettbewerbsmärkten konkurrierende Marktteilnehmer auf beiden Seiten des Marktes, d.h. auf der Anbieter- und Nachfragerseite. Aus dieser Konstellation ergibt sich zwischen den Anbietern ein Konkurrenzdruck, der sowohl das Marktverhalten (bspw. die Ausübung wettbewerbsbeschränkender Verhal-

tensweisen) als auch das Marktergebnis (bspw. Preise und Mengen) positiv, d.h. leistungsbedingt bestimmt. Der Konkurrenzdruck führt dazu, dass die Anbieter bei ihren eigenen Aktionen stets die Reaktion der Konkurrenten mit einbeziehen müssen, d.h. nicht unabhängig ihre Handlungsspielräume ausnutzen können. Typischerweise sind die Marktanteile der Anbieter in Wettbewerbsmärkten relativ gleichmäßig verteilt. Die Marktanteile verteilen sich in den einzelnen Regelzonen zum größten Teil jeweils jedoch nur auf zwei große Anbieter bzw. im Gesamtmarkt auf nur insgesamt vier Anbieter. Der Marktanteil der [REDACTED] ist im Vergleich zu den vier großen Anbietern zu vernachlässigen. Aufgrund der geringen Anzahl besteht zwischen den Anbietern ein geringer Konkurrenzdruck. Die Anbieter agieren bisher in friedlicher Koexistenz nebeneinander im Markt und machen sich nicht im Wettbewerb gegenseitig ihre Position im Markt streitig, d.h. die Anbieter teilen sich die Märkte untereinander auf. Deutlich wird dies, weil bisher keine wesentlichen Marktanteilsverschiebungen zwischen den Anbietern stattfinden. [REDACTED] Regelzone hat im Vergleich zu den Konkurrenten aufgrund des sehr niedrigen Marktanteils einen geringen Einfluss auf das Marktgeschehen.

Um einen wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb, d.h. Konkurrenz auf dem Markt für Sekundärregelenergie zu schaffen, ist daher langfristig der Markteintritt neuer Anbieter nötig. Die bislang praktizierten Ausschreibungsverfahren haben noch nicht zu nennenswerten Veränderungen der Marktstruktur des Sekundärregelenergiemarktes geführt.

a) Der gegenwärtige Ausschreibungszeitraum von sechs Monaten ist für viele potentielle Sekundärregelenergieanbieter offensichtlich ein Hindernis, um in den Markt einzutreten. Ein sechsmonatiger Ausschreibungszeitraum bedeutet, dass sich die Anbieter vorab für diesen gesamten Zeitraum verpflichten, Sekundärregelenergie bereitzustellen und zu erbringen. Selbst wenn Sekundärregelenergie i.d.R. nicht kontinuierlich für den gesamten Zeitraum abgerufen wird, so muss der Anbieter zumindest jederzeit bereitstehen, um für den Fall eines Abrufs Sekundärregelenergie zu erbringen. Hierbei muss der Sekundärregelenergieanbieter berücksichtigen, dass seine Erzeugungsanlagen bzw. ein Teil davon ungeplant ausfallen können und die Anlagen auch regelmäßig gewartet werden müssen (geplante Ausfälle). Die vollständige Wartung (Revision) von Kraftwerken findet i.d.R. mindestens ein Mal im Jahr statt. Die Länge der Revision ist abhängig vom Umfang des Wartungserfordernisses und kann von einer Woche bis zu mehreren Monaten andauern. Ungeplante Kraftwerksausfälle finden nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber pro Regelzone ein Mal im Monat statt. Dabei sinkt die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls mit der Größe eines Kraftwerkblocks. Die Häufigkeit eines

ungeplanten Ausfalls ist ebenso abhängig von den eingesetzten Brennstoffen (weniger häufig fallen bspw. Kernkraftwerke aus). Bei Ausfällen der Erzeugungsanlagen stünden diese für die Erbringung von Sekundärregelenergie dann nicht zur Verfügung, so dass bei einem Ausschreibungszeitraum von sechs Monaten in jedem Fall Reserveanlagen bereitstehen müssen, damit die von den Übertragungsnetzbetreibern geforderte 100% Verfügbarkeit sichergestellt werden kann.

Für einen Ausschreibungszeitraum von sechs Monaten ist es daher vorteilhaft, wenn der Anbieter einen Kraftwerkspark mit mehreren Anlagen besitzt. Hiermit wird jedoch im vorhinein eine bestimmte Gruppe von potentiellen Anbietern von der Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren ausgeschlossen. Dies sehen auch viele Unternehmen so, die in ihren Stellungnahmen zur Konsultation und zum Eckpunktepapier darauf hinweisen, dass kleinere Kraftwerksbetreiber und industrielle Unternehmen mit ihren abschaltbaren Lasten bei einer sechsmonatigen Ausschreibung nicht partizipieren könnten und hierdurch nur eine begrenzte Anzahl von neuen Anbietern in den Markt eintreten könne, wodurch der Wettbewerb eingeschränkt werde.

b) Ein Zeitraum von einem Monat dagegen verkürzt den Verpflichtungszeitraum für die Bereitstellung und Erbringung von Sekundärregelenergie erheblich und stößt auch auf breite Zustimmung im Markt, wie die Konsultation des Eckpunktepapiers ergeben hat. Auf diese Weise wird der Teilnehmerkreis der Anbieter nicht nur auf Kraftwerksbetreiber mit großen Kraftwerksparks beschränkt, sondern auch für kleinere Anlagenbetreiber und industrielle Unternehmen erweitert. Es kann nämlich davon ausgegangen werden, dass die potentiellen Anbieter von Sekundärregelenergie keine ähnliche Größe, d.h. über kein vergleichbar großes Kraftwerkportfolio verfügen werden wie die jeweils vier großen etablierten Anbieter, da der Bau von Kraftwerken generell mit hohen Investitionskosten verbunden ist und im vorhinein langwierige Genehmigungsphasen, d.h. einen erheblichen Zeitvorlauf erfordern, so dass ein Markteintritt nur mit beträchtlicher Zeitverzögerung erfolgen könnte. Diese vergleichsweise kleinen potentiellen Anbieter könnten bei einem monatlichen Ausschreibungszeitraum für jeden Monat neu entscheiden, ob sie an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen können bzw. wollen. Dies ist wichtig, da geplante und ungeplante Anlagenausfälle auftreten. Auf diese Weise könnten kleinere potentielle Anbieter ihre Anlagen planmäßig für eine Revision mit einer Dauer von bspw. einem Monat vom Netz nehmen, ohne dass sie gleich für ein halbes Jahr vom Ausschreibungsverfahren ausgeschlossen würden. Gleiches würde auch im Hinblick auf ungeplante Ausfälle gelten.

Ein monatlicher Ausschreibungszeitraum gibt den kleineren potentiellen Anbietern daher Flexibilität, die vergleichsweise nur die Betreiber von großen Kraftwerksparken besitzen. Diese Flexibilität wirkt sich auf die Kosten und damit auch auf die Konkurrenzfähigkeit der potentiellen Anbieter aus. Der sechsmonatige Ausschreibungszeitraum würde die Kosten der kleineren potentiellen Betreiber insbesondere für die Absicherung des Ausfallsrisikos erhöhen. Die etablierten Betreiber haben gegenüber ihren potentiellen kleineren Konkurrenten kostenmäßig den Vorteil, dass sie stochastische Größensparnisse realisieren können. Diese Art von Größenvorteilen kann hinsichtlich des Umfangs von Reservekapazitäten anfallen. Gemäß dem Gesetz der großen Zahl muss ein großer Kraftwerksbetreiber mit einem umfangreichen Kraftwerkspark im Verhältnis zu einem Betreiber mit bspw. nur zwei Anlagen weniger in Reservekapazität investieren, da vereinzelte Ausfälle bei einer großen Anzahl von Anlagen nicht so sehr ins Gewicht fallen. Bei bspw. nur zwei Anlagen müsste der Betreiber mit der Reservekapazitätsbereitstellung einer weiteren Anlage immerhin 50% Reservekapazität bereithalten.

c) Ein monatlicher Ausschreibungszeitraum würde auch die Teilnahme von Erzeugungsanlagen ermöglichen, deren Leistungserbringung im Gegensatz zu Grundlastkraftwerken von äußeren Einflüssen wie bspw. dem Wetter abhängig ist. Hierbei handelt es sich um wärmegeführte Kraftwerke, die primär Wärme, jedoch Strom lediglich als Nebenprodukt erzeugen. Bei diesen Anlagen ist die Teilnahme an den Ausschreibungen für Sekundärregelenergie von einer hinreichend kleinen Losgröße als auch von hinreichend kurzfristigen Ausschreibungszeiträumen abhängig. So wäre bei einem Zeitraum von einem Quartal die Teilnahme in Übergangszeiten von einer kälteren zu einer wärmeren Jahreszeit für das entsprechende Quartal nicht mehr möglich. Die Teilnahme an einer Jahresausschreibung käme dann erst recht nicht in Betracht. Hingegen könnte bei einer monatlichen Ausschreibung jeweils monatsweise ausgesetzt werden, wenn die Temperaturen eine hinreichende Sekundärregelenergieerbringung nicht zulassen. Auch hier gilt wie bei der Reservevorhaltung, dass der Aussetzungszeitraum sich im Zweifelsfall nur auf einen Monat beschränkt und damit Erlösausfälle geringer ausfallen.

d) Bei den Überlegungen zum Markteintritt neuer Kraftwerksbetreiber sind auch die derzeitigen Kraftwerksvorhaben zu berücksichtigen. Eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume auf einen Monat ermöglicht nicht nur den Markteintritt von gegenwärtig in den Strommärkten aber noch nicht in den Regelenergiemärkten tätigen Kraftwerksbetreibern, sie gibt auch entsprechende Markteintrittssignale für Kraftwerksbetreiber, die erst zukünftig in Betrieb gehen. Die Markteintrittssignale gehen auch an industrielle Un-

ternehmen, die zwar aufgrund der derzeit geltenden Bedingungen noch nicht in den Markt eintreten wollen bzw. können, jedoch aufgrund der sich dann geänderten Marktbedingungen eine Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Sekundärregelenergie grundsätzlich anstreben.

e) Unter netztechnischen und netzökonomischen Gesichtspunkten ist die Erbringung von Sekundärregelenergie auch durch abschaltbare Lasten sinnvoll, da sie an der Auslastung der Netze mitwirken. Die Teilnahme durch abschaltbare Lasten am Ausschreibungsverfahren kann jedoch nur erfolgen, wenn der Ausschreibungszeitraum so kurzfristig wie möglich gestaltet wird. Eine sechsmonatige Planung zur Bereitstellung von Sekundärregelenergie ist nicht machbar, da die Drosselung von Produktionsprozessen oder der Mehrverbrauch an elektrischer Energie von äußeren Einflüssen abhängt, wie bspw. Nachfrageerhöhung/Nachfragerückgang etc., die i.d.R. nicht im vorhinein kalkulierbar sind. Ein Ausschreibungszeitraum von einem Monat könnte daher bereits zu lang sein. Es geht hier jedoch darum, bei der Absenkung des Ausschreibungszeitraums die Markteintrittsmöglichkeiten von verschiedenen potentiellen Anbietern zu untersuchen. Industrielle Unternehmen mit ihren abschaltbaren Lasten kommen grundsätzlich als potentielle Sekundärregelenergieerbringer in Betracht, so dass vor dem Hintergrund einer möglichen weiteren Verkürzung des Ausschreibungszeitraums auch ihre Markteintrittsmöglichkeiten an dieser Stelle berücksichtigt werden sollten.

2.2.2.2 Die Beschlusskammer hat erwogen, den Ausschreibungszeitraum auf einen Tag festzusetzen, um den Markteintritt möglichst vieler und verschiedener Anbieter zu ermöglichen. Allerdings sprechen derzeit insbesondere technische Gründe gegen eine tägliche Ausschreibung. Eine tägliche Ausschreibung erfordert die tägliche Einstellung der Ausschreibungsergebnisse in den Leistungs-Frequenz-Regler (Neuparametrierung). Dieser Vorgang wird derzeit bei allen Übertragungsnetzbetreibern von einem Mitarbeiter in der Hauptschaltwarte vorgenommen. Nach erfolgter Eingabe der Ausschreibungsergebnisse in den Leistungs-Frequenz-Regler muss das System neu gestartet werden, damit die Eingaben für den Folgetag übernommen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber befürchten, dass durch die Häufigkeit der Justierung des Reglers bspw. bei täglicher Ausschreibung und damit täglicher Neuparametrierung das Fehlerrisiko steigt. Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Sekundärregelenergie für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität sind solche Fehler unbedingt zu vermeiden. Um das Fehlerrisiko zu reduzieren müsste der Vorgang einer täglichen Neuparametrierung des Leistungs-Frequenz-Reglers automatisiert erfolgen. Die Einführung von täglichen Aus-

schreibungen erfordert daher die Gewährung einer Übergangszeit, die zur Implementierung einer automatischen Neuparametrierung benötigt wird.

Bei einer täglichen Ausschreibung befürchten die Übertragungsnetzbetreiber desweiteren, dass im Gegensatz zu langfristigen Ausschreibungszeiträumen die Wahrscheinlichkeit einer Bedarfsunterdeckung erhöht wird. Wie bereits in der Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen für Minutenreserve ausgeführt, besteht die wesentliche Ursache für kurzfristig auftretende Bedarfsunterdeckungen in den unzureichenden Wettbewerbsmöglichkeiten potentieller Marktteilnehmer und mangelnder Markttransparenz. Auch strategisches Verhalten aktueller Anbieter - bspw. künstliche Angebotsverknappung zur Erzielung höherer Preise – kann zu einer Bedarfsunterdeckung beitragen. Eine zeitweise Bedarfsunterdeckung im Markt für Sekundärregelenergie wäre in der Tat kritisch. Die Erfahrungen mit den Preiserhöhungen der Minutenreserve nach Umsetzung der Festlegung der Ausschreibungsbedingungen zeugen von kurzfristigen Angebotsverknappungen, die auf dem Sekundärregelenergiemarkt aufgrund der höheren Abrufhäufigkeit der Sekundärregelenergie zu einer Gefährdung der Systemstabilität hätten führen können. Bei einer täglichen Ausschreibung der Sekundärregelenergie wären also zusätzliche Maßnahmen sinnvoll, die eine sehr zeitnahe Bereitstellung von Sekundärregelenergie ermöglichen. Dies kann bspw. durch eine untertägliche Ausschreibung erfolgen, wenn absehbar ist, dass bei der Erstellung der Angebotsliste der Bedarf an Sekundärregelenergie nicht gedeckt wäre. Allerdings sieht die Beschlusskammer bereits vor dem Hintergrund der derzeit fehlenden technischen Voraussetzungen vorerst von einer täglichen Ausschreibung ab.

2.2.2.3 Die Beschlusskammer hat auch erwogen, den Ausschreibungszeitraum auf eine Woche festzusetzen. Eine wöchentliche Ausschreibung erscheint beim gegenwärtigen Stand jedoch nicht sinnvoll. Entsprechende Wochenprodukte werden im Markt nicht oder nur in sehr geringem Umfang angeboten. Deshalb können Bedenken dahingehend entstehen, ob ein so strukturierter Sekundärregelleistungsmarkt hinreichend liquide wäre. Weitere Bedenken gegen eine wöchentliche Ausschreibung bestehen im Hinblick auf die technischen Voraussetzungen ähnlich denen bei einer täglichen Ausschreibung. So wäre auch bei einer wöchentlichen Ausschreibung die Voraussetzung einer automatisierten Parametrierung des Leistungs-Frequenz-Reglers sinnvoll, um das Fehlerrisiko zu reduzieren, da das Risiko eines Eingabefehlers bei einer wöchentlichen Ausschreibung vier Mal so hoch wäre wie bei einer monatlichen Ausschreibung.

2.2.2.4 Die im Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber vorgetragene zeitliche Aufteilung des Ausschreibungszeitraums ist nicht geeignet, die auf Wettbewerbsmärkten für alle Marktteilnehmer gleichartigen Marktbedingungen zu schaffen und damit Marktzutritte zu generieren. Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber sieht vor, 50% des Bedarfs an Sekundärregelenergie jährlich und 50% quartalsweise auszusprechen. Eine Aufteilung des Ausschreibungszeitraums bzw. Aufteilung der nachgefragten Menge führt grundsätzlich zu einer Verkleinerung des Gesamtmarktes in Teilmärkte, d.h. einer künstlichen Marktsegmentierung.

a) Für die Anbieterseite bedeutet dies, dass nur diejenigen Anbieter am Gesamtmarkt für Sekundärregelenergie partizipieren könnten, die für beide Zeiträume bieten. Es ist davon auszugehen, dass nur die vier großen etablierten Unternehmen beide Zeiträume bedienen könnten. Sollten potentielle Newcomer in den Markt eintreten, so ist zu erwarten, dass es sich hierbei um vergleichsweise kleinere Unternehmen handelt. Diese kleineren potentiellen Anbieter könnten aus den unter Punkt 2.2.2.1 genannten Gründen weder an der jährlichen noch an der dreimonatigen Ausschreibung teilnehmen. Selbst wenn einer der Zeiträume einen Monat betrüge, so würde der jährliche Zeitraum für die kleineren potentiellen Newcomer wie eine ungerechtfertigte Marktzutrittsbarriere wirken. Ungerechtfertigt wäre die Marktzutrittsbarriere deshalb, weil die potentiellen Newcomer zwar grundsätzlich Sekundärregelenergie erbringen könnten, jedoch aufgrund ihrer Größe von der jährlichen Ausschreibung ausgeschlossen wären. Die kleineren potentiellen Anbieter würden zudem sachlich nicht gerechtfertigt diskriminiert. Eine sachliche Rechtfertigung für eine Diskriminierung und die Errichtung einer Marktzutrittschranke liegt insofern nicht vor. Es würde dem Ziel der Festlegung, zusätzlichen Wettbewerb auf dem Markt für Sekundärregelenergie zu schaffen, zu wider laufen, wenn einem Teil der Sekundärregelenergieanbieter der Zugang zu einem Teilmarkt verwehrt würde. Zudem kann die Größe eines Erzeugers nicht als sachliche Rechtfertigung dienen, da im Fall der Energieerzeugung eine zeitliche Unmöglichkeit vorliegt, innerhalb kurzer Zeit eine den etablierten Anbietern konkurrenzfähige Größe zu erreichen. Zwar besteht die Möglichkeit, dass kleinere potentielle Anbieter sich zu einem Pool zusammenschließen, um die Kapazitäten auch für eine jährliche Ausschreibung zu erlangen. Der Zusammenschluss von Anbietern zu einem Pool soll aus Sicht der Beschlusskammer jedoch nicht für den Markteintritt in den Sekundärregelenergiemarkt zwingende Voraussetzung sein, sondern eine Alternative zum einzelnen Anbieter darstellen.

b) Eine Aufteilung der Ausschreibungszeiträume käme nur dann in Betracht, wenn alle Anbieter unabhängig von ihrer Größe jeweils für sich selber entscheiden könnten, an einem Teilmarkt oder allen Teilmärkten zu partizipieren, oder wenn die Aufteilung der Märkte sachlich gerechtfertigt wäre. Für eine sachliche Rechtfertigung müsste die Systemstabilität gefährdet sein. Dies ist aber nicht der Fall. Der Bedarf an Sekundärregelenergie wurde bislang von keinem Übertragungsnetzbetreiber in zwei Teilmärkte aufgeteilt. Zudem erfolgte die bisherige Beschaffung bei allen vier Übertragungsnetzbetreibern halbjährlich, d.h. offenbar war keine jährliche Bindung der Anbieter erforderlich, um eine ausreichende Liquidität sicherzustellen.

c) Nicht ausreichend als sachliche Rechtfertigung für eine Aufteilung der Märkte (und damit die Errichtung von Marktzutrittsschranken und Diskriminierung von potentiellen kleineren Newcomern) ist auch die Begründung der Übertragungsnetzbetreiber, die Staffelung des Ausschreibungszeitraumes in einen jährlichen und dreimonatigen Zeitraum solle den Übertragungsnetzbetreibern eine wirtschaftliche und betriebliche Planungssicherheit bieten, deren Preisrisiko reduzieren und den Anbietern einen gesicherten Absatz verschaffen. Im Vordergrund steht das Ziel der Schaffung eines wirksamen und nachhaltigen Wettbewerbs auf dem Markt für Sekundärregelenergie. Grundsätzlich hat die Beschlusskammer dabei die herausragende Bedeutung der Sekundärregelenergie für die Gewährleistung der Systemstabilität bei ihren Erwägungen zugunsten eines monatlichen Ausschreibungszeitraums berücksichtigt. Die für den Wettbewerb langfristig erforderlichen Marktzutritte waren gegenüber der wirtschaftlichen und betrieblichen Planungssicherheit und des Preisrisikos der Übertragungsnetzbetreiber abzuwägen. Da bisher keine Kenntnisse über mangelnde Liquidität im Sekundärregelenergiemarkt vorliegen, ist zu erwarten, dass die aus den langfristigen Marktzutritten erhöhende Anzahl der Sekundärregelenergieanbieter ein ausreichendes Angebot an Sekundärregelenergie ergeben und damit die erforderliche Liquidität sicherstellen werden. Damit dürfte die betriebliche und wirtschaftliche Planungssicherheit der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet sein. Auch das Preisrisiko der Übertragungsnetzbetreiber wird langfristig durch zunehmenden Konkurrenzdruck reduziert werden können. Der Konkurrenzdruck entsteht erst durch ausreichende Marktzutritte von potentiellen Newcomern und führt langfristig zu Wettbewerbspreisen. Das Preisniveau dürfte geringer sein als in einem Markt mit fehlendem Wettbewerbsdruck. Ein längerer Ausschreibungszeitraum für einen Teilmarkt führt hingegen nicht zu niedrigeren Sekundärregelenergiepreisen, sondern allenfalls dazu, dass die Preisbewegungen in diesem Teilmarkt milder ausfallen. Das

Preisniveau dürfte aufgrund der Einpreisung der Kosten für den Verzicht auf kurzfristige Preiserhöhungen und des mangelnden Wettbewerbsdrucks höher liegen.

d) Die Beschlusskammer kann die Befürchtungen der Übertragungsnetzbetreiber nachvollziehen, dass eine weitere Verkürzung des Ausschreibungszeitraums zu einem erheblichen operativen Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber und Anbieter führen könnte. Bei einer Abwägung gegenüber der Möglichkeit zur langfristigen Marktöffnung ist der vorgebrachte Mehraufwand nach Ansicht der Beschlusskammer jedoch zu vertreten. Zwar muss im Gegensatz zur bisherigen Verfahrensweise der Leistungs-Frequenz-Regler bei einer monatlichen Ausschreibung in einem Zeitraum von einem Jahr statt 2 dann zukünftig 12 mal parametrisiert werden (d.h. die Ausschreibungsergebnisse einprogrammieren). Dies ist aus Sicht der Beschlusskammer allerdings akzeptabel.

### **2.2.3 Ausschreibungszeitpunkt**

Der Ausschreibungszeitpunkt der Sekundärregelleistung ist von den Übertragungsnetzbetreibern selber zu bestimmen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierfür einen Ausschreibungskalender zu erstellen, der die Ausschreibungstermine für den Zeitraum von einem Jahr zu beinhalten hat. Der Ausschreibungskalender ist vor Inkrafttreten der Ausschreibungen mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Der Ausschreibungskalender ist derart auszugestalten, dass die Ausschreibung der Sekundärregelleistung zwei Arbeitstage nach der Ausschreibung der Primärregelleistung stattfindet, damit nicht kontrahierte Mengen der Primärregelenergie gegebenenfalls in die Ausschreibung der Sekundärregelenergie eingehen können. Dieser Zeitraum ist aus Sicht der Beschlusskammer ausreichend, um den Anbietern die Ausschreibungsergebnisse der Primärregelenergie mitzuteilen und damit die Bereitstellung der notwendigen Informationen für die Anbieter zu gewährleisten. Der monatliche Lieferzeitraum hat mit einem Kalendermonat überein zu stimmen.

Nach Auffassung der Beschlusskammer soll es den Übertragungsnetzbetreibern freistehen, den Ausschreibungszeitpunkt und damit den Arbeitstag selber zu bestimmen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dabei starke Präferenzen für die Arbeitstage Dienstag bis Donnerstag geäußert. Der Ausschreibungskalender ermöglicht allen Marktteilnehmern die Kenntnis über die konkreten Ausschreibungstermine. Der Beschlusskammer erscheint es sinnvoll, dem Markt einen festen und verbindlichen Zeitpunkt für die Ausschreibung zu geben, auf den sich alle Marktteilnehmer verlässlich einrichten und ihren Planungen zu Grunde legen können.

Die für jeden Ausschreibungskalender festzulegenden Ausschreibungstermine sind derart auszugestalten, dass zwischen Ausschreibungszeitpunkt und Lieferbeginn ein ausreichender Zeitraum vorliegt, der den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit gibt, im Fall eines zwar unwahrscheinlichen, aber sicherheitshalber hier in die Überlegungen einzubeziehenden Nachfrageüberhangs eine weitere Ausschreibung durchzuführen.

Die Teilnehmer an der Ausschreibung sind nach Zuschlagserteilung unverzüglich über Zuschlag oder Nichtberücksichtigung zu informieren, um eine anderweitige Vermarktung der angebotenen Leistung zu ermöglichen. Für einen Übergangszeitraum von maximal 12 Monaten haben die Übertragungsnetzbetreiber jedoch zunächst die Möglichkeit, den Ausschreibungsteilnehmern die Information über die Zuschlagserteilung in einem Zeitfenster von 24 Stunden zukommen zu lassen. Der Übergangszeitraum gibt den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit, die für die Vergabeinformation notwendigen Systemanpassungen vorzunehmen. Nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber seien diese nicht zum 01.12.2007 realisierbar, weshalb bis zum machbaren Einsatz der Informationstools ein Vergabefenster von 24 Stunden ermöglicht wird.

Die Beschlusskammer weist an dieser Stelle ausdrücklich darauf hin, dass der gesamte Bedarf an Sekundärregelenergie in einer gemeinsamen Ausschreibung für alle Regelzonen auf einer einheitlichen Internetplattform zu erfolgen hat.

#### **2.2.4 Zwei Zeitscheiben**

Für die Leistungsvorhaltung (Leistungspreis) und Leistungserbringung (Arbeitspreis) sind zwei Zeitscheiben vorgesehen, die sich in Haupt- und Nebenzeit aufteilen. Die Hauptzeit erstreckt sich von Montag bis Freitag jeweils von 08:00 bis 20:00 Uhr. Die Nebenzeit erstreckt sich von 0:00 bis 08:00 Uhr und 20:00 bis 24:00 Uhr sowie an Samstagen, Sonntagen und bundeseinheitlichen Feiertagen von 0:00 bis 24:00.

Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber und die bisherige Praxis sehen eine Einteilung in Haupt- und Nebenzeit vor. Dabei ist vorgesehen, dass die Anbieter für die Leistungsvorhaltung ein Angebot für den gesamten Tag abgeben (d.h. es wird keine Unterscheidung nach Tarifzeiten für die Leistungsvorhaltung gemacht). Die Vergabe erfolgt auf Basis des Leistungspreises. Für die Arbeitserbringung ist auf Basis der Arbeitspreise eine Unterteilung in Haupt- (8:00 – 20:00 Uhr von Montag bis Freitag) und Nebenzeit (0:00 – 8:00 und 20:00 – 24:00 von Montag bis Freitag, ganztags am Samstag, Sonntag und bundeseinheitlichen Feiertagen) vorgesehen. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ist diese Unterteilung marktgerecht, da der Arbeitspreis für Sekundärregel-

energie eine Komponente der Ausgleichsenergiepreise sei, die den Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung berechnet werde. Weitere Zeitscheiben würden nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber einen hohen Überwachungs- und Koordinierungsaufwand verursachen. Darüber hinaus sei bei mehr als zwei Zeitscheiben eine Änderung in der Parametrierung des Leistungs-Frequenz-Reglers erforderlich. Beides führe zu zusätzlichem Aufwand und einer Erhöhung des Fehlerrisikos.

Die Hälfte der Marktteilnehmer gab im Rahmen der Konsultation an, eine ausschließliche Unterscheidung der Arbeitspreise nach Peak und Offpeak reiche nicht aus. Von diesen Marktteilnehmern werden wie für die Minutenreserve sechs Zeitscheiben zu je vier Stunden gefordert. Die andere Hälfte der Marktteilnehmer, u.a. auch die Übertragungsnetzbetreiber und die Schwestergesellschaften aus Handel und Erzeugung, hält die im Konzept vorgeschlagene Unterscheidung in zwei Zeitscheiben dagegen für ausreichend. Zudem würden durch diese Unterscheidung analog zu den Zeitscheiben der EEX auch den unterschiedlichen Erzeugungskosten Rechnung getragen.

Bei mehr als zwei Zeitscheiben kann der Wechsel zu der jeweils nächsten Zeitscheibe Schwankungen in der Erbringung der Sekundärregelenergie verursachen, die insgesamt die Effizienz des Gesamtsystems beeinträchtigen könnten. Da die Zuschlagserteilung die Vorhaltung und Erbringung von Sekundärregelenergie für jeweils eine ganze Zeitscheibe voraussetzt, kann davon ausgegangen werden, dass pro Zeitscheibe jeweils unterschiedliche Abrufreihenfolgen einprogrammiert werden. Die Folge ist, dass bei einem Wechsel von einer Zeitscheibe zur anderen bereits Sekundärregelenergie erbringende Anlagen heruntergefahren und am Anfang der nächsten Abrufreihenfolge stehende Anlagen hochgefahren werden. Kritisch kann eine solche Situation dann werden, wenn die Leistungsgradienten der beteiligten Anlage unterschiedlich sind. Für den Zeitraum des Übergangs könnte dann entweder zuviel oder zu wenig Sekundärregelenergie zur Verfügung stehen. Die Wahrscheinlichkeit hierfür steigt also mit der Anzahl der Zeitscheiben. Für eine Minimierung der Wahrscheinlichkeit eines ineffizienten Regelsystems sind zwei Zeitscheiben daher sinnvoll.

Abweichend vom Konzept der Übertragungsnetzbetreiber kann der Zuschlag für die Vorhaltung nach dem Leistungspreis für die jeweilige Zeitscheibe erfolgen, so dass ein Anbieter für die Vorhaltung der Leistung in einer Zeitscheibe den Zuschlag bekommt, in einer anderen jedoch nicht. Dies würde kleineren Anbietern eine Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt in den Stunden erleichtern, in denen keine hohen Lasten (Mittags- oder Abendspitze) zu decken wären. Hierdurch erhöht sich die Flexibilität der Marktteilnehmer. Dies müsste zu positiven Effekten auf die Liquidität des Marktes führen. Der Effekt dürfte

noch größer sein, wenn statt zwei sechs Zeitscheiben implementiert würden. Da hiermit jedoch täglich bis zu sechs Wechsel der Abrufreihenfolge erforderlich wären, ist dies aus den vorgenannten Gründen abzulehnen. Die Möglichkeit, für eine Zeitscheibe den Zuschlag zu erhalten und für die andere nicht, führt dazu, dass für die jeweiligen Zeitscheiben unterschiedliche Leistungspreise geboten werden können. Im Ergebnis findet jeden Monat jeweils eine Ausschreibung für die Haupt- und Nebenzeit statt.

### 2.2.5 Keine Kernanteile

Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihren gesamten Bedarf an Sekundärregelenergie regelzonenübergreifend auszuschreiben.

Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber sah in Anlehnung an die Regelungen der UCTE vor, 2/3 des Bedarfs an Sekundärregelenergie regelzonenintern zu beschaffen. Die Übertragungsnetzbetreiber folgen hiermit den Empfehlungen der UCTE, die auch eine homogene Verteilung der Sekundärregelleistung und die Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten unterstellen.

Der gesetzliche Rahmen berechtigt, einen *technisch notwendigen* Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken der jeweiligen Regelzone auszuschreiben, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der jeweiligen Regelzone, insbesondere zur Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb nach Störungen erforderlich ist (§ 6 Abs. 2 StromNZV).

Die Beschlusskammer hatte anfangs erwogen, Kernanteile festzulegen. Dabei wurde erörtert, den Kernanteil auf Basis des von der Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenen Gutachtens „Bestimmung des regelzoneninternen Regelleistungsbedarfs für Sekundärregelung und Minutenreserve“ der E-Bridge Consulting/ Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund in Abhängigkeit von einer festzulegenden Defizitwahrscheinlichkeit zu bestimmen. Die Defizitwahrscheinlichkeit sei als beschreibende Größe und als mögliches Maß für die Risikoakzeptanz hinsichtlich der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzbetriebs zu betrachten. Sie gebe die Wahrscheinlichkeit an, nach der ein Defizit an vorgehaltener Regelleistung für eine bestimmte Zeit innerhalb eines Jahres auftreten kann, d.h. in der die Abweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch größer ist als die vertraglich vorgehaltene Regelleistung. Das Gutachten stellt fest, es gebe keine „technische“ Grenze bis zu der eine solche Unterdeckung hinzunehmen wäre, sondern erklärt - da dies eine Frage der Versorgungssicherheit und der damit verbundenen Kosten sei - deren Bestimmung zu einer Aufgabe des Regulierers. Dieser habe eine wertende Entscheidung zu treffen, in welchem Umfang das Risi-

ko hinzunehmen sei, dass ein Bedarf an Regelenergie nicht gedeckt werden könne. Dabei sei zu berücksichtigen, dass dieses Risiko in keinem Falle auf Null gebracht werden könne und der ökonomische Aufwand exorbitant steige, wenn man eine Verringerung heutiger Risikoakzeptanzen anstrebe. Mangels anderweitiger Erkenntnisse hatte die Beschlusskammer noch in den veröffentlichten Eckpunkten angekündigt, den Kernanteil entsprechend der Empfehlungen der UCTE festzulegen.

Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen zum Eckpunkt Papier stellte sich für die Beschlusskammer die grundsätzliche Frage, ob Kernanteile für die Aufrechterhaltung des Gesamtsystems überhaupt zwingend sind. Die Beschlusskammer sieht die Notwendigkeit einer gleichmäßigen Verteilung der Erzeugungsanlagen bzw. des Aufkommens an Sekundärregelleistung über alle Regelzonen, um die Systemstabilität zu wahren. Jedoch sind Kernanteile aus Sicht der Beschlusskammer nicht zwingend, um ausgeglichene Regelzonen zu schaffen und damit die Systemstabilität sicherzustellen. Von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber sind weder im Umsetzungskonzept noch im Konsultationsverfahren belastbare Gründe vorgetragen worden, die eine Festlegung von Kernanteilen zwingend erforderlich macht. Die technische Notwendigkeit von Kernanteilen konnte auch im Rahmen eines Gesprächs mit den Übertragungsnetzbetreibern nicht nachgewiesen werden. Darüber hinaus schreiben mit Ausnahme von VET die RWE TSO, EnBW TNG und E.ON Netz derzeit keine Kernanteile für Sekundärregelleistung aus. Einzig VET hatte im Rahmen eines älteren Antrags zur Erhöhung des Kernanteils in der Minutenreserve Argumente für die Erhebung von Kernanteilen vorgetragen (Az. BK6-06-075). Dem ist die Beschlusskammer mangels überzeugender Begründung und mangels nachvollziehbarer Berechnung der Kernanteilserhöhung jedoch nicht nachgekommen, das Verfahren wurde eingestellt. Mit der (im juristischen Sinne) grundsätzlichen Ablehnung der Ausschreibung von Kernanteilen, schreibt die Beschlusskammer letztlich die bestehende Risikoakzeptanz im Sinne des sog. E-Bridge-Gutachtens fort. Die Übertragungsnetzbetreiber sind aufgefordert, ein alternatives, technisch geeignetes Konzept zur Sicherstellung einer gleichmäßigen Verteilung des Regelenergieangebots gemeinsam mit der Bundesnetzagentur zu erarbeiten.

**2.2.5.1** Die Ausschreibung von Kernanteilen verbessert bei der gegenwärtigen Marktstruktur den Wettbewerb auf dem Markt für Sekundärregelenergie nicht, sondern schafft im Gegenteil ein wettbewerbliches Problem.

Bei der augenblicklich getrennten Beschaffungspraxis für Sekundärregelenergie bestehen vier Märkte, die den vier Regelzonen entsprechen. Die Anbieterstruktur des Gesamtmarktes für Sekundärregelenergie ist in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Regelzone	E.ON Netz	RWE TSO	VET	EnBW TNG
Anbieter	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
		[Redacted]		

Die Marktstruktur bezogen auf die Teilmärkte für Kernanteile in den einzelnen Regelzonen, sieht folgendermaßen aus:

Regelzone	E.ON	RWE TSO	VET	EnBW TNG
Anbieter	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
		[Redacted]		

Würde bei der derzeitigen Marktstruktur ein Kernanteil ausgeschrieben, so würde mit Ausnahme der RWE TSO Regelzone in den restlichen drei Regelzonen jeweils nur ein Anbieter an den Ausschreibungsverfahren für den Kernanteil bieten können, da nur dieser seine Erzeugungsanlagen in der jeweiligen Regelzone hat. In der Regelzone der RWE TSO würden immerhin zwei Anbieter teilnehmen können. Der Markt für Kernanteile besteht damit aus drei bilateralen Monopolen (ein Nachfrager steht einem Anbieter gegenüber) und einem beschränkten Monopson (ein Nachfrager steht wenigen Anbietern gegenüber). Bei einer derartigen Marktstruktur unterliegen die Auktionen des Kernanteils also keinem Wettbewerbsdruck.

Diese Situation wird sich nach Auffassung der Beschlusskammer kurzfristig nicht ändern, da vor dem Hintergrund der technischen Anforderungen an die Anlagen zur Erbringung von Sekundärregelenergie auf kurze Sicht leider noch keine nennenswerten Marktzutritte von neuen Anbietern zu erwarten sind. Die Marktmacht der Anbieter würde infolgedessen verfestigt. Wird ein Kernanteil von 2/3 entsprechend der UCTE-Empfehlung unterstellt, so würde der Marktanteil der jeweiligen Kernanteilsanbieter bezogen auf den Gesamtmarkt für Sekundärregelenergie in der jeweiligen Regelzone bereits 2/3 betragen. Bezogen auf den Teilmarkt für Kernanteile hätte der jeweilige Anbieter mit Ausnahme der RWE TSO Regelzone einen Marktanteil von 100% in der jeweiligen Regelzone. In der RWE TSO Regelzone fiel der weitaus größte Marktanteil auf RWE Power.

Diese Marktanteile sind ein Freibrief für nahezu unbegrenzte Preissteigerungen. Diese werden auch nicht durch potentiellen Wettbewerb beschränkt. Zum einen müssen potentielle Newcomer zunächst das Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Zum anderen sind in einer solchen Situation selbst höchste Preise nur ein mäßiges Markteintrittssignal, denn die potentiellen Newcomer müssten mit einer sofortigen Verdrängungsstrategie des Monopolisten dahingehend rechnen, dass er nach erfolgtem Markteintritt der Newcomer seine Preise erheblich senkt (zur Verdrängung von Konkurrenten i.d.R. unter den Kosten). Die marktbeherrschende Stellung erleichtert, ja provoziert die Ausübung von wettbewerbsbeschränkenden Verhaltensweisen, die in der Praxis i.d.R. schwer nachzuweisen sind. Es besteht die hohe Wahrscheinlichkeit, dass die Preise für Sekundärregelenergie deutlich steigen werden, da kein Konkurrenzverhältnis zwischen Anbietern vorliegt. Das Konkurrenzverhältnis zwischen [REDACTED] [REDACTED] Regelzone ist aufgrund der stark unterschiedlichen Größe der beiden Anbieter dahingehend zu vernachlässigen.

**2.2.5.2** Der fehlende Wettbewerb wäre hinzunehmen, wenn der Kernanteil technisch notwendig im Sinne von § 6 Abs. 2 StromNZV für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität wäre. Dies ist jedoch nicht der Fall. Einzig VET hat in einem Gespräch am 25.07.07 Argumente vorgetragen und Unterlagen nachgereicht, die ihrer Ansicht nach die Forderung von Kernanteilen in ihrer Regelzone weiterhin begründen. Darauf ist unten unter 2.5.2.4 gesondert einzugehen.

a) Die Übertragungsnetzbetreiber haben keine belastbaren Gründe vorgetragen, die eine Bereitstellung von Kernanteilen erforderlich machen. Derzeit werden mit Ausnahme von VET von den restlichen drei Übertragungsnetzbetreibern keine Kernanteile ausgeschrieben. Dies sei nach Aussage der drei Übertragungsnetzbetreiber insofern nicht erforderlich, als die getrennte Ausschreibung und die Existenz mindestens eines Anbieters in jeder Regelzone eine Deckung von regelzoneninterner Sekundärregelenergie gewährleiste. Der Beschlusskammer sind bisher ebenfalls keine gesicherten Angaben über Zeiten, in denen Bedarfsunterdeckungen vorkamen, vorgetragen worden.

Die Befürchtung der Übertragungsnetzbetreiber, aufgrund der gemeinsamen vollständig regelzonenübergreifenden Ausschreibung könnte der regelzoneninterne Bedarf nicht gedeckt werden, besteht auch beim bisherigen Ausschreibungsverfahren mit Kernanteil. Denn die Existenz mindestens eines Anbieters pro Regelzone bedeutet nicht, dass der regelzoneninterne Bedarf auch tatsächlich gedeckt wird. Es gibt für die bisherigen Ausschreibungsverfahren nämlich keine Garantie, dass die Anbieter genug für den Kernan-

teil bieten. Wenn sich bspw. ████████ entschließen sollte, 30% seiner Sekundärregelenergiekapazitäten anderweitig zu vermarkten, dann müsste diese Menge regelzonenextern gedeckt werden, da der andere Anbieter ████████ aufgrund zu geringer Größe diese Fehlmenge nicht auffangen könnte. Wenn eine Festlegung für einen Kernanteil ausgesprochen würde, bedeutet dies also noch nicht, dass die in der Regelzone ansässigen Anbieter auch entsprechende Mengen anbieten.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass sich gegenüber der langjährigen Praxis, die überwiegend ohne Kernanteile auskam, nichts Entscheidendes geändert hat. Geändert haben sich lediglich die normative Situation durch Erlass der StromNZV und die sich selbst auferlegten Verhaltensregeln der Übertragungsnetzbetreiber durch Herbeiführung der UCTE-Empfehlung. Bei im Wesentlichen unveränderter tatsächlicher Situation reicht dies für die Festlegung so genannter Kernanteile nicht aus. Eine „technische Erforderlichkeit“, wie sie § 6 Abs. 2 StromNZV verlangt, ist nicht nachgewiesen. Die Übertragungsnetzbetreiber behaupten zwar, dass das vorgenannte Gutachten einen Kernanteil bestätige. Aus Sicht der Beschlusskammer unterstellt das Gutachten auch einen Zusammenhang zwischen Kernanteil und Defizitwahrscheinlichkeit. Eine technische Notwendigkeit für Kernanteile lässt sich jedoch hieraus nicht ableiten. Es geht vielmehr darum, das Risiko abzuwägen, dass zwangsläufig schon auf Grund wahrscheinlichkeitstheoretischer Überlegungen in einer bestimmten Zahl an manchen Tagen der Bedarf nicht gedeckt werden könnte.

Vor diesem Hintergrund sieht die Beschlusskammer keine Veranlassung, Kernanteile für jede Regelzone zu bestimmen. Darüber hinaus ist auch die primäre Intention des § 6 Abs. 2 StromNZV die Sicherstellung einer zuverlässigen Versorgung im sog. Inselnetzfall in der heutigen Situation durch einen Kernanteil nicht zu gewährleisten.

b) Fehlende Kernanteile führen auch nicht automatisch zu einer Gefährdung der Systemstabilität, da Regelenergie regelzonenübergreifend transportiert werden kann. Es stehen grundsätzlich auch hinreichend Übertragungskapazitäten für den Transport der benötigten Sekundärregelenergie zur Verfügung. Denkbar ist allerdings, dass die Gesamtmenge von möglicherweise benötigter Regelenergie und normalem Stromhandel einschließlich der privilegierten Einspeisungen in Einzelfällen die vorhandene Transportkapazität übersteigt. In derartigen Fällen kann durch sog. Countertrading, Redispatch und andere Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die nötige Transportkapazität bereitgestellt werden. Vorstellbar und ökonomisch sinnvoll kann sogar die Abschaltung privilegierter Einspeiseanlagen gegen Erstattung der entgehenden Einnahmen sein. Dage-

gen wäre eine förmliche Einschränkung der Transportkapazitäten für den normalen Stromhandel und die Einführung eines entsprechenden Engpassbewirtschaftungssystems mit dem Ziel, den Transport von Regelenergie sicherstellen zu können, höchstwahrscheinlich ökonomisch ineffizient. Denn anders als beim normalen Stromhandel auf Grund entsprechender Fahrpläne stünde bei der Kapazitätsreservierung für Regelenergieleistungen die Nutzung des Übertragungsnetzes gerade nicht fest, da die tatsächliche Inanspruchnahme von Regelenergie in voller Höhe relativ selten erfolgt. Typischerweise wird Sekundärregelleistung zwar häufig, meist aber nur zu einem Bruchteil der ausgeschriebenen Kapazität abgerufen. Das Netz würde daher nur in geringem Umfang tatsächlich genutzt. Dies heißt, bei der regelzonenübergreifenden Bereitstellung von Sekundärregelleistung entsteht kein technisches, die Systemsicherheit berührendes Problem. Es kann jedoch ein ökonomisches Problem entstehen, wenn für den regelzonenübergreifenden Transport von Sekundärregelenergie die Kapazitäten für den freien Stromhandel beschränkt werden müssten und es hierdurch zu Engpässen kommen würde. Sollte eine solche Situation eintreten, müssten die ökonomischen Folgen der Monopolisierung des Sekundärregelenergiemarktes und die ökonomischen Folgen einer Engpassbewirtschaftung gegenübergestellt und abgewogen werden.

Bisher sind in dieser Hinsicht jedoch keine konkreten Tatsachen vorgebracht oder quantifiziert worden, die für alle deutschen Regelzonen gelten würden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zwar vorgetragen, die Transportkapazitäten zwischen den Regelzonen seien geringer als diejenigen innerhalb einer Regelzone. Allerdings hat bisher kein Übertragungsnetzbetreiber die rechtlich bei Engpässen entsprechend § 15 Abs. 2 StromNZV gebotenen Maßnahmen hinsichtlich der Handhabung des vorliegenden Engpasses und die Veröffentlichungen gemäß § 15 Abs. 4 StromNZV vorgenommen.

Allein der Übertragungsnetzbetreiber VET hat in einem Gespräch am 25.07.07 erstmals konkrete Angaben über mangelnde Transportkapazitäten an konkreten Verbundkuppelleitungen vorgetragen. Die sich daraus ergebenden Folgerungen werden unter 2.2.5.4 erörtert.

c) Die Schwelle zur Gefährdung der Systemsicherheit ist offensichtlich bereits überschritten, wenn sich ein Netzgebiet vom restlichen Übertragungsnetz abtrennt und sich damit ein Inselnetz gebildet hat. In diesem Fall soll eine gesicherte Menge regelzonenintern verfügbarer Regelenergie die Systemstabilität innerhalb der Insel gewährleisten und die Wiederherstellung des Verbundbetriebs erleichtern. Eine Bildung von Inselnetzen entlang der Regelzongrenzen ist in der Praxis jedoch unwahrscheinlich. Diese

Aussage treffen auch die vorgenannten Gutachter im Rahmen ihrer Studie zum Regelleistungsbedarf (siehe Kapitel 3, S. 6 des Gutachtens). Außerdem kann dies Anhand der Größtörung im europäischen Verbundnetz vom 04.11.2006 beispielhaft belegt werden.

Die Störung hatte ihren geographischen Ursprung in der Regelzone der E.ON Netz. Die kaskadenartigen Auswirkungen der Störung führten dazu, dass sich das europäische Verbundnetz in drei Inselnetze aufteilte. Dabei spaltete sich die Regelzone der E.ON Netz in zwei Teile, die zum jeweiligen europäischen Inselnetz angehörten. Grund für diese Aufspaltung waren teilweise automatische Abschaltungen von Verbindungsleitungen, die sich an der Belastbarkeit der Leitungen und anderen technischen Einrichtungen, nicht aber an den Regelzongrenzen orientierten. Abhängig von den zu dem Zeitpunkt vorherrschenden Lastflüssen ergaben sich zwei Bereiche, in denen die Frequenz jeweils über ihrem Sollwert und ein Bereich, in dem die Frequenz unterhalb ihres Sollwertes lag.

Die Aufspaltung der E.ON Netz Regelzone demonstrierte, dass Inselnetze in der Praxis nicht entlang der Eigentumsgrenzen der Übertragungsnetzbetreiber bzw. entlang der Regelzonen entstehen. Für das Netzgebiet der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber wäre es vor diesem Hintergrund durchaus realistisch, dass bei einer Größtörung die Regelzonen auseinanderfallen. So ist es wahrscheinlich, dass im Fall einer Störung in der VET Regelzone das Netzgebiet Hamburg, welches zur Regelzone der VET gehört aber von der Regelzone der E.ON Netz umschlossen ist, von E.ON Netz versorgt würde. Bei einer Störung in der Regelzone der E.ON Netz ist ebenso davon auszugehen, dass der nördliche Teil der E.ON Netz Regelzone nicht durch Anlagen aus dem Süden versorgt würde.

Praktisch zeigte sich trotz der nicht nur im UCTE Abschlussbericht kritisierten mangelnden Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber, dass im Fall der europaweiten Größtörung die Regelenergiekapazitäten gleichmäßig über das europäische Verbundnetzgebiet verteilt sind, womit innerhalb eines jeden Inselnetzes eine Stabilisierung des Systems erreicht werden konnte.

Vor dem Hintergrund der Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes in den europäischen Verbund und der vorgenannten Ereignisse besteht die große Wahrscheinlichkeit, dass Störungen sich auch nicht auf die deutschen Regelzonen beschränken. Eine enge Zusammenarbeit ist daher zwischen den nationalen aber auch mit den internationalen Übertragungsnetzbetreibern wichtig, damit der Einsatz an Regelenergie koordiniert er-

folgt, um durch eine effiziente Nutzung des Reservesystems die Systemstabilität sicherzustellen.

Darüber hinaus ist im Hinblick auf einen Kernanteil für den Inselnetzfall auf Folgendes hinzuweisen: Bei einer Störung ist zu gewährleisten, dass die notwendigen Maßnahmen, d.h. der Einsatz von Regelenergie, innerhalb eines Inselnetzes funktionieren. Hierzu bedarf es allerdings auf Grund der tatsächlichen Verhältnisse im deutschen Übertragungsnetz nicht zwingend eines Kernanteils. Es ist denkbar, dass der Anschlussübertragungsnetzbetreiber auf die für Sekundärregelenergie zur Verfügung stehenden Anlagen zugreift, die in seiner Regelzone liegen, aber zur Bereitstellung in einem anderen Übertragungsnetz vorgesehen sind. Dies ist möglich, weil dem Anschlussübertragungsnetzbetreiber ohnehin Statusinformationen über die Sekundärregelenergieanlagen in seiner Regelzone vorliegen. Dem ursprünglich kontrahierten Übertragungsnetz entsteht dadurch kein Nachteil, da wegen der Inselsituation dorthin ohnehin keine Regelenergie geliefert werden könnte. Auf diese Weise könnte die Versorgung des Inselnetzes mit Regelenergie sichergestellt werden. Da die Übertragungsnetzbetreiber laut ihres Umsetzungskonzepts sich selbst die Einhaltung der UCTE Empfehlungen hinsichtlich einer homogenen Verteilung des Sekundärregelenergieaufkommens auferlegen, geht die Beschlusskammer für das deutsche Netzgebiet davon aus, dass im Fall einer Störung jedes Inselnetz über ausreichende lokal angesiedelte Kapazitäten verfügt. Problematisch könnte es werden, wenn die in der Regelzone befindlichen Anlagen gar keinen Zuschlag erhalten hätten und von deren Betreiber deshalb abgeschaltet worden wären. Dies ist aber schon deshalb kaum anzunehmen, weil der derzeitige Angebotsüberhang leider eher gering ist, und daher schon wahrscheinlichstheoretisch eine Nichtbezuschlagung der regelenergiegeeigneten Kraftwerke einer ganzen Regionen sehr unwahrscheinlich ist. Darüber hinaus ist anzunehmen, dass die - ohnehin schon geringe Zahl - nichtbezuschlagter Anlagen aus ökonomischen Gründen so weit wie möglich für die „normale“ Stromproduktion eingesetzt wird. Im Bedarfsfalle sollten auch diese im Normalbetrieb befindlichen Anlagen ohne unüberwindliche technische Probleme für Sekundärregelenergie eingesetzt werden können. Dass diese Anlagen dann für die Produktion von „normaler“ Energie nicht mehr zur Verfügung stünden, spielt insofern keine Rolle, weil diese Energie in einem Inselnetzfall wegen der Trennung des Netzes vom restlichen Netzgebiet sowieso nicht mehr in die übrigen Regelzonen transportiert werden könnte.

Schließlich ist das im Konzept eines Kernanteils wegen seiner Beschränkung auf eine Höhe von  $2/3$  des Regelenergiebedarfs für den Fall einer Inselnetzbildung schon aus

sich heraus nicht überzeugend, da im Inselnetzfall der gesamte Regelenergiebedarf regelzonenintern befriedigt werden muß und dessen Befriedigung zu 2/3 eventuelle Probleme nur mildert, sie aber nicht löst.

d) Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgebrachte Verweis auf die Empfehlung der UCTE zum Kernanteil wird von der Beschlusskammer als solche hingenommen. Dass es sich um eine schlichte Empfehlung handelt, gibt folgende Formulierung wieder: „*To gain experience with the monitoring and the reliability it is proposed to keep a fixed share of 2/3 of the secondary control reserves needed inside the control area*“ (UCTE Ad Hoc Group: Geographical Distribution of Reserves, Document 4: Border Crossing Exchange of Secondary Control Reserve, Limits and Constraints, Jul 2005). Den Übertragungsnetzbetreibern steht es demnach frei, in ihrer Regelzone einen Kernanteil vorzuhalten, solange sie die Zuverlässigkeit des Reservesystems einhalten können. Eine automatische Bindungswirkung hinsichtlich der Bereitstellung eines Kernanteils kann die Beschlusskammer hieraus nicht ableiten.

Darüber hinaus kann der Gebrauch des Terminus „control area“ in diesem Zusammenhang dahingehend verstanden werden, dass hiermit typischerweise nationale Übertragungsnetze gemeint sind, obwohl control area definiert wird mit „... *is the smallest portion of the system equipped with a Load Frequency Control System. [...] Each control area is physically demarcated by the points of measurements of the interexchange power of the secondary controller concerned*“. Inhaltlich ist die Empfehlung vor dem Hintergrund entstanden, dass an den Grenzen der nationalen Übertragungsnetze der in der UCTE organisierten Länder i.d.R. Engpässe hinsichtlich der Transportkapazitäten vorliegen. Aus diesem Grund liegt die Betonung des Dokuments darauf, Mechanismen zu erhalten, die eine ausreichende Vorhaltung von Transportkapazitäten an den Grenzkuppelstellen gewährleisten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die meisten UCTE-Mitglieder das gesamte Übertragungsnetz betreiben, d.h. dass Deutschland mit seinen vier Regelzonen bzw. Übertragungsnetzbetreibern eine der wenigen Ausnahmen bildet. Vor diesem Hintergrund ist der regelzonenübergreifende Transport von Regelenergie, um den es in der Empfehlung geht, als grenzüberschreitende Lieferung von Regelenergie zu verstehen. Das Dokument spricht explizit von „cross border exchange“: „*This document gives an overview of the possibilities and the limitations on the cross border exchange of secondary control reserve. [...] The goal of secondary control reserve is to restore frequency and cross border exchange ...*“. Die empfohlene Bereitstellung eines Kernanteils an Sekundärregelenergie bezieht sich damit auf den Anteil innerhalb eines durch Engpässe an den Grenzen geprägten nationalen Übertragungsnetzes, nicht je-

doch zwingend auf Kernanteile innerhalb mehrerer Regelzonen eines nationalen Übertragungsnetzes, für die keine Engpässe deklariert sind.

**2.2.5.3** Für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität ist eine gleichmäßige Verteilung der Erzeugungsanlagen bzw. des Aufkommens von Sekundärregelenergie über alle Regelzonen wichtig. Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Primär- und Sekundärregelenergie selbst der Anforderung einer homogenen Verteilung über alle Regelzonen verschrieben. Für die Sicherstellung der homogenen Verteilung von Primärregelenergie sollen laut Empfehlungen der UCTE die Vergabeergebnisse ständig überprüft und Kernanteile nur gegebenenfalls definiert werden. Dementsprechend begründen die Übertragungsnetzbetreiber die Abwesenheit von Kernanteilen bei der Ausschreibung der Primärregelleistung mit dem Vorliegen einer gleichmäßigen Verteilung der Erzeugungsanlagen. Die tatsächliche Verteilung der Standorte der Erzeugungsanlagen für beide Regelenergiearten zeigt, dass eine relativ gleichmäßige Verteilung der Erzeugungseinheiten für die Erbringung von Primärregelenergie vorliegt und die Verteilung der Erzeugungsanlagen für Sekundärregelenergie weitgehend mit der für Primärregelenergie übereinstimmt. Die überwiegende Anzahl der Erzeugungsanlagen, die Primärregelenergie erbringen, wird ebenfalls für die Sekundärregelenergie eingesetzt.

Bedenken, dass sich aufgrund des Übergangs von vier getrennten Ausschreibungen zu einer einzigen Ausschreibung oder durch zukünftige Marktzutritte die Angebotsstruktur ändern, die dann zu einer Verschiebung der gleichmäßigen Verteilung der Erzeugungsanlagen führen könnte, weil ein Anbieter aufgrund zu hoher Gebotspreise keinen Zuschlag erhält, seine Anlagen jedoch im betroffenen Gebiet benötigt werden, sind zwar theoretisch nachvollziehbar. In diesem Fall würde die tatsächliche gleichmäßige Verteilung der Erzeugungsanlagen nicht die Verteilung auf der sog. merit order wiederspiegeln. Theoretisch ist dies aus Sicht der Beschlusskammer eine denkbare Entwicklung. Nach bisheriger Kenntnis liegen hierfür jedoch praktisch keine konkreten Anzeichen vor. Selbst die Übertragungsnetzbetreiber haben in dem Gesprächstermin am 02.07.2007 nochmals ausdrücklich eingeräumt, dass mit kurzfristigen Änderungen der Gleichverteilung der bezuschlagten Anlagen nicht zu rechnen ist und es keine Anhaltspunkte dafür gibt, dass Anlagen in bestimmten Regelzonen Wettbewerbsnachteile hätten, die sich mittelfristig in einer von der Gleichverteilung abweichenden Zuschlagspraxis niederschlagen könnten.

Eine zeitweise inhomogene Verteilung der Erzeugungsanlagen auf der Angebotsliste wird bei funktionierendem Wettbewerb im Zeitablauf durch den natürlichen Biet- und

Preismechanismus korrigiert werden. Langfristig wird das Interesse der Anbieter ihre Gebote abzusetzen und die Wahrscheinlichkeit einer Zuschlagserteilung zu einem Verzicht auf nicht marktfähige Preisforderungen und damit wiederum zu einer Gleichverteilung führen. Dies gilt erst recht, wenn weitere Marktzutritte stattgefunden haben. Diese könnten die Gleichverteilung allenfalls dann nachhaltig negativ beeinflussen, wenn sich die erhofften neuen Regelenergieanbieter in einer bestimmten Region konzentrieren würden. Dafür sind keine Anzeichen ersichtlich. Außerdem deutet sich dies bereits im Rahmen der Präqualifikationsprozesse an, dass hinreichend früh gegengesteuert werden könnte.

Solange keine Kapazitätsengpässe an den Kuppelstellen zu den angrenzenden Regelzonen vorliegen und regelzonenübergreifend Sekundärregelenergie transportiert werden kann, stellt eine inhomogene Verteilung der Erzeugungsanlagen auf der merit order daher kein praktisch relevantes Problem dar. Darüber hinaus stellt die Beschlusskammer durch die unten unter 2.2.6 näher beschriebene Aufteilung der nach Leistungspreis bezuschlagten Sekundärregelleistungsangebote sicher, dass die erfolgreichen Angebote annähernd einer regionalen Gleichverteilung auf die Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden.

**2.2.5.4** Die VET hat in einem auf ihren Wunsch kurzfristig zustande gekommenen Gespräch am 25.07.2007 konkrete Angaben über die in ihrem Übertragungsnetz anfallenden Transportaufgaben, die zur Verfügung stehende Transportkapazität insbesondere an den so genannten Verbundkuppelstellen und die sich daraus ergebenden Engpässe und Handlungseinschränkungen gemacht und diese mit Schreiben vom 01.08.2007 weiter mit Zahlen unterlegt.

a) Das Übertragungsnetz der VET unterscheidet sich in einigen hier relevanten Punkten deutlich von den übrigen deutschen Übertragungsnetzen. Es ist zum einen gekennzeichnet durch sehr hohe sog. Windeinspeisungen (gemeint ist der nach dem EEG bevorrechtigt abzunehmende in Windkraftanlagen erzeugte Strom). Zum anderen ist es durch einen relativ niedrigen Stromverbrauch gekennzeichnet, woraus ein relativ gegenüber anderen Übertragungsnetzen größerer Stromtransportbedarf aus der Regelzone heraus resultiert. Dem korrespondiert eine große Wälzung von Strommengen im Rahmen des sog. horizontalen Belastungsausgleiches nach § 14 Abs. 1 EEG. Darüber hinaus ist das VET Netz wegen dessen historischen Ursprungs im Gebiet der ehemaligen DDR geringer als andere Netze mit den übrigen Übertragungsnetzen vermascht.

Die zu späteren Zeiten hinzugekauften Netzinseln in Berlin und insbesondere Hamburg brauchen in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt zu werden.

Nach den glaubhaften Angaben von VET stehen derzeit etwa [REDACTED] Transportkapazitäten n-1 sicher an den Verbundkuppelleitungen zur Verfügung. Dem stehen alleine aus dem EEG Transportaufgaben in Höhe von bis zu [REDACTED] gegenüber: Bei etwa [REDACTED] angeschlossener Erzeugungskapazität aus Windkraftanlagen und einem aus dem geringen Stromverbrauch im Netz von VET resultierenden Anteil von [REDACTED] am horizontalen Belastungsausgleich ergeben sich etwa [REDACTED] an die übrigen Übertragungsnetzbetreiber abzuführender Windstrom. Auf Grund entsprechender - von VET glaubhaft vorgetragener - Erfahrungswerte ist auch in Starkwindphasen „nur“ mit einer Einspeisung von etwa [REDACTED] der angeschlossenen Erzeugungskapazität zu rechnen, woraus sich das oben genannte Transportvolumen von etwa [REDACTED] ergibt.

Damit an sich wären die Verbundkuppelleitungen in Starkwindphasen bereits ausgelastet, Transportaufgaben aus „normalem“ Stromhandel, insbesondere dem Stromimport und Stromtransit aus Osteuropa kommen noch in einer Größenordnung von etwa [REDACTED] hinzu. Die genannten Transportaufgaben werden nur in Ausnahmesituationen in vollem Umfang in Anspruch genommen. VET betrachtet die Situation daher als einen intermittierenden, nicht dauerhaft vorliegenden Engpass und hat deshalb bislang ein förmliches Engpassmanagement nach § 15 StromNZV als nicht sinnvoll an- und von entsprechenden Maßnahmen nach § 15 Abs. 2 und 4 StromNZV abgesehen.

VET hat Zahlen vorgelegt, die besagen, dass im Januar 2007 in etwa [REDACTED] der betrachteten ¼-Stunden bereits Maßnahmen zur Vermeidung von Engpässen nach § 13 Abs. 1 EnWG, 15 Abs. 1 StromNZV (Countertrading, Redispatch) erforderlich wurden. Glücklicherweise ist dies kein Dauerzustand (im Juni 2007 waren beispielsweise nur wenige Maßnahmen notwendig), in Einzelfällen wurden aber sogar schon außerordentliche Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG erforderlich. An dieser Stelle ist nicht über Transparenz, Marktbezug oder Diskriminierungsfreiheit dieser Maßnahmen zu befinden. Von Bedeutung ist hier, dass diese Maßnahmen bereits in einer Situation nötig wurden, in der sich VET einen hohen Kernanteil an Regelenergie zur regelzoneninternen Vergabe vorbehalten hat. Eine regelzonenübergreifende Ausschreibung und Vergabe der Sekundärregelleistung könnte daher dazu führen, dass diese Maßnahmen noch weiter ausgedehnt werden müssten und es zu einem dauerhaften Kapazitätsengpass kommen würde. In dieser Situation müssten dem regelmäßigen Stromhandel und der Einspeisung nach dem EEG Kapazitäten entzogen werden, um einen eventuellen Transport von Regelenergie in die VET Regelzone hinein sicherstellen zu können. Dies könnte im Extremfal-

le darauf hinauslaufen, die einheitliche deutsche Preiszone zum Zwecke der Vermeidung eines Kernanteils aufzugeben. Dies sieht die Beschlusskammer nicht als opportun an. Denn damit würden allen Beteiligten hohe Transaktionskosten auferlegt und gleichzeitig würde wegen des meist nur teilweise erforderlichen Regelenergie transports die Effizienz der Netznutzung herabgesetzt.

b) Die Beschlusskammer hat erwogen, gleichwohl auch hinsichtlich VET an der strikten regelzonenübergreifenden Ausschreibung und Vergabe der Regelenergie festzuhalten und den Übertragungsnetzbetreiber darauf zu verweisen, die bestehenden Engpässe durch andere Maßnahmen, insbesondere die zwangsweise Abschaltung von Windkraftanlagen, zu beseitigen. Ökonomisch wäre ein solches Abschalten auch bei vollem Ersatz der entgangenen Einspeiseentgelte sinnvoll. Denn es verursacht in jedem Falle volkswirtschaftlich weniger Kosten, als die Einspeisung zuzulassen, dafür die EEG-Vergütungen auszuzahlen und gleichzeitig anderenorts negative Regelenergie mit entsprechenden Kosten zu beschaffen. Formaler Nachteil bei dieser Vorgehensweise wäre allerdings, dass auf diese Weise ein Kostentransfer stattfände. Denn der Übertragungsnetzbetreiber hätte dann die Als-ob-Einspeisevergütung zu zahlen, wogegen bei erfolgter Einspeisung letztlich die Stromlieferanten die EEG-Vergütungen zu zahlen hätten und dem ÜNB „nur“ die sehr geringen Arbeitspreise der negativen Regelenergie verblieben. Eine solche Kostenverlagerung hoheitlich verbindlich vorzugeben, hält die Beschlusskammer mangels entsprechender Praxiserfahrungen jedenfalls gegenwärtig nicht für angebracht. In ihrer Wirkung entspräche eine Abschaltung von Windkraftanlagen auf vertraglicher Basis, wenn diese im Ergebnis so gestellt werden, als hätten sie ihre lediglich fahrplanmäßig vorher nicht angemeldete Einspeiskapazität genutzt, allerdings weitgehend einem Redispatch konventioneller Kraftwerke. Die Beschlusskammer geht daher davon aus, dass VET in Zukunft entsprechende Anstrengungen zu freiwilligen Vereinbarungen zu kommen unternimmt.

c) Zum gegenwärtigen Zeitpunkt hat sich die Beschlusskammer entschlossen, zur Vermeidung einer Verschärfung der Kapazitätsengpässe VET eine abweichende Bezuschlagung von Angebote für negative Sekundärregelleistung zu gestatten. Damit wird keine unmittelbare Ausschreibung eines Kernanteils gestattet. Jedoch wird VET gestattet, abweichend von der merit order auch Angeboten für negative Sekundärregelleistung einen Zuschlag zu erteilen, die über dem Grenzleitungspreis liegen, falls ohne einen solchen Zuschlag eine regelzoneninternes Angebot von 520 MW negativer Sekundärregelleistung noch nicht erreicht ist. Für VET kommt dies im Ergebnis einer Ausschreibung eines Kernanteils gleich. Wettbewerbslich vermeidet die Beschlusskammer dadurch eine

Trennung der Märkte und die damit verbundenen Preissetzungsspielräume. Dennoch ist mit dieser Maßnahme ein erhebliches Risiko verbunden, dass in der VET Regelzone angeschlossene Anbieter die gegebenen Umstände ausnutzen. Die Beschlusskammer hat dieses Risiko als vorübergehend hinnehmbar bewertet. VET schreibt derzeit als einziger Übertragungsnetzbetreiber einen Kernanteil aus. Bisher unterscheiden sich die Ausschreibungsergebnisse nicht signifikant von denen anderer Regelzonen. Damit dies auch nach einer hoheitlichen Festlegung der Ausschreibungsbedingungen so bleibt, hat die Beschlusskammer sich den Widerruf der Sonderregelung für VET vorbehalten, falls die Preisentwicklung deren Ausnutzung durch den mit VET konzernrechtlich verbundenen Anbieter indizieren sollte.

Die Beschlusskammer hat darüber hinaus die genannte Sonderregelung bis zum 31.01.2009 befristet. Bis zu diesem Zeitpunkt wird und muss es VET möglich sein, die gegebene Engpasssituation durch andere Maßnahmen zu beheben und eine uneingeschränkte regelzonenübergreifende Bereitstellung von Sekundärregelleistung möglich zu machen. Die Palette der denkbaren und zumutbaren Maßnahmen ist vielfältig und kann hier nur angerissen werden. Sie beginnt bei dem bereits genannten „Redispatch von Windkraftanlagen“, erfasst selbstverständlich auch den notwendigen Ausbau der Kuppelleitungen und Maßnahmen wie das Freileitungsmonitoring, welches gerade bei starkem Wind eine höhere Transport- und Temperaturbelastung der Netze ermöglicht. Hinzu kommt die bis zu dahin vorstellbare Änderung von Rahmenbedingungen wie der Reform des horizontalen Belastungsausgleichs oder dem Übergang zur täglichen Ausschreibung.

d) Die festgelegte Sonderregelung gilt nur für die Bezuschlagung negativer Regelleistung in die VET Regelzone hinein, denn die Lieferung negativer Regelenergie aus der VET Regelzone heraus in andere Regelzonen und die Lieferung positiver Regelenergie in die VET Regelzone hinein wirken sich technisch kapazitätserhöhend aus, da sie entgegen der bestehenden Engpassrichtung erfolgen würden. Die theoretisch ebenfalls kapazitätsbeeinträchtigende Lieferung positiver Regelenergie aus der VET Regelzone heraus rechtfertigt die vorstehenden Maßnahmen nicht: Eine Situation, in der gleichzeitig aus der VET Regelzone so viel „Windstrom“ zuzüglich normaler Transite heraustransportiert werden muss, dass die Kapazitätsgrenze erreicht ist, und gleichzeitig eine andere Regelzone so erheblich unterspeist ist, dass es größerer Mengen positiver Regelenergie bedarf, dürfte praktisch so gut wie ausgeschlossen sein. Wegen dieser extremen Unwahrscheinlichkeit ist es nicht sinnvoll, sie zum Anknüpfungspunkt regulatorischer Festlegungen zu machen.

## 2.2.6 Vergabe nach Leistungspreis und Abruf nach Arbeitspreis

2.2.6.1 Die bisherige Praxis der Übertragungsnetzbetreiber wird grundsätzlich beibehalten. Die Anbieter von Sekundärregelenergie erhalten derzeit für die Vorhaltung der Sekundärregelenergie den Leistungspreis vergütet. Dieser bildet die alleinige Grundlage für die Erteilung des Zuschlags. In einer ersten merit order werden die Angebote nach aufsteigendem Leistungspreis sortiert. Das letzte Angebot, welches noch einen Zuschlag erhält, bildet den Grenzleistungspreis. Sollten Angebote gleiche Leistungspreise enthalten, so entscheidet als Auswahlkriterium in diesem Fall der Arbeitspreis. Herrscht nach wie vor Gleichheit, wird das Angebot ausgewählt, das zeitlich am frühesten abgegeben wurde. Die Leistungspreise fließen in die Kalkulation der Netzentgelte ein und stellen für die Übertragungsnetzbetreiber einen vorzufinanzierenden durchlaufenden Posten dar.

a) Der Abruf der Sekundärregelleistung sollte aus Gründen der Kostenminimierung im Bedarfsfalle grundsätzlich wie bei der Minutenreserve nach aufsteigender Höhe der Arbeitspreise der erfolgreichen Gebote erfolgen. Dies stößt im Rahmen der Sekundärregelleistung jedoch insofern auf Schwierigkeiten, als die zur Verfügung stehenden Abrufzeiträume äußerst kurz sind. Es darf daher nicht vorkommen, dass ein Übertragungsnetzbetreiber versucht, ein erfolgreiches Gebot abzurufen ohne zu wissen, ob dieses schon von einem anderen Übertragungsnetzbetreiber abgerufen wurde. Aus diesem Grunde ist eine Vorab-Aufteilung der erfolgreichen Angebote auf die Übertragungsnetzbetreiber jedenfalls beim derzeitigen Stand der Technik sinnvoll und zulässig. Damit kommen zwar möglicherweise bei manchen Übertragungsnetzbetreibern im Bedarfsfalle Angebote zum Einsatz, deren Arbeitspreise höher als nötig, nämlich über diejenigen liegen, die einer anderen Regelzone zugeteilt sind und dort mangels akuten Bedarfs nicht abgerufen werden. Im Interesse der Systemsicherheit ist dies aber vorerst hinzunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind aufgefordert, eine gemeinsame Abruftechnik zu entwickeln, die einen entsprechend optimierten Abruf zulässt.

Die insofern erforderliche Aufteilung der bezuschlagten Angebote auf die vier Übertragungsnetzbetreiber erfolgt zunächst nicht nach Arbeitspreisen, was im Sinne einer Vergleichmäßigung der Kosten nahe gelegen hätte. Die Beschlusskammer hat sich vielmehr für eine zunächst regionale Zuordnung entschieden. Die auf Grund des Leistungspreises erfolgreichen Angebote werden zunächst einmal denjenigen Übertragungsnetzbetreibern zugeordnet, in deren Netz der jeweilige Anbieter angeschlossen ist. Dies gilt so lange, bis entweder der Sekundärregelleistungsbedarf des jeweiligen Übertragungs-

netzbetreibers gedeckt ist oder in seiner Regelzone keine erfolgreichen Anbieter mehr angeschlossen sind. Auf diese Weise läßt sich ohne Ausschreibung eines Kernanteils eine annähernde Gleichverteilung der für die Sekundärregelleistung abrufbaren Anlagen erreichen. Denn jedem Übertragungsnetzbetreiber steht somit zunächst einmal ein Grundstock von regelzoneninterner Sekundärregelleistung zur Verfügung. Dass dieser Grundstock nicht hinreichend sein könnte und von den vorhandenen vier marktbeherrschenden Anbietern, [REDACTED] [REDACTED] einzelne nahezu gänzlich aus dem Markt herausfallen würden, ist äußerst unwahrscheinlich. Dafür bestehen keinerlei Anzeichen.

b) Die Beschlusskammer hat erwogen, diese regionale Zuordnung analog den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber zum Kernanteil auf zwei Drittel des Sekundärregelleistungsbedarfs zu begrenzen. Dies hätte aber den Aufteilungsmechanismus der erfolgreichen Angebote auf die Übertragungsnetzbetreiber noch weiter verkompliziert und in der Praxis allenfalls zu sehr geringen Kosteneinsparungen geführt, da für das „freie“ Drittel damit keine unmittelbare Verringerung, sondern zunächst nur die oben erwähnte Vergleichmäßigung der Arbeitskosten verbunden wäre.

Den Übertragungsnetzbetreiber ist daher nach Abschluss der oben unter a) beschriebenen regionalen Aufteilung die weitere Aufteilung der erfolgreichen Angebote weitgehend freigestellt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben keine Probleme in der multilateralen Zusammenarbeit geschildert, die insoweit eine hoheitliche Festlegung erforderlich machen würden. Schutzwürdige Interessen der Anbieter, bestimmten Übertragungsnetzbetreibern zugeordnet zu werden, vermag die Beschlusskammer mit Ausnahme der zu respektierenden Beschränkung des Gebots durch eine fehlende informationstechnische Anbindung nicht zu erkennen.

Der tatsächliche Einsatz der Sekundärregelenergie wird mit dem Arbeitspreis entgolten. Dafür ist für jeden Übertragungsnetzbetreiber eine zweite Angebotsliste zu fertigen, in der die bezuschlagten und gemäß vorstehenden Ausführungen aufgeteilten Angebote in aufsteigender Reihenfolge der jeweiligen Arbeitspreise geordnet werden. Die Arbeitspreise gehen in die von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragenden Kosten für Ausgleichsenergie ein und sind für die Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls ein vorzufinanzierender durchlaufender Posten.

c) Abweichend vom Vorstehenden ist es entsprechend den obigen Ausführungen unter 2.2.5.4 dem Übertragungsnetzbetreiber VET gestattet, auch Angeboten für negative Sekundärregelleistung einen Zuschlag zu erteilen und für seine Abrufliste zu reser-

vieren, die oberhalb des Grenzpreises liegen, soweit dies erforderlich ist, um eine Gesamtleistung von 520 MW negativer Sekundärregelenergie innerhalb der Regelzone zur Verfügung zu haben. Die Gründe hierfür wurden oben ausführlich geschildert und brauchen nicht wiederholt zu werden.

2.2.6.2 Die Beschlusskammer hatte in ihrem Eckpunktepapier vorgeschlagen, sowohl für die Zuschlagserteilung als auch den Abruf von Sekundärregelenergie ausschließlich den Leistungspreis anzusetzen und für die Vergütung den Arbeitspreis an den Spotmarktpreis zu koppeln. Die Kopplung des Arbeitspreises an den Spotmarktpreis sollte vermeiden, dass sich die Bilanzkreisverantwortlichen gegen den Börsenpreis durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie optimieren und so einen Anreiz schaffen, einen ausgewogenen Bilanzkreis zu führen und damit den Bedarf an Sekundärregelenergie gering zu halten.

Diese Idee hätte den Vorteil gehabt, dass Leistungsvorhaltung und Abruf einer einzigen Angebotsliste folgen würde, die sich an dem Leistungspreis orientiert. Der Abruf an sich würde nach wie vor entsprechend der erbrachten Arbeit, d.h. dem Arbeitspreis entgolten. Der entsprechende Arbeitspreis wäre im Gegensatz zur bisherigen Praxis jedoch an den Spotmarktpreis der EEX zu koppeln. Dabei hatte die Beschlusskammer beabsichtigt, für positive Sekundärregelenergie einen Faktor von 1,5 und für negative Sekundärregelenergie einen Faktor von 0,5 festzulegen, um den der Spotmarktpreis jeweils zu erhöhen bzw. zu vermindern wäre. Ein Vergleich der durchschnittlichen EEX Spotmarktpreise und der bisherigen durchschnittlichen Arbeitspreise zeigt, dass für den Faktor eine Bandbreite zwischen 1,5 und 2 für positive Sekundärregelenergie durchaus realistisch erschien. Die Beschlusskammer ging davon aus, dass der Faktor für die Erzeugung tatsächlich abgerufener Sekundärregelenergie ausreichend sei und nicht zu einer Erhöhung der Leistungspreise und somit der Kosten des Reservesystems beitrage. Auch schienen die Faktoren geeignet, einerseits einen ausreichenden Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen zur bestmöglichen Prognoseerstellung zu setzen, andererseits das Risiko für die Marge der Bilanzkreisverantwortlichen durch die Kosten für Ausgleichsenergie bei unvorhersehbaren Abweichungen des Nutzungsverhaltens ihrer Kunden nicht zu hoch werden zu lassen.

Zu dieser Vorgehensweise äußerte sich der Markt jedoch überwiegend ablehnend. Die Mehrheit befürchtete, die Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Spotmarktpreise werde in die Leistungspreise eingehen, diese hierdurch insgesamt steigen und damit die Gesamtkosten des Reservesystems erhöht würden. Dies wäre wahrscheinlich bei Anla-

gen mit geringen Vorhaltekosten, aber hohen positiven/ negativen Arbeitseinsatzkosten. Auch könnten möglicherweise variable Erzeugungskosten nicht gedeckt werden. Ebenso seien die Startkosten je nach Kraftwerkstyp unterschiedlich, die bei einer Kopplung an den Spotmarktpreis unter Umständen nicht berücksichtigt würden. Bei konstant hohen Erzeugungs- und Startkosten stünden die Anbieter den schwankenden Spotmarktpreisen gegenüber, deren Risiko entsprechend dem Leistungspreis zugeschlagen werden würde.

Die in den Stellungnahmen geäußerten Bedenken sind aus Sicht der Beschlusskammer nachvollziehbar. Sie sieht ebenfalls die Gefahr steigender Leistungspreise aufgrund der Miteinbeziehung der Risikoprämie. Als Folge der hohen Wahrscheinlichkeit steigender Leistungspreise und damit steigender Netznutzungsentgelte sinkt bei niedrigen Spotmarktpreisen der Anreiz von potentiellen Anbietern, in den Markt einzutreten, da bei niedrigen Spotmarktpreisen keine Gewinne zu erwirtschaften wären bzw. im Zweifelsfall noch nicht einmal die Erzeugungskosten gedeckt werden könnten. In einer solchen Marktsituation besteht auch die Wahrscheinlichkeit, dass wenn in den Markt neue Anbieter eingetreten wären, diese aus denselben Gründen aus dem Markt austreten würden. Insgesamt würde ein wirksamer und nachhaltiger Wettbewerb auf dem Sekundärregelenergiemarkt hierdurch nicht erreicht. Die Beschlusskammer hat deshalb von dieser Vorgehensweise abgesehen.

2.2.6.3 Die Beschlusskammer hatte als Alternative erwogen, bei der Vergabe neben dem Leistungspreis auch den Arbeitspreis mit einzubeziehen. Der Gebotspreis würde sich dann zusammensetzen aus der Addition des Leistungs- und Arbeitspreises, wobei der Arbeitspreis mit einem Faktor zu gewichten wäre. Ein naheliegender Gewichtungsfaktor wäre das tatsächlich abgerufene Arbeitsvolumen im Verhältnis zum ausgeschriebenen Gesamtbedarf. Der Arbeitspreis wurde bereits bei [REDACTED] beim durchschnittlichen Einsatz von positiver Sekundärregelenergie bei der Zuschlagserteilung für das 2. Halbjahr 2005 und das erste Halbjahr 2006 berücksichtigt. Die Mehrheit der eingegangenen Stellungnahmen zum Konsultationsverfahren als auch zum Eckpunkt Papier stimmt ebenfalls der Möglichkeit einer Mischkalkulation bei der Zuschlagserteilung zu. Auf diese Weise könne strategisches Angebotsverhalten verhindert dahingehend verhindert werden, dass durch ein niedrigen Leistungspreis ein Zuschlag herbeigeführt, beim Abruf jedoch ein hoher Arbeitspreis gefordert würde.

Aus ökonomischer Sicht könnte es sinnvoll sein, den Arbeitspreis bei der Zuschlagserteilung einzubeziehen. Dies entspricht der Funktionsweise herkömmlicher Transaktio-

nen, in denen der Preis i.d.R. den Wert eines Produkts bzw. einer Leistung widerspiegelt. Eine Einbeziehung der Arbeitspreise würde darüber hinaus den Anreiz zur Forderung überhöhter Arbeitspreise mindern und diese ihren effizienten Kosten annähern. So liegt bspw. das Niveau der Arbeitspreise für die Minutenreserve (die weitgehend dem Niveau der Arbeitspreise für Sekundärregelenergie entsprechen) im ersten Quartal 2007 um ein Vielfaches höher als die Spotmarktpreise des entsprechenden Zeitraums. Der Arbeitspreis liegt damit deutlich über den Erzeugungskosten. Die höheren Anforderungen an Regelenergie können hier nicht als Grund für den signifikanten Preisunterschied genannt werden, da diese bereits mit den Leistungspreisen abgegolten werden.

Wenn die Einbeziehung der Arbeitspreise in die Vergabe zu allgemein sinkenden Arbeitspreisen führte, könnten im Umkehrschluss jedoch die Leistungspreise ansteigen, womit eine Verteuerung der Netznutzungsentgelte einhergehen würde. Dies spricht für eine Beibehaltung der bisherigen Vergabep Praxis, da Sekundärregelenergie zwar häufiger abgerufen wird als Minutenreserve, die Abrufquote jedoch ebenfalls nicht besonders hoch ist. Deshalb besteht momentan das primäre Ziel darin, die Leistungspreise nicht ansteigen zu lassen und damit die Kosten des Gesamtsystems niedrig zu halten. Die bisherige Vergabep Praxis gibt darüber hinaus den Bilanzkreisverantwortlichen einen größeren Anreiz, ihre Prognosen bei der Fahrplananmeldung genauer vorzunehmen, da die Ausgleichsenergiepreise höher wären als bei einer Mischkalkulation. Die Einbeziehung des Arbeitspreises bei der Zuschlagserteilung könnte das Problem der Prognoseungenauigkeiten bei den Bilanzkreisverantwortlichen hingegen nicht lösen.

Die Beibehaltung der bisherigen Vergabe erleichtert zudem potentiellen Newcomern den Markteintritt. Es ist zu erwarten, dass die potentiellen neuen Anbieter im Verhältnis zu den etablierten Anbietern tendenziell höhere Erzeugungskosten und damit höhere Arbeitspreise realisieren. Die Berücksichtigung des Arbeitspreises bei der Vergabe der Sekundärregelenergieleistung könnte ihren Vergabepreis insgesamt erhöhen, wodurch sich ihre Chance, einen Zuschlag zu bekommen, erheblich verringern würde.

2.2.6.4. Der Arbeitspreis spielt daher wie bisher allein bei der Reihenfolge des Abrufes der dem jeweiligen ÜNB zugeordneten Sekundärregelenergieangebote eine Rolle. Grundsätzlich sind die Angebote mit dem niedrigsten Arbeitspreis zu erst abzurufen. Die Beschlusskammer hat hier Ausnahmen aus Praktikabilitätsgründen und aus praktischen Gründen zugelassen und insofern der gelebten Praxis Rechnung getragen.

### **2.2.7 Mindestangebotsgröße in Höhe von +/- 10 MW und Möglichkeit der Bündelung**

Die Mindestangebotsgröße für positive und negative Sekundärregelenergie beträgt jeweils 10 MW. Eine Kürzung des Angebots auf die Mindestlosgröße bei der Vergabe der Sekundärregelleistung ist zulässig, wenn hierdurch das Ziel verfolgt wird, die Gesamtbeschaffungskosten zu minimieren. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW, wodurch den Anbietern Flexibilität bei der Abgabe ihrer Angebote gewährleistet wird. Bei Anlagen, die die geforderte Leistung nur in diskreten Leistungsschritten erbringen können, ist eine Überschreitung der abgerufenen Leistung von bis zu 5 MW zulässig. Auf diese Weise werden solche Anlagen nicht im vorhinein von der Sekundärregelenergieerbringung ausgeschlossen. Zur Erreichung der Mindestangebotsgröße können Erzeugungsanlagen mehrerer Anbieter unabhängig von ihrer Regelzone zu einem Pool zusammengeschlossen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Umsetzungskonzept eine Mindestlosgröße in Höhe +/- 20 MW angesetzt. Die Höhe stelle ihrer Ansicht nach eine sinnvolle Kombination aus Aufwand und Nutzen dar und stehe in einem vernünftigen Verhältnis zur Aufgabe der Ausregelung der Regelzone. Um die geforderte Mindestlosgröße von 20 MW zu erreichen und auch die Verfügbarkeit von 100 % sicherzustellen verweisen die Übertragungsnetzbetreiber auf die Möglichkeit der Zusammenlegung (Pooling) von Erzeugungsanlagen. Im Rahmen der Konsultation wurde in den meisten Stellungnahmen vorgeschlagen, die Mindestlosgröße zu reduzieren. Die Vorschläge variieren zwischen 1 MW und 15 MW. Die Mehrheit spricht sich für eine Absenkung auf 5 MW aus.

Eine Absenkung der Mindestangebotsgröße soll in Verbindung mit den restlichen Ausschreibungsbedingungen dafür sorgen, dass potentielle Newcomer den Sekundärregelenergiemarkt beleben. Dabei ermöglicht eine möglichst niedrige Mindestgröße den Marktzutritt insbesondere von kleineren Anbietern, die ohnehin geringere Erzeugungskapazitäten haben im Vergleich zu Betreibern mit großem Kraftwerkportfolio. Die kleinen Betreiber werden aus diesem Grund nur einen begrenzten Anteil ihrer Kapazitäten für die Bereitstellung von Regelenergie nutzen können und erhalten dadurch eine Chance an den Ausschreibungsverfahren teilzunehmen. Die Beschlusskammer hatte anfangs erwogen, die Mindestangebotsgröße auf +/- 5 MW abzusenken. Sie kam jedoch zu dem Ergebnis, dass eine Reduzierung der Mindestangebotsgröße auf +/- 10 MW ausreichend Möglichkeiten und Anreize setzt, potentielle Anbieter in den Sekundärregelleistungsmarkt zu bekommen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben nicht überzeugend dargelegt, weshalb die von ihnen angesetzte Mindestangebotsgröße angemessen ist. Zwar äußerten sich die Übertragungsnetzbetreiber kritisch zu einer Absenkung, da im Zweifelsfall nur ein einziges Kraftwerk für ein Angebot mit geringer Losgröße herangezogen würde. Die individuelle Belastung dieses Kraftwerks würde durch permanentes „Hin- und Herregeln“ steigen, da eine wirtschaftliche Verteilung auf mehrere Kraftwerke entsprechend der Vorgabe des Kraftwerksbetreibers, wie es bei großen Losgrößen der Fall wäre, nicht möglich sei. Dem Anbieter von Sekundärregelenergie soll es jedoch frei stehen, wie er sein Angebot und insbesondere die Höhe der angebotenen Leistung gestaltet.

Die Beschlusskammer kann des weiteren nicht erkennen, dass eine Absenkung der Mindestlosgröße nachteilige Wirkungen auf das Gesamtsystem haben könnte. So besteht nicht die Gefahr eines zeitlichen Verzugs beim Abruf von Sekundärregelenergie, da Sekundärregelenergie im Gegensatz zur Minutenreserve nicht manuell abgerufen wird.

## **2.2.8 Transparenz: Veröffentlichung marktrelevanter Informationen**

2.2.8.1. § 9 StromNZV regelt die Transparenzanforderungen an die Ausschreibung, Beschaffung und Inanspruchnahme von Regelenergie. Darüber hinaus soll gemäß § 27 Abs. 2 StromNZV die Veröffentlichung weiterer Daten festgelegt werden, wenn dadurch die Angebotsbedingungen für Regelenergie durch die Erhöhung der Markttransparenz verbessert werden oder die höhere Transparenz geeignet ist, die Vorrhaltung oder den Einsatz von Regelenergie zu vermindern. Aus dieser Regelung ergibt sich für die Bundesnetzagentur ein besonderer Auftrag zur Wahrung und Verbesserung der Markttransparenz. Vorrangiges Ziel der Veröffentlichung der in Ziffer 8 Buchstaben a) bis d) des Tenors aufgeführten Parameter ist die Herstellung und Verbesserung der Markttransparenz, da Transparenz eine der zentralen Voraussetzungen für funktionierende Märkte ist. Markttransparenz ist erforderlich, um bei den Anbietern ein Mindestmaß an Vertrauen in die Funktionsfähigkeit der Märkte herzustellen. Auch die Mehrheit der Stellungnahmen spricht sich dafür aus, mehr Daten zu veröffentlichen als von den Übertragungsnetzbetreibern geplant.

Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber sah vor, den mittleren Leistungspreis bezogen auf den Ausschreibungszeitraum, die Arbeitspreisspanne, den Grenzleistungspreis jeweils für jede Ausschreibung und die gemeinsame Angebotskurve zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung der Daten sollte gemäß § 9 StromNZV nach Ablauf von zwei

Wochen erfolgen. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist die von den Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Veröffentlichungspraxis nicht geeignet, die für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb notwendige Markttransparenz für alle Marktteilnehmer zu schaffen.

Das Hinausschieben der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse auf zwei Wochen nach erfolgter Ausschreibung ist bei einer monatlichen Ausschreibung sinnlos. Es verknüpft lediglich den Entscheidungsspielraum der Anbieter für ihre im nächsten Ausschreibungszeitraum abzugebenden Angebote. Entscheidend für die Wirkungsweise einer Veröffentlichung ist aber die Frage, ob die Ergebnisse der vorangegangenen Ausschreibung vor oder nach der folgenden Ausschreibung allen Ausschreibungsteilnehmern bekannt sind. Die Beschlusskammer hält trotz der anlässlich der Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber geübten und im vorliegenden Verfahren wiederholten Kritik an einer Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse vor Beginn der Folgeausschreibung fest. Diese sollte dann konsequenterweise so früh wie mit zumutbarem Aufwand möglich erfolgen.

Kernpunkt der Kritik an den erweiterten Transparenzverpflichtungen war die Behauptung, diese hätten zu Preiserhöhungen geführt. Für die unmittelbar an die Umsetzungsfrist angrenzenden Monate Dezember 2006 und Januar 2007 waren tatsächlich extrem hohe Preise zu verzeichnen. Bisher lassen sich jedoch keine gesicherten Aussagen darüber treffen, dass diese Preiserhöhungen auf die erweiterte Markttransparenz zurückzuführen wären. Dies unterstellt, Anbieter hätten in Kenntnis der Ausschreibungsergebnisse höhere Preise gefordert als in einem Zustand der Unkenntnis. Die vorhandenen Daten lassen diesen Schluss nicht zu. Eher ist eine Korrelation der Preise mit einer hinsichtlich der fundamentalen Ursachen aufklärbaren Angebotsknappheit zu konstatieren. Begünstigt wurden die Preisforderungen sicherlich auch durch die typischen Widrigkeiten, die die Monate Dezember und Januar hinsichtlich der Entwicklung der Strompreise mit sich bringen, d.h. wo i.d.R. das Preisniveau höher ist als in den anderen Monaten eines Jahres. Nach den signifikanten Preissteigerungen ist seitdem das Preisniveau stetig gesunken. Zeitweise waren die Minutenreservepreise sogar geringer als im November 2006 (letzter Monat vor Umsetzung der neuen Ausschreibungsbedingungen). Eine Korrelation des seither schwankenden Preisniveaus mit den EEX Spotmarktpreisen ist feststellbar.

Dies bestärkt die Beschlusskammer in der Einschätzung, dass eine hohe Transparenz letztlich zu einer Annäherung der Preise an ein wettbewerbliches Niveau führt. Darüber

hinaus gibt es Anzeichen, dass eine hohe Transparenz wichtige Markteintrittssignale sendet. Hierzu müssen die Besonderheiten der Regelenergiemärkte betrachtet werden. Diese bestehen nicht nur darin, dass der Sekundärregelenergiemarkt noch stärker als der Minutenreservemarkt von vier marktbeherrschenden Unternehmen, einer völlig unelastischen Nachfrage und kurzfristigen Marktzutrittsbarrieren (Präqualifikation) geprägt ist. Die vier marktbeherrschenden Anbieter sind auch in der Lage, sehr präzise das mögliche und tatsächliche Gesamtangebot abzuschätzen. Für diese bringt daher die erhöhte Transparenz nur unwesentliche Erkenntnisgewinne. Dagegen ist eine Aufhebung von Informationsasymmetrien für kleinere aktuelle und auch potentielle Marktteilnehmern wichtig, um diesen gleiche Wettbewerbschancen zu eröffnen, in dem sie einen Markteintritt oder eine Angebotsausweitung kalkulierbarer zu macht und ihn so fördert. Die Beschlusskammer sieht sich in dieser Einschätzung durch die Mehrheit der Stellungnahmen zum Konsultationsverfahren und zum Eckpunktepapier bestätigt.

2.2.8.2 Zu Buchstabe **8a)** des Tenors: Der benötigte Bedarf an Sekundärregelleistung ist eine der zentralen Größen für das Ausschreibungsverfahren. Ohne Kenntnis des Sekundärregelenergiebedarfs ist die anzubietende Menge (in MW) schwierig abzuschätzen und dementsprechend auch die Preiskalkulation erschwert. Zudem ist die Kenntnis des Bedarfs für die Systemstabilität wichtig, damit eine vollständige Deckung gewährleistet werden kann, da die Anbieter sonst „ins Blaue“ bieten. Ansonsten könnte eine Situation entstehen, in der eine Restnachfrage zu bedienen wäre, die jedoch nicht gedeckt werden würde, da die Anbieter bereits eine Abdeckung durch ihre Gebote vermuten.

Zu Buchstabe **8b)** des Tenors: Die Kenntnis über die tatsächlich abgerufene Leistung gibt den Anbietern einen Überblick über den tatsächlichen Bedarf an Sekundärregelleistung. Auf Basis dieser Informationen berechnen die Anbieter insbesondere die Arbeitspreise ihrer Angebote.

Zu Buchstabe **8c)** des Tenors: Eine anonymisierte Angebotsliste ist gemäß § 9 Abs. 2 StromNZV zu veröffentlichen. Hieraus lässt sich die Höhe aller angebotenen Leistungen (d.h. die gesamte Angebotskurve) mit den dazugehörigen Preisen ablesen. Die Angebotsliste bietet allen aktuellen Anbietern einen gleichwertigen Überblick über die Angebots- und Nachfragestruktur des Sekundärregelleistungsmarktes, d.h. sie versetzt alle Anbieter in den gleichen Kenntnisstand unabhängig von ihrer Größe. Potenziellen Anbietern dient die Angebotsliste für eine Abschätzung ihrer Markteintrittsmöglich-

keiten. Auf diese Weise wird der Markt für Sekundärregelenergie auch für neue Konkurrenten offen gehalten.

Die Information über die Regelzonenverfügbarkeit (Online-Anbindung) dient den Anbietern dazu abzuschätzen, wie attraktiv ein Angebot in einer bestimmten Regelzone sein könnte. Würde diese Information nicht zur Verfügung stehen, hätten die Anbieter zwar Kenntnis über die Anzahl der Anbieter im Gesamtmarkt für Sekundärregelenergie, jedoch nicht in den einzelnen Regelzonen. Potentielle kleinere Anbieter, die nicht in allen Regelzonen Sekundärregelenergie anbieten wollen bzw. können, können über die Online-Anbindung ihre Markteintrittsmöglichkeiten und Konkurrenzfähigkeit in den betroffenen Regelzonen abschätzen. Damit verbunden ist die Hoffnung, Markteintritte gerade in den Regelzonen anzureizen, in denen die Wettbewerbsintensität besonders gering ist.

Zu Buchstabe **8d)** des Tenors: Die Veröffentlichung des mittleren mengengewichteten Leistungspreises stellt eine Vergleichbarkeit zu den bisherigen Preisen her. Zwar liegen mit den zu veröffentlichenden Daten sämtliche für die Berechnung dieses Preises erforderlichen Parameter vor. Gleichwohl erleichtert und ermöglicht die Abbildung des Durchschnittspreises eine Vergleichbarkeit mit den Preisen der Konkurrenten über einen größeren Zeitraum (damit ist ein Tag und größer gemeint) und lässt ebenso eine Dokumentation der bisherigen Marktentwicklung zu. Für potentielle Newcomer dient der Durchschnittspreis als Signal für die Attraktivität des Sekundärregelenergiemarktes, ohne dass sie sämtliche Preise eines Tages vergleichen müssten.

Der Grenzleistungspreis gibt Kenntnis über die Höhe des teuersten Angebots, welches den Zuschlag erhalten hat. Diese Information dient den Anbietern für die Preisbildung ihrer eigenen Angebote und ebenso zur Abschätzung ihrer Position im Markt. Der Grenzleistungspreis ist dann zu veröffentlichen, wenn dieser nicht bereits aus der anonymisierten Angebotsliste hervorgeht.

### **2.2.9 Widerrufsvorbehalt**

Ein Widerrufsvorbehalt war erforderlich um auf sich ändernde tatsächliche Verhältnisse, Fehlentwicklungen oder neue Erkenntnisse reagieren zu können. Die Übertragungsnetzbetreiber werden dadurch nicht unangemessen belastet, da die Beschlusskammer bei ihnen kein besonderes Interesse am Bestand bestimmter Ausschreibungsmodalitäten zu erkennen vermag, abgesehen von dem selbstverständlich zu berücksichtigenden Interesse, von einem permanenten Umstellungsaufwand verschont zu bleiben. Die Marktteilnehmer erhalten insbesondere durch die drei von der Beschlusskammer he-

rausgehobenen Beispielsfälle wichtige Signale für mögliche Änderungen der künftigen Marktregeln.

Der Widerrufsvorbehalt für den Ausschreibungszeitraum wurde aufgenommen, um eine unkomplizierte Umstellung auf eine tägliche Ausschreibung zu ermöglichen. Diese ist aufgrund der fehlenden technischen Voraussetzungen (derzeit keine automatische Eingabe der Ausschreibungsergebnisse in den Leistungs-Frequenz-Regler möglich, was aber Voraussetzung für eine tägliche Ausschreibung wäre) zu diesem Zeitpunkt nicht realisierbar, soll jedoch zukünftig ermöglicht werden, wenn die für einen wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb auf dem Sekundärregelenergiemarkt erforderlichen Marktzutritte neuer Anbieter hiervon abhängen. Die Vorkehrungen für eine automatische Parametrierung erfordern nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber einen längeren Entwicklungszeitraum. Die Prüfung und Vorbereitungen für eine automatische Dateneingabe werden nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber zeitgleich mit dem Beginn der Anpassungen der IT-Systeme zur Umsetzung der hier festgelegten Ausschreibungsbedingungen vorgenommen.

Der Widerrufsvorbehalt ist ferner dafür gedacht, wenn sich konkrete Tatsachen ergeben, die auf eine Änderung der gleichmäßigen Verteilung der Sekundärregelenergie über alle vier Regelzonen hinweisen. Sollte dieser Fall eintreten, so könnte in den betroffenen Gebieten, in denen die Erzeugungskapazitäten fehlen, zu wenig Sekundärregelenergie bereitstehen und aufgrund dessen die Systemstabilität gefährdet werden. Insoweit ist regelmäßig die Verteilung der Erzeugungsanlagen in allen Regelzonen zu überprüfen.

Auch mit den weiteren explizit genannten Widerrufsvorbehalten stellt die Beschlusskammer eine zügige Reaktionsmöglichkeit für den Fall sicher, dass sich die Verhältnisse, von denen sie bei der Festlegung der Regelungen zu Kernanteilen und Zuschlagserteilung ausgegangen ist, ändern oder als unrichtig herausstellen.

#### **2.2.10 Umsetzungsfrist**

Die Vorlaufzeit für die Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen zum 01.12.2007 ist erforderlich, um den Marktbeteiligten die Möglichkeit zu geben, die entsprechenden Prozesse für das operative Geschäft anzupassen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben bereits im laufen Verfahren signalisiert, dass insbesondere vor dem Hintergrund der Erfahrungen bei der Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve ein Umsetzungszeitraum von drei Monaten nicht zu realisieren sei. Die Anforderungen an die Anpassungen der IT-Systeme ließen eine Umsetzung vor dem 01.12.2007

nicht zu. Eine reibungslose Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen liegt im Interesse aller Marktteilnehmer, so dass den Übertragungsnetzbetreibern eine angemessene Umsetzungsfrist zu gewähren ist.

In diesem Rahmen ist auch ein angemessener Zeitraum für die Anbieter von Sekundärregelenergie für die Durchsicht des Rahmenvertrags über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Sekundärregelenergie zu gewährleisten. Bei der Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve haben sich hinsichtlich des Rahmenvertrags eine Reihe kritischer Punkte ergeben. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Anbietern daher ausreichend Möglichkeit zu geben, auf eventuell bedenkliche Punkte entsprechend reagieren zu können. Insoweit erwartet die Bundesnetzagentur die Übermittlung des Rahmenvertrags Mitte September 2007.

Längere Umsetzungsfristen wurden auf Wunsch der Übertragungsnetzbetreiber für die sofortige Bekanntgabe des Ausschreibungsergebnisses und die Harmonisierung der leittechnischen Anbindung vorgesehen. Bei letzterer konnte die Beschlusskammer den Wunschvorstellungen der Übertragungsnetzbetreiber wegen der Bedeutung der Anbindung für die betroffenen Anbieter nicht in vollem Umfang folgen. Eine Straffung des Zeitplans um ca. 20 % ist möglich.

Von der strikten Fristenbindung ausgenommen wurde die Pflicht zur Schaffung der technischen Voraussetzungen für die automatische Parametrierung des Leistungs-Frequenz-Reglers. Weil am 01.12.2007 noch keine tägliche Ausschreibung der Sekundärregelleistung gefordert wird, muss zu diesem Zeitpunkt auch noch keine Technik zur Automatisierung vorliegen. Ein in fernerer Zukunft liegendes Datum hat die Beschlusskammer bewusst nicht genannt. Sie erwartet, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Verpflichtung zur Schaffung der technischen Voraussetzungen auch ohne explizite Fristsetzung zügig vorantreiben. Die Beschlusskammer will vermeiden, durch Benennung eines bestimmten Datums zur Bereitstellung der Automatisierungstechnik indirekt schon einen Termin für den Übergang auf eine tägliche Ausschreibung festzulegen.

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monats ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist beim Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Achim Zerres  
Vorsitzender

Dr. Kathrin Thomaschki  
Beisitzerin

Armasari Soetarto  
Beisitzerin