



- Beschlusskammer 6 -

**Beschluss**

Az: BK6-06-065

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben sowie zu den zu veröffentlichenden 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. Der Abruf der Primärregelleistung hat automatisch und dezentral in den Erzeugungseinheiten der Primärregelenergieanbieter zu erfolgen.
2. Die Ausschreibung der Primärregelleistung hat monatlich zu erfolgen.
3. Der Ausschreibungszeitpunkt ist in Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur durch die Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen. Hierfür haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungskalender für einen Ausschreibungszeitraum von einem Jahr zu erstellen und mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Der Lieferzeitraum für Primärregelenergie hat mit einem Kalendermonat zu übereinstimmen. Die Anbieter von Primärregelenergie sind noch am Tag der Ausschreibung über die Zuschlagserteilung ihrer Angebote zu informieren.

4. Für die Erbringung von Primärregelenergie sind zunächst keine Zeitscheiben vorzusehen.
5. Die Vergabe der Primärregelleistung hat nach dem Leistungspreis zu erfolgen. Bei Gleichheit des Leistungspreises entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs über die Vergabe.
6. Die Mindestangebotsgröße für die Teilnahme an der Ausschreibung für Primärregelenergie wird auf jeweils +/- 5 MW festgesetzt. Eine Einkürzung der angebotenen Leistung ist bei der Vergabe zulässig. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW.
7. Folgende Informationen sind auf der gemeinsamen Internetplattform zu veröffentlichen und für drei Jahre verfügbar zu halten:
  - a) die Höhe des benötigten Bedarfs an Primärregelleistung,
  - b) eine anonymisierte Liste aller bezuschlagten Primärregelleistungsangebote, die für jedes Angebot die Angebotsleistung, den Leistungspreis und die Information, ob das Angebot den Zuschlag erhalten hat, enthält sowie
  - c) den mittleren mengengewichteten Leistungspreis und den Grenzleistungspreis.

Buchstabe a) ist spätestens zwei Tage vor Beginn der Ausschreibung zu veröffentlichen. Buchstaben b) und c) sind einen Tag nach erfolgter Ausschreibung zu veröffentlichen.
8. Ziffern 1 bis 7 des Tenors sind spätestens ab dem 01.12.2007 umzusetzen.

## Gründe

### I.

#### 1. Verfahrensgegenstand

In einem elektrischen Energieversorgungssystem führt jedes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Entnahme elektrischer Energie zu Frequenzabweichungen 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 Regelenergie bezeichnet. Dabei können sowohl Kraftwerksbetreiber als „klassische“ Energieerzeuger als auch industrielle Unternehmen mit ihren Erzeugungseinheiten und abschaltbaren Lasten als Anbieter von Regelenergie auftreten.

Treten Frequenzabweichungen von ihrem Sollwert (50 Hz) auf, die größer als 10 mHz (sog. „Totband“) sind, so reagieren die Erzeugungseinheiten der Regelenergieanbieter mittels automatischen Einsatzes von Primärregelenergie, um eine Stabilisierung der Frequenz sicherzustellen. Die Messung der Frequenz und die Steuerung des Einsatzes der Primärregelenergie werden durch den Primärregler vorgenommen, der sich direkt in den Erzeugungseinheiten der Primärregelenergieanbieter befindet. Der Einsatz von Primärregelenergie erfolgt also vollautomatisiert durch eine frequenzabhängige dezentrale Leistungsregelung in den Erzeugungsanlagen. Damit der Primärregler nicht auf die ständigen kleinen Frequenzschwankungen (die bspw. durch Lastauschen entstehen können) reagiert, ist er mit der Unempfindlichkeitsschwelle von 10 mHz, dem sog. Totband, ausgestattet.

Nach 30 Sekunden wird automatisch Sekundärregelenergie aktiviert und löst die Primärregelenergie ab, damit die aktivierte Primärregelenergie wieder als Reserve zur Verfügung steht. Die Sekundärregelenergie muss innerhalb von fünf Minuten die Frequenz auf ihren Sollwert zurückführen, d.h. vollständig erbracht werden. Bei länger anhaltenden Störungen im Netz wird manuell die Minutenreserve hinzugeschaltet.

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 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 für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität darstellt. Nach erfolgter Präqualifikation bei einem Übertragungsnetzbetreiber sind die Anlagen automatisch bei den restlichen Übertragungsnetzbetreibern präqualifiziert. Die Dauer des Präqualifikationsverfahrens kann derzeit mehrere Monate betragen. Zusätzlich zu den Präqualifikationsverfahren haben Anbieter von Regelenergie für jede Regelenergieart jeweils einen Rahmenvertrag abzuschließen, der sie letztlich berechtigt, Regelenergie zu erbringen.

Derzeit befinden sich in den Märkten für Primärregelleistung [REDACTED] [REDACTED]. In den Regelzonen von EON Netz (im Folgenden E.ON) und EnBW Transportnetze (EnBW TNG) sind [REDACTED] [REDACTED]. In den Regelzonen der RWE Transportnetz Strom (RWE TSO) und Vattenfall Europe Transmission (VET) nimmt neben den vier [REDACTED] [REDACTED] an den Ausschreibungsverfahren teil. Die folgende Tabelle veranschaulicht die Marktstruktur.

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

Die Beschaffung der Primärregelenergie 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 Übertragungsnetzbetreibern jeweils zum 01.06.2007 zu den auch bisher geltenden Bedingungen statt. Der Ausschreibungszeitraum beträgt bei jedem Übertragungsnetzbetreiber jeweils sechs Monate. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über den Bedarf an Primärregelleistung (Ausschreibungszeitraum 01.06. – 30.11.2007).

	<b>Bedarf (symmetrisch)</b>
<b>EnBW TNG</b>	+/- 71 MW
<b>E.ON</b>	+/- 169 MW
<b>RWE TSO</b>	+/- 284 MW
<b>VET</b>	+/- 136 MW
<i>Summe</i>	+/- 660 MW

Das Marktvolumen der Primärregelenergie betrug im Jahr 2006 ca. € 82 Mio. mit einer ausgeschriebenen Leistung in Höhe von insgesamt +/- 657 MW. Für das Jahr 2005 wurde annähernd die gleiche Leistung ausgeschrieben. Im Vergleich zur Sekundärregelenergie (2006 € 535 Mio.) und Minutenreserve (2006 € 283 Mio.) fällt das Marktvolumen für Primärregelenergie am geringsten aus.

Die Beschaffung der Primärregelenergie sieht derzeit und auch zukünftig keinen technisch notwendigen Anteil an Regelenergie (im Folgenden Kernanteil) nach § 6 Abs. 2 StromNZV vor. Dieser Vorschrift zufolge kann der technisch notwendige Anteil an Regelenergie aus Kraftwerken der jeweiligen Regelzone von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben werden, soweit dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit insbesondere zu Aufrechterhaltung der Versorgung im Inselbetrieb erforderlich ist. Ein Kernanteil wurde aus Gründen einer homogenen Verteilung der Primärregelleistungserbringung (UCTE-Anforderung) über alle Regelzonen bisher nicht erbracht.

## **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 Übertragungsnetzbetreibern eine gemeinsame Ausschreibung durchzuführen. Gemäß § 30 Abs. 2 StromNZV war die Umsetzung der Ausschreibungsmodalitäten von Primärregelenergie 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 der Bundesnetzagentur vorgelegt. Das von den Übertragungsnetzbetreibern vorgebrachte Konzept sieht vor, den Bedarf an Primärregelenergie 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 Primärregelung, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben 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 zu erlangen, die eine Erstellung von einheitlichen Regelungen für die Ausschreibung der Primärregelenergie ermöglichen. Infolgedessen hat die Bundesnetzagentur relevante Marktteilnehmer und einschlägige Verbände am 05.07.2006 auf Basis des von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Konzepts schriftlich konsultiert. Die Stellungnahmefrist zur Konsultation endete am 28.07.2006. Auf Basis der eingegangenen Stellungnahmen hat die Bundesnetzagentur am 22.12.2006 ein Eckpunktepapier veröffentlicht (Amtsblatt 1/2006 vom 10.01.2007) und die relevanten Marktteilnehmer aufgefordert bis zum 26.01.2007 hierzu Stellung zu nehmen.

Bei der Beschlusskammer sind 15 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 24.07.2007 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 gegeben. Auch den Übertragungsnetzbetreibern wurde die beabsichtigte Entscheidung nochmals zur Kenntnis gegeben.

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 Primärregelenergie, insbesondere zu Mindestangebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben und zu einheitlichen Bedingungen, die Anbieter von Regelenergie erfüllen müssen, zu treffen ergibt sich nach Maßgabe der §§ 29, 54 Abs. 1 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 Primärregelenergie 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 Wettbewerbsbedingungen 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 Primärregelenergie 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 kostengünstig 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 Primärregelung**

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

Die Erwägungen zu der Entscheidung zur Festlegung der einzelnen Ausschreibungsmodalitäten werden nachfolgend dargelegt.

### **2.2.1 Einbindung in die Regelung**

Die Bereitstellung von Primärregelenergie erfordert nach dem derzeitigen Stand der Technik die Installation des Primärreglers in den für die Erbringung von Primärregelleistung vorgesehenen Erzeugungseinheiten der Anbieter. Der Primärregler hat die Aufgabe, die Netzfrequenz und insbesondere die Einhaltung des Sollwertes zu überwachen. Sobald bei einer Frequenzabweichung das sog. Totband von  $\pm 10$  mHz überschritten ist, reagiert der Primärregler. Je nach Netzsituation (d.h. Über- oder Untereinspeisung) werden die Erzeugungseinheiten durch den Primärregler hoch- oder heruntergefahren, so dass mehr oder weniger Energie eingespeist wird. Die Primärregelleistungsanbieter haben auf Anfrage dem Übertragungsnetzbetreiber Mess- und Betriebsprotokolle zur Verfügung zu stellen.

Diese Vorgehensweise ist im Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin vorgesehen. Da dies derzeitiger Stand der Technik für die Erbringung von Primärregelenergie ist, bestehen aus Sicht der Beschlusskammer keine Einwände.

### **2.2.2 Ausschreibungszeiträume in Höhe von einem Monat**

2.2.2.1 Die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume von bislang sechs Monaten auf einen Monat hat zum Ziel, auf dem Markt für Primärregelenergie langfristig einen wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb zu etablieren. Eine Betrachtung der gegen-

wärtigen Marktstruktur (siehe Tabelle auf S. 4 in den Gründen zu I.) zeigt, dass dies bisher nicht vorliegt.

Auf dem Gesamtmarkt für Primärregelleistung stehen 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 jeweils um beschränkte Monopsonie, d.h. jeweils wenige Anbieter stehen jeweils einem Nachfrager in einer Regelzone gegenüber.

Die beschriebene Marktstruktur entspricht nicht der Marktstruktur eines typischen Wettbewerbsmarktes. Typischerweise befinden sich auf Wettbewerbsmärkten viele Marktteilnehmer sowohl auf der Anbieter- als auch auf der Nachfragerseite. Diese Konstellation erzeugt einen Konkurrenzdruck, der sowohl das Marktverhalten (bspw. die Ausübung wettbewerbsbeschränkender Verhaltensweisen) 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 im Primärregelleistungsmarkt verteilen sich im Gesamtmarkt auf nur insgesamt fünf Anbieter, in den einzelnen Regelzonen auf fünf bzw. vier Anbieter (siehe Tabelle). Dabei ist der Marktanteil der [REDACTED] im Vergleich zu ihren Konkurrenten zu vernachlässigen. Aufgrund der geringen Anzahl besteht zwischen den Anbietern ein geringer Konkurrenzdruck. Sie teilen sich bisher den Markt friedlich untereinander auf und machen sich nicht im Wettbewerb gegenseitig ihre Position im Markt streitig. Dies zeigt sich daran, dass bislang keine wesentlichen Marktanteilsverschiebungen zwischen den Anbietern stattfinden. [REDACTED]

[REDACTED] 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 Primärregelenergie zu schaffen, benötigt es daher langfristig den Markteintritt neuer Anbieter. Die bislang praktizierten Ausschreibungsverfahren haben jedoch nicht zu nennenswerten Veränderungen der Marktstruktur des Primärregelenergiemarktes geführt.

a) Der gegenwärtige Ausschreibungszeitraum von sechs Monaten ist für viele potentielle Primärregelleistungsanbieter offensichtlich ein Hindernis, um in den Markt einzutreten. Ein sechsmonatiger Ausschreibungszeitraum bedeutet, dass sich die Anbieter

vorab für diesen gesamten Zeitraum verpflichten, Primärregelleistung bereitzustellen und zu erbringen. Der Primärregler wird für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum darauf eingestellt, dass er bei Frequenzabweichungen ab der Unempfindlichkeitsschwelle reagiert. Das bedeutet, dass der Anbieter jederzeit bereitsteht, um Primärregelleistung zu liefern. Hierbei muss der Anbieter berücksichtigen, dass seine Erzeugungsanlagen bzw. ein Teil davon ungeplant ausfallen können und die Anlagen auch regelmäßig gewartet werden müssen (geplante Unterbrechungen). Die vollständige Wartung (Revision) von Kraftwerken findet i.d.R. mindestens ein Mal im Jahr statt. Die Dauer der Revision ist abhängig vom Umfang des Wartungserfordernisses und kann von einer Woche bis zu mehreren Monaten andauern. Ungeplante Kraftwerksausfälle finden pro Regelzone schätzungsweise ein Mal im Monat statt. Dabei sinkt die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls mit der Größe eines Kraftwerksblocks. 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 Primärregelenergie 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 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 Primärregelenergie 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 langfristig eventuell auch für industrielle Unternehmen erweitert. Es kann nämlich davon ausgegangen werden, dass die potentiellen Anbieter von Primärregelleistung 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. Auch bereits im Markt befindliche Kraftwerksbetreiber, die bisher noch keine Primärregelenergie anbieten, besitzen nicht annähernd so viele Kraftwerksblöcke wie die vier etablierten Betreiber. 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 Anlagenausfälle und geplante Stillstandzeiten 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 Kraftwerksparks 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 Ausfallrisikos 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 Primärregelenergie 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 Primärregelleistungserbringung 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, deren Anlagen erst zukünftig in Betrieb gehen. Die Markteintrittssignale gehen auch an industrielle Unternehmen, 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 Primärregelenergie anstreben.

e) Unter netztechnischen und netzökonomischen Gesichtspunkten ist die Erbringung von Primärregelenergie auch durch industrielle Unternehmen sinnvoll, da sie an der Auslastung der Netze mitwirken. Viele Industrieunternehmen schätzen eine Teilnahme an einer Primärregelleistungsausschreibung derzeit jedoch als nicht realistisch ein. Vorrangig sehen sie die Schwierigkeit in der Forderung, Primärregelleistung in 100% der Zeit zur Verfügung zu stellen, ohne ihre eigenen Produktionsprozesse zu gefährden.

2.2.2.2 Die Beschlusskammer hat erwogen, den Ausschreibungszeitraum auf einen Tag festzusetzen, um den Markteintritt möglichst vieler und verschiedener Anbieter zu ermöglichen. Jedoch sprechen die Bedenken hinsichtlich einer mangelnden Liquidität auf dem Primärregelenergiemarkt derzeit gegen eine tägliche Ausschreibung. Im Gegensatz zu einer monatlichen Ausschreibung stellt sich bei einer täglichen Ausschreibung jeden Tag die Frage neu, ob der Bedarf an Primärregelenergie für den nächsten Tag durch die abgegebenen Angebote gedeckt werden kann. Bei einer monatlichen Ausschreibung hätten die Übertragungsnetzbetreiber für den theoretisch nicht auszuschließenden Fall einer Bedarfsunterdeckung noch ausreichend Zeit, eine erneute Ausschreibung durchzuführen, um einen nach der ersten Ausschreibung verbleibenden Restbedarf noch abzudecken. Bei einer täglichen Ausschreibung wäre das Zeitfenster für eine erneute Ausschreibung zu eng. Vor dem Hintergrund der Bedeutung der Primär-

regelleistung für die Systemsicherheit und der derzeit begrenzten Anzahl an Anbietern ist aus Sicht der Beschlusskammer das Risiko einer Bedarfsunterdeckung bei einer täglichen Ausschreibung jetzt zu groß.

2.2.2.3 Die im Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber vorgetragene zeitliche Aufteilung des Ausschreibungszeitraums ist nach Auffassung der Beschlusskammer 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 Primärregelenergie jährlich und 50% quartalsweise auszuschreiben. 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 Primärregelenergie partizipieren könnten, die für beide Zeiträume bieten. Es ist davon auszugehen, dass nur die [REDACTED] beide Zeiträume bedienen können. Sollten potentielle Newcomer in den Markt eintreten, so ist zu erwarten, dass es sich hierbei um vergleichsweise kleinere Unternehmen handelt. Diese kleineren potentiellen Unternehmen 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 Primärregelenergie 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, als dass das Ziel der Festlegung der Ausschreibungsbedingungen, wozu auch die Länge der Ausschreibungszeiträume gehört, darin liegt, wirksamen und nachhaltigen Wettbewerb auf dem Markt für Primärregelenergie zu schaffen. Es würde diesem Ziel entgegenlaufen, wenn einem Teil der Primärregelenergieanbieter 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 An-

bietern zu einem Pool soll aus Sicht der Beschlusskammer jedoch nicht für den Markteintritt in den Primärregelleistungsmarkt 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 z.B. die Systemstabilität gefährdet sein. Dies ist aber nicht der Fall. Der Bedarf an Primärregelleistung wurde bislang von keinem Übertragungsnetzbetreiber in zwei Teilmärkte aufgeteilt. Zudem erfolgte die bisherige Beschaffung bei allen vier Übertragungsnetzbetreibern halbjährlich, d.h. offenbar war gar 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 Marktzutrittschranken 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 Primärregelenergie. Grundsätzlich hat die Beschlusskammer dabei die herausragende Bedeutung der Primärregelenergie 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 Primärregelleistungsmarkt vorliegen, ist zu erwarten, dass die aus den langfristigen Marktzutritten erhöhende Anzahl der Primärregelleistungsanbieter ein ausreichendes Angebot an Primärregelenergie 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 Primärregelenergiepreisen, 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 zusätzlichen 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.

### **2.2.3 Ausschreibungszeitpunkt**

Der Ausschreibungszeitpunkt für Primärregelenergie ist von den Übertragungsnetzbetreibern selber zu bestimmen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierfür einen Ausschreibungskalender zu erstellen, der die Ausschreibungstermine für den Zeitraum von einem Jahr enthält. Der Ausschreibungskalender ist vor Inkrafttreten der ersten Ausschreibung mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Der Ausschreibungskalender ist derart auszugestalten, dass die Ausschreibung der Primärregelleistung zwei Arbeitstage vor der Ausschreibung der Sekundärregelleistung stattfindet, damit nicht kontrahierte Mengen der Primärregelenergie gegebenenfalls in die Ausschreibung der Sekundärregelenergie eingehen können. Der monatliche Lieferzeitraum für Primärregelleistung hat mit einem Kalendermonat zu übereinstimmen.

Die Erstellung eines Ausschreibungskalenders durch die Übertragungsnetzbetreiber gibt ihnen Raum, den Zeitpunkt der Ausschreibung selber zu bestimmen. In ihrer Stellungnahme zum Beschlussentwurf für die Ausschreibungsbedingungen der Sekundärregelleistung haben die Übertragungsnetzbetreiber starke Präferenzen für die Arbeitstage Dienstag bis Donnerstag geäußert. Da der Ausschreibungszeitpunkt für die Primärregelleistung eng mit dem Zeitpunkt für Sekundärregelleistung gekoppelt ist, waren diese Überlegungen an dieser Stelle mit zu berücksichtigen. Nach Auffassung der Beschlusskammer soll es den Übertragungsnetzbetreiber freistehen, den Ausschreibungszeitpunkt und damit den Arbeitstag selber zu bestimmen. Der Ausschreibungskalender, der sich über einen Zeitraum von einem Jahr zu erstrecken hat, ermöglicht allen Marktteilnehmern die Kenntnis über die konkreten Ausschreibungstermine. Der Beschlusskammer erscheint es sinnvoll, dem Markt einen festen und verbindlichen Zeitpunkt für die Aus-

schreibung 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 Primärregelenergieausschreibung sind nach Zuschlagserteilung unverzüglich über Zuschlag oder Nichtberücksichtigung zu informieren, um eine anderweitige Vermarktung der angebotenen Leistung zu ermöglichen.

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

#### **2.2.4 Keine Unterscheidung nach Zeitscheiben**

Die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelleistung ist zunächst für den gesamten Tag vorgesehen.

Das Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber sieht entsprechend der heutigen Angebotspraxis keine Unterscheidung nach Tarifzeiten und somit eine dauerhafte Vorhaltung von Primärregelenergie für den gesamten Tag vor. Im Rahmen der Konsultation gaben die Übertragungsnetzbetreiber sowie einige ihrer jeweiligen Schwestergesellschaften an, dass eine Unterscheidung nach Tarifzeiten einen hohen Überwachungs- und Koordinationsaufwand verursachen würde, um die bezuschlagten Angebote den entsprechenden Erzeugern zuzuordnen. Die Einteilung in Zeitscheiben bedeute auch eine entsprechend häufige Umparametrierung des Primärreglers, was wiederum einen zusätzlichen Aufwand erzeuge und zu einer Erhöhung des Fehlerrisikos führen würde.

Dagegen halten fast alle übrigen Marktteilnehmer eine Unterscheidung in sechs Zeitscheiben wie bei der Minutenreserve oder zumindest nach Peak und Offpeak für sinnvoll. Dadurch soll einerseits eine bessere Orientierung an die gängigen Handelsprodukte erreicht, andererseits aber auch der Ausschluss bestimmter Teilnehmer vermieden werden.

Die Beschlusskammer spricht sich dafür aus, zunächst keine Zeitscheiben einzuführen. Mit dieser Vorgehensweise soll im Sinne der Systemstabilität, für die die Primärregelung

von entscheidender Bedeutung ist, in erster Linie den sicherheitstechnischen Bedenken Rechnung getragen werden. Die hiergegen vorgetragenen Argumente waren nicht hinreichend, um von der bisherigen Vorgehensweise abzuweichen. Auch ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass potentielle Marktzutritte hierdurch nicht abgehalten werden. Sofern die sicherheitstechnischen Bedenken jedoch widerlegt oder durch wirtschaftlich vertretbare und sinnvolle Maßnahmen beseitigt werden können, was zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht abzusehen ist, so wäre die Einführung von Zeitscheiben, die sich an den Handelsprodukten orientieren, sinnvoll.

### **2.2.5 Vergabe nach Leistungspreis**

2.2.5.1 Die Vergabe der Primärregelenergie hat wie bisher auf Basis des Leistungspreises zu erfolgen. Bei Angeboten mit gleichem Leistungspreis entscheidet der Zeitpunkt des Angebotseingangs. Dies entspricht dem im Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber vorgetragenen Vorgehensweise.

Die Vergütung der Primärregelenergie erfolgt im Gegensatz zu den beiden anderen Regelenergiearten ausschließlich nach dem Leistungspreis. D.h. sowohl die Vergabe als auch die Erbringung der Primärregelenergie werden mit dem Leistungspreis entgolten.

Da die Netzfrequenz ständig schwankt, wird Primärregelenergie laufend aktiviert. Der Frequenz folgend wird positive oder negative Primärregelenergie eingesetzt, die sich bei längerfristiger Betrachtung im Durchschnitt gegeneinander aufheben. Vom Primärregelenergieanbieter wird daher ein Leistungsband angeboten, für das entsprechend der Leistungspreis gilt. Der Übertragungsnetzbetreiber hat darüber hinaus keine genaue und umfassende Kenntnis über die Höhe des tatsächlichen Einsatzes, da Primärregelenergie dezentral in den einzelnen Erzeugungsanlagen erbracht wird. Die Übertragungsnetzbetreiber erkennen den Einsatz lediglich anhand der Stabilisierung der Netzfrequenz. Sie können im Nachhinein von den Anbietern Zeitreihen anfordern, um zu überprüfen, ob die angebotene Primärregelenergie erbracht wurde. Letztlich erschwert auch die sekundliche Erbringung der Primärregelenergie die Abrechnung der erbrachten Leistung, da der Abrechnungszyklus typischerweise eine Viertelstunde umfasst.

2.2.5.2 Im Gegensatz zur Sekundärregelenergie und Minutenreserve ist bei der Primärregelenergie seitens der Übertragungsnetzbetreiber keine Berücksichtigung eines Kernanteils vorgesehen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Erzeugungseinheiten für Primärregelenergie gleichmäßig über alle vier Regelzonen verteilt sind, so dass aus ihrer Sicht eine der Systemsicherheit gerechte Versorgung si-

chergestellt werden kann. Die überwiegende Anzahl der Stellungnahmen zur Konsultation und zum Eckpunktepapier äußerte keine Bedenken zu dieser Vorgehensweise.

Primärregelleistung ist also regelzonenübergreifend auszuschreiben. Aus Sicht der Beschlusskammer sind Kernanteile nicht zwingend für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität erforderlich. Vielmehr kann dies durch eine gleichmäßige Verteilung der Erzeugungsanlagen über alle Regelzonen geleistet werden. Die Betrachtung der Standorte der Anlagen zur Erzeugung von Primärregelenergie zeigt, dass eine relativ gleichmäßige Verteilung der Anlagen vorliegt. Anders als für den Kernanteil, für den die UCTE lediglich eine Empfehlung ausspricht, wird die gleichmäßige Verteilung der Erzeugungsanlagen gefordert. Das Document 3: Border-Crossing Exchange of Primary Control Reserve, Limits and Constraints der UCTE ad hoc Group Geographical Distribution of Reserves sagt hierzu: *“Current rules state that the reservation of the power must be physically distributed as evenly as possible among the different regions (usually control areas/ blocks)”* (Anmerkung: der in der UCTE gebräuchliche Terminus “control area” ist als nationales Übertragungsnetz zu verstehen und nicht im Sinne einer Regelzone innerhalb eines nationalen Übertragungsnetzes wie in Deutschland, da in den überwiegenden UCTE-Mitgliedsländern jeweils nur ein Übertragungsnetzbetreiber das nationale Übertragungsnetz betreibt). Angesichts der Verantwortung gegenüber der Systemstabilität ist diese Forderung durchaus nachvollziehbar, aus der jedoch keine Kernanteile abzuleiten sind. Darüber hinaus sprechen weitere Gründe gegen Kernanteile, die in der Festlegung zu den Ausschreibungsbedingungen für Sekundärregelleistung ausführlich dargelegt sind und auf die an dieser Stelle verwiesen wird.

### **2.2.6 Mindestangebotsgröße in Höhe von +/- 5 MW und Möglichkeit der Bündelung**

Die Mindestangebotsgröße für Primärregelenergie beträgt 5 MW. Eine Kürzung des Angebots auf die Mindestlosgröße bei der Vergabe ist zulässig, wenn hierdurch die Gesamtbeschaffungskosten minimiert werden können. Das Angebotsinkrement beträgt 1 MW. Hiermit soll verhindert werden, dass überhöhte Inkremente gefordert werden und dadurch die Anbieter gezwungen wären, keine Gebote in Höhe der Mindestangebotsgröße abgeben zu können. Zudem wird den Anbietern Flexibilität bei der Abgabe ihrer Angebote gewährleistet. Zur Erreichung der Mindestangebotsgröße können Erzeugungsanlagen mehrerer Anbieter zu einem Pool zusammengeschlossen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Umsetzungskonzept eine Mindestangebotsgröße in Höhe von +/- 10 MW einheitlich in allen deutschen Regelzonen angesetzt.

Um die geforderte Mindestlosgröße zu erreichen und die Verfügbarkeit von 100% sicherzustellen, verweisen die Übertragungsnetzbetreiber auf die Möglichkeit, Erzeugungseinheiten mit einer Leistung von mindestens 2 MW zu einem Pool zusammenzulegen. Eine große Anzahl der Stellungnahmen einschließlich der Handels- und Erzeugungsschwestern der Übertragungsnetzbetreiber hält die vorgeschlagene Mindestangebotsgröße für angemessen. Jedoch befürwortet auch eine Vielzahl der Stellungnahmen eine Absenkung der Mindestlosgröße. Dabei plädierte die Mehrheit für eine Absenkung auf +/- 5 MW.

Eine Absenkung der Mindestangebotsgröße soll in Verbindung mit den restlichen Ausschreibungsbedingungen dafür sorgen, dass potentielle Newcomer den Primärregelleistungsmarkt beleben. Dabei ermöglicht eine möglichst niedrige Mindestangebotsgröße den Marktzutritt von kleineren Anbietern, die ohnehin geringere Erzeugungskapazitäten haben im Vergleich zu Betreibern mit großem Kraftwerksportfolio. Die kleinen Betreiber werden aus diesem Grund nur einen begrenzten Anteil ihrer Kapazitäten für die Bereitstellung von Regelleistung nutzen können und erhalten durch eine niedrige Mindestangebotsgröße eine Chance an den Ausschreibungsverfahren teilzunehmen.

Eine Untersuchung der abgegebenen Primärregelleistungsangebote und der für Primärregelleistung präqualifizierten Anlagen zeigt, dass die Erzeugungseinheiten mit Leistungsbändern zwischen +/- 3 bis 123 MW präqualifiziert sind (Daten übermittelt Anfang September 2006). Dabei liegt die Mehrheit der Leistungsbänder um die 20 MW oder darunter, d.h. gemessen an der jeweiligen Gesamtleistung sind die meisten Anlagen eher mit kleineren Leistungen präqualifiziert. Die Spanne der angebotenen Leistungen reicht von +/- 10 bis 140 MW. Die große Mehrheit der Angebote beträgt jedoch nur 10 MW. Trotz der Möglichkeit, größere Leistungsscheiben anzubieten, ist es offensichtlich für die meisten Anbieter vorteilhafter, ihr Angebot in mehrere kleinere Leistungsscheiben zu stückeln. Für eine gleichmäßige Verteilung ist es zudem besser, mehrere kleinere Angebote zu platzieren als nur wenige große.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Stellungnahmen außerdem nicht überzeugend dargelegt, weshalb die von ihnen angesetzte Mindestlosgröße erforderlich ist. Ein gemeinsames Gespräch mit den Übertragungsnetzbetreibern hatte sogar ergeben, dass eine Absenkung der Mindestangebotsgröße auf +/- 5 MW insbesondere aus messtechnischer Sicht kein Problem darstellen würde.

Eine Absenkung der Mindestangebotsgröße von 10 auf 5 MW würde vor dem Hintergrund der bisherigen Angebotspraxis aus Sicht der Beschlusskammer keine Nachteile

für alle Marktbeteiligten mit sich bringen. Potentiellen kleineren Newcomern bietet sich ein Anreiz und die Möglichkeit, in den Primärregelleistungsmarkt einzutreten. 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, die hinsichtlich einer Absenkung der Mindestangebotsgröße bei der Minutenreserve geäußert wurde, da Primärregelenergie im Gegensatz zur Minutenreserve mittels automatischen Reagierens des Primärreglers auf Veränderungen der Netzfrequenz direkt aus den Erzeugungsanlagen eingespeist wird.

### **2.2.7 Transparenz: Veröffentlichung sämtlicher marktrelevanter Informationen**

§ 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 Vorhaltung oder den Einsatz von Regelenergie zu vermindern. Aus dieser Regelung ergibt sich für die Bundesnetzagentur ein besonderer Auftrag zur Wahrung und Verbesserung der Markttransparenz.

Das Konzept der Übertragungsnetzbetreiber sieht vor, den mittleren Leistungspreis bezogen auf den Ausschreibungszeitraum und den Grenzleistungspreis zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung der Daten soll gemäß § 9 StromNZV nach Ablauf von zwei Wochen erfolgen. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist die Veröffentlichungspraxis nicht geeignet, die für einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs notwendige Markttransparenz für alle Marktteilnehmer zu schaffen. Vorrangiges Ziel der Veröffentlichung der in Ziffer 7 Buchstaben a) bis c) 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 gewisses Maß an Vertrauen in die Funktionsfähigkeit der Märkte herzustellen. Auch eine Vielzahl der Stellungnahmen spricht sich dafür aus, mehr Daten zu veröffentlichen als von den Übertragungsnetzbetreibern geplant.

Im Rahmen der Umsetzung der Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve ist von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber kritisiert worden, die erweiterten Transparenzverpflichtungen hätten zu Preiserhöhungen geführt. Für die unmittelbar an die Umsetzungsfrist angrenzenden Monate Dezember 2006 und Januar 2007 waren tatsächlich sehr hohe Preise zu verzeichnen, die jedoch wieder abgesunken sind. Zeitweise sind

zwar wieder hohe Preise zu verzeichnen. Insgesamt ist das Preisniveau im Vergleich zu den ersten beiden Umsetzungsmonaten jedoch wesentlich niedriger. Bisher lassen sich keine gesicherten Aussagen darüber treffen, dass diese Preiserhöhungen ausschließlich auf die erweiterte Markttransparenz zurückzuführen wären. Hierzu sind im Einzelnen die Besonderheiten der Regelenenergiemärkte zu berücksichtigen wie die oligopolistische Anbieterstruktur mit vier marktbeherrschenden Unternehmen, der völlig unelastischen Nachfrage, dem Präqualifikationsverfahren als kurzfristige Markteintrittsbarriere und der Kenntnis des Gesamtangebots. Darüber hinaus ist auch das Marktverhalten der Anbieter mit einzubeziehen, das wettbewerbsbeschränkende Züge annehmen kann. Markttransparenz kann infolgedessen nicht als alleinige Ursache für die Preiserhöhungen herangezogen werden bzw. der Zusammenhang zwischen Markttransparenz und Preiserhöhung ist bisher nicht eindeutig bestimmbar.

Auch im Hinblick auf Informationsasymmetrien ist es erforderlich, aktuellen und auch potentiellen Marktteilnehmern den gleichen Zugang zu relevanten Marktdaten zu ermöglichen, da ansonsten eine sachlich nicht gerechtfertigte Diskriminierung vorliegen würde. Hinsichtlich der aktuellen Marktstruktur ist ein kleiner Anbieter wie [REDACTED] gegenüber seinen großen Konkurrenten insofern benachteiligt, als diese ihr Gesamtangebot jeweils in kleine Angebote aufteilen und mit verschiedenen Preisen versehen können, um das Gesamtmarktpotential in Erfahrung zu bringen. Auf diese Weise erhalten die großen Anbieter einen unmittelbaren Überblick über die Angebots- und Preisstruktur im Markt. Wie in Abschnitt 2.2.6 dargelegt, werden im Primärregelleistungsmarkt bereits bevorzugt kleine Angebote abgegeben. Insofern ist auch eine zeitnahe Bereitstellung der relevanten Informationen wichtig, damit ein kleiner Anbieter zur gleichen Zeit die Informationen erhält und nicht erst nach Ablauf von zwei Wochen. Dies wird auch von einer Vielzahl der Stellungnahmen zum Konsultationsverfahren und zum Eckpunktepapier befürwortet. Für potentielle Anbieter dienen die zu veröffentlichenden Daten und deren zeitnahe Bereitstellung für die Abschätzung ihrer Markteintrittsmöglichkeiten.

Zu **Buchstabe 7a)** des Tenors Der benötigte Bedarf an Primärregelleistung ist eine der zentralen Größen für das Ausschreibungsverfahren. Ohne Kenntnis des Primärregelleistungsbedarfs ist die anzubietende Menge (in MW) schwieriger abzuschätzen und dementsprechend wäre 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 je-

doch nicht gedeckt werden würde, da die Anbieter bereits eine Abdeckung durch ihre Gebote vermuten.

Zu **Buchstabe 7b)** 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 Primärregelleistungsmarktes, d.h. sie versetzt alle Anbieter in den gleichen Kenntnisstand unabhängig von ihrer Größe. Potentiellen Anbietern dient die Angebotsliste für eine Abschätzung ihrer Markteintrittsmöglichkeiten. Auf diese Weise wird der Markt für Primärregelenergie auch für neue Konkurrenten offen gehalten.

Die Veröffentlichung der bezuschlagten Angebote könnte insbesondere für potentielle kleinere Newcomer sinnvoll sein, deren Kosten dadurch reduziert werden könnten, dass sie die verwertbaren Informationen direkt aus der Angebotsliste entnehmen, was wiederum deren Kosten für die Erbringung von Primärregelenergie senken würde.

Die nicht bezuschlagten Angebote sollen hingegen nicht veröffentlicht werden, da die hieraus resultierende Kenntnis des Gesamtangebots bei der hier vorgefundenen sehr geringen Zahl von Anbietern Spielraum bietet für strategische Gebote. Die Anbieter könnten durch Kenntnis der Gesamtmenge das Angebot verknappen und auf diese Weise den Preis in die Höhe treiben. Dies würde insgesamt die Kosten des Gesamtsystems verteuern.

Zu **Buchstabe 7c)** des Tenors Die Veröffentlichung des mittleren mengen- gewichteten 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 und lässt ebenso eine Dokumentation der bisherigen Marktentwicklung zu. Für potentielle Newcomer dient der Durchschnittspreis als Signal für die Attraktivität des Primärregelenergiemarktes.

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.

### 2.2.8 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 laufenden 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 Anpassung der IT-Systeme ließen eine Umsetzung auch vor dem 01.12.2007 nicht zu. Vor diesem Hintergrund und weil Marktzutritte nur mittelfristig zu erwarten sind, hat die Beschlusskammer die Umsetzungsfrist daher auf den 01.12.2007 angesetzt.

In diesem Rahmen ist auch ein angemessener Zeitraum für die Anbieter von Primärregelenergie für die Durchsicht des Rahmenvertrags über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung von Primärregelenergie 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.

### **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 bei einem deutschen Gericht zugelassenen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Achim Zerres  
Vorsitzender

Dr. Kathrin Thomaschki  
Beisitzerin

Armasari Soetarto  
Beisitzerin