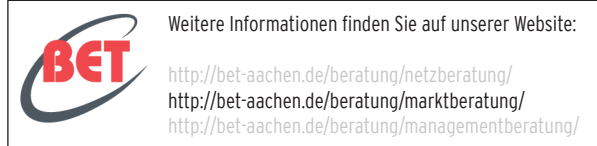




BBH Berlin

Köpenicker Straße 9
D-10997 Berlin
Telefon (030) 611 284 0-10
Telefax (030) 611 284 099
kanzlei@bbh-berlin.de
www.bbh-berlin.de



Regelmarkt – Gutachten zu

Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelenergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Aachen und Berlin, 31. Oktober 2003

Bearbeitung:

RA Dr. Christian Theobald, Mag. rer. publ.
RA Dr. Konrad Hummel, MBA
RA Dr. Christian Jung, LL.M.

Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer
Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. Dominic Nailis
Dipl.-Kfm. Martin Wienands
Dipl.-Ing. Alexander Seel
Peter Wolf M. A.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Aufgabenstellung.....	1
2 Grundlagen.....	1
2.1 Regel- und Ausgleichsenergie	1
2.2 Ablauf der Regelung	2
2.3 Bestandteile der Frequenz-Leistungs-Regelung	3
2.3.1 Primärregelung.....	3
2.3.2 Sekundärregelung	4
2.3.3 Tertiärregelung (Minutenreserve)	4
3 Marktgestaltung: Vorgaben und Umsetzung.....	5
3.1 Auflagen des Bundeskartellamtes	5
3.1.1 Hintergrund des Auflagenbeschlusses.....	5
3.1.2 Inhalt und Begründung der Auflagen	7
3.1.3 Geltung und Wirkung für die anderen Übertragungsnetzbetreiber	9
3.2 Vorgaben der Verbändevereinbarungen	9
3.3 Vorgaben des TransmissionCode 2003.....	10
3.3.1 Präqualifikation und Ausschreibung.....	10
3.3.2 Primärregelung	11
3.3.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	11
3.3.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	12
3.3.3 Sekundärregelung	13
3.3.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	13
3.3.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	14
3.3.4 Minutenreserve.....	14
3.3.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	15
3.3.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	15
3.3.5 Sonstige Regelungen	15
3.4 Umsetzung und Marktgestaltung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber.....	16
3.4.1 RWE Net AG (RWE).....	17

3.4.1.1	Präqualifikation und Ausschreibung.....	18
3.4.1.2	Primärregelung.....	19
3.4.1.2.1	Technische und betriebliche Anforderungen	19
3.4.1.2.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	19
3.4.1.3	Sekundärregelung	19
3.4.1.3.1	Technische und betriebliche Anforderungen	20
3.4.1.3.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	20
3.4.1.4	Minutenreserve.....	20
3.4.1.4.1	Technische und betriebliche Anforderungen	20
3.4.1.4.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	21
3.4.2	E.ON Netz GmbH (E.ON).....	21
3.4.2.1	Präqualifikation und Ausschreibung.....	22
3.4.2.2	Primärregelung.....	22
3.4.2.2.1	Technische und betriebliche Anforderungen	22
3.4.2.2.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	23
3.4.2.3	Sekundärregelung	23
3.4.2.3.1	Technische und betriebliche Anforderungen	23
3.4.2.3.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	24
3.4.2.4	Minutenreserve.....	24
3.4.2.4.1	Technische und betriebliche Anforderungen	24
3.4.2.4.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	25
3.4.3	EnBW Transportnetze AG (EnBW).....	25
3.4.3.1	Präqualifikation und Ausschreibung.....	26
3.4.3.2	Primärregelung.....	26
3.4.3.2.1	Technische und betriebliche Anforderungen	26
3.4.3.2.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	27
3.4.3.3	Sekundärregelung	27
3.4.3.3.1	Technische und betriebliche Anforderungen	27
3.4.3.3.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	28
3.4.3.4	Minutenreserve.....	28
3.4.3.4.1	Technische und betriebliche Anforderungen	28
3.4.3.4.2	Informationstechnische und organisatorische Anforderungen	29

3.4.4 Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET).....	29
3.4.4.1 Präqualifikation und Ausschreibung.....	30
3.4.4.2 Primärregelung.....	31
3.4.4.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	31
3.4.4.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	31
3.4.4.3 Sekundärregelung.....	32
3.4.4.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	32
3.4.4.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	32
3.4.4.4 Minutenreserve.....	33
3.4.4.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen.....	33
3.4.4.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen.....	33
3.5 Zwischenfazit.....	33
3.5.1 Zu hoher Abwicklungs- und Transaktionsaufwand.....	34
3.5.2 Restriktive Anforderungen.....	35
3.5.3 Intransparenz des Vergabeverfahrens.....	37
3.5.4 Zu lange Ausschreibungsperioden.....	37
3.5.5 Getrennte Regelzonen – getrennte Märkte.....	38
3.5.6 Erschwerter Zugang von außerhalb der Regelzone.....	38
3.5.7 Fehlende Überarbeitung der Regelwerke.....	39
3.5.8 Fehlende Rahmenvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.....	40
3.5.9 Fehlende Anreize für eine effiziente Beschaffung.....	40
3.5.10 Fehlende Transparenz.....	40
3.5.11 Überhöhte Preise zugunsten der Erzeugungsschwestern.....	41
4 Ergebnisse der Ausschreibungen.....	42
4.1 Geringe Marktbeteiligung und fehlender Bieterwettbewerb.....	42
4.2 Preisentwicklung der Regelenergie.....	44
4.2.1 Primärregelung.....	44
4.2.2 Sekundärregelung.....	45
4.2.3 Minutenreserve.....	46
4.2.3.1 RWE – Minutenreserve.....	48
4.2.3.2 E.ON – Minutenreserve.....	52

4.2.3.3 EnBW – Minutenreserve.....	52
4.2.3.4 VET – Minutenreserve.....	53
4.3 Zwischenfazit	54
5 Entwicklung der Ausschreibungsleistungen	55
5.1 Aufgaben und Anforderungen nach UCTE.....	55
5.1.1 Primärregelung.....	55
5.1.2 Sekundärregelung	55
5.1.3 Minutenreserve.....	56
5.2 Überschlägige Bemessung der Sollwerte	57
5.3 Tatsächliche Werte und Vergleich	58
5.4 Entwicklung der ausgeschriebene Leistungen.....	60
5.5 Windenergiebedingte Regelleistungsvorhaltung	61
5.6 Zwischenfazit	64
6 Entwicklung der Gesamtkosten für Regelleistung und Regelenergie	64
6.1 Kosten aus Leistungspreisen	66
6.2 Kosten aus Arbeitspreisen.....	68
6.3 Zwischenfazit	71
7 Gegenüberstellung: Entwicklung der Netzerlöse	72
7.1 Datengrundlage und Vorgehensweise der Erlösabschätzung.....	72
7.2 Entwicklung der Erlöse aus Netznutzungsentgelten.....	73
7.3 Überprüfung der Erlöse aus den Netznutzungsentgelten der Höchstspannungsebene	74
7.4 Abgleich der gestiegenen Kosten und Erlöse.....	77
7.4.1 RWE – Kosten und Erlöse.....	78
7.4.2 E.ON – Kosten und Erlöse.....	79
7.4.3 EnBW – Kosten und Erlöse	80
7.4.4 VET – Kosten und Erlöse	81
7.5 Zwischenfazit	82
8 Der einheitliche deutsche Regelmarkt	82
9 Kartellrechtliche Bewertung	85
9.1 Bestimmung der relevanten Märkte.....	86

9.1.1 Märkte des Angebots von Netzdurchleitungsdienstleistungen	86
9.1.2 Märkte der Bereitstellung von Regelenergie	87
9.1.3 Märkte des Angebots von Ausgleichsenergie	88
9.2 Marktbeherrschung der Verbundunternehmen.....	88
9.2.1 Monopol der Verbundunternehmen beim Angebot der Netznutzung.....	88
9.2.2 Monopol der Verbundunternehmen beim Angebot von Ausgleichsenergie	89
9.3 Die Weiterverteilunternehmen als Nachfrager	89
9.3.1 Weiterverteilunternehmen als Nachfrager der Netznutzung	89
9.3.1.1 Der nachgelagerte Netzbetreiber als Nachfrager.....	89
9.3.1.2 Der Stromlieferant als Netznutzer i.S.d. § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB.....	91
9.3.2 Weiterverteilunternehmen als Nachfrager der Ausgleichsenergie.....	91
9.4 Verstoß gegen gesetzliche Verbote des Kartellrechts	91
9.4.1 Ausbeutungsmisbrauch (§ 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB)	91
9.4.1.1 Nichtweitergabe der Vorteile des Ausschreibungsverfahrens	92
9.4.1.2 Kein gestiegener Bedarf an Regelenergie	92
9.4.1.3 Übermäßige Bestellung von Sekundärregelung anstelle von Minutenreserve	92
9.4.1.4 Überhöhte technische Anforderungen an Bieter	93
9.4.1.5 Abschreckende Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens	94
9.4.1.6 Überhöhte Gebote durch Konzernunternehmen im Ausschreibungsverfahren	94
9.4.1.7 Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten durch Trennung der Regelzonen.....	95
9.4.1.8 Noch zu bewerten: Kostenaufteilung für Minutenreserve.....	96
9.4.1.9 Fehlende sachliche Rechtfertigung	96
9.4.2 Unangemessenes Entgelt (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB)	98
9.4.3 Missbrauch durch Erzwingung unangemessener Verkaufspreise (Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV)	98
9.4.3.1 Beherrschung eines wesentlichen Teils des gemeinsamen Marktes	98
9.4.3.2 Erzwingung unangemessener Verkaufspreise.....	99
9.4.3.3 Eignung zur Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels.....	99
9.5 Kein Einfluss der Verrechtlichung der Verbändevereinbarung	100
9.5.1 Kein Einfluss auf europäisches Kartellrecht	100

9.5.2 Rechtslage nach der neuen Kartellverfahrensverordnung	100
9.5.3 Verhalten nicht von der Verbändevereinbarung gedeckt.....	101
10 Zusammenfassung und Fazit.....	102

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Ablauf des Regelungsvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung	2
Abbildung 2: Ausgestaltung des Ausschreibungsmarktes der RWE für Minutenreserve	17
Abbildung 3: Preisentwicklung der Primärregelung	44
Abbildung 4: Leistungspreisentwicklung Sekundärregelung.....	45
Abbildung 5: Preisentwicklung positive Minutenreserve	47
Abbildung 6: Preise für Minutenreserve, RWE, 2001	49
Abbildung 7: Preise für Minutenreserve, RWE, 2002	50
Abbildung 8: Preise für Minutenreserve, RWE, 2003	51
Abbildung 9: Preise für Minutenreserve, E.ON, 2001 - 2003.....	52
Abbildung 10: Preise für Minutenreserve, EnBW, 2002 - 2003	53
Abbildung 11: Preise für Minutenreserve, VET, 2002 - 2003.....	54
Abbildung 12: Empfohlene Sekundärregelreserve	56
Abbildung 13: Entwicklung der ausgeschriebenen Regelleistungen.....	60
Abbildung 14: Installierte Windenergieleistung in Deutschland	61
Abbildung 15: Windenergieeinspeisungsgradient , E.ON, 2001	63
Abbildung 16: Kostenzuordnung	65
Abbildung 17: Jahres-Leistungskosten Regelernergie	66
Abbildung 18: Auf die maximale vertikale Netzlast bezogene Jahreskosten für Regelleistung	68
Abbildung 19: Monatliche Erlöse aus Ausgleichsenergie	69
Abbildung 20: Monatliche Kosten und Erlöse von RWE aus Arbeitspreisen für Regel- und Ausgleichsenergie.....	71
Abbildung 21: Abschätzung der Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus Netznutzungsentgelte	73

Abbildung 22: Bestimmung der Mengenstruktur zur Überprüfung der Abschätzung der Erlöse aus Netznutzungsentgelten der ÜNB	75
Abbildung 23: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für RWE	78
Abbildung 24: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für E.ON.....	79
Abbildung 25: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für EnBW	80
Abbildung 26: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für VET	81

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 1: Chronologie der Ausschreibungen	16
Tabelle 2: Regelwerke zur Regelenergie und Präqualifikation	16
Tabelle 3: Teilnehmer am Regelenergiemarkt Stand 11/2001	42
Tabelle 4: Präqualifikanten bei E.ON	43
Tabelle 5: Sollwerte der Regelreserve nach UCTE	58
Tabelle 6: Istwerte der Regelreserve	58
Tabelle 7: Vergleich Soll/Ist der Regelreserve	59
Tabelle 8: Zusammenfassende Abschätzung der Kosten und Erlöse in der Höchstspannung – Ausgangsdaten der Berechnung	76
Tabelle 9: Zusammenfassende Abschätzung der Kosten und Erlöse in der Höchstspannung – Ergebnisse der Berechnung	77
Tabelle 10: Salden der vier Übertragungsnetzbetreiber März bis Juni 2003	84

1 Aufgabenstellung

Alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in den vergangenen Monaten – teilweise wiederholt – ihre Netznutzungsentgelte deutlich erhöht. Dies steht im Kontrast zur allgemeinen Entwicklung der Netznutzungsentgelte, die unter dem Druck von Entgeltvergleichen und kartell- und zivilrechtlichen Verfahren stehen.

Begründung der Übertragungsnetzbetreiber für die Preiserhöhungen war jeweils die Preis- und Kostenentwicklung für die Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie. Die geltend gemachten Kosten für Regelenergie betreffen alle Netznutzer, insbesondere auch alle nachgelagerten Netzbetreiber, da sie über die Kostenwälzung Bestandteil der Netznutzungsentgelte auf allen Spannungsebenen sind.

Vor diesem Hintergrund haben die GEODE (Groupement européen des Entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie) sowie die Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH, Stadtwerke Leipzig GmbH, Stadtwerke Lippstadt GmbH, Stadtwerke Mössingen, Elektrizitätswerke Schönau GmbH, Stadtwerke Speyer GmbH und die Kommunale Energiedienstleistungsgesellschaft Südsachsen mbH zur Untersuchung und Bewertung der Gestaltung der Regelmärkte, der Höhe und Entwicklung der Beschaffungskosten für Regeleistung und Regelenergie in den Formen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve und der Abrechnung der geltend gemachten Kosten über die Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetze und die Ausgleichsenergieabrechnung mit den Bilanzkreisverantwortlichen durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber RWE Net AG, E.ON Netz GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH und EnBW Transportnetze AG das nachstehende Gutachten in Auftrag gegeben.

2 Grundlagen

2.1 Regel- und Ausgleichsenergie

Elektrische Energie ist wirtschaftlich nicht in nennenswerten Mengen speicherbar, ihre Erzeugung muss zu jedem Zeitpunkt genau dem Verbrauch entsprechen. Diese genaue Abstimmung von Erzeugung und Entnahme gewährleistet nicht jeder einzelne Versorger oder Händler. Statt dessen macht man sich seit jeher die Systemeigenschaft der Stromnetze zunutze, dass Ausgleichsprozesse ablaufen und sich die Ungleichgewichte, die einzelne Lieferanten oder Händler nie ganz vermeiden können, zu Teilen stets kompensieren.

Für den tatsächlichen Ausgleich der saldierten Ungleichgewichte aller Bilanzgruppen oder -kreise zeichnen die Systemoperatoren bzw. Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Aufgrund der bereits angesprochenen Vergleichmäßigungsprozesse sind die Übertragungsnetze in der UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité), die fast alle kontinentaleuropäischen Staaten umfasst, verbunden und die Übertragungsnetzbetreiber kooperieren in einem einheitlichen Regelungsverfahren, der sog. „Frequenz-Leistungs-Regelung“.

2.2 Ablauf der Regelung

Diese läuft in drei Stufen ab, der Primär-, der Sekundär- und der Tertiärregelung. Daneben gibt es andere Unterteilungen nach dem Zeitrahmen für die Wirksamkeit der einzelnen Stufen (Sekunden-, Minuten-, Stunden- und Dauerreserve) oder dem Betriebszustand und der Art der technischen Bereitstellung (rotierende oder stehende Reserve, Warm-/Kaltreserve bei thermischen Kraftwerken). Für den Regelenenergiemarkt wurden die Begrifflichkeiten durch die Auflagenbeschlüsse des Bundeskartellamtes wie in Abbildung 1 dargestellt verbindlich festgelegt.

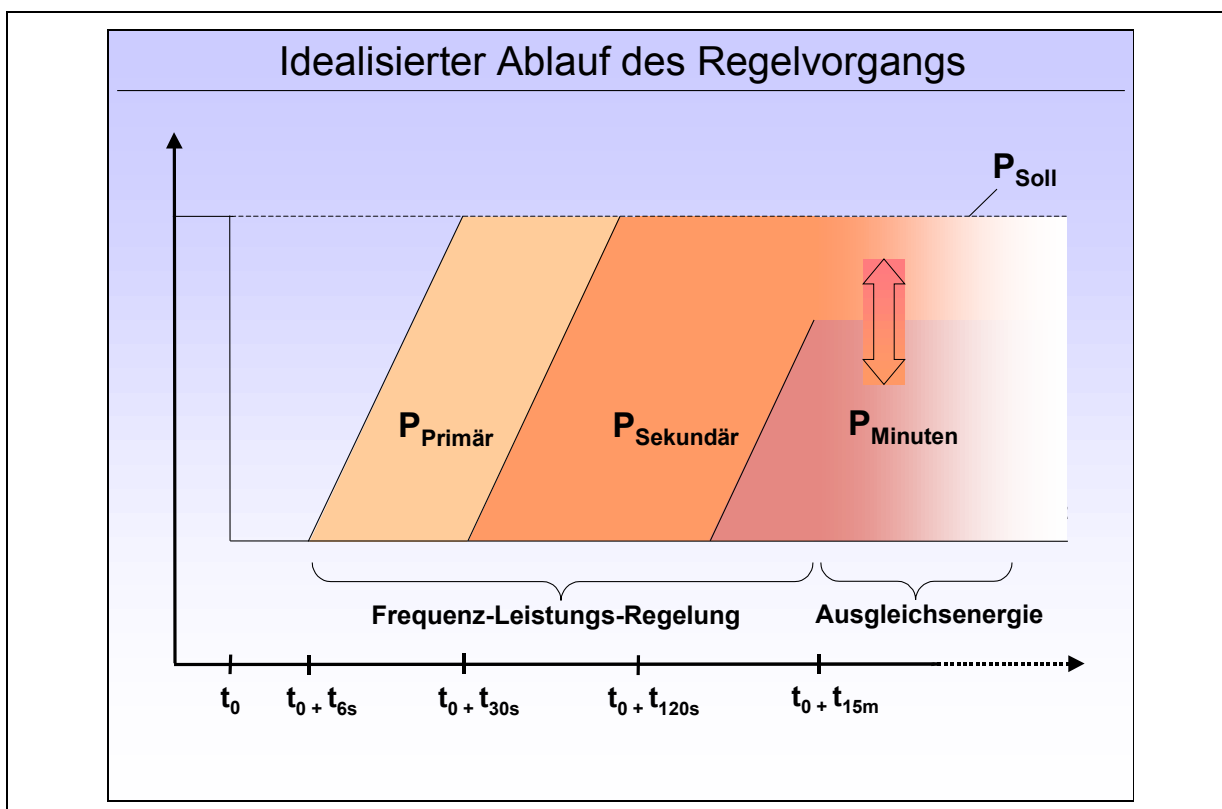


Abbildung 1: Ablauf des Regelungsvorgangs zur Frequenz-Leistungs-Regelung

Abbildung 1 zeigt den zeitlichen Verlauf der Regelung: Nach einer Störung (Kraftwerksausfall oder Verbrauchsanstieg z. B. durch Wetteränderung oder Großereignis) sind die tatsächlich eingespeiste und die nachgefragte Leistung (P_{Soll}) kurzzeitig aus dem Gleichgewicht. Die technische Folge ist ein Absinken der Frequenz von ihrem Standardwert von 50 Hertz. Dieser Rückgang der Frequenz wirkt sich im gesamten europäischen Netzverbund der UCTE gleichermaßen aus (aufgrund der einheitlichen Frequenz ist auch die Bezeichnung 'Synchronverbund' üblich). Primärregelkraftwerke in der ganzen UCTE reagieren vollautomatisch, dezentral und innerhalb kürzester Zeit (15...30 Sekunden bis zur vollen Leistung) auf diese Frequenzänderung mit einer Leistungserhöhung. Hierfür halten diese Kraftwerke im Normalbetrieb einen geringen Teil (meist 4...5 %) ihrer Leistung frei. Damit diese Primärregelung möglichst bald wieder zur Verfügung steht, wird sie durch die Sekundärregelung ersetzt. Diese wird vollautomatisch und zentral von der Netzleitstelle eines Übertragungsnetzbetreibers angefordert und muss von einem Kraftwerk innerhalb weniger Minuten bereitgestellt

werden. Sie wird wiederum ganz oder teilweise durch die Minutenreserve freigesetzt, die innerhalb 5 bis 15 Minuten nach (manuellem bzw. telefonischem) Abruf erbracht werden muss.

Eine Einsatzplanung für die Sekundärregelung oder die Minutenreserve im Sinne einer Fahrplananmeldung für den nächsten Tag (wie bei Handelsprodukten) oder die nächsten Stunden ist aufgrund der Zufälligkeit von Abweichungen zwischen der Erzeugung und der momentanen Last nicht möglich.

2.3 Bestandteile der Frequenz-Leistungs-Regelung

Die wesentlichen inhaltlichen Vorgaben für den Aufgabenbereich und -umfang der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere die Frequenzhaltung, sind enthalten in den die Regelwerken der **UCTE**, **DVG**¹ und **VDEW**².

2.3.1 Primärregelung

Die Primärregelung ist die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammenschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregeleffekt).

Jede Regelzone des UCTE-Synchronverbundes muss ihren Beitrag zur Behebung eines Leistungsungleichgewichtes entsprechend den Vorgaben der UCTE proportional zur Frequenzabweichung liefern. Die in den einzelnen UCTE-Regelzonen vorzuhaltende Primärregelleistung wird jedes Jahr im Verhältnis der Anteile an der Netto-Stromerzeugung im UCTE-Synchronverbund festgelegt. Die gemäß dem UCTE-Anteil von Deutschland vorzuhaltende Primärregelleistung wird innerhalb der DVG gemäß einem festgelegten Schlüssel aufgeteilt.

Die Aufteilung der vorzuhaltenden Primärregelung auf die Regelzonen heißt nicht zwingend, dass alle entsprechenden Erzeugungseinheiten in der Regelzone liegen müssen. Da die

1 DVG (Deutsche Verbundgesellschaft), heute im VDN e.V. (Verband der Netzbetreiber)

2 UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité): Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTÉ, 16.04.1998; Spielregel für die Koordination der Verbundabrechnung und die Organisation der Frequenz-Leistungs-Regelung, 15.04.1999 (UCPTÉ: Vorgängerorganisation der UCTE, 1951 gegründet, Namensänderung in UCTE in 1999)

DVG (Deutsche Verbundgesellschaft): Anforderungen an die *Primärregelung* im UCPTÉ-*Verbundbetrieb*, Dezember 1996

VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke), (heute „Verband der Elektrizitätswirtschaft“): Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Stand Juni 1998

Primärregelung ohnehin dezentral durch die synchrone Netzfrequenz gesteuert wird³, kann sie grundsätzlich auch in anderen Regelzonen vorgehalten werden. Die beschriebene Aufteilung muss dann nur festlegen, für welche Bereithaltung die Übertragungsnetzbetreiber der einzelnen Regelzone verantwortlich zeichnen.⁴

Die von jeder Regelzone bereitzuhaltende Primärregelreserve muss bei Störungen über 1.500 MW spätestens innerhalb von 15 Sekunden aktivierbar sein, bzw. im Zeitraum von 15 bis 30 Sekunden linear von 1.500 MW auf 3.000 MW.

2.3.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des Gebietes (Regelzone) mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. In der UCTE wird die Sekundärregelung durch eine Frequenz-Leistungs-Regelung durchgeführt.

Die Sekundärregelleistung dient der Ausregelung der momentanen Gesamtabweichung und darf nicht für andere Ausgleichs verwendet werden. Die Rückführung der Frequenz und der Übergabeleistung auf den Sollwert muss spätestens nach 30 Sekunden beginnen und nach 15 Minuten abgeschlossen sein.

Wenn nicht bereits durch die erforderliche Sekundärregelreserve der Ausfall der größten Erzeugungseinheit abgesichert ist, muss zur Ergänzung Minutenreserve vorgehalten werden. Diese Minutenreserve braucht nicht in der eigenen Regelzone vorgehalten zu werden. Die Bereitstellung der Sekundärregelung wird herkömmlich durch die Regelwerke der UCTE etc. innerhalb der Regelzone vorgesehen. Die Bereitstellung von außerhalb der Regelzone erfordert entsprechende Anpassungen (vgl. Abschnitt 3.3.5).

2.3.3 Tertiärregelung (Minutenreserve)

Die Minutenreserve soll nach Eintritt eines Leistungsausfalls ohne Verzögerung eingesetzt werden können und muss spätestens nach 15 Minuten die Sekundenreserve abgelöst haben. Die Minutenreserve wird vor Allem aus den unter Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerken, ferner durch den Einsatz von Speicher- und Pumpspeicher-Kraftwerken sowie Gasturbinen bereitgestellt. Je nach Größe des Kraftwerksparks kann zusätzlich schnellstartende Reserve nötig sein; die gesamte unter Sekundärregelung und manuell ver-

3 Beispielsweise löst ein Kraftwerksausfall in Frankreich einen Abfall der Netzfrequenz aus, der in der ganzen UCTE gleichzeitig wirksam wird, und zum Einsatz der Primärregelung in entsprechenden Kraftwerken auch in Portugal, Österreich oder Dänemark etc. führt.

4 Eine entsprechende Überarbeitung der Regelungen der UCTE etc. hat allerdings noch nicht stattgefunden.

fügbare Minutenreserve muss mindestens so groß sein wie die größte Kraftwerksblockleistung, um die Frequenzabweichungen durch Ausfälle schnell genug ausregeln zu können.

Die Bereitstellung von Minutenreserve von außerhalb der Regelzone ist technisch ohne großen Aufwand möglich.

3 Marktgestaltung: Vorgaben und Umsetzung

Die Bereitstellung aller Arten von Regelenergie in Europa und Deutschland erfolgte historisch in enger Integration von Übertragungsnetzbetrieb und Stromerzeugung in Großkraftwerken. Die wirtschaftliche und administrative Handhabung folgte dem Gedanken der gegenseitigen Unterstützung und Solidarität der Verbundunternehmen und richtete sich über Jahrzehnte nach den Regelungen der DVG und der UCPTÉ.

In Deutschland sorgten erst Auflagenbeschlüsse des Bundeskartellamts dafür, dass die Beschaffung von Regelenergie über einen wettbewerblichen Ausschreibungsmarkt vollzogen werden soll. Wie die Übertragungsnetzbetreiber diese Ausschreibungsmärkte gestalten, indem sie Präqualifikationsanforderungen und Durchführungsbestimmungen definieren, ist von großer Bedeutung. Hierdurch wird der Regelmarkt gestaltet und die Rahmenbedingungen für die Marktergebnisse und damit für die Kosten für Regelleistung und Regelenergie gesetzt.

3.1 Auflagen des Bundeskartellamtes

3.1.1 Hintergrund des Auflagenbeschlusses

Im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens RWE/VEW (Az: B8-309/99) befasste sich das Bundeskartellamt u. a. mit dem Markt für Regelenergie. Das Bundeskartellamt stellte fest, dass auf dem Markt für die Bereitstellung von Regelenergie zum Ausgleich von Gesamtabnahmeschwankungen der Regelzone durch Minutenreserve RWE und VEW die einzigen Nachfrager seien. Da sie diese Art der Regelenergie nur bei ihren eigenen Kraftwerken bzw. Kraftwerken, mit denen sie über langfristige Lieferverträge verfügten, beziehen würden, seien RWE und VEW gleichzeitig jeweils alleiniger Anbieter dieser Energieart.

Auch auf dem nachgelagerten und auf die jeweilige Regelzone räumlich beschränkten Markt für den Bezug von Regelenergie zum Ausgleich der Bilanzkreis-Salden („Ausgleichsenergie“) stünden die Nachfrager nach Ausgleichsenergie RWE bzw. VEW als alleinigem Anbieter gegenüber. Die Nachfrager bestünden hier im Wesentlichen aus den Verantwortlichen der in der Abrechnungsperiode Mindereinspeisungen aufweisenden Bilanzkreise.

Monopolstrukturen stellt das Bundeskartellamt auch auf den Märkten für die Bereitstellung und den Bezug von, insbesondere zur Frequenzerhaltung automatisch eingesetzter Regelenergie im Rahmen der Primär- und Sekundärregelung, fest. Auf Grund dieser Marktstrukturen verfügten RWE und VEW in ihrer Eigenschaft als Übertragungsnetzbetreiber und Anbie-

ter von Regelenergie über beträchtliche Verhaltensspielräume. Die Kosten für die Bereithaltung der Leistung würden nach Angaben von RWE/VEW zum Teil, d. h. innerhalb des Toleranzbandes der VV II Strom, durch das Netznutzungsentgelt abgegolten und außerhalb des Toleranzbandes den Beziehern der Ausgleichsenergie getrennt in Rechnung gestellt, was nach Auffassung des Bundeskartellamtes nicht nachvollziehbar sei, da es sich insbesondere nicht an den im Tagesverlauf erheblich schwankenden Beschaffungskosten für Regelenergie orientiere. Von diesem wettbewerblich nicht kontrollierten Abrechnungssystem profitierten insbesondere RWE und VEW, da die Regelenergiekosten von ihrer Struktur und Höhe her insbesondere die Handelsgeschäfte der Wettbewerber von RWE und VEW mit Kunden im Übertragungsnetzgebiet von RWE und VEW belasteten.

Die zu diesem Verfahren beigeladenen Unternehmen und andere Stromhändler trugen vor, dass die nach dem damaligen Verfahren erfolgte Beistellung von Regelenergie seitens des Übertragungsnetzbetreibers zum Verlust der Handelsspanne führen könne. Aufgrund der stark leistungsorientierten Berechnungsmethode führe eine einmalige kurzfristige Überschreitung des Toleranzbandes von 5 % zu Kosten, die auf der Annahme einer einmonatigen Überschreitung beruhten. Beide Komplexe belasteten insbesondere Newcomer mit vergleichsweise geringen Stromabsatzmengen. Abnahmeschwankungen innerhalb der Regelzonen ließen sich dagegen durch große Liefermengen wesentlich leichter ausgleichen, so dass deutlich geringere Kosten für Regelenergie anfielen.

Im Laufe des Fusionskontrollverfahrens nahm mit dem Näherrücken der tatsächlichen Umsetzung der VV II Strom die Kritik an der Beschaffung und Abrechnung der Regelenergie erheblich zu. Stromhändler und der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) trugen vor, dass die Beschaffungskosten für Regelenergie gegenüber der VV Strom I deutlich gestiegen seien, so dass Händler gezielt zu viel Strom ins Netz einspeisten, um hohe Leistungspreiszahlungen zu vermeiden. Die Vollversorgung sei nur noch für Verbundunternehmen wirtschaftlich möglich; andere Unternehmen müssten sich auf Bandlieferungen beschränken, um die mit Abnahmeschwankungen verbundenen Risiken zu vermeiden.

Als wesentliche Ursache für die Regelenergieproblematik gaben die Händler und Stadtwerke das Fehlen von Wettbewerb auf der Beschaffungsseite an. RWE und VEW würden auf eigene Regelkraftwerke zurückgreifen, statt in einem Ausschreibungsverfahren konkurrierende Angebote einzuholen und entsprechend einer „merit order“ zum bestmöglichen Preis abzurufen. Das gegenwärtige Abrechnungssystem auf Basis pauschaler Arbeitspreise orientiere sich nicht an den im Tagesverlauf erheblichen Schwankungen unterliegenden Beschaffungskosten für Regelenergie. Das deutsche Abrechnungssystem setze damit im Vergleich zu wettbewerblich organisierten Regelenergiemärkten ineffiziente Preissignale, die den Wettbewerb beschränkten, indem sie ein Vordringen von Newcomern und etablierten Stromversorgungsunternehmen in das Regelgebiet des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers erheblich behinderten.

3.1.2 Inhalt und Begründung der Auflagen

Die vorstehend dargestellten Bedenken führten zum Erlass von Auflagen seitens des Bundeskartellamtes. Das Bundeskartellamt hat RWE/VEW aufgegeben, bis spätestens 31.12.2000 ihre damaligen Regelzonen zu einer gemeinsamen Regelzone zusammenzufassen. Durch das Verschmelzen der Regelzonen gehe nach Auffassung des Bundeskartellamtes zum einen der Bedarf aller Händler an Regelenergie zurück, da sie statt bisher zwei nur einen Bilanzkreis bilden müssten. Zum anderen sinke aus dem gleichen Grund die von RWE/VEW zu beschaffende elektrische Energie zum Ausgleich der Gesamtabnahmeschwankungen in der Regelzone. Gleichzeitig würden die Beschaffungskosten für Regelenergie sinken, da für eine größere Regelzone die große Zahl von Anbietern die technischen Voraussetzungen zur Bereitstellung von Regelenergie erfülle, so dass die Wettbewerbsintensität zunehme.

RWE/VEW wurde außerdem aufgegeben, die Beschaffung der in ihrer Regelzone anfallenden Regelenergie (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve einschließlich abschaltbarer Leistung) auszuschreiben. Dabei sollten RWE/VEW am 01.08.2000 ein ab dem 01.10.2000 laufendes öffentliches Präqualifikationsverfahren ankündigen, an dem sich potentielle Anbieter für alle Arten von Regelenergie beteiligen können. Die technischen Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung sollten auf der Grundlage der Richtlinien der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) und der allgemeinen Regeln des deutschen Verbundnetzes beruhen und unter Außerachtlassung des Standortes des Anbieters für das Präqualifikationsverfahren allein entscheidend sein. Bis zum 01.12.2000 sollte das Präqualifikationsverfahren abgeschlossen sein und feststehen, welche Anbieter für die einzelnen Reservearten qualifiziert sind und an den periodischen Ausschreibungen teilnehmen können. Das Präqualifikationsverfahren sollte für die Zukunft offen für weitere Anbieter bleiben, wenn sie die technischen Voraussetzungen erfüllen. Das Bundeskartellamt hat RWE/VEW in diesem Zusammenhang aufgegeben, am 02.01.2001 die Ausschreibungen für die Bereithaltung bzw. Lieferung von Regelenergie zum 01.02.2001 zu beginnen. Die Primär- und Sekundärregelenergie (Leistung und Arbeit) sollten dabei ab dem 01.02.2001 für einen Zeitraum von maximal 6 Monaten ausgeschrieben und anschließend beschafft werden. Für die Zukunft sollte eine noch kürzere Ausschreibungsperiode angestrebt werden. Die Minutenreserve sollte ab dem 01.02.2001 zunächst für drei, anschließend für maximal zwei Monate und schließlich für höchstens einen Monat Leistung und Arbeit ausgeschrieben und beschafft werden. Die Ausschreibung der Minutenreserve sollte sowohl die Regelung durch Erhöhung der Einspeisung bzw. des Bezuges als auch die Reduzierung beider Vorgänge zulassen, wobei die Anbieter berechtigt sein sollten, auch zeitlich und mengenmäßig Teilleistungen anzubieten. Sie sollten ferner in der Preisstellung (Leistung und/oder Arbeit) frei sein. Durch diese Auflagen sollte gewährleistet werden, dass auf der Angebotsseite der Märkte für die Bereitstellung der verschiedenen Arten von Regelenergie schrittweise Wettbewerb geschaffen wird.

Spätestens ab dem 01.08.2001 sollte jedenfalls die Minutenreserve zumindest auf Tagesbasis stündlicher Gebote von RWE/VEW ausgeschrieben und zum Marktpreis (Arbeitspreis) beschafft werden. Die Ausschreibungsergebnisse sollten in anonymisierter Form zeitnah veröffentlicht werden. Dies sei nach Auffassung des Bundeskartellamtes erforderlich, da län-

gerfristige Gebots- und Abrechnungszeiträume dem naturgemäß kurzfristigen Charakter dieser Handelsgeschäfte zuwiderliefen und erhebliche Beeinträchtigungen der Wettbewerbsprozesse aufgrund verzerrter Preissignale hervorriefen. Ein kurzfristiger Gebotszeitraum sei für einen wirksamen Wettbewerb erforderlich. Je kurzfristiger der Gebotszeitraum, desto mehr Kraftwerke könnten ihre zeitlich befristeten Überschusskapazitäten anbieten.

Bezüglich des Abrechnungssystems wurde RWE/VEW ferner aufgegeben, die Abrechnung der Netzkunden für die Systemdienstleistungen Primär- und Sekundärregelung vom 01.02.2001 so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspreche. RWE/VEW wurden auch verpflichtet, dies in geeigneter Form zu veröffentlichen.

In Bezug auf die Abrechnung von Ausgleichsenergie für Bilanzabweichungen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen sollte RWE/VEW schließlich nach dem Willen des Bundeskartellamtes die Abrechnung auf einen Arbeitspreis umstellen und dies in geeigneter Form veröffentlichen. Der Arbeitspreis sollte dabei wie folgt ermittelt werden:

- (1) Mehreinspeisungen und Minderbezüge innerhalb der RWE/VEW-Regelzone werden unter allen Bilanzkreisen auf 15-Minutenbasis saldiert und der Saldo veröffentlicht.
- (2) Die Kosten für die Beschaffung der regelzonenbezogenen elektrischen Arbeit entsprechen dem durch die Ausschreibung realisierten Marktpreis. Zahlungen von RWE/VEW für als Regelenergie eingesetzte Mehreinspeisungen entsprechen dem Marktpreis für Arbeit laut Ausschreibung für Regelenergie. Im Übrigen vergüten RWE/VEW für Mehreinspeisungen den Arbeitspreis, der sich aus der Ausschreibung für das Zurückfahren von Kraftwerken ergibt.
- (3) Der für Ausgleichsenergie zu entrichtende Preis ergibt sich nach Ablauf der Abrechnungsperiode aus der Multiplikation des Marktpreises mit den an die Bilanzkreisverantwortlichen gelieferten Kilowattstunden.

Nach Auffassung des Bundeskartellamtes würde der aus Angebot und Nachfrage resultierende Marktpreis für Regelenergie zu einer marktgerechten Vergütung der gelieferten Regelarbeit und der Mehreinspeisungen führen, indem diese künftig auf Basis der vermiedenen Beschaffungskosten für Regelenergie abgerechnet werden. Die Auflage, das bisher intransparente Abrechnungssystem für Ausgleichsenergie auf einen Arbeitspreis umzustellen, der den ausschreibungsbasierten Beschaffungskosten für Regelarbeit entspreche, diene dazu sicherzustellen, dass die Nachfrager von Regelenergie auf dem Markt für den Bezug von Regelenergie vom Wettbewerb auf dem Markt für die Bereitstellung von Regelenergie profitierten, indem Abrechnungsgewinne auf Seiten des Übertragungsnetzbetreibers vermieden würden. Da künftig auch Mehrmengen marktmäßig vergütet würden, würden die Verhaltensspielräume des Übertragungsnetzbetreibers, die aus seiner netzbedingten Monopolstellung auf dem Beschaffungsmarkt und seiner netzbedingten Monopolstellung auf dem Markt für den Bezug von Ausgleichsenergie resultierten, deutlich eingeschränkt.

3.1.3 Geltung und Wirkung für die anderen Übertragungsnetzbetreiber

Für E.ON erließ das Bundeskartellamt textgleiche Auflagen im Rahmen des Zusammenschlussvorhabens E.ON-Heingas (B 8-132/00), die mit Vollzug der Anteilsübernahme wirksam wurden. Die beiden anderen Übertragungsnetzbetreiber VET und EnBW verpflichteten sich im Jahr 2002 zur Einführung eines Ausschreibungsverfahrens, nachdem das Bundeskartellamt Verfahren gegen sie eingeleitet hatte. Diese wurden aufgrund der Verpflichtungen wieder eingestellt.

3.2 Vorgaben der Verbändevereinbarungen

Aus den Texten der VV I von 1998 lassen sich keine gestalterischen Vorgaben für den Regelmarkt ableiten, da dieser in der Diskussionen der Entstehungszeit der VV I nicht präsent war. Die VV I hielt lediglich fest, dass Durchleitungsverträge die Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme bzw. von einem vereinbarten Sollwert in geeigneter Weise technisch und vertraglich geregelt sein müssen, und merkte in einer Fußnote hierzu an, dass die Details hierzu in weitere Verhandlungen zu klären seien (Tz. 1.5). Ansonsten wurden die Kosten für die Frequenzhaltung dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet (Tz. 2.1.4), das als separate Entgeltkomponente neben dem Netznutzungsentgelt erhoben wurde.

Die VV II von 1999 machte zur Regelenergiebeschaffung die knappen Vorgaben, dass die Übertragungsnetzbetreiber die erforderliche Regelleistung und Regelenergie wettbewerbsorientiert und transparent („z.B. durch Ausschreibung mit Angabe des realisierten Bezugspreises“) durchführen müssten. Diese Regelungen wurden allerdings nicht umgesetzt. Es blieb statt dessen bei der Bereitstellung im Konzern und einer komplexen und überhöhten Abrechnung, die in die genannten Aktivitäten des Bundeskartellamtes und den unter Abschnitt 3.1 bereits beschriebenen Auflagen mündete.

In der VV II plus von 2001 wurde dann mit Blick auf den Regelmarkt im Wesentlichen nur nachvollzogen, was durch die Kartellamtsauflagen bereits in Gang gekommen war. Auf den Regelenergiemarkt geht die Anlage 2 unter Punkt 3.2 bezogen auf den Bilanzausgleich kurz ein: *„Für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebes und den dafür erforderlichen kontinuierlichen Ausgleich von Einspeise-/Entnahmeabweichungen von Bilanzkreisen kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Regel- und Reserveleistung bei Kraftwerksbetreibern und bei Endverbrauchern mit abschaltbaren Lasten.... Wenn alle Übertragungsnetzbetreiber ihre notwendige Regelenergie mit Hilfe eines marktgerechten Verfahrens beschaffen (z. B. Ausschreibung der benötigten Regelenergie) und für Regelenergie marktgerechte, identische An- und Verkaufspreise je Viertelstunde angeboten werden, wird über die Existenz des Toleranzbands/Naturalausgleich neu verhandelt.“* Unter Punkt 4 der Anlage 2 wird dann weiter ausgeführt, dass *„die von den Verbänden einzurichtende Praxisgruppe .. die Entwicklung der Ausschreibungs- und Abrechnungsverfahren für Regelenergie der Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig thematisieren [wird] mit dem Ziel, so bald wie möglich gemeinsame Prinzipien in der Verbändevereinbarung festzulegen. Die Beschaffung von Regelleistung und -arbeit sowie von Verlustleistung und -arbeit durch die Netzbetreiber von Dritten muss wettbewerbsorientiert und transparent erfolgen (Regelleistung und -arbeit unter Berücksichtigung*

kartellbehördlicher Vorgaben so bald wie möglich, spätestens bis Ende 2002 durch Ausschreibung mit Angabe des realisierten Bezugspreises)“. Inhaltliche Vorgaben werden damit – gerade auch im Vergleich zu den Inhalten der Auflagenbeschlüsse – nicht gemacht, die Umsetzungsfrist innerhalb des Jahres 2002 entsprach ebenfalls den kartellbehördlichen Vorgaben.

3.3 Vorgaben des TransmissionCode 2003

Als gemeinsamer Standpunkt der Netzbetreiber und unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben kann der im August 2003 veröffentlichte TransmissionCode 2003 mit Anhang vom VDN (Verband der Netzbetreiber), an dem unter anderem alle vier Übertragungsnetzbetreiber RWE, E.ON, EnBW und VET maßgeblich mitgearbeitet haben, herangezogen werden. Im Folgenden soll ein detaillierter Blick auf die Anforderungen in den einzelnen Bereichen geworfen werden.

Der TransmissionCode 2003 gibt die Netz- und Systemregeln der deutschen Netzbetreiber wieder. Der VDN führte die Änderungen, die sich durch Weiterentwicklung der VV I hin zur VV II plus im GridCode 2000 ergaben, im TransmissionCode 2003 zusammen. Im TransmissionCode 2003 (nachfolgend als TC bezeichnet) werden gemeinsame verbindliche Präqualifizierungsanforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber beschrieben. Die Regelungen zu Präqualifikation und Ausschreibung finden sich überwiegend in Anhang D und greifen zahlreiche Regelungen auf, die von den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern zuvor in jeweils unternehmensindividuellen Präqualifikationsunterlagen veröffentlicht worden waren. Die jetzt vereinheitlichten Vorgaben sollen für alle ÜNB verbindlich werden, wobei spezifische Anforderungen einzelner ÜNB weiterhin auf den jeweiligen Internet-Seiten der Unternehmen veröffentlicht werden.

3.3.1 Präqualifikation und Ausschreibung

Vor der Zulassung als Bieter auf dem Markt der Regelenergie hat jeder Interessent gewisse Anforderungen zu erfüllen, die von Übertragungsnetzbetreiber zu Übertragungsnetzbetreiber und von einer Regelenergieart zur anderen differieren.

Durch das **Präqualifikationsverfahren** liefert der potentielle Anbieter von Regelenergie den Nachweis, dass die unterschiedlichen Anforderungen zur Erbringung der verschiedenen Regelenergien Primär-, Sekundärregelenergie und Minutenreserve erfüllt werden können. Generell kann sich ein Anbieter jederzeit für alle, mehrere oder auch nur eine Regelleistungsart präqualifizieren. Das Ergebnis der Überprüfung der Präqualifikationsunterlagen durch den ÜNB wird dem Anbieter mitgeteilt. Die Durchführung kann bis zu zwei Monate andauern, bei der Sekundärregelung kann der Zeitraum auch länger sein. Genauere Angaben werden im TransmissionCode nicht gemacht. Nach erfolgreicher Präqualifikation kann der Bieter an den Ausschreibungsverfahren teilnehmen. Die im Anhang D des TransmissionCode 2003 aufgeführten Anforderungen müssen vom Anbieter erfüllt werden. Weitere Nachweise können zusätzlich vom jeweiligen ÜNB erfragt werden. Die ÜNB behalten sich im Falle von wesentli-

chen Änderungen der Rahmenbedingungen (z. B. technische Entwicklungen und Erfahrungen der Regelwerke) vor, eine erneute Präqualifikation zu verlangen.

Der präqualifizierte Anbieter muss einen **Rahmenvertrag** zur Vorhaltung und Erbringung der einzelnen Regelenergiearten mit dem ÜNB abschließen, um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können.

Die Form der **Ausschreibung** und die Ausschreibungsmodalitäten zwischen ÜNB und Anbieter sollen informativ im Internet veröffentlicht werden. Die Vergabe der Regelenergie soll diskriminierungsfrei auf Basis des Preis-/Leistungsverhältnisses und unter Berücksichtigung der Netzstabilität und Betriebssicherheit erfolgen. Eine detaillierte Beschreibung der Ausschreibungsmodalitäten fehlt im TransmissionCode, wodurch keine Transparenz entsteht, ob, wie viel und zu welchen Konditionen Regelenergie angeboten und nach welchen quantifizierten Kriterien sie abgerufen wird.

Die **physikalische Nutzung** der kontrahierten Regel- und Reserveleistungen erfolgt durch die jeweiligen Hauptschaltleitungen der ÜNB.

Die Anbieter von Regelenergie müssen alle technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Lieferung der Regelenergie mit den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern organisieren. Bei einer theoretisch möglichen Lieferung von außerhalb der Regelzone muss dies sowohl mit dem ÜNB der Regelzone erfolgen, in der seine Erzeugungseinheit ansässig ist, als auch mit dem sog. „Vertrags-ÜNB“, für den die Regelleistung und –energie bereit gestellt wird. Alle anfallenden Kosten muss der Anbieter tragen. Auf Wunsch des Vertrags-ÜNB muss der Anbieter weitere zweckdienliche Informationen oder Referenzen benennen. Diese werden nicht weiter spezifiziert.

Die Teilnahme an der Regelausschreibung und der Präqualifikation setzt ferner eine **rechtsverbindliche Erklärung** voraus. In dieser muss der Präqualifikant die Beantwortung aller Fragen und sein vollumfängliche Einverständnis mit dem Verfahren bestätigen.

3.3.2 Primärregelung

Die Vorhaltung von Primärregelleistung wird als Verantwortung von allen ÜNB im Synchronbereich der UCTE beschrieben und kann somit grundsätzlich auch durch nicht in Deutschland bereitgestellte Primärregelleistung innerhalb des Synchronbereiches der UCTE vorgehalten werden. Die Primärregelleistung der jeweiligen ÜNB, die jedes Jahr neu ermittelt wird, muss öffentlich ausgeschrieben werden. Der Erfüllungsort entspricht im Falle der Primärregelung dem Bereitstellungsort, also dem jeweiligen Kraftwerksstandort. Anfallende Netznutzungsentgelte gehen allerdings zu Lasten des Anbieters.

3.3.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Einspeiseort** (Netzknoten) und den zugehörigen Anschluss-ÜNB angeben (ÜNB der Regelzone, in der der Anbieter im Netz angeschlossen ist). Für jede technische Einheit muss die Art und Weise der **technischen Reali-**

sierung der Primärregelung benannt werden. Der angebotene **Regelbereich** je technischer Einheit muss **mindestens ± 2 %** der Nennleistung (bestellte Dauerleistung einer Erzeugungseinheit, bei KWK entsprechend der elektrischen Nennleistung) der Erzeugungseinheit (abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes: z.B. Kraftwerksblock, Sammelschienenkraftwerk, GuD-Anlage etc.), jedoch **mindestens ± 2 MW** betragen. Der Anbieter teilt das einstellbare Primärregelband und die Nennleistung der technischen Einheit in einer Anlage mit. Die Vorkhaltung und Erbringung soll entsprechend der veröffentlichten Produktstruktur der ÜNB erfolgen. Unsymmetrische Primärregelbänder sind gesondert zu benennen. Die **Frequenzmessung** muss eine höhere Genauigkeit als ± 10 mHz aufweisen. Der **Unempfindlichkeitsbereich**, in dem die technische Einheit unter Einbeziehung der Primärregleinrichtung konstruktionsbedingt keine Primärregelleistung erbringen kann, muss kleiner ± 10 mHz sein (Dies entspricht auch den Vorgaben aus den Spielregeln der UCTE). Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** muss bei jeder quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig 30 Sekunden und muss mindestens jeweils 15 Minuten lang abgegeben werden können. Die Primärregelleistung muss über den gesamten Angebotszeitraum verfügbar sein. Die **Statik**⁵ jeder technischen Einheit, die der Anbieter dem ÜNB benannt hat, muss auf Anweisung des ÜNB einstellbar sein. Die Primärregelfähigkeit muss auch unter **Lastfolgebetrieb** und/oder Sekundärregelung abgegeben sein.

3.3.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter stellt dem Anschluss-ÜNB für jede Erzeugungseinheit die Ist-Leistung und/oder die Statusinformation als **Online-Information** zur Verfügung.

Der Anbieter nennt dem Vertrags-ÜNB (ÜNB, mit dem der Vertrag zur Bereitstellung der Primärregelleistung geschlossen wurde) eine **Kontaktstelle bzw. einen Ansprechpartner**, der täglich 24 Stunden telefonisch und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder optional über Leittechnik oder Telefax erreichbar sein muss. Der Anschluss-ÜNB kann den Anbieter auffordern, die zuständigen Kraftwerksleitwarten, die ebenfalls durchgehend besetzt sein müssen, zu benennen. Der ÜNB kann **Funktionskontrollen** im laufenden Betrieb oder eigens angesetzte Überprüfungen der angebotenen technischen Einheiten vornehmen. Der Anbieter muss auf Wunsch des Anschluss-ÜNB einer **Nachweispflicht** nachkommen und innerhalb von 5 Arbeitstagen ein Betriebsprotokoll der letzten zwei Wochen mit zeitlichem Verlauf der Frequenz und der Ist-Leistung nachweisen. Die zentrale Kontaktstelle des Anbieters muss **bis 17:00 Uhr des Vortages** die zu betreibenden Erzeugungseinheiten und die Primärregelleistung je Erzeugungseinheit für die entsprechenden Vertrags-ÜNB und den Anschluss-ÜNB mitteilen. Im Beauftragungsfall muss der Anbieter seine Erzeugungseinheiten selbständig in Betrieb nehmen. Wenn die kontrahierte Primärregelleistung nicht in voller Höhe er-

5 Die Statik bezeichnet den dimensionslosen Quotienten der relativen quasistationären Frequenzabweichung im Netz und der relativen Leistungsänderung der Maschine unter dem Einfluss des Primärreglers.

bracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB und Anschluss-ÜNB dies unverzüglich melden.

3.3.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung gewährt einerseits bei kleinen Frequenzabweichungen die Aufrechterhaltung der vereinbarten Übergabeleistung, die an den Reglern der Regelzonen eingestellt ist und andererseits bei größeren Frequenzabweichungen die Beteiligung an der Primärregelung, bis die vom Erzeugungsausfall **betroffene Regelzone** die fehlende Leistung wieder ausgeglichen hat.

Die Sekundärregelung soll die Frequenz auf ihren Soll-Wert zurückführen und die aktivierte Primärregelung wieder als Reserve freisetzen. Der jeweilige ÜNB ist für die Vorhaltung eines ausreichenden Sekundärregelbandes **in seiner Regelzone** verantwortlich. Der Übertragungsnetzbetreiber muss darauf achten, dass die gesamte kontrahierte Sekundärregelung in maximal 5 Minuten zur Verfügung steht.

Die Sekundärregelung der jeweiligen ÜNB muss öffentlich ausgeschrieben werden.

Im Gegensatz zur Primärregelung gilt für die Sekundärregelung unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des Vertrags-ÜNB als Erfüllungsort. Im TransmissionCode wird unter Punkt 3.2.2.ff insbesondere darauf hingewiesen, dass der Anbieter von Sekundärregelenergie den Einspeiseort zu benennen hat und mit allen beteiligten ÜNB – neben Vertrags-ÜNB, Anschluss-ÜNB möglicherweise auch noch der Regelblockführer, eine informationstechnische Anbindung zu schaffen hat. Die Lieferung muss dann frei Regelzone des Vertrags-ÜNB erfolgen, die Zahlung und Regelung aller Netznutzungsfragen für die Lieferung, inklusive Koordination und Kapazitätsvergabe obliegt damit dem Anbieter.

3.3.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Einspeiseort** (Netzknoten) und den zugehörigen ÜNB der Regelzone angeben. Das angebotene und vom Anbieter benannte **Sekundärregelband** pro technische Einheit (ebenfalls keine Spezifikation des Begriffes im TransmissionCode) muss mindestens ± 30 MW betragen. Die positive und negative Sekundärregelung kann in verschiedenen Erzeugereinheiten erbracht werden.

Die **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** bei hydraulischen technischen Einheiten muss mindestens 2 % der Nennleistung pro Sekunde und bei sonstigen technischen Einheiten mindestens 2 % der Nennleistung pro Minute betragen. Für alle Sekundärregelungen muss der maximale Leistungsgradient benannt werden. Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** wird aufgrund konstruktiver technischer Möglichkeiten in hydraulische sowie thermische und sonstige Anlagen unterteilt.

Hydraulischen Anlagen können sich auf Verantwortung des Betreibers im Stillstand befinden, müssen aber innerhalb von maximal fünf Minuten die bestellte Regelleistung dauerhaft

erbringen. Thermische und sonstige technische Einheiten müssen über die offerierte Zeitscheibe unverzögert nach Anforderung an der Regelung teilnehmen können.

Die Sekundärregelfähigkeit muss auch unter **Lastfolgebetrieb** und/oder Primärregelung gegeben sein. Die Sekundärregelleistung muss auch im Falle der Regelrichtungsumkehr kontinuierlich erbracht werden können. Die **Arbeitsverfügbarkeit** der Erzeugungseinheit muss 100 % des jeweiligen Angebotes betragen. Pumpenspeicheranlagen müssen mindestens 4 Stunden, hydraulische Jahresspeicher unbegrenzt nach vereinbartem Gesamtarbeitsvolumen und die thermischen und sonstigen technischen Einheiten unbegrenzt in der Lage sein, die kontrahierte Sekundärenergie zu erbringen. Die **Zeitverfügbarkeit** der technischen Einheiten muss mindestens 95 % aufweisen und kann ggf. nach Abstimmung mit dem ÜNB durch Minutenreserve ersetzt werden.

3.3.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Jede technische Einheit (oder zusammengefasste technische Einheiten – Poolungsvoraussetzungen werden vom Vertrags-ÜNB vorgegeben, beschränken sich aber auf die Regelzone) muss online in den Sekundärregelkreis in der Hauptschaltleitung des jeweiligen ÜNB eingebunden sein. Der Anbieter muss ebenfalls zu den anderen betroffenen ÜNB eine **informationstechnische Anbindung** realisieren. Der **Regelzyklus** beträgt 1 bis 2 Sekunden, die Messwerterneuerungszeit entsprechend weniger als 1 Sekunde. Der Mindestumfang des Informationsaustausches ist im TransmissionCode 2003 dokumentiert. Der verbindliche Umfang und die Übertragungsart werden vom jeweiligen ÜNB vorgegeben. Der Anbieter unterstützt den ÜNB bei **Funktionskontrollen** der Sekundärregelfähigkeit.

Der Anbieter nennt dem Vertrags-ÜNB und dem Anschluss-ÜNB eine **Kontaktstelle bzw. Ansprechpartner**, die ständig telefonisch und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder optional über Leittechnik, Telefax erreichbar sein müssen. Die zentrale Kontaktstelle muss **bis 17:00 Uhr des Vortages** die zu betreibenden Erzeugungseinheiten dem ÜNB mitteilen. Wenn die kontrahierte Sekundärregelleistung nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB dies unverzüglich melden.

3.3.4 Minutenreserve

Die Minutenreserve dient zur Wiederherstellung des Sekundärregelbands und zur Abdeckung des Ausfalls technischer Einheiten innerhalb von 15 min. Die Bereitstellung von Minutenreserve kann auch durch abschaltbare Verbraucherlasten realisiert werden.

Die Minutenreserve der jeweiligen ÜNB muss öffentlich ausgeschrieben werden. Der Erfüllungsort für Minutenreserve ist – wie bei der Sekundärregelung – unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des Vertrags-ÜNB.

3.3.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Die gebotene Minutenreserve kann vom ÜNB durch Anforderung in Bereitschaft oder Betrieb versetzt werden. Der ÜNB kann mindestens je technische Einheit **+30 MW oder -30 MW** abrufen.

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Ort der physikalischen Erbringung** (Netzknoten) und den zugehörigen ÜNB der Regelzone angeben. Die Lieferung muss frei Regelzone des Vertrags-ÜNB erfolgen (inkl. Netznutzungsentgelte). Anbieter mit einem **Kraftwerkspool oder Bietergemeinschaften** innerhalb einer Regelzone sind zulässig. **Die Aktivierungsgeschwindigkeit** der Minutenreserve beträgt nach Abruf maximal 15 min. Die **Arbeitsverfügbarkeit und Zeitverfügbarkeit** müssen jeweils 100 % betragen. Der **Abruf** durch den Vertrags-ÜNB soll in der Regel mit mindestens 7,5 Minuten Vorlauf im Fahrplanraster erfolgen. In Ausnahmen ist aber auch ein unverzüglicher Abruf möglich.

3.3.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter stellt dem Anschluss ÜNB für jede Erzeugungseinheit die Ist-Leistung und/oder die Statusinformation als Online-**Information** zur Verfügung. Der jeweilige ÜNB legt den verbindlichen Umfang der Datenanfrage fest.

Analog zur Sekundärregelung benennt der Anbieter eine ständig erreichbare **Kontaktstelle**. Die Fahrplanübermittlung muss redundant mittels FTP über ISDN erfolgen. Der Lieferant muss **bis 17:00 Uhr des Vortages** dem Anschluss-ÜNB mitteilen, welche technischen Einheiten mit welcher Leistung für welchen Anbieter eingesetzt werden. Wenn die kontrahierte Minutenreserve nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dem Vertrags-ÜNB dies unverzüglich melden.

3.3.5 Sonstige Regelungen

Als **Erfüllungsort** für Sekundärregelung und Minutenreserve legt der TransmissionCode die jeweilige Regelzone des Vertrags-ÜNB fest. Des Weiteren ist die Regelung in Ziffer 4.2 zu beachten, nach der die **Anbieter sämtliche technischen und organisatorischen Regelungen treffen** und Maßnahmen mit allen betroffenen Netzbetreibern klären müssen. Damit wurde bei Abfassung des TransmissionCode die Chance vertan, wenigstens innerhalb Deutschlands eine gegenseitige Anerkennung der Präqualifikationen und eine koordinierte Abwicklung auf Basis einheitlicher Rahmenvereinbarungen zu erreichen. Ferner müssen sich die Anbieter verpflichten, die **Strukturvorgaben der Übertragungsnetzbetreiber** zur Angebotslegung zu berücksichtigen. Schließlich können die Übertragungsnetzbetreiber gemäß TransmissionCode jederzeit die **Anforderungen verändern** und eine neue Präqualifikation durchführen.

3.4 Umsetzung und Marktgestaltung durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

Vor dem Hintergrund der oben beschriebenen Vorgaben aus Auflagenbeschlüssen und Verfahren des Bundeskartellamtes, der inhaltlich spärlichen Angaben der Verbändevereinbarungen und der Regelungen des TransmissionCode, die ihrerseits zu großen Teilen die zeitlich früher erstellten Präqualifikationsunterlagen der Übertragungsnetzbetreiber zusammenfassen, sind in Tabelle 1 die chronologischen Schritte der Übertragungsnetzbetreiber hin zu einem Ausschreibungsmarkt für Regelenergie aufgeführt.

Tabelle 1: Chronologie der Ausschreibungen

ÜNB	RWE	E.ON	EnBW	VET
Veröffentlichung zur Präqualifikation	01.08.00	01.06.01		
Erstes Präqualifikationsverfahren	01.10.00	01.08.01	01.04.02	01.04.02
Erstes Ausschreibungsverfahren	01.01.01	01.11.01	01.07.02	01.08.02
Erste Beschaffung per Ausschreibung	01.02.01	01.12.01	01.08.02	01.09.02
Tägliche Ausschreibung Minutenreserve	01.08.01	01.06.02	01.02.03	01.04.03

Als Basis zur Erstellung der Präqualifikationsunterlagen und zur Teilnahme an der Ausschreibung von Regelenergie werden von ihnen allen die nachfolgenden Regelwerke genannt:

Tabelle 2: Regelwerke zur Regelenergie und Präqualifikation

Regeln	Organisation/Verfasser	In Kraft getreten
Anforderungen an die Primärregelung im UCPT-Verbundbetrieb	DVG	Dezember 1996
Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPT	UCPT	01.06.1998
Der GridCode Kooperationsregeln für die deutschen Netzbetreiber	DVG	01.08.1998
Spielregeln – Beobachtung der Anwendung der Regeln zur primären und sekundären Frequenz- und Leistungsregelung in der UCTE	UCTE	15.05.1999
GridCode 2000 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	DVG	Mai 2000
TransmissionCode 2003 Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber	VDN	August 2003

3.4.1 RWE Net AG (RWE)

Die Umsetzung der Kartellamtsauflagen erfolgte stufenweise. Nach einer Information der Öffentlichkeit im Oktober 2000 begann zum 1.12.2000 die Durchführung der Präqualifikation. Nach der Bekanntgabe der präqualifizierten Bieter zum 2.1.2001 folgte eine Testphase, in welcher die Primär- und Sekundärregelung erstmals in dem heute noch praktizierten Verfahren beschafft wurden. Primärregelung und Sekundärregelung werden jeweils für Perioden von sechs Monaten ausgeschrieben, die Primärregelung wird rein über einen einheitlichen Leistungspreis für die Vorhaltung abgerechnet; bei der Sekundärregelung wird nach Richtung unterschieden (positive und negative Regelung) und zusätzlich noch ein Arbeitspreis für die tatsächliche Erzeugung abgerechnet. Die Minutenreserve wurde zunächst für drei Monate, dann für zwei und zuletzt für einen einmonatigen Testzeitraum ausgeschrieben. Nach dieser halbjährigen Frist der Erprobung begann mit dem 01.08.2002 die bis heute unverändert praktizierte tägliche Ausschreibung der Minutenreserve:

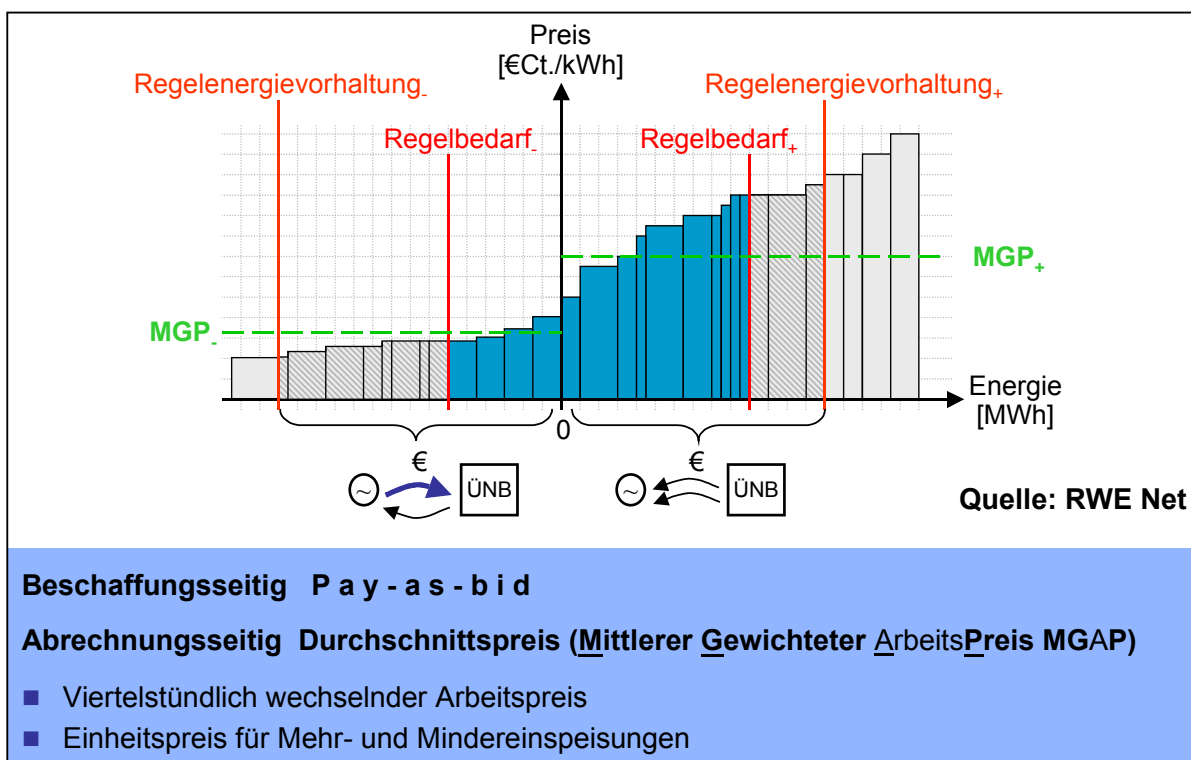


Abbildung 2: Ausgestaltung des Ausschreibungsmarktes der RWE für Minutenreserve

Minutenreserve wird täglich für den Folgetag ausgeschrieben. Dies erfolgt in mehreren Perioden pro Tag (0-4, 4-8, 8-16, 16-20 und 20-24 Uhr). Dabei werden die Angebote aller Bieter nach Preis sortiert und damit die Angebotskurve je Ausschreibungsperiode gebildet. Auf Basis dieser ex-ante feststehenden Angebotskurve werden die Angebote abgerufen. Im Fall der Minutenreserve erfolgt dies zunächst für die Vorhaltung, für die dem Bieter eine Optionsgebühr (Leistungspreis) gezahlt wird. Bei tatsächlichem Abruf am laufenden Tag wird darüber

hinaus ein Arbeitspreis gezahlt. Die Bieter erhalten ihren jeweiligen Gebotspreis („pay as bid“).

Die Veröffentlichungspraxis bei RWE umfasst nicht, wie im Auflagenbeschluss des Bundeskartellamtes vorgegeben, die zeitnahe Veröffentlichung aller Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form, sondern nimmt eine starke Aggregation vor: Anonymisierte Einzelgebote werden nicht mehr veröffentlicht, statt dessen werden Durchschnittswerte errechnet (Leistungspreise) oder Preisspannen von minimalen bis maximalen Preisen (Arbeitspreise).

Im Rahmen der sog. Präqualifikation werden die potenziellen Bieter auf die technische und organisatorische Eignung zur Erbringung der angebotenen Dienstleistung hin untersucht. Dies geschieht – ebenso wie die Gebote – getrennt für die drei Arten der Regelenergie und bildet die Basis für eine mögliche Anforderung bzw. Zuschlagerteilung.

Basis für eine Teilnahme an der Präqualifikation ist die grundsätzliche Zustimmung zu einer Reihe von Bestimmungen und Vereinbarungen, wie etwa den diesbezügliche Spielregeln der UCTE, der DVG, der Festlegungen im GridCode 2000 etc. Darüber hinaus werden z. B. die getroffenen Aussagen zum Vertragsbestandteil erklärt, Kosten aus dem Präqualifikationsverfahren dem Präqualifikanten zugeordnet sowie die zeitliche Befristung einer einmal erteilten Präqualifikation festgeschrieben.

3.4.1.1 Präqualifikation und Ausschreibung

Die RWE Net AG (RWE) veröffentlicht im Internet die Präqualifikationsunterlagen, Ausschreibungsunterlagen und Ausschreibungstermine. Nachfolgend werden insbesondere die Abweichungen gegenüber dem TransmissionCode 2003 und den anderen ÜNB beschrieben.

Ein Anbieter kann sich für alle, mehrere oder auch nur eine Regelleistung präqualifizieren. Die Durchführung des **Präqualifikationsverfahrens** dauert ca. einen Monat. RWE behält sich vor, Referenzen für Primär- und Sekundärregelung anzufragen und ggf. technische Audits durchzuführen. Die Wiederholung der Präqualifikation im Bedarfsfall ist möglich. RWE behält sich abweichend von TransmissionCode und E.ON vor, die **Präqualifikation zurückzunehmen**, wenn der Bieter 12 Monate kein Regelenergiegebot abgegeben hat oder 24 Monate ohne Auftrag geblieben ist. Die Vergabe der Regelenergie-Erbringung soll diskriminierungsfrei erfolgen. Die Wahrung der erforderlichen räumlichen Verteilung bei Primär- und Sekundärregelleistung soll dabei gewährleistet sein. Sämtliche Kosten für die Präqualifikation, Angebotserstellung und Bereitstellung der Regelenergie trägt der Bieter. Der Abschluss eines **Rahmenvertrags** ist Voraussetzung. Die Präqualifikation wird durch eine **rechtsverbindliche Erklärung bestätigt**.

Der Anbieter muss im Fall der Erzeugung von Regelenergie außerhalb der RWE-Regelzone sämtliche technischen und organisatorischen Maßnahmen treffen und dem Informationsaustausch zwischen RWE und Anschluss-Übertragungsnetzbetreiber zustimmen. Die Lieferung erfolgt kostenfrei in die Regelzone RWE.

3.4.1.2 Primärregelung

Die Primärregelleistung wird öffentlich ausgeschrieben; Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden jeweils in den Internet-Veröffentlichungen ausgewiesen. Die wesentlichen Anforderungen entsprechen dem TransmissionCode, insbesondere ist auch bei RWE der Erfüllungsort zur Bereitstellung der Primärleistung der Bereitstellungsort.

3.4.1.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen

RWE verlangt von jedem Bieter, die Art und Weise der Erbringung der Primärregelung zu nennen. Die **Regelbandbreite** soll hierbei mindestens ± 2 MW bzw. mindestens ± 2 % der Nennleistung der Erzeugungseinheit nicht unterschreiten. Die **Unempfindlichkeit** von $< \pm 10$ mHz muss gewährleistet sein, die Genauigkeit der Frequenzmessung wird nicht weiter behandelt. Die **Aktivierung** der Regelleistung muss bei quasistationärer Frequenzabweichung von ± 200 mHz innerhalb von 30 Sekunden und über einen Zeitraum von 15 Minuten erbracht werden. Die **Statik** der Erzeugung ist durch RWE vorzugeben. Die Primärregelfähigkeit muss auch unter **Lastfolgebetrieb** und/oder Sekundärregelung abgegeben sein. Die **Mindesteinsatzdauer** der Erzeugungseinheit ist abweichend von TransmissionCode, E.ON und VET über einen zusammenhängenden Zeitraum von mindestens 6 h zu betreiben. Die Mindestverfügbarkeit der Erzeugungseinheiten wird auf 95 % festgelegt. Über die Anforderungen aus TransmissionCode und die anderer ÜNB geht die geforderte **Nutzungshäufigkeit** hinaus: eine 1 %ige Regelung der Nennleistung muss in beliebiger Häufigkeit und eine größere Regelung nach 10 Minuten Pause möglich sein.

3.4.1.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Die Erzeugungseinheit muss zur Übermittlung der **Statusinformationen** auf Kosten des Bieters online mit dem RWE-Höchstspannungsnetz verbunden werden. RWE verlangt des Weiteren eine Zulassung der Prüfung der Anlage auf Verlangen.

RWE verlangt während der gesamten Bereitschaft und des Betriebs der Anlage eine telefonisch erreichbare **Kontaktstelle**. RWE behält sich vor, **Funktionskontrollen** im laufenden Betrieb oder eigens angesetzte Überprüfungen der angebotenen technischen Einheiten vorzunehmen. Ein Spezifikum der RWE-Anforderungen ist die **tägliche Meldung** zur Bereitschaft mit Nennung der einzelnen Erzeugungseinheiten. Eine Aktivierung muss nach Aufforderung von RWE innerhalb von 15 Minuten vom Bereitschaftszustand in den Betriebszustand erfolgen können. Bei Ausfall obliegt dem Bieter eine unverzügliche Meldepflicht.

3.4.1.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelleistung wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden ebenfalls im Internet veröffentlicht. RWE muss zu jeder Zeit eine summarische Leistungsänderungsgeschwindigkeit von ca. 200 MW/Minute zur Verfügung stellen. Der Erfüllungsort für die Sekundärregelleistung ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone von RWE.

3.4.1.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Das **Sekundärregelband** muss im Bereich der RWE mit mindestens **±30 MW** vorgehalten werden. Die positive und negative Sekundärregelleistung kann in verschiedenen Erzeugungseinheiten erbracht werden. Im Bezug auf die **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** werden unterschiedliche Anforderungen je nach Erzeugungseinheit gestellt. Bei thermischen Kraftwerken liegt das Minimum bei 2 % pro Minute, bei hydraulischen bei 2 % pro Sekunde der Nennleistung. Für die Erzeugungseinheiten müssen die maximalen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten benannt werden. In Bezug auf die **Nutzungshäufigkeit** wird eine kontinuierliche Regelmöglichkeit auch im Falle der Regelrichtungsumkehr vorausgesetzt. Der Einsatz im **Lastfolgebetrieb** auch unter Primärregelung ist auch hier Voraussetzung für das Gebot. Es muss eine **Mindesteinsatzdauer** abweichend von TransmissionCode und E.ON von mindestens vier zusammenhängende Stunden geboten werden. Die **Mindestverfügbarkeit** der Erzeugungseinheiten darf störungsbedingt 95 % nicht unterschreiten.

3.4.1.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Jede Erzeugungseinheit bzw. Gruppe von Erzeugungseinheiten, müssen online in den Sekundärregelkreis der RWE eingebunden werden. Die **Statusinformationen** „aktiv“ oder „inaktiv“ werden übermittelt. Der **Regelzyklus** entsprechend TransmissionCode beträgt 1 bis 2 Sekunden. Ort der Informationsübergabe sind wiederum die Höchstspannungsstationen im Netz der RWE. Die Anbindung an dieses hat auf Kosten des Bieters zu erfolgen. Der Umfang der Daten ist von RWE dokumentiert und wird archiviert. Der Bieter stimmt zu, dass er die **Funktionsüberprüfung** der Anlage auf Verlangen des Übertragungsnetzbetreibers zulässt.

Der Anbieter benennt RWE eine **Kontaktstelle**, die während der gesamten Bereitschaft und Betriebes der Sekundärregelung ununterbrochen telefonisch erreichbar ist. Die zentrale Kontaktstelle muss abweichend von TransmissionCode **bis 14:30 Uhr** des Vortages die zu betreibenden Erzeugungseinheiten an RWE mitteilen. Wenn die kontrahierte Sekundärregelleistung nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter dies unverzüglich melden.

3.4.1.4 Minutenreserve

RWE schreibt die Minutenreserve öffentlich aus. Erfüllungsort für Minutenreserve ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone RWE.

3.4.1.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Im Bereich der **Minutenreserve** muss ein Band von mindestens **+30 MW** bzw. **-30 MW** pro Aufruf angeboten werden.

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Ort der physikalischen Erbringung** und den Anschluss-ÜNB benennen. Bei Erbringung der Minutenreserve aus zusammengesetzter

Kraftwerkskapazität ist eine Nennung der einzelnen Teilkapazitäten erforderlich. Diese **zusammengesetzte Minutenreserve** ist aber **beschränkt** auf die Regelzone RWE selbst.

Die **Aktivierung** der Minutenreserve wird im 15-minütigen Zeitraster mit einem Vorlauf von 15 Minuten gestellt. Begründet mit der Fahrplanumsetzung fordert RWE abweichend von TransmissionCode, und den Vorgaben von E.ON und VET auch bei der Minutenreserve dieselbe **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** wie für die Sekundärregelung mit thermischen Kraftwerken (2 % pro Minute). Die **Arbeitsverfügbarkeit** muss 100 % über den angebotenen Produktzeitraum betragen, bei zusammengesetzter Minutenreserve muss zusätzlich zu den von TransmissionCode und den anderen Übertragungsnetzbetreibern vorgesehenen Anforderungen eine Einsatzdauer einer Erzeugungseinheit von mindestens zwei Stunden möglich sein.

Bei Erbringung von Minutenreserve durch **Lastabsenkung** muss der Anbieter darlegen, mit welchen **konkreten Maßnahmen** er die Einhaltung der Anforderungen – vor allem hinsichtlich der Fristen – gewährleistet.

3.4.1.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter benennt RWE für die Anforderung der angebotenen Leistung eine **Kontaktstelle**, die sicher während der angebotenen Zeitscheibe telefonisch und/oder schriftlich per E-Mail oder Telefax erreichbar sein muss. Auch im Bereich der Tertiärregelung ist eine während Bereitschaft und Betrieb erreichbare Kontaktstelle zu benennen. Wird die Einheit angefordert und geschieht dies bis zu acht Minuten der laufenden Viertelstunde, muss die Erbringung mit Beginn der nächsten Viertelstunde erfolgen, danach ab der übernächsten Viertelstunde. Eine unverzügliche Meldepflicht besteht bei Ausfall der Erzeugungseinheit.

3.4.2 E.ON Netz GmbH (E.ON)

Der zweite Übertragungsnetzbetreiber in der zeitlichen Abfolge der Einführung eines Ausschreibungsverfahrens für Regelenergie ist die E.ON Netz GmbH (E.ON). Im E.ON-Gebiet fand die erste Ausschreibung für den Zeitraum 1.12.2001 bis 1.3.2002 statt. Analog zum Verfahren der RWE reihen sich hieran zwei weitere Testphasen von zwei bzw. einem Monat für die Beschaffung der Minutenreserve. Seit dem 1.6.2002, und somit 10 Monate nach RWE, ist E.ON auch zum aktuellen Verfahren übergegangen.

Die Veröffentlichungspraxis der E.ON und auch die Beschreibung des Vergabeverfahrens ist noch unvollständiger als seitens RWE. Wesentliche Unterschiede in der Vergabe bestehen wohl nur hinsichtlich der Preisbildung der Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve, die nicht wie bei RWE nach dem Verfahren „pay as bid“ gebildet werden. Im E.ON-Gebiet kommt statt dessen der sog. „Market Clearing Price“, kurz MCP, zum Einsatz. Dieser stellt sich als Schnittpunkt der aus den Einzelgeboten gebildeten Kurve und der Bedarfskurve (in diesem Fall einer Geraden) dar, zu dem dann alle Gebote vergütet werden, auch wenn der einzelne Gebotspreis möglicherweise niedriger liegen sollte.

Um die Frequenzhaltung auf nationaler und internationaler Ebene durch die Bereitstellung von Regelleistung zu garantieren, veröffentlicht E.ON im Internet die notwendigen Unterlagen zur Präqualifikation. Die aufgeführten Anforderungen weichen in einigen Punkten von den Anforderungen des TransmissionCode 2003 und der anderen ÜNB ab.

3.4.2.1 Präqualifikation und Ausschreibung

Ein Anbieter kann sich für alle, mehrere oder auch nur eine Regelleistung präqualifizieren. Die **Präqualifikation** ist jederzeit möglich. Die Bearbeitungszeit von E.ON für die Präqualifikation wird mit ca. 1 Monat angegeben. Der präqualifizierte Anbieter muss entsprechend TransmissionCode einen Rahmenvertrag zur Vorhaltung und Erbringung der einzelnen Regelleistungarten mit E.ON abschließen. Der Anbieter ist verpflichtet, die für die Erbringung von Regelleistung erforderlichen informationstechnischen Anbindungen einzurichten und zu betreiben. Die anfallenden Kosten trägt der Anbieter. E.ON behält sich abweichend von TransmissionCode und den anderen ÜNB, falls erforderlich, eine Bonitätsprüfung vor. E.ON überlässt es dem Anbieter, ob er zusätzliche zweckdienliche Informationen beifügt oder Referenzen benennt. Die Präqualifikation wird durch eine rechtsverbindliche Erklärung bestätigt.

3.4.2.2 Primärregelung

Die Primärregelung wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden jeweils in den Internet-Veröffentlichungen ausgewiesen. Der Erfüllungsort zur Bereitstellung der Primärleistung entspricht dem Bereitstellungsort.

3.4.2.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede Erzeugungseinheit den **Einspeiseort** und den verantwortlichen Anschluss-ÜNB der Regelzone, in, der er angeschlossen ist, angeben. Für jede technische Einheit muss die technische Realisierung der Primärregelung benannt werden. Abweichend von TransmissionCode und fast allen anderen ÜNB (± 2 MW) fordert E.ON einen **minimalen Regelbereich von ± 10 MW** je Erzeugungseinheit. Zusätzlich muss die Primärregelung mindestens ununterbrochen für eine HT- oder NT-Zeit⁶ eines Kalendertages angeboten werden. Die **Unempfindlichkeit** muss $< \pm 10$ mHz sein. Angaben über die Genauigkeit der Frequenzmessung werden nicht aufgeführt. Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** muss bei jeder quasi-stationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz innerhalb von 30 s linear in voller Höhe erbracht werden. Die **Arbeitsverfügbarkeit** und **Zeitverfügbarkeit** betragen jeweils 100 %. Die **Statik** jeder Erzeugungseinheit muss von E.ON vorgegeben werden können. Für jede Erzeugungseinheit muss der Anbieter den Bereich, in dem die Statik verstellt werden

6 HT: Montag-Freitag 06:00-22:00 Uhr, Samstag, Sonntag und bundeseinheitliche Feiertage 08:00-13:00 Uhr; NT: Montag-Freitag 22:00-24:00 Uhr und 00:00-06:00 Uhr sowie Samstag, Sonntag und bundeseinheitliche Feiertage zwischen 13:00-24:00 Uhr und 00:00-08:00 Uhr

kann, benennen. Ebenfalls muss die Primärregelfähigkeit auch unter **Lastfolgebetrieb** und/oder Sekundärregelung gegeben sein.

3.4.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Für jede Erzeugungseinheit muss der Anbieter die Statusmeldung der Maschine und die Ist-Leistung der Erzeugungseinheit als Online-**Information** in der Hauptschaltleitung des Anschluss-ÜNB zur Verfügung stellen. Der Anbieter muss E.ON Netz und dem Anschluss-ÜNB eine zentrale **Kontaktstelle** bzw. Ansprechpartner benennen, die täglich 24 Stunden telefonisch und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder Telefax zu erreichen ist. E.ON behält sich vor, jederzeit **Funktionskontrollen** durchzuführen, die vom Anbieter unterstützt werden müssen. Die zentrale Kontaktstelle des Anbieters muss allen betroffenen ÜNB abweichend vom TransmissionCode bis 14:30 Uhr des Vortages melden, welche Erzeugungseinheiten in den entsprechenden Regelzonen zur Verfügung stehen, in welcher Reihenfolge sie einzusetzen sind und wie viel Primärregelleistung in ihrer Regelzone für E.ON Netz bereitgestellt werden soll. Wenn die vertraglich vereinbarte Primärregelleistung nicht in voller Höhe bereitgestellt werden kann, muss E.ON Netz unverzüglich informiert werden. Aufgrund der Arbeits- und Zeitverfügbarkeit von 100 % geht E.ON abweichend vom TransmissionCode offenbar davon aus, dass letztlich nur höhere Gewalt Grund für eine Verfügbarkeitseinschränkung sein könnte.

3.4.2.3 Sekundärregelung

Die Sekundärregelleistung wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden jeweils in den Internet-Veröffentlichungen ausgewiesen. Der Erfüllungsort für die Sekundärregelleistung ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone E.ON.

E.ON verlangt, dass zu jeder Zeit ein summarischer Leistungsgradient erreichbar sein muss, der es ermöglicht, dass die gesamte kontrahierte Sekundärregelleistung in fünf Minuten zur Verfügung steht.

3.4.2.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Einspeiseort** und den Anschluss-ÜNB benennen, die Lieferung muss aber frei Regelzone E.ON erfolgen (z. B. inkl. Netznutzungsentgelte). Je Erzeugungseinheit muss mindestens ein **Regelbereich** von 0 bis 30 MW bzw. -30 bis 0 MW je Erzeugungseinheit angeboten werden. Abweichend von TransmissionCode und den anderen ÜNB führt E.ON auf, dass die Sekundärregelleistung mindestens **ununterbrochen für eine HT- oder NT-Zeit** eines Kalendertages angeboten werden muss. Die **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** beträgt mindestens 2 % pro Minute der Nennleistung. Für alle Sekundärregelungen muss der maximale Leistungsgradient benannt werden. Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** wird unterschieden zwischen thermischen und hydraulischen Anlagen. Thermische Erzeugungseinheiten müssen unverzüglich nach Anforderungen am Regelbetrieb teilnehmen können, hydraulische Erzeugungseinheiten müssen innerhalb von 5 Minuten aktiviert werden können. Die Sekundärregelfähigkeit muss auch unter **Last-**

folgebetrieb und/oder Primärregelung gegeben sein. Die **Arbeitsverfügbarkeit** wird analog zum TransmissionCode jedoch abweichend von den anderen ÜNB zwischen thermischen und hydraulischen Erzeugungseinheiten unterscheiden. Thermische Erzeugungseinheiten müssen unbegrenzt, Pumpspeichieranlagen mindestens 4 Stunden und hydraulische Jahrespeicher entsprechend einzelnen Zeitscheiben unbegrenzt betrieben werden können. Die **Zeitverfügbarkeit** muss abweichend von TransmissionCode 100% aufweisen, jedoch wird zugelassen, dass die Ergänzung zu 100 % in Form von Minutenreserve erfolgt, wenn die thermische Erzeugungseinheit 95 %, die hydraulische Erzeugungseinheit 98 % und Gruppen von Erzeugungseinheiten 98 % der Zeitverfügbarkeit nicht unterschreiten.

3.4.2.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Jede Erzeugungseinheit bzw. Gruppe von Erzeugungseinheiten, die unter dem Sekundärregler von E.ON Netz betrieben werden sollen, müssen online in den Sekundärregelkreis eingebunden werden. **Informationstechnisch** findet die Anbindung an die Hauptschaltleitung in Lehrte statt. Der Anbieter muss ebenfalls zu den anderen betroffenen ÜNB eine informationstechnische Anbindung realisieren. Der **Regelzyklus** beträgt weniger als 2 Sekunden, so dass eine Messwerterneuerungszeit analog TransmissionCode von weniger als 1 Sekunde erforderlich ist. Der dokumentierte Mindestumfang des Informationsaustausches wird von E.ON vorgegeben. Der Anbieter muss jederzeit eine **Funktionskontrolle** unterstützen. Der Anbieter benennt E.ON eine **Kontaktstelle** (Kraftwerks- oder sonstige Leitwarte), die während der angebotenen Zeitscheibe ununterbrochen telefonisch erreichbar ist. Nichtverfügbarkeiten müssen abweichend vom TransmissionCode spätestens bis 14:30 Uhr am Vortage E.ON Netz gemeldet werden. Störungen müssen innerhalb von 5 Minuten unverzüglich an E.ON Netz gemeldet werden.

3.4.2.4 Minutenreserve

Die Minutenreserve wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden jeweils in den Internet-Veröffentlichungen ausgewiesen. Der Erfüllungsort für die Minutenreserveleistung ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone E.ON Netz.

3.4.2.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Ort der physikalischen Erbringung** und den Anschluss-ÜNB benennen. Die Lieferung muss frei Regelzone E.ON Netz inklusive aller fallweise anfallenden Netznutzungsentgelte erfolgen. Die Erbringung von Minutenreserve muss abweichend von TransmissionCode und allen anderen ÜNB (± 30 MW) mindesten eine **Minutenreserve** von **+50 MW** bzw. **-50 MW** anbieten, die mit einer Anforderung aktiviert werden kann. Zusätzlich abweichend vom TransmissionCode muss die Minutenreserve mindestens **ununterbrochen für eine HT- oder NT-Zeit** eines Kalendertages angeboten werden. Analog TransmissionCode sind Bietergemeinschaften mit einem Ansprechpartner zulässig. Die **Aktivierung** muss nach Abruf innerhalb von 15 Minuten in voller Höhe erfolgen. Die **Arbeitsverfügbarkeit** wird abweichend vom TransmissionCode vom Anbieter vorgegeben. Diese Angaben werden bei der Vergabe von Minutenreserve mit berücksichtigt. Die

Zeitverfügbarkeit beträgt ebenfalls 100 %. Die Fahrplanumsetzung per **Abruf** erfolgt im 15-Minuten-Intervall. Die De- und Aktivierung erfolgt im 15-Minuten-Raster mit einer Vorlaufzeit von mindestens 15 Minuten abweichend von TransmissionCode.

3.4.2.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter stellt dem Anschluss-ÜNB für jede Erzeugungseinheit die **Informationen** (Ist-Leistung, Statusmeldung der Maschine sowie den fahrplanmäßigen Einsatz und die Zählwerte in Abrechnungsqualität) zur Verfügung. Der Anbieter benennt E.ON eine Kontaktstelle, die während der angebotenen Zeitscheibe ununterbrochen telefonisch erreichbar ist. Die Meldung zur Bereitschaft muss abweichend vom TransmissionCode bis 14:30 Uhr des Vortages an E.ON Netz erfolgen. Wenn die kontrahierte Minutenreserve nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss der Anbieter E.ON Netz dies unverzüglich innerhalb von 5 Minuten mitteilen. Wie bereits bei der Sekundärregelung geht E.ON abweichend von TransmissionCode von einer **Zeitverfügbarkeit von 100 %** aus.

3.4.3 EnBW Transportnetze AG (EnBW)

Im Zusammenhang mit der EnBW Transportnetze AG (EnBW) spielt ein weiteres Verfahren des BKartA eine Rolle. Der Übertragungsnetzbetreiber schildert auf seiner Internetseite: „Das Bundeskartellamt hatte im Oktober 2001 gegen EnBW sowie gegen HEW, BEWAG und VEAG ein Missbrauchsverfahren eingeleitet. Den Unternehmen wurde vorgeworfen, ihre Position als Übertragungsnetzbetreiber auszunutzen, um unangemessen hohe Preise für Ausgleichsenergie durchzusetzen.“ [www.EnBW.de, 18.03.2003] Hierauf wurde, rückwirkend zum 01.02.2000 und bis zum 31.12.2002 auf die Erhebung eines Leistungspreises für Ausgleichsenergie verzichtet.⁷

Im zeitlichen Ablauf liegt EnBW mit der ersten Beschaffungsperiode ab 01.08.2002 um acht Monate hinter E.ON bzw. 18 Monate hinter RWE. Die Information über vergangene Ausschreibungsergebnisse erfolgt ebenso undetailliert wie dies bei RWE der Fall ist – bis auf die Unterscheidung nach Hochtarif und Niedertarif im Arbeitspreis der Sekundärregelung und Minutenreserve.

EnBW veröffentlicht im Internet die Präqualifikationsunterlagen, Ausschreibungsunterlagen und Ausschreibungstermine. Nachfolgend werden auch für EnBW insbesondere die Abweichungen zum TransmissionCode 2003 und zu den anderen Übertragungsnetzbetreibern beschrieben.

7 Dies legt die Frage nahe, ob die Erhebung dieses Leistungspreises im Vorfeld zur Kostendeckung notwendig gewesen ist.

3.4.3.1 Präqualifikation und Ausschreibung

Ein Anbieter kann sich bei EnBW jederzeit für alle, mehrere oder auch nur eine Regelleistung präqualifizieren. Die Durchführung der **Präqualifikation** kann bis zu 2 Monate betragen. EnBW behält sich vor, technische Audits beim Bieter durchzuführen oder gemeinsam mit dem Präqualifikanten andere geeignete Wege zur Beantwortung offener Fragen zu beschreiten. Dem Präqualifikanten werden die Ergebnisse der Präqualifikation mitgeteilt. EnBW wird die Präqualifikation im Bedarfsfall wiederholen, wenn sich z. B. wesentliche Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Erbringung von Regelenergie ändern. Abweichend von TransmissionCode und Übertragungsnetzbetreiber E.ON behält sich EnBW vor, die Präqualifikation des Bieters zurückzunehmen, wenn sich der Bieter in einem zusammenhängenden Zeitraum von 12 Monaten nicht an den Ausschreibungen von Regelenergie beteiligt hat. Des Weiteren behält sich EnBW vor, eine neue Präqualifikation des Bieters vorzunehmen, wenn dieser bei Teilnahme an den Ausschreibungen über 24 Monate keinen Auftrag zur Erbringung von Regelenergie erhalten hat. Zusätzlich zu den Vorgaben des TransmissionCode soll die Vergabe der Regelenergie unter Berücksichtigung der „räumlich verteilten“ Erbringung der Primär- und Sekundärregelenergie zur Aufrechterhaltung der Netzsicherheit erfolgen.

Der präqualifizierte Anbieter muss einen **Rahmenvertrag** zur Vorhaltung und Erbringung der einzelnen Regelleistungsarten mit dem EnBW abschließen, um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können. Die Vergabe der Regelenergie erfolgt diskriminierungsfrei.

EnBW fordert den Präqualifikanten auf, aussagekräftige wirtschaftliche Kennzahlen zu seinem Unternehmen beizufügen (z. B. Geschäftsbericht, Handelsregisterauszug, Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge oder andere Haftungsverhältnisse etc.).

Die Anbieter von Regelenergie müssen alle technischen und organisatorischen Maßnahmen zur Lieferung der Regelenergie mit EnBW organisieren, die anfallenden Kosten trägt der Anbieter. Die Präqualifikation wird durch eine rechtsverbindliche Erklärung bestätigt.

Die Schlüsselung der Kosten auf die Ausgleichsenergieseite erfolgt nach dem ausgehandelten Preis-/Leistungsverhältnis („Pay-as-Bid-Verfahren“).

3.4.3.2 Primärregelung

Die Primärregelenergie wird öffentlich ausgeschrieben. Der Erfüllungsort zur Bereitstellung der Primärleistung entspricht dem Bereitstellungsort.

3.4.3.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Bieter muss für jede Erzeugungseinheit den **Netzknoten** der Einspeisung und den dort verantwortlichen ÜNB angeben. Für jede Erzeugungseinheit ist die Art und Weise der Erbringung der Primärregelung zu benennen. Der angebotene **Regelbereich** muss entsprechend TransmissionCode mindestens $\pm 2\%$ der Nennleistung, jedoch mindestens **± 2 MW** betragen. Unsymmetrische Primärregelbänder sind gesondert zu benennen. Die **Frequenz-**

messung muss eine Genauigkeit unterhalb ± 10 mHz aufweisen. Der **Unempfindlichkeitsbereich** muss $< \pm 10$ mHz sein. Die notwendige **Aktivierungsgeschwindigkeit** beträgt ebenfalls bei jeder quasi-stationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig 30 s und muss mindestens jeweils 15 Minuten lang abgegeben werden können. EnBW gibt abweichend von TransmissionCode und ÜNB E.ON sowie VET eine Mindestbetriebsdauer von sechs Stunden vor, in der die Erzeugungseinheit zur Erbringung von Primärregelleistung betrieben werden muss. Die **Statik** jeder technischen Einheit muss auf Anweisung von EnBW einstellbar sein. Die Primärregelleistung muss auch dann erbracht werden können, wenn sich die Erzeugungseinheit im **Lastfolgebetrieb** befindet und/oder zusätzlich Sekundärregelenergie vorhalten muss. Abweichend von TransmissionCode, E.ON und VET fordert EnBW, dass sprungförmige Leistungsänderungen innerhalb eines Bandes von ± 1 % der Nennleistung beliebig häufig ohne Pausenzeiten möglich sein müssen. Sprungförmige Leistungsänderungen innerhalb eines größeren Bandes ($> \pm 1$ % der Nennleistung) müssen spätestens nach Pausenzeiten von jeweils 10 Minuten möglich sein. Ebenfalls fordert EnBW, dass die vorgehaltene Primärregelleistung in voller Höhe bei Anpassung der Soll-Frequenz auch Werte zwischen 49,950 Hz und 50,050 Hz erbringen muss.

3.4.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter stellt EnBW für jede Erzeugungseinheit die **Statusinformation** online in einem Umspannwerk oder der Hauptschaltleitung des Übertragungsnetzbetreibers zur Verfügung. Die informationstechnische Verbindung zwischen Umspannwerk oder der Hauptschaltleitung geht zu Lasten des Anbieters. Die **Kontaktstelle** des Anbieters muss täglich telefonisch und zusätzlich per E-Mail oder Telefax während der Bereitschaft sicher erreichbar sein. EnBW kann **Funktionskontrollen** vom Anbieter verlangen. Die Meldung der Bereitschaft der Erzeugungseinheiten muss abweichend von TransmissionCode bis 14:30 Uhr für den Folgetag vorgenommen werden. Wenn die vertraglich vereinbarte Primärregelleistung nicht in voller Höhe erbracht werden kann, muss die Kontaktstelle EnBW innerhalb von 5 Minuten informieren.

3.4.3.3 Sekundärregelung

EnBW muss derzeit ein Sekundärregelband in Höhe von ca. -500 MW bis ca. $+700$ MW ausschreiben, wodurch sich eine summarische Leistungsänderungsgeschwindigkeit von derzeit ca. 200 MW/Min. ergibt.

Die Sekundärregelleistung wird öffentlich ausgeschrieben, der Erfüllungsort für Sekundärregelleistung ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone EnBW.

3.4.3.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Einspeiseort** (Netzknoten) und den zugehörigen Übertragungsnetzbetreiber der Regelzone angeben. Die Poolung von Kraftwerksbetreibern ist wie im TransmissionCode ebenfalls möglich. Die Kosten bei Einspeisung außerhalb der EnBW-Regelzone trägt der Anbieter (z. B. Netznutzungsentgelte). Das angebo-

tene und vom Anbieter benannte **Sekundärregelband** pro technische Einheit muss mindestens $\pm 30 \text{ MW}$ aufweisen. Positive und negative Sekundärregelleistung können getrennt angeboten werden. Die **Leistungsänderungsgeschwindigkeiten** entsprechen den Vorgaben des TransmissionCode mit 2 %/Min. bei thermischen Erzeugungseinheiten und 2 %/s bei hydraulischen Erzeugungseinheiten. Hydraulische Anlagen können sich auf Verantwortung des Betreibers im Stillstand befinden, so dass die bestellte Regelleistung innerhalb von 5 Minuten erbracht werden kann. Die Sekundärregelfähigkeit muss auch unter **Lastfolgebetrieb** und/oder Primärregelung gegeben sein. Die **Arbeitsverfügbarkeit** für die Sekundärregelung muss abweichend von TransmissionCode und den anderen Übertragungsnetzbetreibern mindestens in einem zusammenhängenden Zeitraum von 4 Stunden erbracht werden können. Aufgerufene Erzeugungseinheiten müssen kontinuierlich Sekundärregelleistung erbringen. Dies gilt auch im Falle der Regelrichtungsumkehr. Die Mindestverfügbarkeit (TransmissionCode = Zeitverfügbarkeit) der technischen Einheiten muss mindestens 95 % betragen.

3.4.3.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Jede technische Einheit muss online in den Sekundärregelkreis eingebunden werden (Hauptleitzentrale EnBW Wendlingen). Der Anbieter muss zu den anderen betroffenen ÜNB eine **informationstechnische Anbindung** realisieren. Der **Regelzyklus** kann 1 Sekunde betragen, so dass eine Messwerterneuerungszeit von ≤ 1 Sekunde an der Übergabestelle entsprechend TransmissionCode erforderlich ist. Der Mindestumfang des Online-Informationsaustausches wird von EnBW ausreichend dokumentiert. EnBW behält sich vor, die Daten in der Hauptschaltleitung Wendlingen zu archivieren. Ebenfalls muss der Anbieter EnBW bei notwendigen **Funktionskontrollen** unterstützen. Bei Einspeisung der Regelenergie in einer anderen Regelzone ist eine entsprechende Abgrenzung bei den betroffenen ÜNB, den Regelblockführern und EnBW erforderlich. Der Anbieter benennt dem EnBW und dem Anschluss EnBW eine **Kontaktstelle**, die ständig telefonisch und zusätzlich per E-Mail oder Telefax sicher erreichbar ist. Die Kontaktstelle muss EnBW täglich, abweichend von TransmissionCode bis 14:30 Uhr, melden, welche Erzeugungseinheiten am Folgetag in Bereitschaft gehalten werden. Wenn das vorgehaltene Sekundärregelband ganz oder teilweise ausfällt, muss die Kontaktstelle EnBW innerhalb von 5 Minuten informieren. Diese Meldungen müssen ebenfalls an den Anschluss-ÜNB übermittelt werden, wenn die Erzeugereinheit in einer anderen Regelzone steht.

3.4.3.4 Minutenreserve

Die Minutenreserve wird öffentlich ausgeschrieben. Der Erfüllungsort für Minutenreserve ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone EnBW.

3.4.3.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Je Anforderung vom EnBW muss mindestens + 30 MW bzw. - 30 MW **Minutenreserve** in Bereitschaft bzw. in Betrieb gesetzt werden können. Der Anbieter muss für jede technische Einheit oder für jeden abschaltbaren Verbraucher, die für EnBW Minutenreserve erbringen

soll, den **Netzknoten** und den dort verantwortlichen ÜNB angeben. Die Lieferung kann somit wie im TransmissionCode frei Regelzone erfolgen (inkl. Netznutzungsentgelte).

Wenn die Minutenreserve aus mehreren Teilerbringungen zusammengesetzt wird, sind für die einzelnen Anteile die Erzeugungseinheiten und Lasten und die Größe der Teilerbringungen zu benennen. EnBW fordert, dass die **Aktivierung** der Minutenreserve in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten erfolgen und über Fahrpläne dokumentiert wird. EnBW fordert, nach **Abruf** innerhalb von acht Minuten die in Bereitschaft befindliche Minutenreserve zu aktivieren. Die **Mindestverfügbarkeit** muss abweichend von TransmissionCode (Zeitverfügbarkeit 100 %) 95 % betragen. Die Minutenreserve kann auch durch einen entsprechenden **Lastabwurf** (Lastabsenkung beim Kunden) realisiert werden.

Die **Mindestdauerverfügbarkeit** der Minutenreserve in der EnBW-Regelzone darf abweichend von TransmissionCode und den anderen ÜNB nicht weniger als 4 Stunden betragen. EnBW führt abweichend von TransmissionCode und den anderen ÜNB eine Unterscheidung in der Fahrplanumsetzung außerhalb der Regelzone EnBW durch. Damit sprunghafte Änderungen der Übergabewerte zwischen den Regelzonen vermieden werden können, werden entsprechend der UCTE Regelrampen zum Übergang vom ursprünglichen auf den geänderten Fahrplanwert benutzt, die 5 Minuten vor und nach dem Viertelstundenwechsel beginnen bzw. enden. Innerhalb der Regelzone EnBW werden die beschriebenen Rampen nicht berücksichtigt, es wird vom sprunghaftigen Fahrplan ausgegangen.

Zur Fahrplanumsetzung innerhalb der Regelzone EnBW ist eine **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** wie bei Sekundärregelleistungsanforderung für thermische Erzeugungseinheiten erforderlich.

3.4.3.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

EnBW kann den Bieter auf Nachfrage anweisen, ein Betriebsprotokoll mit Verlauf der Ist-Erzeugung bzw. Lastabsenkung der betroffenen Einheiten und den Verlauf der Fahrpläne der betroffenen Einheiten einzureichen. Der Anbieter benennt EnBW für die Anforderung der angebotenen Leistung eine **Kontaktstelle**, die sicher telefonisch erreichbar und zusätzlich schriftlich per E-Mail oder Telefax zu erreichen ist. Der Lieferant muss abweichend vom TransmissionCode bis 14.30 Uhr des Vortages melden, welche Erzeugungseinheiten in welchen Regelzonen am Folgetag für die Minutenreserveleistung vorgesehen sind. Wenn eine in Bereitschaft befindliche Minutenreserve nicht mehr zur Verfügung steht oder der Betrieb nicht fortgesetzt werden kann, muss EnBW innerhalb von fünf Minuten informiert werden.

3.4.4 Vattenfall Europe Transmission GmbH (VET)

Seit dem 01.09.2002 wird auch im Bereich der Vattenfall Europe Transmission (VET) Regelenergie durch ein Ausschreibungsverfahren beschafft. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsperioden liegen, wenn auch in wenig differenzierter Art, im Internet vor.

Eine Besonderheit besteht in dieser Regelzone in der Auslösung der Schwankungen des EEG-Bilanzkreises aus dem üblichen Regelenergiearten. Neben der „normalen“ Minutenre-

serve wird ein Band von + 210 und – 300 MW zur Deckung eben dieser Schwankungen „in der Qualität der Minutenreserve“ [VET] beschafft. Die Preisstellung war hier folgerichtig identisch.⁸ Bemerkenswert ist die implizite Aussage, die geeignete Methode, Schwankungen der EEG-Einspeiser (maßgeblich Windkraft) auszugleichen, liege in einer Regelung in Qualität der Minutenreserve.

Die nachfolgend beschriebene Regelzone VET setzt sich aus den ehemaligen Regelzonen BEWAG, HEW und VEAG zusammen. Die Präqualifikationsanforderungen sind unter dem alten ÜNB VEAG (Systemverantwortung der Regelzone VEAG/BEWAG/HEW vor Fusion) veröffentlicht worden. Insbesondere bezieht sich VET auf die „Netzzugangs- und Netznutzungsregeln des ÜNB VEAG – Technisch-organisatorische Mindestanforderungen für den Netzzugang zum Übertragungsnetz“.

Die Präqualifikationsanforderungen und Ausschreibungen unterscheiden sich grundsätzlich vom TransmissionCode und den anderen ÜNB dadurch, dass nur Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Deutschland an der Präqualifikation bzw. an dem Regelenergiemarkt des ÜNB VET teilnehmen können. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen die Genehmigung aufweisen, andere mit Elektrizität beliefern zu dürfen (§3 EnWG) und in der Regelzone VET einen Bilanzkreis führen.

Die VET veröffentlicht im Internet die Präqualifikations- und Ausschreibungsunterlagen. Nachfolgend werden insbesondere die Abweichungen zum TransmissionCode 2003 und den anderen ÜNB beschrieben.

3.4.4.1 Präqualifikation und Ausschreibung

Die Präqualifikationsanforderungen sind getrennt für Primärregelleistungen, Sekundärregelleistungen und Minutenreserveleistung formuliert. Die Durchführung des **Präqualifikationsverfahren** ist auf längstens 2 Monate begrenzt. Der Übertragungsnetzbetreiber VET behält sich abweichend von TransmissionCode und Übertragungsnetzbetreiber E.ON vor, die Präqualifikation des Bieters zu widerrufen, wenn dieser länger als 12 Monate nicht an Ausschreibungen teilgenommen hat. Aufgrund veränderter Rahmenbedingungen kann ebenfalls eine neue Präqualifikation verlangt werden. Die Teilnahme des Bieters an den Ausschreibungen setzt den Abschluss eines **Rahmenvertrages** voraus. Alle Kosten, die dem EVU im Zusammenhang mit dem Präqualifikationsverfahren, der Vergabe und Abwicklung für die Bereitstellung von Regelenergie etc. entstehen, gehen zu Lasten des Anbieters (EVU). Der Bieter muss einen wirtschaftlichen Leistungsfähigkeitsnachweis liefern (Geschäftsberichte, Handelsregisterauszug, Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge sowie abweichend von den anderen ÜNB eine Schufa-Auskunft über den Bieter). Eine abschließende rechtsverbindliche Erklärung des Bieters muss bestätigt werden.

⁸ Bemerkenswert ist hierbei die implizite Aussage, dass Minutenreserve die geeignete Regelenergie ist, um Schwankungen der EEG-Einspeiser (maßgeblich Windkraft) auszugleichen.

Der Bieter muss sicherstellen, dass bei Regelleistungsbereitstellung außerhalb der Regelzone VET sämtliche technischen und organisatorischen Abstimmungen mit den entsprechenden ÜNB getroffen werden. Der Bieter muss eine entsprechende Erklärung der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber beibringen. Der Bieter (EVU) muss eine Abstimmung mit einem Bilanzkreisverantwortlichen realisieren.

3.4.4.2 Primärregelung

Die Primärregelung wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe werden im Internet veröffentlicht. Der Erfüllungsort entspricht dem Bereitstellungsort von Primärregelung.

3.4.4.2.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Einspeiseort** (Netzknoten) und den Verfahrensnachweis mittels einem beiliegenden Prüfbericht benennen. Der verfügbare **Regelleistungsbetrag** aus einem Kraftwerk muss abweichend vom TransmissionCode und ÜNB RWE und EnBW mindestens **±10 MW** betragen. Das Primärregelband muss zusätzlich mindestens $\pm 2 \%$ der Nennleistung der Erzeugungseinheit betragen. Die verfügbare Leistung kann in mehreren Erzeugungseinheiten eines Kraftwerkes anteilig erbracht werden. Der **Unempfindlichkeitsbereich** muss kleiner ± 10 MHz betragen, die Frequenzmessung wird nicht näher dokumentiert. Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** muss bei jeder Frequenzabweichung ≥ 200 mHz gleichmäßig linear innerhalb von 30 s erbracht werden können und mindestens maximal 15 Minuten zur Verfügung stehen. Abweichend vom TransmissionCode und den anderen ÜNB muss der Nachweis der Primärregelfähigkeit nach größeren **Instandhaltungen** durch einen praktischen Versuch erneut belegt werden. Die **Statik** jeder Einheit, die der Anbieter VET benennen muss, muss auf Anweisung von VET einstellbar sein. Die Primärregelung muss auch dann erbracht werden, wenn sich die Erzeugungseinheit im **Lastfolgebetrieb** befindet oder Sekundärregelung beteiligt ist. VET gibt abweichend von TransmissionCode und RWE und E.ON eine **Mindestbetriebsdauer** von 4 Stunden vor. Zusätzlich fordert VET abweichend vom TransmissionCode, dass die vorgehaltene Primärregelung in voller Höhe bei Anpassung der Soll-Frequenz auch bei Werten zwischen 49,990 Hz und 50,010 Hz erbringen muss.

3.4.4.2.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter benennt dem VET eine **Kontaktstelle**, die durchgehend telefonisch erreichbar ist. Die benannte Stelle des Anbieters muss abweichend von TransmissionCode bis 14:30 Uhr täglich melden, welche Erzeugungseinheiten am Folgetag für den Einsatz unter Primärregelung bereitgehalten werden. Wenn Erzeugungseinheiten ausfallen oder nicht mehr in Bereitschaft gehalten werden können, muss die vom Anbieter benannte Stelle den ÜNB VET unverzüglich informieren. Im **Beauftragungsfall** muss innerhalb von 15 Minuten die in Bereitschaft befindliche Primärregelung aktiviert werden. Abweichend von TransmissionCode und den anderen Übertragungsnetzbetreibern weist VET darauf hin, dass in

diesem Falle eine **andere geeignete Erzeugungseinheit** zu unveränderten (insbesondere kommerziellen) Bedingungen zu benennen und ggf. für die Primärregelung zu aktivieren ist.

3.4.4.3 Sekundärregelung

Der ÜNB VET muss sicherstellen, dass für diese Regelzone eine Regelgeschwindigkeit von 100 MW pro Minute erreicht werden kann. Die Sekundärregelleistung wird öffentlich ausgeschrieben. Der Erfüllungsort für Sekundärregelleistung ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des VET.

3.4.4.3.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Die Erzeugungseinheiten müssen nach **Standort**, Einspeiseschaltanlage und Spannungsebene benannt werden. Das kleinste vorzuhaltende **Sekundärregelband** kann weniger strikt als im TransmissionCode oder von anderen ÜNB vorgesehen (± 30 MW) auch **+20 MW**, **-20 MW** oder ± 10 MW betragen. Die **Leistungsänderungsgeschwindigkeit** muss 2 % der Nennleistung pro Minute, jedoch Abweichung vom TransmissionCode und den ÜNB mindestens 4 MW/min betragen. Auf fernsteuerbare Maschinen muss innerhalb von 4 Minuten nach Absetzen des Steuerbefehls bis zum Wirksamwerden zugegriffen werden können. Das Sekundärregelband muss uneingeschränkt in beiden Richtungen unter Einhaltung der Regelgeschwindigkeit durchfahren werden können. Die Sekundärregelleistung muss auch bei **Lastfolgebetrieb** oder Beteiligung an der Primärregelung erbracht werden können. Die **Arbeitsverfügbarkeit** muss abweichend vom TransmissionCode und ÜNB E.ON je Erzeugergruppe bzw. Erzeugereinheit über einen zusammenhängenden Zeitraum von mindestens 4 Stunden bereitgehalten werden.

3.4.4.3.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Sämtliche **Informationen** (Statusinformation, Messwert der Wirkleistung etc.) müssen durch den Bieter (EVU) auf eigene Kosten zum zentralen Standort der Steuerungsstelle ÜNB VET übermittelt werden. VET archiviert diese Daten und führt ggf. **Funktionskontrollen** durch. Das **Regelsignal** wird zyklisch alle 2 Sekunden erneuert, der Messwerterneuerungszyklus nicht beschrieben. Für fernstartbare Erzeugungseinheiten wird zusätzlich ein Startsignal generiert. Der Anbieter muss eine **Kontaktstelle** benennen, die durchgehend telefonisch erreichbar ist. Der Bieter muss dem ÜNB VET abweichend vom TransmissionCode über die genannte Stelle täglich bis 14:30 Uhr melden, welche Erzeugungseinheiten am Folgetag bereitgehalten werden.

Die in Bereitschaft befindliche Erzeugungseinheit muss innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden können. Wenn Erzeugungseinheiten ausfallen oder nicht mehr in Bereitschaft gehalten werden können, muss der Bieter VET unverzüglich informieren. Abweichend vom TransmissionCode und den anderen ÜNB muss im Falle der Nichtverfügbarkeit eine **andere geeignete Erzeugungseinheit** zu unveränderten (insbesondere kommerziellen) Bedingungen benannt und ggf. die Sekundärregelung aktiviert werden können.

3.4.4.4 Minutenreserve

VET erwartet für sich selbst und andere ÜNB aufgrund des Ausbaus der Windkraftanlagen eine Erhöhung der notwendigen Minutenreserveleistung. Die Minutenreserve wird öffentlich ausgeschrieben, Angaben über die vorzuhaltende Höhe sollen in den Internet-Veröffentlichungen ausgewiesen werden. Der Erfüllungsort für Minutenreserve ist unabhängig vom Erbringungsort die Regelzone des ÜNB VET.

3.4.4.4.1 Technische und betriebliche Anforderungen

Die abrufbare **Minutenreserveleistung** beträgt +30 MW bzw. –30 MW und muss in Schritten von jeweils 30 MW abrufbar sein. Der Anbieter muss für jede technische Einheit den **Standort** und ggf. zuständigen ÜNB benennen. Die **Aktivierungsgeschwindigkeit** der Minutenreserve beträgt nach Abruf 15 Minuten. Die **Arbeitsverfügbarkeit** muss abweichend von TransmissionCode und E.ON, RWE mindestens 4 Stunden betragen, dies gilt sowohl für Einspeiseleistung als auch Reduzierung von Entnahmeleistung. Der **Abruf** über Fahrpläne dokumentiert erfolgt im ¼-Stundenraster mit 15 Minuten Vorlauf. Abweichungen vom TransmissionCode werden für die Bereitstellung außerhalb der gemeinsamen Regelzone VET zur Vermeidung von sprunghaften Änderungen der Austauschfahrpläne zwischen den Regelzonen Rampen benutzt, die 5 Minuten vor und nach dem Wechsel der Viertelstunde beginnen und enden.

3.4.4.4.2 Informationstechnische und organisatorische Anforderungen

Der Anbieter muss eine **Kontaktstelle** benennen, die durchgehend telefonisch zu erreichen ist, um unverzüglich auf Anforderungen des ÜNB VET erforderliche Veränderungen am Einsatz von Minutenreserveleistung vorzunehmen. Der Bieter muss abweichend vom TransmissionCode bis 14.30 Uhr täglich melden, welche Erzeugungseinheiten am Folgetage bereitgehalten werden. Wenn angeforderte Erzeugungseinheiten ausfallen oder nicht mehr in Bereitschaft gehalten werden können, muss der Bieter unverzüglich den ÜNB VET informieren. Abweichend vom TransmissionCode und den übrigen ÜNB sind in diesem Falle eine **andere geeignete Erzeugungseinheit** zu unveränderten (insbesondere kommerziellen) Bedingungen zu benennen und ggf. für die Reserveleistung zu aktivieren.

3.5 Zwischenfazit

Die Ausschreibungsmärkte für Regelenergie sind junge Märkte. Sie wurden als solche erst durch den Beschluss B8-309/99 RWE/VEW und die nachfolgenden weiteren Aktivitäten des Bundeskartellamtes konstituiert. Eine sofortiges und problemfreies Funktionieren eines solchen Ausschreibungsmarktes – zumal für durchaus komplexe Produkte – kann nicht direkt erwartet werden.

Neben anfangs auftretenden Schwierigkeiten im Detail, bei denen es sich teilweise um Übergangserscheinungen handeln mag, die vielleicht sogar ohne größeres Zutun vorübergehen, bestehen aber massive Probleme, die Sinn und Zweck des Ausschreibungsmarktes ad

absurdum führen. Diese Probleme sind größtenteils in Gestaltung und Durchführung der Ausschreibung begründet – und nicht in der Thematik Regelenergie selbst.

Wo diese Modalitäten nicht geeignet sind, möglichst viele Teilnehmer in den Regelenergie- markt zu bringen und niedrige Beschaffungs- und damit Abrechnungspreise zu erreichen, handelt der Übertragungsnetzbetreiber elektrizitätswirtschaftlich nicht effizient. Wenn dies zugunsten der Erzeugungsgesellschaften im Konzernverbund geschieht, die dann aufgrund der hohen Marktzutrittsbarrieren weiterhin deutlich über wettbewerbsanalogen Preisen lie- gende Erlöse erzielen können, missbraucht der Konzern insgesamt seine marktbeherr- schende Stellung sowohl für die Bereitstellung als auch Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie.

3.5.1 Zu hoher Abwicklungs- und Transaktionsaufwand

Der Transaktionsaufwand für eine wettbewerbliche Regelenergiebewirtschaftung liegt im Vergleich zu einer monopolistischen Struktur nicht niedriger, sondern höher.⁹ Transaktions- aufwand, der über das für die Marktöffnung unvermeidliche Ausmaß hinausgeht, ist aber generell zu vermeiden. Im Sinne der Diskriminierungsfreiheit ist auch dafür Sorge zu tragen, dass der Transaktionsaufwand nicht in behindernder Weise einzelnen Akteuren abverlangt wird. Der Gesamtumfang des Transaktionsaufwands, der durch eine UCTE-weite Ausschrei- bung entsteht, wird auch dadurch beeinflusst, welche Aufgaben welchen Akteuren zugewie- sen werden, da Synergien in sehr unterschiedlichem Ausmaß gehoben werden.

Der unvermeidliche Transaktionsaufwand kann in unterschiedlicher Gewichtung der Prinzi- pien von Kostenverursachung und Kostensozialisierung behandelt werden. Technisch be- dingter Transaktionsaufwand entsteht unvermeidlich (und unabhängig von Standort und Betreiber) im Wesentlichen für die regelungs- und leittechnische Ausstattung und die Sicher- stellung der Verfügbarkeit der Kraftwerke, die für die Bereitstellung von Regelenergie einge- setzt werden sollen. Administrativer Transaktionsaufwand (unabhängig von Standort und Betreiber) entsteht im Wesentlichen für das Präqualifikationsverfahren und die Angebotser- stellung, Datenverarbeitung und -archivierung, ständige Erreichbarkeit und Handlungsfähig- keit der Kontaktstellen und Kontrollen der Leistungsbereitschaft und -erbringung.

Transaktionsaufwand, der in hohem Umfang von Standort und Betreiber abhängt, kann z. B. durch die informationstechnische Verbindung zum Übertragungsnetzbetreiber entstehen; stärker wiegen aber insbesondere vertragliche Voraussetzungen und organisatorische Ab- wicklungsvorgänge (Abgrenzung erbrachter Leistungen, Fahrplanmanagement etc.). Dieser Aufwand kann entscheidend durch eine angemessene Gestaltung des Ausschreibungsver- fahrens beeinflusst werden. Bei suboptimaler Ausgestaltung entsteht zu hoher Aufwand, der sich in zu hohen Beschaffungskosten niederschlägt. Ist er zudem von den Bietern zu tragen,

9 Dies gilt für die Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energien insgesamt, steht – überwiegenden – Effizienzgewinnen aber nicht entgegen.

kann er diese von der Abgabe von Geboten abhalten und führt zu Marktversagen. Dies gilt in der derzeitigen Praxis der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die – anstatt mehr Koordination und abgestimmte Rahmenbedingungen zu gewährleisten – erheblichen administrativen und Transaktionsaufwand auf den Präqualifikanten verlagert.

Damit wird der potenzielle Bieter bereits vorab verpflichtet, alle Regelungen zu treffen und allen Aufwand zu tragen, der daraus resultiert, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich unzureichend untereinander abgesprochen haben. So wird vor allem ein regelzonenübergreifender Austausch von Regelenergie unnötig erschwert.

Diese Anforderungen bedeuten für jeden Kraftwerksbetreiber erhebliche Vorlaufkosten und bilden Marktzutrittsbarrieren. Während diese z. B. für eine möglicherweise erforderliche technische Ertüchtigung von Erzeugungsanlage und Leittechnik unumgänglich sind, werden sie in anderen Bereichen künstlich hoch gehalten. Zu nennen sind hier bei der Primärregelung beispielsweise die informationstechnische Anbindung an das Höchstspannungsnetz der RWE, auch wenn eine solche Anbindung in der eigenen Regelzone (des Kraftwerksstandortes des Bieters) schon existiert. Hiermit werden dem Bieter Kosten aufgebürdet, die durch einfachste Absprache zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vermeidbar wären¹⁰; auch die zwingende Vorgabe einer ständig erreichbaren Kontaktstelle ist zu hinterfragen. Bei der Sekundärregelung und Minutenreserve gilt dies entsprechend.

Weiterhin müssen sich die Bieter zur kontinuierlichen Teilnahme am Regelenergiemarkt verpflichten, wodurch weiterer Abwicklungsaufwand für sie entsteht. Anderenfalls droht ihnen, dass sie das Präqualifikationsverfahren erneut durchlaufen müssen.

Trotz all dieser Einschränkungen muss der Anbieter rechtsverbindlich erklären, dass alle Fragen geklärt wurden und er "mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden" ist.

3.5.2 Restriktive Anforderungen

Einige Punkte der Präqualifikationsanforderungen wurden bereits unter dem Aspekt des überhöhten Transaktionsaufwands angesprochen. Darüber hinaus weisen die Anforderungen des TransmissionCode und die teilweise darüber hinaus gehenden Regelungen der einzelnen ÜNB Aspekte auf, die den Kreis der geeigneten Bieter und Kraftwerke weiter einschränken.

So verlangen E.ON und VET für die Primärregelung eine minimale Leistungsscheibe von ± 10 MW, gegenüber ± 2 MW im TransmissionCode; RWE, E.ON und EnBW verlangen eine Mindestleistung in der Sekundärregelung von ± 30 MW, während VET auch ± 10 MW akzep-

10 Zu bedenken ist, dass bei der Primärregelung keine dauernde Übermittlung von Stellsignalen erforderlich ist, sondern nur die Abfrage erfolgen muss, ob der Primärregler aktiviert ist oder nicht.

tiert; in der Minutenreserve schließlich verlangt E.ON mindestens 50 MW, die anderen Vorgaben lauten auf 30 MW, während internationale Erfahrungen zeigen, dass auch Leistungs-scheiben von 10 oder 5 MW abgewickelt werden können (z. B. Skandinavien, Niederlande).

Die generelle Festlegung des Erfüllungsortes in der Regelzone des jeweiligen ÜNB ist fragwürdig, die damit einhergehende Abrechnung von Netznutzungsentgelten gegenüber einem Lieferanten von Systemdienstleistungen ist nicht sachgerecht.¹¹ Zwar haben die Bereitstellungsorte von Regelleistung und -energie Rückwirkungen auf die Netz- und Systemauslastung, aber auch diese sind in Koordination der Übertragungsnetzbetreiber besser zu regeln als isoliert durch einzelne Anbieter von Regelenergie.

Die Vorgaben zum Bereitstellungsort der Sekundärregelung legen überdies nahe, dass die Sekundärregelung ausschließlich aus der Regelzone selbst bereitgestellt wird, indem unverändert die alten Formulierungen aus den Regeln der DVG und UCTE übernommen werden.¹²

Weitere restriktive Vorgaben sind schließlich:

- (1) Zeitverfügbarkeiten von 100 % für Sekundärregelung und Minutenreserve (E.ON)
- (2) Rücknahme der Präqualifikation nach 12 Monaten ohne Angebot und 24 Monaten ohne Zuschlag (RWE)
- (3) Leistungsänderungsgeschwindigkeiten für Minutenreserve wie für die Sekundärregelung (RWE, EnBW)¹³
- (4) Gewährleistung von Erzeugungseinheiten als Ersatz durch die Anbieter (VET)
- (5) Begrenzung der Poolung auf die Minutenreserve und auf eine Regelzone (TC, RWE, EnBW)

11 Zur Erläuterung: Auch wenn – wie in Deutschland nicht üblich – ein einspeiseseitiges Netzzugangsentgelt von Kraftwerken zu zahlen ist, ist fraglich, ob dieses Entgelt für Regelleistung und –energie zu zahlen sein sollte, das hiermit das Netz entlastet und stabilisiert, und nicht im eigentlichen Sinne genutzt wird (wie etwa zur Endkundenbelieferung).

12 Hierzu führt beispielsweise der TransmissionCode in Anhang D aus: „Bei größeren Frequenzabweichungen ... gewährleistet die Sekundärregelung, dass die Beteiligung an der Primärregelung der verschiedenen Regelzonen aufrechterhalten wird, bis **die von dem Erzeugungsfall betroffene Regelzone** die fehlende Leistung wieder ausgeglichen hat.“ (S. 9) und weiter „Der Übertragungsnetzbetreiber ist die zentral verantwortliche Stelle für die **Sekundärregelung in seiner Regelzone** (Ausführung in der Hauptschaltleitung).“ (S. 10).

13 Dies ist im Falle von RWE von besonderer Bedeutung, da hier bereits der Umfang der Sekundärregelung selbst stark ausgeweitet wurde und insbesondere für den viel diskutierte Ausgleich von Windkrafteinspeisungen noch langsamere Regelung (Stundenreserve) geeignet wäre (vgl. Abschnitte 5.2 und 5.5).

3.5.3 Intransparenz des Vergabeverfahrens

Auch das Risiko, nach Erbringung des gesamten Aufwands und Übernahme des Störungsrisikos auch mit marktgerechten Geboten bei der Vergabe nicht zum Zuge zu kommen, wird als hoch eingeschätzt. Die Vergabe erfolgt weitgehend intransparent und ohne eine neutrale Kontrolle. Diese wäre insbesondere erforderlich, um bestehendes Misstrauen abzubauen, die Übertragungsnetzbetreiber könnten bei Vergabe und Abruf verbundene Gesellschaften bevorzugen.¹⁴

Hinsichtlich der öffentlich bekannten Verfahrensschritte fehlt es ebenfalls an Offenlegung und Detaillierung, die Transparenz und Vertrauen herstellen könnten:

3.5.4 Zu lange Ausschreibungsperioden

Lange Ausschreibungszeiträume und damit Bindefristen für die Bieter sind aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers zunächst bequem. Da die entsprechenden Erzeugungskapazitäten hierdurch aber dauerhaft aus dem Termin-/Spotmarkt herausgenommen werden müssen, entstehen Probleme:

Nur wenige Bieter¹⁵ und diese nur zu hohen Preisen sind bereit und in der Lage, dauerhaft auf den Zugriff auf ihre Erzeugungskapazitäten zu verzichten, so dass wenig bis zu wenig Leistung angeboten wird. Dieses Ergebnis ist in den abgelaufenen Perioden regelmäßig eingetreten¹⁶: Kaum einmal konnten in der Primär- und Sekundärregelung Angebote abgelehnt werden. Statt dessen mussten auch die teuersten – und konkurrenzlosen – Gebote angenommen werden.

Mit den langen Ausschreibungsperioden und Bindefristen werden gerade die Kapazitäten aus dem Regelenergiemarkt herausgehalten, die kurzfristig frei verfügbar sind und daher grenzkostennäher angeboten werden könnten.

14 Dieser Verdacht liegt nahe und unterstellt nicht zwingend böse Absicht. Die über Jahrzehnte eingepägten internen Abläufe zwischen den damit befassten Mitarbeitern im Lastverteiler (Hauptschaltleitung Brauweiler) und den Kraftwerken können eine solche Vermutung jedoch leicht entstehen lassen.

15 Lange Ausschreibungsperioden haben nachweislich dazu geführt, dass bereits präqualifizierte Bieter keine Angebote für Minutenreserve abgegeben haben. Stein des Anstoßes waren dabei mit 3, 2 und 1 Monaten bereits kürzere Zeiträume als für die Primär- und Sekundärregelung bis heute unverändert gefordert werden.

16 Dies kann für den Zeitraum von 02/2001 bis 01/2003, für den die einzelnen Gebote noch von RWE Net veröffentlicht wurden, einfach nachvollzogen werden. Es fehlt jedoch jedes Anzeichen dafür, dass sich dies mit der Einschränkung der Veröffentlichung verbessert hätte.

Gegenüber einer beispielsweise monatlichen Beschaffung der Primär- und Sekundärregelung und einem untätigen Handel mit Minutenreserve auf reiner Arbeitspreisbasis¹⁷ führt die derzeitige Vorgehensweise der deutschen ÜNB zu unnötig hohen Beschaffungskosten.

3.5.5 Getrennte Regelzonen – getrennte Märkte

Getrennte Regelzonen bilden getrennte Märkte aus. Die getrennten Regelenergiemärkte unterbinden wirksamen Wettbewerb. Innerhalb der Regelzonen verbleiben marktbeherrschende Erzeugungsgesellschaften, die Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber sind.

Über Handel mit Regelenergie über Regelzonengrenzen außerhalb des Verbundaustauschs ist nichts bekannt. Angesichts der geringen Anzahl von Marktteilnehmern ist dies zumindest für die Primär- und Sekundärregelung auch nahezu auszuschließen. Weiterhin deutet nichts darauf hin, dass die theoretische Möglichkeit, mit abschaltbaren Lasten oder aus dem Ausland Regelenergie zu liefern, praktisch umgesetzt würde. Auf Grund dieser Marktabgrenzung ist Wettbewerb nicht zu erwarten.

3.5.6 Erschwerter Zugang von außerhalb der Regelzone

Grundsätzlich ist das Erbringen von Primär- bzw. Sekundärregelung und Minutenreserve von außerhalb der eigenen Regelzone nicht ausgeschlossen, sofern die technischen Rahmenbedingungen eingehalten werden. Erfüllungsort ist aber zumindest für die beiden letztgenannten Regelenergiearten stets die Regelzone des Vertrags-ÜNB. Die Bereitstellung von Regelenergie von außerhalb der Regelzone setzt damit eine deutliche Mitwirkung anderer Übertragungsnetzbetreiber voraus. Insbesondere erfordert

- (1) die auswärtige Bereitstellung und Anlieferung von Sekundärregelung eine Ist-Wert-Aufschaltung¹⁸ und eine vom Status quo abweichende Behandlung der Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen sowie

17 Je einfacher Zugang, Gebotslegung und Abruf insbesondere der Minutenreserve, desto stärker kann im Ergebnis von einem Markt ausgegangen werden, dessen Preise sich nicht mehr dramatisch von den Spotpreisen unterscheiden. Dies zeigen Erfahrungen aus Skandinavischen Märkten, wie z. B. in Müller-Kirchenbauer/Zenke, ET 11/2001, S. 696-702, beschrieben. In diesem Kontext 'reiner Arbeitspreis' und 'natürliches AP-Differential' zwischen Minutenreserve und Spot kommt auch dem Vergabeverfahren wieder Bedeutung zu: Nach Market Clearing Preis (MCP) werden hier falsche Anreize vermieden, die durch das von RWE Net angewandte Verfahren Pay as Bid (PaB) gesetzt werden weil unter Umständen durch ungeplante (oder gar missbräuchliche) Bilanzabweichungen mehr zu verdienen ist als durch eine geplante Bereitstellung von Minutenreserve. Bei MCP entfällt auch aus Bietersicht das Erfordernis, einen Leistungspreis für die Vorhaltung zu verlangen.

- (2) die auswärtige Bereitstellung und Anlieferung von Minutenreserve die Abwicklung eines kurzfristigen Fahrplanhandels bzw. die Berücksichtigung kurzfristiger Fahrplanänderungen im Rahmen des laufenden day-ahead-Handels (abweichend von den Regelungen der Verbändevereinbarung II plus).

Diese Mitwirkungserfordernisse betreffen zumindest die Übertragungsnetzbetreiber der Regelzonen, in denen die jeweiligen Erzeugungseinheiten ihren Netzanschluss haben, sowie unter (1) gegebenenfalls zwischenliegende Regelzonen.

Die Schaffung der Voraussetzungen und die vertragliche Gestaltung der Mitwirkung anderer Netzbetreiber könnte einheitlich und effizient für alle Bieter durch die ausschreibenden Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Der anfallende Transaktionsaufwand würde damit minimiert und kann an alle Netznutzer, alle Bieter oder alle externen Bieter weitergegeben werden.

Muss hingegen – wie in den Präqualifikationsunterlagen vorgesehen – die Schaffung der Voraussetzungen und die vertragliche Gestaltung der Mitwirkung anderer Netzbetreiber durch jeden (externen) Bieter einzeln erfolgen, so

- (1) wird der Transaktionsaufwand gegenüber einer einheitlichen Regelung erhöht, da vor allem für benachbarte Regelzonen das Procedere mehrfach zu behandeln wäre,
- (2) wird eine diskriminierungsfreie Behandlung der einzelnen Bieter fraglich und
- (3) müssen externe Bieter in Form des auf sie zukommenden Transaktionsaufwands eine erhebliche Zugangsbarriere überwinden.

Müssen dergestalt die Bieter den administrativen Transaktionsaufwand übernehmen, werden die Kosten insgesamt überhöht und der Bieterkreis verringert, so dass ein funktionierender Angebotsmarkt nicht mehr zu Stande kommen kann.

3.5.7 Fehlende Überarbeitung der Regelwerke

Die Rahmenbedingungen eines deutschen bzw. europäischen Regelenergiemarktes werden maßgeblich von den Regelwerken der damit befassten Verbände bestimmt. Die letzten aktuellen Richtlinien bzw. Spielregeln der beiden für die Regelenergie maßgeblichen Verbände datieren aus den Jahren 1998 (UCTE, damals noch UCPTÉ) und 2000 (DVG, heute VDN)¹⁹.

18 Bei Aufschaltung des Ist-Wertes eines Kraftwerkes muss dieser Wert in den Sollwert der Übergabeleistung online einfließen. Dies setzt bei dem Netzbetreiber der Regelzone, aus der die Regelenergie geliefert wird, die gleiche Vorgehensweise voraus.

19 Ein ganz praktisches Problem aus der fehlenden Überarbeitung und Abstimmung liegt in der internationalen Praxis auf Stundenbasis, während die deutsche Verbändevereinbarung ein Viertelstundenraster vorgibt.

Sie spiegeln noch wesentlich einen monopolistischen Regelenergiemarkt wider und behindern damit die Entwicklung wettbewerblicher Strukturen.

Der deutsche GridCode 2000 wurde zwar unlängst überarbeitet und als TransmissionCode neu gefasst. Wirkliche Verbesserungen in Richtung auf einen liquiden Regelenergiemarkt wurden damit aber nicht erreicht. Eine entsprechende Überarbeitung auf internationaler Ebene steht noch aus.

3.5.8 Fehlende Rahmenvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

Als Ersatz für eine umfassende Überarbeitung der europäischen und deutschen Regelungen müsste zumindest eine Rahmenvereinbarung zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern geschaffen werden, um die in Abschnitt 3.5.5. geschilderten Probleme zu lösen. Durch eine solche Rahmenvereinbarung würde die organisatorische und administrative Regelung der Regelenergiebeschaffung von außerhalb der jeweiligen Regelzone in das Verhältnis der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber verlagert. Dadurch würde zunächst ein deutlich geringerer Transaktionsaufwand insgesamt anfallen, da die untertägige Übermittlung bzw. Änderung von Austauschprogrammen für jeden Übertragungsnetzbetreiber nur einmal zu regeln wäre, unabhängig davon, wie viele Bieter sich innerhalb dieser Regelzone an dem Ausschreibungsverfahren beteiligen. Bei Vorhandensein einer solchen Rahmenvereinbarung würde sich der Transaktionsaufwand für den einzelnen externen Bieter darauf beschränken, mit dem für seinen Kraftwerksstandort zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den technischen Austausch der Anforderungsmittelungen für die Bereitstellung von Minutenreserve zu regeln.

3.5.9 Fehlende Anreize für eine effiziente Beschaffung

Die Beschaffungskosten für Regelenergie sollen für die Übertragungsnetzbetreiber einen durchlaufenden Posten darstellen. Damit wird zunächst verhindert, dass – wie in der Vergangenheit geschehen – v. a. durch Mehrfachabrechnung von Ausgleichsenergiemengen gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen Abrechnungsgewinne erzielt werden, die die Kosten weit übersteigen. Anreize, den Markt effizient zu gestalten und Regelenergie möglichst kostengünstig zu beschaffen, sind damit aber noch nicht gesetzt.

3.5.10 Fehlende Transparenz

Von einer Unabhängigkeit und Neutralität des Übertragungsnetzbetreibers RWE Net in der Ausgestaltung und Durchführung der Ausschreibung kann aus den ausgeführten Gründen nicht ausgegangen werden. Eine anderweitige Kontrolle durch eine neutrale Stelle gibt es ebenso wenig, so dass nur durch voll umfängliche und detaillierte Veröffentlichungen ein Mindestmaß an Transparenz und damit Vertrauen in den Regelenergiemarkt hergestellt werden könnte, eben durch Erfüllung der Auflage, "alle Ausschreibungsergebnisse in anonymisierter Form zeitnah zu veröffentlichen" (Beschluss B8-309/99, Tz. A.7.2.b).

Dies geschieht nicht. Statt sich diesem Ziel anzunähern, ist beispielsweise RWE zum Ende 2002 dazu übergegangen, nur noch Minima und Maxima der Arbeitspreise und Mittelwerte der Durchschnittspreise zu veröffentlichen. Auch hiermit verschlechtern sich die Chancen auf wirksamen Wettbewerb, da für die Bieter der Markt völlig intransparent wird.

3.5.11 Überhöhte Preise zugunsten der Erzeugungsschwestern

Trennung der Regelzonen und Märkte, Intransparenz in der Vergabe und den Veröffentlichungen, aufwändige Präqualifikationsanforderungen und Rahmenverträge, erschwerten Marktzutritt von außerhalb der Regelzone – mit diesen Stichworten sind die wesentlichen Mängel benannt, die den Regelenergiemärkten anhaften und von den Übertragungsnetzbetreibern zu verantworten sind. Sie alle führen dazu, dass der Zugang potenzieller Bieter erschwert wird, der Regelenergiemarkt keinen wirksamen Wettbewerb zeigt und die Beschaffungskosten für Regelleistung und Regelenergie überhöht sind.

Durch diese ineffiziente Marktgestaltung schaffen die Übertragungsnetzbetreiber die Basis v. a. für die ihnen konzernverbundenen Erzeugungsgesellschaften, überhöhte Preise für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie zu realisieren.

4 Ergebnisse der Ausschreibungen

4.1 Geringe Marktbeteiligung und fehlender Bieterwettbewerb

Die Analyse der Marktgestaltung in Kapitel 3 lässt es nicht anders erwarten: Ein liquider und wettbewerbsintensiver Regelenergiemarkt existiert nicht. Das liegt zunächst darin begründet, dass die Anzahl der aktiven Anbieter sehr gering ist. Dies gilt selbst mit der Einschränkung, dass konkrete Informationen über Zahl und Identität der Bieter in den Regelenergiemärkten nicht offiziell und aktuell verfügbar sind. Die folgende Veröffentlichung der RWE zeigt die Enge des Marktes deutlich auf:

Tabelle 3: Teilnehmer am Regelenergiemarkt Stand 11/2001

[Quelle: RWE]

	RWE Net	E.ON Netz
Primärregelleistung	8 (PQ) 6 (RV)	4 (PQ)
Sekundärregelleistung	4 (PQ) 3 (RV)	4 (PQ)
Minutenreserve	11 (PQ) 9 (RV)	5 (PQ)

PQ: Präqualifizierte Bieter
RV: Abgeschlossene Rahmenverträge

Am deutlichsten wird die Marktengung im Falle der Sekundärregelung: Von drei Marktteilnehmern, die den Rahmenvertrag unterzeichnet haben, sind mit RWE Power und RWE Rheinbraun zwei Konzernschwestern des Übertragungsnetzbetreibers gesetzt. Auch ohne über den dritten Bieter zu spekulieren wird deutlich, dass hier auf Grund der Marktabgrenzung kein Wettbewerb zu erwarten ist, zumal wenn man berücksichtigt, dass hinter mehreren Bietern oder Geboten derselbe Konzern stehen kann. Weiterhin deutet nichts darauf hin, dass die theoretische Möglichkeit, mit abschaltbaren Lasten oder aus dem Ausland Regelenergie zu liefern, praktisch umgesetzt würde.

In der Regelzone RWE liegen die Angaben zum Stand Oktober 2002²⁰ bei vier präqualifizierten Anbietern für Primärregelung (Rückgang!), unverändert vier für Sekundärregelung und 12 für Minutenreserve (+1). Im E.ON-Gebiet stammen die aktuellen Informationen aus März 2003 und zeigen eine leichte Steigerung, wie in Tabelle 4 dargestellt:

Tabelle 4: Präqualifikanten bei E.ON

[www.eon-netz.com]

Ergebnisse der Präqualifikation	
Anzahl qualifizierter Anbieter	
Primärregelleistung	5
Sekundärregelleistung	5
Minutenreserve	9
(Stand: 31.03.2003)	

Angaben zur Anzahl der Marktteilnehmer in den Regelzonen EnBW und VET sind ebenso wenig bekannt wie aktuellere Angaben für RWE und E.ON. Von höheren Zahlen ist dort allerdings nicht auszugehen.

20 Foliensatz „Regelenergie und EEG“, RWE Net, vom 19.11.2002

4.2 Preisentwicklung der Regelenergie

4.2.1 Primärregelung

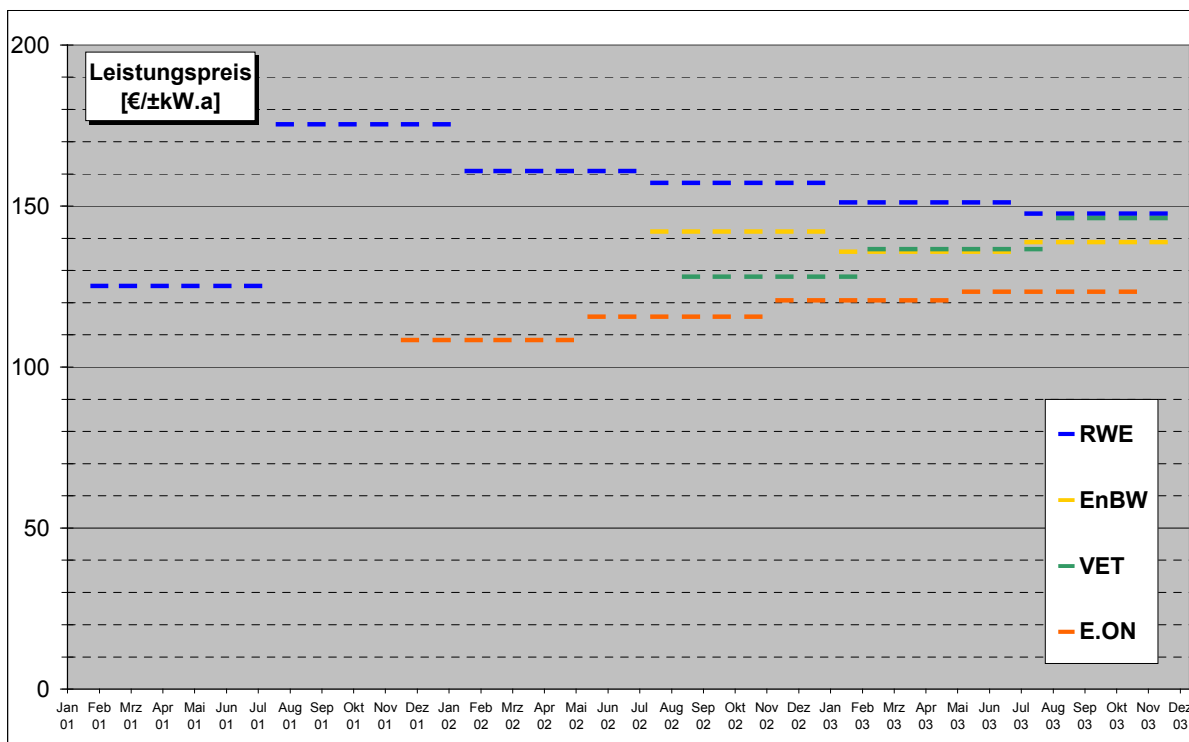


Abbildung 3: Preisentwicklung der Primärregelung

Die dargestellten Zeitreihen²¹ für die Leistungspreise der Primärregelung weisen Blöcke von jeweils sechs Monaten auf, entsprechend der Vergabeperiode der Regelleistung. Im Gebiet der RWE liegt hierfür die längste Historie vor, beginnend mit einem vergleichsweise moderaten Niveau, einem drastischen Anstieg (um 40 %) und kontinuierlichem Absinken in Richtung des Preisniveaus von 125 bis 150 €/±kW, dem sich die anderen Regelzonen ebenso kontinuierlich von unten annähern.

Diese gegenläufige Tendenz der Preisentwicklungen der RWE zu den übrigen Übertragungsnetzbetreiber und das durchgängig höhere Niveau fällt dabei ins Auge. Auch zum heutigen Stand liegt es noch ca. 20 % über den aktuell günstigsten Preisen (E.ON).

Aber auch die deutlichen Preisentwicklungen über die Zeit sind auffällig. Angesichts der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Enge des Marktes fällt es schwer, Wettbewerbsprozesse als Ursache zu vermuten. Aufgrund der ganz unterschiedlichen Tendenzen (bei RWE starker

²¹ In der ersten Vergabeperiode wurde der mittlere Leistungspreis der EnBW aus einem maximalen und einem minimalen LP arithmetisch gemittelt, da er noch nicht veröffentlicht worden ist.

Anstieg, dann sinkend, bei E.ON kontinuierlich steigend, bei VET deutlich steigend, bei EnBW schwankend) erscheinen auch fundamentale Ursachen unwahrscheinlich. Da sich die Ausschreibungsmengen nur minimal verändert haben, mussten auch keine Kraftwerke zusätzlich zur Primärregelung herangezogen werden, d. h. die Erzeugungsanlagen, die zur Primärregelung im dargestellten Zeitraum eingesetzt wurden, dürften weitgehend dieselben geblieben sein wie auch vor Beginn der Ausschreibungen.

Vergleicht man die zuletzt erreichten Preisstände mit dem günstigsten Preisniveau (erste Ausschreibungsperiode E.ON), so ergibt sich eine Überhöhung bei E.ON um gut 10 %, bei EnBW um etwa 25 % und bei RWE und VET um über 30 %.

4.2.2 Sekundärregelung

Das Bild bekommt etwas komplexeren Charakter, wenn man sich der Sekundärregelung zuwendet. Die Leistungspreise dieser Regelenergieart zeigt Abbildung 4. Hierin sind die Preise für positive Regelenergie als längerer, die für negative Regelenergie als kürzerer Strich dargestellt.

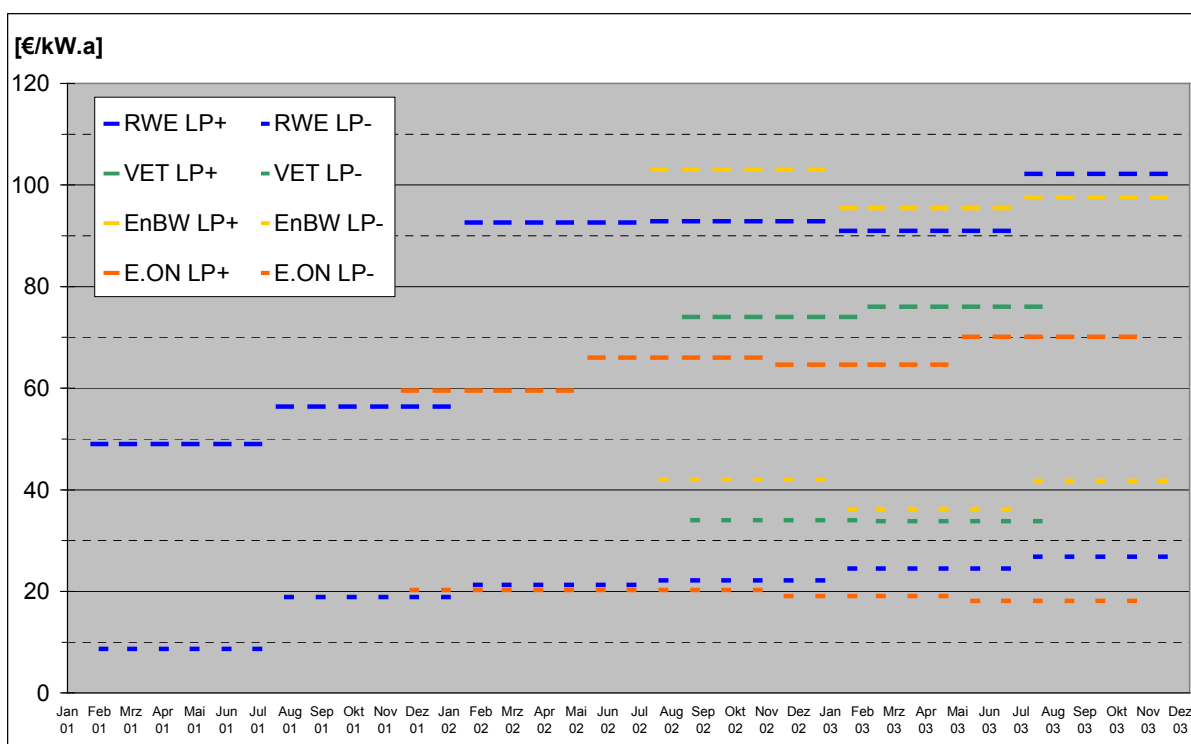


Abbildung 4: Leistungspreisentwicklung Sekundärregelung

Die markanteste Veränderung in Abbildung 4 ist der Sprung der RWE-Preise für positive Regelleistung zum 01.02.2002. Zu diesem Zeitpunkt erhöhte sich der Preis von 56 auf etwa 93 €/MW, also um etwa 66 %. Ein solcher Preissprung ist, ebenso wie der zuvor beschriebene Preissprung der Primärregelung, besonders bemerkenswert, da hier mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die genannte Leistung von denselben Anlagen bereitgestellt

wird. Demgegenüber gab es zum 01.02.2003, als RWE die ausgeschriebene Menge ganz erheblich erhöhte (von 1.000 MW auf 1.230 MW), die Nachfrage also anstieg, einen – wenn auch geringfügigen – Preisrückgang. Die Preise in den anderen Regelzonen bewegen sich auf unterschiedlichen Niveaus, bei EnBW schwankend, bei E.ON steigend, ebenso bei VET, soweit dort schon eine Tendenz auszumachen ist.²²

Die höchsten Werte (RWE und EnBW²³) liegen aktuell rund 40 % über den günstigsten Preisen (E.ON). Im Vergleich mit den günstigsten Preisen (erste Ausschreibungsperiode RWE) ergeben sich Überhöhungen von etwa 40 % bei E.ON, 50 % bei VET und 100 % bei RWE und EnBW.

4.2.3 Minutenreserve

Im Bereich der Minutenreserve wird die Darstellung nochmals komplexer. Als Datengrundlage dienen Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber zu täglichen minimalen und maximalen Arbeitspreise sowie der mittlere Leistungspreis, jeweils getrennt nach positiver und negativer Minutenreserve. Um die verschiedenen Regelenergiearten zumindest hinsichtlich der numerischen Werte vergleichen zu können, sind die im Internet veröffentlichten Tagesleistungspreise wie für die Primär- und Sekundärregelung in rechnerische Jahresleistungspreise umgewandelt worden. Damit ergeben sich aus Preisen in der Größenordnung von einigen zig bis einigen hundert € pro MW und Tag nach Umrechnung Zahlenwerte von unter 50 bis über 200 € pro kW und Jahr, wie in den nachfolgenden Abbildungen wiedergegeben.

Zu beachten ist dabei, dass keiner der beiden Werte, weder Tagesleistungspreis noch rechnerischer Jahresleistungspreis, die tatsächlichen Verhältnisse exakt beschreibt. Alle deutschen Übertragungsnetzbetreiber setzen die Vorgaben des Bundeskartellamtes, einen täglichen Markt mit Stundenprodukten zu betreiben, in etwas abgewandelter Form um und fassen verschiedene Stunden des Tages zu HT/NT-Zeiten oder Blöcken zusammen²⁴ (siehe auch S. 17 für das Beispiel RWE). Daher beziehen sich die Leistungspreise realiter auf die jeweiligen, von ÜNB zu ÜNB und teilweise auch beim gleichen ÜNB über den Tag unterschiedlich langen Gebotszeiträume und haben angesichts der kurzen Zeiträume den Charakter einer Optionsprämie.

22 Die Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse für Sekundärregelung war bis zur Fertigstellung dieses Gutachtens Anfang Oktober 2003 nur bis August 2003 erfolgt.

23 Auch hier musste zur Herstellung der Vergleichbarkeit ein mittlerer LP, allerdings für den gesamten Betrachtungszeitraum, rechnerisch gebildet werden. (Vgl. auch Fußnote 21)

24 RWE: 4- bzw. 8-h-Blöcke 0-4, 4-8, 8-16, 16-20, 20-24 Uhr;
EnBW: HT ist Mo-Fr 8-20 Uhr, NT ist restliche Zeit;
E.ON: HT ist Mo-Fr 6-22 Uhr und Sa/So 8-13 Uhr, NT ist restliche Rest;
VET: 4-h-Blöcke 0-4, 4-8, 8-12, 12-16, 16-20, 20-24 Uhr.

Die folgenden Darstellungen zeigen die Entwicklung der ÜNB seit dem Beginn ihrer jeweiligen Ausschreibungen, zunächst im Überblick über die Leistungspreise für positive Minutenreserve, die dominierend sind für die Gesamtkosten, die aus der Minutenreservebeschaffung herrühren.

Alle Regelzonen weisen zweigeteilte Kurven auf, von denen der jeweils höhere und stärker schwankende Ast den Werktagen, der untere und gleichmäßigere Ast den Wochenenden zuzuordnen ist.

Zu erkennen sind zunächst die kräftigen Bewegungen, die insbesondere bei den Preisen in der Regelzone RWE nach der sechsmonatigen Einführungsphase auftreten. Preisspitzen treten um die Jahreswende 2001/2002, zur Jahresmitte 2002, im Frühjahr und im Sommer 2003 auf. Diese Preisspitzen decken sich weitgehend mit Hochpreisphasen des Spotmarktes. Für die Regelzone E.ON zeigt sich ein qualitativ ähnlicher Verlauf (systembedingt mit Ausnahme der Einführungsphase), allerdings liegt das Niveau durchgängig deutlich niedriger. Die Entwicklung wiederholt sich ebenfalls bei EnBW und VET.

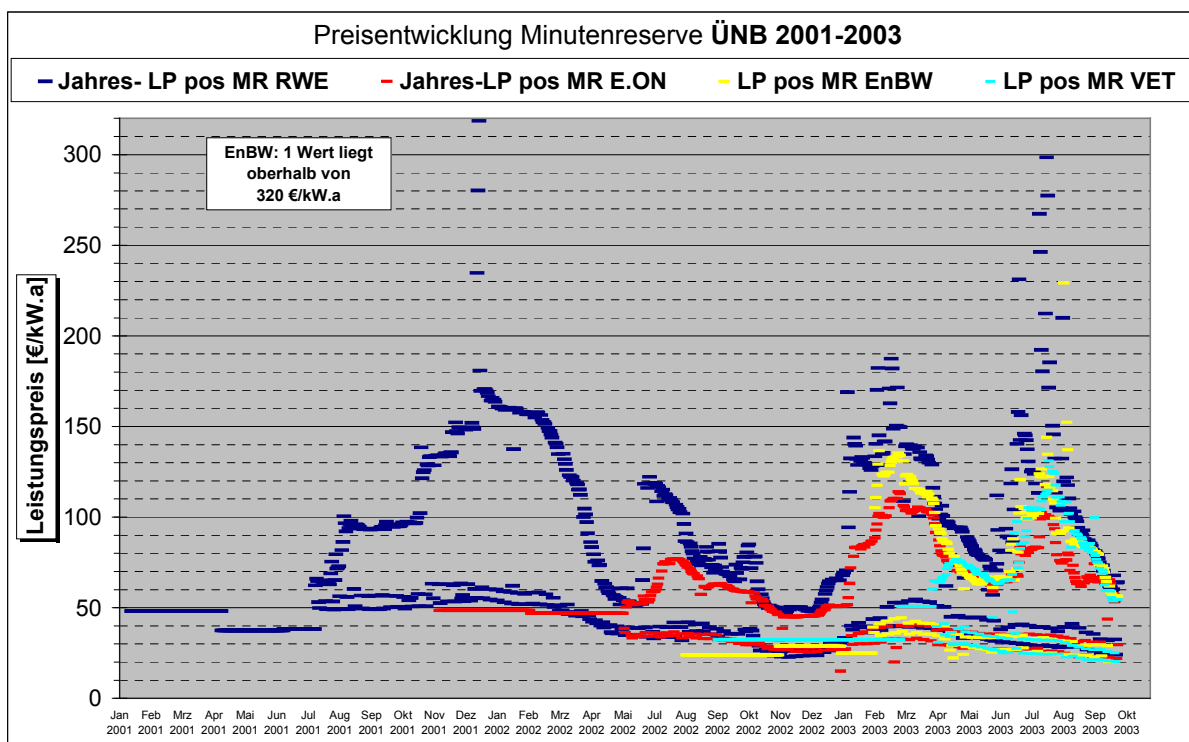


Abbildung 5: Preisentwicklung positive Minutenreserve

Bei der Betrachtung der Preisunterschiede ist zu berücksichtigen, dass die Zeitpunkte der Angebotslegung und des Zuschlags bei den vier Übertragungsnetzbetreibern nicht identisch sind. VET betreibt die Vergabe von 9:00 bis 10:00 Uhr, E.ON von 10:30 bis 11:30 Uhr, EnBW von 13:30 bis 14:30 Uhr und RWE von 15:00 bis 18:00 Uhr. Bei den beiden letztgenannten ÜNB können zum Zeitpunkt der Angebotslegung die Preise der Börse EEX und bilateraler Handelsgeschäfte schon weitaus stärker ins Kalkül mit einbezogen werden, als dies

bei den beiden früheren Vergaben der Fall ist. Dies mag ein Erklärungsansatz sein, weshalb die Preise bei EnBW und RWE stärker ausschlagen und insgesamt höher liegen.²⁵

Bei der Betrachtung des absoluten Niveaus der Leistungspreise für Minutenreserve tritt noch ein weiterer Aspekt zu Tage, der bei den Vergleichen auf Basis der rechnerischen Jahresleistungspreise zu beachten ist (vgl. S. 46): Bei der Minutenreserve müssen die teilweise extrem hohen Preise nur für eine jeweils sehr kurze Zeit bezahlt werden, während die langfristige Ausschreibung der Primär- und Sekundärregelung die hohen Preise dort jeweils für sechs Monate festschreibt und dann auch die dauerhafte Bezahlung notwendig macht. Dies bedeutet, dass die absoluten Zahlenwerte in Abbildung 5 teilweise zwar ähnlich hoch liegen wie die der Sekundärregelung (Abbildung 4 auf S. 45), aber geringere Leistungskosten verursachen. Aus diesem Grund können eine verstärkte Ausschreibung und ein verstärkter Einsatz von Minutenreserve anstelle von Sekundärregelung die Gesamtkosten senken.²⁶

4.2.3.1 RWE – Minutenreserve

RWE hat als erstes Unternehmen im Zuge der Fusion mit VEW mit den Ausschreibungen für Minutenreserve als Fusionsauflage begonnen und daher die längste Historie. Die folgenden Abbildungen zeigen den zeitlichen Verlauf der Preise für Februar 2001 bis September 2003.

Wie auch in den Darstellungen für die anderen Unternehmen und in einheitlichem Maßstab finden sich jeweils die Arbeitspreise (als kleine Rauten) auf der linken Skala und die Leistungspreise (als Querstriche) auf der rechten Skala, mit roter Auszeichnung für positive und blauer Auszeichnung für negative Minutenreserve.

25 Neben dieser zeitlichen Abfolge der Vergabeauktionen sollten auch die genauen Modalitäten überprüft und möglicherweise modifiziert werden. Ein Übergang von der pay as bid auf den market clearing price könnte spekulative Momente aus dem Markt herausnehmen.

26 In einer Gesamtbetrachtung sind auch die Arbeitspreise zu beachten, die für die Sekundärregelung zumeist zwischen 60 und 100 €/MWh lagen.

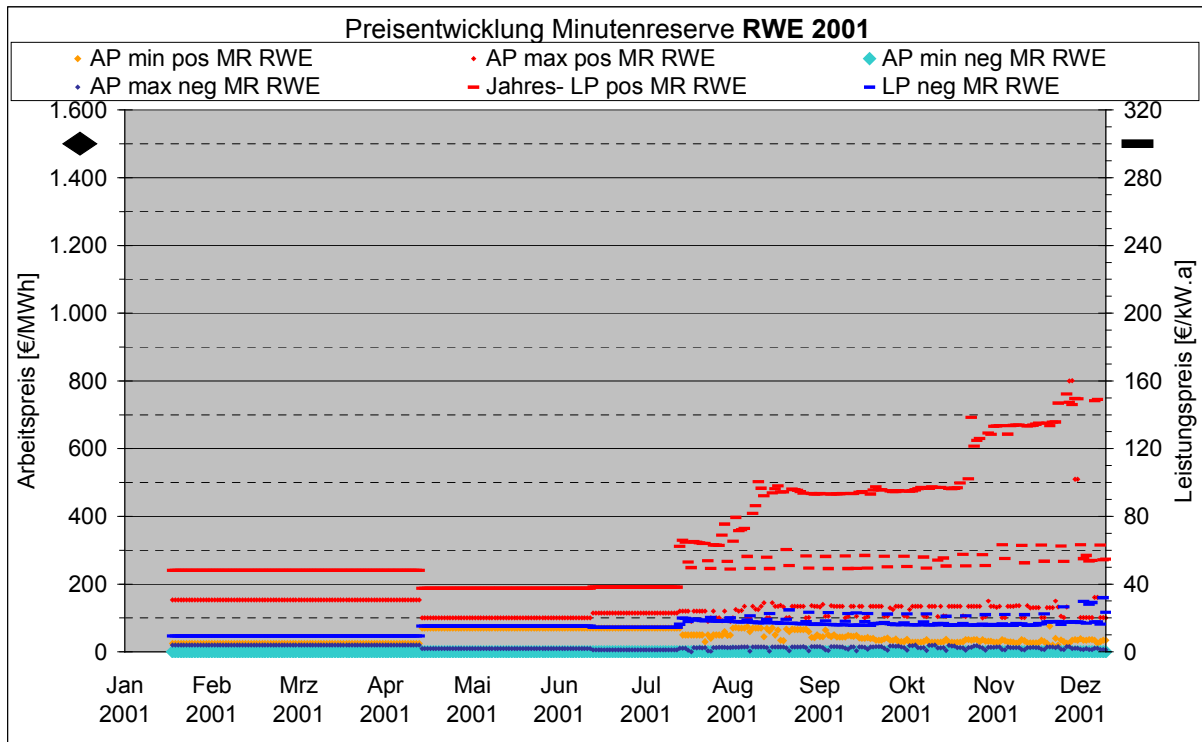


Abbildung 6: Preise für Minutenreserve, RWE, 2001

In der Preisentwicklung des Jahres 2001 zeichnet sich deutlich die Einführungsphase der Vergabe als drei-, zwei- und einmonatige Periode gleicher Preise zu Beginn der betrachteten Zeitspanne ab. Im Folgenden fällt für 2001 besonders die steigende Tendenz der Leistungspreise (rechte Skala) der positiven Minutenreserve auf. Dieser Befund setzt sich im Folgejahr jedoch nicht fort.

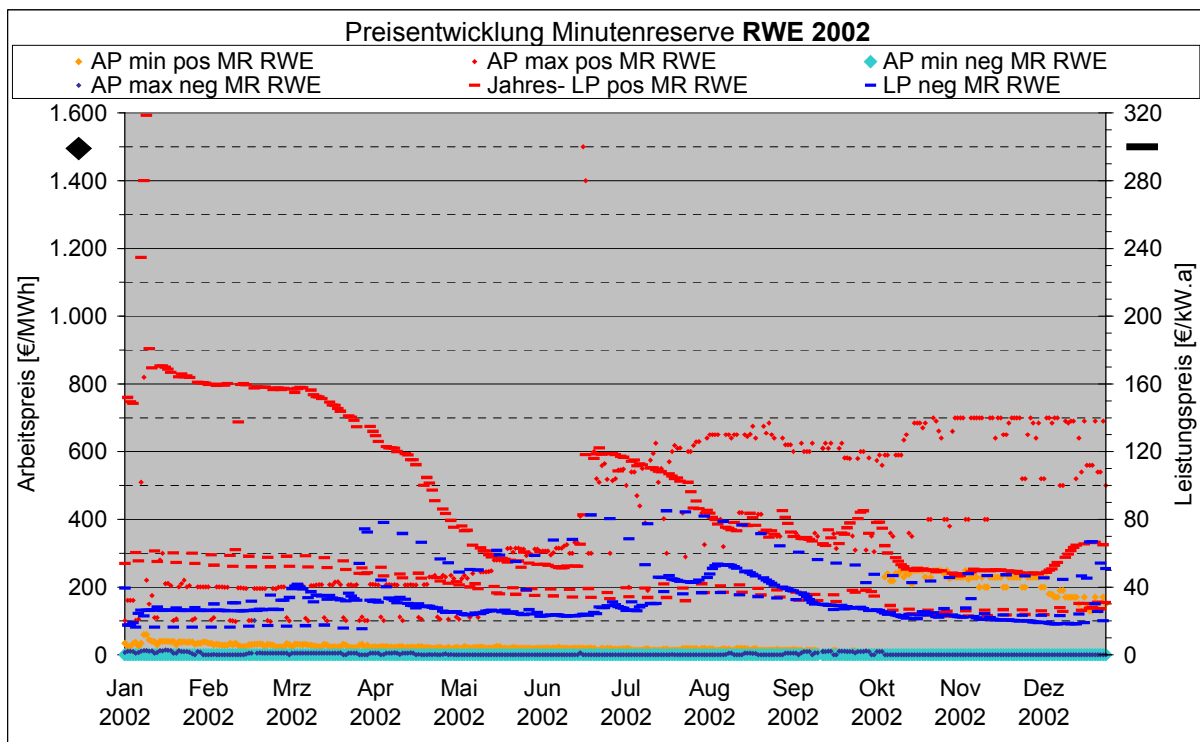


Abbildung 7: Preise für Minutenreserve, RWE, 2002

Zwar haben zu Beginn des Jahres 2002 die positiven Leistungspreise immer noch ein Niveau von ca. 160 €/kW.a, doch fällt dieses im Verlauf des Jahres stark ab (auf etwa 50 bis 60 €/kW.a und damit wieder unter das der Sekundärregelung). Im gleichen Zeitfenster treten vermehrt hohe „maximale Arbeitspreise“ auf, die bis zum Jahresende auf fast 700 €/MWh steigen.

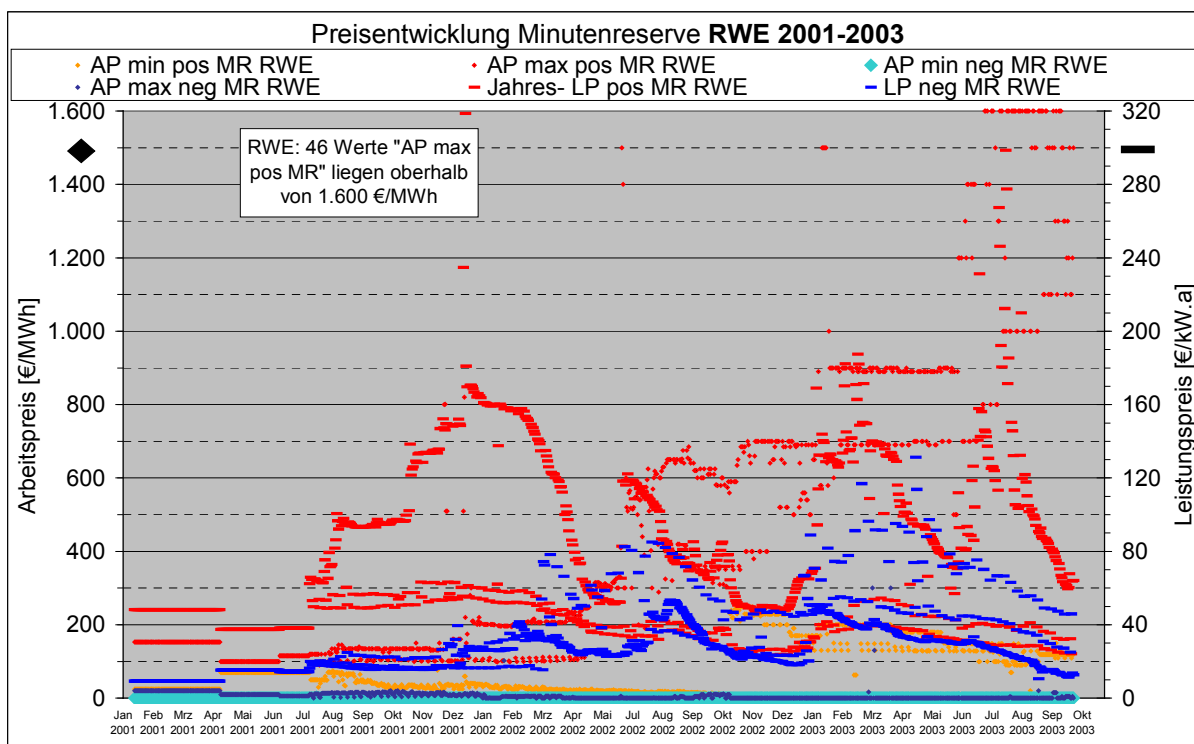


Abbildung 8: Preise für Minutenreserve, RWE, 2003

Im Jahr 2003 zeigt sich insgesamt eine stärkere Streuung der Preise. Die Leistungspreise für positive Minutenreserve (rechte Skala) bewegen sich überwiegend zwischen 70 und 170 €/kW.a, mit einer Anzahl von Extremwerten bis zu 318 €/kW.a nach oben und 26 €/kW.a nach unten.

Die maximalen Arbeitspreise für positive Minutenreserve liegen auf vier unterschiedlichen Niveaus, bei etwa 700, 900, 1.000 und 1.600 €/MWh. Außerdem gibt es 46 Werte, die in Abbildung 8 oberhalb des Skalenendes bei 1.600 €/MWh liegen.

4.2.3.2 E.ON – Minutenreserve

E.ON hat zum 01.06.2002 mit der Ausschreibung von Minutenreserve begonnen. Die Volumina belaufen sich auf 1.100 MW für positive und 400 MW für negative Minutenreserve. Es fällt auf, dass die Preise nicht so breit gestreut sind, wie dies bei RWE und EnBW im Jahre 2003 der Fall ist, die Preisentwicklung ist eher seitwärts gerichtet. Lediglich die maximalen Arbeitspreise für positive Minutenreserve steigen in Stufen von etwa 350 auf 700 €/MWh (und wenige darüber).

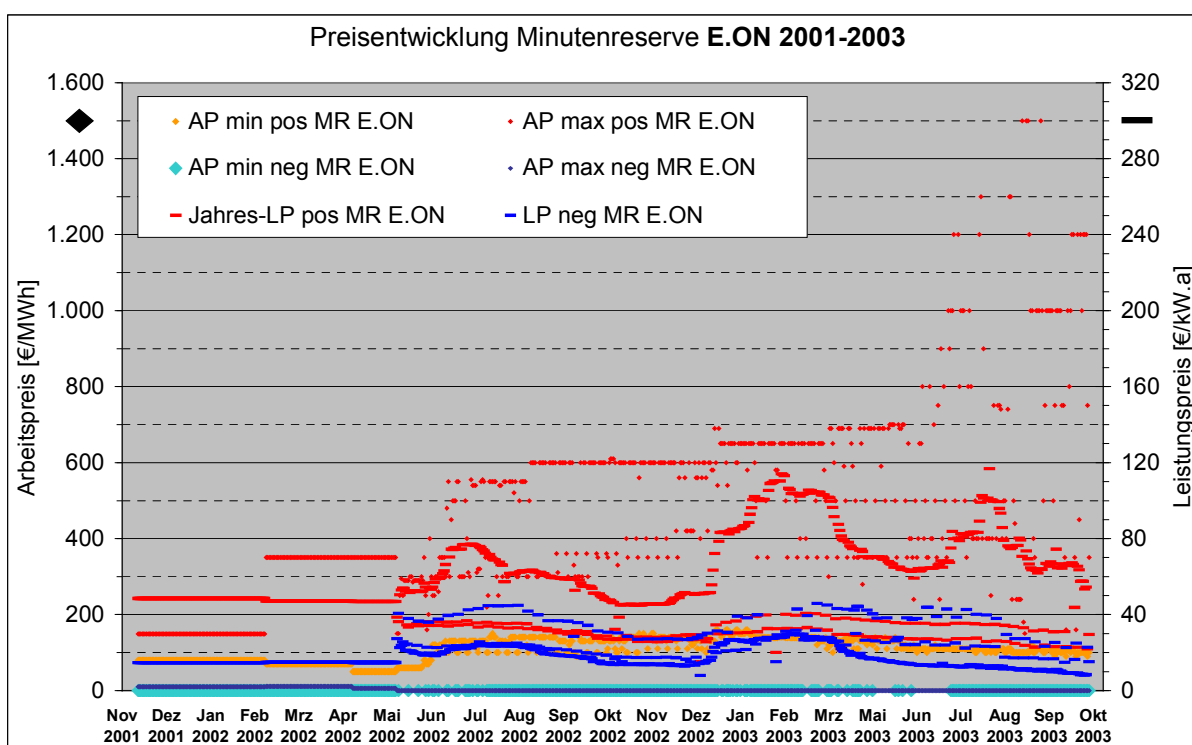


Abbildung 9: Preise für Minutenreserve, E.ON, 2001 - 2003

4.2.3.3 EnBW – Minutenreserve

EnBW begann mit der täglichen Ausschreibung für Minutenreserve zum 01.02.2003. Positive Minutenreserve ist zwischen 510 und 270 MW ausgeschrieben worden, negative zwischen 480 und 330 MW. Die Preise verlaufen auf einem Niveau, welches dem der RWE-Preise sehr ähnlich ist. Die Werte der Leistungspreise für positive Minutenreserve liegen zwischen 336 (als einziger Wert höher als die dargestellten 320 €/kW.a) und 26,00 €/kW.a.

Die maximalen Arbeitspreise für positive Minutenreserve können über die acht relevanten Monate im Wesentlichen auf dem Niveau von 700 und 1.000 €/MWh abgetragen werden. Davon liegen vier Werte oberhalb des Skalenendes bei 1.600 €/MWh.

Die abgebildeten Arbeits- und Leistungspreise mit Ausnahme der Arbeitspreise für positive Minutenreserve zeigen eine sinkende Tendenz des bisherigen Ausschreibungszeitraumes 2003.

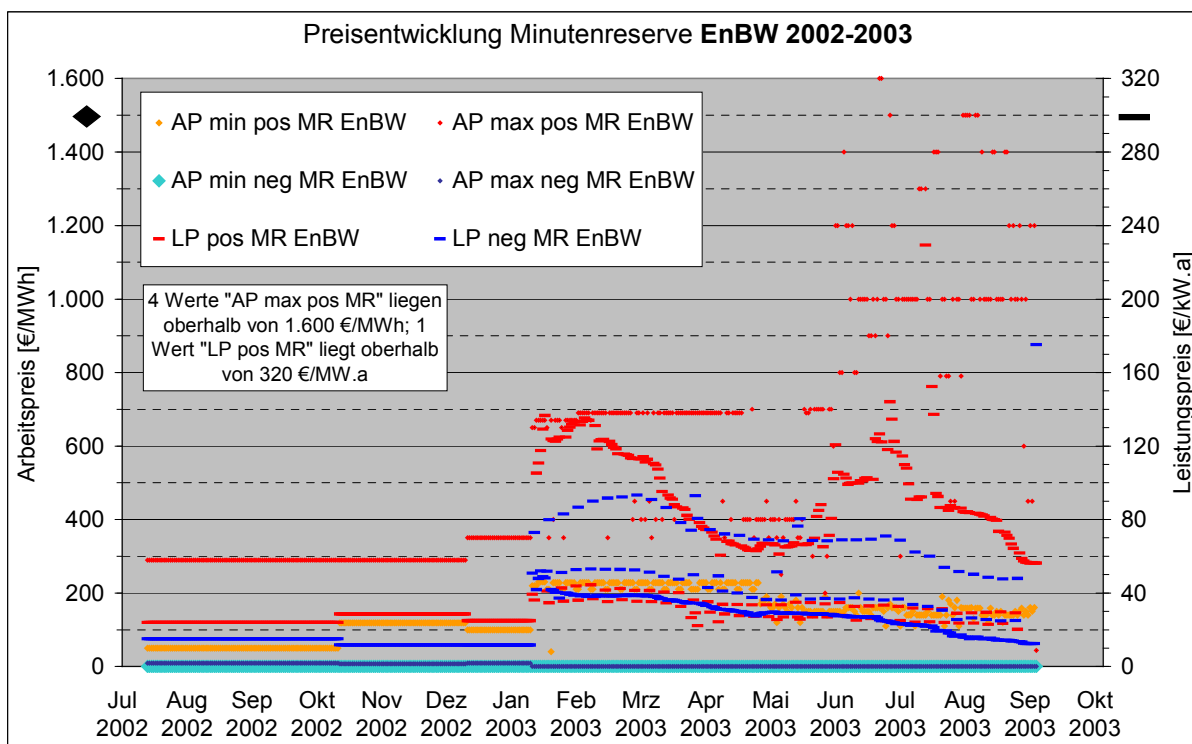


Abbildung 10: Preise für Minutenreserve, EnBW, 2002 - 2003

4.2.3.4 VET – Minutenreserve

VET hat die täglichen Ausschreibungen zum 01.04.2003 aufgenommen. Es werden Mengen von 780 MW für positive und 780 MW für negative Minutenreserve ausgeschrieben. Die Preisentwicklung passt sich der der anderen drei ÜNB an, d. h. die Tendenz der Werte verläuft im zeitlichen Abtrag seitwärts.

Auffallend ist der Verlauf der maximalen Arbeitspreise für positive Minutenreserve, die bis auf wenige Ausnahmen erst bei 900, dann bei 1.300 €/MWh liegen. Den zu beobachtenden Anstieg der Leistungspreise für positive Minutenreserve im Juli 2003 und das folgende Absinken im August und September kann man bei drei der vier ÜNB verfolgen. Lediglich E.ON bildet einen entgegengesetzten Trend im Juli/ August ab.

Die Leistungspreise für positive Minutenreserve sortieren sich in einem Rahmen zwischen 21 und 210 €/kW.a und liegen damit einige Prozent unter denen von RWE, E.ON und EnBW.

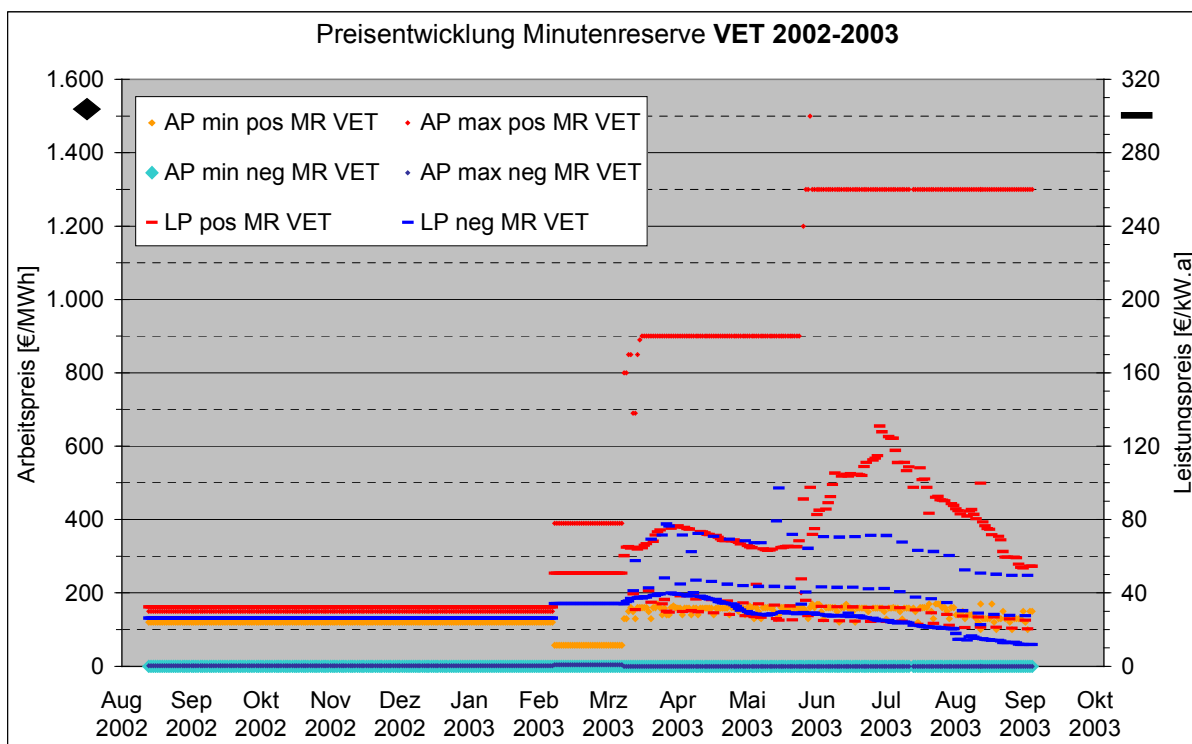


Abbildung 11: Preise für Minutenreserve, VET, 2002 - 2003

4.3 Zwischenfazit

Die Preise für Regelleistung und Regelenergie weisen erhebliche Unterschiede im zeitlichen und räumlichen Vergleich auf. Sie schwanken erheblich, ohne dass dies fundamental offensichtlich erklärbar wäre, und weisen zwischen den Regelzonen auch große Unterschiede auf, für die Erklärungsansätze ebenfalls fehlen.

Detaillierte Aussagen zu den Gründen für die Entwicklung der einzelnen Regelenergiepreise nach Regelenergieart, zeitlichem Verlauf und Regelzone können nicht getroffen werden. Grundlegende Unterscheidungen zwischen der Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung für die eine oder andere Regelzone müssten aus technischer und systematischer Sicht nicht vorgenommen werden. Ebenfalls kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerke, die den Regelenergiebedarf für den deutschen Markt erbringen, sich nicht grundlegend verändert haben. Mit Blick auf die Leistungsbereitstellung kann über den Betrachtungszeitraum seit Anfang 2001 auch von einer näherungsweise konstanten Nachfrage ausgegangen werden.

Aus all diesen Gründen erscheinen die enormen zeitlichen und räumlichen Preisunterschiede fundamental nicht begründet. Lediglich bei der Minutenreserve erscheint aufgrund der Anzahl der Marktteilnehmer und der Preisverläufe ein gewisser Marktprozess möglich. Hier von ist bei der Primär- und Sekundärregelung hingegen nicht auszugehen. Die dort auftretenden erheblichen Preisunterschiede sind ohne fundamentale Begründung ein deutliches Indiz für missbräuchlich überhöhte Preise.

Festzuhalten ist ferner, dass eine Zusammenlegung der Regelmärkte der vier deutschen Regelzonen solche Preisdisparitäten wirksam eindämmen könnte.

5 Entwicklung der Ausschreibungsleistungen

Neben der reinen Preisentwicklung ist der Umfang der ausgeschriebenen Leistungen die zweite Determinante für die Gesamtkosten. Die Anforderungen an die drei Regelenergiearten im UCTE-Verbund werden von den „UCTE-Spielregeln“²⁷ recht detailliert beschrieben. Getrennt für die drei Regelenergiearten werden hier Empfehlungen für die vorzuhaltende Regelreserve, also den positiven Teil des Regelbandes ausgesprochen. Diese Empfehlungen einzuhalten ist im Sinne der Versorgungssicherheit unbedingt erforderlich. Wie im Folgenden gezeigt wird, werden sie aber teilweise erheblich übererfüllt.

5.1 Aufgaben und Anforderungen nach UCTE

Die Anforderungen an die Regelreserve in den drei Qualitäten sind wie folgt definiert:

5.1.1 Primärregelung

Die Primärregelung hat die Aufgabe, einer unzulässigen Abweichung der Netzfrequenz des Verbundnetzes vom Sollwert 50 Hz entgegenzutreten. Die in der UCTE insgesamt erforderliche Primärregelleistung bemisst sich nach dem theoretischen Ausfall zweier Grenzleistungsböcke und beträgt derzeit 3.000 MW. Diese Leistung wird auf alle beteiligten Regelzonen aufgeteilt, und zwar anhand des sog. Beteiligungskoeffizienten C_i . Dieser ergibt sich als Verhältnis des in der betreffenden Regelzone erzeugten Stroms zur gesamten im Synchronverbund erzeugten Strommenge.

5.1.2 Sekundärregelung

Aufgabe der Sekundärregelung ist, die aus der Reglercharakteristik der Primärregelung resultierende quasi-stationäre Frequenzabweichung auf Null zurückzuführen und die Primärregelung aller am Verbund Beteiligter wieder freizusetzen. In diesem Schritt gilt unter den Regelzonen eine Art Verursacherprinzip.

Hierfür stellt die maximale zu erwartende Verbraucherlast die Bemessungsgrundlage dar. Mit Hilfe einer empirischen Formel wird aus dieser Last der Leistungswert der vorzuhaltenden

27 Vgl. v. a. „Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPT“ vom 16.04.1998.

Sekundärreserve ermittelt. Die in jeder Regelzone vorzuhaltende Sekundärregelreserve wird nach UCTE aus der folgenden Formel ermittelt²⁸:

$$R = \sqrt{a \cdot L_{\max} + b^2} - b$$

R = empfohlene Sekundärregelreserve [MW]

L_{\max} = maximal zu erwartende Verbraucherlast in der Regelzone im Betrachtungszeitraum

a = 10 und b = 150 (empirisch ermittelt)

Abbildung 12 zeigt den Verlauf der Leistungsvorhaltung in Anhängigkeit von der maximalen Verbraucherlast in grafischer Darstellung.

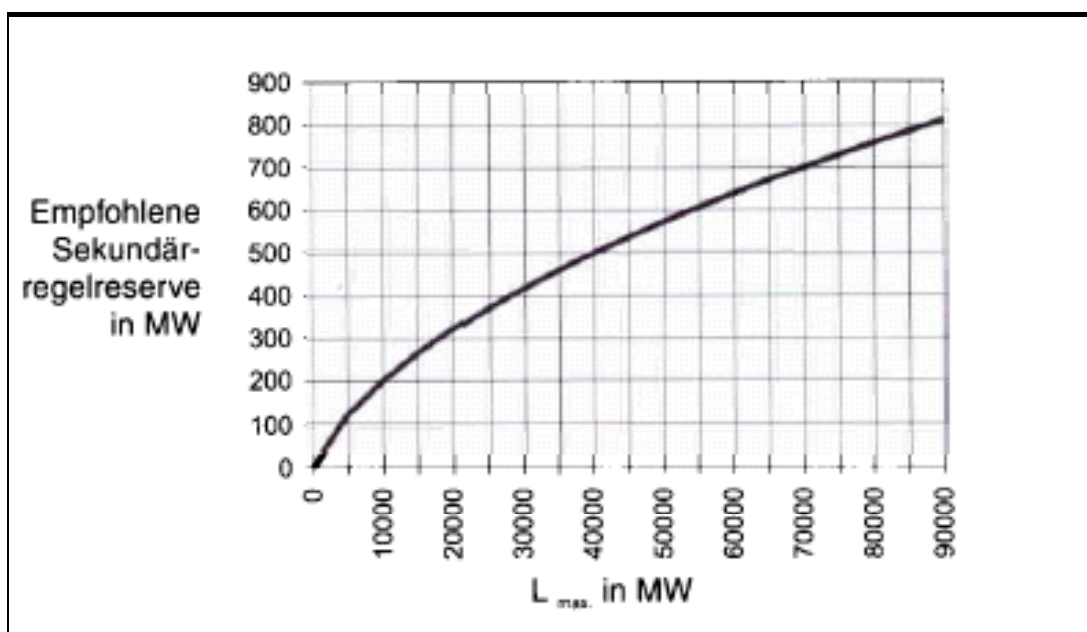


Abbildung 12: Empfohlene Sekundärregelreserve

[UCTE]

5.1.3 Minutenreserve

Die Minutenreserve hat nach den Richtlinien der UCTE die Aufgabe, bei Ausfall einer Erzeugungseinheit die Sekundärregelung wieder frei zu setzen bzw. zu unterstützen. Das bedeutet, dass, wenn nicht bereits durch die erforderliche Sekundärregelreserve der Ausfall der

28 „Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPT“, 16.04.1998

größten Erzeugungseinheit abgesichert ist, zur Ergänzung Tertiärregelreserve vorgehalten werden muss.

5.2 Überschlägige Bemessung der Sollwerte

Primärregelung

Ausgehend von einer Erzeugung im UCTE-Verbund von 1.929 TWh²⁹ ergibt sich für Deutschland (Gesamterzeugung ca. 501 TWh) eine vorzuhaltende Primärregelreserve von 780 MW. Zur Aufteilung auf die Regelzonen muss nun die Erzeugung pro Regelzone herangezogen werden. Allerdings sind die veröffentlichten Erzeugungszahlen der deutschen Kraftwerke nicht konsistent. Als Basis für die folgende Abschätzung dienen daher Angaben der RWE Net³⁰.

Teilt man die genannten 780 MW nach dem von UCTE vorgegebenen Verfahren und unter Verwendung der RWE-Zahlen auf die vier Regelzonen auf, so ergeben sich die Werte in Tabelle 5.

Sekundärregelung

Bemessungsgrundlage der Sekundärregelreserve ist die maximale Last der Regelzone. Da die Netzbetreiber seit dem 1. Januar 2003 die sog. Vertikale Netzlast veröffentlichen, können die Leistungswerte dieser Lastgänge zur Abschätzung der zu erwartenden maximalen Verbraucherlast verwendet werden. Auf dieser Basis ergeben sich die in Tabelle 5 dargestellten Werte.

Minutenreserve

Bemisst man nun die vorzuhaltende Minutenreserve nach dem zuvor geschilderten Mindestansatz, also entsprechend der Leistung des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone abzüglich der Sekundärregelreserve, so ergeben sich wiederum die Werte in Tabelle 5:

29 UCTE, Statistical Yearbook 2001

30 Vortrag: „Regelenergie – Ein Produkt für den europäischen Strommarkt?“, RWE Net, Kleinkorte, Albers, Reyer, Vanzetta; Aachen, 11.09.2003

Tabelle 5: Sollwerte der Regelreserve nach UCTE

Sollwerte	RWE	E.ON	EnBW	VET	Summe	eine Regelzone
Primärregelung [MW]	322	221	82	154	780	780
Sekundärregelung [MW]	347	305	180	206	1.038	630
Minutenreserve [MW]	953	1.065	1.212	714	3.944	762

Die Spaltensumme zeigt die Summen der Werte der einzelnen Regelzonen. Die letzte Spalte in Tabelle 5 („eine Regelzone“) zeigt demgegenüber das Ergebnis der Betrachtung einer gemeinsamen deutschen Regelzone. Diese niedrigeren Werte würden sich entsprechend den UCTE-Vorgaben errechnen und stellen eine Verringerung von Redundanzen in den einzelnen Regelzonen dar. Deutlich erkennbar ergeben sich hierdurch – unter Einhaltung der Mindestanforderungen der UCTE – erhebliche Einsparungen im Bereich der Sekundärregelung (um etwa 40 %) und Minutenreserve (um etwa 80 %).

5.3 Tatsächliche Werte und Vergleich

Die derzeit tatsächlich ausgeschriebenen Regelleistungen zeigt Tabelle 6. Die letzte Spalte weist wiederum die Summe der Einzelwerte aus und zeigt unter anderem, dass die UCTE-Vorgaben (vgl. Tabelle 5) für die Primärregelung nach dieser Betrachtung nicht vollständig erfüllt werden (Unterschreitung um 7 %). Demgegenüber liegen die im Status quo ausgeschriebenen Leistungen in der Sekundärregelung deutlich höher (Überschreitung um mehr als 220 %), und auch die Absicherung eines Ausfalls des größten Kraftwerksblocks (Summe aus Sekundärregelung und Minutenreserve) liegt deutlich über den Vorgaben (Überschreitung um 35 %).

Die anhand von Tabelle 5 aufgezeigten Verringerungen durch die Zusammenfassung der Regelzonen sind unabhängig von den hier betrachteten Überschreitungen.

Tabelle 6: Istwerte der Regelreserve

Istwerte	RWE	E.ON	EnBW	VET	Summe
Primärregelung [MW]	310	190	75	150	725
Sekundärregelung [MW]	1.230	800	720	580	3.330
Minutenreserve [MW]	1.030	1.100	510	780	3.420

Tabelle 7 zeigt den Vergleich der UCTE-Vorgaben mit den tatsächlichen Ausschreibungsleistungen für die einzelnen Unternehmen. Dabei zeigt sich zunächst, dass die geringfügige Unterschreitung der Primärleistungsvorgaben bei allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern in ähnlicher Weise auftritt, bei E.ON noch etwas stärker als bei den anderen.

Tabelle 7: Vergleich Soll/Ist der Regelreserve

Verhältnis Ist / Soll	RWE	E.ON	EnBW	VET
Primärregelung	96%	86%	91%	97%
Sekundärregelung	354%	262%	400%	281%
Minutenreserve	108%	103%	42%	109%

Im Gegensatz hierzu ist in der Sekundärregelung bei allen Übertragungsnetzbetreibern deutlich eine ganz erhebliche Übererfüllung der Anforderungen zu erkennen. In jeder der Regelzonen wird ein Vielfaches der von der UCTE geforderten Mindestmenge an Sekundärregelung ausgeschrieben. Diese Überschreitung liegt bei am höchsten bei EnBW (um 300 %) und RWE (254 %).

Vergleicht man die absoluten Zahlen der vorhergehenden Tabellen miteinander, so errechnet sich für die Sekundärregelung ein theoretisches, maximales Einsparungspotenzial aus Rückführung auf die UCTE-Mindestanforderungen einerseits und Abbau von Redundanzen bei Zusammenlegung der Regelzonen andererseits von fast 2.700 MW oder 80 % der heute ausgeschrieben Leistungen.

Im betrieblichen Einsatz hat das Dispatching des Übertragungsnetzbetreibers erheblichen Ermessensspielraum bzgl. der Frage, in welchem Umfang Sekundärregelung durch Minutenreserve abgelöst oder ersetzt wird. Dieser Ermessensspielraum determiniert unmittelbar das Marktvolumen für die beiden Regelenergiearten. Durch einen zeitnahen und konsequenten Einsatz der Minutenreserve kann der Anteil der Sekundärregelung deutlich verringert werden. Für die Ausregelung einer Regelzone ist operativ betrachtet aber die Sekundärregelung "bequemer"; man kann zwar durch geschickten Einsatz von Minutenreserve und Verschieben des Arbeitspunktes der an der Sekundärregelung fahrenden Kraftwerke Sekundärregelung durch Minutenreserve partiell ersetzen (dieser Vorgang wird auch in den UCPT-Spielregeln geschildert); dies erfordert allerdings eine permanente persönliche Betreuung und ein Monitoring des Systems sowie gezielte Eingriffe. Da andererseits die Beschaffung der Sekundärregelung in hohem Maße auf die regelzoneninternen Anbieter – letztlich also die Schwestergesellschaften der ÜNB – beschränkt ist, besteht ein doppelt starker Anreiz für die Übertragungsnetzbetreiber, Sekundärregelung anstelle von Minutenreserve zu beschaffen und einzusetzen.

In der Zeile der Minutenreserve in Tabelle 7 wird der Ist-Wert (real) verglichen mit dem Soll-Wert bei gleichzeitigem Sollwert der Sekundärregelung. Die Überdeckungen sind bei dieser Betrachtungsweise gering, für EnBW zeigt sich eine deutliche Unterdeckung. Tatsächlich ist also die notwendige Minuten-Kapazität vorhanden (Ausnahme EnBW), allerdings müsste sie bei solch ausgeprägter Sekundärregelleistung bei weitem nicht in diesem Maße vorgehalten werden.

So muss z. B. im RWE-Gebiet der größte Kraftwerksblock (Kraftwerk Biblis, Block B) mit 1.300 MW abgesichert werden. Würde die Sekundärreserve nach den UCTE-Vorgaben be-

messen (347 MW), müsste die Minutenreserve für die verbleibenden, knapp 1.000 MW vorgehalten werden. Da aber bereits Sekundärreserve in Höhe von 1.230 MW ausgeschrieben wird, verbleiben rechnerisch nur 70 MW an Minutenreserve. Es werden dennoch 1.030 MW Minutenreserve vorgehalten.

5.4 Entwicklung der ausgeschriebene Leistungen

Neben der aktuellen Höhe der ausgeschriebenen Leistungen verdient deren Entwicklung über die zurückliegenden Ausschreibungszeiträume Beachtung. Diese zeigt Abbildung 13:

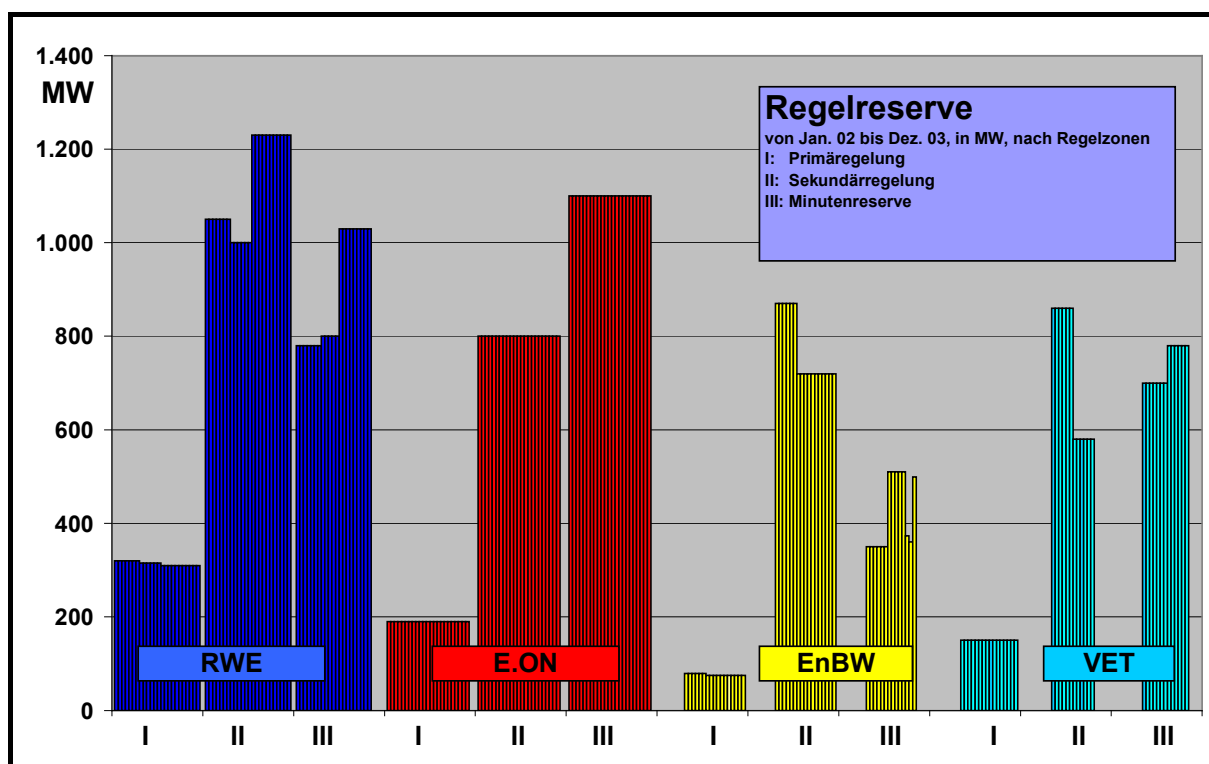


Abbildung 13: Entwicklung der ausgeschriebenen Regelleistungen

Im E.ON-Gebiet ist keine Änderung eingetreten. Die beiden kleineren ÜNB haben ihre Regelreserveleistung von der Sekundär- zur Minutenreserve verlagert – nach den bisherigen Betrachtungen eine begrüßenswertes Vorgehen. Auffallend ist auch hier die Bemessung der Leistungen durch RWE, die deutliche Erhöhung der Sekundär- und Minutenreserve mit dem 01.02.2003. Diese ist in Kenntnis der beschriebenen Bemessungsgrundlagen und Randbedingungen nicht nachvollziehbar.

Aus systematischer Sicht sollte zumindest bei der Minutenreserve³¹ auch die Ausschreibungsleistung an die jeweiligen aktuellen Gegebenheiten angepasst werden, um Kosten zu reduzieren. Dies ist jedoch erst seit Sommer 2003 und nur in der Regelzone EnBW durchgeführt worden.

5.5 Windenergiebedingte Regelleistungsvorhaltung

Das Themenpaar Windenergie und Regelleistung hat in der aktuellen Debatte und im technischen Verbundnetzbetrieb hohe Bedeutung. An dieser Stelle kann eine vertiefte Analyse nicht erfolgen, so dass sich die Ausführungen auf einige grundlegende Anmerkungen zu einer effizienten Beschaffung der windenergiebedingten Regelleistung beschränken.

Die Tatsache, dass die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen in den vergangenen Jahren zugenommen hat, ist unstrittig. Die Quantifizierung der Aussage, differenziert nach den Regelzonen, zeigt Abbildung 14:

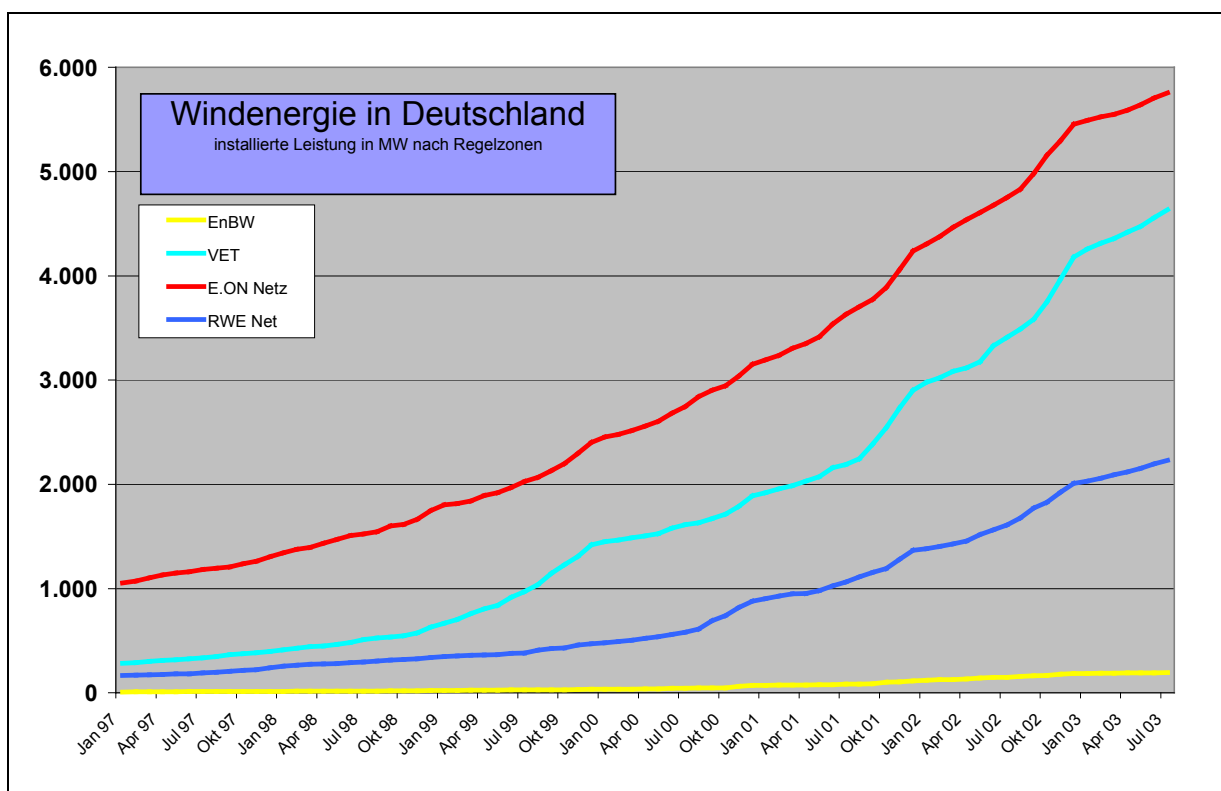


Abbildung 14: Installierte Windenergieleistung in Deutschland

[ISET]

31 Dies gilt im Zuge einer ohnehin sinnvollen Verkürzung der Ausschreibungszeiträume auch für die Sekundärregelung.

Zukünftig ist mit einem weiteren Anwachsen der Einspeiseleistung, insbesondere auch im Offshore-Bereich, zu rechnen.

Aus diesen Werten und dem grundsätzlich unstrittigen Sachverhalt, dass vermehrte Windenergieeinspeisung zusätzlichen Regelenergieeinsatz nach sich zieht, ist allerdings noch keine Aussage abzuleiten, wie hoch der zusätzliche Regelleistungsbedarf dadurch wird. Entscheidend ist die Schwankungsbreite der Einspeisungen und deren Vorhersehbarkeit.

Prognose der Windenergieeinspeisungen

Die Güte der Windenergieprognosen beträgt derzeit ca. 10 bis 15 %³² für den Folgetag. Mit Weiterentwicklung der Prognosesysteme und insbesondere bei einer Verkürzung des Prognosezeitraumes auf einige Stunden können noch deutlich geringere Prognosefehler erreicht werden. Ein wichtiger Aspekt ist, dass der Prognosefehler eher die Charakteristik eines Phasenfehlers als eines Amplitudenfehlers aufweist. Vereinfacht gesagt bedeutet dies, dass der Wind tatsächlich in der prognostizierten Höhe kommt, wenn auch zu früh oder zu spät.

Art der notwendigen Regelenergie

Wichtig für die Bestimmung der Aussage, in welcher Höhe und in welcher Art (also zeitlicher Verfügbarkeit und Aktivierungsgeschwindigkeit) Regelleistung vorzuhalten ist, um auf Fluktuationen der Windenergieeinspeisungen zu reagieren, ist die geringe großräumige Änderungstendenz des Windenergieaufkommens. Abbildung 15 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien der Windenergieeinspeisungsgradienten für drei verschiedene Zeitspannen (¼ h, 1 h und 3 h) des E.ON-Netzes in 2001 und ist einer installierten Einspeisung von ca. 4.000 MW zuzuordnen:

32 Vgl. z. B. Gundolf Dany, Kraftwerksreserve in Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil, Aachen 2000. Die Werte beschreiben Standardabweichungen oder mittlere Fehler bezogen auf die installierte Leistung. Dies bedeutet, dass einzelne Ausreißer auch deutlich (zum Besseren wie zum Schlechteren) hiervon abweichen können.

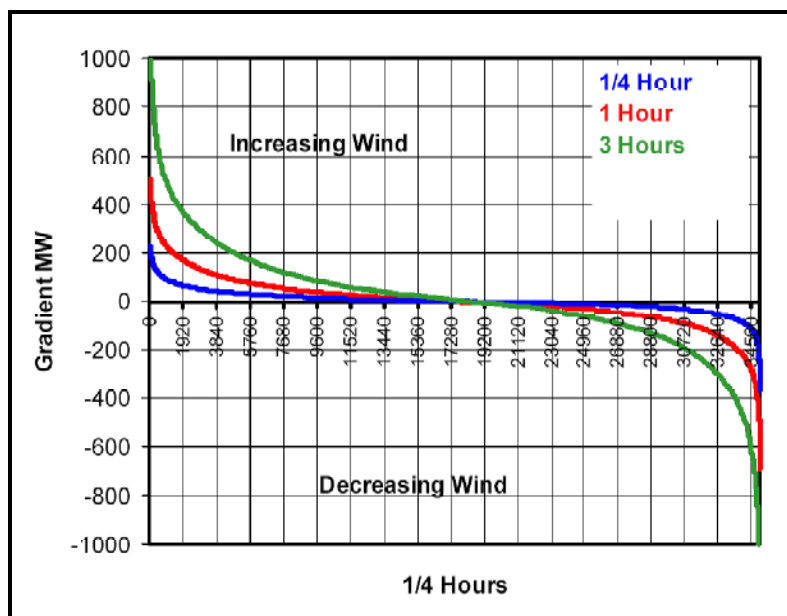


Abbildung 15: Windenergieeinspeisungsgradient , E.ON, 2001

[E.ON, Dr. Bouillon³³]

Dem Leistungsänderungsgradienten der Windeinspeisung muss der Leistungsänderungsgradient der Regelkraftwerke entsprechen, die zu seiner Ausregelung eingesetzt werden. Diese beträgt nur in den extremsten Ausnahmen Werte über 200 MW je Viertelstunde – eine Leistungsänderung, die die Sekundärregelung der deutlich kleineren Regelzone EnBW innerhalb einer Minute bewältigen muss. Damit zeigt die Abbildung 15, welche geringen Anforderungen hinsichtlich der Dynamik an die Kraftwerke zu stellen sind, die zum Windausgleich herangezogen werden können.³³ Hierfür teure Minutenreserve oder gar die noch teurere Sekundärregelung einzusetzen, ist nicht sachgerecht und elektrizitätswirtschaftlich nicht effizient.

Dieser Befund wird auch durch weitere Untersuchungen für E.ON und VET (hier sind die größten Windleistungen installiert) bestätigt³⁴, in denen festgestellt wird, dass wegen der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken viel geringeren Einheitengröße und geografischen Verteilung von Windkraftanlagen kritische Leistungsstörungen im Zeitbereich der Sekundenreserve unrealistisch sind und daher für die Primärregelung keine zusätzlichen Anforderun-

33 „Auswirkungen des fluktuierenden Energieangebotes auf den Systembetrieb“, Dr. H. Bouillon, E.ON Netz GmbH, Bayreuth 2002

34 Die wichtigsten Ergebnisse der Untersuchungen werden berichtet in: „Auswirkungen der zunehmenden Windenergieeinspeisungen auf die Übertragungsnetzbetreiber“ Professor Dr. Haubrich, RWTH Aachen, M. Luther, E.ON Netz, F. Berger, VET et al. in „Energiewirtschaftliche Tagesfragen“ Jg. 2003, Heft 9.

gen mit sich bringt. Ferner stelle die Einbindung von Windkraftanlagen auch an die Sekundärregelung nur geringe Zusatzanforderungen.

Damit wird deutlich, dass die Anforderungen an eine durch Windenergieeinspeisung verursachte Regelleistungsvorhaltung sich auf dem Niveau der Minutenreserve oder darunter, also in einem noch langfristigeren Bereich bewegen.

So ist es im Gebiet der VET auch praktizierter Alltag, dass zum Ausgleich der Schwankungen des EEG-Bilanzkreises Regelenergie in Qualität der Minutenreserve ausgeschrieben wird. Da – wie oben erläutert – das Windenergiedargebot zwar nicht im exakten Zeitpunkt des Eintritts, wohl aber von der Größenordnung her auch frühzeitig und in kürzerer Frist auch mit höherer Genauigkeit prognostiziert werden kann, muss eine elektrowirtschaftlich effiziente Reaktion hierauf auch den Einsatz von längerfristiger Regelleistung vorsehen. Mit Hilfe einer separaten Bereitstellung von Stundenreserve könnten die Arbeitspunkte der Sekundärregelkraftwerke bei vorhergesagten Windänderungen entsprechend verschoben werden und damit die Systemreaktion auf die fluktuierende Einspeisung weitaus effizienter bewerkstelligt werden.

5.6 Zwischenfazit

Die derzeit tatsächlich ausgeschrieben Regelleistungen liegt für die Primärregelung geringfügig unterhalb der UCTE-Vorgaben (Unterschreitung um 7 %). Demgegenüber liegen die im Status quo ausgeschrieben Leistungen in der Sekundärregelung deutlich höher (Überschreitung um mehr als 220 %), und auch die Absicherung eines Ausfalls des größten Kraftwerksblocks (Summe aus Sekundärregelung und Minutenreserve) liegt deutlich über den Vorgaben (Überschreitung um 35 %).

In Betrachtung einer gemeinsamen deutschen Regelzone errechnen sich nach den UCTE-Vorgaben noch niedrigere Werte für die Vorhaltung von Regelleistung, die eine Verringerung von Redundanzen in den einzelnen Regelzonen mit sich bringen. Unter Einhaltung der Mindestanforderungen der UCTE liegen die Einsparungen im Bereich der Sekundärregelung bei etwa 40 % und der Minutenreserve bei etwa 80 %.

Die Windenergie im heutigen Stand als Grund für überhöhte Ausschreibungsleistungen in der Sekundärregelung heran zu ziehen, ist nicht sachgerecht. Aus Gründen der Vorhersehbarkeit, der räumlichen Verteilung der Anlagen und der Anlagengröße ergibt sich ein Ausfall- bzw. Eintrittsverhalten, auf das mit Mitteln der Minutenreserve oder noch längerfristiger Reservehaltung (Stundenreserve) weitaus effizienter reagiert werden kann.

6 Entwicklung der Gesamtkosten für Regelleistung und Regelenergie

Die hierzu betrachtenden Gesamtkosten der Übertragungsnetzbetreiber setzen sich aus den Kosten aus Leistungspreisen für die Leistungsvorhaltung (Primärregelung, Sekundärrege-

lung und Minutenreserve) und den Kosten aus Arbeitspreisen für die tatsächlich abgerufene Energiemengen (Sekundärregelung und Minutenreserve) zusammen.

Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers stellen dabei Regel- und Ausgleichsenergie zwei Seiten der selben Medaille dar. Einerseits steht der Übertragungsnetzbetreiber in vertraglicher Beziehung zu verschiedenen Betreibern von Kraftwerken oder Verbrauchern (Regelenergieseite), andererseits steht das Verhältnis der Übertragungsnetzbetreiber zu den Bilanzkreisverantwortlichen. Die Differenz zwischen der tatsächlichen Kundenentnahme eines jeden Bilanzkreisverantwortlichen und der Einspeisung desselben wird vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Die hierfür zum Einsatz gebrachte und abgerechnete Energie wird als Ausgleichsenergie bezeichnet.

Die üblichen Zuordnungen zwischen Kosten- und Erlösseite zeigt nachfolgend das Schema in Abbildung 16.

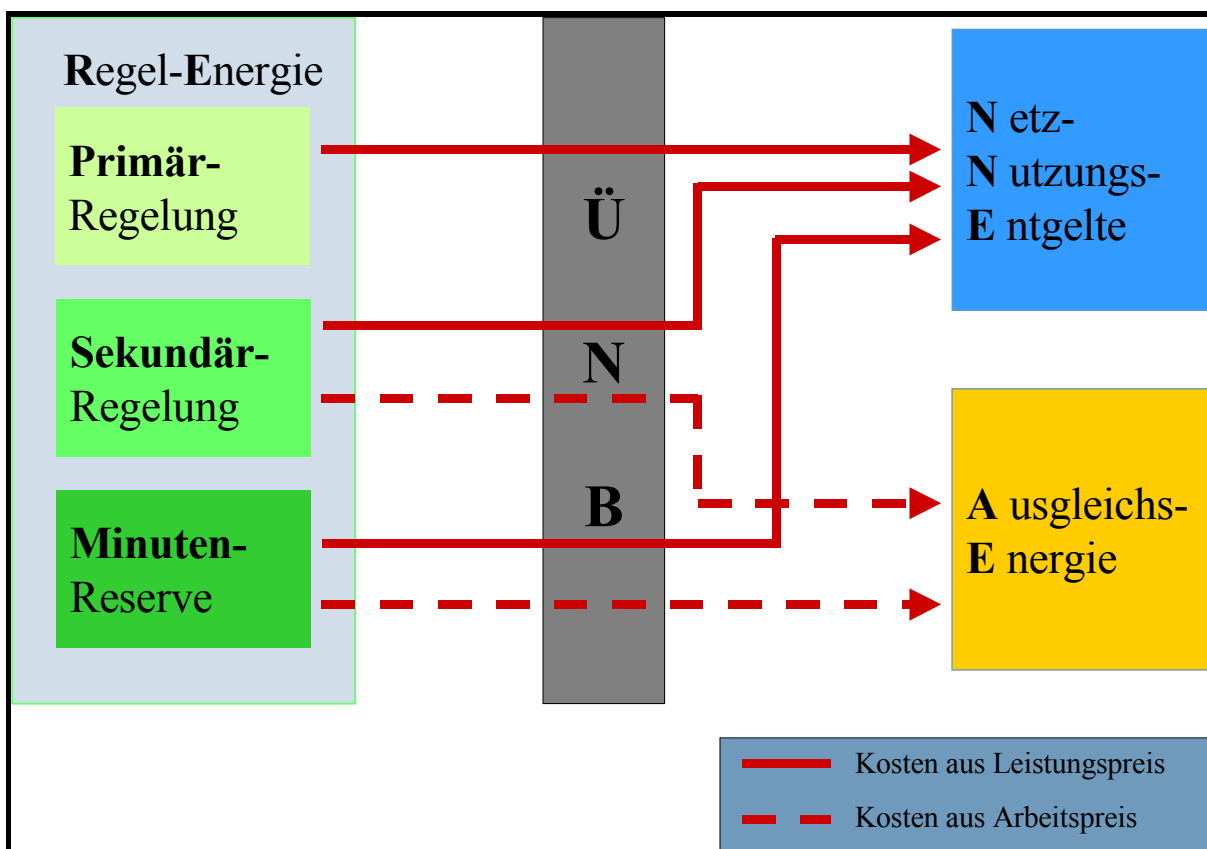


Abbildung 16: Kostenzuordnung

Soweit von den ÜNB hier eindeutige Aussagen getroffen werden, werden die Kostenkomponenten aus dem Arbeitspreis der Regelenergie der Ausgleichsenergie zugeschlagen, wohingegen die Anteile aus dem Leistungspreis über die Netznutzungsentgelte sozialisiert werden.

Die Kosten aus Leistungspreisen sind auf Basis der von den ÜNB veröffentlichten Zahlen einigermaßen vollständig nachzurechnen. Im Unterschied hierzu ist die Datenlage für die Kosten aus Arbeitspreisen schlechter. Hier werden nur Minimal- und Maximalpreise veröffentlicht, die jeweils nur große Bandbreiten abschätzen lassen. Daher müssen die Kosten über die Erlösseite und die zugrundegelegte Identität der Gesamtkosten aus Arbeitspreisen mit den Gesamterlösen aus der Ausgleichsenergieabrechnung abgeschätzt werden.

6.1 Kosten aus Leistungspreisen

Entsprechend ihrem zeitlich versetzten Ausschreibungsbeginn zeigt auch die Kostenentwicklung der Übertragungsnetzbetreiber ein zeitlich versetztes Einsetzen. Die folgende Darstellung verdeutlicht die Entwicklung der Kosten aus Leistungspreisen der Primär- und Sekundärregelung und Minutenreserve:

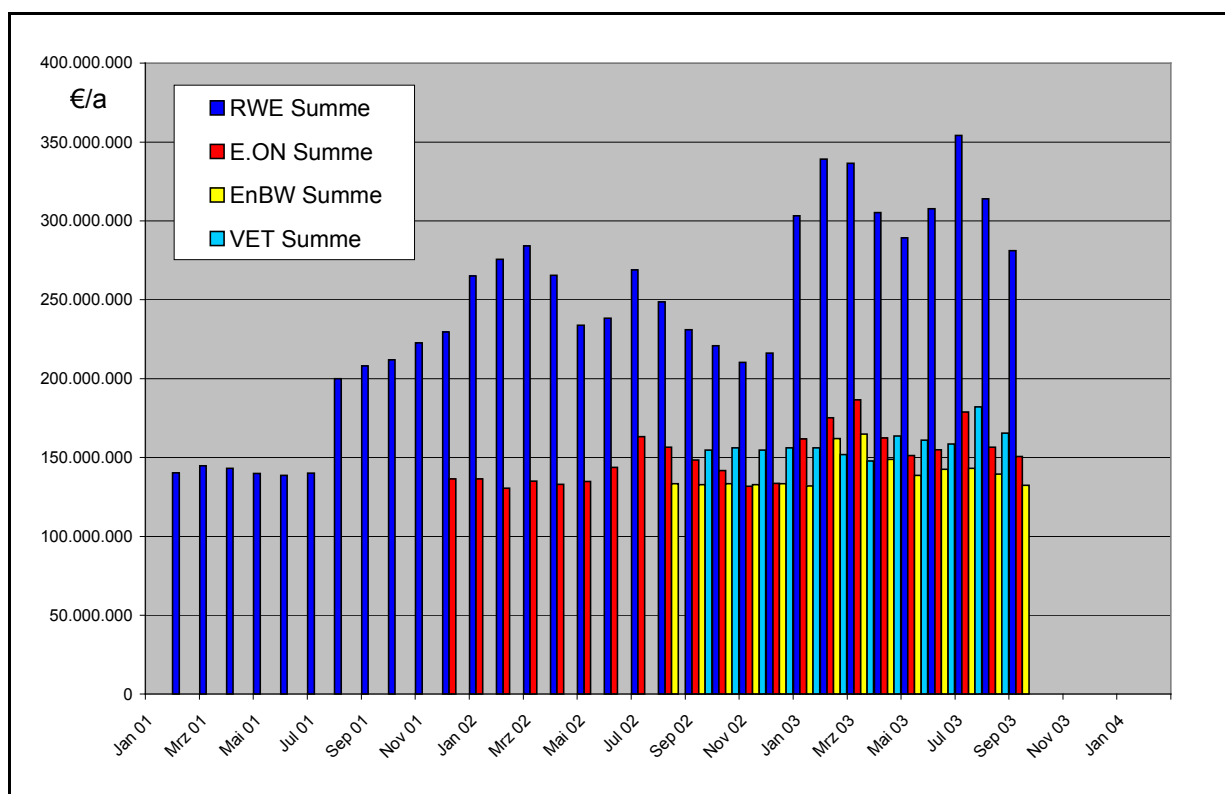


Abbildung 17: Jahres-Leistungskosten Regelenergie

Die Säulen stellen jeweils Jahreskosten der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber dar, und zwar in der Summe über alle drei Regelenergiearten. In der Primär- und Sekundärregelung werden Leistungspreisen für Zeiträume von sechs Monaten, bei der Minutenreserve für einige Stunden abgerechnet. Um diese unterschiedlichen Preisstellungen und Abrechnungszeiträume vergleichbar zu machen, wurden die Kosten auf ganze Jahre hochgerechnet und dann über die Regelenergiearten aufsummiert. Die unterschiedlichen Werte für verschiedene Monate in Abbildung 17 resultieren also aus der Betrachtung, welche Kosten für ein ganzes Jahr entstanden wären, wenn die jeweiligen Ausschreibungsleistungen und Preisstellungen des zugehörigen Monats über ein ganzes Jahr hinweg gegolten hätten.

Abbildung 17 zeigt erhebliche Schwankungen bei RWE, insbesondere starke Sprünge von Juli auf August 2001 (in dem sich v. a. der Preissprung in der Sekundärregelung widerspiegelt) und zu Januar und Februar 2003 (die durch die Erhöhung der Ausschreibungsleistungen für Minutenreserve und Sekundärregelung verursacht sind, vgl. Abschnitt 5.4), dazwischen einen Anstieg bis März 2002 und Rückgang bis Ende 2002, und schließlich Schwankungen im Verlauf des Jahres 2003. Demgegenüber sind die Verläufe bei den anderen Übertragungsnetzbetreibern weitaus ruhiger. Besonderheiten sind die bei E.ON auftretenden Spitzen im Juli 2002, März und Juli 2003 (die jeweils mit Hochpreisphasen der Minutenreserve zusammenfallen, vgl. Abbildung 9) und der deutliche Sprung bei EnBW zum Februar 2003, der wiederum durch eine Erhöhung der Ausschreibungsleistung (Minutenreserve) verursacht ist.

Die Werte in Abbildung 17 berücksichtigen die unterschiedliche Größe der Unternehmen und Regelzonen nicht. Es nimmt somit nicht Wunder, dass die höchsten Kosten im RWE-Gebiet zu finden sind. Um diesbezüglich eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen, wurden die Werte in Abbildung 18 auf eine Bezugsgröße skaliert, die – wenn auch sehr vereinfachend – die Größe der Regelzone widerspiegelt: Als Bezugsgröße wurde der Maximalwert der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten sog. vertikalen Netzlast verwendet (vgl. hierzu auch die Erläuterungen zu Tabelle 8). Um auf eine sinnvolle Einheit zu gelangen, wurden also die Jahres-Leistungskosten auf den höchsten vorliegenden Wert³⁵ der vertikalen Netzlast bezogen.

35 Die vertikalen Netzlasten liegen für den Zeitraum Januar bis September 2003 vor. Die Leistungsspitze in diesem Zeitraum ist als gute Näherung für die Gesamtjahresspitze anzusehen.

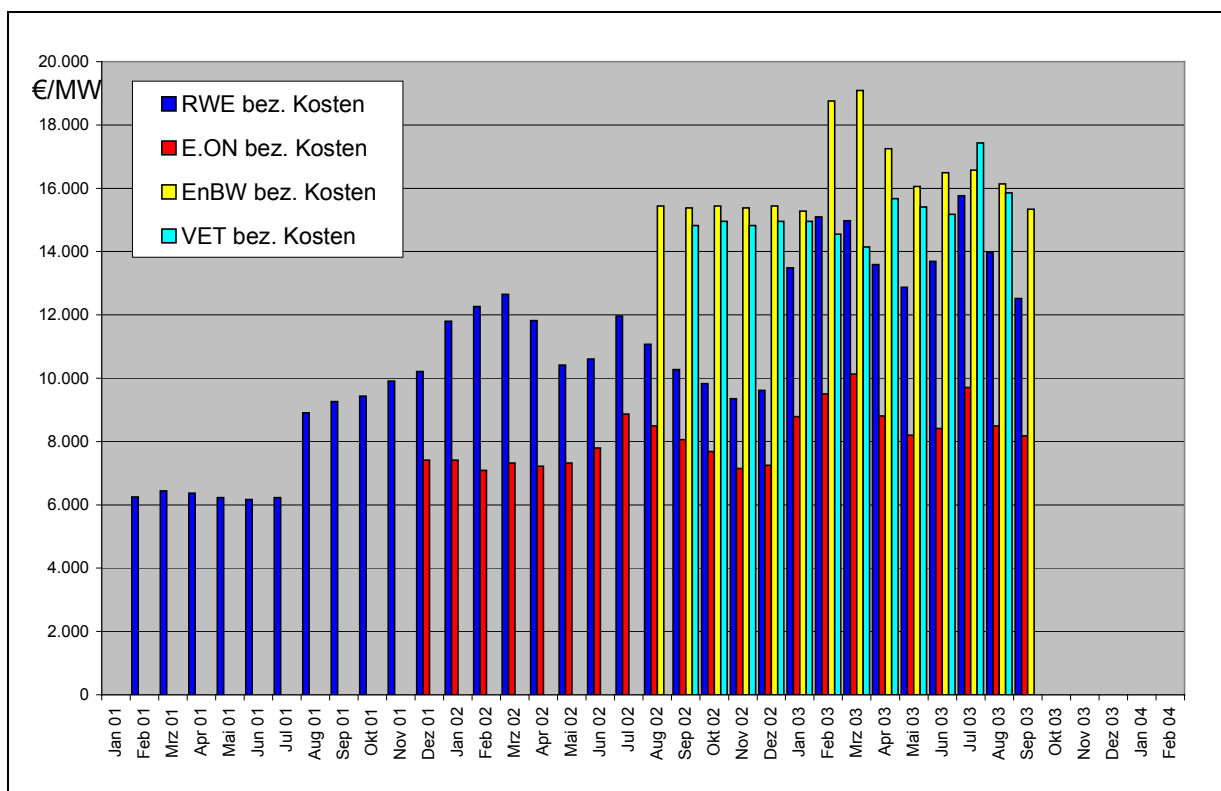


Abbildung 18: Auf die maximale vertikale Netzlast bezogene Jahreskosten für Regelleistung

In Abbildung 18 kann eher ein Vergleich der absoluten Höhe der Kosten stattfinden – der qualitative Verlauf bleibt ohnehin unverändert. Erkennbar ist, dass die Kosten der EnBW und VET spezifisch höher liegen als in der Regelzone RWE, insbesondere im zweiten Halbjahr 2002, also vor der Erhöhung der Ausschreibungsleistungen durch RWE; aber auch die Kosten der RWE liegen noch erheblich über denen der E.ON. Gegenüber den Kosten der E.ON liegen die der RWE im Bereich von etwa 25 bis 60 % höher, die der EnBW und VET im Bereich von 30 bis 90 % darüber. Eine Erklärung hierfür ist nicht erkennbar, zumal in keiner der anderen Regelzonen eine höhere Belastung durch einspeisende Windkraftanlagen geltend gemacht werden kann.

6.2 Kosten aus Arbeitspreisen

Neben den Netznutzungsentgelten, über die der Leistungspreisanteil der Regelenergiekosten finanziert wird, erwirtschaften die Übertragungsnetzbetreiber Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen. Diese Ein-

nahmen sollen die Kosten der Arbeitspreise aus Sekundärregelung und Minutenreserve decken³⁶.

Bei der Abrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen kommt ein reiner Arbeitspreis zum Ansatz. Dieser wird nach Monatsende viertelstundenscharf gemeinsam mit dem Saldo der Regelzonen veröffentlicht. Aus diesem Wertepaar lässt sich die Erlössumme durch Multiplikation berechnen. Auf den Monat aufsummiert ergeben sich die Werte in Abbildung 19³⁷.

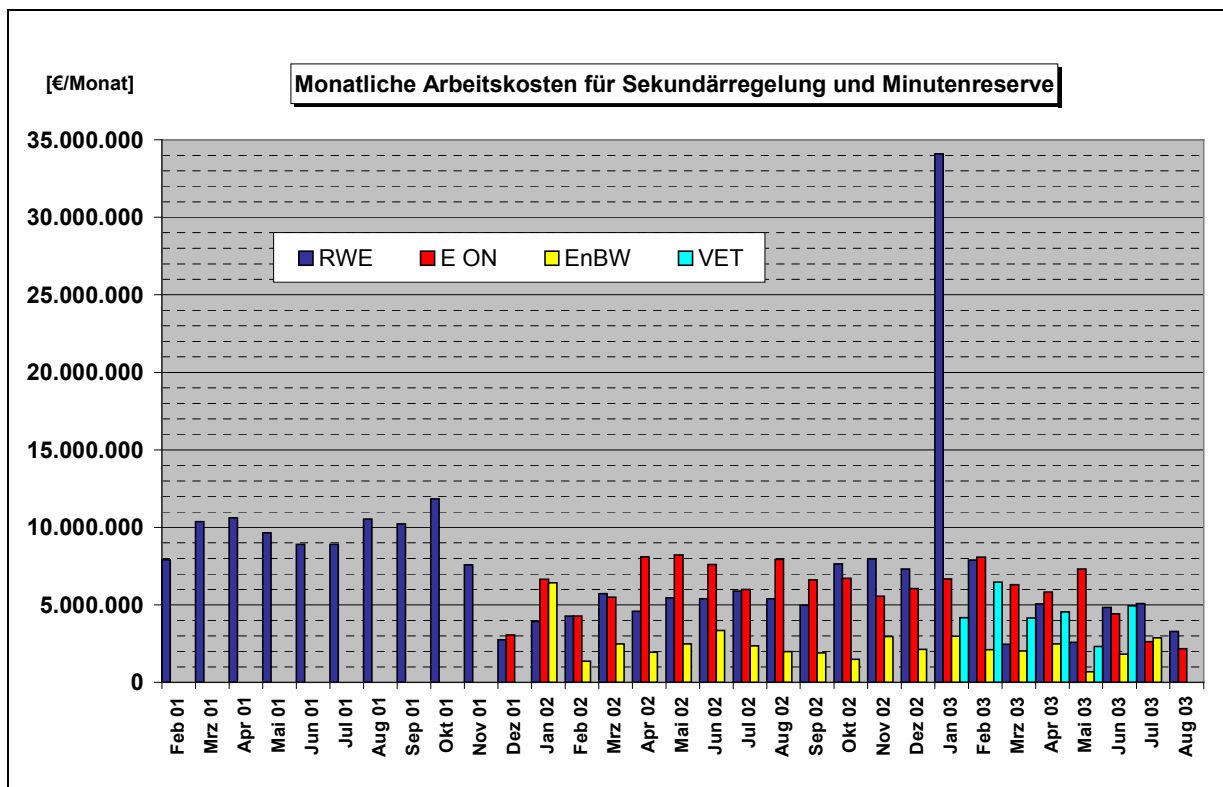


Abbildung 19: Monatliche Erlöse aus Ausgleichsenergie

In dieser Darstellung fallen zunächst die Erlöse für RWE im Januar 2003 auf, die einen extrem hohen Wert von knapp über 34 Mio. € aufweisen (hierunter ein Spitzenwert von über 100.000 € in einer Viertelstunde am Mittag des 10.01.2003). Die seitens RWE veröffentlichten Daten weisen für den Januar sehr häufige und hohe positive Regelzonensalden auf, also eine hohe Unterdeckung über viele oder große Bilanzkreise, die durch den Bezug von positiver Sekundärregelung und Minutenreserve ausgeglichen werden musste. In Verbindung mit hohen Preisen führt die zu den berechneten und in Abbildung 19 ausgewiesenen extremen

36 In der Primärregelung kommt kein Arbeitspreis zum Ansatz.

37 Da hier nicht unterschiedliche Preisstellungen zusammengefasst werden müssen, können direkt Monatssummen aufgetragen werden – und nicht wie in den vorangegangenen Darstellungen hochgerechnete Jahreskosten.

Kosten. Obwohl äußere Umstände wie z. B. niedrige Temperaturen eine solche Unterdeckung grundsätzlich begünstigt haben, bleibt allerdings fraglich, warum sich dieses Extremsituation allein auf die Regelzone RWE beschränkt hat. Die weitere offene Frage ist, ob eine solche dauernde Unterdeckung des Saldos über alle Bilanzkreise überhaupt denkbar ist, ohne dass entsprechende Unterdeckungen auch beim größten Bilanzkreis der Regelzone – dem Handel und Vertrieb der RWE – aufgetreten sind, so dass bei diskriminierungsfreier Praxis hier auch ein Großteil der Zahlungen in Höhe von 34 Mio. € zu vermuten ist.

Insgesamt entwickeln sich die Erlöse für RWE bis zu diesem Datum steigend, um dann bis August 2003 in etwa wieder auf das Ausgangsniveau zu fallen. Einen ähnlichen Verlauf beschreiben die E.ON-Werte. EnBW beginnt mit dem höchsten Wert (6,4 Mio. €) und bleibt ansonsten innerhalb einer Bandbreite von 700.000 € und 3,4 Mio. €. Die Erlösentwicklung von VET beginnt zeitversetzt später mit dem gleichen hohen Wert wie EnBW, sinkt dann im Juni 2003 auf 2,3 Mio. € und weist schließlich im Juli einen Erlös von knapp 5 Mio. € auf.

Den Erlösen stehen die Kosten aus dem Arbeitspreisen der Sekundärregelung und Minutenreserve gegenüber. RWE ist der einzige Übertragungsnetzbetreiber, der die gelieferten und bezogenen Mengen aus Minutenreserve und Sekundärregelleistung veröffentlicht, deshalb kann nur für RWE die grundsätzlich unterstellte Identität der Erlöse aus abgerechneter Ausgleichsenergie und der Kosten für in Anspruch genommene Regelenergie ansatzweise überprüft werden.

Es stehen jedoch auch im Falle RWE keine detaillierten Zahlen zur Verfügung, die eine exakte Nachrechnung für den Betrachtungszeitraum ermöglichen würden, daher muss eine Abschätzung vorgenommen werden. Zur Verfügung stehen für jede Flussrichtung der minimale und der maximale Arbeitspreis. Es resultieren daher vier mögliche Abschätzungen: Die Energie kann

- (1) zum maximalen Preis vom Bieter zum Übertragungsnetzbetreiber und zum minimalen Preis von Übertragungsnetzbetreiber zum Bieter geflossen sein (best case für den Bieter, oberste Linie),
- (2) in beide Richtungen zu maximalen Preis abgerechnet worden sein (zweite Linie von oben),
- (3) in beide Richtungen zum minimalen Preis abgerechnet worden sein (dritte Linie von oben) oder
- (4) zum minimalen Preis vom Bieter zu Übertragungsnetzbetreiber und zum maximalen Preis von Übertragungsnetzbetreiber zum Bieter geflossen sein (best case für RWE, unterste Linie).

Stellt man diese Überlegungen den Summenwerten aus Abbildung 19 gegenüber, so ergeben sich die Werte in Abbildung 20:

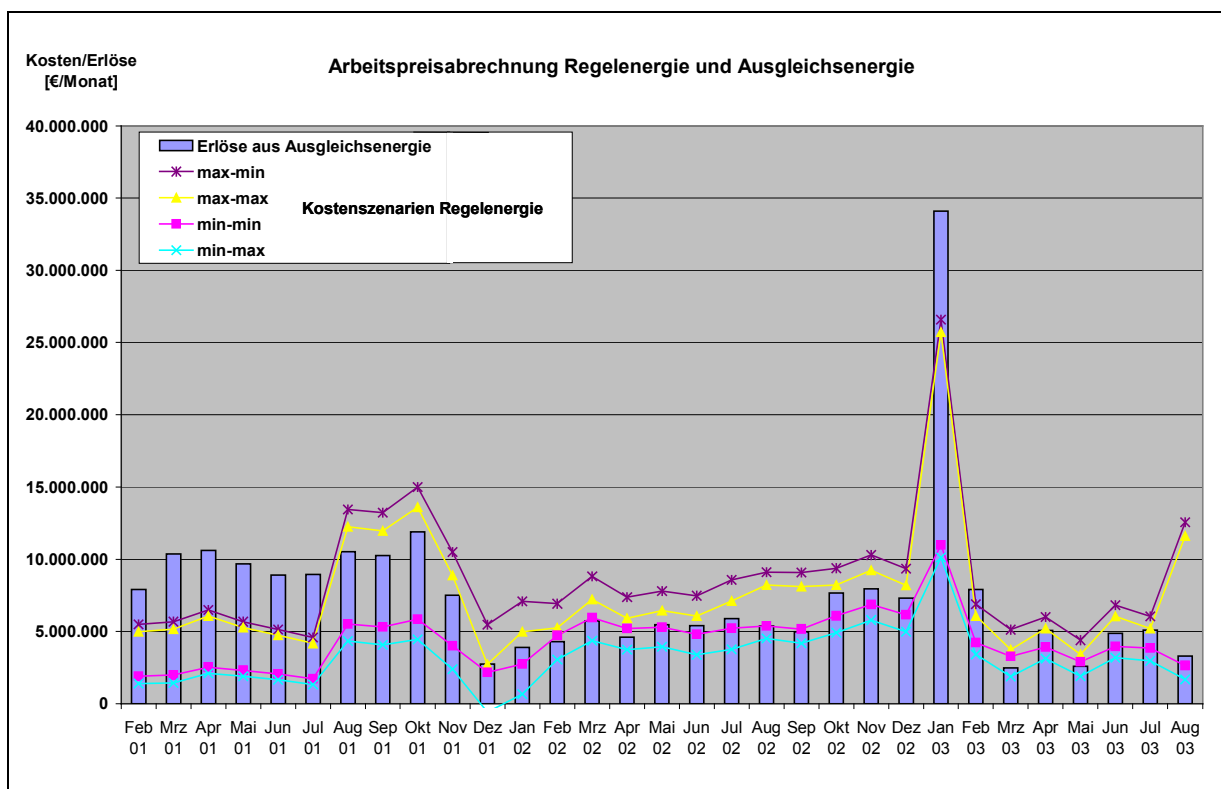


Abbildung 20: Monatliche Kosten und Erlöse von RWE aus Arbeitspreisen für Regel- und Ausgleichsenergie

Hierbei fällt auf, dass für die ersten sechs Monate und im oben betrachteten Monat Januar 2003³⁸ sowie im darauffolgenden Februar in allen Varianten die Erlöse die Kosten deutlich übersteigen. In den übrigen Monaten liegen die Kostenwerte in maximaler Abschätzung über den Erlösen sowie die in minimaler Abschätzung weiterhin unter den Erlösen und bestätigen insofern die Plausibilität der Ergebnisse.

6.3 Zwischenfazit

Die Gesamtkosten der Leistungsbereitstellung weisen insbesondere bei RWE erhebliche Schwankungen auf. Starke Kostensprünge werden maßgeblich durch die Preisentwicklung in der Sekundärregelung und Minutenreserve und die Erhöhung der Ausschreibungsleistungen für Minutenreserve (RWE und EnBW) und Sekundärregelung (RWE) verursacht.

Die spezifischen Kosten unter Bezug auf den Maximalwert der vertikalen Netzlast zeigen neben den hohen Kosten der RWE noch größere Abstände bei EnBW und VET gegenüber den Gesamtkosten in der Regelzone E.ON. Gegenüber den Kosten der E.ON liegen die der

³⁸ Bei maximaler Abschätzung der Kosten (26 Mio. €) errechnet sich eine Überdeckung um 8 Mio. €.

RWE im Bereich von etwa 25 bis 60 % höher, die der EnBW und VET im Bereich von 30 bis 90 % darüber. Eine Erklärung hierfür ist nicht erkennbar, insbesondere scheidet die Windenergieeinspeisung als Erklärungsansatz aus.

Die Kosten aus Arbeitspreisen können direkt nicht betrachtet werden, ihnen sollten aber die Erlöse aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie entsprechen. Bei deren Betrachtung zeigt sich überwiegend eine Schwankung um monatliche Kosten von etwa 2 Mio. € (EnBW) bzw. 5 bis 7 Mio. € (VET, RWE und E.ON).

Bei RWE auftretende extrem hohe Erlöse im Januar 2003 können nicht zufriedenstellend erklärt werden.

Eine genaue Überprüfung der Identität zwischen Erlösen aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie und Kosten für Regelenergie kann in Ermangelung entsprechender Daten nicht für alle Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden. Die Überprüfung der Werte für RWE ergibt, dass in einigen Monaten die Erlöse auch über den maximal abschätzbaren Kosten liegen.

7 Gegenüberstellung: Entwicklung der Netzerlöse

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Zeitraum von 2000 bis 2004 mehrfach ihre Netznutzungsentgelte veröffentlicht bzw. geändert, RWE und E.ON insgesamt fünf mal, VET und EnBW je viermal. Parallel dazu erfolgten die Ausschreibungen für Regelenergie, deren Ergebnisse als Grund für Entgelterhöhungen angeführt wurden. Im folgenden werden aus den veröffentlichten Netznutzungsentgelten und Strukturdaten die Erlöse und Erlösänderungen der vier Übertragungsnetzbetreiber errechnet und mit den Kosten und Kostenänderungen aus der Beschaffung von Regelenergie verglichen.

7.1 Datengrundlage und Vorgehensweise der Erlösabschätzung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern und ihren Mutterunternehmen veröffentlichte Datenbasis ist nicht in allen Belangen zufriedenstellend und ausreichend für eine exakte Berechnung der Erlöse aus Netznutzungsentgelten. Es mussten daher verschiedene Abschätzungen getroffen und Quervergleiche gezogen werden, um vor allem das Gesamtgerüst der Entnahmen aus den Netzen der Übertragungsnetzbetreiber zu bestimmen. Im folgenden werden die Datengrundlagen und Berechnungen beschrieben.

Als Datengrundlage für die **Preisstellungen** dienten im wesentlichen die Internetveröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber und ihrer Muttergesellschaften (für die Jahre 2002 bis 2004) sowie Datenbanken der BET mit historischen Veröffentlichungen (für Preisstellungen vor 2002).

Als Datenbasis für das **Mengengerüst** liegen zum einen ebenfalls Veröffentlichungen der ÜNB selbst vor (Strukturdaten der Netze), die insbesondere die **Energieabgabe je Span-**

nungsebene beinhalten. Dagegen sind die **Abrechnungsleistungen** je Spannungseben nicht bekannt. Sie wurden über die Annahme spannungsebenenspezifischer Benutzungsdauern abgeschätzt.

Des weiteren diente die VDEW-Statistik von 1998 (Leistung und Arbeit) zur **Plausibilisierung** der Abschätzung des Mengengerüsts. Die insgesamt abgeschätzten Erlöse konnten für RWE auch anhand des Geschäftsberichtes der RWE Net AG plausibilisiert werden. Für andere ÜNB war dies nicht möglich, da einzig RWE einen spartenscharfen Jahresabschluss veröffentlicht hat.

7.2 Entwicklung der Erlöse aus Netznutzungsentgelten

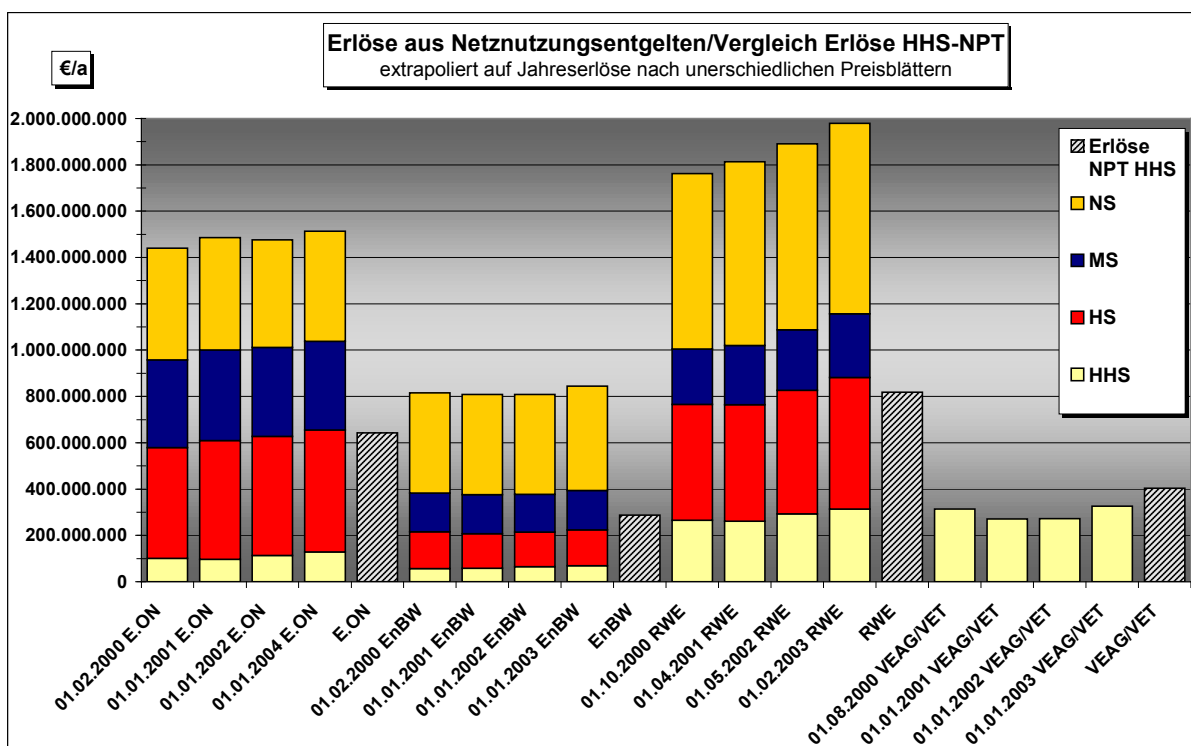


Abbildung 21: Abschätzung der Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus Netznutzungsentgelte

Abbildung 21 zeigt die Gesamterlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus Netznutzungsentgelten, die sich aus der oben erläuterten Abschätzung ergeben. VET (zuvor VEAG) weist aufgrund der Netz- und Unternehmensstruktur lediglich Erlöse aus der Höchstspannung auf³⁹. Die drei anderen ÜNB verfügen auch in allen nachgelagerten Spannungsebenen über

39 Die Entnahmen in nachgelagerten Spannungsebenen aus den Stadtnetzen der ehemaligen Bewag und HEW wurden nicht berücksichtigt.

Netze und Erlöse, wenngleich in unterschiedlichem Umfang. Daher fällt die Aufteilung der Einnahmen auf die Spannungsebene recht unterschiedlich aus, mit einem hohen Anteil der Niederspannung bei RWE und EnBW und einer stärkeren Dominanz der Hoch- und Höchstspannung bei E.ON.

Der Gesamtverlauf der Erlöse entspricht der Erwartung, dass mit den anfänglich teilweise vorgenommenen Entgeltabsenkungen (VET, EnBW) Erlösminderungen einhergingen. Die mit den gestiegenen Regelenergiekosten begründeten Entgelterhöhungen führten dann wieder zu einem Anstieg der Gesamterlöse, der bei RWE am deutlichsten ausgeprägt, aber auch bei allen anderen ÜNB gut erkennbar ist.

Dieser Anstieg umfasst – bis auf VET – alle Spannungsebenen, ist aber aufgrund der Begründung der gestiegenen Regelenergiekosten allein der Höchstspannungsebene zuzuordnen. Um die Entwicklung der Erlöse aus der Höchstspannung zu eruieren, muss die gesamte Entnahmemenge in einer Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers auf die Höchstspannungsebene bezogen werden. Dieses Vorgehen wird im Rahmen der nachfolgenden Überprüfung der Erlösabschätzung in Abschnitt 7.3 genauer erläutert und führt zu den in Abbildung 21 dargestellten schraffierten Säulen, die alleine Erlöse aus der Höchstspannungsebene auf Basis der Jahreshöchstlast und der Netzkpunktarife darstellen. Hierbei treten zum einen Differenzen aufgrund der Berechnungsmethode auf (v. a. der höhere Wert bei VET), zum anderen aufgrund der internen Kostenwälzung bei den ÜNB: Die Erlöse aus der externen Abrechnung in Hoch-, Mittel- und Niederspannung beinhalten jeweils gewälzte Kosten der Höchstspannung, die insgesamt den Unterschied zwischen den direkten Erlösen aus der Höchstspannung und den schraffierten Gesamterlösen der Höchstspannungsebene (direkt und indirekt) erklären.

Die Entwicklung der Gesamterlöse wird im Folgenden (Abschnitt 7.4) für jeden einzelnen Übertragungsnetzbetreiber der Entwicklung der Regelleistungskosten gegenübergestellt.

Da die unter 7.1 geschilderte Vorgehensweise jedoch eine Reihe von Abschätzungen und damit einhergehenden Unsicherheiten aufweist, wird zur Absicherung der weiteren Schlussfolgerungen zunächst eine Vergleichsbetrachtung zur Überprüfung durchgeführt.

7.3 Überprüfung der Erlöse aus den Netznutzungsentgelten der Höchstspannungsebene

Zur Veranschaulichung dieser Überprüfung sind in Abbildung 22 alle Entnahmen, die aus den veröffentlichten Strukturdaten der ÜNB bekannt sind, rot markiert. Dies sind die Entnahmen direkt aus den Netzen, die im Eigentum der ÜNB stehen. Bekannt sind hier die Jahresenergiemengen, die Leistungswerte müssen unter Annahme spannungsebenenspezifischer Benutzungsdauern bestimmt werden. Auf dieser Grundlage wurden die Gesamterlöse für alle Spannungsebenen in Abbildung 21 abgeschätzt.

Unbekannt sind hingegen die weiß gekennzeichneten Entnahmen, zum einen zwischen den Spannungsebenen der ÜNB, zum anderen Einspeisungen und Entnahmen in und aus den

Netzen anderer Netzbetreiber. Indem aber die Summe der Entnahmen aus allen Spannungsebene eines ÜNB gebildet wird und die dezentralen Einspeisungen in seine nachgelagerten Netzebenen (rote Pfeile, links) abgezogen werden, kann die gesamte Entnahme aus der Höchstspannungsebene bestimmt werden. Auch hier muss dann wieder die Benutzungsdauer abgeschätzt werden, um die Erlöse aus Netznutzungsentgelten der Höchstspannung berechnen zu können.

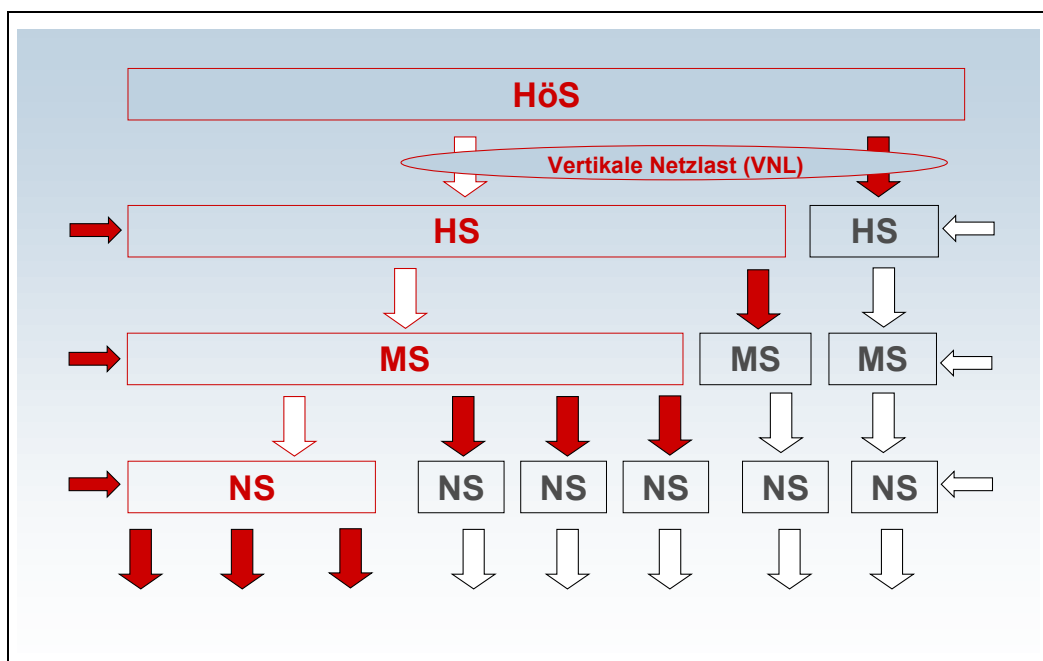


Abbildung 22: Bestimmung der Mengenstruktur zur Überprüfung der Abschätzung der Erlöse aus Netznutzungsentgelten der ÜNB

Eine Überprüfung kann – nur für die Höchstspannungsebene – anhand der sog. vertikalen Netzlast durchgeführt werden. Die vertikale Netzlast wird seit Anfang 2003 von allen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht, und grenzt sich vor allem von der horizontalen Netzlast ab, die Stromtransite durch das europäische oder deutsche Verbundsystem behandelt. Die vertikale Netzlast ist definiert als die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilungsnetzen und Endverbrauchern. Damit ist sie auch die richtige Bezugsgröße für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte für alle Entnahmen aus der Höchstspannungsebene, allerdings mit der einen Einschränkung, dass sie noch nicht für ein ganzes Jahr veröffentlicht wurde.

Die nachfolgende Tabelle 8 zeigt zusammenfassend die Datengrundlagen für beide Betrachtungen, in den ersten drei Spalte für die Abschätzung nach Spannungsebene (zeitlicher Verlauf in Abbildung 21), in den beiden letzten Spalten die Werte für die Berechnung nach Jahreshöchstlast (schraffierte Säulen in Abbildung 21).

Tabelle 8: Zusammenfassende Abschätzung der Kosten und Erlöse in der Höchstspannung – Ausgangsdaten der Berechnung

Ausgangsdaten	Abgabe aus HHS an Netzkunden in 2002 [GWh]	Gesamtabgabe aus Höchstspannung in 2002 [GWh]	Gesamtabgabe mit Einspeisungen in 2002 [GWh]	Summe vertikale Netzlast 1. Hj. 2003 [GWh]	Maximum vertikale Netzlast 1. Hj. 2003 [MW]
RWE	61.900	144.558	161.900	74.642	22.470
E.ON	24.000	97.375	107.000	55.850	18.432
EnBW	14.534	50.146	53.229	26.968	8.637
VET	55.675*	55.675*		30.207	10.444

* anhand der Verhältnisse 1. Hj. 2003/2002 bei den anderen ÜNB abgeschätzter Wert für VET

Die Summierung der Energiemengen der vertikalen Netzlast über das erste Halbjahr 2003 (vorletzte Spalte) kann mit der Gesamtabgabe aus Höchstspannung (mittelbar über alle Netzebenen, zweite Spalte) verglichen werden. Dabei zeigt sich, dass die Werte für das erste Halbjahr 2003 ferien- und temperaturbedingt stets einige Prozentpunkte über der Hälfte der vorhandenen Werte für 2002 liegen. Damit kann die Gesamtentnahme auch für VET/VEAG, die die Strukturmerkmale bislang nicht bekannt gegeben hat, abgeschätzt werden (55.675 GWh). Hierauf baut die Erlösabschätzung über Strukturmerkmale auf (erste Spalte in Tabelle 9).

Die Angaben der Höchstlast (letzte Spalte) werden für eine Berechnung auf der Grundlage der Netzpunkttarife⁴⁰ genutzt (zweite Spalte in Tabelle 9). Für die Jahreshöchstlast ist dies eine untere Abschätzung, da höhere Leistungswerte, die in der zweiten Jahreshälfte (November/Dezember 2003) auftreten könnten, zu höheren Erlösen führen müssten.

40 Die Berechnung des Netzpunkttarifes erfolgt durch Addition des Leistungspreises und der Arbeitspreise bei 8.760 Benutzungsstunden.

Die Netzpunkttarife sind die Netznutzungsentgelte als reine Leistungspreise ohne Abrechnung eines Arbeitspreises und nicht zu verwechseln mit den veröffentlichten Leistungspreisen selbst. Anstelle der Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreisen wird der Netzpunkttarif in der Einzelabrechnung eines Netznutzers mit einem individuellen Gleichzeitigkeitsgrad kombiniert. In der Anwendung auf die Jahreshöchstlast einer gesamten Netzebene muss der Gleichzeitigkeitsgrad $g = 1$ sein.

Tabelle 9: Zusammenfassende Abschätzung der Kosten und Erlöse in der Höchstspannung – Ergebnisse der Berechnung

Ergebnisse	Erlösabschätzung über Strukturmerkmale [€]	Erlöse aus Netzpunkttarif [€]
RWE	731.824.875	818.177.640
E.ON	460.553.320	642.318.336
EnBW	239.055.384	287.974.854
VET	325.476.400	403.150.366

Im Ergebnis bedeutet dies: Die Erlösabschätzung über Strukturmerkmale führt für die Höchstspannung zu Ergebnisse, die systematisch niedriger liegen als die verlässliche Berechnung anhand von Netzpunkttarifen und vertikaler Netzlast. Die Gesamterlöse wie in Abbildung 21 dargestellt sind daher eher eine untere Abschätzung. Insbesondere werden auch die Auswirkungen der Preiserhöhungen eher unterschätzt als überschätzt und können im Folgenden als belastbare Vergleichsgrundlage für die Entwicklung der Regelleistungskosten herangezogen werden.⁴¹

7.4 Abgleich der gestiegenen Kosten und Erlöse

Auch vor Beginn der Ausschreibungsbeschaffung bei den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern musste Regelleistung bereitgestellt und Regelenergie beschafft werden. Die Konditionen hierfür sind im Detail nicht bekannt. Es gibt aber aus der VV II und VV II plus Preisangaben für die Systemdienstleistungsentgelte, die zu einem Anteil von etwa 70 % der Frequenz-Leistungs-Regelung, also vorrangig der Primär- und Sekundärregelung, zuzuordnen sind. Diese von allen Netznutzern als Bestandteil der Netznutzungsentgelte zu zahlenden Systemdienstleistungsentgelte wurden auf 0,15 €/kWh beziffert.⁴² Die mit diesem Wert berechneten Kosten für Systemdienstleistungen der ÜNB sind als ein erster Vergleichsmaßstab in die nachfolgenden Darstellungen eingefügt (weiße Säulen).

Die zweite Vergleichsbetrachtung hebt nicht auf die absolute Höhe der Erlöse und Kosten ab, sondern die relative Entwicklung zu einander. Dies begründet sich durch die Verweise

41 Neben dieser Kontrollrechnung ist weiterhin festzuhalten, dass sich die notwendigen Annahmen zu den Benutzungsdauern nur auf das einmal zu definierende Mengengerüst der Entnahmen aus den Netzen der ÜNB beziehen. Damit wirken sie sich auf die absolute Höhe der Erlöse aus, die durch den Vergleich mit der Abrechnung des Netzpunkttarifes gerade abgesichert wurde. Die zeitliche Entwicklung und damit die Mehrerlöse aufgrund der Preiserhöhungen können durch die getroffenen Annahmen ohnehin nur geringfügig beeinflusst werden.

42 Vgl. VV II, Anlage 2 S. 2 i. V. m. Anhang 2, S. 3 und aktualisiert VV II plus, Anlage 2 S. 12.

der Übertragungsnetzbetreiber, dass die gestiegenen Regelenergiekosten eine Erhöhung ihrer Netznutzungsentgelte erforderlich gemacht hätten. Daher ist zu überprüfen, ob den Mehrerlösen tatsächlich gleiche Mehrkosten gegenüberstehen.

Hierzu sind in den folgenden Darstellungen die Säulen für die gesamten Kosten für die Beschaffung von Regelleistung so justiert, dass ihr oberes Ende genau mit den Gesamterlösen vor Preiserhöhung zusammenfällt. Über die sonstigen Kosten, die unterhalb der Regelleistungskosten den Erlösen gegenüberstehen müssen, können hier keine Aussagen getroffen werden, sie werden als konstante Größe angenommen.

Die Darstellungen setzen also voraus, dass jeweils vor Preiserhöhung die Leistungskosten für Regelenergie den ihnen gegenüberstehenden Erlösen aus den Netznutzungsentgelten entsprochen haben und auch für die der Netzinfrastruktur zuzuordnenden Kosten eine genaue Entsprechung mit den Netznutzungsentgelt-Erlösen zu diesem Zeitpunkt bestand. Damit wird eine insgesamt der VV II plus entsprechende Identität von Kosten und Erlösen vorausgesetzt.

Übersteigen im weiteren Verlauf die Regelleistungskosten (Säulen) die Gesamterlöse (rote Linie), so bedeutet dies eine Unterdeckung der Kosten, im umgekehrten Fall (rote Linie über den Säulen) werden die geltend gemachten Kosten durch die Erlöse überdeckt.

7.4.1 RWE – Kosten und Erlöse

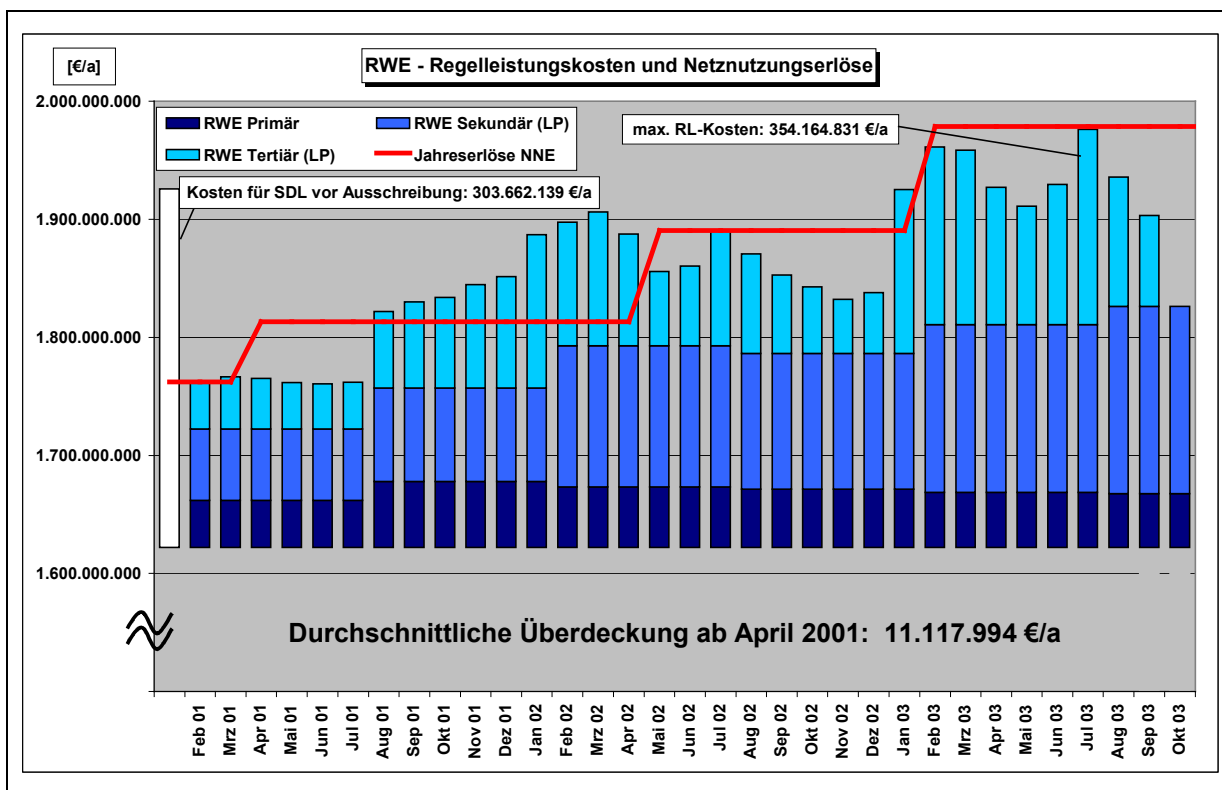


Abbildung 23: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für RWE

Betrachtet man zunächst die Situation im RWE-Gebiet, fällt die Erhöhung der Entgelte im April 2001 auf, der keine Kostensteigerung gegenübersteht. Die nächste Erhöhung der Entgelte (Mai 2002) lässt sich den höheren Kosten in den vorangegangenen Monaten gegenüberstellen. Die dritte Erhöhung (Februar 2003) erfolgte nach einer Phase deutlichen Kostenrückgangs. Die Kostenerhöhungen zum Januar und Februar 2003 aufgrund von erhöhten Ausschreibungsleistungen werden von den Erlösanstiegen dauerhaft übertroffen.

Seit der ersten Erhöhung der entgelte ist ein Durchschnittswert der Überdeckung von immerhin 11 Mio. €/a festzustellen. Betrachtet man die Situation der letzten sechs Monate, beträgt der durchschnittliche Überdeckungswert ca. 48 Mio. €/a. Bezogen auf die maximalen Regelleistungskosten sind dies Kostenüberdeckungen von etwa 3 % bzw. 13 %.

Kostenrückgänge, beispielsweise im zweiten Halbjahr 2002, wurden nicht in Senkungen der Netznutzungsentgelte umgesetzt. Dies gilt auch für die deutliche Verringerung der Regelleistungskosten gegenüber den Kosten für Systemdienstleistungen von Ausschreibungsbeginn.

7.4.2 E.ON – Kosten und Erlöse

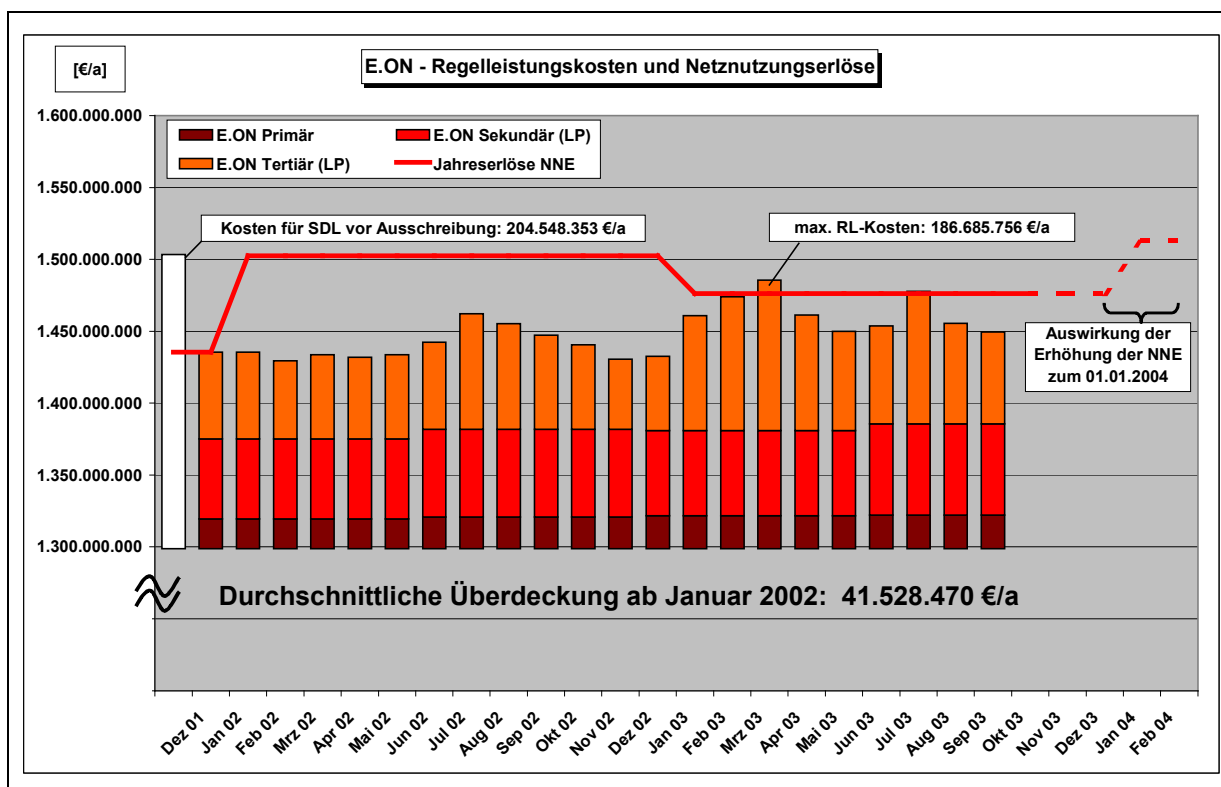


Abbildung 24: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für E.ON

Im E.ON-Gebiet stellt sich die Situation extremer dar. Unmittelbar nach Beginn der Ausschreibungen (Ende 2001) wurden die Netznutzungsentgelte erhöht, und zwar um einen Betrag, der recht genau der Differenz zwischen Systemdienstleistungskosten und Gesamt-

kosten der Regelleistung nach Ausschreibungsbeginn entspricht – nur mit umgekehrtem Vorzeichen. Auch im weiteren Verlauf steigen die laufenden Kosten in den folgenden fünf Monaten nicht, danach kurzzeitig leicht. Die Absenkung der Netzerlöse resultieren aus Preissenkungen der E.ON Bayern und zeichnen insofern für die Höchstspannungsebene noch ein zu positives Bild.

Aus dieser Konstellation ergibt sich ein durchschnittlicher Überdeckungswert seit der ersten Netznutzungsentgelt-Erhöhung von über 41 Mio. €/a. Die seit März 2003 tendenziell fallende Kostenkurve hat sich bislang nicht in einer Senkung der Netznutzungsentgelte niedergeschlagen. Statt dessen hat E.ON neue, höhere Netznutzungsentgelte veröffentlicht, die ab dem 01.01.2004 gelten sollen. Wie in Abbildung 24 zu erkennen ist, kann diese Erhöhung durch die Entwicklung der Regelleistungskosten nicht begründet werden, vielmehr wird die Preisanhebung zu einer weiteren Erhöhung der Kostenüberdeckung führen, die derzeit bei über 20 % liegt.

7.4.3 EnBW – Kosten und Erlöse

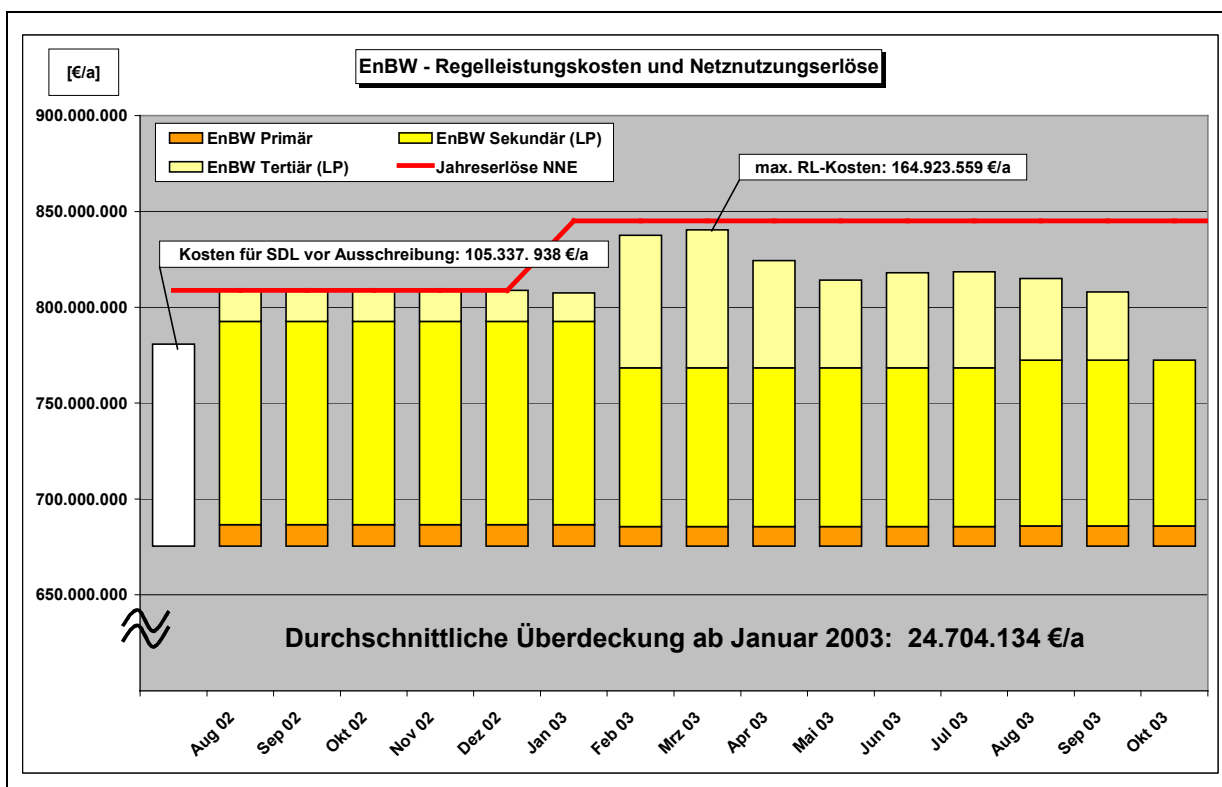


Abbildung 25: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für EnBW

In der Regelzone der EnBW hält die unterstellte Kosten- und Erlösgleichheit fünf Monate an, bevor die Netznutzungsentgelte erhöht werden. Da auch hier die Kosten erst deutlich später und schwächer steigen als die Erlöse, berechnet sich die durchschnittliche Überdeckung bei der (deutlich kleineren) EnBW zu ca. 24 Mio. €/a, entsprechend etwa 14 %. Auch hier finden

die seit März 2003 bis einschließlich 30.09.2003 z. T. deutlich gefallenen Kosten kein Pendant in einer Senkung der Netznutzungsentgelte.

7.4.4 VET – Kosten und Erlöse

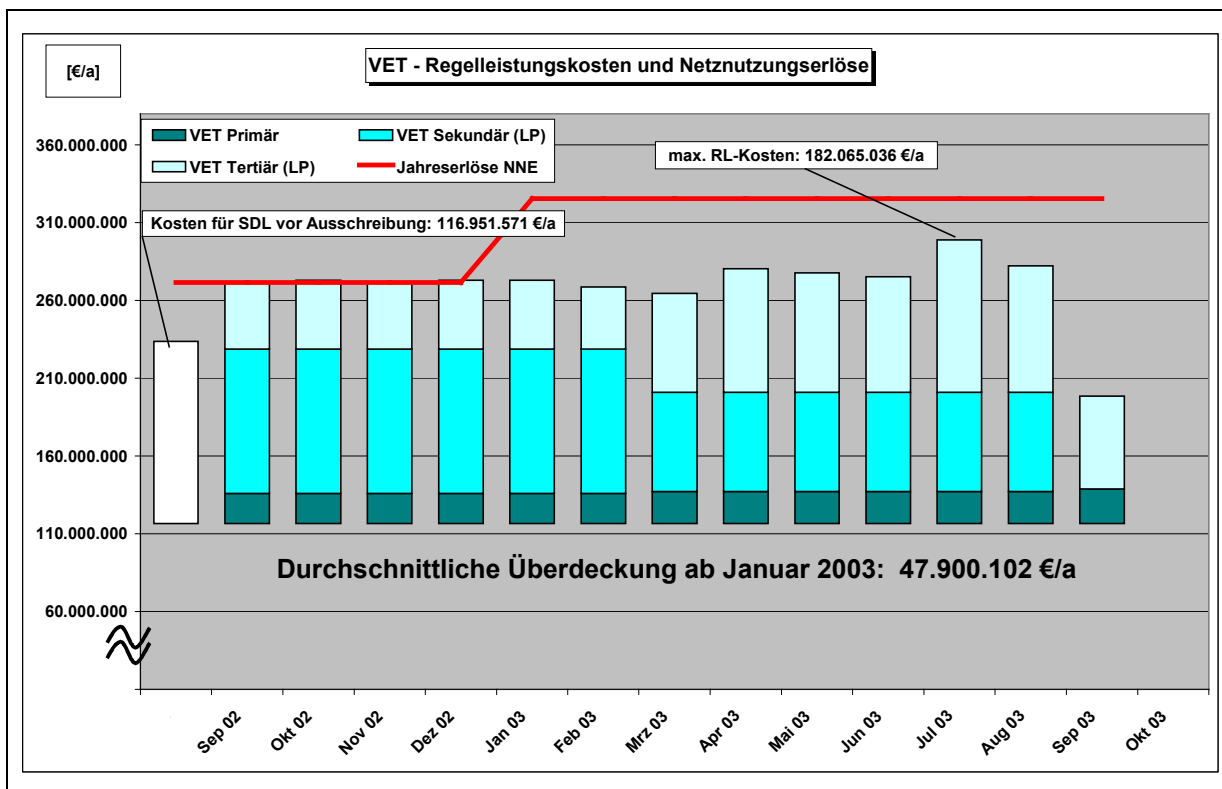


Abbildung 26: Vergleich der Entwicklung der Regelleistungskosten und der Netznutzungserlöse für VET

Wenn auch erst mit recht kurzer Historie, so doch mit identischer deutlicher Tendenz präsentiert sich die VET. Nach vier Monaten mit Ausschreibungen und konstanten Netznutzungsentgelten wurden diese erhöht. Die Kosten steigen erst deutlich später und nicht in gleichem Maße an und fallen dann wieder, so dass sich eine Überdeckung von durchschnittlich 47,9 Mio. €/a errechnet.⁴³ Dies entspricht auf die maximalen Regelleistungskosten bezogen etwa 25 %.

⁴³ VET hat bis zum Erstellungsdatum des Gutachten die aktuellen Ergebnisse der Ausschreibung für Sekundärregelung nicht veröffentlicht. Die letzte Veröffentlichung bezieht sich auf Ergebnisse einschließlich 31.08.2003.

7.5 Zwischenfazit

Belastbare Abschätzungen der Gesamterlöse und Erlössteigerungen verlangen eine Betrachtung mehrerer Berechnungsweisen, die auf den veröffentlichten Preisblättern und Strukturmerkmalen der ÜNB und der vertikalen Netzlast in Verbindung mit dem Netznepunktartariff aufbauen. Die so nachgerechneten Erlöse aus Netznutzungsentgelten und Erlössteigerungen aus den letzten Preiserhöhungen, die mit gestiegenen Beschaffungskosten für Regelernergie begründet wurden, sind konservative Abschätzungen, die durch die tatsächlichen Erlöse eher übertroffen als untertroffen werden dürften.

Im Vergleich zu deutlich steigenden Erlösen weisen die Regelleistungskosten einen Verlauf auf, der durch wechselnde Anstiege und Rückgänge geprägt ist. Kostenrückgänge, insbesondere gegenüber den Kosten für Systemdienstleistungen vor Beginn der Ausschreibungen, wurden von keinem der ÜNB zum Anlass genommen, die Netznutzungsentgelte abzusenkens.

Die erfolgten Erhöhungen der Netznutzungsentgelte lassen sich durch die geltend gemachten Steigerungen der Kosten aus Regelleistung nicht oder nur zu einem Teil erklären. Überdeckungen der Kosten liegen in einem Bereich zwischen 13 % (RWE) und 25 % (VET).

8 Der einheitliche deutsche Regelmarkt

Gegenwärtig betreiben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber jeweils einen Ausschreibungsmarkt für Regelleistung und Regelernergie. Neben Schwierigkeiten in der Ausgestaltung dieser Märkte (vgl. Kapitel 3) besteht das größte Hindernis für einen wettbewerblichen Regelmarkt in der Zersplitterung der Märkte und der mangelnden Liquidität. Getrennte Regelzonen bilden getrennte Märkte aus. Die getrennten Regelergergiemärkte unterbinden wirksamen Wettbewerb. Innerhalb der Regelzonen verbleiben marktbeherrschende Erzeugungsgesellschaften, die Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber sind.

Entscheidende Verbesserungen und damit Herstellung von elektrizitätswirtschaftlich rationaler Betriebsführung auch in diesem für die Versorgungssicherheit höchst bedeutsamen Bereich müssten daher durch die Schaffung eines einheitlichen deutschen Regelmarktes erzielbar sein.

Dies könnte in einer sehr weitreichenden Zusammenlegung der Regelzonen auch in technischer Hinsicht erfolgen, und dabei auch eine gemeinsame Planung und Betriebsführung umfassen, setzt dies aber nicht zwingend voraus.

In welchen Abstufungen und Umsetzungsschritten eine Zusammenführung der Regelmärkte zur Schaffung von Wettbewerb möglich wäre, stellen die Übertragungsnetzbetreiber durch die in den letzten Jahren erfolgten Fusionen selbst unter Beweis: RWE hat im Nachgang zur Fusion mit VEW die Regelzonen komplett vereinheitlicht. E.ON hat nach der Fusion aus Bayernwerk und PreussenElektra für eine Übergangszeit getrennte Preiszonen betrieben und hält bis heute zwei getrennte Netzleitstellen für den Betrieb einer einzigen Regelzone

vor. VET betreibt gegenüber den Netznutzern eine einheitliche Regelzone, deren Teilgebiete nicht einmal aneinander angrenzen.

Dass technische Hindernisse einer solchen Zusammenlegung entgegenstehen, ist daher auszuschließen. Die Eigentumsgrenzen sind das einzige Kriterium für die heutige Einteilung. Elektrizitätswirtschaftliche Kriterien für eine Trennung wären langfristig bestehende Netzengpässe zwischen den Regelzonen, für die es aber keinerlei Anzeichen gibt.

Die umfassenden nachfrageseitigen Einsparpotenziale einer solchen auch technischen Zusammenlegung der Regelzonen wurden bereits in Kapitel 5 für die Leistungsvorhaltung entsprechend den Mindestvorgaben der UCTE hergeleitet und belaufen sich auf 40 % für die Sekundärregelung und 80 % für die Minutenreserve.

Derartige Einsparungen sind aber darüber hinaus auch für den Abruf von Regelarbeit zu erwarten. In der heutigen Unterteilung kommt es dazu, dass sinnloser Weise in der einen Regelzone positive Minutenreserve angefordert wird, während der ÜNB der anderen Regelzone negative Minutenreserve abrufft, und beide Anforderungen bei einem Anbieter in einer dritten Regelzone eingehen und dort erfüllt werden sollen. In einer einheitlichen Regelzone würden solche Ineffizienzen ausgeschlossen – und die Effekte hieraus sind durchaus beachtlich.

Dies zeigt sich bei einem Vergleich der Regelzonensalden in den einzelnen Regelzonen. Entsprechende Werte für alle vier Übertragungsnetzbetreiber liegen für das erste Halbjahr 2003 für alle ÜNB vor. Es zeigt sich, dass in 74 % der Viertelstunden zumindest eine der Regelzonen einen entgegengesetzten Saldo aufwies als die anderen, die Regelzonen also gegeneinander arbeiten, da eine Regelzone im Überschuss ist, während bei der anderen Unterdeckung herrscht hat. In diesen Fällen ist ein Synergiepotenzial unmittelbar belegt. Betrachtet man die einzelnen Viertelstundenwerte⁴⁴, ist festzustellen, dass nicht nur in diesen 74 % der Fälle der Summensaldo der Regelzonen betragsmäßig kleiner ist als die Summe der Einzelbeträge: In etwa 34 % der Fälle ist der Summenwert sogar betragsmäßig kleiner als der größte Einzelwert. Beides tritt beispielsweise im Januar 2003, in dem die Arbeitskosten der RWE extreme Werte annahmen, besonders häufig auf (80 % Synergien bzw. 45 % Unterschreitung des Höchstwertes).

Auch bei den auftretenden Minima und Maxima der Regelzonensalden könnten Ausgleichseffekte innerhalb einer deutschen Regelzone positiv wirken, wie die Werte in Tabelle 10 zeigen:

44 Die Viertelstundenwerte sind aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht aufgeführt. Sie werden von den ÜNB im Internet veröffentlicht.

Tabelle 10: Salden der vier Übertragungsnetzbetreiber März bis Juni 2003

	RWE	E.ON	EnBW	VET	Summe	eine Regelzone
Maximum	2.821	1.643	827	1.360	6.651	3.690 MW
Minimum	-3.819	-745	-692	-1.727	-6.983	-4.651 MW
vorzeichenrichtige Summe	-995.596	154.757	-81.235	-671.671	-1.593.745	-1.593.745 MWh
Summe der positiven Beträge	700.361	427.079	178.387	316.676	1.622.504	982.326 MWh
Summe der Beträge	2.396.318	699.402	438.009	1.305.024	4.838.752	3.558.398 MWh

Gegenüber den einzelnen Minima und Maxima, die in der Spalte „Summe“ schlicht addiert wurden, hätten sich im ersten Halbjahr 2003 weitaus geringere Minima und Maxima in der vollständig saldierten deutschen Regelzone ergeben (67 % Verringerung des minimalen und 55 % der maximalen Saldensumme).

Da der Maximalwert jeweils zur Heranziehung der teuersten Gebote führt, könnte eine Einsparung offensichtlich zusätzlich Raum greifen, wenn die Regelzonen die Minutenreserve gemeinsam ausschreiben, vergeben und abrufen würden.

In Tabelle 10 (vierte Zeile) finden sich zum einen die Energiemengen der viertelstündlichen Regelzonensalden als über das erste Halbjahr vorzeichenrichtig saldierte Summe je Regelzone. Dies bedeutet, dass seitens der ÜNB verkaufte Überschussmengen die Beschaffungsmengen verringern (bzw. insgesamt zu einem negativen Vorzeichen führen). Erkennbar ist hier die Tendenz zur Überspeisung der Bilanzkreise (außer in der E.ON-Regelzone) – möglicherweise durch ein übervorsichtiges Planungsverhalten der Bilanzkreisverantwortlichen begründet.

Zum anderen weist Tabelle 10 auch die betragsmäßige Summation der Viertelstundenwerte aus, die – ohne Unterscheidung, ob der Übertragungsnetzbetreiber kauft oder verkauft – eine Aussage über die gesamten Handelsvolumina der Minutenreserve ermöglichen. Auch diese notwendigen Energiemengen wären im Falle einer gemeinsamen Regelzone deutlich geringer, nämlich um 26 % reduziert.

Die dritte Tabellenzeile zeigt die Summe der positiven Regelzonensalden. Diese sind für hohe Ausgleichsenergiepreise und damit die Gesamtkostensituation prägend. Die rechnerische Einsparung bei Zusammenlegung der Regelzonen beträgt hier 39 %.

Eine einheitliche deutsche Regelzone würde des weiteren auch angebotsseitig deutliche Vereinfachungen für die Anbieter von Regelleistung und Regelenergie bringen, die nicht mehr gegenüber jedem einzelnen der vier Übertragungsnetzbetreiber die Nachweise zu erbringen hätten, um am gesamten deutschen Regelmarkt teilzunehmen. Auch viele andere der in Kapitel 3 aufgeworfenen Probleme könnten so sehr viel leichter einer Lösung zuge-

führt werden (z. B. Rahmenvereinbarung zwischen den ÜNB, informationstechnische Anbindung etc.).

Vor allem könnte der wie oben beschrieben reduzierte Regelenergiebedarf eher zu Preisen gedeckt werden, die sich im Wettbewerb bilden müssten und daher deutlich niedriger liegen würden. Dies liegt daran, dass die Erzeugungsschwestern der ÜNB in direktem Wettbewerb zueinander stünden, da sich ihre Regelenergieprodukte nicht mehr unterscheiden ließen. Heute sind die Marktabgrenzungen durch die Regelzonenunterteilung vorgegeben, und der jeweilige Marktüberblick und das Vergeltungspotenzial der Erzeugungs- und Handelsschwestern der Übertragungsnetzbetreiber verhindert wirksamen Wettbewerb über die Regelzongrenzen hinweg. In einer zusammengelegten Regelzone hingegen müssten solche Marktabgrenzungen erst durch explizite Kartellabsprachen herbeigeführt werden, um zu ähnlichen Wettbewerbsbeschränkungen zu gelangen.

Die Übertragungsnetzbetreiber könnten diesen Effekt auch bei Beibehaltung getrennter Regelzonen wirksam werden lassen, indem sie einen gemeinsamen Markt für alle Regelzonen schaffen. Damit würden zwar die bedarfsseitigen Effekte einer Zusammenlegung der Regelzonen, nämlich die Reduzierung des Gesamtbedarfs, nicht erreicht. Die geschilderten Effekte auf der Angebotsseite würden aber wirksam. Die Übertragungsnetzbetreiber verzichten auf diese Möglichkeit und sorgen damit für überhöhte Beschaffungskosten für Regelenergie.

Die Vorteile eines gemeinsamen Marktes für alle Regelzonen würden dann am stärksten zur Wirkung kommen, wenn ein solcher einheitlicher Marktplatz von einer unabhängigen Stelle mit entsprechender Eignung, konkret: einer Strombörse, betrieben würde. Informationsvorteile eines Übertragungsnetzbetreibers oder einer Erzeugungsgesellschaft wären so von vorneherein nicht zu befürchten. Seitens der European Energy Exchange, EEX, wurde entsprechende Bereitschaft bereits bekundet und zumindest für die Minutenreserve auch in Form konkreter Überlegungen vorgetragen.⁴⁵

9 Kartellrechtliche Bewertung

Unter Zugrundelegung der Ergebnisse der vorstehenden energiewirtschaftlichen Analyse verstößt die Preisgestaltung der vier Verbundunternehmen (RWE, E.ON, EnBW, VET) gegen gesetzliche Verbote des Kartellrechts.

Dies betrifft die Preisgestaltung

- a) der Netznutzungsentgelte, in denen als Teil der Systemdienstleistungen eine Preiskomponente für Regelenergie enthalten ist;

45 Vortrag „Börsliche Regelenergiemärkte“, Dr. Menzel, Dr. Moser, EEX, 11.09.2003, Aachen

- b) der Ausgleichsenergie, die dem bilanzkreisverantwortlichen Händler in Rechnung gestellt wird.

9.1 Bestimmung der relevanten Märkte

9.1.1 Märkte des Angebots von Netzdurchleitungsdienstleistungen

Sachlich relevante Märkte sind vorliegend – soweit es um Netznutzungsentgelte geht – die Märkte des Angebots von Netzdurchleitungsdienstleistungen im Höchstspannungsnetz und im Hochspannungsnetz.

Ein Bezug von Regelenergie findet insoweit durch die Netznutzung statt. Denn zu den Leistungen, die der Netzbetreiber beim Angebot von Netzdurchleitungsdienstleistungen im Höchstspannungsnetz und im Hochspannungsnetz zu erbringen hat, zählen auch die sogenannten Systemdienstleistungen, ohne die die Leistung unvollständig wäre. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen neben anderen Leistungen die Primär- und die Sekundärregelung. Dies ergibt sich auch ausdrücklich aus der VV II plus:

„Die Kosten der für die Netznutzung erforderlichen Systemdienstleistungen

- Frequenzhaltung (Primär-, Sekundärregelung)

(...)

sind mit Ausnahme der Kosten für die Überschreitung der Standard-Toleranzbänder durch die Bilanzkreisverantwortlichen und der Arbeitskosten innerhalb der Toleranzbänder (vgl. Anlage 2 „Bilanzausgleich“) im Netznutzungsentgelt enthalten.“⁴⁶

Ob auch die in der vorliegenden Passage der VV II plus nicht genannte Minutenreserve teilweise zu den Systemdienstleistungen der Netznutzung zu zählen ist, soll im Rahmen dieses Gutachtens zunächst offen bleiben.

Jedenfalls bilden die im Rahmen der Netznutzung zu erbringenden Systemdienstleistungen, anders als möglicherweise etwa die netzbezogenen Mess- und Verrechnungsleistungen⁴⁷, keinen eigenen Markt. Dies gilt jedenfalls für die Leistungs-Frequenz-Regelung. Es handelt sich bei der Regelung zur Frequenzhaltung vielmehr um eine zentrale Aufgabe des Netzbetreibers, die die von ihm zu erbringende Leistung des „Transports“ von Strom wesentlich bestimmt.

46 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.1.3.

47 So: Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 17.02.2003, Az. B11-20/02, WuW/DE-V S. 750, 753-754. Anders im vorläufigen Rechtsschutz: OLG Düsseldorf, Beschl. vom 30.04.2003, Az. Kart 5/03 (V), RdE 2003, S. 243.

Auf der Ebene der sachlichen Märkte ist weiter zu unterscheiden zwischen dem Markt von Netzdurchleitungsdienstleistungen im Höchstspannungsnetz und dem Markt von Netzdurchleitungsdienstleistungen im Hochspannungsnetz. Denn beide Leistungen sind aus Sicht der Abnehmer nicht austauschbar.

In räumlicher Hinsicht werden die relevanten Märkte durch das jeweilige Netz des jeweiligen Verbundunternehmens gebildet.

9.1.2 Märkte der Bereitstellung von Regelenergie

Auf dem Markt für die Bereitstellung von Regelenergie stehen sich das Verbundunternehmen als einziger Nachfrager einerseits und Kraftwerksbetreiber als Anbieter andererseits gegenüber. Dieser Markt bildet einen vorgelagerten Markt der Märkte von Netzdurchleitungsdienstleistungen im Höchstspannungsnetz und im Hochspannungsnetz.

Auch auf jenem Markt herrschen wettbewerblich bedenkliche Strukturen:

„Ebenfalls Monopolstrukturen bestehen auf den Märkten für die Bereitstellung und den Bezug von insbesondere zur Frequenzhaltung automatisch eingesetzter Regelenergie im Rahmen der Primär- und Sekundärregelung. Im Gegensatz zur Ausgleichsenergie wird die automatisch eingesetzte Regelenergie in vollem Umfang als Systemdienstleistung allen Netznutzern in Rechnung gestellt.“⁴⁸

Die vom Übertragungsnetzbetreiber auf jenem Markt eingekaufte Regelung durch Kraftwerke ist eines der Vorprodukte, auf deren Grundlage der Übertragungsnetzbetreiber seine Netzdurchleitungsdienstleistungen anbieten kann.

Die vorstehende energiewirtschaftliche Analyse hat gezeigt, dass in räumlicher Hinsicht weiterhin die Marktabgrenzung nach dem Netz des jeweiligen Verbundunternehmens erfolgt. Denn die theoretische Möglichkeit, Regelenergie von außerhalb der jeweiligen Regelzone zu beziehen, wird kaum genutzt. Maßgeblich für die räumliche Marktabgrenzung aber sind nicht in erster Linie fehlende rechtliche Hürden, sondern ist vielmehr das tatsächliche Verhalten auf dem Markt. Dies hat das OLG Düsseldorf jüngst so formuliert: „Ebenso wie die sachliche Marktabgrenzung bestimmt sich auch die räumliche Festlegung der Marktgrenzen nach den Ausweichmöglichkeiten der Nachfrager.“⁴⁹ Im konkreten Fall heißt es weiter: „Abzustellen ist dabei auf die tatsächliche Anschauung der Abnehmer und das tatsächliche Abnehmerverhalten“⁵⁰. Nichts anderes gilt auch, wenn die tatsächlichen Ausweichmöglichkeiten der

48 Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, Beschl. vom 03.07.2000 „RWE/VEW“, Az. B8-309/99, Ziff. 318; Unterstreichung nicht im Original.

49 Siehe jüngst OLG Düsseldorf, Beschl. vom 04.09.2002, „Rethmann“, Az. Kart 26/02 (V), WuW/DE-R S. 945, 947.

50 Ebendort.

Nachfrager dadurch räumlich begrenzt sind, dass das tatsächliche Anbieterverhalten bestimmten räumlichen Abgrenzungen folgt.

9.1.3 Märkte des Angebots von Ausgleichsenergie

Wie oben dargestellt, werden die Kostenkomponenten aus dem Arbeitspreis der Sekundärregelung und der Minutenreserve von den Verbundunternehmen dem Preis der Ausgleichsenergie zugewiesen.

Auf diesen Märkten des Angebots von Ausgleichsenergie stehen sich das jeweilige Verbundunternehmen als einziger Anbieter und die bilanzkreisverantwortlichen Stromhändler als Nachfrager gegenüber.

In räumlicher Hinsicht werden die relevanten Märkte durch das jeweilige Netz des jeweiligen Verbundunternehmens gebildet.

9.2 Marktbeherrschung der Verbundunternehmen

Auf den vorstehend als relevant erkannten Märkten des Angebots von Netzdurchleitungsdienstleistungen und des Angebots von Ausgleichsenergie herrschen derzeit monopolistische Strukturen.

9.2.1 Monopol der Verbundunternehmen beim Angebot der Netznutzung

Das jeweilige Verbundunternehmen ist beim Angebot der Netznutzung seines Übertragungsnetzes Monopolist, so dass die besonderen, den marktbeherrschenden Unternehmen auferlegten gesetzlichen Verbote gelten.

Der jeweilige Netzbetreiber genießt auf dem Markt der Bereitstellung von Netzdurchleitungsdienstleistungen in aller Regel ein natürliches Monopol (§ 19 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 Alt. 1 GWB). Das ist anerkannt:

„Netzbetreiber von Stromnetzen sind marktbeherrschend i.S.d. § 19 Abs. 2 Nr. 1 GWB, weil sie in ihrem Netzgebiet über ein natürliches Monopol verfügen.“⁵¹

Auch und gerade die Verbundunternehmen genießen in dem Netzgebiet ihres Übertragungsnetzes ein natürliches Monopol. Konkurrierende Übertragungsnetze gibt es nicht.

51 Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19.04.2001, S. 8.

In sachlicher Hinsicht erfasst das Monopol sämtliche Netzdurchleitungsdienstleistungen. Auch das ist anerkannt:

„Sachlich relevanter Markt ist dabei die Bereitstellung von Netzdurchleitungsdienstleistungen durch den Netzbetreiber.“⁵²

9.2.2 Monopol der Verbundunternehmen beim Angebot von Ausgleichsenergie

Das jeweilige Verbundunternehmen ist schließlich in seiner Funktion als Bilanzkoordinator der einzige Anbieter von Ausgleichsenergie an die in seiner Regelzone tätigen bilanzkreisverantwortlichen Stromhändler. Es genießt als solches ebenfalls ein Monopol (§ 19 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 Alt. 1 GWB). Ob auch dieses Monopol als ein natürliches Monopol eingeordnet werden kann, soll ausdrücklich offen bleiben.

9.3 Die Weiterverteilunternehmen als Nachfrager

9.3.1 Weiterverteilunternehmen als Nachfrager der Netznutzung

Die Weiterverteilunternehmen sind Nachfrager der Netznutzung. Diese Stellung als Nachfrager ergibt sich sowohl aus ihrer Eigenschaft als nachgelagerter Netzbetreiber als auch aus ihrer Eigenschaft als Stromlieferant in ihrem eigenen nachgelagerten Netz.

9.3.1.1 Der nachgelagerte Netzbetreiber als Nachfrager

Nach dem Preiswälzungsmechanismus der VV II plus ist jeder nachgelagerte Netzbetreiber als Nachfrager von Netznutzung im vorgelagerten Netz zu sehen. Der Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom äußert sich noch vorsichtig:

„Den Verteilnetzbetreiber – d. h. den Netzbetreiber, an dessen Netz die Endkunden angeschlossen sind – kann bei Anwendung des Kostenwälzungsprinzips unter Umständen die Pflicht treffen, die Entgelte des Netzbetreibers vorgelagerter Netze im Hinblick auf die Angemessenheit zu hinterfragen und zu überprüfen.“⁵³

Diese Stellung der nachgelagerten Netzbetreiber als Nachfrager ergibt sich aus Folgendem:

52 Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19.04.2001, S. 8, m.w.N.

53 Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19.04.2001, S. 39.

Der dritte Netznutzer zahlt an den Betreiber des nachgelagerten Netzes, aus dem Strom entnommen wird, das Netznutzungsentgelt. Mit diesem Netznutzungsentgelt ist die Nutzung „aller überlagerten Spannungsebenen abgegolten“⁵⁴. Der Betreiber des nachgelagerten Netzes wiederum erhält eben diese „Kosten vorgelagerter Netze ... weitergewälzt“⁵⁵ und macht sie zum Bestandteil des von ihm verlangten Netznutzungsentgelts. Zwar unterscheidet die Terminologie der VV II plus zwischen den Netznutzern des vorgelagerten Netzes einerseits und nachgelagerten Netzebenen andererseits. Inhaltlich ist damit aber kein Unterschied verbunden, denn: „Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen werden gleichbehandelt“⁵⁶. Demgemäß behandelt die Praxis der Verbundunternehmen die nachgelagerten Netzbetreiber auch als „Netznutzer“ des vorgelagerten Netzes.

Dieser Mechanismus der VV II plus kann so bewertet werden, dass der Betreiber des nachgelagerten Netzes dem dritten Netznutzer ein Angebot zur Netznutzung macht, in das als ein Vorprodukt die Nutzung des vorgelagerten Netzes eingeflossen ist. Hinsichtlich dieses Vorproduktes der Netzdurchleitungsdienstleistungen des vorgelagerten Netzes wiederum tritt der Betreiber des nachgelagerten Netzes als Nachfrager gegenüber dem Betreiber des vorgelagerten Netzes auf.

In der Literatur wird dies zutreffend so beschrieben:

„Jeder Verteilnetzbetreiber ist aus Sicht des vorgelagerten Netzbetreibers Netzkunde wie ein letztverbrauchender Kunde, der an die gleiche Spannungsebene angeschlossen ist. Er zahlt die gleichen Netznutzungsentgelte wie ein solcher Endkunde, nach dem Prinzip der Kostenwälzung jedoch für alle wiederum in seinem Netzgebiet angeschlossenen Kunden.“⁵⁷

Diese Sicht nimmt auch den Umstand auf, dass die – jedenfalls theoretische – Entscheidung, bei welchem vorgelagerten Netzbetreiber die Leistung abgenommen werden soll, in erster Linie vom nachgelagerten Netzbetreiber getroffen wird. Denn in dem – jedenfalls theoretischen – Fall mehrerer konkurrierender Übertragungsnetze ist es der Betreiber des nachgelagerten Netzes, der in eigener Verantwortung entscheidet, an welches Übertragungsnetz er sein Netz anschließen möchte.

Nach alledem ist der Betreiber des nachgelagerten Netzes Nachfrager der Netzdurchleitungsdienstleistungen des Betreibers des vorgelagerten Netzes, einschließlich Primär- und Sekundärregelung.

54 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.2.1.

55 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.3.1.

56 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.3.1.

57 de Wyl/Müller-Kirchenbauer, in: Schneider/Theobald, Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, 1. Aufl., 2003, § 13 Rn. 259.

9.3.1.2 Der Stromlieferant als Netznutzer i.S.d. § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB

Der Netzbetreiber, so auch der Betreiber eines Übertragungsnetzes, hat nach § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB anderen Unternehmen Netzzugang zu gewähren. Dabei besteht dieser Anspruch für die Tätigkeit *auf einem anderen Markt*⁵⁸. Dieser andere Markt ist im Falle der Nutzung eines Stromnetzes ein Markt der Lieferung von Strom.

Demnach ist der Stromlieferant, der Strom über das Übertragungsnetz bezieht und in einem nachgelagerten Verteilnetz an Endkunden liefert, im Sinne des § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB Netznutzer auch des vorgelagerten Netzes. Beim transaktionsbezogenen Netznutzungskonzept der VV I lag diese Beziehung noch klar zu Tage. Sie liegt aber beim Marktplatzmodell der VV II und der VV II plus der Sache nach ebenso vor.

Ein Weiterverteilunternehmen bezieht über das vorgelagerte Übertragungsnetz Strom, den es an seine Endkunden in seinem örtlichen Verteilnetz liefert. In dieser Funktion ist es i.S.d. § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB Netznutzer des vorgelagerten Übertragungsnetzes.

9.3.2 Weiterverteilunternehmen als Nachfrager der Ausgleichsenergie

Weiterverteilunternehmen sind Nachfrager der Ausgleichsenergie, wenn sie als bilanzkreisverantwortliche Stromhändler auftreten.

9.4 Verstoß gegen gesetzliche Verbote des Kartellrechts

9.4.1 Ausbeutungsmisbrauch (§ 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB)

Als marktbeherrschenden Anbietern ist es den Verbundunternehmen gesetzlich verboten, Netznutzungsentgelte zu fordern, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden (Ausbeutungsmisbrauch, § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB). Anders gewendet: Die Verbundunternehmen dürfen vom wettbewerbsanalogen Preisverhalten nicht abweichen.

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass die Verbundunternehmen hinsichtlich der Preiskomponenten für Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve in den Netznutzungsentgelten durch ein Bündel von Maßnahmen zu Preisen gelangen, die bei Weitem nicht mehr wettbewerbsanalog sind.

Um dem Preisverhalten der Verbundunternehmen auf die Spur zu kommen, sind räumliche Vergleichsmarktbetrachtung, zeitliche Vergleichsmarktbetrachtung und Kostenkontrolle

58 Bechtold, GWB, 3. Aufl., 2002, § 19 Rn. 83.

(Kosten der elektrizitätswirtschaftlich effizienten Leistungsbereitstellung) nebeneinander erforderlich.

9.4.1.1 Nichtweitergabe der Vorteile des Ausschreibungsverfahrens

Es ist nach der vorstehenden Analyse davon auszugehen, dass die Einführung des Ausschreibungsverfahrens dem Verbundunternehmen jeweils eine erhebliche Kostenersparnis gebracht hat.

Geht man dann – als Arbeitshypothese und zugunsten des Verbundunternehmens – davon aus, dass das Netznutzungsentgelt bis zum Ausschreibungsbeginn noch nicht missbräuchlich überhöht war, hätte die mit Ausschreibungsbeginn erzielte Kostenersparnis zu einem Absenken der Netznutzungsentgelte führen müssen. Unter Wettbewerbsbedingungen hätte das Verbundunternehmen diese im Netzbetrieb erzielten Ersparnisse über eine Absenkung der Netznutzungsentgelte weitergeben müssen.

9.4.1.2 Kein gesteigener Bedarf an Regelenergie

Die RWE Net AG zieht zur Begründung der Erhöhung der Netznutzungsentgelte zum 01.05.2002 und 01.02.2003 einen angeblich steigenden Bedarf an Regelenergie heran. Es ist nach der vorstehenden Analyse aber davon auszugehen, dass der *Bedarf* an Regelenergie nicht gestiegen ist.

Geht man – wiederum als Arbeitshypothese und zugunsten der RWE Net AG – davon aus, dass die von August 2001 bis Januar 2002 bestellte Regelung erforderlich war, ist jedenfalls für einen erhöhten Bedarf an Regelung nichts ersichtlich.

Die Kosten, die durch eine über den Bedarf hinausgehende Bestellung von Regelung entstanden sind, würden bei elektrizitätswirtschaftlich effizienter Leistungsbereitstellung nicht entstehen. Sie sind daher nicht anzusetzen.

9.4.1.3 Übermäßige Bestellung von Sekundärregelung anstelle von Minutenreserve

Es ist nach der vorstehenden Analyse davon auszugehen, dass die Verbundunternehmen mehr Sekundärregelung bestellen, als dies gerechtfertigt ist. Auffällig ist, dass seitens RWE Net AG gerade die Sekundärregelung ausgeweitet wurde, die beim Netzbetreiber zu höheren Kosten als die Minutenreserve führt, aber teilweise durch Minutenreserve ersetzt werden könnte.

Geht man – wiederum als Arbeitshypothese und zugunsten der Verbundunternehmen – davon aus, dass die zunächst bestellte Sekundärregelung erforderlich war, ist jedenfalls für einen erhöhten Bedarf an Sekundärregelung, der nicht durch Minutenreserve gedeckt werden könnte, nichts ersichtlich. Somit kann allenfalls Sekundärregelung in dem zunächst bestellten Ausmaß für die folgenden Perioden und für die absehbare Zukunft als Kostenbestandteil anerkannt werden. Die zeitliche Vergleichsmarktbetrachtung zeigt mithin, dass die

späteren Erhöhungen der NNE nicht durch einen erhöhten Bedarf an Sekundärregelung gerechtfertigt werden können.

Zwar äußert sich die Kommentarliteratur skeptisch zum Nutzen einer zeitlichen Vergleichsmarktbetrachtung⁵⁹. In der Praxis des Bundeskartellamtes stellt die zeitliche Vergleichsmarktbetrachtung aber eine der dem Amt zur Verfügung stehenden Methoden dar.

Hierzu führt Markert aus:

„Der Zeitvergleich kommt immer dann in Betracht, wenn marktbeherrschende Unternehmen selbst Kostengesichtspunkte zur Rechtfertigung von Preiserhöhungen geltend machen oder wenn Veränderungen einzelner Kostenelemente, z. B. neue Lohntarifverträge, Verbrauchssteuererhöhungen oder höhere Preise für das Vormaterial, Preiserhöhungen auslösen, die den Verdacht begründen, dass erheblich mehr als die tatsächlichen Mehrkosten aufgeschlagen werden.“⁶⁰

Eben diese Situation ist vorliegend gegeben.

Die Verbundunternehmen haben auch ein natürliches Interesse daran, die Bestellung von Sekundärregelung möglichst gegenüber der Minutenreserve auszuweiten, da der von den konzernverbundenen Kraftwerksunternehmen beherrschte Markt der Bereitstellung von Sekundärregelung durch Kraftwerksbetreiber noch weniger funktioniert als der Markt der Bereitstellung von Minutenreserve. Dies ermöglicht es den Verbundunternehmen, das Volumen zielsicher zugunsten der konzernverbundenen Kraftwerksunternehmen zu erhöhen.

Aus kartellrechtlicher Sicht sind die Kosten der übermäßigen Bestellung von Sekundärregelung durchaus im Rahmen des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB zu würdigen. Denn die Kosten werden zur Rechtfertigung der Netznutzungsentgelte herangezogen. Demgegenüber ändert sich die vom Netznutzer empfangene Leistung – nämlich Netznutzung bei gleichbleibend geregelter Frequenz – durch die übermäßige Bestellung von Sekundärregelung durch den Netzbetreiber nicht.

9.4.1.4 Überhöhte technische Anforderungen an Bieter

Unter Wettbewerbsbedingungen würde ein Übertragungsnetzbetreiber die technischen Anforderungen an Bieter so gestalten, dass so viele taugliche Anbieter wie irgend möglich zur Teilnahme an der Ausschreibung angezogen werden. Denn nur die Vielzahl von Anbietern sichert einen Bieterwettbewerb, der zu niedrigen Ausschreibungsergebnissen führen kann. Daher würde der Übertragungsnetzbetreiber zwar die energietechnisch zur Aufrechterhal-

59 Bechtold, 3. Aufl., 2002, § 19 Rn. 73: nur tauglich, wenn der Vergleichsmarkt ein Wettbewerbsmarkt war; Möschel in: Immenga/Mestmäcker, 3. Aufl., 2001, § 19 Rn. 167.

60 Markert, BB 1974, S. 580, 583.

zung der Versorgungssicherheit gebotenen Anforderungen aufstellen, aber keine darüber hinausgehenden.

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ganz im Gegenteil Anforderungen aufstellen, die nicht aus Gründen der Versorgungssicherheit geboten sind. Diese zusätzlichen Anforderungen lassen sich dadurch erklären, dass potentielle Bieter abgeschreckt werden sollen, um den überhöhten Angeboten der konzernverbundenen Kraftwerksunternehmen den Zuschlag zu sichern. Solche überhöhten technischen Anforderungen sind etwa die Verpflichtung zur informationstechnischen Anbindung an das Höchstspannungsnetz der RWE bei der Primärregelung, auch wenn eine solche bereits an das Netz einer anderen Regelzone (insbesondere der Regelzone des Kraftwerksstandorts) besteht.

Wenn die Verbundunternehmen aus eigensüchtigen Motiven überhöhte Anforderungen stellen, ist es ihnen durch § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB jedenfalls verboten, sich die dadurch entgangenen Preissenkungen von ihren Kunden als Bestandteil der Netznutzungsentgelte bezahlen zu lassen. Es ist mithin von den Netznutzungsentgelten ein zusätzlicher Abschlag für entgangene Preissenkungen wegen überhöhter technischer Anforderungen an Bieter vorzunehmen. Die Höhe dieses Abschlags wird weiter im Einzelnen zu prüfen sein.

9.4.1.5 Abschreckende Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens

Unter Wettbewerbsbedingungen würde ein Übertragungsnetzbetreiber ferner das Ausschreibungsverfahren so gestalten, dass so viele taugliche Anbieter wie möglich zur Teilnahme an der Ausschreibung angezogen werden.

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ganz im Gegenteil ihr Ausschreibungsverfahren so gestaltet haben, dass potentielle Bieter abgeschreckt werden. Zu nennen sind insbesondere die Verpflichtung zur kontinuierlichen Teilnahme am Regelenergiemarkt (andernfalls die Präqualifikation verfällt), die ohne erkennbaren Grund zu hoch angesetzte anzubietende Mindestleistung, die Intransparenz und fehlende Neutralität des Ausschreibungsverfahrens und die deutlich zu lang gewählten Ausschreibungsperioden.

Wenn die Verbundunternehmen aus eigensüchtigen Motiven das Ausschreibungsverfahren so gestalten, dass potentielle Bieter abgeschreckt werden, ist es ihnen durch § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB jedenfalls verboten, sich die dadurch entgangenen Preissenkungen von ihren Kunden als Bestandteil der Netznutzungsentgelte bezahlen zu lassen. Es ist mithin von den Netznutzungsentgelten ein zusätzlicher Abschlag für entgangene Preissenkungen wegen mangelhafter Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens vorzunehmen. Die Höhe dieses Abschlags wird weiter im Einzelnen zu prüfen sein.

9.4.1.6 Überhöhte Gebote durch Konzernunternehmen im Ausschreibungsverfahren

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass von überhöhten Gebotsforderungen der Konzernunternehmen der Kraftwerksunternehmen der Verbundunternehmen in den Ausschreibungsverfahren für Regelenergie ausgegangen werden muss. Dies ist das Ergebnis einer

zeitlichen und räumlichen Vergleichsmarktbetrachtung der Preisentwicklung. Dabei sind mit „überhöhten Gebotsforderungen“ solche gemeint, die ihrerseits von wettbewerbsanalogen Preisen für das Angebot von Regelenergie an Übertragungsnetzbetreiber abweichen und nur durchsetzbar sind, weil auf dem Markt der Anbieter von Regelenergie kein wirksamer Wettbewerb herrscht.

In der rechtlichen Beurteilung wird man indes nicht der von einer anderen Seite vorgebrachten Auffassung beistimmen können, dass die marktbeherrschende Stellung der Anbieter von Regelenergie gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber als solche relevant sei. Diese Auffassung würde letztlich zu dem absurden Ergebnis führen, den Übertragungsnetzbetreiber als *Opfer* ausbeuterischer Preise zu sehen.

Denn die Leistungsbeziehungen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den zum selben Konzern gehörenden Anbietern von Regelenergie sind als rein konzerninterne Beziehungen als solche kartellrechtlich irrelevant. Auch der Ausbeutungsmisbrauch des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB verlangt die Ausbeutung eines anderen; die Konzernunternehmen sind hingegen als einheitliches Unternehmen im Sinne des Kartellrechts (§ 36 Abs. 2 S. 1 GWB) anzusehen. Der Umstand, dass die Leistungsbeziehung aufgrund eines vom Übertragungsnetzbetreiber veranstalteten Ausschreibungsverfahrens zustande kommt, ändert nichts an der Einordnung als konzerninterne Leistungsbeziehung.

Aus der gebotenen Betrachtung als einheitliches Unternehmen im Sinne des Kartellrechts folgt vielmehr, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich die von ihren Konzern-Schwesterunternehmen geforderten überhöhten Preise, wenn sie diese wie vorliegend der Fall weitergeben, selber als eigenes nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten gegenüber ihren Abnehmern zurechnen lassen muss.

Die RWE Net AG hat in einem Schreiben an ein Weiterverteilunternehmen vorgebracht:

„Seit Beginn der öffentlichen Ausschreibung im Februar 2001 haben sich die monatlichen Kosten für die Beschaffung der Regelenergie am Markt für RWE Net um bis zu 100 % erhöht, ohne dass RWE Net hierauf in irgend einer Weise Einfluss nehmen konnte.“⁶¹

Wegen der kartellrechtlichen Behandlung als einheitliches Unternehmen nach § 36 Abs. 2 S. 1 GWB ist die Frage aber irrelevant, ob ein in jenem Schreiben verneinter Einfluss der RWE Net AG auf ihre Konzern-Schwesterunternehmen besteht oder nicht.

9.4.1.7 Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten durch Trennung der Regelzonen

Unter Wettbewerbsbedingungen würde ein Übertragungsnetzbetreiber solche energietechnischen Maßnahmen ergreifen, die zu einer möglichst effizienten Leistungsbereitstellung füh-

61 Schreiben der RWE Net AG an die Stadtwerke Lippstadt GmbH vom 12.07.2002.

ren würden. Ein Umstand, der offensichtlich zu Ineffizienzen führt, ist die Trennung des Übertragungsnetzes in Deutschland in verschiedene Regelzonen. Unter Wettbewerbsbedingungen würden Übertragungsnetzbetreiber daher eine nationale Regelzone anstreben.

Eine solche nationale Regelzone würde insbesondere durch zwei Effekte kostensenkend wirken:

Erstens würde wegen des Ausgleichs zwischen den jetzigen Regelzonen der Bedarf an Regelenergie absolut zurückgehen. Dieser Effekt ist in der vorstehenden Analyse – soweit bekannt erstmals – hergeleitet und durch Zahlen eindrucksvoll untermauert.

Zweitens würde die Zahl der Kraftwerksbetreiber als Anbieter von Regelenergie steigen. Während derzeit in jeder Regelzone genau eine Kraftwerksgesellschaft marktbeherrschender Anbieter ist, würden sich in einer nationalen Regelzone die Kraftwerksgesellschaften aller vier Verbundunternehmen als Wettbewerber gegenüberstehen. Dies würde voraussichtlich dazu führen, dass die Angebotspreise sich im Wettbewerb entwickeln würden.

Wenn die Verbundunternehmen schon aus eigensüchtigen Motiven zur Bildung einer solchen Regelzone nicht bereit sind, ist es ihnen durch § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB jedenfalls verboten, sich die dadurch entgangenen Effizienzsteigerungen von ihren Kunden als Bestandteil der Netznutzungsentgelte bezahlen zu lassen. Es ist mithin von den Netznutzungsentgelten ein zusätzlicher Abschlag für entgangene Effizienzgewinne aus Bildung einer nationalen Regelzone vorzunehmen. Die Höhe dieses Abschlags wird weiter im Einzelnen zu prüfen sein.

9.4.1.8 Noch zu bewerten: Kostenaufteilung für Minutenreserve

Es ist auffällig, dass die Verbundunternehmen die Kosten der Minutenreserve nur zum Teil, nämlich mit dem Arbeitspreis, über die Bereitstellung von Ausgleichsenergie an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergeben. Den Leistungspreis der Minutenreserve nämlich belasten sie über die Netznutzungsentgelte den Netznutzern.

Eine kartellrechtliche Bewertung dieser Vorgehensweise erfolgt im Rahmen dieses Gutachtens zunächst nicht.

9.4.1.9 Fehlende sachliche Rechtfertigung

Nach der Verwaltungspraxis des Bundeskartellamtes kommt bei § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB eine sachliche Rechtfertigung nicht in Betracht⁶². Abgesehen davon ist für die dargestellten Abweichungen vom wettbewerbsanalogen Preisverhalten auch keine sachliche Rechtfertigung ersichtlich.

62 Siehe zuletzt: Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 14.02.2003, Az. B11-45/01, WuW/DE-V S. 722, 730; Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 17.02.2003, Az. B11-20/02, WuW/DE-V S. 750, 755.

Insbesondere rechtfertigen die der RWE in dem Freigabebeschluss RWE/VEW erteilte Auflagen⁶³ nicht das Fordern nicht wettbewerbsanaloger Preise. Offen bleiben kann dabei die Frage, ob diese Auflagen rechtmäßig sind. Dies ist fraglich, weil durch diese Auflagen der RWE-Konzern einer laufenden, und übrigens ganz offenbar unbefristeten, Verhaltenskontrolle unterworfen wird, was nach § 40 Abs. 3 S. 2 GWB gerade nicht möglich sein soll. Maßgeblich ist vorliegend, dass die Auflagen jedenfalls bestandskräftig sind.

Die Auflage, die die *Beschaffung* von Regelenergie einem Ausschreibungsverfahren unterwirft, hat zunächst zum Ziel, Wettbewerb auf dem Markt des Angebots von Regelenergie durch Kraftwerksbetreiber zu schaffen⁶⁴. Dieses Ziel ist ganz offenbar, anders vom Bundeskartellamt mit großem Optimismus prognostiziert, nicht eingetreten.

Eine weitere Auflage gebietet es der RWE Net AG, die *Preisstellung* bei der Abrechnung der Primär- und Sekundärregelung „so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspricht, und dies in geeigneter Form zu veröffentlichen.“⁶⁵

Der Vollständigkeit halber sei angemerkt, dass die RWE Net AG diese Auflage ohnehin insoweit nicht befolgt, als die Entsprechung zwischen Ausschreibungsergebnis und Preisstellung *zu veröffentlichen* ist. Diese Veröffentlichung würde voraussetzen, dass die RWE Net AG offen legt, welcher Teil des den Netzkunden in Rechnung gestellten Netznutzungsentgeltes der Preis für Primär- und Sekundärregelung und Minutenreserve ist. Eben dies wird übrigens auch von der VV II plus verlangt („*Der Entgeltanteil für die einzelnen Systemdienstleistungen wird separat ausgewiesen*“⁶⁶). Tatsächlich aber veröffentlicht die RWE Net AG lediglich Arbeits- und Leistungspreis der Netznutzung ohne diese Aufschlüsselung.

Denkbar wäre folgende Argumentation der RWE Net AG: Die Auflage gebiete, die Netznutzungsentgelte hinsichtlich des Preisanteils Primär- und Sekundärregelung an das Ergebnis der Ausschreibung zu binden. Daher könne die RWE Net AG nicht umgekehrt verpflichtet sein, abweichende – hier: niedrigere – Preise anzusetzen. Eine solche Argumentation kann bereits vom Ergebnis her nicht richtig sein. Denn es würde im Ergebnis die Auflage, die die Netzkunden der RWE Net AG vor überhöhten Preisen schützen soll, genutzt, um überhöhte Preise der RWE Net AG zu rechtfertigen.

Vor Allem aber ist die Auflage so auszulegen, dass sie die RWE Net AG nicht zu einem gesetzlich verbotenen Verhalten verpflichtet. Denn der Regelungsgehalt eines kartellbehördlichen Gebotes eines gesetzlich verbotenen Verhaltens würde nicht vom Willen des Bundes-

63 Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, Beschl. vom 03.07.2000 „RWE/VEW“, Az. B8-309/99, Auflagen Ziff. A. 7 des Tenors.

64 Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, Beschl. vom 03.07.2000 „RWE/VEW“, Az. B8-309/99, Rn. 322.

65 Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung, Beschl. vom 03.07.2000 „RWE/VEW“, Az. B8-309/99, Auflage Ziff. A. 7.3.1 des Tenors.

66 VV II plus vom 13.12.2001, Anlage 1, Stichwort „Systemdienstleistungen“.

kartellamtes erfasst sein, was für RWE auch ohne Weiteres erkennbar ist. Da vorliegend eine Preisstellung nach dem Ergebnis der Ausschreibung – wie vorstehend gezeigt – gegen das gesetzliche Verbot aus § 19 Abs. 1, 4 Nr. 2 GWB verstößt, ist die Auflage so auszulegen, dass sie der RWE eine Preisstellung gemäß dem Ergebnis der Ausschreibung gebietet, soweit diese Preisstellung nicht gegen das Missbrauchsverbot verstoßen würde.

Nur zur Klarstellung sei noch darauf hingewiesen, dass die Auflage auf keinen Fall den Inhalt haben kann, durch einen rechtsgestaltenden Akt ein „an sich“ gegen das gesetzliche Verbot aus § 19 Abs. 1, 4 GWB verstoßendes Verhalten der RWE Net AG zu legalisieren. Denn die Kartellbehörden haben unbestritten nicht die Befugnis, Unternehmen von den gesetzlichen Verboten aus §§ 19, 20 GWB zu befreien.

9.4.2 Unangemessenes Entgelt (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB)

Es ist von Lutz⁶⁷ überzeugend nachgewiesen, dass das „angemessene Entgelt“ in § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB zum einen auf das kartellrechtliche Behinderungs- und Diskriminierungsverbot in seiner Ausprägung des § 6 Abs. 1 EnWG, zum anderen auf die für alle marktbeherrschenden Unternehmen geltende kartellrechtliche Vorschrift über die missbrauchsfreie Preisgestaltung in § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB verweist.

Da vorstehend bereits ein Verstoß der Verbundunternehmen gegen das gesetzliche Verbot aus § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB bejaht wurde, ist mit der gleichen Begründung auch ein Verstoß gegen § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB zu bejahen.

9.4.3 Missbrauch durch Erzwingung unangemessener Verkaufspreise (Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV)

Schließlich liegt in der Preisgestaltung der Verbundunternehmen auch ein Verstoß gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (Art. 82 EGV), und zwar in der Ausprägung der Erzwingung von unangemessenen Verkaufspreisen (Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV).

9.4.3.1 Beherrschung eines wesentlichen Teils des gemeinsamen Marktes

Die Vorschrift des Art. 82 EGV greift nur ein, wenn mindestens die Beherrschung eines wesentlichen Teils des gemeinsamen Marktes gegeben ist. Ein Teil eines Mitgliedstaates kann einen wesentlichen Teil des gemeinsamen Marktes ausmachen. Die jüngeren Entscheidungen von Kommission und Gerichten lassen erkennen, dass die Anforderungen an die Gemeinschaftsrelevanz des Marktes eher niedrig sind und der Gedanke, selbst kleinere regio-

67 Lutz, „Angemessenheit“ von Nutzungsentgelten für Stromnetze nach § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB und Kosten des Netzbetriebs, in: FS Baur, 2002, S. 507-526.

nale Behörde der Regulierung durch nationales Kartellrecht zu überlassen, kaum eine Rolle spielt.

Der von jedem Verbundunternehmen als Übertragungsnetzbetreiber beherrschte Markt entspricht räumlich der Ausbreitung seines Übertragungsnetzes. Selbst bei einer Auslegung des Art. 82 EGV, die deutlich enger wäre als die derzeitige Praxis, müsste bereits das Übertragungsnetz jedes einzelnen Verbundunternehmens wegen seiner räumlichen Ausdehnung als wesentlicher Teil des gemeinsamen Marktes gewertet werden.

9.4.3.2 Erzwingung unangemessener Verkaufspreise

Die Netznutzungsentgelte der Verbundunternehmen stellen „Verkaufspreise“ im Sinne des Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV dar. Es handelt sich um die Preise, zu denen diese ihre Leistung der Erbringung von Netzdurchleitungsdienstleistungen verkaufen.

Das Kriterium der Unangemessenheit entspricht dem im deutschen Kartellrecht gebrauchten Kriterium zur Bestimmung missbräuchlich überhöhter Preise. Insbesondere wollte der Gesetzgeber in § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB einen Gleichklang zu Art. 86 EWGV (jetzt Art. 82 EGV) herstellen⁶⁸. Die Unangemessenheit ist mithin mit den oben genannten Gründen zu bejahen.

Eine „Erzwingung“ der Preise liegt bereits dann vor, wenn die übrigen Marktteilnehmer die Preise aufgrund der überlegenen Marktposition des beherrschenden Unternehmens überwiegend hinnehmen. Das ist vorliegend der Fall.

9.4.3.3 Eignung zur Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels

Art. 82 EGV verbietet nur solche Verhaltensweisen, bei denen eine Eignung zur Beeinträchtigung des Handels zwischen den Mitgliedstaaten vorliegt. Da es auf die *Beeinträchtigung* ankommt, können auch Verhaltensweisen erfasst werden, die sich nur in einem Mitgliedstaat abspielen. Da ferner die *Eignung* zu Beeinträchtigung genügt, kommt es auf tatsächliche Auswirkungen auf den zwischenstaatlichen Handel nicht an. Ausulegen ist diese Voraussetzung des Art. 82 EGV nach ihrem Zweck, nationale oder regionale Marktabschottungen zu verhindern.

In diesem Sinne sind überhöhte Netznutzungsentgelte für das Übertragungsnetz für Strom gerade ein sehr schönes Beispiel für Verhaltensweisen, die den zwischenstaatlichen Handel beeinträchtigen können, nämlich den zwischenstaatlichen Handel mit Strom. Der zwischenstaatliche Handel mit Strom ist notwendig auf die Nutzung der Übertragungsnetze angewiesen. Die Preisgestaltung der Nutzung des Übertragungsnetzes beeinflusst mithin den zwischenstaatlichen Handel. Es handelt sich um eine Auswirkung der Preisgestaltung auf dem

68 BT-Drucks. 13/9720, S. 36 f.

Markt der Bereitstellung von Netzdurchleitungsdienstleistungen auf Märkte der Belieferung mit Elektrizität.

9.5 Kein Einfluss der Verrechtlichung der Verbändevereinbarung

Die sogenannte Verrechtlichung der Verbändevereinbarung, wie sie für die Zeit vom 24.05.2003 bis zum 31.12.2003 durch § 6 Abs. 1 Satz 5 EnWG n.F.⁶⁹ angeordnet ist, ändert an der vorstehenden rechtlichen Bewertung nichts.

9.5.1 Kein Einfluss auf europäisches Kartellrecht

Zunächst ist zu beachten, dass die Entscheidung des deutschen Bundesgesetzgebers von vornherein allenfalls bei der Anwendung der §§ 19, 20 GWB zu berücksichtigen sein kann. Demgegenüber ist das Missbrauchsverbot des europäischen Kartellrechts aus Art. 82 EGV jeder einseitigen Regelung durch den deutschen Bundesgesetzgeber nicht zugänglich und im gesamten Gebiet der Europäischen Gemeinschaft einheitlich auszulegen. Da – wie vorstehend gezeigt – ein Verstoß jedenfalls auch gegen Art. 82 EGV gegeben ist, bleibt die rechtliche Qualifikation als kartellrechtswidrig bestehen.

Das Bundeskartellamt wird daher seine Maßnahmen tunlichst nicht nur zur Durchsetzung deutschen Kartellrechts ergreifen⁷⁰, sondern ausdrücklich auch zur Durchsetzung europäischen Kartellrechts. Hierzu ist das Bundeskartellamt bereits heute zuständig (§ 50 GWB).

9.5.2 Rechtslage nach der neuen Kartellverfahrensverordnung

Die neue Kartellverfahrensverordnung (VO Nr. 1/2003)⁷¹ gilt ab dem 01.04.2003. Sie bringt einen verstärkten Anwendungsvorrang des europäischen Kartellrechts. Künftig müssen die deutschen Kartellbehörden bei der Anwendung des deutschen Kartellrechts auf von Art. 82 EGV erfasste Sachverhalte zwingend *auch Art. 82 EGV anwenden* (Art. 3 Abs. 1 Satz 2 VO Nr. 1/2003). Im Ergebnis führt dies dazu, dass sich das Verbot des europäischen Kartellrechts stets durchsetzt.

Zwar können die deutschen Kartellbehörden auch künftig abweichende deutsche Missbrauchsverbote anwenden. Diese Abweichung ist aber ausdrücklich auf „strengere inner-

69 Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 20.05.2003, BGBl 2003, S. 686.

70 Der an sich bereits mit Blick auf eine künftige Verrechtlichung durch § 6 Abs. 1 Satz 5 EnWG ergangene Beschluss des Bundeskartellamts, 11. Beschlussabteilung, vom 17.04.2003 (Az. B 11 38/01, „Stadtwerke Mainz“) war erstaunlicherweise nur auf deutsches Kartellrecht gestützt.

71 Verordnung (EG) Nr. 1/2003 des Rates vom 16.12.2003 zur Durchführung der in den Art. 81 und 82 EG niedergelegten Wettbewerbsregeln, ABIEG Nr. L 1 vom 04.01.2003, S. 1.

staatliche Vorschriften“ (Art. 3 Abs. 2 Satz 2 VO Nr. 1/2003) beschränkt. Gegenüber etwaigen mildereren innerstaatlichen Missbrauchsverboten ist demgegenüber der Anwendungsbereich des Art. 82 EGV nicht beschränkt.

9.5.3 Verhalten nicht von der Verbändevereinbarung gedeckt

Schließlich ist das oben dargestellte missbräuchliche Verhalten der Verbundunternehmen auch gar nicht von der Verbändevereinbarung gedeckt.

In § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG wird der Rechtsbegriff von sogenannten „Bedingungen guter fachlicher Praxis“ aufgestellt. Nach Satz 5 dann wird „bei Einhaltung“ der Verbändevereinbarung die Erfüllung dieser Bedingungen regelmäßig vermutet. Ferner spricht Satz 5 von der „Anwendung einzelner Regelungen der Vereinbarung“, sieht also den Inhalt der Verbändevereinbarung als „Regelungen“ an.

Dem ist zu entnehmen, dass die Vermutungswirkung guter fachlicher Praxis nur eintreten kann, soweit überhaupt Bedingungen vorliegen, die eingehalten werden können. Mit anderen Worten: Die Verbändevereinbarung muss materielle Bestimmungen treffen, die vom jeweiligen Energieversorgungsunternehmen eingehalten werden können. Diese Sicht liegt auch den Entscheidungen des OLG Düsseldorf zugrunde: Das OLG Düsseldorf stellt darauf ab, ob „insbesondere die Netznutzungsentgelte nach den darin [in der Verbändevereinbarung] niedergelegten Grundsätzen kalkuliert worden“⁷², also „nach den Vorgaben der VV Strom II plus berechnet“⁷³ sind. Danach greift die Vermutungswirkung nur dann, wenn „Grundsätze“ oder „Vorgaben“ der Verbändevereinbarung vorhanden sind und befolgt werden.

Wie bereits in der vorstehenden Analyse erwähnt, enthält die VV II plus für Regel- und Ausgleichsenergie keine derartigen Bestimmungen.

Zur Beschaffung von Regelleistung heißt es in der VV II plus in Anlage 2, Ziff. 4 lediglich:

„¹Die von den Verbänden einzurichtende Praxisgruppe wird die Entwicklung der Ausschreibungs- und Abrechnungsverfahren für Regelleistung der Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig thematisieren mit dem Ziel, so bald wie möglich gemeinsame Prinzipien in der Verbändevereinbarung festzulegen. ²Die Beschaffung von Regelleistung und -arbeit sowie von Verlustleistung und -arbeit durch die Netzbetreiber von Dritten muss wettbewerbsorientiert und transparent erfolgen (Regelleistung und -arbeit unter Berücksichtigung kartellbehördlicher Vorgaben so bald wie möglich, spätestens bis Ende 2002 durch Ausschreibung mit Angabe des realisierten Bezugspreises).

72 OLG Düsseldorf, Beschl. vom 17.07.2003, „Stadtwerke Mainz“, Az. Kart 18/03 (V), S. 20. Wortgleich OLG Düsseldorf, Beschl. vom 30.07.2003, Az. Kart 22/02 (V), S. 6

73 OLG Düsseldorf, Beschl. vom 17.07.2003, „Stadtwerke Mainz“, Az. Kart 18/03 (V), S. 20 f. Wortgleich OLG Düsseldorf, Beschl. vom 30.07.2003, Az. Kart 22/02 (V), S. 7.

In Satz 2 wird auf kartellbehördliche Vorgaben verwiesen. Es wird zwar von einer „Ausschreibung“ gesprochen, doch fehlen jegliche Abgaben über Inhalt und Verfahren der Ausschreibung. Dieses Fehlen von inhaltlichen Bestimmungen erklärt sich durch Satz 1. Danach nämlich bestand das Ziel, künftig einmal „gemeinsame Prinzipien in der Verbändevereinbarung festzulegen“. Mithin ist die Beschaffung von Regelenergie in der VV II plus bewusst (noch) nicht inhaltlich geregelt worden.

Fehlt es aber an inhaltlichen Regelungen, so fehlt es an der Grundlage, an die die Vermutungswirkung anknüpfen könnte. Daher kann das oben dargestellte missbräuchliche Verhalten der Verbundunternehmen nicht von der Verbändevereinbarung gedeckt sein.

10 Zusammenfassung und Fazit

Die Ausschreibungsmärkte für Regelenergie sind junge Märkte. Sie wurden als solche erst durch den Beschluss B8-309/99 RWE/VEW und die nachfolgenden weiteren Aktivitäten des Bundeskartellamtes konstituiert. Eine sofortiges und problemfreies Funktionieren eines solchen Ausschreibungsmarktes – zumal für durchaus komplexe Produkte – kann nicht sofort erwartet werden.

Neben anfangs auftretenden Schwierigkeiten im Detail, bei denen es sich teilweise um Übergangserscheinungen handeln mag, die vielleicht sogar ohne größeres Zutun vorübergehen, bestehen aber massive Probleme, die Sinn und Zweck des Ausschreibungsmarktes ad absurdum führen. Diese Probleme sind großenteils in Gestaltung und Durchführung der Ausschreibung begründet – und nicht in der Thematik Regelenergie selbst. Hierzu zählen unzureichende Vereinheitlichung der Präqualifikationsanforderungen und -verfahren, restriktive Anforderungen an die Anlagen und Bieter und fehlende Grundlagen oder explizite Hindernisse für eine Lieferung von Regelenergie über Regelzongrenzen hinweg (vgl. Kapitel 3). Der potenzielle Bieter wird bereits vorab verpflichtet, Regelungen zu treffen sowie Risiken und Transaktionsaufwand zu tragen, der aus einer mangelhaften Abstimmung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber resultiert (fehlende Rahmenvereinbarungen, unzureichende Überarbeitung z. B. des TransmissionCodes). Die Vergabe erfolgt weitgehend intransparent und ohne eine neutrale Kontrolle. Lange Ausschreibungszeiträume und damit Bindefristen für die Bieter sind aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers zwar bequem, halten aber gerade die Kapazitäten aus dem Regelenergiemarkt heraus, die kurzfristiger frei verfügbar sind und daher grenzkostennäher angeboten werden könnten. Anreize für die ÜNB, den Markt effizient zu gestalten und Regelenergie möglichst kostengünstig zu beschaffen, werden nicht gesetzt. Von einer Unabhängigkeit und Neutralität der Übertragungsnetzbetreiber kann aus den ausgeführten Gründen nicht ausgegangen werden. Eine anderweitige Kontrolle durch eine neutrale Stelle gibt es ebenso wenig, so dass nur durch voll umfängliche und detaillierte Veröffentlichungen ein Mindestmaß an Transparenz und damit Vertrauen in den Regelenergiemarkt hergestellt werden könnte. Auch hieran fehlt es.

Trennung der Regelzonen und Märkte, Intransparenz in der Vergabe und den Veröffentlichungen, aufwändige Präqualifikationsanforderungen und Rahmenverträge, erschwerten Marktzutritt von außerhalb der Regelzone – mit diesen Stichworten sind die wesentlichen

Mängel benannt, die den Regelenergiemärkten anhaften und von den Übertragungsnetzbetreibern zu verantworten sind. Sie alle führen dazu, dass der Zugang potenzieller Bieter erschwert wird, der Regelenergiemarkt keinen wirksamen Wettbewerb zeigt und die Beschaffungskosten für Regelleistung und Regelenergie überhöht sind. Durch diese ineffiziente Marktgestaltung schaffen die Übertragungsnetzbetreiber die Basis v. a. für die ihnen konzernverbundenen Erzeugungsgesellschaften, überhöhte Preise für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie zu realisieren (vgl. Kapitel 3).

Dementsprechend gering ist die Marktbeteiligung. Geringe einstellige Bieterzahlen gelten für alle Regelenergiearten, mit größter Deutlichkeit aber in der Sekundärregelung, wo neben den Konzernschwestern der ÜNB kaum weitere Bieter auftreten. Nichts deutet darauf hin, dass die theoretische Möglichkeit, mit abschaltbaren Lasten oder aus dem Ausland Regelenergie zu liefern, praktisch umgesetzt würde.

Die Preise für Regelleistung und Regelenergie liegen dementsprechend hoch und weisen erhebliche Unterschiede im zeitlichen und räumlichen Vergleich auf. Sie schwanken erheblich, ohne dass dies fundamental offensichtlich erklärbar wäre, und weisen zwischen den Regelzonen auch große Unterschiede auf, für die Erklärungsansätze ebenfalls fehlen. Vergleicht man die zuletzt erreichten Preisstände in der Primärregelung mit dem günstigsten Preisniveau (erste Ausschreibungsperiode E.ON), so ergibt sich eine Überhöhung bei E.ON um gut 10 %, bei EnBW um etwa 25 % und bei RWE und VET um über 30 %. In der Sekundärregelung liegen die höchsten Werte (RWE und EnBW) aktuell rund 40 % über den günstigsten Preisen (E.ON). Im Vergleich mit den günstigsten Preisen (erste Ausschreibungsperiode RWE) ergeben sich Überhöhungen von etwa 40 % bei E.ON, 50 % bei VET und 100 % bei RWE und EnBW. Grundlegende Unterscheidungen zwischen der Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung für die eine oder andere Regelzone müssten aus technischer und systematischer Sicht nicht vorgenommen werden. Ebenfalls kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass die Kraftwerke, die den Regelenergiebedarf für den deutschen Markt erbringen, sich nicht grundlegend verändert haben. Mit Blick auf die Leistungsbereitstellung kann über den Betrachtungszeitraum seit Anfang 2001 auch von einer näherungsweise konstanten Nachfrage ausgegangen werden. Aus all diesen Gründen erscheinen die enormen zeitlichen und räumlichen Preisunterschiede fundamental nicht begründet. Lediglich bei der Minutenreserve erscheint aufgrund der Anzahl der Marktteilnehmer und der Preisverläufe ein gewisser Marktprozess möglich. Hiervon ist bei der Primär- und Sekundärregelung hingegen nicht auszugehen. Die dort auftretenden erheblichen Preisunterschiede sind ohne fundamentale Begründung ein deutliches Indiz für missbräuchlich überhöhte Preise (vgl. Kapitel 4).

Die derzeit tatsächlich ausgeschriebenen Regelleistungen liegen für die Primärregelung geringfügig unterhalb der UCTE-Vorgaben (Unterschreitung um 7 %). Demgegenüber liegen die im Status quo ausgeschriebenen Leistungen in der Sekundärregelung deutlich höher (Überschreitung um mehr als 220 %), und auch die Absicherung eines Ausfalls des größten Kraftwerksblocks (Summe aus Sekundärregelung und Minutenreserve) liegt deutlich über den Vorgaben (Überschreitung um 35 %). In Betrachtung einer gemeinsamen deutschen Regelzone errechnen sich nach den UCTE-Vorgaben noch niedrigere Werte für die Vorhaltung von Regelleistung, die eine Verringerung von Redundanzen in den einzelnen Regelzo-

nen mit sich bringen. Unter Einhaltung der Mindestanforderungen der UCTE liegen die Einsparungen im Bereich der Sekundärregelung bei etwa 40 % und der Minutenreserve bei etwa 80 % (vgl. Kapitel 5).

Die Windenergie im heutigen Stand als Grund für überhöhte Ausschreibungsleistungen in der Sekundärregelung heran zu ziehen, ist nicht sachgerecht. Aus Gründen der Vorhersehbarkeit, der räumlichen Verteilung der Anlagen und der Anlagengröße ergibt sich ein Ausfall- bzw. Eintrittsverhalten, auf das mit Mitteln der Minutenreserve oder noch längerfristiger Reservehaltung (Stundenreserve) weitaus effizienter reagiert werden kann.

Die Gesamtkosten der Leistungsbereitstellung weisen insbesondere bei RWE erhebliche Schwankungen auf. Starke Kostensprünge werden maßgeblich durch die Preisentwicklung in der Sekundärregelung und Minutenreserve und die Erhöhung der Ausschreibungsleistungen für Minutenreserve (RWE und EnBW) und Sekundärregelung (RWE) verursacht. Die spezifischen Kosten unter Bezug auf den Maximalwert der vertikalen Netzlast zeigen neben den hohen Kosten der RWE noch größere Abstände bei EnBW und VET gegenüber den Gesamtkosten in der Regelzone E.ON. Gegenüber den Kosten der E.ON liegen die der RWE im Bereich von etwa 25 bis 60 % höher, die der EnBW und VET im Bereich von 30 bis 90 % darüber. Eine Erklärung hierfür ist nicht erkennbar, insbesondere scheidet die Windenergieeinspeisung als Erklärungsansatz aus. Die Kosten aus Arbeitspreisen können direkt nicht betrachtet werden, ihnen sollten aber die Erlöse aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie entsprechen. Bei deren Betrachtung zeigt sich überwiegend eine Schwankung um monatliche Erlöse von etwa 2 Mio. € (EnBW) bzw. 5 bis 7 Mio. € (VET, RWE und E.ON). Bei RWE auftretende extrem hohe Erlöse im Januar 2003 können nicht zufriedenstellend erklärt werden. Eine genaue Überprüfung der Identität zwischen Erlösen aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie und Kosten für Regelleistung kann in Ermangelung entsprechender Daten nicht für alle Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt werden. Die Überprüfung der Werte für RWE ergibt, dass in einigen Monaten die Erlöse auch über den maximal abschätzbaren Kosten liegen (vgl. Kapitel 6).

Belastbare Abschätzungen der Gesamterlöse und Erlössteigerungen verlangen eine Betrachtung mehrerer Berechnungsweisen, die auf den veröffentlichten Preisblättern und Strukturmerkmalen der ÜNB und der vertikalen Netzlast in Verbindung mit dem Netznepunktтариф aufbauen. Die so nachgerechneten Erlöse aus Netznutzungsentgelten und Erlössteigerungen aus den letzten Preiserhöhungen, die mit gestiegenen Beschaffungskosten für Regelleistung begründet wurden, sind konservative Abschätzungen, die durch die tatsächlichen Erlöse eher übertroffen als untertroffen werden dürften. Im Vergleich zu deutlich steigenden Erlösen weisen die Regelleistungskosten einen Verlauf auf, der durch wechselnde Anstiege und Rückgänge geprägt ist. Kostenrückgänge, insbesondere gegenüber den Kosten für Systemdienstleistungen vor Beginn der Ausschreibungen, wurden von keinem der ÜNB zum Anlass genommen, die Netznutzungsentgelte abzusenken. Die erfolgten Erhöhungen der Netznutzungsentgelte lassen sich durch die geltend gemachten Steigerungen der Kosten aus Regelleistung nicht oder nur zu einem Teil erklären. Überdeckungen der Kosten liegen in einem Bereich zwischen 13 % und 25 %.

Die derzeit von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern geltend gemachten Kosten für Regelleistung und Regelenergie sind daher aus Gründen der Marktgestaltung, der Preishöhe und der Ausschreibungsmengen als überhöht zu betrachten. Die mit diesen Kostensteigerungen begründeten Erhöhungen der Netznutzungsentgelte gehen noch darüber hinaus und überdecken die überhöhten Kosten (vgl. Kapitel 7).

Auch wenn insgesamt Einführungs- und Entwicklungsprobleme bei jungen Märkten nicht ungewöhnlich sind, müssen bestehende Verbesserungsansätze zügig verfolgt werden. Eine wesentliche Verbesserung wäre die Zusammenlegung der Regelzonen zu einem einheitlichen deutschen Regelmarkt. Darüber hinaus müssen auch die sonstigen Rahmenbedingungen nachhaltig verbessert werden, um einen liquiden Regelenergiemarkt zu ermöglichen. Die Vorteile eines gemeinsamen Marktes für alle Regelzonen würden dann am stärksten zur Wirkung kommen, wenn ein solcher einheitlicher Marktplatz von einer unabhängigen Stelle mit entsprechender Eignung, konkret: einer Strombörse, betrieben würde. Die Börse könnte damit ihre Unabhängigkeit, die neutrale Kontrolle über Börsenordnung und Börsenaufsicht und ihre Kompetenz in Marktorganisation und Abwicklungssystemen zum Nutzen aller Beteiligten einbringen, bestehende Markthindernisse und Wettbewerbsverzerrungen würden nachhaltig und effektiv beseitigt.