

Becker Büttner Held

Rechtsanwälte · Wirtschaftsprüfer · Steuerberater



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

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



Weitere Informationen finden Sie auf unserer Website:

<http://bet-aachen.de/beratung/netzberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/marktberatung/>
<http://bet-aachen.de/beratung/managementberatung/>

AACHEN | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 58-60
D-52062 Aachen
Telefon +49.(0)241.47 062-0
Telefax +49.(0)241.47 062-60
E-Mail info@bet-aachen.de
Internet www.bet-aachen.de

R–A–N Gutachten zu

**Kosten der Beschaffung und Abrechnung von
Regel– bzw. Ausgleichsenergie mit Blick auf
die kartellrechtliche Angemessenheit der
Netznutzungsentgelte der RWE Net AG**

im Auftrag der Stadtwerke Lippstadt GmbH

Aachen und Berlin, 27. März 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
Dr.-Ing. Wolfgang Zander

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Ausgangslage und Aufgabenstellung	1
1.1 Situation und Umfeld der Stadtwerke Lippstadt GmbH	1
1.2 Elektrizitätsversorgung und ihre Elemente	2
1.3 Netznutzungsentgelte und Kostenwälzung	3
1.4 Die Handelsware Strom	4
1.5 Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber	5
1.6 Ablauf der Regelung	5
1.7 Bestandteile der Leistungs-Frequenz-Regelung	7
1.7.1 Primärregelung	7
1.7.2 Sekundärregelung	8
1.7.3 Tertiärregelung (Minutenreserve)	8
1.8 Veränderungen der Preisstellung für Ausgleichsenergie	9
1.8.1 Gegebenheiten bis Februar 2001	9
1.8.2 Ausschreibungsmarkt und Preisbildung	12
1.8.2.1 Abruf und Erfüllungskontrolle von Regelenergie	13
1.9 Rechtliche Grundlagen der Netznutzungsentgelte	14
1.10 Erhöhungen der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG	15
2 Die Beschaffungskosten für Regelenergie und ihre Erhöhung im zeitlichen und räumlichen Vergleichsmarktprinzip	17
2.1 Primärregelung	18
2.2 Sekundärregelung	19
2.3 Minutenreserve	20

2.4	Kapitalkosten der ausgewählten Kraftwerkstypen	21
3	Einzelbetrachtung A: Regelenergie	22
3.1	Abgrenzung Regelenergie – Ausgleichsenergie.....	22
3.2	Auflagen des Bundeskartellamtes gegenüber RWE.....	23
3.2.1	Hintergrund der Auflagenerteilung.....	23
3.2.2	Inhalt und Begründung der Auflagen	24
3.2.3	Umsetzung durch die RWE Net AG.....	26
3.2.3.1	Präqualifikation.....	26
3.2.3.2	Gebotsphase/Durchführung	27
3.2.4	Vergleich: Die anderen Übertragungsnetzbetreiber	28
3.2.4.1	E.ON Netz GmbH.....	29
3.2.4.2	EnBW Transportnetze AG	29
3.2.4.3	Vattenfall Europe Transmission AG.....	29
3.3	Begründung der Übertragungsnetzbetreiber für die Preisanstiege auf den Regelenergiemärkten.....	30
3.3.1	Prognosefehler der neuen Händler.....	30
3.3.2	Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten	32
3.3.3	Zunahme der Windenergie-Einspeisungen.....	33
3.3.4	Die "Zocker-Theorie"	34
3.4	Tatsächliche Gründe für das Versagen des Ausschreibungsmarktes ..	34
3.4.1	Zu hoher Abwicklungs- und Transaktionsaufwand.....	35
3.4.1.1	Präqualifikation.....	36
3.4.1.2	Rahmenvertrag	38
3.4.2	Zu hohes Risiko für die potenziellen Bieter.....	39
3.4.3	Intransparenz des Vergabeverfahrens.....	40

3.4.4	Zu lange Ausschreibungsperioden	41
3.4.5	Getrennte Regelzonen – getrennte Märkte.....	42
3.4.6	Erschwerter Zugang von außerhalb der Regelzone.....	45
3.4.7	Fehlende Überarbeitung der Regelwerke	46
3.4.8	Fehlende Rahmenvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreiber .	47
3.4.9	Fehlende Anreize für eine effiziente Beschaffung.....	48
3.4.10	Fehlende Transparenz und Dateninkonsistenz.....	49
3.4.11	Fazit: Überhöhte Preise für Regelenergie zugunsten der Erzeugungsschwestern	49
4	Einzelbetrachtung B: Netznutzungsentgelte.....	50
4.1	Relevante Bestandteile der Netznutzungsentgelte.....	50
4.2	Zuordnung der Kosten aus den drei Regelenergiearten zu den Netznutzungsentgelten und Ausgleichenergieabrechnung.....	51
5	Vergleichende Betrachtungen/Volumenabschätzung	53
5.1	Vergleich des Mittleren Leistungspreises der Minutenreserve aus alter und neuer Veröffentlichung der RWE Net AG	54
5.2	Mengenvergleich Regelenergie – Ausgleichsenergie	56
5.3	Vergleich der Erlöse aus NNE mit den entsprechenden Posten im Jahresabschluss 2001 der RWE Net	59
5.4	Mehrerlös der RWE Net aus Anhebung der Netznutzungsentgelte	60
5.5	Mehrausgaben der RWE Net für die Beschaffung von Regelenergie	62
5.5.1	Betrachtung I: Beschaffungsmengen.....	62
5.5.2	Betrachtung II: Beschaffungskosten	63
5.6	Einnahmen der RWE Net aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie	65
5.7	Preise und Kostenabschätzung für Regelenergie vor Februar 2001	67
5.8	Fazit	71

6	Kartellrechtliche Bewertung der Netznutzungsentgelte hinsichtlich Regelenergie	73
6.1	Bestimmung der relevanten Märkte	73
6.2	Monopol der RWE Net AG (§ 19 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 Alt. 1 GWB) beim Angebot der Netznutzung ihres Übertragungsnetzes	74
6.3	Die SWL als Nachfrager der Netznutzung	75
6.3.1	Der nachgelagerte Netzbetreiber als Nachfrager	75
6.3.2	Der Stromlieferant als Netznutzer i.S.d. § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB	77
6.4	Ausbeutungsmisbrauch (§ 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB)	77
6.4.1	Nichtweitergabe der Vorteile des Ausschreibungsverfahrens	78
6.4.2	Jedenfalls zeitweise Doppelbelastung der Kosten für Sekundärregelung und Minutenreserve	78
6.4.3	Kein Nachweis für steigenden Bedarf an Regelenergie	78
6.4.4	Übermäßige Bestellung von Sekundärregelung anstelle von Minutenreserve .	79
6.4.5	Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten wegen überhöhter Gebote durch Konzernunternehmen im Ausschreibungsverfahren	80
6.4.6	Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten durch Trennung der Regelzonen .	81
6.4.7	Noch zu bewerten: Kostenaufteilung für Minutenreserve	82
6.4.8	Fehlende sachliche Rechtfertigung	82
6.5	Unangemessenes Entgelt für den Netzzugang (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB)	83
6.6	Misbrauch durch Erzwingung unangemessener Verkaufspreise (Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV)	84
6.6.1	Beherrschung eines wesentlichen Teils des Gemeinsamen Marktes	84
6.6.2	Erzwingung unangemessener Verkaufspreise	84
6.6.3	Eignung zur Beeinträchtigung des zwischenstaatlichen Handels	85
7	Zusammenfassung	85

1 Ausgangslage und Aufgabenstellung

1.1 Situation und Umfeld der Stadtwerke Lippstadt GmbH

Die Stadtwerke Lippstadt GmbH (SWL) ist ein Querverbundunternehmen, welches sich mit der Versorgung mit Gas, Wasser und Strom im gesamten Stadtgebiet Lippstadts beschäftigt. Zusätzlich werden ein Hallen- und ein Freibad betrieben.

Der Beginn der Gasversorgung geht zurück auf das Jahr 1863, der Beginn der Wasserversorgung auf das Jahr 1886. Mehr als hundert Jahre später konnte die Stadtwerke Lippstadt GmbH zum 01.01.1995, nach Auslaufen des Konzessionsvertrages, das gesamte Stromverteilungsnetz im Stadtgebiet von den damaligen VEW erwerben.

Im Rahmen der Unternehmensstrategie konzentrieren sich die SWL auf das Kerngeschäft der Gas-, Wasser- und Stromversorgung. Dabei wird das für Lippstadt benötigte Wasser ausschließlich durch eigene Brunnenanlagen und eigene Wasserwerke selbst gefördert und aufbereitet. Eine Ausweitung auf das Geschäftsfeld Abwasser ist geplant. Die Geschäftsaktivitäten werden sich auch zukünftig auf das angestammte Versorgungsgebiet beschränken, wo die SWL vor dem Hintergrund einer lokalen Wirtschaftsförderung und Standortsicherung mit günstigen Preisen und guten Dienstleistungen auftreten.

Im Einvernehmen mit dem Aufsichtsrat verfolgen die SWL in den letzten zwei Jahrzehnten keine Gewinnmaximierung. Das Unternehmensziel bezüglich des Jahresergebnisses läuft auf folgende Punkte hinaus:

1. Erwirtschaftung der höchstzulässigen Konzessionsabgabe für alle Bereiche. Es wird darauf hingewiesen, dass alle Heiz- und Kochgaskunden Tarifkunden mit voller Konzessionsabgabe sind.
2. Seit 1990 betreiben die SWL ein Hallen- und ein Freibad in Lippstadt. Das Eigentum an den Bädern wurde von der Stadt Lippstadt in die SWL eingelegt. Die entstehenden jährlichen Verluste werden steuerlich mit den Gewinnen der anderen Bereiche verrechnet.
3. Das von Seiten der Stadt Lippstadt, die bis heute zu 100 % Eigentümerin der Stadtwerke Lippstadt GmbH ist, eingelegte Stammkapital wird mit einem üblichen Zinssatz verzinst und als Gewinn ausgeschüttet.

Darüber hinaus verbleiben mögliche weitere Gewinne im Unternehmen oder werden, wie in den vergangenen beiden Wirtschaftsjahren, an die Kunden der SWL über einen Treuebonus ausgeschüttet. Darunter ist ein Betrag von X Cent/kWh zu verstehen, den wir am Ende des Geschäftsjahres an alle Kunden ausschütten.

Mit dieser Unternehmens- und Preispolitik schaffen die SWL im Stadtgebiet Lippstadt positive Rahmenbedingungen für die Ansiedlung neuer Gewerbegebiete.

Da die SWL im Strom- und Gasbereich schon frühzeitig die Möglichkeiten des liberalisierten Beschaffungsmarktes ausgenutzt haben, konnten günstige Konditionen für Strom- und Gaslieferungen ausgehandelt werden. Absatzseitig sind die Vorteile bei den Bezugspreisen unmittelbar an die Kunden weitergegeben worden.

Dies belegen z. B. die VEA-Strompreistabellen, aus denen ersichtlich wird, welches Preisniveau die SWL anbieten. Da neuerdings in der VEA-Strompreistabelle nur noch Unternehmen geführt werden, die bundesweit tätig sind, finden die SWL in den letzten Veröffentlichungen keine Berücksichtigung mehr. Interne Rechnungen zeigen jedoch, dass die SWL nach wie vor führend sind.

Durch Erhöhungen der Netznutzungsentgelte seitens RWE Net zum 01.05.2002 und 01.02.2003 entstehen den SWL Mehrkosten, die ihnen die kostengünstige Versorgung ihrer Kunden deutlich erschweren. Bei Bezugsdaten von ca. 64.500 kW und 340.500.000 kWh belaufen sich die Mehrkosten der Erhöhung zum 01.05.2002 auf 168.075,- €/a, und aufgrund der Erhöhung zum 01.02.2003 auf 191.430,- €, insgesamt also ca. 360.000,- €.

1.2 Elektrizitätsversorgung und ihre Elemente

Mit der Einführung des Wettbewerbs steht jedem Kunden das Recht auf eine freie Wahl seines Energielieferanten zu. In der Wahl seines Netzbetreibers ist er hingegen nicht frei: Auf Grund der hohen Kapitalkosten der Netzinfrastruktur ist eine Duplizierung der Leitungen zur Belieferung eines Kunden volkswirtschaftlich ineffizient. Die Netze bilden daher ein natürliches Monopol.

Die Entbündelung (Unbundling) der einzelnen Aktivitäten (Netz, Stromlieferung und andere) zeigt die nachfolgende Darstellung.

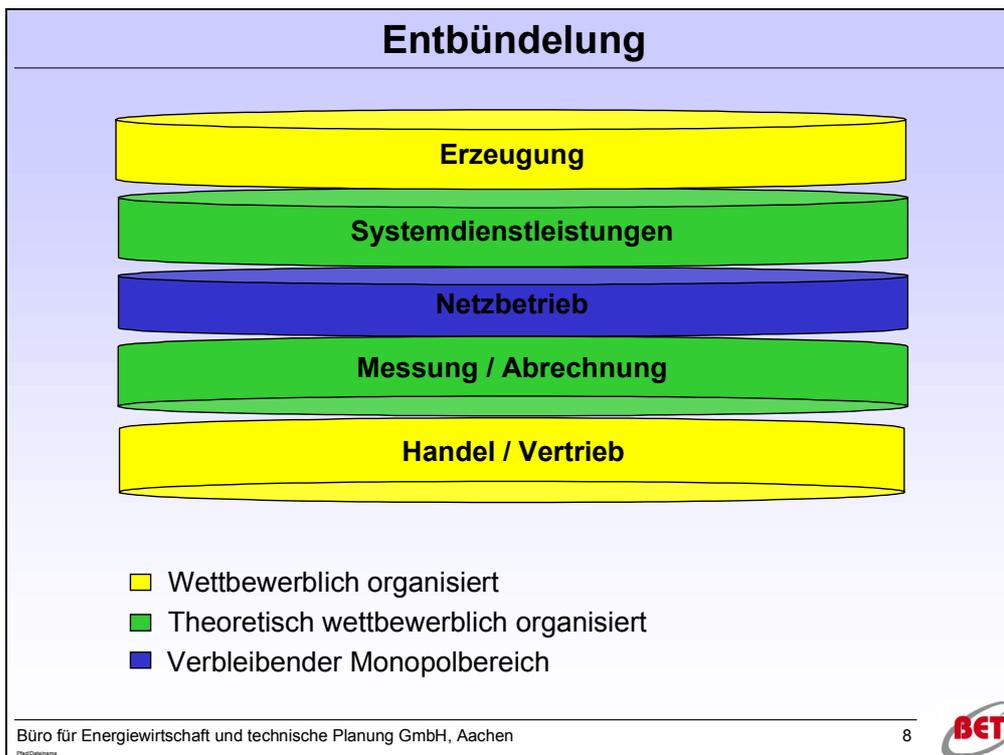


Abbildung 1: Entbündelung im Zuge der Liberalisierung

In einem transaktionsunabhängigen Netzzugangsmodell ist die Bereitstellung der Netzinfrastruktur (die Netznutzung) vollständig von der gelieferten Energie zu trennen. Dies bedeutet eine vollständig entbundene Betrachtung von gelieferter Ware (elektrische Energie und Leistung) und Transportweg (Netz) bzw. ihren Erbringern, also Lieferant und Netzbetreiber.

1.3 Netznutzungsentgelte und Kostenwälzung

Netznutzer zahlen in einem Netzpartizipationsmodell nur noch ein Netznutzungsentgelt, das die Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung (einschließlich Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern), beinhaltet. Durch die Gleichbehandlung von Netznutzern und nachgeordneten Netzebenen ist es möglich, diese Entgelte in die unterlagerten Netzebenen weiter zu wälzen; man spricht von Kostenwälzung. Der Netzpunkttarif für die Netzebene, an die ein Netznutzer angeschlossen ist, beinhaltet folglich Kostenelemente aller vorgelagerten bzw. überlagerten Netze. Durch Zahlung dieses Netzpunkttarifes erwirbt der Netznutzer das Recht, alle überlagerten Netzebenen zu nutzen und seinen Strombezug direkt vom Handlungspunkt in der Höchstspannungsebene zu decken. Durch die Trennung von Netznutzung und Stromlieferung werden auch kurzzeitige Lieferungen sowie Spot- und Börsengeschäfte ermöglicht.

1.4 Die Handelsware Strom

Ein wesentliches Merkmal der Liberalisierung von Strommärkten ist die wachsende Produktvielfalt. Ein Teil der Produkte, wie z. B. eine Vollversorgung oder eine Reservelieferung, sind vielen Kunden noch aus den Zeiten des Monopolsystems und integrierter Belieferung bekannt. Diese Produkte werden auch in Zukunft angeboten werden.

Daneben besteht aber eine Vielzahl unterschiedlicher Möglichkeiten, einen Strombedarf mit verschiedenen Produkten zu decken, wie Bild 2 beispielhaft veranschaulicht. Diese Produkte oder Kontrakte können im bilateralen Großhandel zwischen Stromhändlern oder auch über die Strombörse gehandelt werden.

Der Handel mit diesen Produkten läuft über die Übermittlung von Fahrplänen, in denen für jede Viertelstunde die gehandelten Leistungen verbucht wird. Der Fahrplanhandel wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in ihrer Funktion als Bilanzkoordinator abgewickelt. Für die Abwicklung bedient man sich des Kontierungssystems "Bilanzkreis".

Jeder Händler (Bilanzkreisverantwortliche) muss für die Entnahme seiner Kunden eine möglichst genaue Prognose erstellen und diese dann durch die Beschaffung entsprechender Produkte abdecken. Unvermeidliche Prognoseungenauigkeiten oder Abweichungen der tatsächlichen Kundenentnahmen kann der einzelne Bilanzkreisverantwortliche technisch-physikalisch nicht ausgleichen. Dies erfolgt statt dessen durch Lieferung von Ausgleichsenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber (Bilanzkoordinator), die vom Bilanzkreisverantwortlichen vergütet wird.

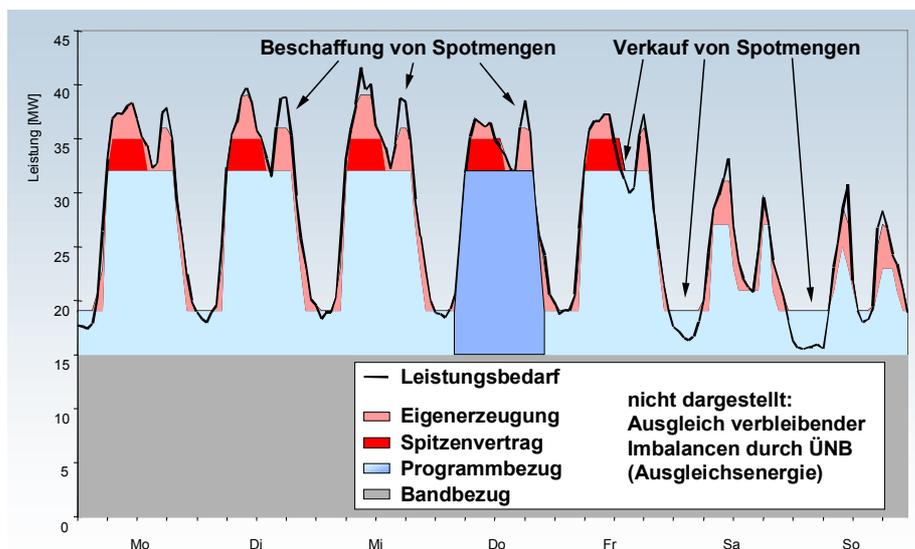


Abbildung 2: Portfoliomanagement unterschiedlicher Stromprodukte

1.5 Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber

Elektrische Energie ist wirtschaftlich nicht in nennenswerten Mengen speicherbar. Das macht die Ware Strom zu einem besonderen Gut: Eine Lagerung ist nicht möglich, die Produktion muss zu jedem Zeitpunkt genau der Nachfrage entsprechen. Diese genaue Abstimmung von Erzeugung und Entnahme gewährleisten aber 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. Übertragungsnetzbetreibern 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“.

1.6 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- und Stundenreserve) oder dem Betriebszustand und der Art der technischen Bereitstellung (rotierende oder stehende Reserve, Warm-/Kaltreserve bei thermischen Kraftwerken). Für den Regelenergiemarkt wurden die Begrifflichkeiten durch die Auflagenbeschlüsse des Bundeskartellamtes wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt verbindlich festgelegt.

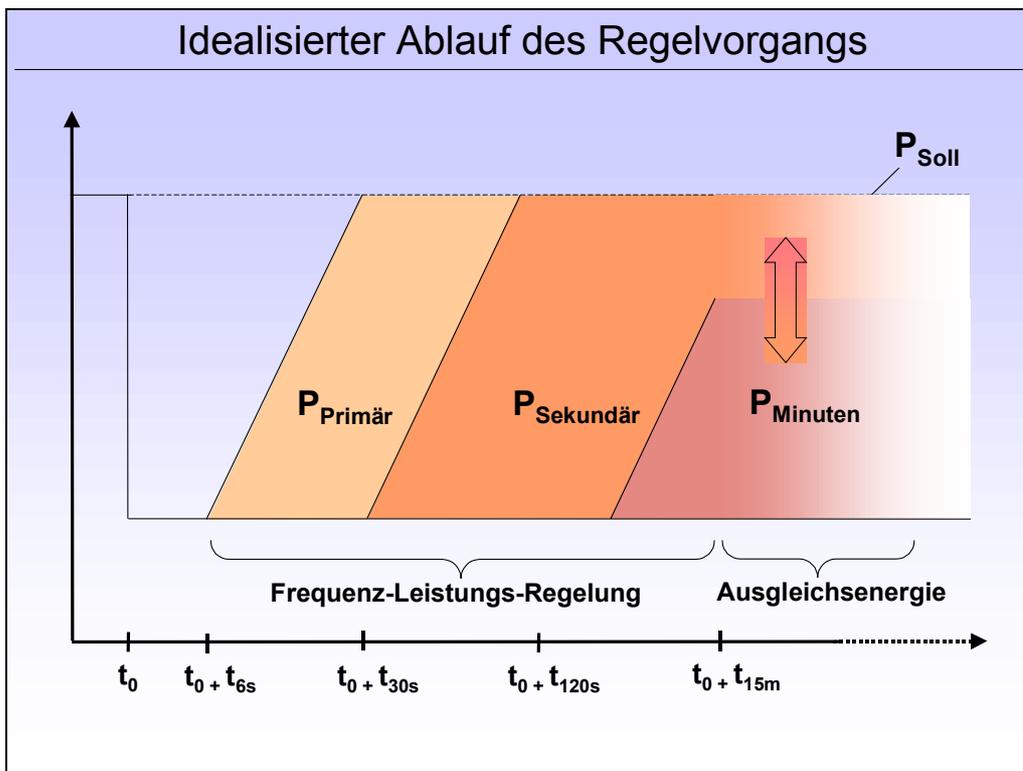


Abbildung 3: Ablauf des Regelvorgangs zur Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Darstellung 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.¹

1.7 Bestandteile der Leistungs-Frequenz-Regelung

Die wesentlichen inhaltlichen Vorgaben für den Aufgabenbereich und -umfang der Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere die Frequenzhaltung, sind enthalten in den die Regelwerken der UCTE, DVG und VDEW².

1.7.1 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 (Selbstregelleffekt).

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 vorzuhaltenden Primärregelung auf die Regelzonen heißt nicht zwingend, dass alle entsprechenden Erzeugungseinheiten in der Regelzone liegen müssen. Da die Primärregelung ohnehin dezentral durch die synchrone Netzfrequenz gesteuert wird³, kann

1 Vgl. auch: Dr.-Ing. F.-R. Graf, RWE Net AG Brauweiler: DVG/VDN-Fachtagung Regelenergiemarkt in Deutschland: Regelzonenübergreifender Einsatz von Regelenergie: Erfahrungen aus der Abwicklung. Zitat: *Analysiert man den Einsatz der Regelleistung näher, so wird der stochastische Verlauf des Bedarfs und die dadurch nahezu unmögliche Prognostizierbarkeit selbst für die nächsten Viertelstunden deutlich. Dies erschwert vor allem die Entscheidung, ob Minutenreserve eingesetzt werden soll, die über Fahrplanänderungen abgerufen wird.*

2 Spielregeln zur primären und sekundären Frequenz- und Wirkleistungsregelung in der UCPTe, 1998
DVG: Anforderungen an die *Primärregelung* im UCPTe-*Verbundbetrieb*, Dezember 1996
VDEW: Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Stand Juni 1998

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 führt.

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.

1.7.2 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 Leistungs-Frequenz-Regelung durchgeführt.

Die Sekundärregelleistung dient der Ausregelung der momentanen Gesamtabweichung und darf nicht für andere Ausgleichsmaßnahmen 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. 3.4.6).

1.7.3 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 verfügbare 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.

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

1.8 Veränderungen der Preisstellung für Ausgleichsenergie

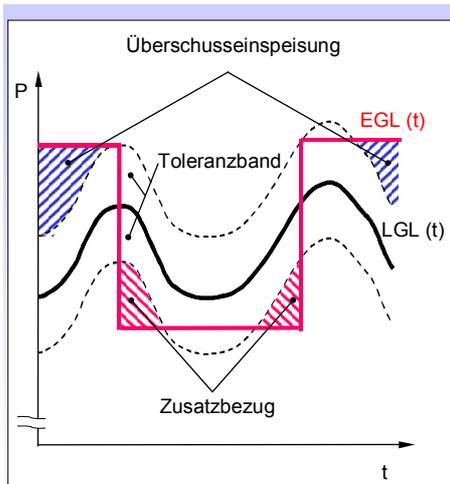
Ausgleichsenergie⁵, also der Ausgleich von Bilanzabweichungen durch den Übertragungsnetzbetreiber, wurde in Deutschland mit der VV II vom 13.12.1999 etabliert, parallel zur Schaffung von Bilanzkreisen als Kontierungssysteme für Stromlieferungen. Die erste Verbändevereinbarung hatte demgegenüber Fahrplanabweichungen bei einzelnen Transaktionen für die Abrechnung zugrundegelegt.

1.8.1 Gegebenheiten bis Februar 2001

Die Vorgabe der VV II hatten sich auf die grundsätzliche Vorgehensweise und quantitative Vorgaben zur Bemessung der Toleranzbänder für den Naturalausgleich beschränkt⁶. Für den Naturalausgleich wurden zwei verschiedene Tarifzeiten (Hochtarif HT/Niedertarif NT) vorgesehen, die folgende Zeiten umfassten: HT werktäglich von 6:00 – 22:00 Uhr und Samstag/Sonntag von 8:00 – 13:00 Uhr, NT dementsprechend werktäglich von 0:00 – 6:00 Uhr und von 22:00 – 24:00 Uhr sowie Samstag/Sonntag von 0:00 – 8:00 Uhr und von 13:00 – 24:00 Uhr. Feiertage wurden wie Sonntage behandelt. Die Saldierungsperiode, innerhalb derer die Bilanzabweichungen auf die Naturalausgleichskonten getrennt nach HT und NT gebucht werden konnten, war die Woche (Montag 0:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr). Der Übertrag von Kontoständen auf die Folgewoche war beschränkt auf 6 Volllaststunden (bezogen auf den Bezugswert des Toleranzbandes) für die Hochtarifzeit, für die Niedertarifzeit auf 4 Volllaststunden. Darüber hinausgehende Kontostände wurden direkt mit Arbeitspreisen abgerechnet.

5 Vgl. Ziffer A.7.3.2 des Beschlusses B8-40000-U-309/99. Dort wird die Bezeichnung auch synonym zur Minutenreserve verwendet, während hier nur die durch Bilanzabweichungen begründeten Austauschvorgänge zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichen als Ausgleichsenergie bezeichnet werden.

6 Das über die Netznutzungsentgelte abgegoltene Standardtoleranzband beträgt 5 % der kumulierten zeitgleichen ¼-Stunden-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines Bilanzkreises. Die VV II sieht die Möglichkeiten der kostenpflichtigen Erweiterung dieses Toleranzbandes auf bis zu 20 % vor, wobei diese Erweiterung auf maximal 5 MW beschränkt ist. Das Standardtoleranzband von 5 % unterliegt dieser Einschränkung nicht. Die Kosten für eine Erweiterung wurden in Form eines Arbeitspreises für alle Entnahmen aus dem Bilanzkreis erhoben, wobei sich dieser Arbeitspreis an den Kosten für die Systemdienstleistungen orientierte: Bei einer Erhöhung auf 10 % Toleranzband betrug er 25 % der Systemdienstleistungsgebühr, also 0,075 Pf/kWh; bei einer Erhöhung auf 20 % Toleranzband betrug er 50 % der Systemdienstleistungsgebühr, also 0,15 Pf/kWh (vgl. VV II, Anlage 2 S. 2 i. V. m. Anhang 2, S. 3). Die Preisregelung Bilanzkreis der RWE Energie (Stand 01.02.2000) führte dann noch etwas höhere Systemdienstleistungskosten bzw. Erweiterungspreise auf: 0,042 €Ct/kWh für 10 % Toleranzband, 0,084 €Ct/kWh für 20 %.

**Toleranzband :**

- Standardtoleranzband 5 % der Monatshöchstlast
- Erweiterung bis auf 20 %, max. 5 MW

Abweichungen innerhalb Toleranzband :

- Naturalausgleich getrennt nach HT- und NT-Zeiten
- Übertrag auf nächste Woche begrenzt auf 6 Volllaststunden (HT) und 4 Volllaststunden (NT)

- feste Arbeitspreise mit starker Spreizung für Mehrbezug bzw. Mehreinspeisung

Abweichungen außerhalb Toleranzband

- zusätzlich zu Arbeitspreisen:
zunächst Monatsleistungspreis,
Mitte/Ende 2000 Tagesleistungspreis

$$\text{Bilanzabweichung: } BA_i(t) = \sum_n EGL_n^1(t) - \sum_l LGL_l^1(t) + \sum_j FP_j^{-1}(t) - \sum_k FP_k^{1 \rightarrow}(t) \quad \forall [t] = \frac{1}{4} \text{ h}$$

EGL: Erzeugungsganglinie, LGL: Lastganglinie, FP: Fahrplanbezüge oder -lieferungen

Abbildung 4: Bilanzabweichungen und Naturalausgleich innerhalb des Toleranzbandes

Außerhalb des Toleranzbandes war ein Naturalausgleich nicht möglich. Hier wurden Bilanzabweichungen (Mehreinspeisungen oder Mindereinspeisungen) unmittelbar abgerechnet. Die Texte der VV II sahen hierfür eine Abrechnung mit Arbeits- und Leistungspreisen vor. Dabei waren die Arbeitspreise gespreizt, d.h. Mehreinspeisungen des Bilanzkreisverantwortlichen wurden zu einem geringen Preis vergütet, Mindereinspeisungen (bzw. Zusatzbezüge) wurden deutlich teurer abgerechnet.

Die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Preisstellungen für den Bezug und die Lieferung von Ausgleichsenergie zeigt Abbildung 5.

			EnBW	HEW	VEW	PE	RWE	BAG
Vergütung								
innerhalb TB	HT-Vergütung	Pf/kWh	1,5	3	1,5	2	1,47	2
innerhalb TB	NT-Vergütung	Pf/kWh	1,5	2	1	1	1,47	1
ausserhalb TB	HT-Vergütung	Pf/kWh	1,5	3	1,5	1	1,47	1
ausserhalb TB	NT-Vergütung	Pf/kWh	1,5	2	1	0,5	1,47	0
Kosten								
innerhalb TB	HT-Kosten	Pf/kWh	6,6	5,5	7	6,5	6	7
innerhalb TB	NT-Kosten	Pf/kWh	6,6	3,5	5	4	6	5
ausserhalb TB	HT-Kosten	Pf/kWh	6,6	5,5	7	6,5	6	7
ausserhalb TB	NT-Kosten	Pf/kWh	6,6	3,5	5	4	6	5
ausserhalb TB	monatl. LP	DM/kW	18,35	20	25	25	29,34	30
+ Toleranzband	10%	Pf/kWh	0,085	0,09	0,09	0,09	0,084	0,103
+ Toleranzband	20%	Pf/kWh	0,17	0,18	0,18	0,18	0,168	0,205

Abbildung 5: Preisstellungen für Ausgleichsenergie, Stand Juni 2000

Quelle: RWE

Abbildung 6 zeigt die genauen Werte und Regelungen der RWE Energie.

RWE Energie
Aktiengesellschaft

Preisregelung Bilanzkreis
(Preise gültig ab dem 01.02.2000)

Das Entgelt für den Ausgleich der Leistungsbilanz des Bilanzkreises des BKV, für den Transport im Übertragungsnetz, der Lieferung von Reservestrom und der Führung des Bilanzkreises wird gemäß nachstehenden Ziffern 1. bis 5. ermittelt:

1. Ausgleich der Leistungsbilanz

1.1 Lieferungen durch RWE Energie

1.1.2 Lieferungen oberhalb des Toleranzbandes

Für die oberhalb des Toleranzbandes gelieferte elektrische Energie beträgt

- der Monatsleistungspreis für den höchsten, oberhalb des Toleranzbandes in Anspruch genommenen ¼-h-Leistungsmittelwert in einem Monat ($P_{Smax} - P_T$) 15,- €/kW (ca. 29,34 DM/kWh),
- der Arbeitspreis für die gelieferte Energie: 3,07 ct/kWh (ca. 6,00 Pf/kWh).

1.2 Bezug durch RWE Energie

Ein Bezug durch RWE Energie liegt vor, wenn der Saldo der Leistungsbilanz (Entnahmen abzgl. Einspeisungen) gemäß Ziffer 5.2 der ‚ATR Bilanzkreis‘ negativ ist bzw. wenn der Saldo des Toleranzbandes gemäß Ziffer 5.3 der ‚ATR Bilanzkreis‘ den Übertrag unterschreitet.

Für die von RWE Energie bezogene elektrische Energie wird ein Arbeitspreis AP₄ vergütet in Höhe von 0,75 ct/kWh (ca. 1,47 Pf/kWh).

Abbildung 6: Preisstellung RWE Net für Ausgleichsenergie

Zur zweiten Jahreshälfte 2000 erfolgte dann auf öffentlichen Druck und Kritik verschiedener Marktteilnehmer eine Umstellung von den oben aufgeführten Monatsleistungsleistungspreisen auf Tagesleistungspreise. Diese bewegten sich in einem Bereich von 2,70 - 4,00 DM/kW und wurden für jeden Tag einer Bilanzabweichung oberhalb des Toleranzbandes abgerechnet, bis ggf. der Vergleichsbetrag aus der Anwendung der Monatsleistungspreise erreicht wurde. In der Regel verringerten sich durch diese Modifikation der Preisstellung die Kosten der Bilanzkreisverantwortlichen geringfügig. Die sonstigen Parameter der Regelenergiebepreisung blieben unverändert.

1.8.2 Ausschreibungsmarkt und Preisbildung

RWE Net betreibt aufgrund der Auflagen des Bundeskartellamtes einen Ausschreibungsmarkt für Regelenergie. Primärregelung und Sekundärregelung werden jeweils für Perioden von sechs Monaten ausgeschrieben und beschafft. Die Primärregelung wird rein über einen Leistungspreis für die Vorhaltung abgerechnet, bei der Sekundärregelung wird zusätzlich noch ein Arbeitspreis für die tatsächliche Erzeugung abgerechnet.

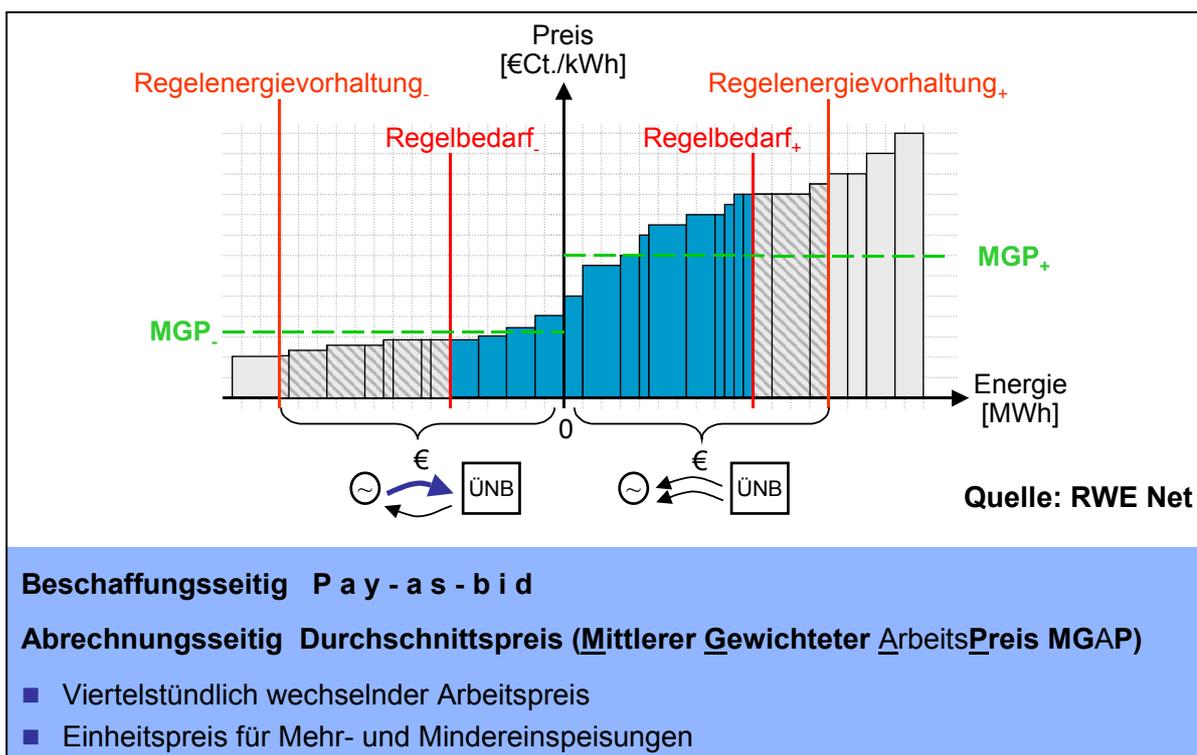


Abbildung 7: Ausgestaltung des Ausschreibungsmarktes für Minutenreserve der RWE Net

Minutenreserve hingegen 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“).

Für die Abrechnung gegenüber den bilanzkreisverantwortlichen Händlern wird aus den eingesetzten Geboten ein gewichteter Durchschnittspreis gebildet. Mit diesem Durchschnittspreis werden in der jeweiligen Periode sowohl Mehreinspeisungen als auch Mindereinspeisungen bewertet (Einheitsarbeitspreis).

1.8.2.1 Abruf und Erfüllungskontrolle von Regelenergie

Die Erfüllungskontrolle und die Abrechnung von Regelenergie beim Übertragungsnetzbetreiber RWE Net sind in der nachstehend dokumentierten Folie der RWE Net aufgeführt.

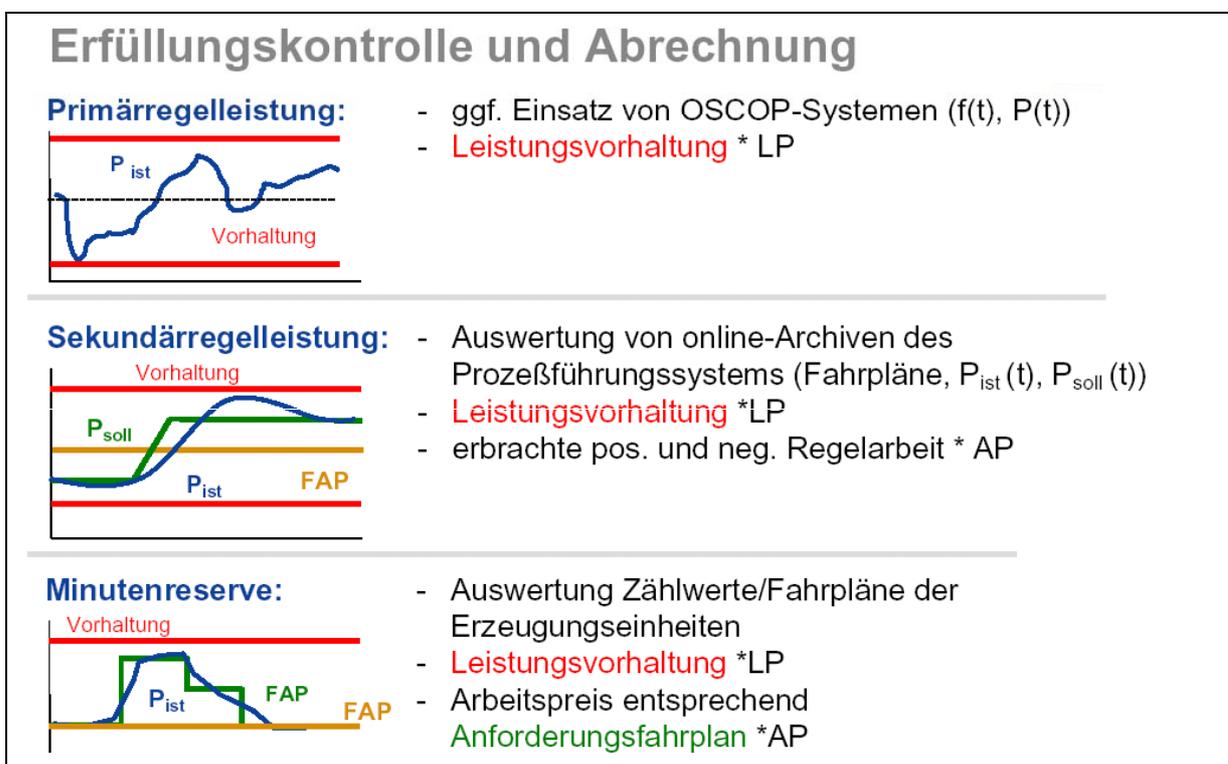


Abbildung 8: Erfüllungskontrolle und Abrechnung von Regelenergielieferungen (Quelle: RWE)

Bei der Primärregelleistung wird ausschließlich die vorgehaltene Leistung mit einem entsprechenden Leistungspreis abgegolten. Die Leistungsvorhaltung ergibt sich aus dem vorgehaltenen Primärregelband.

Die Erbringung von Sekundärregelleistung wird hingegen auf der Basis von Ist-Werten abgerechnet (blaue Kurve P_{ist}), wobei zur Erfüllungskontrolle der Anforderungsfahrplan (grüne Linie) gegenübergestellt wird (bei diesem Anforderungsfahrplan handelt es sich im Unterschied zu Fahrplanlieferungen im Großhandelsmarkt um **kurzfristig** innerhalb weniger Mi-

nuten angeforderte Lieferungen). Bei einem thermischen Kraftwerksblock, der z. B. planmäßig am nächsten Tag eingesetzt werden soll (gelbe Linie FAP im Bild) erfolgt die Abgrenzung der Sekundärregelleistung und Arbeit durch Differenzbildung. Die Differenz zwischen der oberen roten Linie (Vorhaltung) und dem planmäßigen Fahrplaneinsatz (gelb FAP) ist die positive Sekundärregelleistung. Die Differenz zwischen der unteren roten Linie und dem geplanten Fahrplaneinsatz (gelb FAP) ist die negative Sekundärregelleistung. Diese jeweilige Leistung wird mit dem Leistungspreis für Sekundärregelleistung bewertet. Die tatsächlich erbrachte positive und/oder negative Regularbeit ergibt sich aus der Differenz zwischen dem ursprünglichen Fahrplan (gelb FAP) und den Ist-Werten des Kraftwerks (blau P_{ist}).

1.9 Rechtliche Grundlagen der Netznutzungsentgelte

Nach dem in Deutschland geltenden Grundsatz des verhandelten Netzzugangs müssen Netznutzer die Bedingungen für die Bereitstellung des Netzes und für die Netzdienstleistungen zivilrechtlich vereinbaren. Die Grundlage der Netznutzungsentgelte ist daher in erster Linie der zivilrechtliche Vertrag, der jedoch durch Tarife oder andere allgemeine Vertragsbedingungen ergänzt wird. Das EnWG selbst schweigt sich zur Berechnung des Durchleitungsentgeltes nahezu aus. Die mit der Gewährung von Netznutzungen verbundenen energiewirtschaftlichen Leistungen des Netzbetreibers müssen ökonomisch korrekt bewertet werden. Dabei besteht ein Anspruch des Netzinhabers auf Kostendeckung eines wirtschaftlich effizienten Netzbetriebes⁷. In § 6 Abs. 1 EnWG werden die Energieversorgungsunternehmen lediglich dazu verpflichtet, hinsichtlich der Netzkosten als Messlatte für die Sachgerechtigkeit der Netzentgelte das Verhalten einzulegen, dass der Netzbetreiber sich selbst gegenüber praktiziert. § 6 Abs. 1 EnWG erkennt zumindest mittelbar das Recht auf Netznutzungsentgelt an, indem er von nicht diskriminierenden Bedingungen der Durchleitung spricht. Diese Vorschrift steckt gleichzeitig einen Rahmen für die Bemessung der Entgelte ab. Ferner ist § 6 Abs. 4 zu entnehmen, dass das EnWG die Durchleitungs-/ Netznutzungsentgelte anerkennt. Diese Vorschrift schreibt vor, dass die Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes jährlich die Richtwerte zur Spanne der Durchleitungsentgelte veröffentlichen. Eine Orientierungshilfe für die Berechnung der Durchleitungsentgelte im Sinne des § 6 Abs. 1 EnWG bildet zur Zeit die Verbändevereinbarung II plus, in Form eines Kalkulationsleitfadens sowie einige Vorgaben für das Vergleichsmarktprinzip in Anlage 3.

Einen weiteren Rahmen für die Bildung von Netznutzungsentgelten und deren Überprüfung bildet der nach § 6 Abs. 1 Satz 4 EnWG parallel anwendbare § 19 Abs. 4 GWB. Die Missbrauchsaufsicht des § 19 Abs. 4 Nr. 2 und 3 GWB stellt darauf ab, welche Preise auf dem Markt üblicherweise erzielt werden. Die spezifischen Probleme der netzgebundenen Wirtschaft regelt in diesem Bereich der § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB. Diese Vorschrift spricht aus-

⁷ de Wyl/Müller-Kirchenbauer, in: *Schneider/Theobald*, Handbuch zum Recht der Energiewirtschaft, 2003, § 13 Rn. 27 m.w.N..

drücklich vom angemessenen Entgelt für den Netzzugang. Sie bildet einen wichtigen Eckstein für die Prüfung der Angemessenheit der Netzzugangsentgelte.

Schließlich können für die Bemessung von Netznutzungsentgelten §§ 315 316 BGB herangezogen werden. Nach § 315 BGB ist im Zweifel anzunehmen, dass, wenn die Leistung durch einen der Vertragsschließenden bestimmt werden soll, diese Bestimmung nach billigem Ermessen zu treffen ist. Nach § 316 BGB steht die Bestimmung des Umfangs der für eine Leistung versprochenen aber noch nicht bestimmten Gegenleistung im Zweifel demjenigen zu, der die Gegenleistung zu fordern hat.

1.10 Erhöhungen der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG

Die RWE Net AG hat ihre Netznutzungsentgelte seit Beginn des Jahres 2001 drei mal signifikant erhöht. Die erste Erhöhung erfolgte zum 1.4.2001 und wurde mit der Fusion der RWE und VEW begründet. Zwei weitere Erhöhungen (zum 1.5.2002 und 1.2.2003) wurden ursächlich auf gestiegene Kosten aus Regelenergiebeschaffung zurückgeführt.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Netznutzungsentgeltgestaltung der RWE Net.

RWE NNE			01.10.00 bis 31.3.01	1.4.01 bis 31.12.01	1.1.02 bis 31.03.02	1.4.02 bis 30.4.02	1.5.02 bis 31.01.03	seit 01.02.03	Erhöhung 01.05.2002	Erhöhung 01.02.2003
Leistungspreise	<2500 h/a	€/kWa HHS	3,11	3,14	3,14	3,14	3,46	3,52	0,32	0,06
Leistungspreise	<2500 h/a	€/kWa HS	5,10	5,19	5,19	5,19	5,49	5,93	0,30	0,44
Leistungspreise	<2500 h/a	€/kWa MS	8,21	8,75	8,75	8,75	9,06	9,44	0,31	0,38
Leistungspreise	<2500 h/a	€/kWa NS	12,16	12,60	12,60	12,60	12,92	13,07	0,32	0,15
Arbeitspreise	<2500 h/a	ct/kWh HHS	0,74	0,72	0,72	0,72	0,82	0,89	0,10	0,07
Arbeitspreise	<2500 h/a	ct/kWh HS	1,25	1,26	1,26	1,26	1,33	1,42	0,07	0,09
Arbeitspreise	<2500 h/a	ct/kWh MS	1,99	2,12	2,12	2,12	2,18	2,29	0,06	0,11
Arbeitspreise	<2500 h/a	ct/kWh NS	3,23	3,39	3,39	3,39	3,42	3,51	0,03	0,09
Leistungspreise	>2500 h/a	€/kWa HHS	17,86	17,39	17,39	17,39	19,96	21,52	2,57	1,56
Leistungspreise	>2500 h/a	€/kWa HS	30,10	30,44	30,44	30,44	31,99	34,43	1,55	2,44
Leistungspreise	>2500 h/a	€/kWa MS	47,96	51,25	51,25	51,25	52,81	55,19	1,56	2,38
Leistungspreise	>2500 h/a	€/kWa NS	70,91	74,35	74,35	74,35	75,17	76,82	0,82	1,65
Arbeitspreise	>2500 h/a	ct/kWh HHS	0,15	0,15	0,15	0,15	0,16	0,17	0,01	0,01
Arbeitspreise	>2500 h/a	ct/kWh HS	0,25	0,25	0,25	0,25	0,27	0,28	0,02	0,01
Arbeitspreise	>2500 h/a	ct/kWh MS	0,40	0,42	0,42	0,42	0,43	0,46	0,01	0,03
Arbeitspreise	>2500 h/a	ct/kWh NS	0,88	0,92	0,92	0,92	0,93	0,96	0,01	0,03
Grundpreis (nicht LG, netto) [€/a]			15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00		
Arbeitspreis (nicht LG, netto) [ct/kWh]			5,89	6,08	5,97	6,08	6,18	6,35		

Abbildung 9: Netznutzungsentgelte der RWE Energie/Net seit 10/2000

Die Erhöhungen erfolgten in den verschiedenen Spannungsebenen in unterschiedlicher Stärke. Betrachtet man die Erlöse⁸ aus Netznutzungsentgelten, fällt die Akzentuierung der Erhöhung auf die Hoch- und Höchstspannungsebene⁹ auf, wie das folgende Schaubild verdeutlicht. Die Erhöhungen sind jeweils relativ zum vorigen Jahreswert der Erlöse in derselben Spannungsebene aufgezeigt.

8 Zur Abschätzung der aus den Netznutzungsentgelten folgenden Erlösen siehe 5.3

9 Eine Ausnahme bildet die erste Erhöhung, welche durch die Fusion RWE-VEW begründet war.

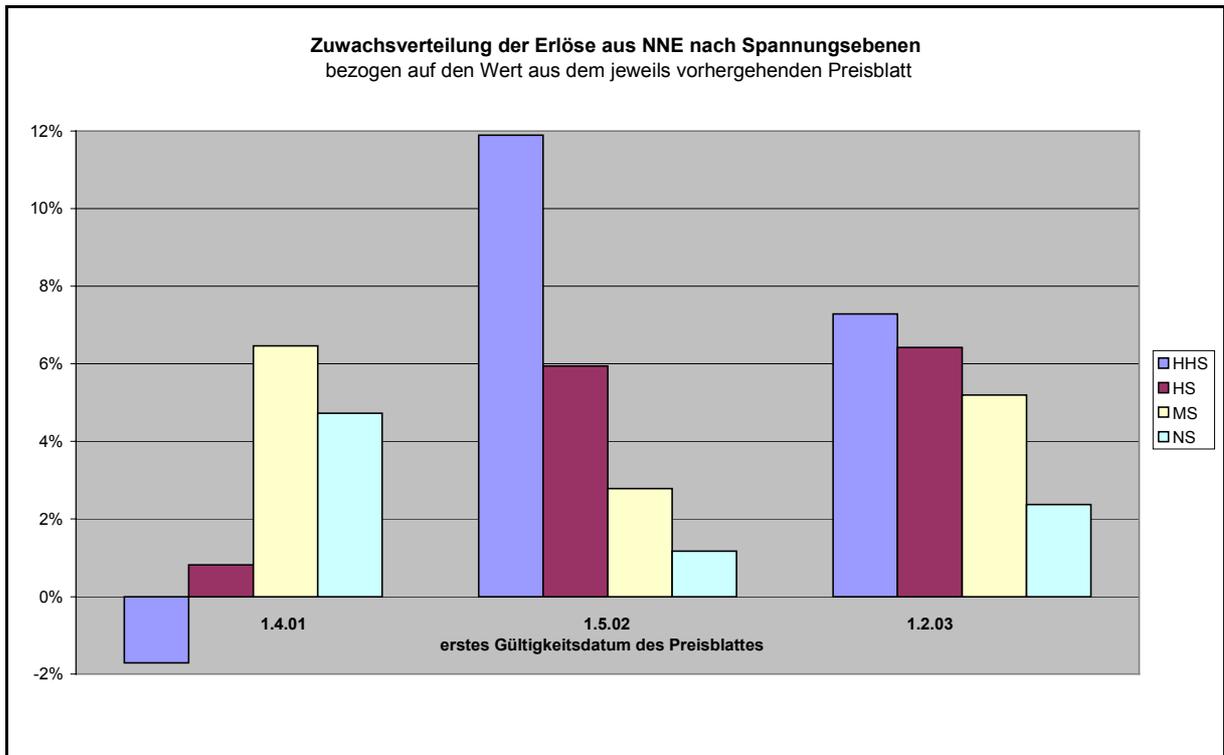


Abbildung 10: Steigerung der Erlöse aus NNE durch Preiserhöhung, relativ

Wie sich die Erhöhungen in absoluten Zahlen auswirken, zeigt die folgende Darstellung. Es handelt sich wieder um die Jahreserlöse auf Grund des jeweiligen Preisblattes. Auch in der absoluten Darstellung lässt sich der Schwerpunkt der letzten zwei Erhöhungen auf Höchst- und Hochspannungsebene deutlich erkennen.

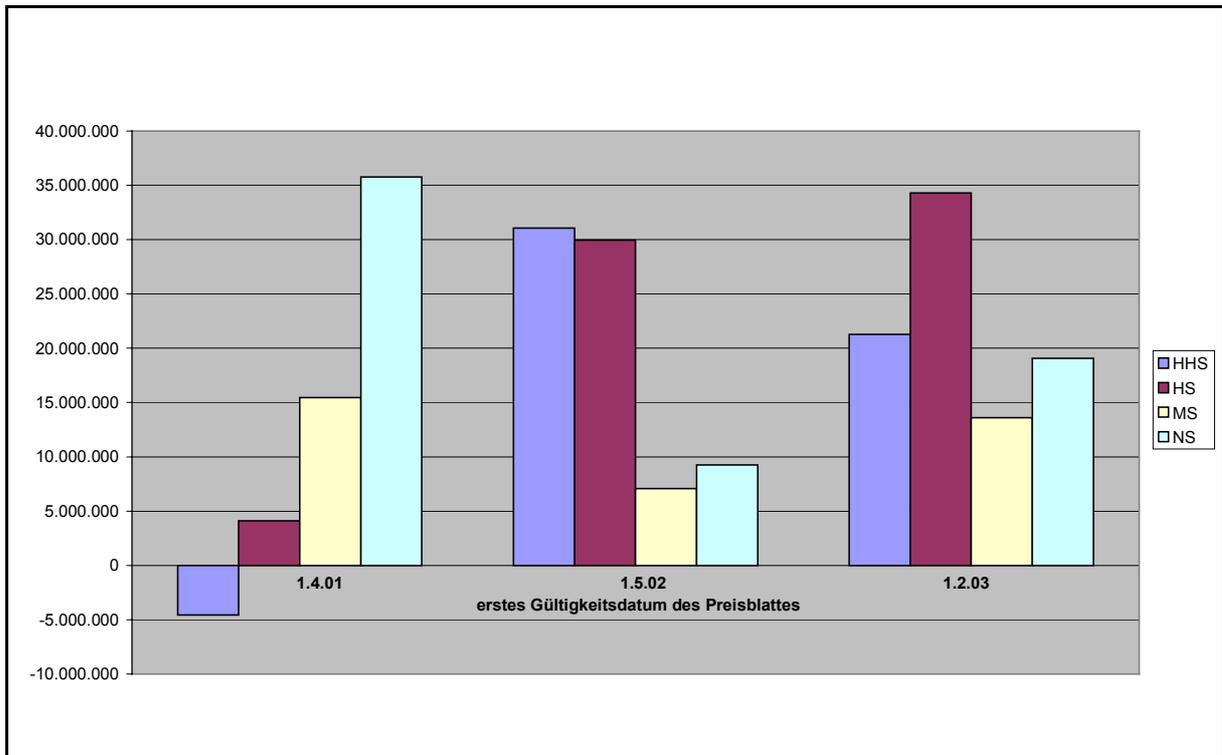


Abbildung 11: Steigerung der Jahres-Erlöse aus NNE durch Preiserhöhung, absolut

Eine genauere Betrachtung der Netznutzungsentgelte und Erlöse aus denselben erfolgt in Kap. 5.

2 Die Beschaffungskosten für Regelenergie und ihre Erhöhung im zeitlichen und räumlichen Vergleichsmarktprinzip

Die Beschaffungskosten und -preise für Regelenergie können auf zweierlei Art verglichen werden. Zum einen besteht die Möglichkeit, die in den verschiedenen Regelzonen aufgetretenen Preise miteinander zu vergleichen, soweit diese zeitlich parallel aufgetreten sind (alle vier Regelzonen also erst seit dem 1.9.2002). Neben diesem räumlichen Vergleichsmarktprinzip kann das zeitliche angewendet, also die historische Entwicklung der Preise und Kosten betrachtet werden. Diese beiden Herangehensweisen werden im Folgenden parallel verfolgt.

2.1 Primärregelung

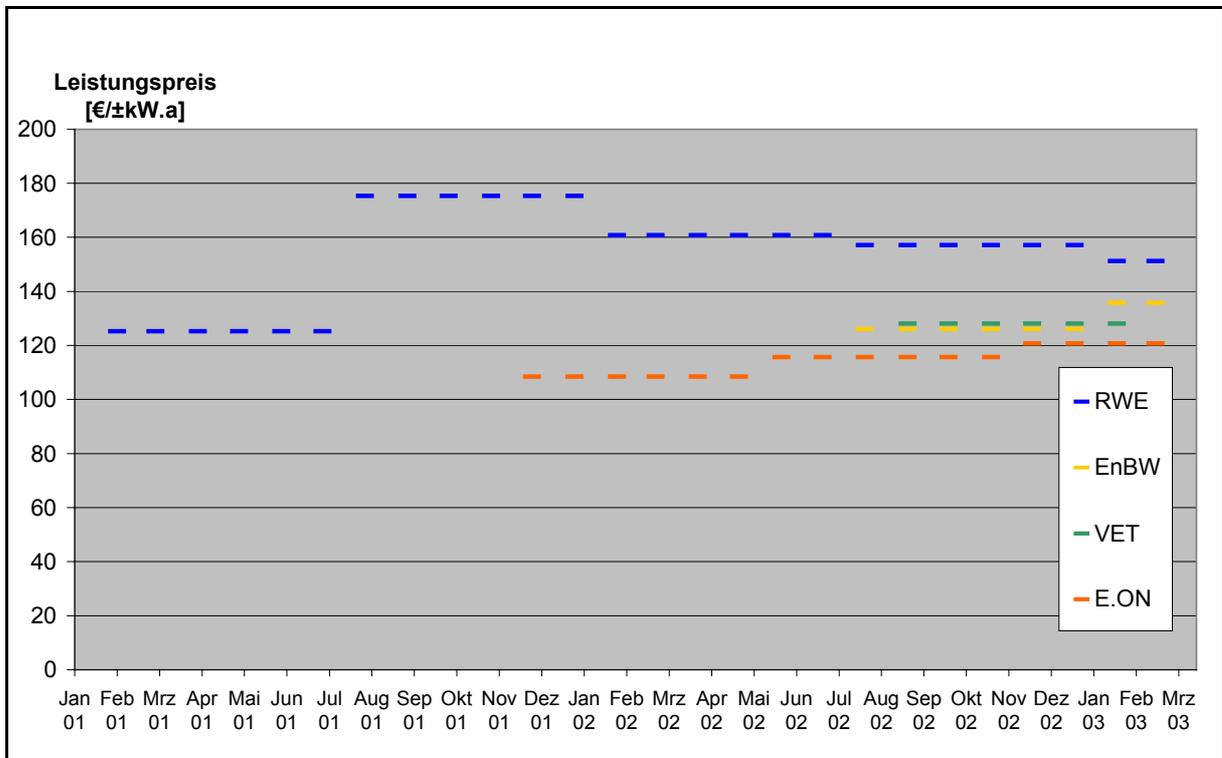


Abbildung 12: Preisentwicklung der Primärregelung

Die Leistungspreise der Primärregelung haben im Gebiet der RWE Net AG die längste Historie. Die dargestellten Zeitreihen weisen Blöcke von jeweils sechs Monaten auf, entsprechend der Vergabeperiode der Regelleistung. Nach einem Anfangsniveau von ca. 125 €/MW zieht der Preis im RWE-Gebiet zum 1.8.2001 deutlich auf ca. 175 €/MW an, um sich dann in zwei weiteren Schritten wieder leicht abzusinken bis auf das heutige Niveau von etwas über 150 €/MW. Der in zeitlicher Folge nächste Marktteilnehmer, E.ON, beginnt auf einem Niveau von knapp 110 €/MW, was zu diesem Zeitpunkt etwa 65 €/MW unter dem der RWE liegt (oder bei 62 % der RWE!). Die Preise der E.ON nehmen einen leicht ansteigenden Verlauf bis auf das heutige Niveau (121 €/MW). In Niveau und Tendenz ähnlich stellt sich die Entwicklung bei EnBW dar, diese ist wiederum mit der ersten Periode der VET fast identisch.

Auffallend ist zunächst die gegenläufige Tendenz der Preisentwicklungen der RWE zu der der übrigen Übertragungsnetzbetreiber, vor allem aber auch das durchgängig höhere Niveau, das auch zum letzten Stand noch mehr als 25 % über den günstigsten Preisen (E.ON) liegt.

2.2 Sekundärregelung

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

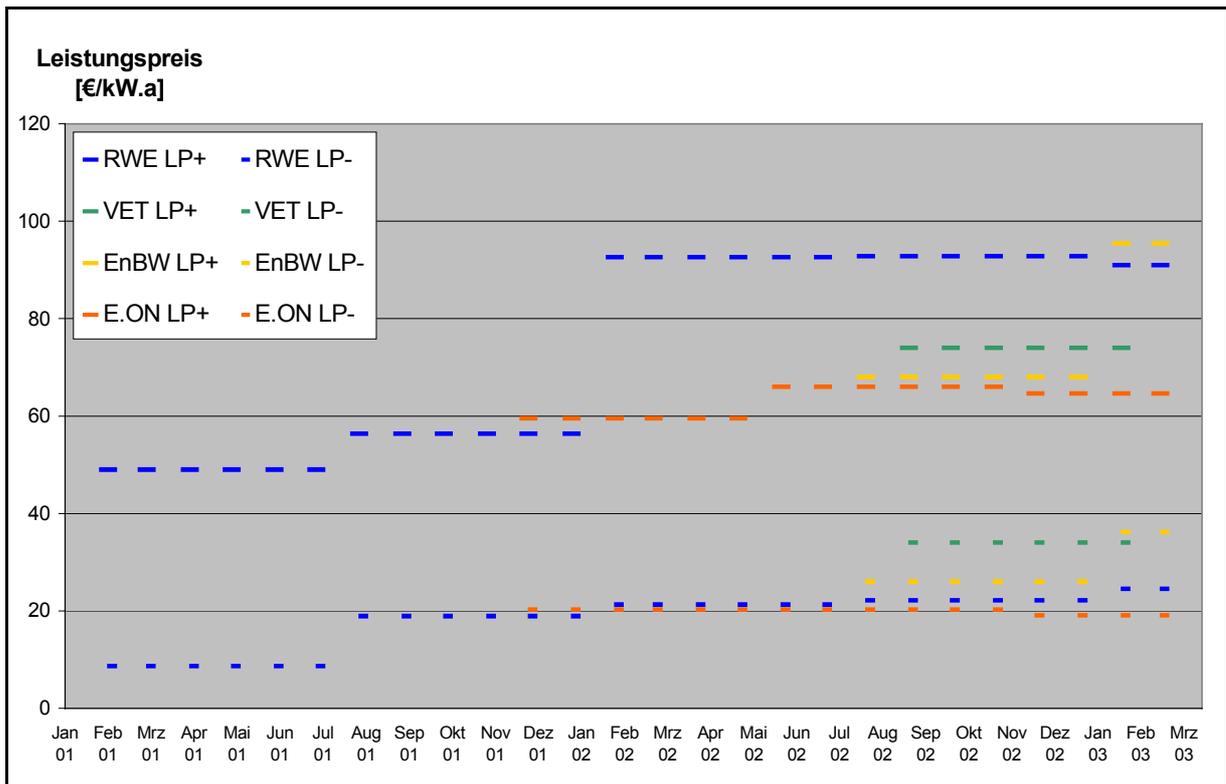


Abbildung 13: Leistungspreisentwicklung Sekundärregelung

Der markanteste Sprung in dieser Graphik ist der der RWE-Preise für positive Regelleistung zum 1.2.2002. Zu diesem Zeitpunkt erhöhte sich der Preis von 56 auf etwa 93 €/MW, also um etwa 66 %. Ein solcher Preissprung ist, ebenso wie der beschriebene Preissprung der Primärregelung, besonders bemerkenswert, da man mit großer Sicherheit davon ausgehen kann, dass die genannte Leistung von den selben Anlagen bereitgestellt wird.

Die Preisverläufe der anderen Übertragungsnetzbetreiber weisen keine spektakulären Sprünge auf, tendieren wie RWE leicht steigend und liegen fast ausschließlich (z.T. deutlich) unterhalb der RWE-Preise. Der aktuelle Abstand zu den günstigsten Preisen liegt bei etwa 30 %.

Das Leistungspreisniveau der Sekundärregelung liegt im ganzen deutlich niedriger als das der Primärregelung, nämlich nicht bei 130 €/MW sondern bei rd. 80 €/MW für pos. Leistung.

Die Arbeitspreise für positive Sekundärregelung in der Regelzone RWE Net sind seit Ausschreibungsbeginn ebenfalls stark angestiegen. Sie betragen zu Beginn 25 bis 50 €/MWh und liegen in seit 02/2002 zwischen 65 und 100 €/MWh, ebenso wie in den anderen Regelzonen.

2.3 Minutenreserve

Im Bereich der Minutenreserve wird die Darstellung nochmals komplexer. Als Datengrundlage dienen die minimalen und maximalen Arbeitspreise sowie der mittlere Leistungspreis, getrennt nach Vorzeichen. Um die Darstellung nicht zu überfrachten, beschränken sich die folgende Schaubilder auf den Netzbetreiber RWE und stellen somit einen zeitlichen Vergleich der Preise für die Jahre 2001 und 2002 dar.

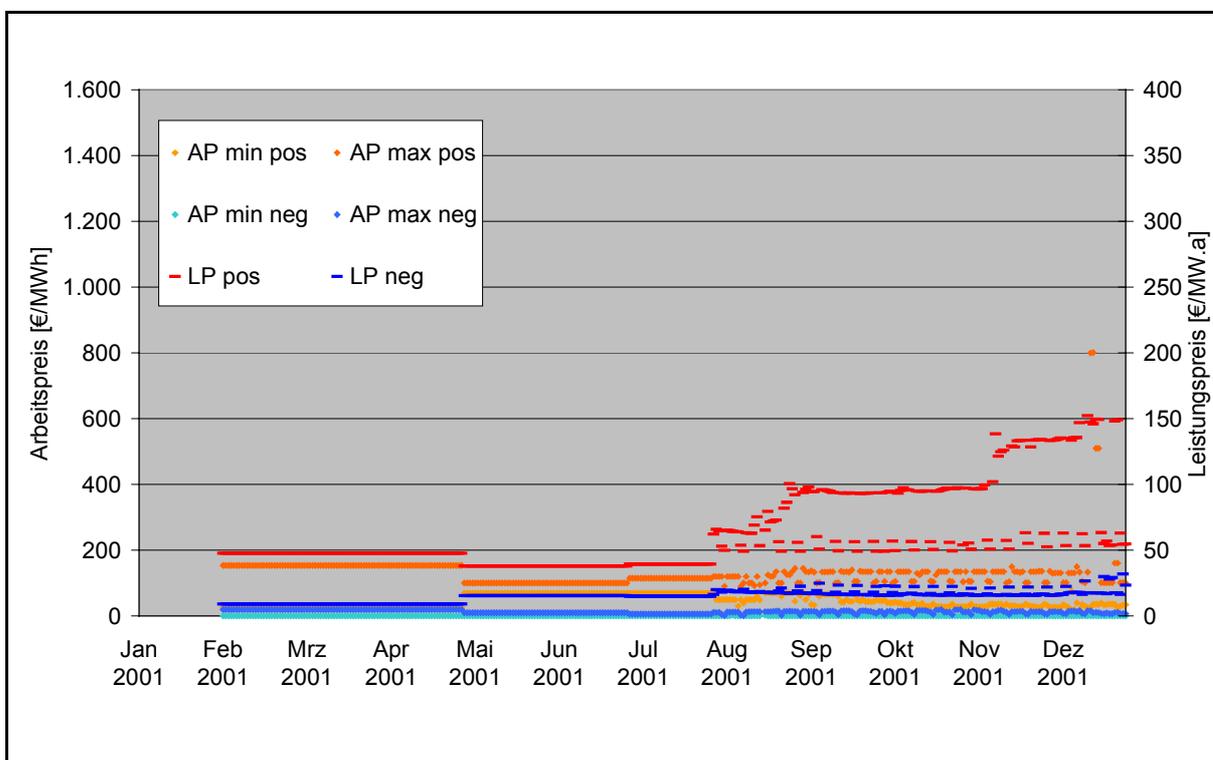


Abbildung 14: Preise für Minutenreserve, RWE, 2001

In der Preisentwicklung des Jahres 2001 zeichnen sich deutlich die Testphasen 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 der positiven Minutenreserve auf. Dieser Befund setzt sich im Folgejahr jedoch nicht fort.

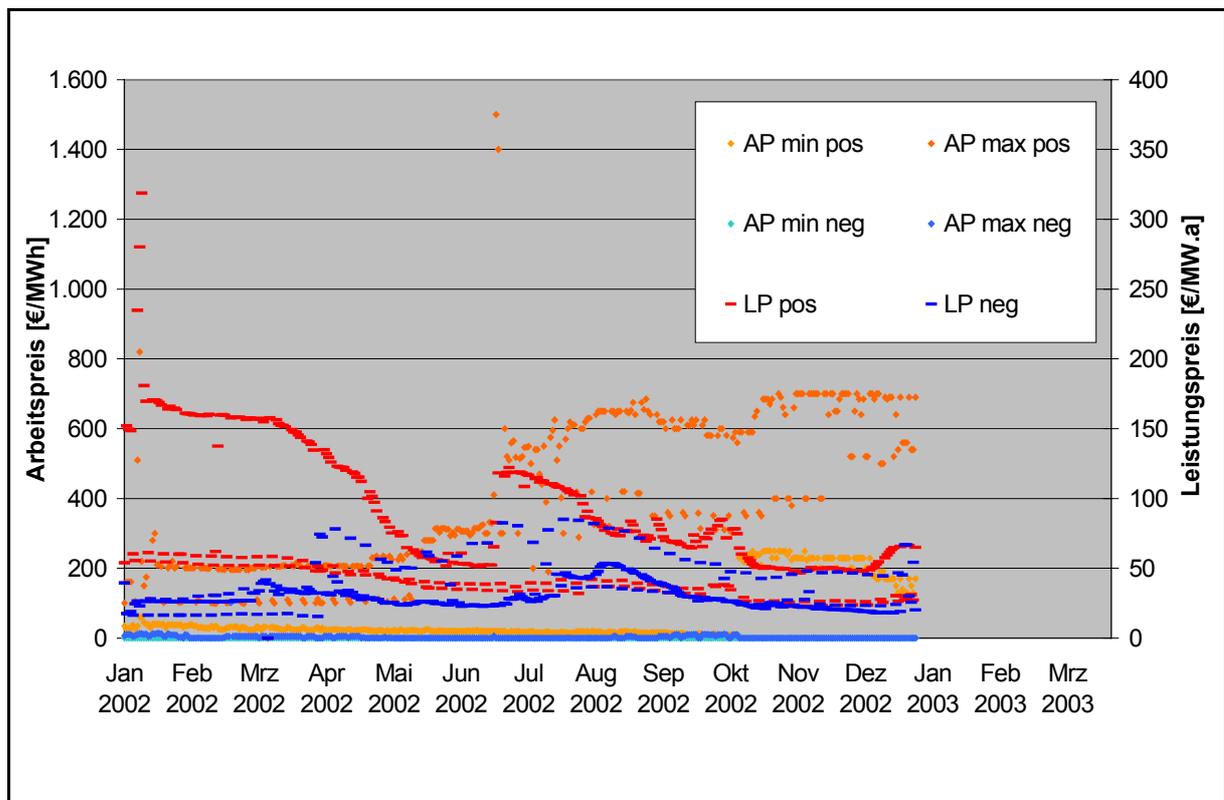


Abbildung 15: Preise für Minutenreserve, RWE, 2002

Zwar haben zu Beginn des Jahres 2002 die pos. Leistungspreise immer noch ein Niveau von ca. 160 €/MW, doch fällt dieses im Verlauf des Jahres stark ab (auf etwa 50 – 60 €/MW 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. Dieser Umstand sollte tendenziell zu einer Kostenverlagerung von den Netznutzungsentgelten hin zur Ausgleichsenergie führen, da ja die Kosten aus den sinkenden Leistungspreise den Netznutzungsentgelten, die aus steigenden Arbeitspreise aber der Ausgleichsenergie zugeordnet sind. Im Gegenteil wurden aber die Netznutzungsentgelte zweimalig erhöht.

2.4 Kapitalkosten der ausgewählten Kraftwerkstypen

Als weiterer Vergleichsmaßstab für die gefundenen Preise können die Kapitalkosten von Kraftwerken dienen, die potenziell und anteilig für die Bereitstellung auch von Regelenergie eingesetzt werden könnten. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse einer einfachen Überschlagsberechnung, in der die jährlichen Kapitalkosten aus den ungefähren aktuellen Investitionskosten für verschieden Kraftwerkskonzepte abgeleitet werden. Üblicherweise sollen die Kapitalkosten durch Leistungspreise gedeckt werden.

	Investition €/kW	Kapitalkosten [€/kW.a]			
		(6%, 10a)	(6%, 15a)	(6%, 20a)	(6%, 25a)
Steinkohlekraftwerk	1.250			108,98	97,78
Gasturbine	450	61,14	46,33		
GuD-Kraftwerk	650		66,93	56,67	

Abbildung 16: Kapitalkosten ausgewählter Kraftwerkstypen

3 Einzelbetrachtung A: Regelenergie

3.1 Abgrenzung Regelenergie – Ausgleichsenergie

Aus der Sicht des Übertragungsnetzbetreibers stellen Regel- und Ausgleichsenergie zwei Seiten der selben Medaille dar. Einerseits steht der Übertragungsnetzbetreiber in vertraglicher Beziehung zu verschiedenen Betreibern von Kraftwerken oder Verbrauchern, die sich verpflichtet haben, ihr Stromproduktions- oder Abnahmeverhalten an den Notwendigkeiten des Netzbetriebes, speziell der Leistungs-Frequenz-Regelung, auszurichten (vgl. Kap. 1.7). Diese Seite wird als Regelenergiemarkt bezeichnet und vom Bedarf des Netzbetreibers bestimmt.

Auf der anderen Seite steht das Verhältnis der Übertragungsnetzbetreiber zu den Bilanzkreisverantwortlichen. Die Differenz zwischen der tatsächlichen Kundenentnahme eines jeden Bilanzkreisverantwortlichen und der erfolgten bzw. geplanten Einspeisung desselben wird vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen. Die hierfür zum Einsatz gebrachte und abgerechnete Energie bezeichnet man als Ausgleichsenergie.

Beispiel:

Ist der Strombedarf der Gesamtheit der Kunden in einer Regelzone zu einem Zeitpunkt höher als erwartet, haben die Bilanzkreisverantwortlichen im Vorfeld nicht soviel Energie eingekauft, wie zur Bedarfsdeckung benötigt wird. Ohne weitere Regelhandlung würden nun die Frequenz im Verbundnetz in unzulässigem Maße absinken. Dies wird verhindert, indem nach dem unter 1.7 beschriebenen, gestuften Verfahren Kraftwerkskapazitäten hinzu- oder Verbraucher abgeschaltet werden. Auch der umgekehrte Fall tritt ein und wird entsprechend durch Zuschaltung geeigneter Verbraucher und/oder Abschaltung von Kraftwerkskapazität ausgeregelt.

3.2 Auflagen des Bundeskartellamtes gegenüber RWE

3.2.1 Hintergrund der Auflagenerteilung

Im Rahmen des Fusionskontrollverfahrens RWE/VEW (Az: B8-40000-U-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 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 Anbieter 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, sodass 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 Bandleistungen 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.

Diese wettbewerblichen Bedenken ließen sich nach Auffassung von Beigeladenen durch Zusagen, wie z. B. die Beseitigung der Verflechtungen von RWE/VEW mit PreussenElektra und Bayernwerk sowie zwischen diesen und dritten Stromunternehmen, die Veräußerung von Grund und Spitzenlastkraftwerken und die Einsetzung eines unabhängigen Netzbetreibers, ausräumen.

3.2.2 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 An-

forderungen 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 außer Achtlassung 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 längerfristige 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 dem Ausschreibung für das Zurückfahren von Kraftwerken ergibt.
- (3) Der für Regelenergie 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 mehr Mengen 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.

3.2.3 Umsetzung durch die RWE Net AG

Die Umsetzung der Kartellamtsauflagen erfolgte stufenweise. Nach einer Information der Öffentlichkeit im Oktober 2000 wurde zum 1.12.2000 mit der Durchführung der Präqualifikation begonnen. Nach der Bekanntgabe der präqualifizierten Bieter zum 2.1.2001 begann eine Testphase, in welcher die Primär- und Sekundärregelung bereits für den heute noch praktizierten sechsmonatigen Gebotszeitraum ausgeschrieben wurden. Die Minutenreserve hingegen wurde zunächst für drei Monate, dann für zwei und zuletzt für einen einmonatigen Testzeitraum ausgeschrieben. Nach dieser halbjährigen Frist der Erprobung begann die auch heute praktizierte tägliche Ausschreibung der Minutenreserve.

3.2.3.1 Präqualifikation

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. Der Vorgang der Präqualifikation wird an dieser Stelle grob beschrieben. Eine detailliertere Darstellung erfolgt in Kap. 3.4.1.1.

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.

Die darauf folgenden, genauen Anforderungen untergliedern sich zunächst nach der Art der Regelleistung, zu deren Erbringung sich der Bieter qualifizieren möchte. Außerdem wird zwischen technischen und organisatorischen Anforderungen unterschieden.

Im Bereich der **Primärregelung** lauten die wesentlichen technischen Anforderungen wie folgt: Es wird eine Regelbandbreite von 2 MW und 2 % der Nennleistung gefordert; die gebotene Leistung muss innerhalb von 30 s und für mindestens 15 min. erbracht werden können; die Anlagen müssen min. 6 h lang betrieben werden. In leittechnischer Hinsicht besteht z. B. die Anforderung einer Statusmeldung der Erzeugungseinheit an eine Netzstation des RWE Hochspannungsnetzes (auf Kosten des Bieters). Organisatorisch ist besonders die Einrichtung einer Kontaktstelle, die während der Bereitschaft und des Betriebes der Anlage sicher erreichbar sein muss, zu nennen.

Die Anlagen zur Erbringung von **Sekundärregelleistung** müssen ein Regelband von ± 30 MW bei definierter Leistungsänderungsgeschwindigkeit bereitstellen und für min. 4 h betrieben werden. Leittechnisch sind die Anforderungen hier deutlich höher, da die Regelung der Sekundärregelanlagen zentral (in Brauweiler) erfolgt.

Im Bereich der **Minutenreserve** wird ein Leistungsband von + oder – 30 MW gefordert. Die Anforderung erfolgt mit 15minütigem Vorlauf, auch die Leistungsänderungsgeschwindigkeit ist definiert. Bei der Bereitstellung von negativer Minutenreserve durch Lastabsenkung bei Kunden muss die Durchführbarkeit vom Präqualifikanten sicher gestellt und dargelegt werden. In leittechnischer Hinsicht sind die Anforderungen hier geringer: Ein Zugang zum Datennetz der RWE bzw. eine Anbindung an eine Station des Höchstspannungsnetzes werden nicht gefordert, da der Abruf telephonisch erfolgt.

Grundsätzliche Informationen (Referenzen, Wirtschaftskennzahlen des Bieters etc.) sind den Unterlagen außerdem beizufügen.

3.2.3.2 Gebotsphase/Durchführung

Aus den Arbeitspreisen der Gebote für Regelleistung wird eine Angebotskurve ermittelt die, wie in 1.8.2 beschrieben, zum einheitlichen, gewichteten Arbeitspreis führt, mit dem dann die Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet wird. Die Zuord-

nung der Kosten zu Ausgleichsenergie und Netznutzungsentgelten entspricht hierbei nicht exakt der vom BKartA Vorgegebenen. Hat dieses nämlich noch sämtliche Kosten der Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelung den Netznutzungsentgelten und die Kosten der Minutenreserve der Ausgleichsenergie zugeordnet, trennt RWE nun nach dem Kriterium Arbeitspreis und Leistungspreis. In den Netznutzungsentgelten finden sich die Leistungspreis-Kosten aller drei Arten der Regelenergie wieder, wo hingegen die Arbeitspreise aus Sekundärregelung und Minutenreserve der Ausgleichsenergie zugeordnet sind.

Der Auflage, „alle Ausschreibungsergebnisse zeitnah zu veröffentlichen“ kam RWE zunächst zögernd¹⁰, in einer Zwischenphase dann recht umfänglich nach. Seit etwa August 2002 wurden die Veröffentlichungen jedoch wieder auf ein unbefriedigendes Maß zurück gefahren. Dass sich darüber hinaus Veröffentlichungen aus verschiedenen Zeiträumen teilweise widersprechen, ist ein weiterer Kritikpunkt an der Veröffentlichungspraxis (vgl. Kap. 5.1).

Derzeit sind für die Primärregelung getrennt nach Vorzeichen die Ausschreibungsmenge in MW, der mittlere Leistungspreis sowie die Angabe, ob der Bedarf gedeckt wurde, abrufbar. Für die anderen beiden Arten der Regelenergie werden außerdem der maximale und der minimale Arbeitspreis veröffentlicht. Nicht jedoch wird auf das einzelne Gebot und dessen Preis etc. eingegangen, so dass die Daten überprüfbar und nachvollziehbar wären.

Im ganzen stellt sich der Regelenergiemarkt für den Bieter kritisch dar. Dies lässt sich auch an der geringen Anzahl der Bieter ablesen, die aus Veröffentlichungen bekannt ist (Primär: 4; Sekundär 4; Minutenreserve 12). Ein solches Detail der derzeitigen Praxis liegt in der „pay as bid“-Vergütung der Gebote. Durch dieses Verfahren gibt es in jedem Vergabezeitraum einen oder mehrere Bieter, die weniger für die eingespeiste elektrische Arbeit erhalten als sie in der Rolle als „zufällig einspeisender“ Bilanzkreisverantwortlicher erhalten würden, da dem Bilanzkreisverantwortlichen gegenüber mit dem mittleren, gewichteten Arbeitspreis abgerechnet wird¹¹. Zum Ausgleich hierfür muss der Bieter eine Optionsgebühr für die Vorhaltung seiner Erzeugungskapazität erhalten, also einen Leistungspreis. Dieser wird auch dann gezahlt, wenn seine Anlage nur für den Einsatz bereitgehalten, tatsächlich aber gar nicht abgerufen wird. Diese Leistungspreise der Minutenreserve werden nach heutigem Vorgehen der RWE Net in die Netznutzungsentgelte eingerechnet.

3.2.4 Vergleich: Die anderen Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich ist zum Vorgehen der übrigen Übertragungsnetzbetreiber festzustellen, dass diese sich in ihrem Vorgehen stark an RWE Net orientiert haben. Hauptunterscheidungsmerkmal ist der zeitliche Versatz zueinander.

10 Vgl. hierzu auch Müller-Kirchenbauer/Zenke, ET 11/2001, S. 696-702, insbes. Endnote [11].

11 Vgl. hierzu auch Müller-Kirchenbauer/Zenke, ET 11/2001, S. 696-702, insbes. Endnote [11].

3.2.4.1 E.ON Netz GmbH

Der zweite Übertragungsnetzbetreiber in der zeitlichen Abfolge der Einführung eines Ausschreibungsverfahrens für Regelenergie ist die E.ON Netz. 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 Veröffentlichung der E.ON ist in noch stärkerem Maße zu bemängeln als diejenige der RWE. Die Daten sind, wenn auffindbar, in ihrem Umfang nicht geeignet, die Marktmechanismen nachvollziehen zu können. Als wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist zu nennen, dass die Preisbildung der Arbeitspreise im Bereich der Sekundärregelung und Minutenreserve nicht, wie bei RWE, nach dem „pay-as-bid Verfahren“ gebildet wird. Im E.ON-Gebiet kommt 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.

3.2.4.2 EnBW Transportnetze AG

Im Zusammenhang der EnBW spielt ein weiteres Verfahren des BKartA eine Rolle. Der Übertragungsnetzbetreiber schildert auf seiner Internetseite: „Das Bundeskartellamt hatte im Oktober 2001 gegen die EnBW Transportnetze AG sowie gegen HEW, BEWAG und VEAG ein Missbrauchsverfahren eingeleitet. Den Unternehmen wurde vorgeworfen, ihre Position als Übertragungsnetzbetreiber auszunützen, um unangemessen hohe Preise für Ausgleichsenergie durchzusetzen.“[www.EnBW.de, 18.3.2003] Hierauf wurde, rückwirkend zum 1.2.2000 und bis zum 31.12.2002, auf die Erhebung eines Leistungspreises für Ausgleichsenergie verzichtet.¹²

Im zeitlichen Ablauf liegt EnBW mit der ersten Beschaffungsperiode ab 1.8.2002 um acht Monate hinter E.ON bzw. 18 Monate hinter RWE. Die Information über vergangene Ausschreibungen erfolgt ebenso wenig detailliert wie bei RWE, bis auf die Ergänzung um eine Unterscheidung nach Hochtarif und Niedertarif im Arbeitspreis der Sekundärregelung und Minutenreserve.

3.2.4.3 Vattenfall Europe Transmission AG

Seit dem 1.9.2002 wird auch im Bereich der VET Regelenergie durch ein Ausschreibungsverfahren beschafft. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsperiode (bis Feb. 2003) liegen, wenn auch in wenig differenzierter Art, im Internet vor. Nach telephonischer Auskunft

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

der VET vom 20.3.3003 ist die Ausschreibung für den Folgezeitraum erfolgreich abgeschlossen und die Bieter sind benachrichtigt worden. Vermutlich auf Grund technischer Probleme bei der Zusammenführung der Systeme innerhalb der VET sei die Veröffentlichung der Ergebnisse jedoch noch nicht erfolgt.

Eine Besonderheit besteht in dieser Regelzone in der Auslösung der Schwankungen des EEG-Bilanzkreises aus dem üblichen Regelenergiearten. Neben der „normalen“ Minutenreserve 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. Bemerkenswert ist die implizite Aussage, die geeignete Methode, Schwankungen der EEG-Einspeiser (maßgeblich Windkraft) auszugleichen, liege in einer Regelung in Qualität der Minutenreserve.

3.3 Begründung der Übertragungsnetzbetreiber für die Preisanstiege auf den Regelenergiemärkten

Von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber – insbesondere RWE Net – werden vier Argumente besonders gerne ins Feld geführt, um den Anstieg der Preise bzw. Kosten auf dem Regelenergiemarkt zu begründen. Diese sollen im Folgenden dargestellt und hinterfragt werden.

3.3.1 Prognosefehler der neuen Händler

Die Aufgabe, eine Vertriebslastprognose zu erstellen, die nicht mehr mit der Netzlastprognose eines angestammten Versorgungsgebietes übereinstimmt, stellt in der Tat viele etablierte Versorgungsunternehmen, die die Netzlastprognose bereits mit langjähriger Erfahrung betrieben, vor neue Herausforderungen. Für neue Marktteilnehmer gilt dies noch in verschärfter Form, da ihre Kunden noch weiter über verschiedenen Markt- und Klimagebiete verstreut angesiedelt sind.

Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) befindet sich nämlich in der Situation, das Abnahmeverhalten der Gesamtheit seiner Kunden möglichst genau vorher sagen zu müssen, um die Beschaffung zu organisieren. Seine Kunden können sich regional über die gesamte Republik, im Zusammenhang mit der Prognose immerhin über die gesamte Regelzone verstreuen. Die Einflussfaktoren¹³ auf eine Prognose der Vertriebslast sind aber regional unterschiedlich, so dass diverse Teilprognosen gebildet und aggregiert werden müssen, um zum Ziel zu gelangen. Teilprognosen werden für regionale Zusammenhänge ebenso wie für Kun-

13 Einflussfaktoren können z. B. klimatischer Natur sein, wie Temperatur, Sonnenscheindauer oder Luftfeuchtigkeit, aber auch kulturellen Ursprungs wie Feiertage, Volksfeste oder regional besondere Lebensgewohnheiten.

dengruppen und Branchen gebildet. Die Aggregation der Teilprognosen macht einerseits den Umgang mit großen Datenmengen und die Unterstützung durch ein Softwaresystem notwendig und verursacht somit Aufwand und Kosten. Andererseits liegt in der Aggregation aber die Chance der Prognoseverbesserung durch Durchmischungseffekte. Etwa können zwei gegenläufige, zufällige Prognosefehler sich gegenseitig ganz oder teilweise aufheben.

Für den Bilanzkreisverantwortlichen birgt die Prognose vor allem das Risiko, größere Mengen seines Portfolio über die preislich unbekannte Quelle der Ausgleichsenergie handeln zu müssen. Zwar sind die Preise hier stochastisch verteilt, so dass bei einer mengenmäßig ausgeglichenen Prognose recht geringe Kosten zu erwarten sind, doch können einzelne Prognoseausreißer zur Unzeit dennoch hohe Kosten (ggf. aber auch Erlöse) verursachen.

Auch eine ausgeglichene Prognose verursacht in der Regel Kosten: Trotz der grundlegenden Stochastik der Preise der Ausgleichsenergie ist eine Tendenz zu höheren Preisen in den jeweils ersten Viertelstunden der Morgen- und letzten Viertelstunden der Nachmittagsstunden deutlich zu erkennen. Dies resultiert aus den unterschiedlichen Abrechnungsintervallen der Ausgleichsenergie (1/4h) und der Börse (1h) und hat zur Folge, dass auch bei idealer Prognose und ausgeglichenem Saldo der Ausgleichsenergie (Bezug und Lieferung gleich mächtig) Kosten zu erwarten stehen.

Ausgereifte Prognosesysteme sind im Markt derzeit zwar verfügbar, werden aber noch nicht überall eingesetzt, da in vielen Unternehmen die Umstrukturierung der IT-Systeme noch nicht so weit gediehen ist.

Allerdings ist die Prognoseschwierigkeit ein Problem, mit dem primär der einzelne Händler oder Bilanzkreisverantwortliche zu kämpfen hat. Für seine Beschaffungsstrategie und das Risiko hoher Bilanzabweichungen und Ausgleichsenergiekosten (bis hin zur Gefährdung des Bilanzkreises wegen drohender Kündigung des Bilanzkreisvertrags) gelten diese Betrachtungen. Für die Gesamtheit aller Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone sind diese Aussagen hingegen nicht ohne weiteres übertragbar. Denn wie für die Vergleichsmäßigung der tatsächlichen Bilanzabweichungen aller Bilanzkreise einer Regelzone oder die Einzelprognosen des Bilanzkreisverantwortlichen gilt auch für die Prognose auf Ebene des Übertragungsnetzbetreibers: Überhöhte Prognosen des einen Bilanzkreises können sich mit zu niedrigen Prognosewerten des anderen ausgleichen, so dass der Gesamtfehler der Prognose und damit der hierauf abgestimmten Einspeiseleistung nicht größer sein muss als zuvor. Nur auf diesen Summenfehler der Prognose kommt es aber unter dem Aspekt der Regelenergiebereitstellung an.

Als Ausblick in die Zukunft ist darüber hinaus durchaus denkbar, dass durch die Verwertung zusätzlicher Detailinformationen über Kunden bzw. Kundengruppen bei der Prognose von Detaildaten die Gesamtgenauigkeit der Summe aller Prognosen ansteigt.

Schließlich ist die Möglichkeit einer Gesamtprognose der Netzlast innerhalb der gesamten Regelzone weiterhin gegeben. Ungeachtet der Tatsache, dass es sich nicht mehr um seine

Lieferkunden handelt, gehört die Lastprognose zum Aufgabenbereich des Übertragungsnetzbetreibers. Mit Blick auf das Verhalten von Kunden oder Kundengruppen gibt es keinen Grund anzunehmen, dass die Prognosemöglichkeiten der Gesamtnetzlast aufgrund der freien Lieferantenwahl gelitten hätten. Die dementsprechend erstellte und kurzfristig immer wieder aktualisierte Prognose bildet im Abgleich mit der tatsächlichen aktuellen Einspeisung und Last die Grundlage eines optimierten Einsatzes von Minutenreserve: So lassen sich die Vorteile einer täglichen (vielleicht sogar untertägigen, börslich/nachbörslichen) Minutenreservebeschaffung ausschöpfen (vgl. Abschnitt 5.8).

Dabei bedeuten auch die mit der VV II plus zumindest zwischen den Regelzonen RWE und EnBW möglich gewordenen kurzfristigen Fahrplanänderungen (intra-day Handel) eine grundsätzliche Verbesserung.

3.3.2 Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten

Zutreffend ist, dass Abbau von bestehenden Überkapazitäten grundsätzlich zu steigenden Preisen führt. Allerdings sind gewisse Einschränkungen zu machen:

Ein Preisanstieg durch Abbau von Überkapazitäten setzt zunächst voraus, dass die Überkapazitäten zuvor aufgrund des Wettbewerbsdrucks zu nicht auskömmlichen Preisen angeboten wurden, also zu Grenzkosten oder darunter. Dies ist im Regelenergiemarkt offensichtlich nicht der Fall, wie bereits der kurze Vergleich in Abschnitt 2.4 gezeigt hat.

Trotz der Stilllegungen deckt das Angebot weiterhin die Nachfrage, genauer: die Erzeugung die Last, systembedingt. Insbesondere ist nicht erkennbar und auch nicht zu vermuten, dass vor allem gut regelbare Erzeugungseinheiten stillgelegt worden wären. Im Gegenteil: Ähnlich wie bei der gesamten Effizienz hat sich auch im Bereich der Regelbarkeit von Kraftwerken in den letzten Jahren und Jahrzehnten erheblicher technischer Fortschritt eingestellt. Dies betrifft zum einen die Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR), die heute höhere Genauigkeitsanforderungen und Regelgeschwindigkeiten zu geringeren Kosten erlaubt als früher. Zum anderen bieten auch weiterentwickelte Werkstoffe die Möglichkeit, die Kraftwerksleistung schneller zu verändern (wenngleich hier ein Zielkonflikt mit maximalen Wirkungsgradsteigerungen möglich ist). Im Fazit gilt damit, dass die Kraftwerksstilllegungen die potenziell für den Markt verfügbare Regelleistung nicht in gleichem Maße herabgesetzt haben, wie dies für den Termin/Spotmarkt gelten könnte. Grund hierfür ist, dass gerade ältere Kraftwerke mit schlechten Lastfolgeeigenschaften zuerst stillgelegt wurden. Diese Kapazitäten standen dem Regelenergiemarkt ohnehin kaum zur Verfügung.

Kapazitätsrückbau in Zeiten guter Verdienstmöglichkeiten widerspricht auch evident jeder Erfahrung, es sei denn ein entsprechend enger Markt ermöglicht, die sonst entgehenden Einnahmen anderweitig zu erzielen. Von einem Kraftwerksbetreiber, der über nur eine Erzeugungskapazität verfügte, wäre eine Stilllegung dieses Kraftwerks wohl kaum zu erwarten gewesen – anders als bei den jeweiligen Marktbeherrschern, z. B. den Duopolisten RWE und E.ON.

3.3.3 Zunahme der Windenergie-Einspeisungen

Die Tatsache, dass die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen in den vergangenen Jahren zugenommen hat, ist unstrittig. Die Quantifizierung der Aussage zeigt das folgende Schaubild:

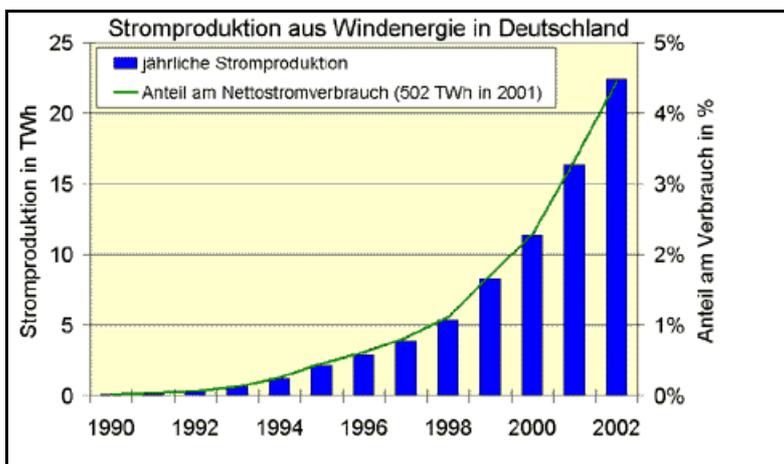


Abbildung 17: Stromproduktion aus wind in Deutschland, Stand: 12.2002 (Quelle: BWE)

Erkennbar ist, dass die Einspeisungen in 2002 ein Niveau von ca. 22 TWh bzw. 4,4 % der Jahresarbeit erreicht haben. Zukünftig ist mit einem weiteren Anwachsen der Einspeiseleistung, insbesondere im Offshore-Bereich, zu rechnen, der bisherige Anteil der Windenergie im deutschen Netz ist aber eher gering. Die Steigerung der Windenergieeinspeisung der vergangenen zwei Jahre beträgt jeweils ca. 1% der Jahresarbeit.

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 Regelenergiebedarf dadurch wird. Entscheidend ist die Schwankungsbreite der Einspeisungen und deren Vorhersehbarkeit.

Der fehlende Nachweis, dass diese Größe signifikant gestiegen ist, wird in Kap. 5.5.1 behandelt. Ferner muss beachtet werden, dass die Vorhersehbarkeit durch neu entwickelte Prognoseverfahren entscheidend gesteigert werden kann.

Offen ist schließlich auch, mit welcher Regelenergieart der durch EEG-Einspeisungen bedingte Bedarf zu geringsten Kosten zu decken ist. Wie bereits erwähnt, zeigt hierzu die Praxis in der Regezone VET, dass die vergleichsweise preisgünstig zu beschaffende Minutenreserve hierfür eingesetzt werden kann (vgl. Kap.3.2.4.3).

3.3.4 Die "Zocker-Theorie"

Ein weiteres Argument ist die sog. "Zocker-Theorie". Gemeint ist hiermit, dass Bilanzkreisverantwortliche gezielt zu bestimmten Zeiten ihre Beschaffung über- oder unterdecken und die Differenz absichtlich über den Weg der Ausgleichsenergie bestreiten.

Basis eines solchen Zockens sollte aber – kaufmännisches Denken vorausgesetzt – eine ungefähre Kenntnis oder wenigstens eine fundierte Vermutung bezüglich der Preise der Ausgleichsenergie sein. Nach bisheriger Erkenntnis sind die Preise der Ausgleichsenergie aber in erster Näherung regellos verteilt. Bei genauerer Betrachtung tritt der Effekt zu Tage, dass in Zeiten steigenden Bedarfs (vormittags) die ersten Viertelstunden der jeweiligen Stunde tendenziell höhere Preise aufweisen als die letzten Viertelstunden derselben Stunde. In Zeiten sinkender Last (abends) kehrt sich dies um.¹⁴ Doch auch aus dieser Erkenntnis kann der potenzielle Zocker keinen Nutzen ziehen, da er sich über die Beschaffung von Stundenprodukten nicht in die Lage versetzen kann, zu Beginn einer Stunde Ausgleichsenergie einzuspeisen und solche zum Ende derselben Stunde zu beziehen.

Des Weiteren sind die Bilanzkreisverträge so gestaltet, dass deren Kündigung beim Verdacht auf missbräuchliche Nutzung der Ausgleichsenergie – und eben dies wäre das Zocken – möglich ist. In einem Missbrauchsfall muss die vom Übertragungsnetzbetreiber aufgenommene Ausgleichsenergie nicht vergütet werden, ein Umstand, der das Zocken unattraktiv macht. Da der Zocker somit allein auf Grund seines Glücks und im Verborgenen agieren müsste, ist er als ausgesprochen unwahrscheinlicher Marktteilnehmer einzustufen.

3.4 Tatsächliche Gründe für das Versagen des Ausschreibungsmarktes

Der Ausschreibungsmarkt für Regelenergie ist ein junger Markt. Er wurde als solcher erst durch den Beschluss B8-309/99 RWE/VEW konstituiert. Eine sofortiges und problemfreies Funktionieren eines solchen Ausschreibungsmarktes – zumal für durchaus komplexe Produkte – kann nicht direkt erwartet werden. Auch aus diesem Grund sind seitens des BKartA im genannten Beschluss entsprechende Fristen für die Einführung einer ausschreibungs-basierten Beschaffung vorgesehen.

14 Die Erklärung für dieses Phänomen liegt in der unterschiedlichen Abrechnungsperiode für Ausgleichsenergie (1/4h) und strukturierte Beschaffung, etwa an der Börse (1 h). Beschafft der BKV ein Stundenprodukt für die Stunde von 6:00h bis 7:00h entsprechend des mittleren erwarteten Leistungswertes, ist er zu Beginn dieser Stunde „short“, zum Ende „long“. Wenn die Mehrzahl der Bilanzkreisverantwortlichen dies praktiziert, entsteht eine erhöhte Nachfrage zum Beginn der Beispielstunde, das Regelzonensaldo wird positiv, der Preis ist tendenziell hoch.

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.

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 liegende Erlöse erzielen können, missbraucht der Konzern insgesamt seine marktbeherrschende Stellung sowohl für die Bereitstellung als auch Beschaffung und Abrechnung von Regelenergie.

3.4.1 Zu hoher Abwicklungs- und Transaktionsaufwand

Der Transaktionsaufwand für eine wettbewerbliche Regelenergiebewirtschaftung liegt im Vergleich zu einer monopolistischen Struktur nicht niedriger, sondern höher.¹⁵ Transaktionsaufwand, 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 Ausschreibung entsteht, wird auch dadurch beeinflusst, welche Aufgaben welchen Akteuren zugewiesen werden, da Synergien in sehr unterschiedlichem Ausmaß gehoben werden.

Der unvermeidliche Transaktionsaufwand kann in unterschiedlicher Gewichtung der Prinzipien von Kostenverursachung und Kostensozialisierung behandelt werden. Technisch bedingter Transaktionsaufwand entsteht unvermeidlich (und unabhängig von Standort und Betreiber) im Wesentlichen für die regelungs- und leittechnische Ausstattung und die Sicherstellung der Verfügbarkeit der Kraftwerke, die für die Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden sollen. Administrativer Transaktionsaufwand (unabhängig von Standort und Betreiber) entsteht im Wesentlichen für das Präqualifikationsverfahren und die Angebotserstellung, Datenverarbeitung und -archivierung, ständige Erreichbarkeit und Handlungsfähigkeit 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-

¹⁵ Wie auch im Zuge der Liberalisierung der Märkte für leitungsgebundene Energien insgesamt.

wicklungsvorgänge (Abgrenzung erbrachter Leistungen, Fahrplanmanagement etc.).¹⁶ Dieser Aufwand kann entscheidend durch eine angemessene Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens beeinflusst werden. Bei suboptimaler Ausgestaltung entsteht zu hoher Aufwand, der sich in zu hohen Beschaffungskosten niederschlägt. Ist er zudem von den Bietern zu tragen, kann er diese von der Abgabe von Geboten abhalten und führt zu Marktversagen.

Im Einzelnen kann dies an den Schritten bzw. Elementen der Zulassung und Tätigkeit am Regelenergiemarkt (Präqualifikation [PQ], Rahmenvertrag [RV], Gebote und Abruf) gezeigt werden.

3.4.1.1 Präqualifikation

Die Anforderungen für die Präqualifikation werden nach den Regelenergiearten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden¹⁷.

Das Primärregelband muss demzufolge je Erzeugungseinheit mindestens 2 MW und 2 % der Nennleistung der Erzeugungseinheit betragen (Tz. 3.1.2.2 PQ). Die Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden erbracht werden und in voller Höhe über 15 Minuten zur Verfügung stehen (Tz. 3.1.2.3 PQ). Der Betrieb der Anlage, aus der Primärregelung bereit gestellt wird, muss über mindestens 6 Stunden erfolgen können (Tz. 3.1.2.6 PQ). Statik und Unempfindlichkeitsbereich des Primärreglers müssen entsprechend einstellbar sein (Tz. 3.1.3.1 und 3.1.3.2 PQ) und die Statusinformation, ob der Regler aktiviert ist oder nicht, on-line durch RWE Net abrufbar sein. Diese Entgegennahme der Statusinformation erfolgt durch RWE Net im eigenen Höchstspannungsnetz, die informationstechnische Anbindung bis dorthin muss der Präqualifikant, also der interessierte und potenzielle Bieter, gewährleisten und hierfür auch die Kosten tragen (Tz. 3.1.3.3 PQ). Ferner ist eine ständig erreichbare Kontaktstelle einzurichten, die die Einsatzbedingungen der Erzeugungseinheit jederzeit ändern können soll (Tz. 3.1.4.1 PQ).

Für die Sekundärregelung sind die Präqualifikationsunterlagen darauf ausgerichtet, dass diese Regelenergie – wie auch herkömmlich üblich – vorzugsweise innerhalb der Regelzone bereitgestellt wird (Tz. 3.2 PQ). Das Leistungsband muss mindestens ± 30 MW betragen (Tz. 3.2.2.1 PQ), mit 2 % pro Minute (2 % pro Sekunde bei hydraulischen Erzeugungsanlagen) bereit gestellt (Tz. 3.2.2.2 PQ) und mindestens vier Stunden dauerhaft betrieben werden können (Tz. 3.2.2.5 PQ). Für die informationstechnische Anbindung gilt auch hier, dass

16 In den Präqualifikationsunterlagen von RWE Net werden diese Belange z. B. in den Ziffern 3.1.3.3, 3.2.3.4, 3.3.2.1, 4.2 und 4.4 behandelt.

17 Vgl. hierzu und zu allem Nachfolgenden die Präqualifikationsunterlagen (PQ) der RWE Net AG. In den Tz. 3.1.2.5 und 3.2.2.4 PQ wird auch aufgezeigt, dass die Erbringung aller drei Regelenergiearten aus einer Erzeugungseinheit möglich ist.

der Präqualifikant die Übermittlungswege zu erstellen und die Kosten hierfür zu tragen hat (Tz. 3.2.3.4 PQ).

Die für die Minutenreserve festgelegte Mindestleistung je Gebot beträgt +30 MW bzw. -30 MW (Tz. 3.3.1.1 PQ). Nur bei Erbringung innerhalb der Regelzone RWE kann diese Leistung aus mehreren Erzeugungsanlagen zusammengesetzt werden, von außerhalb der Regelzone wird dies nicht zugelassen (Tz. 3.3.1.2 PQ). Die Leistung muss für mindestens vier Stunden bereitgestellt werden (Tz. 3.3.1.6). Auch für die Minutenreserve wird die ständig erreichbare Kontaktstelle gefordert (Tz. 3.3.2.1 PQ).

Für alle Regelenergiearten wird schließlich auch jeglicher administrativer und Transaktionsaufwand auf den Präqualifikanten verlagert. Die beiden entscheidenden Regelungen lauten (Tz. 4.2 und 4.4 PQ):

4.2 Abstimmung mit anderen Netzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen	
Der Präqualifikant wird sicherstellen und den Nachweis erbringen, dass für den Fall der Regelenergiebereitstellung außerhalb der Regelzone von RWE Net sämtliche technischen und organisatorischen Abstimmungen mit allen involvierten Netzbetreibern und Bilanzkreisverantwortlichen getroffen werden, die zur Lieferung der Regelenergie in das Netz der RWE Net erforderlich sind. Außerdem stimmt er dem erforderlichen Informationsaustausch zwischen RWE Net und diesen anderen Netzbetreibern im Zusammenhang mit der Regelenergiebereitstellung zu.	erfüllt: <input type="radio"/> nicht erfüllt: <input type="radio"/> Erläuterungen Nr. []
4.4 Bereitstellungsort außerhalb der RWE Net Regelzone	
Unabhängig vom Bereitstellungsort der Regelenergie ist Erfüllungsort für die Erbringung die Regelzone RWE Net. Der Angebotspreis schließt somit alle ggf. zusätzlich anfallenden Preiskomponenten ein. Es erfolgt für RWE Net eine kostenfreie Lieferung in die Regelzone RWE Net.	erfüllt: <input type="radio"/> nicht erfüllt: <input type="radio"/> Erläuterungen Nr. []

Abbildung 18 : Auszug aus den Präqualifikationsunterlagen

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. Damit wird ein regelzonenübergreifender Austausch von Regelenergie unnötig erschwert.

Die Vorgaben zu den einzelnen Regelenergiearten widersprechen nicht dem Ziel einer sicheren Systemführung. Sie sind aber aus den Regelwerken der UCTE und DVG entliehen und

stammen damit aus einer anderen Zeit und Zielrichtung, in der die marktorientierte Beschaffung nicht im Vordergrund stand. Überlange Verfügbarkeitszeiträume und Bindefristen für die Gebote stellten daher letztlich kein Problem dar, weil im integrierten System Kraftwerk-Netz ohnehin in einem System gewirtschaftet wurde und überhöhte Kosten auch keinen unmittelbaren Veränderungsdruck bewirkten.

Heute bedeuten diese Anforderungen für jeden Kraftwerksbetreiber erhebliche Vorlaufkosten und bilden Marktzutrittsbarrieren. Während diese z. B. für eine möglicherweise erforderliche technische Ertüchtigung von Erzeugungsanlage und Leittechnik völlig 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 Net, 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 wären¹⁸; auch die zwingende Vorgabe einer ständig erreichbaren Kontaktstelle ist zu hinterfragen. Bei der Sekundärregelung und Minutenreserve gilt dies entsprechend. Für diese beiden Regelenergiearten wird ferner durch die geforderte Mindestleistung der Gebote (± 30 MW) der Kreis der Bieter eingeschränkt.

Trotz all dieser Einschränkungen muss der Bieter erklären, dass er "mit der in den Präqualifikationsunterlagen beschriebenen Vorgehensweise vollumfänglich einverstanden" ist (S. 28 PQ).

3.4.1.2 Rahmenvertrag

Auch der Rahmenvertrag¹⁹, den die präqualifizierten Bieter mit RWE Net abschließen müssen, enthält Regelungen, die potenzielle Marktteilnehmer davon abhalten können, sich am Regelenergiemarkt zu beteiligen.

Dies betrifft zum einen die bereits aus den Präqualifikationsunterlagen dargestellten Regelungen, exemplarisch für die Minutenreserve: Erfüllungsort ist die Regelzone RWE (Tz. 3.5 RV), mögliche Einsatzdauer mindestens vier Stunden (Tz. 4.1.2.2 RV), Mindestleistung 30 MW (Tz. 4.1.2.3 RV). Ferner werden Anforderungen an die Erzeugungseinheiten gestellt,

18 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, vgl. Tz. 3.1.3.3 PQ.

19 Der Text des Rahmenvertrags ist nicht öffentlich zugänglich. Angesichts von nur vier Bietern für Primär- und Sekundärregelung mag dies verständlich scheinen, trägt aber noch zur ohnehin hohen Intransparenz bei, vgl. Abschnitt 3.4.3. Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich daher auf einen Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung der Regelenergieart Minutenreserve mit Stand 29.11.2000. Wesentliche Veränderungen gegenüber diesem Vertrag sind nicht bekannt und lassen sich aus den seither weitestgehend unveränderten Präqualifikationsunterlagen auch nicht herleiten.

die in der Präqualifikation zunächst nicht gestellt wurden: Für die Minutenreserve werden die gleichen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten gefordert wie für die Sekundärregelung, ohne das hierfür zwingende Gründe vorliegen (Tz. 4.1.2.8 RV).

Zum anderen müssen sich die Bieter zur kontinuierlichen Teilnahme am Regelenergiemarkt verpflichten, wodurch weiterer Abwicklungsaufwand für den Bieter entsteht (Tz. 4.2. RV).

Bei Lieferung aus einer anderen Regelzone muss der Bieter entsprechende Absprachen mit allen beteiligten Netzbetreibern aushandeln, deren Einhaltung sicherstellen und dies gegenüber RWE Net nachweisen, was für zusätzlichen Vorbereitungs- und Abwicklungsaufwand sorgt:

6.2 Abstimmung mit anderen Netzbetreibern

Der Bieter stellt sicher und erbringt den Nachweis, dass sämtliche technischen und organisatorischen Abstimmungen mit allen ggf. betroffenen Netzbetreibern erfolgen, die zur Lieferung der Regelenergie in das Netz der RWE Net erforderlich sind. Der Bieter verpflichtet sich, Bestätigungserklärungen (Anlage 4) der ggf. beteiligten Netzbetreiber zusammen mit seinem Angebot vorzulegen und RWE Net unverzüglich über Veränderungen im Zusammenhang mit dieser Bestätigungserklärung zu informieren.

Abbildung 19: Abstimmung mit Netzbetreibern

Mit dem hier und unter 3.4.1.1 Gesagten ist aus Sicht eines Bieters der bereits vorab entstehende Aufwand, um potenziell am Markt für Regelenergie teilnehmen zu können, erheblich²⁰.

Dies wirkt sich vor allem vor dem Hintergrund aus, dass die Erfolgsaussichten für den Bieter angesichts der Intransparenz des Verfahrens und ungesicherter Neutralität als äußerst ungewiss eingeschätzt werden.

3.4.2 Zu hohes Risiko für die potenziellen Bieter

Neben dem sicher entstehenden administrativen und Transaktionsaufwand birgt die Teilnahme am Regelenergiemarkt auch erhebliche Risiken für die Bieter, die vor allem dann schlecht zu handhaben sind, wenn Regelenergielieferung von außerhalb der Regelzone erfolgen soll.

Generell werden Einschränkungen der Erbringungspflicht des Bieters ausdrücklich auf Fälle höherer Gewalt beschränkt (Tz. 5.1 RV). Darüber hinaus ist er durch die Präqualifikations-

²⁰ Diese Gründe haben nachweislich dazu geführt, dass bereits präqualifizierte Bieter den Rahmenvertrag nicht unterzeichnet haben und keine Angebote machen.

unterlagen und den Rahmenvertrag auch für solche Leistungsstörungen verantwortlich, die er nicht unmittelbar selbst zu verantworten hat (Tz. 8.1 VR). Dies gilt beispielsweise für technische Störungen in den benachbarten oder zwischengelagerten Übertragungsnetzen bzw. Regelzonen, sofern deren Übertragungsnetzbetreiber als Erfüllungsgehilfen des Bieters betrachtet werden.

8.1 Nicht Erfüllung vertragswesentlicher Pflichten

Erfüllen der Bieter oder seine Erfüllungsgehilfen ihre vertragswesentlichen Pflichten, insbesondere die Pflichten gem. Ziffer 5.1 dieses Vertrages aus Gründen, die der Bieter zu vertreten hat, nicht, so ist RWE Net berechtigt, eine Vertragsstrafe zu fordern. Die Höhe ergibt sich aus Ziffer 8.2.

Das Recht zur Kündigung gem. Ziffer 7 und weitergehende Ansprüche auf Schadensersatz bleiben von dieser Regelung unberührt.

Abbildung 20: Nichterfüllung wesentlicher Pflichten des Rahmenvertrags

In diesen Fällen wird für die nicht gelieferte Minutenreserve eine Vertragsstrafe aus Börsenpreis zuzüglich 25 bis 50 €/MWh berechnet. Zusätzlich drohen Kündigung und Schadenersatz.

3.4.3 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, RWE Net könne bei Vergabe und Abruf verbundene Gesellschaften bevorzugen.²¹

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

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

Hierzu führt der Rahmenvertrag aus:

4.5.1 Vergabekriterien

RWE Net wird auf Basis aller für den Vergabezeitraum vorliegenden Angebote unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten die Aufträge zur Vorhaltung von Minutenreserve erteilen. Hierbei werden alle vom Bieter vorgesehenen Preiskomponenten (Arbeitspreis und ggf. Leistungspreis) berücksichtigt. Die Vergabekriterien werden getrennt für die Vergabe von positiver und negativer Minutenreserve angewandt. Die Vergabe wird insbesondere unter der Maßgabe erfolgen, dass für den Vergabezeitraum stets ausreichend Minutenreserve zur Verfügung steht und für den Betriebsfall die Einspeisung bzw. Übertragung der Minutenreserve ins Netz der RWE Net technisch möglich ist.

Abbildung 21: Vergabekriterien im Rahmenvertrag (Tz. 4.5.1 RV)

Mit den Formulierungen "Gesichtspunkten", "berücksichtigt", "insbesondere unter der Maßgabe ..." wird letztlich verschleiert und nicht klargelegt, wie die Kriterien quantifiziert und gewürdigt werden. In den Internet-Veröffentlichungen finden sich zu dieser Thematik lediglich abstrakte Verweise auf eine gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP). Dieses Verfahren ist ein langjährig erprobtes Verfahren der Operations Research, das zu unterschiedlichsten Optimierungsaufgaben eingesetzt werden kann. Ohne Offenlegung des Algorithmus kann es allerdings keine Transparenz herstellen. Fraglich ist dabei insbesondere, in welcher Art und Weise Lastflussaspekte, technische Kriterien und Standorte in das GGLP einfließen, konkret, wie sie linearisiert oder als Nebenbedingungen gefasst werden.

Viele der seitens des BKartA zu Recht kritisierten Aspekte einer "Black Box" des alten Ausgleichsenergieregimes werden hier auf einer anderen Ebene fortgeführt.

3.4.4 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 zweierlei Probleme:

Die Kapazitätsreduktion im Termin-/Spotmarkt kann möglicherweise dort zu Ungleichgewichten führen. Vor allem aber sind nur wenige Bieter²² und diese nur zu hohen Preisen be-

22 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.

reit, 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 eingetreten²³: Kaum einmal konnten in der Primär- und Sekundärregelung Angebote abgelehnt werden. Statt dessen mussten auch die teuersten 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.

Gegenüber einer beispielsweise monatlichen Beschaffung der Primär- und Sekundärregelung und einem untertägigen Handel mit Minutenreserve auf reiner Arbeitspreisbasis²⁴ führt die Vorgehensweise von RWE Net zu unnötig hohen Beschaffungskosten.

3.4.5 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 Verbund austauschs ist nichts bekannt. Angesichts der geringen Anzahl von Marktteilnehmern (vgl. Abbildung 22) ist dies zumindest für die Primär- und Sekundärregelung auch nahezu auszuschließen: Am deutlichsten wird die Enge des Marktes im Falle der Sekundärregelung. Von drei Marktteilnehmern, die den Rahmenvertrag (vgl. 3.4.1.2) unterzeichnet haben, sind mit RWE Power und RWE Rheinbraun zwei Konzernschwestern des Übertragungsnetzbetreibers gesetzt.

23 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.

24 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, a.a.O., beschreiben. 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.

Auch ohne über den dritten Bieter zu spekulieren wird deutlich, dass hier auf Grund der Marktabgrenzung kein Wettbewerb zu erwarten ist. Dies ist aus drei Gründen von großer Bedeutung: 1. Die Kosten für die Sekundärregelung machen innerhalb der Systemdienstleistung Frequenzhaltung den größten Anteil aus. 2. Die Preise für Sekundärregelung sind am stärksten gestiegen. 3. Die von RWE Net beschaffte Leistung wurde stark ausgedehnt (vgl. Abschnitt 5)

	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

Abbildung 22: Teilnehmer am Regelenergiemarkt, Stand 11/2001 (Quelle: RWE)

Allein diese geringe Anzahl von Marktteilnehmern in allen Regelzonen und allen Marktsegmenten lässt funktionierenden Wettbewerb nicht erwarten, zumal wenn man berücksichtigt, dass hinter mehreren Bietern oder Geboten der gleiche 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.

Angaben zur Anzahl der Marktteilnehmer in den Regelzonen EnBW und VET sind nicht bekannt. Von höheren Zahlen ist dort allerdings nicht auszugehen. In der Regelzone RWE liegen die Angaben zum Stand 10/2002 bei vier präqualifizierten Anbietern für Primärregelung (Rückgang!), unverändert vier für Sekundärregelung und 12 für Minutenreserve (+1).

Zwingende Gründe für eine Beibehaltung der heute existierenden Regelzonen existieren nicht. Die Eigentumsgrenzen sind das einzige Kriterium für die heutige Einteilung. Die Fusionen der letzten Jahre belegen, wie problemlos diese Grenzen aufgehoben werden können. Von ehemals neun deutschen Verbundunternehmen sind vier Regelzonen verblieben. Bei der Zusammenlegung zu einheitlichen Regelzonen können auch Eigentumsgrenzen überbrückt werden, wie die Regelzone RWE selbst und VET zeigen. Elektrizitätswirtschaftliche Kriterien für eine Trennung wären langfristig bestehende Netzengpässe zwischen den Regelzonen, für die es aber keinerlei Anzeichen gibt.

Für die Zusammenlegung zu einer Regelzone müssten die Eigentumsrechte an den Transportnetzen nicht verändert werden. Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber müssten ledig-

lich den Betrieb so weit koordinieren, dass sie die Funktion des Independent System Operators (ISO) bzw. Bilanzkoordinator gemeinsam wahrnehmen.

Mit Blick auf den Regelenergiebedarf hätte dies zur Folge: Die Primärregelung müsste unverändert vorgehalten werden. Sekundärregelung und Minutenreserve könnten aus zwei Gründen deutlich reduziert werden: Zum einen können sich Ungleichgewichte in den Teilgebieten stärker ausgleichen. Damit werden stochastische Einflüsse gemindert, die z. B. die kurzfristigen Schwankungen der Entnahmen (Lastrauschen) oder Einspeiseschwankungen aus Windkraftanlagen betreffen. Zum anderen muss die Vorgabe der UCTE-Spielregeln, den Ausfall des größten Kraftwerksblocks durch die Summe aus Sekundärregelung und Minutenreserve abzusichern, nicht in jedem Teilgebiet einzeln, sondern nur einmal für die gesamte Regelzone erfüllt werden. Hierdurch werden Redundanzen abgebaut.

Der so reduzierte Regelenergiebedarf könnte darüber hinaus zu Preisen gedeckt werden, die sich im Wettbewerb bilden müssten und daher deutlich niedriger liegen würden. Dies liegt daran, dass die Erzeugungsschwernern damit 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 Handelsschwernern der Übertragungsnetzbetreiber verhindert wirksamen Wettbewerb über die Regelzongrenzen hinweg. In einer zusammengelegten Regelzone hingegen müssten solche Marktabgrenzungen erst durch explizite Kartellabsprachen herbeigeführt werden.

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, und RWE Net als der größte unter ihnen, verzichten auf diese Möglichkeit. Sie 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 deutschen Strombörse wurde entsprechende Bereitschaft bereits bekundet.²⁵

25 Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollte hier auch eine weitere Ausdehnung des Marktgebietes ins Auge gefasst werden, so weit dem keine Netzengpässe entgegenstehen (Österreich, Schweiz, Frankreich).

3.4.6 Erschwerter Zugang von außerhalb der Regelzone

Grundsätzlich ist das Erbringen von Primär- bzw. Sekundärregelleistung und Minutenreserve für RWE Net von außerhalb der eigenen Regelzone nicht ausgeschlossen, sofern die technischen Rahmenbedingungen eingehalten werden. Erfüllungsort ist aber die Regelzone RWE (Tz. 3.5 RV). Die Bereitstellung von Regelenergie von außerhalb der Regelzone RWE setzt damit eine deutliche Mitwirkung anderer Übertragungsnetzbetreiber voraus. Insbesondere erfordert

- (1) die auswärtige Bereitstellung und Anlieferung von Sekundärregelung eine Ist-Wert-Aufschaltung²⁶ und eine vom Status quo abweichende Behandlung der Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen und
- (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 den 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 RWE Net 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.

26 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.

Abbildung 23 zeigt, wie weit die Zusagen reichen, die der Bieter beibringen muss. Kritisch ist vor allem der Umfang der Bestätigung und die vorbehaltlose Änderungsmöglichkeit der Fahrpläne.

Bestätigungserklärung	
<p>Der Bieter _____ (Name, Anschrift des Bieters) möchte sich an Ausschreibungsverfahren der RWE Net AG zur Erbringung von Regelenergie in Form der Minutenreserve beteiligen und im Falle des Zuschlages die von RWE Net angeforderte Minutenreserve liefern.</p> <p>Bei dieser Lieferung ist das Netz der</p> <p style="text-align: center;">_____</p> <p style="text-align: center;">(Name, Anschrift des Netzbetreibers)</p> <p>betroffen.</p> <p>Mit nachstehender Unterschrift bestätigen wir, dass der Bieter sämtliche für die Minutenreservelieferung an RWE Net maßgeblichen technischen, organisatorischen und vertraglichen Regelungen zur Erbringung von Minutenreserve mit uns abgestimmt hat und dabei insbesondere alle relevanten netzsicherheitstechnischen Aspekte, die unser Netz betreffen, berücksichtigt worden sind. Außerdem wird der Veränderung von Fahrplänen zwischen den Regelzonen im Einsatzfall der Minutenreserve für RWE Net auch innerhalb einer laufenden Stunde vorbehaltlos zugestimmt.</p>	

Abbildung 23: Bestätigungserklärung fremder Übertragungsnetzbetreiber (Anlage 4 Rahmenvertrag)

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.

3.4.7 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 UCPTTE) und 2000 (DVG, heute VDN)²⁷. Sie spiegeln noch wesentlich einen monopolistischen Regelenergiemarkt wider und behindern damit die Entwicklung wettbewerblicher Strukturen.

Der deutsche GridCode 2000 wird zwar gegenwärtig überarbeitet und soll als Transmission-Code neu gefasst werden. Allerdings liegen keinerlei Anzeichen dafür vor, dass die hier angesprochenen Probleme dort einer Lösung zugeführt würden. Im Gegenteil, Diskussionen in der Praxisgruppe VV II plus und Vorschläge des VDN gehen genau in die entgegengesetzte Richtung: Vorgeschlagen wird, die Präqualifikationsanforderungen beizubehalten, die Ausschreibungsfristen für Primär- und Sekundärregelung nicht zu verkürzen, stattdessen für Minutenreserve sogar zu verlängern und die Transparenz sogar noch zu senken – allesamt Maßnahmen, die sicherstellen, dass es auch in Zukunft einen liquiden und wettbewerblichen Regelenergiemarkt nicht geben wird.

Innerhalb der genannten Verbände nimmt RWE Net eine dominierende Stellung ein und prägt diese Entwicklung maßgeblich mit.

Auch seitens RWE Net ist keine Überarbeitung der Präqualifikationsunterlagen erfolgt, die zu einem besseren Funktionieren des Marktes hätten beitragen können. Die wenigen Änderungen von Stand 25.09.2000 zu Stand September 2002 bewirken statt dessen z. B. eine Erhöhung der Anforderung an die Minutenreserve²⁸ und erschweren den Marktzutritt weiter.

3.4.8 Fehlende Rahmenvereinbarungen zwischen den Übertragungsnetzbetreiber

Als Ersatz für eine umfassende Überarbeitung der europäischen und deutschen Regelungen müsste zumindest eine Rahmenvereinbarung zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreiber geschaffen werden, um die unter 3.4.6. geschilderten Probleme zu lösen. Durch eine solche Rahmenvereinbarung würde die organisatorische und administrative Regelung der Regelenergiebeschaffung von außerhalb der Regelzone RWE Net 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 im Verhältnis zu RWE Net nur einmal zu regeln wäre, unabhängig davon, wie viele Bieter sich innerhalb dieser Regelzone an dem Ausschreibungsverfahren beteiligen. Bei Vorhandensein einer solchen Vereinbarung zwischen RWE Net und anderen Übertragungsnetzbetreibern im Sinne einer

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

28 Diese soll nun lt. Tz. 3.3.1.4 PQ die gleiche Leistungsänderungsgeschwindigkeit aufweisen wie für die Sekundärregelung. Dies ist nicht zwingend erforderlich.

Rahmenvereinbarung würde sich der Transaktionsaufwand für den einzelnen externen Bieter darauf beschränken, mit dem für seinen Kraftwerksstandort zuständigen Übertragungsnetzbetreiber den technischen Austausch der Anforderungsmitteilungen für die Bereitstellung von Minutenreserve zu regeln.

3.4.9 Fehlende Anreize für eine effiziente Beschaffung

Die Beschaffungskosten für Regelenergie sollen für RWE Net einen durchlaufenden Posten darstellen. Damit wird 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 zugestalten und Regelenergie möglichst kostengünstig zu beschaffen, sind damit aber nicht gesetzt. Dies zeigt sich insbesondere an der Frage, wie die einzelnen Regelenergiearten eingesetzt werden.

Die insgesamt von einem einzelnen Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellende Sekundär- und Minutenreserve wird i. W. durch zwei Faktoren bestimmt, den Ersatz des Ausfalls des größten Kraftwerksblocks in der Regelzone und den Ausgleich von stochastischen Schwankungen von Last und Erzeugung. Sekundärregelleistung kann vorwiegend nur von am Netz befindlichen Kraftwerken (rotierende Reserve²⁹) bereitgestellt werden. Minutenreserve kann sowohl von stillstehenden, jedoch kurzfristig mobilisierbaren Kraftwerken (stehende Reserve³⁰) als auch über rotierende Reserve bereitgestellt werden. Für den Leistungsbilanzausgleich eines Übertragungsnetzbetreibers bei Ausfall des größten Kraftwerksblockes kann sowohl rotierende als auch stehende Reserve gleichwertig eingesetzt werden. Stochastische Lastschwankungen (die ja den Bedarf an Ausgleichsenergie bestimmen) werden zunächst durch die Sekundärregelleistung ausgeglichen. Inwieweit durch stochastische Lastschwankungen in Anspruch genommene Sekundärregelleistung durch Minutenreserve ersetzt wird oder nicht, liegt weitgehend im Ermessensspielraum des Dispatchers, solange genügend rotierende Reserve (sowohl als Sekundärregelreserve als auch Minutenreserve definierbar) am Netz ist.

Im betrieblichen Einsatz hat das Dispatching des Übertragungsnetzbetreibers demgemäss erheblichen Ermessensspielraum, 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

29 Kraftwerke, die unter Teillast gefahren werden. Die verbleibende freie Leistung bzw. mögliche Leistungsreduzierungen können als Regelleistung bereitgestellt werden. Daneben können Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke Sekundärregelung bereitstellen.

30 Die Startzeit dieser Kraftwerke sollte ca. 15 Min. nicht überschreiten. Hierfür werden z. B. Gasturbinen eingesetzt.

Einsatz der Minutenreserve kann der Anteil der Sekundärregelung deutlich verringert werden.

Die Beschaffung der Sekundärregelung ist in hohem Maße auf die regelzoneninternen Anbieter beschränkt.³¹ Innerhalb der Regelzone verfügt die dem Übertragungsnetzbetreiber verbundene Kraftwerksgesellschaft über eine marktbeherrschende Stellung.

Ohne eine klare Abgrenzung von Minutenreserve und Sekundärregelung inkl. Vorgaben für ihren betrieblichen Einsatz im Rahmen des Dispatching sind ein ausreichendes Marktvolumen für Minutenreserve und damit die Grundlage für eine marktgerechte und kostenminimierte Regelenergiebeschaffung in hohem Maße gefährdet.

3.4.10 Fehlende Transparenz und Dateninkonsistenz

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 RWE Net 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.

Darüber hinaus bestehen erhebliche Dateninkonsistenzen, auf die in Abschnitt 5 näher eingegangen wird.

3.4.11 Fazit: Überhöhte Preise für Regelenergie zugunsten der Erzeugungsschwestern

Trennung der Regelzonen und Märkte, Intransparenz in der Vergabe und den Veröffentlichungen, aufwändige Präqualifikationsanforderungen und Rahmenverträge – mit diesen Stichworten sind die wesentlichen Mängel benannt, die dem Regelenergiemarkt anhaften und die von RWE Net zu verantworten sind. Sie alle führen dazu, dass der Zugang poten-

31 Aufgrund der technischen Voraussetzungen zur Beibehaltung des derzeitigen Regelzonenkonzeptes und der Behandlung der Übergabeleistungen zwischen den Regelzonen; angelegt auf S. 16 der Präqualifikationssunterlagen RWE Net.

zieller Bieter erschwert wird, der Regelenergiemarkt keinen wirksamen Wettbewerb zeigt und die Beschaffungskosten für die Regelenergie überhöht sind.

Durch diese ineffiziente Marktgestaltung schafft RWE Net die Basis, die es v. a. den konzernverbundenen Erzeugungsgesellschaften RWE Power und RWE Rheinbraun ermöglicht, überhöhte Preise für die Bereitstellung von Regelleistung und Regelenergie zu realisieren.

4 Einzelbetrachtung B: Netznutzungsentgelte

4.1 Relevante Bestandteile der Netznutzungsentgelte

Die Systemdienstleistungen, darunter im Besonderen die Frequenz-Leistungs-Regelung, bilden nach VV II/II plus einen Bestandteil des Gesamtproduktes 'Netznutzung'. In der VV II plus ist dies unter Ziffer 2.1.3 klargestellt:

"Die Kosten der für die Netznutzung erforderlichen *Systemdienstleistungen*

- *Frequenzhaltung* (Primär-, Sekundärregelung)

- *Spannungshaltung*

- *Versorgungswiederaufbau*

- *Betriebsführung* (einschl. Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern)

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. Die Kosten für die Frequenzhaltung werden der Höchstspannungsebene zugeordnet, die Kosten der übrigen Systemdienstleistungen der Netzebene, in der sie anfallen."

Ähnliche Formulierungen finden sich auch in den Verträgen der RWE, z. B. Ziffer 9.3 der AtR Netznutzung Stand 02/2000, die wortgleich in die unlängst veröffentlichten Musterverträge der Verbände zur VV II plus übernommen wurde:

"RWE Energie stellt die zur Netznutzung zwingend notwendigen Systemdienstleistungen (Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau) zur Verfügung. Die hierfür erforderlichen Aufwendungen sind mit dem Netznutzungsentgelt abgegolten."

Damit ist inhaltlich in groben Zügen abgegrenzt, welche Bestandteile der Netznutzungsentgelte im Abgleich mit der Regelenergie und für die Überprüfung der mit ihrer Bereitstellung bzw. Beschaffung einhergehenden Kosten relevant sind. Einzuschränken ist hierbei lediglich die unklare Behandlung der Minutenreserve in diesen Regelungen. Ein Toleranzband als

Abgrenzungskriterium ist ungeeignet, weil es sich auf einen einzelnen Bilanzkreis bezieht, nicht aber auf die Regelzonenbilanz insgesamt.³²

Für einen quantitativen Vergleich besteht jedoch das Problem, dass öffentlich zugängliche Angaben zu den Systemdienstleistungen innerhalb der Netznutzungsentgelte oder gar ihren einzelnen Bestandteilen nicht existieren, den Vorgaben der VV II/VV II plus zum Trotz: "Der Entgeltanteil für die einzelnen Systemdienstleistungen wird separat ausgewiesen" (jeweils Anlage 1, S. 4). Eine solche Detaillierung war auch mit der Auflage getrennter Rechnungslegung (Ziffer I.A.6 des Beschlusses B8-40000-U-309/99) nicht erreichbar.

Eine quantitative Abgrenzung der relevanten Bestandteile der Netznutzungsentgelte ist daher angesichts der weiterhin integriert veröffentlichten Netznutzungsentgelte nicht möglich. Innerhalb der Netznutzungsentgelte dominieren dabei stark die Kosten für die Netzinfrastruktur. Weiterer Bestandteil der Netznutzungsentgelte sind die Kosten für die Verluste. Würden diese Bestandteile separat angegeben, wäre ein direkter Vergleich leichter möglich.

Als einziger Ausweg hieraus bzw. als Annäherung an einen quantitativen Vergleich der Regelenergiekosten mit den Netznutzungsentgelten verbleibt daher eine relative Analyse, d. h. eine vergleichende Betrachtung der beiden Größen Regelenergiekosten und Netznutzungsentgelte im zeitlichen Verlauf (vgl. Abschnitt 5). Diese wird nur dadurch möglich, dass eindeutige Aussagen seitens RWE Net vorliegen, die die beiden Preiserhöhungen zum 01.05.2002 und zum 01.02.2003 ausschließlich mit der Entwicklung der Regelenergiekosten begründen. Damit lässt sich allerdings nur überprüfen, ob die relativen Werte, also die Veränderungen von Regelenergiekosten und Netznutzungsentgelten im Widerspruch zueinander stehen oder nicht. Offen bleibt hingegen die Frage, ob das in den Netznutzungsentgelten enthaltene Niveau der Regelenergiekosten insgesamt überhöht ist oder in der Entgeltkalkulation überhöht angesetzt wird.

4.2 Zuordnung der Kosten aus den drei Regelenergiearten zu den Netznutzungsentgelten und Ausgleichenergieabrechnung

Für einen aussagekräftigen Vergleich der Regelenergiekosten mit den Netznutzungsentgelte bzw. der jeweiligen zeitlichen Entwicklung muss die genaue Zuordnung der Kosten bekannt sein. Hierbei besteht jedoch noch Klärungsbedarf.

32 Zur Verdeutlichung: Einzelne Bilanzkreise mit Bilanzungleichgewichten jenseits eines Toleranzbandes können sich in der Regelzone insgesamt wieder vollständig ausgleichen, so dass keine Regelkosten anfallen; weisen hingegen alle Bilanzkreise gleichgerichtete Abweichungen innerhalb der Toleranzbandgrenzen auf, führt dies zu hohen Regelkosten. Diese in der VV II plus angelegte und von RWE Net zeitweise angewandte Praxis wurde allerdings nicht mit Nachdruck weiterverfolgt und mit Aufgabe der Toleranzbänder ganz eingestellt.

Zunächst haben VV II und VV II plus in der bereits zitierten Ziffer 2.1.3 (vgl. S. 50) festgeschrieben, dass die Kosten sowohl für Primär- als auch für Sekundärregelung in den Netznutzungsentgelten enthalten sind³³. Dabei wird zwischen Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz bzw. Leistungs- und Arbeitspreisen nicht unterschieden.

Auch die Betrachtungsweise des Bundeskartellamtes im Beschluss B8-40000-U-309/99 folgt dieser Zuordnung der Kosten für Primär- und Sekundärregelung zu den Systemdienstleistungen, die über die Netznutzungsentgelte abgerechnet werden (Ziffer A.7.3.1: "RWE/VEW wird aufgegeben, die Abrechnung der Netzkunden für die Systemdienstleistung Primär- und Sekundärregelung vom 1. Februar 2001 so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspricht, und dies in geeigneter Form zu veröffentlichen."³⁴).

Demgegenüber hat RWE Net einen anderen Weg in der Kostenzuordnung beschritten³⁵. Die Abrechnung über die Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen umfasst neben den Kosten für Minutenreserve auch die Sekundärregelung. Diese Kostenumlage umfasste 2001 auch Leistungspreise:

33 Die in VV II bzw. VV II plus formulierten Ausnahmen sind widersprüchlich und praktisch nicht umsetzbar: Dass Kosten für erweiterte Toleranzbänder (VV II) bzw. Toleranzbandüberschreitung und Arbeitskosten nicht abgedeckt würden, scheidet daran, dass diese Größen erstens sämtlich auf die Bilanzkreise bezogen sind, und nicht auf den Netznutzer, der die Netznutzungsentgelte zahlt, und zweitens im tatsächlichen Einsatz von Regelenergie gar nicht abgegrenzt werden kann, ob bzw. zu welchem Anteil damit Leistungsungleichgewichte innerhalb oder außerhalb von Toleranzbändern ausgeglichen werden. Richtigerweise kann durch anderweitige Entgelte und daraus resultierende Erlöse der Kostenblock verringert werden, der aus Primär- und Sekundärregelung in die Netznutzungsentgeltkalkulation einfließen muss. Wie diese Entgelte im Einzelnen festgelegt wurden, ist nicht nachvollziehbar. Für die Erweiterung von Toleranzbändern kann davon ausgegangen werden, dass hierdurch nur sehr geringe Beträge zusammenkamen, da die Toleranzbanderweiterung auf sehr kleine Bilanzkreise beschränkt war. (Das erweiterte Toleranzband durfte eine Leistung von 5 MW nicht überschreiten, die ein Bilanzkreis mit maximaler Summenlast von 100 MW bereits ohne Erweiterung in Anspruch nehmen konnte).

Aus diesen Gründen können die genannten Ausnahmen außer Betracht bleiben.

34 Unter Rz. 318 wird diese Systematik noch stärker verdeutlicht:
"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. Die für die verschiedenen Regelenergiearten bereitgehaltene Kraftwerksleistung beträgt nach Angaben von RWE für ihre Regelzone 1.400 MW, wobei etwa 75% auf die erstgenannte Regel- bzw. Ausgleichsenergie entfallen."

35 Vgl. hierzu auch Müller-Kirchenbauer/Zenke, ET 11/2001, S. 696...702, insbes. Endnoten [14] und [15]

Innerhalb des Toleranzbandes

Innerhalb des Toleranzbandes erfolgt eine wöchentliche Saldierung aller Abweichungen eines Bilanzkreisverantwortlichen je ¼-Stunde getrennt nach HT- und NT-Zeiten entsprechend der Verbändevereinbarung II. Der Saldo wird unter Berücksichtigung der Überträge aus der vorausgegangenen bzw. in die folgende Abrechnungsperiode in Rechnung gestellt bzw. vergütet.

Die für den Saldo zu zahlenden bzw. zu vergütenden Arbeitspreise sind arithmetische Monats-Mittelwerte, die aus den Arbeitspreisen je ¼-Stunde (entsprechend des tatsächlichen Einsatzes von Regelenergie) differenziert nach HT- und NT-Zeiten ermittelt werden.

In diese Arbeitspreise fließen nur die Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve ein, die jeweiligen Leistungspreise werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.

Außerhalb des Toleranzbandes

Die Arbeitspreise außerhalb des Toleranzbandes ergeben sich aus dem tatsächlichen Regelenergieeinsatz der jeweiligen ¼-Stunde.

In diese Arbeitspreise fließen die **Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve** ein.

Abbildung 24: Kostenallokation Arbeits- und Leistungspreise durch RWE Net 2001³⁶

Für 2002 und heute sieht die Kostenzuordnung durch RWE Net anders aus: In die Berechnung der Arbeitspreise für die von den Bilanzkreisverantwortlichen zu zahlenden Ausgleichsenergie "fließen nur die Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve ein". Die jeweiligen Leistungspreise werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert.

Im Fazit heißt dies: Entsprechend VV II und den Ausführungen des BKartA enthielten die Netznutzungsentgelte der RWE Net vor Beginn der Ausschreibungen die gesamten Kosten der Primär- und Sekundärregelung. In der Anfangszeit im Jahr 2001 wurden Arbeits- und Leistungskosten für die Sekundärregelung auf die Ausgleichsenergie verrechnet. Für die Abrechnung der Arbeitskosten der Sekundärregelung gilt diese Vorgehensweise bis heute. Dementsprechend müssen sich die Kosten verringern, die in die Netznutzungsentgeltkalkulation eingehen.

5 Vergleichende Betrachtungen/Volumenabschätzung

Die von RWE Net veröffentlichte Datenbasis ist für die im Zusammenhang mit diesem Gutachten erstellten Berechnungen nicht immer zufriedenstellend. Es mussten daher verschiedene Abschätzungen getroffen, Quervergleiche gezogen und Daten überprüft werden. Das folgende Kapitel gibt einen qualitativen und quantitativen Überblick über die angestellten Berechnungen und deren Ergebnisse.

36 Auszug aus der Internet-Veröffentlichung Sommer 2001 unter <http://www.rwenet.de>

Zunächst sollen aber die Zusammenhänge der Kosten- und Erlöszuordnung an einem Schaubild verdeutlicht werden.

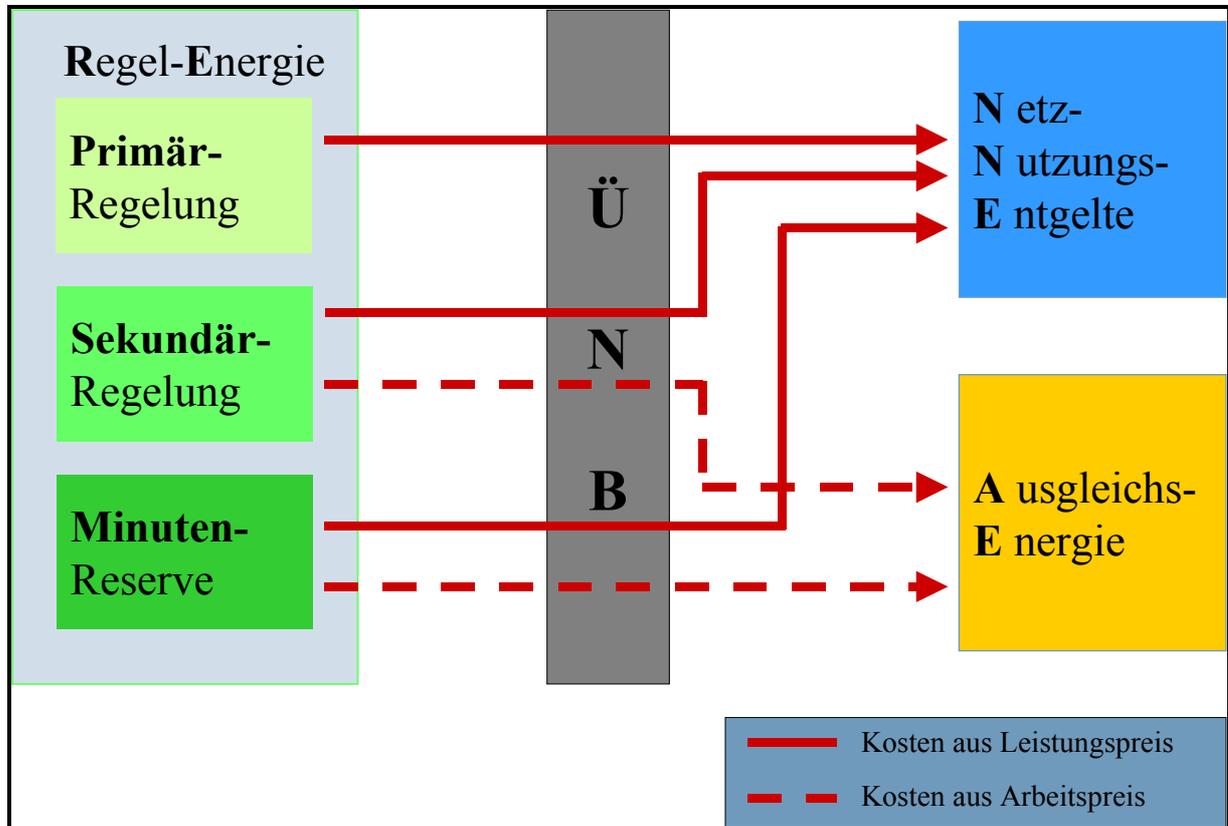


Abbildung 25: Kostenzuordnung

Die drei maßgeblichen Punkte (Regelenergie, Ausgleichsenergie und Netznutzungsentgelte) sind über den Übertragungsnetzbetreiber und durch die Kosten und Erlöse miteinander verknüpft. Die Ausgleichsenergie ist verbunden mit den Arbeitspreis-Kosten der Regelenergiebestandteile Sekundärregelung und Minutenreserve, die Netznutzungsentgelte stehen den Leistungspreis-Kosten aller drei Bestandteile der Regelenergie gegenüber.

5.1 Vergleich des Mittleren Leistungspreises der Minutenreserve aus alter und neuer Veröffentlichung der RWE Net AG

Für den Zeitraum 1. August 2001 bis 15. August 2002 existieren zwei verschieden geartete Veröffentlichungen der Ergebnisse der Ausschreibungsverfahren für Minutenreserve. Da den neueren Veröffentlichungen dieselben Ausschreibungen zu Grunde liegen wie den älteren, sollten sich die Angaben ineinander überführen lassen. Die ältere Form der Veröffentlichung beinhaltet folgende Angaben zu den Geboten:

- Ausschreibungszeitraum
- Abgabefrist
- Vergabefrist
- Vorzeichen (pos/neg)
- Leistungspreis (LP) des jew. Gebotes
- Arbeitspreis (AP) des jew. Gebotes
- angebotene Leistung
- Zuschlag erhalten (ja/nein)

Im neueren Verfahren werden demgegenüber nur noch die folgenden Angaben gemacht:

- Ausschreibungszeitraum
- Abgabefrist
- Vergabefrist
- mittlerer LP der Gebote (pro Periode und Vorzeichen)
- minimaler AP der Gebote (pro Periode und Vorzeichen)
- maximaler AP der Gebote (pro Periode und Vorzeichen)
- Bedarf (Leistung)
- Bedarf gedeckt (ja/nein)

Es wird also in der Veröffentlichung keine Aussage mehr zum einzelnen Gebot getroffen. Trotz dieser Einschränkung sollten sich die mittleren Leistungspreise je Periode und Vorzeichen, die in den neuen Veröffentlichungen genannt werden, aus den Angaben der alten Veröffentlichungen errechnen lassen.

Datenquellen

Die Datenquellen sind Internetveröffentlichungen der RWE Net AG zum Zeitpunkt August 2002 und Januar 2003.

Vorgehensweise

Zum Vergleich der mittleren Leistungspreise wurden die zuerst veröffentlichten LP auf Tages-LP umgerechnet. Diese wurden, wenn sie den Zuschlag erhalten hatten, getrennt nach Vorzeichen aufsummiert und leistungsgewichtet über den Tag gemittelt.

Ergebnis

Entgegen der getroffenen Annahme lassen sich die mittleren Leistungspreise der jüngeren Veröffentlichung nicht aus den Leistungspreisen der älteren Veröffentlichung herleiten. Die Abweichungen betragen, bezogen auf die Preise der alten Veröffentlichungen, zwischen -31% und +34%. Durchschnittlich (saldiert) liegen sie bei 4%.

5.2 Mengenvergleich Regelenergie – Ausgleichsenergie

Das Ungleichgewicht der Regelzone RWE wird vom Übertragungsnetzbetreiber durch den gezielten Bezug von Regelenergie ausgeglichen. Die Primärregelung hat an den hierzu eingesetzten Arbeitsmengen keinen relevanten Anteil. Demnach sollten sich die Mengen der eingesetzten Ausgleichsenergie und die der benötigten Sekundärenergie und Minutenreserve entsprechen.

Datenquellen

Die RWE Net AG veröffentlicht im Internet den Saldo der Regelzone und den zugehörigen AE-Arbeitspreis nachträglich und im 1/4h-Raster. Die Ausschreibungsergebnisse (Arbeit/Mengen) der Sekundärregelung werden monatsscharf veröffentlicht, während die Mengen der Minutenreserve tagesscharf bekannt gegeben werden.

Bilanz - Microsoft Internet Explorer

Bilanzkreisabweichungen

⇒ Datum auswählen Datum: 31.01.2003

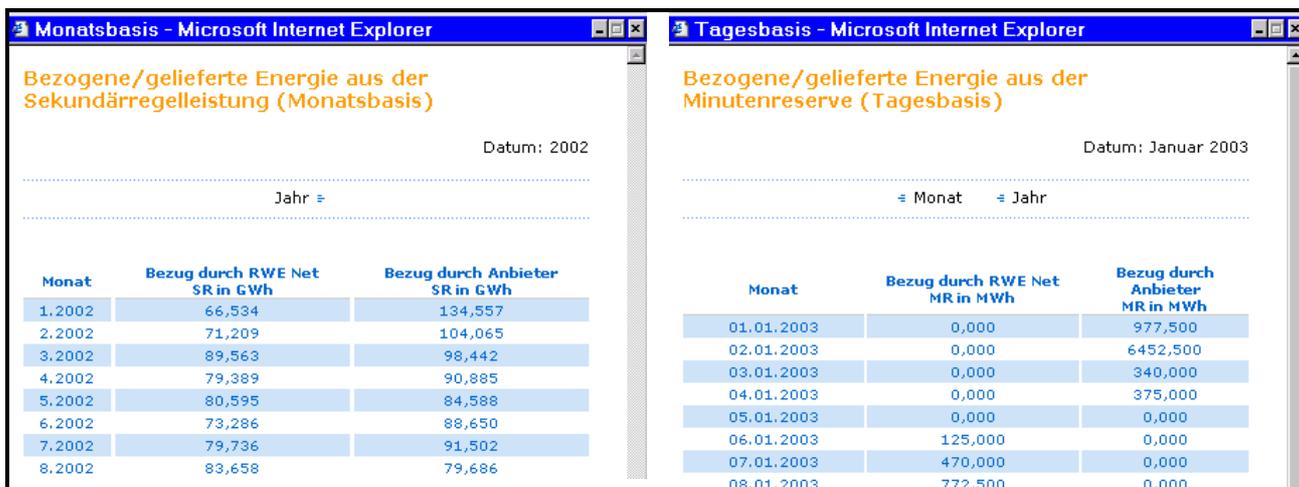
⇒ Abrechnungspreise Pendelkonto  download

⇒ Tag ⇒ Woche ⇒ Monat ⇒ Jahr

1/4 - Stunden	Gesamtsaldo der Regelzone RWE Net in MW	Arbeitspreis in €Ct/kWh
0:00 - 0:15	683,240	6,50
0:15 - 0:30	523,292	6,49
0:30 - 0:45	635,304	6,45
0:45 - 1:00	568,768	6,48
1:00 - 1:15	1666,716	6,50
1:15 - 1:30	1538,508	6,50
1:30 - 1:45	1173,240	6,50
1:45 - 2:00	951,512	6,50
2:00 - 2:15	947,492	6,50
2:15 - 2:30	821,528	6,50
2:30 - 2:45	788,908	6,49
2:45 - 3:00	799,152	6,49
3:00 - 3:15	785,928	6,49
3:15 - 3:30	551,468	6,50
3:30 - 3:45	469,484	6,50
3:45 - 4:00	552,728	6,50

Abbildung 26 Internet-Veröffentlichung der Ausgleichsenergiepreise und zugehörigen Mengen der RWE Net AG³⁷

37 Der in Abbildung 22 sichtbare Hinweis / Link auf die „Abrechnungspreise Pendelkonto“ führt zu historischen Abrechnungspreisen aus dem Zeitraum vor dem 1.2.2001.



Bezogene/gelieferte Energie aus der Sekundärregelung (Monatsbasis)		
Datum: 2002		
Jahr =		
Monat	Bezug durch RWE Net SR in GWh	Bezug durch Anbieter SR in GWh
1.2002	66,534	134,557
2.2002	71,209	104,065
3.2002	89,563	98,442
4.2002	79,389	90,885
5.2002	80,595	84,588
6.2002	73,286	88,650
7.2002	79,736	91,502
8.2002	83,658	79,686

Bezogene/gelieferte Energie aus der Minutenreserve (Tagesbasis)		
Datum: Januar 2003		
= Monat = Jahr		
Monat	Bezug durch RWE Net MR in MWh	Bezug durch Anbieter MR in MWh
01.01.2003	0,000	977,500
02.01.2003	0,000	6452,500
03.01.2003	0,000	340,000
04.01.2003	0,000	375,000
05.01.2003	0,000	0,000
06.01.2003	125,000	0,000
07.01.2003	470,000	0,000
08.01.2003	772,500	0,000

Abbildung 27: Internet-Veröffentlichung der Mengen Sekundärregelung und Minutenreserve der RWE Net AG

Vorgehensweise

Um einen Mengenvergleich anstellen zu können, werden alle drei Energiemengen auf die kleinstmögliche gemeinsame Zeitbasis, den Monat, saldiert. Dies geschieht getrennt nach Flussrichtung der Energie. Die innerhalb eines Monats vom Übertragungsnetzbetreiber an die Bilanzkreisverantwortlichen gelieferte Energiemenge (AE) wird nun verglichen mit der Summe der vom Übertragungsnetzbetreiber bezogenen RE-Mengen im selben Zeitraum. Dasselbe Vorgehen wird für die umgekehrte Energieflussrichtung angewendet.

Ergebnis

Die gegenübergestellten Mengen sind nicht gleich.³⁸ Hierbei fällt auf, dass in der Flussrichtung RE-Anbieter → ÜNB³⁹ → BKV⁴⁰ das RE-Volumen meist überwiegt⁴¹ während in umgekehrter Flussrichtung das AE-Volumen meist größer ist⁴². Die Mengen variieren erheblich (in 2002 lagen Extrema der Differenz im Monatssaldo von –35 bis 25 GWh vor).

38 Die Saldierung kann nicht Ursache dieser Ungleichheit sein, da eine Saldierung der AE-Mengen zunächst tageweise, dann auf Monate (oder mit jedem anderen Zwischenschritt) zu einer Verringerung der Mengen im Saldo führen würde. Die Ausgleichsenergiemengen sind aber nicht systematisch zu hoch.

39 ÜNB: Übertragungsnetzbetreiber

40 BKV: Bilanzkreisverantwortlicher

41 Jahr 2002: Mittelwert der Abweichung bezogen auf die AE-Menge: 13%, Maximum: 36%.

42 Jahr 2002: Mittelwert der Abweichung bezogen auf AE-Mengen: -11%, Minimum: -20%.

Diese Differenzen werfen entscheidende Fragen auf. Physikalisch-technisch muss bekanntermaßen ein Gleichgewicht in der Regelzone gegeben sein, nicht nur über den Monat, sondern zu jedem Zeitpunkt. Ein nennenswerter Beitrag der Primärregelung zur abgerufenen Regelarbeit kann praktisch ausgeschlossen werden. Möglich ist, dass die EEG-Einspeisungen, die in einem separaten Bilanzkreis⁴³ erfasst werden, hierzu einen Erklärungsbeitrag leisten können. Allerdings können die EEG-Einspeisungen die auftretenden Ungereimtheiten nicht vollständig erklären, da die Differenzen zwischen eingesetzter Regelenergie und dem Gesamtsaldo in beide Lieferrichtungen (positive und negative Regelenergie) und jeweils mit beiden Vorzeichen (mehr bzw. weniger Ausgleichsenergie als Regelenergie) auftreten.

5.3 Vergleich der Erlöse aus NNE mit den entsprechenden Posten im Jahresabschluss 2001 der RWE Net

Die Abschätzungen und angestellten Berechnungen bezüglich der Erlöse aus Netznutzungsentgelten der RWE Net AG müssen sich anhand der Bilanzen der AG erhärten lassen.

Datenquellen

Als Datenquelle dienen zum einen der Jahresabschluss der RWE Net AG für das Rumpfbjahr 2001 (1. Juli bis 31. Dezember 2001) sowie die GuV-Zahlen der RWE Net für 2001. Zum Anderen hat BET auf Grundlage der veröffentlichten Netznutzungsentgelte der RWE Net AG und der Netzkennzahlen unter Zuhilfenahme von Abschätzungen bzgl. der Jahresbenutzungsdauern der einzelnen Spannungsebenen eine eigene Abschätzung der Erlöse aus NNE vorgenommen.

43 Es ist unklar, ob die seitens RWE Net unter der Bezeichnung "Gesamtsaldo der Regelzone RWE Net" veröffentlichten Zahlen diese Werte umfassen. Die Bezeichnung "Gesamtsaldo der Regelzone RWE Net" legt zunächst nahe, dass der Regelzonensaldo aller physischen Ein- und Ausspeisungen in der Regelzone gemeint ist. Dieser Wert kann regelzonenseitig in Echtzeit erfasst werden und entspricht genau dem Regelenergiebedarf.

Die Saldierung über die Einzelbilanzen aller Bilanzkreise hingegen ist deutlich umständlicher und zeitaufwändiger. Sie würde voraussetzen, dass alle Bilanzierungsdaten aller Verteilnetzbetreiber bei RWE Net vorliegen. Da die Abrechnung gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen äußerst schleppend verläuft, kann praktisch ausgeschlossen werden, dass über rechnerische Saldierung aller Bilanzkreise die Werte ermittelt werden, die als "Gesamtsaldo der Regelzone RWE Net" vor Monatsfrist veröffentlicht werden.

In jedem Fall legt auch der Auflagenbeschluss des BKartA fest, dass der Saldo aller Bilanzkreise zu veröffentlichen ist.

Im übrigen werden seit 21.03.2003 die EEG-Einspeisungen sogar in mehreren Bilanzkreisen nach Art der erneuerbaren Energie unterschieden, so dass es für RWE Net ein Leichtes wäre, hier für mehr Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu sorgen.

Vorgehensweise

Für das Rumpffjahr 2001 lassen sich aus der Bilanz Erlöse aus NNE in Höhe von ca. 1,056 Mrd. € ablesen. Korrigiert man diese Zahl mit Hilfe der Angaben der Gewinn- und Verlustrechnung 2001 auf Ganzjahreswerte, ergeben sich Einnahmen von ca. 2,1 Mrd. €.

Eine grobe Abschätzung der NNE-Erlöse kann erfolgen, indem die veröffentlichten Mengen verkauften Stromes an Endabnehmer aus den veröffentlichten Strukturdaten unter Zuhilfenahme von geschätzten Jahresbenutzungsdauern sowie der in den entsprechenden Preisblättern veröffentlichten NNE in Erlöse umgerechnet werden⁴⁴. Diese Erlöse ergeben sich – je nach Höhe der angesetzten Benutzungsdauern – zu 1,84 bis 1,98 Mrd. €/a.

Ergebnis

Da diverse Einzelheiten, besonders die genaue Entnahmestruktur der RWE Net AG, die tatsächliche Vergütung für vermiedene NNE aufgrund dezentraler Einspeisungen, die tatsächlichen Jahresbenutzungsdauern je Spannungsebene und der Anteil leistungsgemessener Kunden in der Niederspannung den Autoren und der Öffentlichkeit nicht bekannt sind, ist ein exaktes Ergebnis hier nicht zu erwarten. Im Rahmen einer Abschätzung kann das Vorliegende als plausibel bezeichnet werden.

5.4 Mehrerlös der RWE Net aus Anhebung der Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte der RWE Net AG wurden im Betrachtungszeitraum drei mal erhöht. Eine Übersicht über die Erhöhungen (grüne Markierung) gibt die folgende Darstellung, in der für jeden Monat die sich aus der gültigen Preisstellung hochgerechneten Jahreserlöse aufgezeichnet sind. Die farblich verschiedenen Zeitreihen stellen die Differenz auf Grund unterschiedlicher Annahmen bezüglich der Jahresbenutzungsdauer dar⁴⁵.

44 Die angegebenen Mengen der dezentralen Erzeugung führen in diesem Zusammenhang zu Ausgaben für „vermiedene Netznutzungsentgelte“. Diese wurden (als maximale Abschätzung) ohne Berücksichtigung eines Leistungspreises mit dem Arbeitspreis der nächsthöheren Netzebene bewertet und gegengerechnet. Die Berücksichtigung der Netzebene „Niederspannung“ erfolgte unter Zugrundelegung von Leistungs- und Arbeitspreis für alle Kunden. Das andere Extrem, die Annahme, kein Kunde in Niederspannung habe eine Leistungsmessung, würde zu etwa 450 Mio. €/a höheren Einnahmen aus NNE führen.

45 Diese Annahme musste getroffen werden, um eine der Lücken in den veröffentlichten Daten zu schließen: Je Netzebene gibt RWE Net die entnommenen Energiemengen an, nicht jedoch die maximale Netzlast bzw. Summenlast der Entnahmestellen.

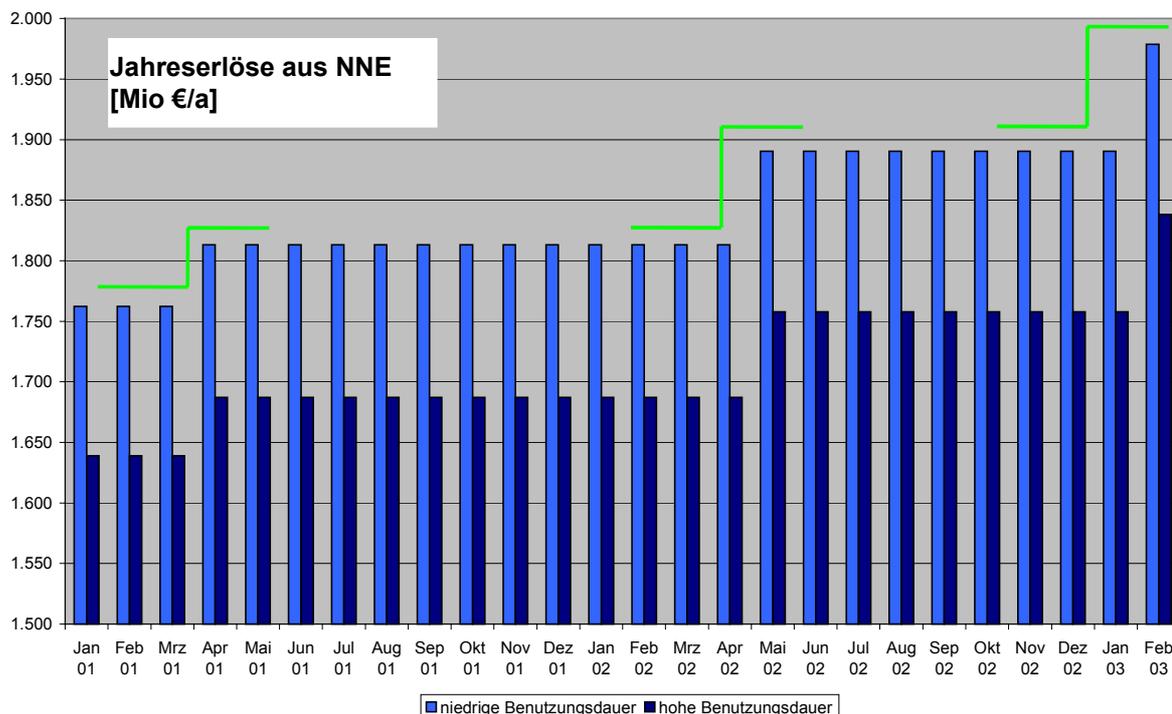


Abbildung 28: Jahreserlöse der RWE Net AG aus NNE

Die erste Erhöhung zum 1. April 2001 hat ein Volumen von etwa 50 Mio. €/a und wurde mit der Angleichung der Netznutzungsentgelte im Zuge der Fusion RWE – VEW begründet.⁴⁶

Die zweite (1. Mai 2002, ca. 75 Mio. €/a) sowie die dritte Erhöhung (1. Feb. 2003, ca. 85 Mio. €/a), in Summe also etwa 160 Mio. €/a, wurde von RWE Net AG mit den gestiegenen Kosten für Regelenergie begründet. Soll diese Begründung stichhaltig sein, müsste sich im Zeitraum von Anfang 2001 bis heute der Kostenanteil der Beschaffungskosten für Regelenergie, welcher auf die Netznutzungsentgelte umgelegt wird, sprich: Der Leistungspreis-Anteil aller drei Regelenergiearten, also um etwa 160 Mio. €/a erhöht haben.

46 Nach einer Berechnung der Erlöse aus NNE der beiden Konzerne getrennt, vor der Fusion mit alter Preisstellung für Netznutzung sowie gemeinsam, nach der Fusion und mit gemeinsamer Preisstellung erscheint diese Begründung plausibel.

5.5 Mehrausgaben der RWE Net für die Beschaffung von Regelenergie

5.5.1 Betrachtung I: Beschaffungsmengen

Ein Indikator für die Tendenz der zu beschaffenden Regelenergie-Mengen und damit indirekt der Beschaffungskosten Regelenergie ist der Saldo der RWE-Regelzone. Dieser wird gemeinsam mit den Preisen für Ausgleichsenergie nachträglich im 1/4h-Raster veröffentlicht. Qualitativ lässt sich die Aussage treffen, dass steigende Mengen an Regelenergie sich häufiger in einem hohen Betrag des Saldo der Regelzone niederschlagen müssten. Betrachtet man diesen Saldo als (in erster Näherung) zufällig gestreute Größe, sollte die Streuung dieser Größe, repräsentiert durch deren Standardabweichung, bei steigenden Kosten und Mengen zunehmen.

Eine statistische Grobanalyse der Zeitreihe „Saldo der RWE Regelzone“ führt zu folgendem Ergebnis: Betrachtet man die vorliegende Zeitreihe in Quartalsabschnitten lässt sich zunächst ein Histogramm aufstellen, das die Häufigkeit bestimmter Saldo-Werte zeigt. Zur Veranschaulichung wird dieses auf den jeweiligen Maximalwert normiert und von einer seitlichen Verschiebung befreit. So entsteht die folgende Darstellung:

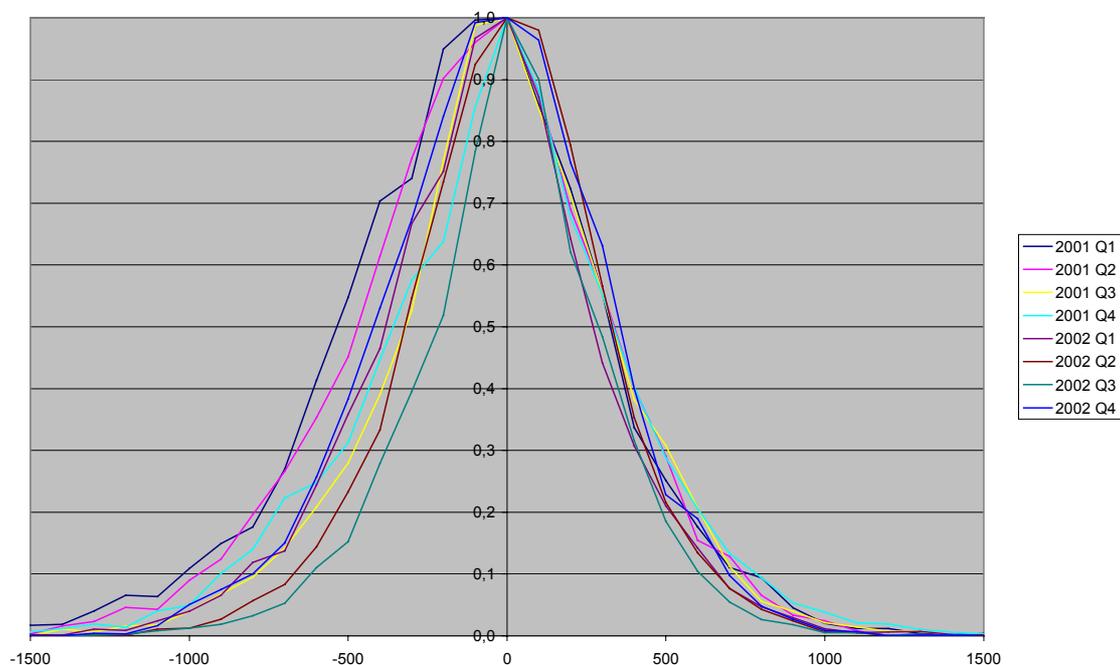


Abbildung 29: Histogramm der Häufigkeiten der Saldi der RWE-Regelzone in den vergangenen acht Quartalen

Die Kurven zeigen in ausgeprägter Weise die Form der Gauss'schen Glocke. Die Breite der Glocke, mathematisch repräsentiert durch die Standardabweichung σ [„Sigma“], ist nach obiger Überlegung ein Maß für die Häufigkeit extremer Saldowerte und somit hoher Mengen und Kosten für Regenergie. Die Entwicklung dieser Größe stellt das folgende Schaubild dar:

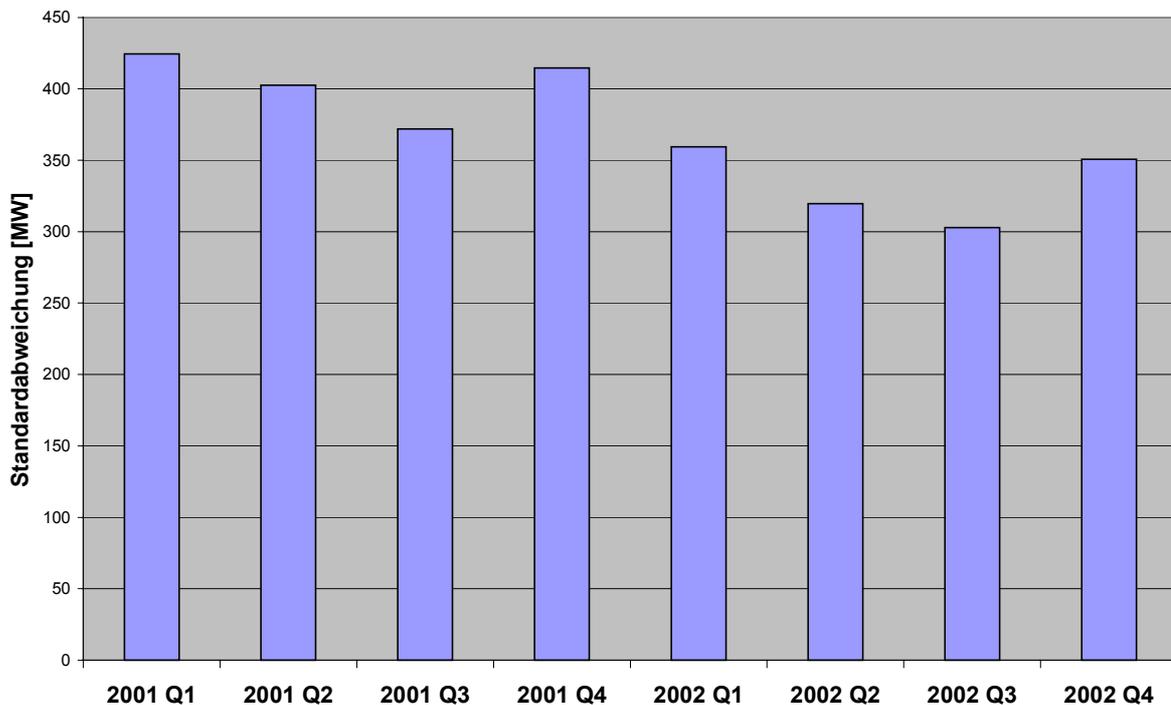


Abbildung 30: Entwicklung der Standardabweichung des Saldos der Regelzone RWE in den vergangenen acht Quartalen

Erkennbar ist eine jahreszeitliche Abhängigkeit der Größe, die im Herbst- und Winterquartal zu erhöhten Werten führt sowie eine abnehmende Tendenz von 2001 zu 2002. Dies widerspricht der Erwartung eines höheren Regenergiebedarfs und lässt die Ursache dennoch steigender Regenergiekosten entweder in gestiegenen Preisen oder aber einer übertriebenen Mengenvorhaltung vermuten. Die Entwicklung des Regelzonensaldos weist damit nicht auf einen steigenden, sondern im Gegenteil auf einen – von jahreszeitlichen Schwankungen abgesehen – rückläufigen Bedarf an Regenergie hin.

5.5.2 Betrachtung II: Beschaffungskosten

Das Pendant zu den unter 5.4 beschriebenen Mehrerlösen aus Netznutzungsentgelten muss, wenn die seitens RWE Net angeführte Begründung stichhaltig ist, in den Leistungspreiskosten der Regenergie zu suchen sein. Die Entwicklung dieser Kosten lässt sich mit Hilfe der veröffentlichten mittleren Leistungspreise sowie der ausgeschriebenen Mengen

abschätzen. Getrennt nach Primär- Sekundär- und Minutenreserve ergibt sich das folgende Bild:

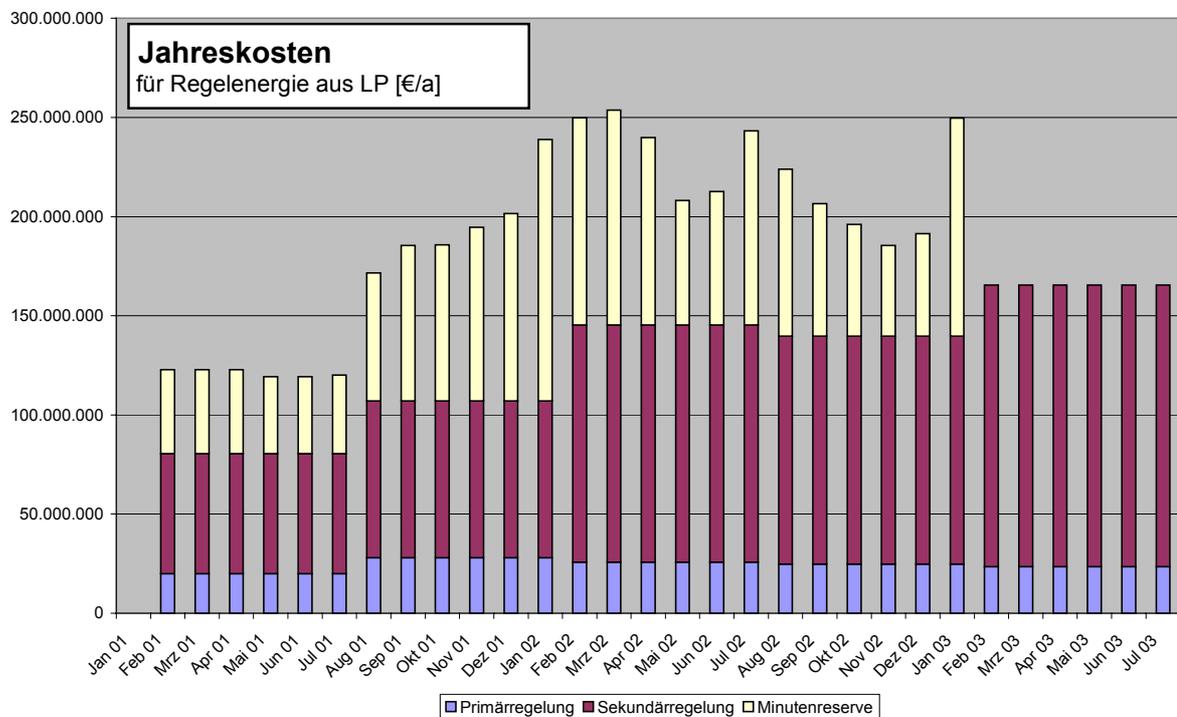


Abbildung 31: Extrapolierte Jahres-Leistungskosten Regelenergie

Zu beachten ist, dass die Darstellung Jahreskosten zeigt, die aus den Monatswerten extrapoliert wurden⁴⁷. Die unteren beiden Elemente der gestapelten Säulen, die Primär- und Sekundärregelungskosten, verändern sich jeweils über einen Sechsmonatszeitraum nicht, da dies die Laufzeit der Gebote ist. Die jeweils zu oberst gezeigten Bestandteile, die Kosten aus Minutenreserve, variieren in der Darstellung monatlich, in der Realität können sie sogar täglich schwanken.

Aus dem Diagramm lässt sich ein Kostensprung zum 1. August 2001 sowie eine Kostensteigerung bis ca. März 2002 ablesen. Seitdem sind die Kosten schwankend mit nicht eindeutiger Tendenz.

47 Anschaulich: Die Säulen stellen die Kosten dar, die im Gesamtjahr angefallen wären, wenn immer unverändert die Verhältnisse des jeweiligen Monats vorgelegen hätten.

5.6 Einnahmen der RWE Net aus der Abrechnung von Ausgleichsenergie

Neben den Netznutzungsentgelten, über die der Leistungspreisanteil der Regelenergiekosten finanziert wird, erwirtschaftet der Übertragungsnetzbetreiber Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen. Diese Einnahmen sollen nach Schlüsselung der RWE die Kosten der Arbeitspreise aus Sekundärregelung und Minutenreserve decken⁴⁸.

Bei der Abrechnung der Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen kommt ein reiner Arbeitspreis zum Ansatz. Dieser wird viertelstundenscharf im Nachhinein gemeinsam mit dem Saldo der Regelzone RWE veröffentlicht. Aus diesem Wertepaar lässt sich die Erlössumme berechnen. Saldiert auf den Monat ergibt sich die folgende Darstellung.

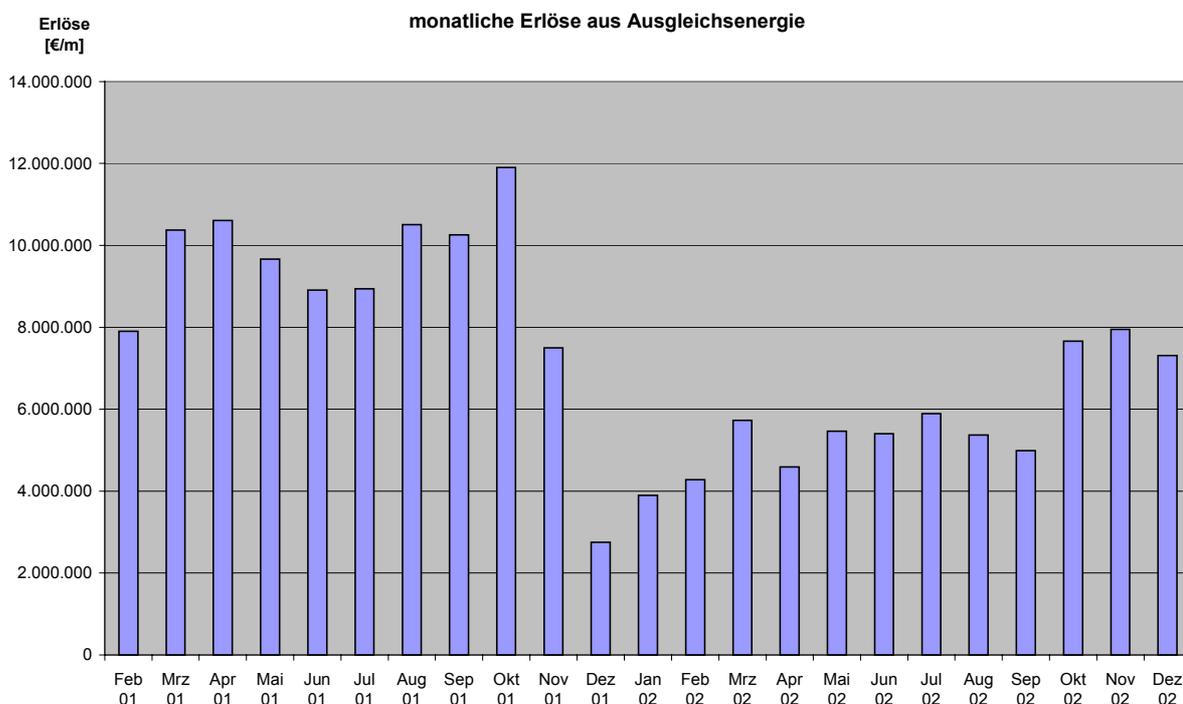


Abbildung 32: Monatliche Erlöse aus Ausgleichsenergie

In dieser Darstellung ist auffallend, dass die Kosten im Jahr 2002 durchschnittlich ein deutlich niedrigeres Niveau hatten als im Jahr 2001. Innerhalb des Jahres allerdings 2002 ist eine steigende Tendenz zu erkennen.

⁴⁸ In der Primärregelung kommt kein Arbeitspreis zum Ansatz.

Den Erlösen stehen die Kosten aus dem Arbeitspreisen der Sekundärregelung und Minutenreserve gegenüber. Da zu diesen Geboten keine detaillierten Zahlen veröffentlicht werden, muss eine Abschätzung vorgenommen werden. Zur Verfügung stehen für jede Flussrichtung der minimale und der maximale Arbeitspreis. Es resultieren vier mögliche Abschätzungen: Die Energie kann

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

Stellt man diese Überlegungen dem obigen gegenüber ergibt sich folgende Darstellung:

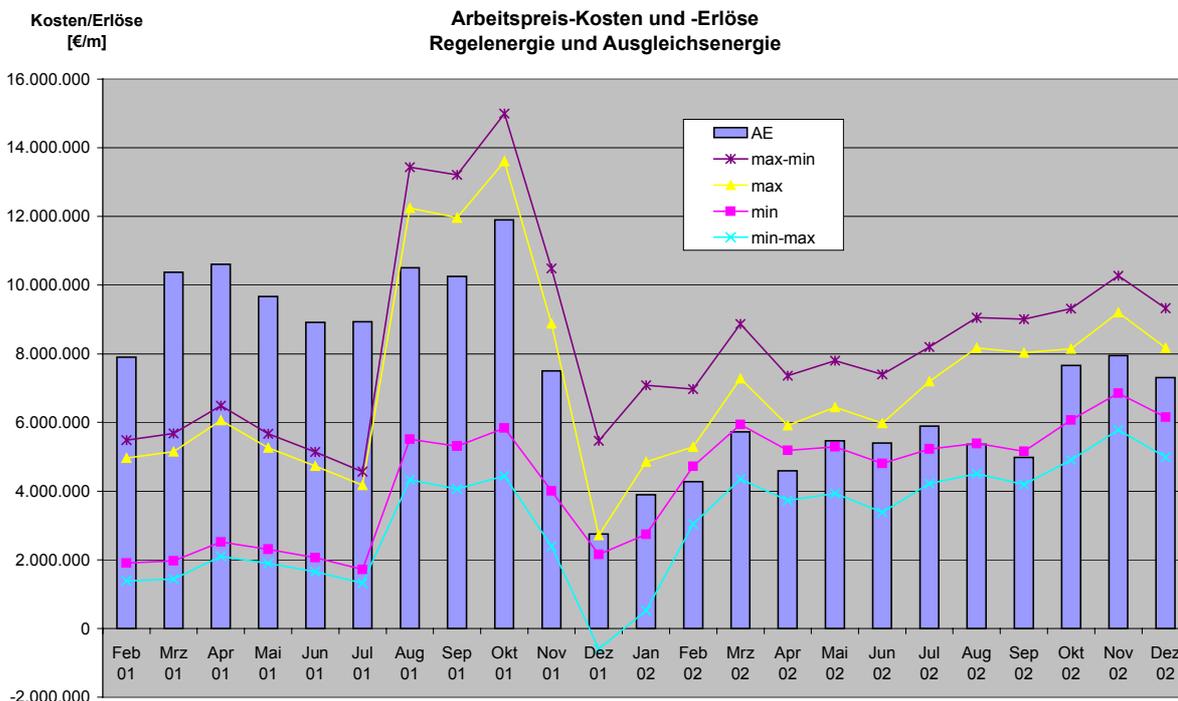


Abbildung 33: Monatliche Kosten und Erlöse aus Arbeitspreisen für Regel- und Ausgleichsenergie

Auffallend in diesem Schaubild ist, dass es für die ersten sechs Monate in allen Varianten Erlöse zeigt, die die Kosten deutlich übersteigen.

5.7 Preise und Kostenabschätzung für Regelernergie vor Februar 2001

Als Vergleichsmaßstab für die Entwicklung der Regelergiekosten seit Beginn der Ausschreibungen muss auch ein Kostendatum aus der Zeit zuvor herangezogen werden. Kosten- bzw. Preisdaten, die in Art und Umfang genau den veröffentlichten Ausschreibungsergebnissen entsprechen würden, sind aber öffentlich nicht zugänglich. Daher müssen Näherungswerte verwendet werden. Diese können sein:

- (1) Ausgleichsenergiepreise, die zuvor gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen für Bilanzabweichungen abgerechnet wurden⁴⁹,
- (2) Preise für die Lieferung von Aushilfsenergie bzw. Notstrom,
- (3) Preise bzw. Kosten für Systemdienstleistungen nach ungefährender Angabe VV II⁵⁰,
- (4) Preise bzw. Kosten für Systemdienstleistung, abgeleitet aus der Preisstellung RWE Energie für die Erweiterung des Toleranzbandes.⁵¹

Damit stehen vier Betrachtungsweisen zur Verfügung, die inhaltlich eine gewisse Nähe aufweisen und teilweise auf den gleichen Zahlenwerten beruhen.

In der Variante (1) wird zugrundegelegt, dass seitens RWE, im Gleichklang mit anderen Übertragungsnetzbetreibern, eben diese Kosten für den Bilanzausgleich geltend gemacht wurden. Die Kritik des BKartA richtete sich seinerzeit nicht primär gegen die genaue Höhe der geltend gemachten Kosten, sondern vorrangig gegen eine Mehrfachabrechnung. Die Preisstellung für Ausgleichsenergie nach VV II kann demnach als Kostenpreis für die Bereitstellung von Regelernergie unterstellt werden. Selbst wenn die Kosten tatsächlich gar nicht in dieser Höhe angefallen sein sollten, muss gleichwohl davon ausgegangen werden, dass Kostenpreise in der gleichen Größenordnung bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte⁵² angesetzt wurden. Die Unterscheidung innerhalb oder außerhalb des Toleranzbandes muss dabei nicht berücksichtigt werden, da für die Kosten der Bereitstellung die Unterteilung der Inanspruchnahme keine Rolle spielt.

In der Variante (2) spielt das Toleranzband keine Rolle. Obwohl seitens RWE dieselben Preise für Aushilfsenergie erhoben wurden, ist der stromwirtschaftliche Hintergrund ein et-

49 Dieselbe Preisregelung wurde auch für die Abrechnung von Mehr- und Mindermengen angesetzt.

50 Vgl. Fußnote zu 6

51 Vgl. Fußnote zu 6

52 Genauer: Für die Kostenbestandteile Primär- und Sekundärregelung im Rahmen der Systemdienstleistungen.

was anderer als bei der Ausgleichsenergie. Mit der Aushilfsenergie werden unvorhergesehene Entnahmen über einen längeren Zeitraum gedeckt. In einer Einzelzuordnung hierfür eingesetzter Kraftwerkskapazitäten entspricht dies dem Einsatz von Minuten- oder eher noch von Stundenreserve, da der (wirtschaftliche) Ausfall bzw. Wegfall eines Bilanzkreises als Auslöser für die Aushilfsenergiebelieferung nicht völlig unvorhersehbar eintritt und der Kraftwerksbetrieb dann über einen längeren Zeitraum erfolgt. Schneller startbare Kraftwerke bzw. unmittelbar verfügbare Erzeugungsleistung, wie für die Bereitstellung von Regelenergie zwingend erforderlich, dürften daher kaum billiger sein, sondern teurer. Bei dieser Herangehensweise müssten – obwohl es sich um dieselben Zahlenwerte wie in Variante (1) handelt – dementsprechend gar Untergrenzen für die Beschaffungskosten für Regelenergie vor Februar 2001 abzuschätzen sein.

Die zugehörigen Preisstellungen seitens RWE Energie und RWE Net zeigen die Abbildungen Abbildung 34 bzw. Abbildung 35.

<p>RWE Energie Aktiengesellschaft</p>	
<p>Preisblatt 2 zur ‚Preisregelung Netznutzung‘ (Preise gültig ab dem 01.02.2000)</p>	
<p>A. Aushilfsenergie</p>	
<p>Für die Lieferung von Aushilfsenergie gemäß Ziffer 7.3 der ‚AtR Netznutzung‘ von RWE Energie an den Kunden beträgt zusätzlich zum Netznutzungsentgelt</p>	
<ul style="list-style-type: none"> - für den höchsten aufgetretenen ¼-h-Leistungsmittelwert der Leistungspreis - für die gelieferte Energie der Arbeitspreis 	<p>15,- €/kW u. Monat (ca. 29,34 DM/kW u. Monat)</p> <p>3,07 ct/kWh (ca. 6,00 Pf/kWh).</p>
<p>Der Leistungspreis wird dabei je in Anspruch genommenen Tag pro rata in Rechnung gestellt.</p>	
<p>Liegt innerhalb einer ¼-h-Meßperiode eine Rücklieferung elektrischer Energie in das Netz der RWE Energie vor, so vergütet RWE Energie hierfür einen Arbeitspreis in Höhe von 0,75 ct/kWh (ca. 1,47 Pf/kWh).</p>	
<p>B. Notstromlieferung</p>	
<p>Für die Lieferung von Notstrom gemäß Ziffer 7.4 der ‚AtR Netznutzung‘ von RWE Energie an den Kunden beträgt zusätzlich zum Netznutzungsentgelt</p>	
<ul style="list-style-type: none"> - für den höchsten aufgetretenen ¼-h-Leistungsmittelwert im Abrechnungsmonat der Leistungspreis - für die gelieferte Energie der Arbeitspreis 	<p>30,- €/kW u. Monat (ca. 58,67 DM/kW u. Monat)</p> <p>6,14 ct/kWh (ca. 12,01 Pf/kWh).</p>
<p>Der Leistungspreis wird dabei je angefangenen Monat voll in Rechnung gestellt.</p>	
<p>Liegt innerhalb einer ¼-h-Meßperiode eine Rücklieferung elektrischer Energie in das Netz der RWE Energie vor, so vergütet RWE Energie hierfür einen Arbeitspreis in Höhe von 0,25 ct/kWh (ca. 0,49 Pf/kWh).</p>	
<p>RWE Energie AG: Preisregelung Netznutzung Preisblatt 2 02/00</p>	

Abbildung 34: Preisregelungen RWE Energie für Aushilfsenergie/Notstrom (Stand 02/2000)⁵³

53 Die entsprechenden Ziffern der AtR Netznutzung, auf die im Preisblatt Bezug genommen wird, lauten: "7.3 Für die Zeit, für die nach Ziffer 7.2 keine Zuordnung des Kunden zu einem Bilanzkreis vorliegt, nimmt RWE Energie die Funktion des Bilanzkreisverantwortlichen für den Kunden wahr und liefert gegebenenfalls Aushilfsenergie. In dieser Zeit ist neben dem Strombezug von RWE Energie ausschließlich ein Strombezug aus bereits bei Beginn der Lieferung von Aushilfsenergie bestehenden (Fahrplan-)Stromlieferungsverträgen mit

Preis für Aushilfsenergie / Lieferung von Notstrom (Netzbereich RWE Energie)		
	<i>Monats- leistungspreis</i>	<i>Arbeits- preis</i>
<i>Aushilfsenergie</i>	<i>15,00 €kW u.M</i>	<i>3,07 ct/kWh</i>
<i>Lieferung von Notstrom</i>	<i>30,00 €kW u.M</i>	<i>6,14 ct/kWh</i>

Preise zuzüglich Umsatzsteuer

Preisblatt 4 Stand: 01.02.2001 

Abbildung 35: Preisstellung RWE Net für Aushilfsenergie/Notstrom (Stand 01.02.2001)

Die Variante (3) basiert auf der in Abschnitt 1.8.1, Fußnote 6, beschriebenen Preisbemessung für die Erweiterung des Toleranzbandes. Dafür wurden entsprechend VV II, Anlage 2, S. 5, i. V. m. Anhang 1, S. 3, anteilige Systemdienstleistungsgebühren erhoben. Das Systemdienstleistungsentgelt lässt sich damit zu 0,3 Pf/kWh, entsprechend 0,153 €Ct/kWh abschätzen. Variante (4) basiert auf der gleichen Betrachtung, setzt jedoch die spezifischen Werte aus der Preisregelung Bilanzkreis des RWE an. Damit leitet sich ein Systemdienstleistungsentgelt von 0,168 €Ct/kWh ab.

Die Systemdienstleistungen umfassen die Bestandteile Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau. Von diesen Komponenten dominiert die Frequenzhaltung die Kosten ganz überwiegend: Ein Anteil von 70 % kann hier zugrundegelegt werden.

Lieferanten möglich. 7.4 Erfolgt nach der Beendigung der Zuordnung des Kunden zu einem Bilanzkreis nach Ziffer 7.2 keine Zuordnung des Kunden zu einem anderen Bilanzkreis innerhalb von 1 Monat, ist RWE Energie berechtigt, die Netznutzung des Kunden fristlos zu unterbrechen und erst nach erfolgter Zuordnung zu einem Bilanzkreis wieder aufzunehmen. Gestattet RWE Energie in dieser Zeit dennoch den Bezug von Strom über ihr Netz, so gilt dieser als Notstromlieferung. Neben dem Strombezug von RWE Energie ist ausschließlich ein Strombezug aus bereits bei Beginn der Lieferung von Aushilfsenergie bestehenden (Fahrplan-) Stromlieferungsverträgen mit Lieferanten möglich."

5.8 Fazit

In der Zusammenschau zeigt sich folgendes Bild:

PR: Primärregelung, SR: Sekundärregelung, MR: Minutenreserve

RWE VV II: Preisstellung RWE für Ausgleichs-/Aushilfsenergie nach VV II

SDL RWE: Systemdienstleistungskosten nach Preisstellung RWE für 20 % Toleranzband

SDL VV II: dito nach VV II, Anlage 2, S. 5

D Bd <: Netznutzungsentgeltsteigerung bei niedrigen Benutzungsdauern

D Bd >: Netznutzungsentgeltsteigerung bei hohen Benutzungsdauern

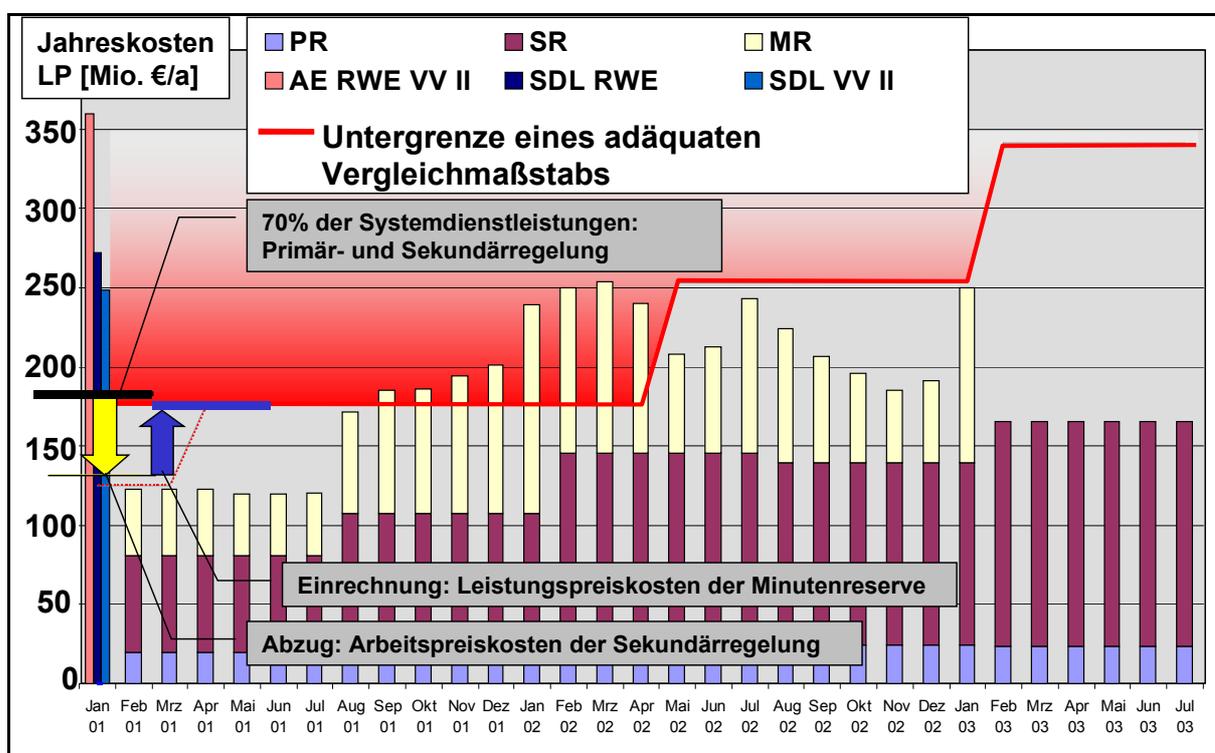


Abbildung 36: Zusammenschau Kosten und Erlöse

Ausgehend von den vier verschiedenen Annahmen (denen drei verschiedene Rechenvarianten entsprechen) zur Kostensituation vor Februar 2001 soll nun ein Vergleich der Kostensteigerung mit den Erlössteigerungen vorgenommen werden. Hierzu wird zunächst ein Ausgangsniveau gesucht. Als **untere Abschätzung** wird von den Kostensäulen Systemdienstleistungen (blaue Säulen in Jan. 2001) ausgegangen. Wenn 70% dieser Kosten der Primär- und Sekundärregelung ursächlich zuzuschreiben sind, gelangt man (gemittelt) zu dem durch einen schwarzen Strich markierten Niveau. Von diesem aus muss nun die veränderte Zuordnung der Kosten zu Netznutzungsentgelten und Ausgleichsenergie noch Berücksichtigung finden. Dies geschieht durch einen Abzug der Arbeitskosten der Sekundärregelung (gelber Pfeil), da diese Kosten zukünftig der Ausgleichsenergie zugerechnet werden, sowie die Ein-

rechnung der Leistungskosten für Minutenreserve (grüner Pfeil), da diese Kosten jetzt den Netznutzungsentgelten zugerechnet werden.

Ergebnis dieser Abschätzung ist das durch eine blaue Linie markierte Niveau. Es repräsentiert eine **untere Abschätzung** der Kostenanteile der damaligen Regelennergiebereitstellung, die heute den Netznutzungsentgelten zugeordnet werden. In Abbildung 36 ist deutlich erkennbar, dass die anderen Varianten für die Kostenabschätzung zu noch weit höheren Ergebnissen führen (also im rot schattierten Bereich liegen würden).

Aufgrund der eigenen Angaben der RWE Net muss davon ausgegangen werden, dass die Netznutzungsentgelte im Januar 2001 die dargestellten hohen Kosten gedeckt haben. Daher muss jede Erlössteigerung von diesem Niveau aus ein Pendant in der Kostensituation finden, wenn die Kostensteigerung als Begründung heran gezogen werden soll. Übersteigen die Mehrerlöse die Mehrkosten, muss von einer Überhöhung der Netznutzungsentgelte ausgegangen werden. Somit dient das dargestellte Niveau als Eichmarke, von der ab die Erlössteigerungen zum 1.5.2001 und 1.2.2003 überprüft werden können.

Tatsächlich ist zum August 2001 eine Kostensteigerung festzustellen (Stapelsäulen); dabei hätte, wie die bisherigen Ausführungen nahe legen, auch dieses niedrigste Niveau der Regelennergiekosten (125 Mio. €/a) durch eine effizientere Marktgestaltung noch weiter abgesenkt werden können (u. a. max. Bieterzahl 4/4/12!).

Auch später sind die Regelennergiekosten in der Tat angestiegen, wobei der Anstieg der Kosten ganz wesentlich durch die höheren Beschaffungsmengen begründet ist, die so nicht gerechtfertigt erscheinen. Insbesondere wurde die Sekundärregelung ausgeweitet, die für den Einsatz die bequemste Variante darstellt, aber zu höheren Kosten führt und zu Teilen durch Minutenreserve ersetzt werden könnte. Diese ist zum einen weniger anspruchsvoll in der Bereitstellung, verlangt keine Festlegung auf einen langen Zeitraum wie die Sekundärregelung (sechs Monate) und kann auch von außerhalb der Regelzone leichter bereitgestellt werden.

Die Entgelterhöhung zum 1.5.2001 lässt sich noch als überzogen, aber in der Tendenz nachvollziehbar beschreiben, wo hingegen die zum 1.2.2003 überhaupt nicht mehr erklärt werden kann. Zu berücksichtigen ist des weiteren, dass sich die Skalierung auf eine **minimale** Abschätzung der angeblichen früheren Kosten bezieht. Legte man z. B. die rosa Säule (AE RWE VVII) zu Grunde, würden der Kostenrückgang von 1.2001 bis 2.2002 die später wieder gestiegenen Beschaffungskosten bei weitem ausgleichen, eine Erhöhung der NNE mit Verweis auf gestiegene Beschaffungskosten wäre dann völlig absurd.

6 Kartellrechtliche Bewertung der Netznutzungsentgelte hinsichtlich Regelernergie

Unter Zugrundelegung der Ergebnisse der vorstehenden energiewirtschaftlichen Analyse verstößt die Preisgestaltung der RWE Net AG hinsichtlich der als Teil der Systemdienstleistungen im Rahmen der Netznutzung berechneten Regelernergie gegen gesetzliche Verbote des Kartellrechts.

6.1 Bestimmung der relevanten Märkte

Die sachlich relevanten Märkte sind vorliegend die Märkte des Angebots von Netzdiensten im Höchstspannungsnetz und im Hochspannungsnetz.

Denn zu den Leistungen, die der Netzbetreiber beim Angebot von Netzdiensten 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.“⁵⁴

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 dieser Stellungnahme zunächst offen bleiben.

Jedenfalls bilden die im Rahmen der Netznutzung zu erbringenden Systemdienstleistungen, anders als beispielsweise netzbezogene Mess- und Verrechnungsleistungen⁵⁵, keinen eigenen Markt. 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 mitbestimmt.

In räumlicher Hinsicht werden die relevanten Märkte gebildet durch das jeweilige Netz der RWE Net AG.

54 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.1.3.

55 Hierzu: Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 17.02.2003, Az. B11-20/02, S. 15 ff.

Ein vorgelagerter Markt der Märkte von Netzdiensten im Höchstspannungsnetz und im Hochspannungsnetz ist der Markt für die Bereitstellung von Regelenergie. Auf jenem Markt stehen sich der Übertragungsnetzbetreiber und Kraftwerksbetreiber gegenüber. Auch auf jenem Markt herrschen wettbewerblich bedenkliche Strukturen. Die Situation im Sommer 2000 hat das Bundeskartellamt wie folgt analysiert:

„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.“⁵⁶

Wie in Kapitel 4 ausführlich dargelegt, ist eine stufenweise Umsetzung der Kartellamtsauflagen erfolgt; dies allerdings nur teilweise. Das konstatierte Versagen des, kartellbehördlicherseits auferlegten, Ausschreibungsmarktes und die diesbezüglichen Marktzutrittsschranken münden in der (seit 2000 fortbestehenden) kartellrechtlichen Bewertung des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers und seiner Kraftwerksschwesterunternehmen als Monopolisten bzw. jedenfalls marktbeherrschende Unternehmen auf dem Markt der Bereitstellung von Regelenergie.

Die vom Übertragungsnetzbetreiber auf jenem Markt eingekaufte Regelung durch Kraftwerke ist eines der Vorprodukte, auf deren Grundlage der Übertragungsnetzbetreiber seine Netzdienste anbieten kann. Die vorliegende Stellungnahme befasst sich aber primär mit möglichen Missbräuchen auf dem Markt für Netzdienste, weil zum einen die SWL von diesem unmittelbar betroffen sind und zum anderen dort die überwiegend konzerninternen Austauschbeziehungen wirksam werden. Diese sind ohnehin als konzernintern möglicherweise kartellrechtlich irrelevant.

6.2 Monopol der RWE Net AG (§ 19 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 Alt. 1 GWB) beim Angebot der Netznutzung ihres Übertragungsnetzes

Die RWE Net AG ist auf beiden relevanten Märkten Monopolist, so dass für sie die besonderen den marktbeherrschenden Unternehmen auferlegten gesetzlichen Verbote gelten.

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

Der jeweilige Netzbetreiber genießt auf dem Markt der Bereitstellung von Netzdiensten aller Regel ein natürliches Monopol. 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.“⁵⁷

Auch und gerade die RWE Net AG genießt in dem Netzgebiet ihres Übertragungsnetzes ein natürliches Monopol. Konkurrierende Übertragungsnetze gibt es nicht.

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

„Sachlich relevanter Markt ist dabei die Bereitstellung von Netzdurchleitungsdienstleistungen durch den Netzbetreiber.“⁵⁸

6.3 Die SWL als Nachfrager der Netznutzung

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

6.3.1 Der nachgelagerte Netzbetreiber als Nachfrager

Nach dem Preiswälzungs-Mechanismus 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.“⁵⁹

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

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

58 Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19.04.2001, S. 8, m.w.N. Die Bezeichnung *Netzdurchleitungsdienstleistung* entspricht nur eingeschränkt dem Verständnis der VV II plus und wurde im vorliegenden Text durch den Begriff *Netzdienst* vereinfacht.

59 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*“⁶⁰. Der Betreiber des nachgelagerten Netzes wiederum erhält eben diese „*Kosten vorgelagerter Netze ... weitergewälzt*“⁶¹ 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*“⁶². Demgemäß behandelt die Praxis der RWE Net AG 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 Netzdienste 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.“*⁶³

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.

Dem entspricht auch die tatsächliche Abrechnung. Die RWE Net AG berechnet die Netznutzungsentgelte für ihr Übertragungsnetz an die Stadtwerke Lippstadt GmbH.

60 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.2.1.

61 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.3.1.

62 VV II plus vom 13.12.2001, Ziff. 2.3.1.

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

Nach alledem ist der Betreiber des nachgelagerten Netzes Nachfrager der Netzdienste des Betreibers des vorgelagerten Netzes. Mithin sind die SWL Nachfrager der von der RWE Net AG angebotenen Netzdienste, einschließlich Primär- und Sekundärregelung.

6.3.2 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*⁶⁴. 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 Marktplatz-Modell der VV II und der VV II plus der Sache nach ebenso vor.

Die SWL beziehen über das Übertragungsnetz der RWE Net AG Strom, den die SWL an ihre Endkunden in ihrem örtlichen Verteilnetz liefert. In dieser Funktion sind die SWL i.S.d. § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB Netznutzer des Übertragungsnetzes der RWE Net AG.

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

Als marktbeherrschendem Anbieter ist es der RWE Net AG 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 RWE Net AG darf vom wettbewerbsanalogen Preisverhalten nicht abweichen.

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass die RWE Net AG hinsichtlich der Entgeltbestandteile für Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve durch ein Bündel von Maßnahmen zu Entgelten gelangt, die bei weitem nicht mehr wettbewerbsanalog sind.

Um dem Preisverhalten der RWE Net AG auf die Spur zu kommen, sind räumliche Vergleichsmarktbetrachtung, zeitliche Vergleichsmarktbetrachtung und Kostenkontrolle (Kosten der elektrizitätswirtschaftlich effizienten Leistungsbereitstellung) nebeneinander erforderlich.

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

6.4.1 Nichtweitergabe der Vorteile des Ausschreibungsverfahrens

Es ist nach der vorstehenden Analyse davon auszugehen, dass die Einführung des Ausschreibungsverfahrens zum 01.02.2001 der RWE Net AG eine erhebliche Kostenersparnis gebracht hat.

Geht man – als Arbeitshypothese und zugunsten der RWE Net AG – davon aus, dass das Netznutzungsentgelt der RWE bis einschließlich Januar 2001 noch nicht missbräuchlich überhöht war, so hätte die ab 01.02.2001 erzielte Kostenersparnis zu einem Absenken der Netznutzungsentgelte führen müssen. Unter Wettbewerbsbedingungen hätte RWE diese im Netzbetrieb erzielten Ersparnisse über eine Absenkung der Netznutzungsentgelte weitergeben müssen.

6.4.2 Jedenfalls zeitweise Doppelbelastung der Kosten für Sekundärregelung und Minutenreserve

Die vorstehende Analyse legt die Befürchtung nahe, dass im Zeitraum Februar 2001 bis mindestens ca. Juli 2001 die Kosten der Sekundärregelung und Minutenreserve von RWE teilweise doppelt belastet wurden. Denn zum einen wurden die Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelung und Minutenreserve außerhalb des Toleranzbandes nach Angaben der RWE über die Ausgleichsenergie gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet, zum anderen muss davon ausgegangen werden, dass jedenfalls der Leistungspreis für Sekundärregelung und Minutenreserve zugleich wie noch heute über die Netznutzungsentgelte umgelegt wurde. Das lässt darauf schließen, dass RWE den Leistungspreis für Sekundärregelung und Minutenreserve doppelt belastet hat, einmal über die Ausgleichsenergie und ein zweites mal über die Netznutzung.

Inwieweit eine solche Doppelbelastung noch heute fortgesetzt wird, ist derzeit nicht ersichtlich. Jedenfalls wird dieser Vorgang restlos aufgeklärt werden müssen, um eine fortdauernde Doppelbelastung von Kosten durch RWE auszuschließen.

6.4.3 Kein Nachweis für steigenden 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 kein Beleg dafür erkennbar, dass der *Bedarf* an Regelenergie gestiegen sei.

Geht man – wiederum als Arbeitshypothese und zugunsten der RWE – davon aus, dass die von August 2001 bis Januar 2002 bestellte Regelung erforderlich war, so 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.

6.4.4 Übermäßige Bestellung von Sekundärregelung anstelle von Minutenreserve

Es ist nach der vorstehenden Analyse davon auszugehen, dass die RWE Net AG mehr Sekundärregelung bestellt, als dies gerechtfertigt ist. Auffällig ist, dass 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 RWE – davon aus, dass die von August 2001 bis Januar 2002 bestellte Sekundärregelung erforderlich war, so ist jedenfalls für einen erhöhten Bedarf an Sekundärregelung, der nicht durch Minutenreserve gedeckt werden könnte, nichts ersichtlich. Somit kann allenfalls Sekundärregelung in dem von August 2001 bis Januar 2002 bestellten Ausmaß für die folgenden Perioden und für die absehbare Zukunft als Kostenbestandteil anerkannt werden. Die zeitliche Vergleichsmarktbeurteilung zeigt mithin, dass die Erhöhungen der NNE zum 01.05.2002 und 01.02.2003 nicht durch einen erhöhten Bedarf an Sekundärregelung gerechtfertigt werden können.

Zwar äußert sich die Kommentarliteratur skeptisch zum Nutzen einer zeitlichen Vergleichsmarktbeurteilung⁶⁵. In der Praxis des Bundeskartellamtes stellt die zeitliche Vergleichsmarktbeurteilung 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.“⁶⁶

Eben diese Situation ist vorliegend gegeben.

Der RWE-Konzern hat auch ein natürliches Interesse daran, die Bestellung von Sekundärregelung möglichst gegenüber der Minutenreserve auszuweiten, da der von RWE-

65 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.

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

Kraftwerksunternehmen beherrschte Markt der Bereitstellung von Sekundärregelleistung durch Kraftwerksbetreiber in der RWE-Regelzone noch weniger funktioniert als der Markt der Bereitstellung von Minutenreserve. Dies ermöglicht es dem RWE-Konzern, das Volumen zielsicher zugunsten der RWE-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.

6.4.5 Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten wegen überhöhter Gebote durch Konzernunternehmen im Ausschreibungsverfahren

Die vorstehende Analyse hat gezeigt, dass von überhöhten Gebotsforderungen der Konzernunternehmen der RWE AG 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. Insbesondere der Anstieg des Leistungspreises bei der Sekundärregelung ist auffällig.

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 der RWE Net AG als solche relevant sei. Diese Auffassung würde letztlich zu dem absurden Ergebnis führen, die RWE Net AG als *Opfer* ausbeuterischer Preise zu sehen.

Denn die Leistungsbeziehungen zwischen der RWE Net AG und den ebenfalls zum RWE-Konzern gehörenden Anbietern von Regelenergie sind als rein konzerninterne Beziehungen als solche kartellrechtlich irrelevant. Auch der Ausbeutungsmissbrauch des § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB verlangt die Ausbeutung eines anderen; die Konzernunternehmen der RWE sind hingegen als einheitliches Unternehmen im Sinne des Kartellrechts (§ 36 Abs. 2 S. 1 GWB) anzusehen. Der Umstand, dass die Leistungsbeziehung aufgrund eines von der RWE Net AG 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 RWE Net AG sich die von ihren Konzern-Schwesterunternehmen geforderten überhöhten Preise, wenn sie diese wie vorliegend der Fall weitergibt, selber als eigenes nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten gegenüber ihren Abnehmern zurechnen lassen muss.

Die RWE Net AG hat in einem Schreiben an die SWL 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.“⁶⁷

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.

6.4.6 Nicht wettbewerbsanaloges Preisverhalten durch Trennung der Regelzonen

Unter Wettbewerbsbedingungen würde ein Übertragungsnetzbetreiber solche energietechnischen Maßnahmen ergreifen, die zu einer möglichst effizienten Leistungsbereitstellung führen 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. 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 der 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, so 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.

67 Schreiben der RWE Net AG an die SWL vom 12.07.2002.

6.4.7 Noch zu bewerten: Kostenaufteilung für Minutenreserve

Es ist auffällig, dass die RWE Net AG die Kosten der Minutenreserve nur zum Teil, nämlich mit dem Arbeitspreis, über die Bereitstellung von Ausgleichsenergie an die Bilanzkreisverantwortlichen weitergibt. Den Leistungspreis der Minutenreserve nämlich belastet die RWE Net AG über die Netznutzungsentgelte den Netznutzern.

Eine kartellrechtliche Bewertung dieser Vorgehensweise erfolgt im Rahmen dieser Stellungnahme zunächst nicht.

6.4.8 Fehlende sachliche Rechtfertigung

Nach der Verwaltungspraxis des Bundeskartellamtes kommt bei § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB eine sachliche Rechtfertigung nicht in Betracht⁶⁸. Abgesehen davon ist für die dargestellten Abweichungen vom wettbewerbsanalogen Preisverhalten auch keine sachliche Rechtfertigung ersichtlich. Insbesondere rechtfertigen die der RWE in dem Freigabebeschluss RWE/VEW erteilte Auflagen⁶⁹ nicht das Fordern nicht wettbewerbsanaloger Preise.

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 schaffen⁷⁰. Dieses Ziel ist ganz offenbar, anders vom Bundeskartellamt in großem Optimismus prognostiziert, nicht eingetreten.

Eine weitere Auflage gebietet es der RWE, die *Preisstellung* bei der Abrechnung der Primär- und Sekundärregelung „so umzustellen, dass die Preisstellung den Ausschreibungsergebnissen entspricht, und dies in geeigneter Form zu veröffentlichen.“⁷¹

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

68 Siehe zuletzt: Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 14.02.2003, Az. B11-45/01, S. 30; Bundeskartellamt, 11. Beschlussabteilung, Beschl. vom 17.02.2003, Az. B11-20/02, S. 26.

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

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

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

übrigens auch von der VV II plus verlangt („Der Entgeltanteil für die einzelnen Systemdienstleistungen wird separat ausgewiesen“⁷²). 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 Bundeskartellamtes 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.

6.5 Unangemessenes Entgelt für den Netzzugang (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB)

Es ist von Lutz⁷³ 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.

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

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

Da vorstehend bereits ein Verstoß der RWE Net AG 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.

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

Schließlich liegt in der Preisgestaltung der RWE Net AG 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).

6.6.1 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 Mitgliedsstaates 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 regionale Behörde der Regulierung durch nationales Kartellrecht zu überlassen, kaum eine Rolle spielt.

Der von der RWE Net AG als Übertragungsnetzbetreiber beherrschte Markt entspricht räumlich der Ausbreitung ihres Übertragungsnetzes. Selbst bei einer Auslegung des Art. 82 EGV, die deutlich enger wäre als die derzeitige Praxis, müsste das Übertragungsnetz der RWE Net AG bereits wegen seiner räumliche Ausdehnung als wesentlicher Teil des gemeinsamen Marktes gewertet werden.

6.6.2 Erzwingung unangemessener Verkaufspreise

Die Netznutzungsentgelte der RWE Net AG stellen „Verkaufspreise“ im Sinne des Art. 82 Satz 2 Buchst. a EGV dar. Es handelt sich um die Preise, zu denen die RWE Net AG ihre Leistung der Erbringung von Netzdiensten verkauft.

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) herstellen⁷⁴. Die Unangemessenheit ist mithin mit den oben genannten Gründen zu bejahen.

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

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.

6.6.3 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. Auszulegen ist diese Voraussetzung des Art. 82 EGV nach ihrem Zweck, nationale oder regionale Marktabschottungen zugunsten 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 Markt der Bereitstellung von Netzdiensten auf Märkte der Belieferung mit Elektrizität.

7 Zusammenfassung

- (1) Die Stadtwerke Lippstadt sind von der Erhöhung der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG erheblich betroffen. Allein durch die letzten beiden Erhöhungen (01.05.2002 und 01.02.2003) entstehen Mehrkosten von ca. 360.000 €/a. [siehe Kap. 1.1]
- (2) Um Stromhandel unter Nutzung des Verbundnetzes zu ermöglichen, ist die Bereitstellung von sog. „Ausgleichsenergie“ durch den Übertragungsnetzbetreiber (im natürlichen Monopol) erforderlich. Dieser deckt seinen Bedarf durch sog. „Regelenergie“, die RWE Net seit Februar 2001 in einem dreigeteilten Verfahren (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve) am Markt beschafft und als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung stellt. [siehe Kap. 1.3 bis 1.7]
- (3) Die Preisbildung für diese Ausgleichsenergie hat sich mit dem Februar 2001 geändert. Im alten System konnten Mehrmengen durch Mindermengen teilweise bilanziell ausgeglichen werden, es gab unterschiedliche Arbeitspreise für die darüber hinaus anfallenden Mehr- und Mindermengen und einen Leistungspreis für Mehrbezug. Im neuen System wird die Ausgleichsenergie mit einem Arbeitspreis abgerechnet, der sich im Nachhinein aus den Ausschreibungen für Regelenergie ergeben soll. Die Details des

Ausschreibungsverfahren, die Bildung und die Veröffentlichung der Preise stehen aber in der Kritik. [siehe Kap. 1.8]

- (4) Der in §§ 5 f. EnWG angelegte „verhandelte Netzzugang“ bedeutet, dass Netznutzer und Netzbetreiber die Bereitstellung des Netzes sowie die Netzdienste (Leistung) und die diesbezüglichen Netznutzungsentgelte (Gegenleistung) vertraglich vereinbaren. Die Bemessung der Höhe der Netznutzungsentgelte unterliegt der Überprüfung durch das energiewirtschaftlich in § 6 Abs. 1 EnWG normierte „interne Diskriminierungsverbot“. Flankiert wird dies durch kartellrechtliche Missbrauchskontrolle gem. § 19 GWB (insbesondere den Ausbeutungsmisbrauch gem. § 19 Abs. 4 Nr. 2 GWB) und das Verbot unangemessener Netznutzungsentgelte (§ 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB). [siehe Kap. 1.9]
- (5) Die RWE Net AG hat die Netznutzungsentgelte in den vergangenen zwei Jahren mehrfach erhöht; die letzten beiden Erhöhungen (1.5.2002 und 1.2.2003) wurden mit gestiegenen Kosten für die Regelenergiebeschaffung begründet. [siehe Kap. 1.10]
- (6) Im Vergleich der Regelenergiepreise in der Regelzone RWE mit Preisen aus der Vergangenheit und Preisen aus anderen Regelzonen sind die der RWE tendenziell höher und stärker steigend als die der Vergleichsgebiete. Diese steigende Tendenz kann nicht nachvollzogen werden, ebenso wenig die Verteilung der Preise auf die drei Regelenergiearten und deren Entwicklung. [siehe Kap. 2]
- (7) Die Beschaffung von Regelenergie in einem Ausschreibungsverfahren und die Bildung eines Kostenpreises hieraus für die Ausgleichsenergie folgt aus den Auflagen des BKartA zur Fusion RWE/VEW. Diese Auflagen sind, insbesondere was die Pflicht zur Veröffentlichung betrifft, nur sehr unzureichend umgesetzt worden. Die Ausschreibungen stellen (noch) keinen funktionierenden Beschaffungsmarkt dar. Grund hierfür sind verschiedene Restriktionen der vergebenden Monopolisten (der Übertragungsnetzbetreiber). [siehe Kap. 3.1 – 3.2]
- (8) Die Preisanstiege auf dem Regelenergiemarkt werden von den Übertragungsnetzbetreibern mit vier Hauptargumenten begründet. Diese lauten in Kurzform: „Die Neuen Händler beherrschen die Prognose (noch) nicht“; „Kraftwerkskapazitäten wurden stillgelegt“; „Die zunehmenden Windenergieeinspeisungen machen erhöhte Ausgaben notwendig“ und „Zocker' versuchen auf die Preisentwicklung der Ausgleichsenergie zu spekulieren“ Diese Argumente erklären die hohen Kosten jedoch nicht bzw. allenfalls zu einem kleinen Teil. [siehe Kap. 3.3]
- (9) Die tatsächlichen Gründe für zu hohe Kosten und Preissteigerungen für Regelenergie sind an anderer Stelle zu suchen. Sie liegen insbesondere in zu hohem Abwicklungs- und Transaktionsaufwand für potenzielle Bieter, einem zu hohen Risiko für diese, der Intransparenz des Vergabeverfahrens, zu langen Ausschreibungsperioden, vornehmlich aber in der Aufteilung des Marktes in vier Regelzonen und dem erschwerten Zugang von außerhalb. Weitere Gründe sind: Überholte technische Regelwerke, fehlende

Rahmenvereinbarungen zwischen den ÜNB; fehlender Anreiz zur kostengünstigen Beschaffung und mangelnde Transparenz des Verfahrens. Die steigenden Preise für Regelenergie kommen den Kraftwerksschwestern der RWE Net AG zu Gute. [siehe Kap. 3.4]

- (10) Die Kosten der Regelenergiebeschaffung machen einen spürbaren Anteil der Netznutzungsentgelte aus. Die Zuordnung dieser Kosten zu Netznutzung und Ausgleichsenergie ist nicht immer eindeutig bestimmt gewesen und hat sich mehrfach verändert. Es besteht der Verdacht einer zeitweiligen Mehrfachabrechnung der Kosten den Netznutzern gegenüber. [siehe Kap. 4]
- (11) Die öffentlich zugängliche Datenbasis zur Plausibilisierung der RWE-Angaben ist unzureichend, z.T. auch lückenhaft und/oder widersprüchlich. [siehe Kap. 5] Die Mengenangaben der Regel- und Ausgleichsenergie weisen Unplausibilitäten auf, die sich auch aus verschiedenen, naheliegenden Vermutungen (etwa EEG-Bilanzkreis, Saldierungsfehler etc.) nicht erklären lassen. Die behauptete Vergrößerung des Beschaffungssaldo lässt sich aus den Veröffentlichungen nicht ableiten. Die Verlagerung der Regelung vom Bereich der Minutenreserve in die Sekundärregelung ist nicht durch marktwirtschaftliche Überlegungen zur Kostensenkung zu begründen und somit ineffizient. [siehe Kap. 5.2 bis 5.6]
- (12) Auch vor Beginn des Ausschreibungsverfahrens ist Regelenergie beschafft worden; die Kosten hierfür wurden ebenfalls weitergegeben. Die Abschätzung der Preise für Regelenergie für den Zeitraum vor dem Beginn des Ausschreibungsverfahrens führt zu weitaus höheren Kosten und zeigt somit drastische Einsparungen für RWE Net durch die Einführung des Ausschreibungsverfahrens auf. Diese wurde nicht an die Netznutzer weitergegeben. [siehe Kap. 5.7]
- (13) Die Preisgestaltung der RWE Net AG verstößt hinsichtlich der als Teil der Systemdienstleistungen im Rahmen der Netznutzung berechneten Regelenergie gegen gesetzliche Verbote des deutschen und europäischen Kartellrechts.
- (14) Unter Wettbewerbsbedingungen würde ein Übertragungsnetzbetreiber solche energiewirtschaftlichen Maßnahmen ergreifen, die zu einer möglichst effizienten Leistungsbereitstellung führen würden. Ein Umstand, der offensichtlich zu Ineffizienzen führt, ist die Trennung des Übertragungsnetzes in Deutschland in verschiedene Regelzonen. Unter Wettbewerbsbedingungen würden die vier Übertragungsnetzbetreiber daher eine nationale Regelzone anstreben.
- (15) Wenn die Verbundunternehmen schon zur Bildung einer solchen Regelzone nicht bereit sind, so ist es ihnen durch § 19 Abs. 4 Nr. 2 und Nr. 4 GWB sowie Art. 82 Satz 2 a) EGV 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. [siehe Kap. 6]