

## **bne-Stellungnahme zur**

# **Konsultation einer Änderung der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (BK7-11-044)**

Der Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas (im Folgenden: „Bericht“), den die Bundesnetzagentur am 1. April dieses Jahres dem Bundeswirtschaftsministerium vorgelegt hat, enthält unseres Erachtens einige Vorschläge zur Weiterentwicklung der Gasbilanzierung, die geeignet sind, die beiden Hauptprobleme des Systems zu adressieren: Ein Mangel an Transparenz und der zu hohe Regelenergiebedarf.

In den folgenden Abschnitten beziehen wir Position und machen Ausgestaltungsvorschläge zu den Maßnahmen, die im Rahmen des o.g. Festlegungsverfahrens konsultiert werden. An dieser Stelle ein kurzer Überblick:

1. Die Bundesnetzagentur sollte von ihrem Recht Gebrauch machen, die Toleranzmenge für RLM-Kunden auf Null Prozent herabzusetzen. Unseres Erachtens spricht angesichts der schlechten D+1-Daten wenig für diese Toleranz und viel dagegen. Insbesondere wirkt diese weitere Flexibilität dem zentralen Ziel der Reduktion des Regelenergieenergiebedarfs, den damit verbundenen Kosten und somit einer sinkenden Regelenergieumlage entgegen.
2. Die Ausweitung der Regelenergieumlage auf die Fallgruppen RLMoT und RLMNEV begrüßen wir, da aufgrund der angestrebten Differenzierung der Regelenergieumlagesätze auf diese Weise sowohl Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit als auch der Anreizwirkung gewahrt werden können. Der jüngste Negativtrend, dass die über die Regelenergieumlage umgelegten Kosten zunehmend von stark schrumpfenden Kundengruppen getragen wird, kann so gestoppt werden.
3. Die Ausweitung der Regelenergieumlagepflicht auf Exit-Mengen an Speichern, Marktgebiets- und Grenzübergangsstellen lehnen wir strikt ab, da dadurch die Liquidität des Gashandels und der Regelenergiemärkte gemindert wird und Doppel- und sogar Mehrfachbelastungen für bestimmte Lieferungen entstehen.
4. Wir befürworten die Einführung differenzierter Regelenergieumlagesätze für verschiedene Fallgruppen. Wir schlagen ein System vor, das einen fairen Beitrag aller Fallgruppen ebenso

gewährleistet wie eine effiziente Bereitstellung systemstützender Flexibilitätsdienstleistungen seitens der Bilanzkreisverantwortlichen.

5. Wir befürworten die Einführung neuer Veröffentlichungspflichten für Marktgebietsverantwortliche und Netzbetreiber. Transparenz ist im Bereich der Gasbilanzierung von erheblicher Bedeutung, da Prozesse und Verantwortung für diese Prozesse in den Händen des Monopolsektors Netz liegen. Gleichzeitig haben diverse Arbitragemöglichkeiten und die Ausnutzung marktbeherrschender Stellungen im Regelenergiemarkt das Vertrauen in das System beschädigt. Mehr Transparenz kann dieses Vertrauen wieder herstellen. Insbesondere mit Blick auf die bisherigen Erfahrungen ist neben der Einführung von neuen Veröffentlichungspflichten die Durchsetzung der Vorgaben fast noch wichtiger: Die Einhaltung solcher Pflichten ist zu überwachen, mit Sanktionsmöglichkeiten zu bewehren und Verdachtsfällen von Nichtbeachtung unverzüglich nachzugehen. Gegenwärtig ist dies nicht gewährleistet.

6. Die Absenkung des Faktors für negative Ausgleichsenergie von 0,9 auf 0,8 lehnen wir ab, da sie eher kosmetisch als systematisch wirkt. Wir schlagen eine systematische Überarbeitung der Bepreisung von Ausgleichsenergie vor, die darauf zielt, auch bei zukünftigen Preisschwankungen Arbitragemöglichkeiten zu verhindern, ohne dass ad hoc Faktoren angepasst werden müssen.

7. Wir möchten, auch wenn dies nicht Gegenstand des vorliegenden Festlegungsverfahrens ist, darauf hinweisen, dass wir die geplante Einführung der monatlichen Netzkontenabrechnung für eine Maßnahme von essentieller Bedeutung halten, um das Gasbilanzierungssystem unter Aspekten der Verursachungsgerechtigkeit und der Anreizwirkung weiter zu verbessern. Wir hoffen auf geeignete und wirksame Regeln im Hinblick auf eine konsequente Umsetzung dieser Maßnahme.

### **1. Klarstellende Änderungsfestlegung zur rechtssicheren Einführung der in § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV vorgegebenen Toleranzmenge in Höhe von fünf Prozent der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen**

Die Gasnetzzugangsverordnung eröffnet der Bundesnetzagentur mit § 50 Nr. 9 die Möglichkeit, die 5%-Toleranzmenge der an Letztverbraucher ohne Standardlastprofil und ohne Nominierungsersatzverfahren gelieferten Mengen den Bedürfnissen des Marktes entsprechend

zu bemessen. Aus Sicht des bne sollte die rechtssichere Einführung dieser Toleranz darin bestehen, dass die BNetzA von ihrem Recht Gebrauch macht und die Toleranzmenge auf Null Prozent festlegt. Dafür sprechen folgende Gründe:

a) Die zusätzliche Flexibilität schwächt das Anreizsystem von GABi Gas

Toleranzmengen sind unter Anreizgesichtspunkten problematisch. Sie bewirken geringere Bilanzierungsdisziplin und ermöglichen sogar die missbräuchliche Optimierung einzelner Marktteilnehmer gegen diese Toleranzmengen. Beides erhöht den Regelennergiebedarf. Da die Reduktion des Regelennergiebedarfs erklärtes Ziel der Bundesnetzagentur ist, wäre die Einführung einer Toleranzmenge klarerweise kontraproduktiv.

b) Toleranzmengenermittlung mit fehlerhaften Allokationsdaten erhöht Bilanzierungsrisiken

Die am Tag nach der Belieferung (D+1) übermittelten RLM-Allokationsdaten weisen gegenüber den M+29- (zukünftig M+14-) Werten gegenwärtig immer wieder erhebliche Fehler auf. Vergleiche der D+1- mit den M+29-Daten ergeben nicht selten Abweichungen, die das 5%-Toleranzband deutlich überdecken. Für das Bilanzierungssystem waren diese Fehler bisher ohne Bedeutung, da heute die korrigierten endgültigen Werte (M+14) für die Bilanzkreisabrechnung relevant sind. Dies würde sich mit der Einführung der Toleranz ändern, da hier vorgesehen ist, dass die Toleranzmengen nachträglich nicht geändert werden können.<sup>1</sup> Die Messfehler schlagen also auf die Bilanzkreisabrechnung durch und setzen die Bilanzkreisverantwortlichen erheblichen Risiken (Mengenrisiko aus kurzfristiger Korrektur der Gasbeschaffung, Preisrisiko bei Mengenausgleich in der Mehr- und Mindermengenabrechnung) aus.

Dies gilt insbesondere in dem Fall, in dem stark abweichende Messfehler vorkommen (beispielsweise im Fall verrutschter Dezimalstellen („1.000-Fehler“)). Möglichkeiten, diese Fehler über das Clearingverfahren zu korrigieren, gibt es im RLM-Bereich nicht. Laut dem aktuellen Entwurf der KoV IV, § 44 Abs. 1 S.1 ff. kann ein Clearing lediglich für die M+14-RLM-Allokationsdaten durchgeführt werden. Zu diesem Zeitpunkt ist der Schaden aus den 5%-Toleranzmengen auf der Grundlage fehlerhafter Daten längst eingetreten. Dem BKV verbleibt lediglich die Möglichkeit einer informellen und für den Netzbetreiber freiwilligen sofortigen Korrektur der D+1-RLM-Allokationsdaten und der auf dieser Basis ermittelten 5%-Toleranz in einem sehr kleinen Zeitfenster zwischen 13:00 und 16:30 Uhr am Tag D+1. Dies ist bei wei-

---

<sup>1</sup> Zur Ausgestaltung vgl. den Entwurf des Leitfadens zu Geschäftsprozessen des Bilanzkreismanagement Gas, den die Verhandlungsdelegation der Kooperationsvereinbarung IV (KoV IV) vorgelegt hat.

tem nicht ausreichend, um diese Risiken zu beseitigen. Wir weisen darauf hin, dass den Bilanzkreisverantwortlichen aus diesen Gründen Schadensersatzsprüche gegenüber den Ausspeisenetzbetreibern erwachsen können.

Mit der 5%-Toleranz wird ein äußerst kompliziertes Instrument geschaffen. Gleichzeitig werden Fehler von einem Tag auf den nächsten Tag übertragen, ohne dass eine Möglichkeit gegeben ist, die in den Prozessen auftretenden Fehler nachträglich noch zu korrigieren. Wenn aber Fehler in erheblichem Umfang auftreten, darf ein nicht-korrigierbarer Prozess, der auf diesen fehlerhaften Daten aufsetzt, nicht eingeführt werden.

Die aufgrund von Messfehlern übertragenen Toleranzmengen werden darüber hinaus zu einem weiteren Anstieg des Regelenenergiebedarfs führen. Die gerade vorgebrachten Argumente werden bei einer deutlichen Verbesserung der Qualität der D+1-Daten weitgehend entkräftet. Auch deshalb muss auf eine Verbesserung der D+1-Daten hingewirkt werden.

c) BKVs bezahlen die Toleranzmenge mit zusätzlicher Komplexität und großem Aufwand

Die Einführung der Toleranz verkompliziert außerdem die Bilanzkreisabrechnung seitens der Marktgebietsverantwortlichen und erschwert sowohl deren Nachvollziehbarkeit als auch die operative Abwicklung des Tagesgeschäfts der Bilanzkreisverantwortlichen. Letztere kommt vor allem dadurch zustande, dass die Beschaffung immer wieder kurzfristig an auf Fehlern basierende Übertragungsmengen angepasst werden muss. Diese Nachteile wirken kostentreibend, belasten kleine Portfolien überproportional und stellen Markteintrittsbarrieren dar.

d) Zusätzliche Toleranz läuft europäischer Bilanzierungs-Rahmenleitlinie zuwider

Schließlich bezweifeln wir, dass die 5%-Toleranz im Rahmen der europäischen Harmonisierungsvorhaben Bestand haben wird, weder im Zielmodell, noch in den Zwischenschritten („interim steps“) auf dem Weg dahin, da Toleranzen dort lediglich gewährt werden sollen, wenn Märkte illiquide sind oder um Neuen Anbietern den Markteintritt zu erleichtern. Auf beides kann man sich nicht berufen, wenn man für RLM-Kunden eine 5%-Toleranz einführt. Das Instrument müsste also möglicherweise aus europarechtlichen Gründen schon bald wieder abgeschafft werden.

Aus unserer Sicht ist aus den genannten Gründen die rechtlich explizit vorgesehene Absenkung der Toleranz auf Null Prozent geboten. Die Gesamtbilanz der Einführung dieser Toleranzmenge ist ganz klar negativ: Der kleine Nutzen der Toleranzmenge steht im Schatten der

zahlreichen negativen Effekte dieses Instruments. Im Sinne klarer, effektiver Regeln und einem kostenminimalen Bilanzierungssystem sehen wir das Ergreifen der Festlegungsbefugnis zur Absenkung der Toleranzmenge durch die Bundesnetzagentur als zwingend logischen Schritt.

## **2. Ausweitung der an der Ausgleichs- und Regelenenergieumlage beteiligten Kundengruppen auf die Kundengruppen RLM-Entnahmestellen ohne Tagesband und RLM-Entnahmestellen mit Nominierungsersatzverfahren**

Sollte es – bedauerlicherweise – zu der Einführung der 5%-Toleranz auch für die an RLMoT-Kunden gelieferten Mengen kommen, halten wir die Ausweitung der Regelenenergieumlage auf diese Kundengruppe für klarerweise geboten, da diese Kundengruppe dann mehr Regelenenergie verursachen wird (größere Flexibilität erhöht den Regelenenergiebedarf).

Auch in dem von uns bevorzugten Fall der Herabsetzung der Toleranz auf 0% halten wir eine Einbeziehung der RLMoT-Belieferungen in die Regelenenergiepflicht für geboten. Die gestiegene Regelenenergieumlage hat in Verbindung mit der Regelenenergieumlagebefreiung von RLMoT-Mengen dazu geführt, dass diese Fallgruppe immer attraktiver wurde, sodass die Umlage auf immer weniger Mengen umgelegt wurde. Dies trug zu einer weiter steigenden Umlage bei, ohne dass es zu einer Senkung der Gesamtkosten für die Regelenenergiebeschaffung gekommen wäre.

Die erwogene Differenzierung der Umlagesätze eröffnet die Möglichkeit, trotz der Einbeziehung der Lieferungen an RLMoT-Kunden in die Regelenenergieumlagepflicht die Attraktivität dieser Fallgruppen zu erhalten, sodass ihr erwünschter netzstabilisierender Effekt gerade bei der flexiblen Belieferung von Anlagen mit hohem und volatilen Verbrauch erhalten bleibt.

Auch Mengen, die über das Nominierungsersatzverfahren an Endkunden geliefert werden, sollten regelenenergieumlagepflichtig sein, da auch sie direkt (aufgrund der begrenzten Fließgeschwindigkeit von Gas) und indirekt (aufgrund des Entzugs flexibler, potentiell Regelenenergie liefernder Quellen) zur Erhöhung der Regelenenergiekosten beitragen.

Zu den Umlagehöhen für die verschiedenen Fallgruppen vgl. Abschnitt 4.

### **3. Ausweitung der Ausgleichs- und Regelenergieumlage auf Marktgebietsübergangs-Exit-, Grenzübergangs-Exit- und Speicher-Exit-Punkte**

Die Ausweitung der Regelenergieumlage auf Marktgebietsübergangs-Exit-, Grenzübergangs-Exit- und Speicher-Exit-Punkte lehnen wir strikt ab. Die Ausweitung würde die Regelenergieumlage lediglich rechnerisch (pro Kilowattstunde) senken. Gleichzeitig führt die Belastung dieser Menge zur Mehrfachbelastung von Kunden.

Hinzu kommt, dass diese Regelung Anreize setzt, die auf weniger Austausch zwischen Marktgebieten und dem In- und Ausland sorgen. Ökonomisch wirkt sie wie die Einführung von Exportzöllen an den innerdeutschen und den internationalen Grenzen der Marktgebiete. Auch die Bereitstellung von Regelenergie aus Speichern wird unattraktiver, da der Anreiz, selbst gut zu strukturieren und ausgeglichen einzuspeisen, sinkt. Da schließlich insbesondere Neue Anbieter auf Flexibilitäten aus Speichern und Transporten angewiesen sind, ist die Belastung o.g. Exit-Mengen mit der Regelenergieumlage aus Wettbewerbssicht abzulehnen.

Die Behinderung von Gasexporten, die Einschränkung des grenzüberschreitenden Handels und wachsende Spreads zwischen Nachbarmärkten sind in unseren Augen Schritte der Abkehr vom europäischen Binnenmarkt für Energie. Wir befürchten außerdem, dass dieses Beispiel europaweit Schule machen könnte, worunter der deutsche Gasmarkt erheblich leiden würde. Ein Beispiel wären die L-Gas-Gebiete, die gegenwärtig von dem Handel mit den Niederlanden profitieren.

### **4. Mögliche Einführung unterschiedlicher Umlagehöhen für bestimmte Kundengruppen**

Wir begrüßen die Einführung von Fallgruppen mit differenzierten Umlagehöhen. Sie verschafft dem System den benötigten zusätzlichen Freiheitsgrad, um die Aspekte der Verursachungsgerechtigkeit und der Regelenergiebedarf reduzierenden Anreizwirkung gleichzeitig zu berücksichtigen. Aus dieser Perspektive argumentieren wir im Folgenden für eine gerechte und den Regelenergiebedarf reduzierende Ausgestaltung der Umlagesätze.

#### **4.1 Relative Regelenergieumlagesätze für RLMmT-, RLMoT- und RLMNEV-Mengen**

Wir halten es für angemessen, dass sowohl Lieferungen an RLMoT-Kunden als auch an RLMNEV-Kunden an der Regelenergieumlage beteiligt werden. Beide Gruppen verursachen

durchaus Regelernergie. Aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit ist ein Einbezug in die Regelernergieumlage also geboten.

Die Möglichkeit differenzierter Umlagesätze verhindert außerdem eine aus Anreizperspektive unerwünschte Konsequenz: Identische Umlagesätze für RLMoT- und RLMmT-Kunden würden dazu führen, dass RLMoT unattraktiv würde, da sie sich dann nur negativ von RLMmT abgrenzen würde. Bei Abnahmestellen <300 MWh/h würde es deshalb kein RLMoT mehr geben, bei Abnahmestellen >300 MWh/h nur noch in Fällen, in denen der MGV einem Wechsel aus Gründen der Netzstabilität nicht zustimmt. Dies hätte den Nachteil steigender Regelergiekosten, da der MGV mehr Strukturierungsleistungen erbringen müsste.

Dies impliziert, dass der Regelernergieumlagesatz für die Belieferung von RLMoT-Kunden (im Folgenden  $t_{RLMoT}$ ) signifikant unter dem für RLMmT-Kunden geltenden Satz  $t_{RLMmT}$  liegen muss, gleichzeitig aber signifikant größer als Null sein muss:

$$(1) \quad 0 \ll f_{o/m} \ll 1, \text{ mit } f_{o/m} = \frac{t_{RLMoT}}{t_{RLMmT}}$$

Die Definition von  $f_{o/m}$  impliziert

$$(1') \quad t_{RLMoT} = f_{o/m} * t_{RLMmT}$$

Die Bestimmung des Faktors  $f_{o/m}$ , der die relative Höhe der Regelergiesätze für RLMoT und RLMmT beschreibt, ist nicht trivial. Wir können diesen Faktor nicht quantifizieren, stellen im Folgenden aber einige qualitative Überlegungen zu seiner Bestimmung an.

Ein Wert von  $f_{o/m} = 0$  beschreibt den Status Quo: Für RLM-Belieferungen ist RLMoT attraktiv, da a) zwar Strukturierungsbeiträge, aber keine Regelernergieumlage zu zahlen ist und b) die Regelernergieumlage relativ hoch ist, da die Regelergiekosten ausschließlich auf die umlagepflichtigen Fallgruppen umgelegt werden. Dieses Kalkül führt zu der im Bericht diagnostizierten Flucht in die RLMoT-Fallgruppe, die die Situation weiter verschärft.

Gleichzeitig führt nicht jeder Wechsel zu RLMoT zu einer Verringerung des Regelergiebedarfs, da die Befreiung von einer hohen Regelernergieumlage einen größeren Effekt ausmachen kann als zusätzlich zu zahlenden Strukturierungsbeiträge bei nach wie vor erfolgreicher Einspeisung eines Tagesbands. In diesen Fällen kommt es gewissermaßen zu Mitnahmeeffekten bei der Befreiung von der Regelernergieumlage, denn es steht ihr keine Flexibilitätsdienstleistung durch den BKV gegenüber. Wird RLMoT durch moderate Steigerungen von  $f_{o/m}$  unattraktiver (geringerer Umlageabschlag, sinkende Höhe der Umlage durch breitere

Umlagebasis), wird deshalb der Regelenergiebedarf nicht sofort steigen. Die Regelenergieumlage wird sehr wohl sinken, da sie auf eine breitere Mengengrundlage verteilt wird.

Wird  $f_{o/m}$  allerdings stärker erhöht, sinkt die Attraktivität von RLMoT so sehr, dass auch Bilanzkreisverantwortliche, die in der Lage sind, flexibel einzuspeisen, sich aus der RLMoT-Fallgruppe zurückziehen, da dem Aufwand, den diese flexible Einspeisung kostet, keine ausreichende Regelenergieumlageersparnis gegenübersteht. Durch diese verringerte Bereitstellung von Flexibilität steigen ab einem gewissen Wert von  $f_{o/m}$  die Regelenergiekosten mit weiteren Steigerungen von  $f_{o/m}$ .

Der Faktor  $f_{o/m}$  sollte also so hoch wie möglich angesetzt werden, ohne dass die Regelenergiekosten aufgrund mangelnder Attraktivität flexibler Einspeisung steigen. Ein solcher Wert für die Höhe der Regelenergieumlage ist verursachungsgerecht und reduziert die Regelenergieumlage.

Für die Belieferung von RLM-Kunden mittels Nominierungsersatzverfahren sollte der gleiche Regelenergiesatz gelten wie für RLMoT-Kunden.

$$(2) \quad \frac{t_{RLMoT}}{t_{RLMNEV}} = 1 \Leftrightarrow t_{RLMoT} = t_{RLMNEV}$$

Daraus und aus (1') folgt:

$$(2') \quad t_{RLMNEV} = f_{o/m} * t_{RLMoT}$$

Aus der Perspektive der Verursachungsgerechtigkeit sind die Fallgruppen RLMNEV und RLMoT unter der Hypothese gleich zu behandeln, dass sie mengenrelativ gleich viel Regelenergie verursachen. Ob diese Hypothese richtig ist, ist allerdings unklar, da der Fallgruppe RLMNEV keine 5%-Toleranz zugebilligt wird und da keine Zahlen zu dem jeweils verursachten Regelenergiebedarf vorliegen.

Während Formel (2) von identischen Sätzen ausgeht, könnte deshalb auch ein reduzierter Satz für die Fallgruppe RLMNEV angemessen sein. Ein wichtiger limitierender Aspekt hierbei ist allerdings, dass nicht alle, vor allem kleinere und neue Transportkunden über die nötige flexible Quelle verfügen, die von fast allen Fernleitungsnetzbetreibern als Voraussetzung für die Anwendung des Nominierungsersatzverfahrens verlangt wird. Eine sehr große Differenz zwischen den Regelenergieumlagesätzen zugunsten von RLMNEV würde deren Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen.

## 4.2 Relative Regelenergieumlagesätze für SLP-Mengen einerseits und RLMmT-Mengen andererseits

Der BNetzA-Bericht kommt in Hinblick auf die Verursachung des absoluten Regelenergiebedarfs durch RLM- und SLP-Belieferungen zu dem Ergebnis, „dass alle Kundengruppen marktgebietsübergreifend in gleichem Maße durch ihr Verhalten externe Regelenergie zur Erhaltung der Netzstabilität hervorrufen.“<sup>2</sup>

Da ausweislich der Berechnungen des Berichts in den Marktgebieten die verschiedenen Fallgruppen unterschiedlichen Anteil an den zu beschaffenden Regelenergiemengen haben<sup>3</sup>, sollte aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit das Aufkommen aus der Regelenergieumlage in jedem Marktgebiet zwischen SLP- und RLM-Belieferungen proportional zu den jeweils entstehenden Kosten auf die jeweiligen Fallgruppen verteilt werden. Dies wird durch folgende Formel beschrieben:

$$(3) \quad \frac{V_{SLP} * t_{SLP}}{(V_{RLMmT} * t_{RLMmT}) + (V_{RLMoT} * t_{RLMoT}) + (V_{RLMNEV} * t_{RLMNEV})} = \frac{RE_{SLP}}{RE_{RLM}},$$

wobei mit  $V_{SLP}$ ,  $V_{RLMmT}$ ,  $V_{RLMoT}$  und  $V_{RLMNEV}$  ausgespeiste Jahresenergiemengen der jeweiligen Fallgruppen bezeichnet werden. Mit  $RE_{SLP}$  und  $RE_{RLM}$  werden die von den jeweiligen Fallgruppen verursachten Regelenergiemengen bezeichnet.

Die relative Höhe des SLP-Regelenergieumlagesatzes lässt sich durch das Einsetzen der relativen Höhen der Regelenergieumlagesätze für die RLM-Fallgruppen (vgl. Formeln (1') und (2')) bestimmen. Es ergibt sich:

$$(3') \quad \frac{V_{SLP} * t_{SLP}}{(V_{RLMmT} * t_{RLMmT}) + (V_{RLMoT} * f_{o/m} * t_{RLMmT}) + (V_{RLMNEV} * f_{o/m} * t_{RLMmT})} = \frac{RE_{SLP}}{RE_{RLM}}$$

Die Volumina sind bekannt, der Faktor  $f_{o/m}$  gemäß Abschnitt 4.1 ist nach Festlegung durch die Bundesnetzagentur ebenfalls bekannt. Mit diesen Daten lässt sich die relative Höhe der einzelnen Regelenergieumlagesätze  $t_{SLP}$ ,  $t_{RLMmT}$ ,  $t_{RLMoT}$  und  $t_{RLMNEV}$  bestimmen.

## 5. Einführung weiterer Veröffentlichungspflichten

Wir begrüßen die Initiative der Bundesnetzagentur, mehr Transparenz im Bilanzierungssystem zu schaffen, nachdrücklich. Es handelt sich bei den im Zusammenhang mit der Bilanzie-

<sup>2</sup> Vgl. Bericht, S. 121.

<sup>3</sup> Vgl. Bericht, S. 122, Abbildung 84.

rung stehenden Aufgaben der Marktgebietsverantwortlichen, der Fernleitungs- und der Verteilnetzbetreiber um Tätigkeiten, die dem Monopolbereich zuzurechnen sind, insofern ist hier ein Maximum an Transparenz geboten. Dies gilt in besonderem Maße für die Tätigkeiten der Marktgebietsverantwortlichen, da diese nicht der Anreizregulierung unterworfen sind.

### **5.1 Durchsetzung bestehender Veröffentlichungspflichten**

Der Bericht stellt fest: „Da nicht jeder Marktteilnehmer über alle systemrelevanten Informationen verfügt, ist es besonders wichtig, dass die wesentlichen Informationen des Regel- und Ausgleichsenergiesystems veröffentlicht werden und für jeden einsehbar sind [...] Allerdings hält kein Marktgebietsverantwortlicher alle Veröffentlichungs- und Informationspflichten ein“ (Bericht, S. 90).

Wir können diese Feststellung nur unterstreichen. Deshalb ist es von großer Bedeutung, dass nicht nur neue Veröffentlichungspflichten eingeführt werden, sondern dass auch sämtliche Veröffentlichungspflichten, neue und bestehende, sorgfältig auf ihre Einhaltung überprüft werden und Verstöße mit spürbaren finanziellen Sanktionen bewehrt werden.

### **5.2 Neue Veröffentlichungspflichten**

Wir unterstützen die im Bericht vorgeschlagenen neuen Veröffentlichungspflichten. Darüber hinaus sind weitere Veröffentlichungspflichten nötig, um das Vertrauen der Netznutzer in das System zu erhalten und eine öffentliche Kontrolle des Monopolbereichs Netz zu gewährleisten. Grundsätzlich gilt: Die Berechnungsgrundlage von Entgelten, die Netznutzer zu zahlen haben, müssen den Netznutzern gegenüber offengelegt werden.

#### a) MGV: Benutzerfreundliche Umsetzung der Veröffentlichungspflichten

Der Zugang zu den von den Marktgebietsverantwortlichen bereitzustellenden Daten muss tatsächlich vereinfacht werden. Die klare und einheitliche (Terminologie, Navigationspfad) Darstellung der Pflichtdaten auf den Webseiten der Marktgebietsverantwortlichen ist für die restlichen Marktteilnehmer hilfreich und leicht umzusetzen.

#### b) VNB: Informationen auf Startseite im Internet deutlich sichtbar machen

Auch die Pflichtinformationen der Verteilnetzbetreiber zu Netzentgelten, Konzessionsabgaben und der Berechnung der SLP-Mengen sollten bundesweit einheitlich auf den Webseiten der Verteilnetzbetreiber bereitgestellt werden.

c) MGV: Vollkommene Transparenz über Entwicklung des Regelenergiekontos

Wir schlagen eine monatliche Veröffentlichung sämtlicher Posten des Regelenergieumlagekontos statt lediglich des Saldos vor, insbesondere Ausgaben und Einnahmen aus Regelenergieeinkauf bzw. Verkauf, aus Ausgleichsenergieeinkauf und -verkauf, Strukturierungsbeitrag, Mehr- und Mindermengen sowie Zinsen (Einnahmen bzw. Ausgaben). Für einen dezidierten Vorschlag zur Ausgestaltung dieser Veröffentlichungspflicht verweisen wir auf die Anlage unseres Schreibens an die Bundesnetzagentur vom 27.11.2009 (Anhang 1 dieses Dokuments).

d) MGV: Ergebnisse der Regelenergiebeschaffung einheitlich und transparent darstellen

Auch den Vorschlag einer einheitlichen und ausführlichen Dokumentation der Regelenergiebeschaffung wie auf S. 94 des Berichts aufgeführt möchten wir hiermit nachdrücklich unterstützen.

e) VHP-Entgelt: Erlöse und eindeutig abgrenzbare Kosten veröffentlichen

Wird das VHP-Entgelt gemäß den konsultierten Eckpunkten (BK7-11-003) eingeführt, muss die Kalkulation des VHP-Entgelts offengelegt werden. Dazu gehört insbesondere die Offenlegung der verschiedenen Kostenpositionen nicht nur gegenüber der Bundesnetzagentur, sondern auch gegenüber den Netznutzern. Dies ist insbesondere deshalb wichtig, weil die Netznutzer diesen Kosten nicht ausweichen können und weil es sich um Entgelte handelt, die dem Bereich des Netzmonopols zuzurechnen sind.

f) Konvertierungsentgelt: Einnahmen, Nettokonvertierungsleistung & Kosten veröffentlichen

Wird das Konvertierungsentgelt gemäß den konsultierten Eckpunkten (BK7-11-002) eingeführt, muss auch hier Transparenz geschaffen werden. Die auf den Seiten 7f. der konsultierten Eckpunkte beschriebenen tagesscharfen Ist-Kosten müssen inklusive ihrer Aufschlüsselung nach einzelnen Positionen veröffentlicht werden.

g) MGV: Veröffentlichung monatlicher Netzkontensalden aller VNB

Informationen über die Netzkonten der Verteilnetzbetreiber sind nicht öffentlich zugänglich. Dies ist aber eine Grundvoraussetzung dafür, dass die Marktteilnehmer sich ein Bild davon machen können, wie gut die VNB ihre Rolle im Bilanzierungssystem erfüllen. Diese Information benötigt der BKV schließlich, um seine nachgelagerten Prozesse an die Qualität der eingehenden Daten von NB anpassen zu können. Wir fordern deshalb die verpflichtende Veröf-

fentlichung der Netzkostenstände (im Rahmen dieses Verfahrens oder des Verfahrens zur Festlegung der Netzkostenabrechnung).

## **6. Einführung symmetrischer Ausgleichsenergieentgelte durch Absenkung des Faktors für die Bildung des negativen Ausgleichsenergieentgelts auf 0,8**

Wir lehnen die Absenkung aus zwei Gründen ab. Zum einen erfüllt der gegenwärtige Faktor seine Anreizwirkung, es gibt keinen konkreten Anlass, ihn auf Kosten der Bilanzkreisverantwortlichen anzupassen.

Zum anderen ist es unseres Erachtens wichtiger, aus den Erfahrungen der letzten Monate Schlüsse zu ziehen, die eine systematische Antwort auf die aufgetretenen Probleme darstellen. Dass seit kurzem Arbitrage gegen das Ausgleichsenergiesystem aufgrund der Entwicklung der einschlägigen Preise (insbesondere des Grenzübergangspreises und die im Ausgleichsenergie-Preiskorb berücksichtigten Preise) gegenwärtig nicht möglich ist, ist erfreulich, aber keine nachhaltige Lösung. Wir benötigen eine strukturelle Änderung des Preissystems statt einer pauschalen und groben Anpassung von Systemparametern. Zur Begründung möchten wir auch noch einmal auf unsere Stellungnahme vom 19.12.2008 zur Änderung des Preiskorbs zur Bildung der Ausgleichsenergiepreise verweisen (vgl. Anlage 2 dieses Dokuments).

Ausgleichsenergiepreise müssen sich, das ist unser Alternativvorschlag, an den Preisen orientieren, zu denen der Marktgebietsverantwortliche Regelenergie beschafft. Diese Preise sollten erst ex-post bekannt sein. Dies gewährleistet, dass keine Arbitragemöglichkeiten über den Regelenergiemarkt mehr möglich sind. Arbitrage der Bilanzkreisverantwortlichen ist – solange Regelenergie regelmäßig zu verglichen mit dem Spotmarkt hohen Preisen beschafft wird – nach wie vor möglich, ist dann aber systemstabilisierend und somit erwünscht: Erwartet ein BKV, dass der MGV zu relativ zum Spotmarkt hohen (niedrigen) Preisen Regelenergie kaufen (verkaufen) wird, erwartet er also hohe (niedrige) Ausgleichsenergiepreise, wird er seinen Bilanzkreis überspeisen (unterspeisen) und damit auf einen Ausgleich des physikalischen Systems hinwirken.

Ein weiterer Vorzug dieses Systems ist, dass es sich von selbst an die von uns geforderte Entwicklung hin zur vollständig börslichen Regelenergiebeschaffung durch den MGV anpasst. Je mehr dies der Fall ist, desto mehr gleichen sich nämlich die Ausgleichsenergiepreise den Spotmarktpreisen an.

Berlin, 03. Juni 2011

Anlage 1: Schreiben des bne an die Bundesnetzagentur vom 27.11.2009: „Der extreme Anstieg der Regelenergieumlage erfordert dringend Transparenz“

Anlage 2: bne-Stellungnahme zur Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise – Ersatzwertbildung beim Ausfall eines Index