

Empfehlungsdokument

auf Basis der Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen

**GASPOOL Balancing Services GmbH
NetConnect Germany GmbH & Co. KG**

In Zusammenarbeit mit:

**bayernets GmbH
Fluxys Deutschland GmbH
Fluxys TENP GmbH
GASCADE Gastransport GmbH
Gastransport Nord GmbH
Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GRTGaz Deutschland GmbH
jordgasTransport GmbH
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NEL Gastransport GmbH
Nowega GmbH
ONTRAS Gastransport GmbH
OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
Open Grid Europe GmbH
terranets bw GmbH
Thyssengas GmbH**

Inhaltsverzeichnis

Abbildungen und Tabellen.....	IV
1 Einleitung.....	1
2 Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in angrenzenden Bilanzierungszonen	3
3 Ausgleichsenergieentgelte	6
3.1 Empfehlung.....	6
3.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen.....	10
4 Mehr-/Mindermengen-Abrechnung.....	16
5 Untertägiges Anreizsystem	18
5.1 Zielmodell untertägiges Anreizsystem	18
5.1.1 Empfehlung.....	18
5.1.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen.....	21
5.2 Höhe der Toleranz.....	22
5.2.1 Empfehlung.....	22
5.2.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen.....	26
5.3 Flexibilitätskostenbeitrag	26
5.3.1 Empfehlung.....	26
5.3.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen.....	28
5.4 Analyse der Kriterien gemäß Art. 26 Abs. 5 NC BAL	29
5.4.1 Kriterium (a): Notwendigkeit.....	29
5.4.1.1 Beschreibung der Szenarien-Betrachtung	29
5.4.1.2 Ergebnis der Szenarien-Betrachtung.....	33
5.4.2 Kriterium (b): Informationsbereitstellung.....	35
5.4.2.1 Empfehlung	35
5.4.2.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen ...	36
5.4.3 Kriterium (c): Finanzielle Auswirkungen.....	36
5.4.4 Kriterium (d): Auswirkungen auf neue Netznutzer	39
5.4.5 Kriterium (e): Grenzüberschreitende Auswirkungen.....	40
5.4.6 Kriterium (f): Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt.....	41
5.4.7 Kriterium (g): Diskriminierungsfreiheit	42

5.5	Aufrechterhaltung Strukturierungsbeitrag	43
6	Bilanzierungsumlage.....	44
7	Interimsmaßnahmen.....	45
7.1	Empfehlung.....	45
7.2	Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen	46
8	Übergangsregelungen	50

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1: Einführung TTF Beschaffung	4
Abbildung 2: Anteil Quality an Regelenergieabrufen im Marktgebiet NCG.....	12
Abbildung 3: Anteil Quality an Regelenergieabrufen im Marktgebiet GASPOOL	13
Abbildung 4: Beispiel Methodik untertägiges Anreizsystem	20
Abbildung 5: Maximale Toleranzausnutzung des heutigen Systems.....	23
Abbildung 6: Beispiel kleines Kundenportfolio	24
Abbildung 7: Beispiel Kunde mit leichter Struktur	24
Abbildung 8: Beispiel Kunde mit mittlerer Struktur.....	25
Abbildung 9: Beispiel Kunde mit starker Struktur	25
Abbildung 10: Beispiel Szenario 1	31
Abbildung 11: Beispiel Szenario 2	32
Abbildung 12: Beispiel Szenario 3	32
Tabelle 1: Formeln Flexibilitätskostenentgelt und -beitrag	27
Tabelle 2: Beispiel Ermittlung Preisspread Regelenergiepreise	27
Tabelle 3: Übersicht zusätzliche Regelenergiekosten für ein Gaswirtschaftsjahr	33
Tabelle 4: Übersicht Preisspreads an Tagen mit gegenläufiger Regelenergie (NCG) ...	38
Tabelle 5: Preisspreads an der EEX im Marktgebiet GASPOOL in EUR/MWh	46
Tabelle 6: Preisspreads an der EEX im Marktgebiet NCG in EUR/MWh.....	46
Tabelle 7: Handelsteilnehmer an der EEX (Stand 12/2013).....	46
Tabelle 8: Voraussichtlicher Umsetzungszeitplan.....	50

1 Einleitung

Voraussichtlich im April 2014 tritt die Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (im Folgenden NC BAL)¹ in Kraft. Die Verordnung soll die Harmonisierung europäischer Gasbilanzierungsregime erzielen. Zu diesem Zweck enthält der NC BAL europaweit geltende, bis zum 01. Oktober 2015 / 01. Oktober 2016² umzusetzende Standards für Gasbilanzierungssysteme und darüber hinaus, bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen, Konsultationsverpflichtungen für betroffene Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) bzw. Marktgebietsverantwortliche (MGV).

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat die MGV mit dem Schreiben vom 09. Dezember 2013 aufgefordert, aufbauend auf einer Konsultation ihr bis zum 03. März 2014 Anträge, Vorschläge und Empfehlungsdokumente einzureichen, um einen weiteren effizienten und zielgerichteten Verfahrensablauf zur nationalen Umsetzung des NC BAL nach den darin vorgesehenen Fristen zu ermöglichen.

Die MGV GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) sind dieser Aufforderung gemeinsam mit den FNB nachgekommen und haben Vorschläge für die Umsetzung des NC BAL erarbeitet. Das dem Empfehlungsdokument vorangehende Konsultationsdokument enthielt eine ausführliche Darstellung des modifizierten Gasbilanzierungssystems für die deutschen Marktgebiete GASPOOL und NCG, mit dem die Anforderungen der Verordnung umgesetzt werden sollen. Während der im Zeitraum vom 17. Januar 2014 bis zum 31. Januar 2014 durchgeführten Konsultation wurde den Marktteilnehmern die Möglichkeit gegeben, Rückmeldungen und Stellungnahmen zum angestrebten neuen Gasbilanzierungssystem abzugeben.

Insgesamt gingen innerhalb der Konsultationszeit 20 Rückmeldungen ein, die im Folgenden ausgewertet werden und entsprechende Beachtung finden. Fünf der 20 Rückmeldungen kamen dabei von Verbänden, elf von teils auch nicht in Deutschland ansässigen Händlern und zwei von nationalen Verteilnetzbetreibern. Daneben haben auch ein österreichischer Verteilergietsmanager sowie die Börse European Energy

¹ Die in diesem Dokument enthaltenen Verweise auf den NC BAL beziehen sich auf die in der Komitologie-Sitzung abgestimmte Fassung in deutscher Sprache vom 27.11.2013.

² Gemäß Art. 52 Abs. 1 NC BAL kann die nationale Regulierungsbehörde den FNB bzw. MGV auf Grundlage eines begründeten Antrags gestatten, den Bestimmungen der Verordnung innerhalb eines Zeitraums von 24 Monaten ab dem 01.10.2014 nachzukommen.

Exchange (EEX) eine Stellungnahme abgegeben. Rückmeldungen von Regulierungsbehörden oder nicht in Deutschland ansässigen Netzbetreibern gingen nicht ein.

Die MGV und FNB bedanken sich für die breite und konstruktive Beteiligung der Interessenträger an der Konsultation.

Folgende Anträge und Vorschläge zu einem modifizierten Gasbilanzierungssystem finden sich im Empfehlungsdokument der MGV und der FNB wieder:

- I. Antrag zur Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Bilanzierungszonen gemäß Art. 9 Abs. 3 NC BAL (Kapitel 2).
- II. Modellvorschlag für die Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte gemäß Art. 20 Abs. 1 NC BAL (Kapitel 3).
- III. Antrag, Preise qualitätsscharfer Produkte sowie von börslichen Produkten in angrenzenden Bilanzierungszonen gemäß Art. 22 Abs. 5 NC BAL (Kapitel 3) heranzuziehen.
- IV. Modellvorschlag der Mehr-/Mindermengenabrechnung im neuen Gasbilanzierungssystem (siehe Kapitel 4).
- V. Modellvorschlag zur untertägigen Verpflichtung gemäß Art. 26 NC BAL (Kapitel 5).
- VI. Antrag zur Aufrechterhaltung des aktuellen Strukturierungsbeitrags nach Festlegung der GABi Gas (Kapitel 5.5).
- VII. Berechnung der Bilanzierungsumlage gemäß Art. 30 NC BAL (Kapitel 6).
- VIII. Antrag auf Genehmigung einer Interimsmaßnahme zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen gemäß Art. 47 NC BAL (Kapitel 7).
- IX. Antrag auf Verlängerung der Umsetzungsfrist gemäß Art. 52 NC BAL (Kapitel 8).

2 Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenergie in angrenzenden Bilanzierungszonen

Die MGV beantragen hiermit bei der BNetzA gemäß Art. 9 Abs. 3 NC BAL eine Genehmigung für die Beschaffung oder Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Bilanzierungszonen sowie für den Gastransport in diese und aus diesen Bilanzierungszonen.

Die Beschaffung oder die Bereitstellung von Gasmengen in angrenzenden Bilanzierungszonen soll hierbei als Alternative zur Beschaffung oder Bereitstellung von Produkten mit dem Lieferort Virtueller Handelspunkt (VHP) und/oder ortsabhängigen Produkten in der eigenen Bilanzierungszone dienen.

Die Zweckmäßigkeit der Beschaffung von Regelenergiemengen in angrenzenden Bilanzierungszonen ergibt sich aus Sicht der MGV aufgrund der Möglichkeit lokale sowie qualitätsscharfe Effekte zu realisieren und dabei die hohe Liquidität von Handelsprodukten am VHP zu nutzen. Des Weiteren kann das Risiko der Bildung von Oligopol-Preisen in einzelnen Teilmärkten reduziert werden, da stattdessen liquide Handelsplätze zur Beschaffung von Regelenergie genutzt werden.

Als Beispiel soll der niederländische Handelspunkt Title Transfer Facility (TTF) dienen, den NCG seit 2011 als alternativen Beschaffungsort nutzt, um benötigte L-Gas-Regelenergiemengen kostenoptimiert zu beschaffen und auf diesem Wege den sicheren Betrieb der L-Gasnetze im Marktgebiet NCG zu gewährleisten.

Abbildung 1 zeigt die positiven Effekte auf die Preisentwicklung der eingesetzten Regelenergiemengen, die sich mit Einführung der TTF-Nutzung durch die NCG ergeben haben. Die Regelenergiepreise liegen seit Einführung der TTF-Beschaffung zum 01.06.2011 im Marktgebiet NCG weitestgehend im Preiskorridor zwischen positiver und negativer Ausgleichsenergie.

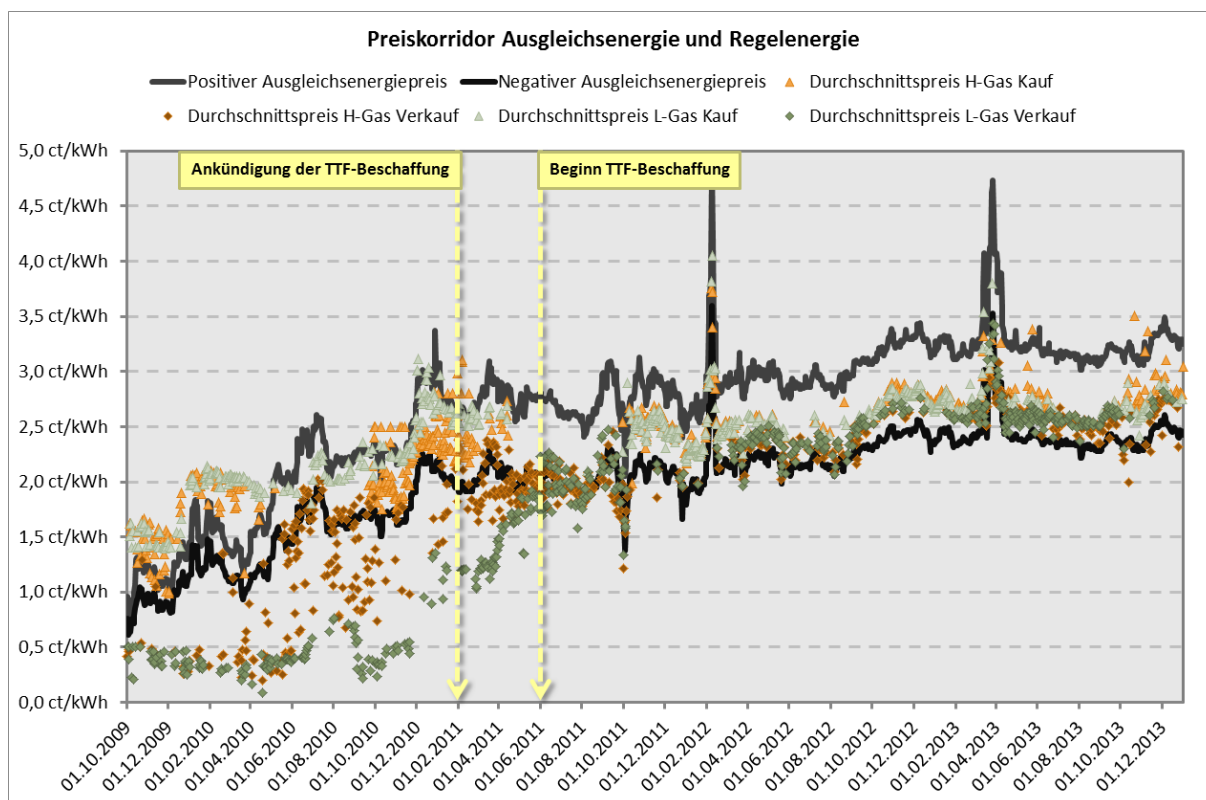


Abbildung 1: Einführung TTF Beschaffung

Darüber hinaus ergibt sich die Notwendigkeit zur Beschaffung oder Bereitstellung von Regelenenergie in angrenzenden Bilanzierungszonen aufgrund der aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen: Auf Basis einer Prognose der voraussichtlichen Absatzmengen für den folgenden Tag buchen Transportkunden (TK) zur Kostenoptimierung verstärkt kurzfristige Kapazitäten (vorwiegend Day-ahead). Eine Berücksichtigung von eventuell anzubietenden Regelenenergiemengen findet bei der Berechnung der benötigten Höhe der Kapazitätsbuchung nach Aussage der TK meist nicht statt, da Regelenenergieeinsätze des MGV für den TK nicht planbar sind. In die Berechnung der benötigten Höhe und die anschließende Buchung der Kapazität in dieser Höhe fließt lediglich die vom TK planbare Menge (Transitmengen, Verbräuche von Endkunden usw.) ein. Somit kann der TK am nächsten Tag keine Regelenenergie anbieten, da ihm die für den Transport der Regelenenergie benötigten Kapazitäten zu diesem Zeitpunkt nicht vorliegen.

Dagegen sind die für Regelenenergie notwendigen Kapazitäten vorhanden, wenn der MGV die notwendige Höhe selbst berechnet und die entsprechenden Kapazitäten buchen kann.

Gemäß Art. 9 Abs. 3 NC BAL ist es geboten, den Zugang der TK zu Kapazität an den betroffenen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜP, MÜP) und die

Verwendung der Kapazität nicht einzuschränken. Unter Berücksichtigung dieser Vorgabe streben die MGV an, primär unterbrechbare Kapazitäten an den betroffenen Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten (GÜP, MÜP) zu buchen.

3 Ausgleichsenergieentgelte

3.1 Empfehlung

Der NC BAL schreibt gemäß Art. 19 Abs. 1 NC BAL Ausgleichsenergieentgelte auf täglicher Basis (Gastag) vor. Hierbei erhalten oder zahlen die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) für ihre täglichen Ausgleichsenergiemengen Ausgleichsenergieentgelte, die sich an den Preisen für Regelenergie orientieren.

Die MGV legen der BNetzA hiermit gemäß Art. 20 Abs. 1 NC BAL einen Modellvorschlag für die Berechnung der Ausgleichsenergieentgelte vor, welcher

- die Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge gemäß Art. 21 NC BAL,
- die Ableitung des anzuwendenden Preises gemäß Art. 22 NC BAL sowie
- alle sonstigen erforderlichen Parameter

festlegt.

Obwohl der NC BAL eine entsprechende Konsultation nicht vorsieht, sind die MGV der Auffassung, dass die Einbeziehung der entsprechenden Erläuterungen in die Konsultation im Sinne der Marktteilnehmer ist. Dies wurde im Rahmen der Konsultation durch die eingegangenen Rückmeldungen bestätigt.

Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge:

Gemäß Art. 21 Abs. 1 NC BAL ergibt sich die tägliche Ausgleichsenergiemenge für den Bilanzkreis eines BKV anhand des Saldo zwischen täglicher Ein- und täglicher Ausspeisung. Ergeben sich Differenzen zwischen den täglichen Ein- und Ausspeisemengen eines BKV, wird von einem unausgeglichenen Bilanzkreis ausgegangen und es werden tägliche Ausgleichsenergieentgelte gemäß Art. 23 NC BAL angewendet. Bei einem ausgeglichenen Bilanzkreis fallen diese nicht an.

Eine Anpassung dieser Berechnungslogik zur Bestimmung der Ausgleichsenergiemenge gemäß Art. 21 Abs. 2 NC BAL wird nicht erfolgen, da die dort genannten Ausnahmen im deutschen Bilanzierungsmodell keine Anwendung finden.

Art. 21 Abs. 2 NC BAL sieht vor, dass die Logik zur Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge angepasst wird, sofern eine Netzpufferflexibilitätsdienstleistung angeboten wird und / oder eine Vereinbarung

existiert, nach der die BKV Gas (z. B. physikalische Rücklieferungen) verwenden können, um:

- Gas, das nicht als aus dem Netz ausgespeist verbucht ist (z. B. Netzverluste oder Messfehler) auszugleichen und/ oder um
- Gas, das vom FNB für den Netzbetrieb verwendet wird (z. B. Verbrauchsgas) auszugleichen.

Eine Netzpufferflexibilitätsdienstleistung ist im deutschen Gasbilanzierungssystem nicht vorgesehen, da der Netzpuffer als interne Regelenergie genutzt wird. Eine Anpassung der Ausgleichsenergiemenge aufgrund der darüber hinaus genannten Punkte wird ebenfalls als nicht notwendig erachtet, da einerseits die Netzverluste und Messungenauigkeiten in den externen Regelenergiemengen der MGV enthalten sind und andererseits der Eigenverbrauch der FNB als Ausspeisung allokiert wird.

Die sogenannte endgültige Ausgleichsenergiemenge bildet gemäß Art. 21 Abs. 6 NC BAL die Grundlage für das tägliche Ausgleichsenergieentgelt, wobei die Ermittlung der endgültigen Ausgleichsenergiemenge auf Basis der D+1KT (Kalendertag)-Daten erfolgen soll. Die Differenzen zwischen den D+1KT-Daten und den nach dem Liefermonat feststehenden Daten sollen über einen entsprechenden Ausgleichsmechanismus abgebildet werden.

Auch im aktuellen Gasbilanzierungssystem stellen die D+1KT-Daten abrechnungsrelevante Werte dar, die jedoch bis M+12WT (Werktage) nachträglich ersatzwertkorrigiert werden können. Im zukünftigen Gasbilanzierungssystem werden die Ausgleichsenergiepreise auf Basis von Grenzpreisen gebildet, deren Höhe für den BKV schwieriger zu bestimmen ist, da sie direkt durch Regelenergiegeschäfte der MGV gebildet werden. Somit stellt die neue Preisbildungsvorschrift eine Verschärfung des heutigen Systems dar.

Vor diesem Hintergrund erscheint es gerechtfertigt, wenn die BKV dieses Preisrisiko nicht für Differenzen tragen müssen, die sich im Zuge der nach dem Liefermonat feststehenden Daten (M+12WT-Datenmeldung) ergeben, da die BKV zum Zeitpunkt M+12WT keine Möglichkeit mehr haben, Gegenmaßnahmen einzuleiten, um ein Ungleichgewicht in ihren Bilanzkreisen zu verhindern.

Die zwischen M+12WT und D+1KT auftretenden Differenzen sind primär durch die Bildung von Ersatzwerten sowie die Verwendung des Abrechnungsbrennwertes bedingt, welche die BKV während des Liefermonats nur schwer abschätzen können.

Die D+1KT-Daten sowie die untertägigen Datenlieferungen geben den BKV hingegen eine Datengrundlage, mit der sie Anpassungen ihrer Nominierungen – sowohl für den laufenden als auch für den folgenden Gastag – durchführen können.

Dieser Logik folgend, sollen die Ausspeisenetzbetreiber (ANB) zukünftig nach Ablauf des Liefermonats die ersatz- und brennwertkorrigierten Werte bis M+12WT an den MGW senden. Durch diese durchgeführte Brennwertkorrektur würde die bisherige RLM-Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen TK und Netzbetreiber im neuen Gasbilanzierungssystem entfallen.

Die Differenzmengen zwischen D+1KT und M+12WT sollen im zukünftigen Gasbilanzierungssystem tagesscharf ermittelt und mit dem jeweiligen Hub-Preis des entsprechenden Marktgebietes abgerechnet werden. Die BKV würden somit nachträgliche Allokationskorrekturen nicht mehr zum Ausgleichsenergiepreis in Rechnung gestellt bekommen.

Entsprechend den derzeit gültigen Regelungen soll die Ausgleichsenergiemenge von Rechnungsbilanzkreisen abgerechnet werden. Ungleichgewichte, die in dazugehörigen Unterbilanzkreisen bzw. Subbilanzkonten entstehen, werden gemäß der heutigen Systematik in den jeweiligen Rechnungsbilanzkreis transferiert und dort aggregiert. Auf diese Weise wird der gesamte Bilanzkreis eines BKV betrachtet, so dass sich eventuell auftretende Ungleichgewichte verbundener Bilanzkreise mit den zugehörigen Subbilanzkonten gegenseitig ausgleichen können. Durch auftretende Portfolioeffekte kann so die Ausgleichsenergiemenge des gesamten Bilanzkreises reduziert werden.

Ableitung des anzuwendenden Preises:

Der anzuwendende Preis zur Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts gemäß Art. 23 NC BAL wird nach Art. 22 NC BAL anhand des Grenzverkaufspreises bzw. Grenzankaufspreises von Regelenergie ermittelt.

Grundlage für die Preisermittlung bilden laut NC BAL mindestens die Preise für Produkte mit Lieferort VHP. Darüber hinaus beantragen die MGW hiermit gemäß Art. 22 Abs. 5 NC BAL, auch Preise qualitätsscharfer börslicher Produkte heranziehen zu können sowie von börslichen Produkten in angrenzenden Bilanzierungszonen, welche vom Effekt her ein qualitätsscharfes Produkt darstellen.

Somit sind aus Sicht der MGV alle über die Börse beschafften Regelenergiemengen für die Preisermittlung relevant. Basis bilden sowohl Day-ahead als auch Within-day-Geschäfte.

Kleine Anpassung:

Derzeit sehen die MGV keine Notwendigkeit, eine „Kleine Anpassung“ gemäß Art. 22 Abs. 7 NC BAL zu erheben, und empfehlen daher, die „Kleine Anpassung“ zum Start des neuen Gasbilanzierungssystems auf „Null“ zu setzen.

Sonstige erforderliche Parameter:

Nach derzeitigem Kenntnisstand sind aus Sicht der MGV keine sonstigen Parameter nach Art. 20 Abs. 3 lit. (c) NC BAL erforderlich.

Resultierende Preisermittlung:

Auf Grundlage der oben beschriebenen Sachverhalte ergäbe sich für den Start des neuen Gasbilanzierungssystems folgende Preisberechnung:

Der Grenzverkaufspreis je Marktgebiet ist der niedrigste Preis aller Verkäufe von Börsenprodukten mit dem Lieferort VHP, von börslichen qualitätsscharfen H- und L-Gas-Produkten sowie von börslichen Produkten in angrenzenden Bilanzierungszonen, an denen der jeweilige MGV für den betrachteten Gastag beteiligt ist. Sollte der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis niedriger sein, stellt dieser den Grenzverkaufspreis dar. Der Grenzverkaufspreis wird gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. (a) NC BAL angewendet, wenn die tägliche Ausgleichsenergiemenge positiv ist, d. h. die Einspeisungen des BKV für den jeweiligen Gastag seine Ausspeisungen für diesen Gastag übersteigen.

Der Grenzankaufspreis je Marktgebiet ist der höchste Preis aller Ankäufe von Börsenprodukten mit dem Lieferort VHP, von börslichen qualitätsscharfen H- und L-Gas-Produkten sowie von börslichen Produkten in angrenzenden Bilanzierungszonen, an denen der jeweilige MGV für den betrachteten Gastag beteiligt ist. Sollte der mengengewichtete Gasdurchschnittspreis höher sein, stellt dieser den Grenzankaufspreis dar. Dieser wird gemäß Art. 22 Abs. 1 lit. (b) NC BAL angewendet, wenn die tägliche Ausgleichsenergiemenge negativ ist, d. h. die Ausspeisungen des BKV für den jeweiligen Gastag seine Einspeisungen für diesen Gastag übersteigen.

3.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Berechnung der täglichen Ausgleichsenergiemenge:

Die Berechnungslogik der täglichen Ausgleichsenergiemenge sowie die Nichtberücksichtigung der unter Art. 21 Abs. 2 NC BAL genannten Ausnahmen wird von den befragten Marktteilnehmern geteilt.

Sofern die endgültige Ausgleichsenergiemenge auf Basis der D+1KT Daten ermittelt werden soll, sieht die Mehrheit der eingegangenen Rückmeldungen ein geeignetes Clearingverfahren sowie eine Verbesserung der Datenqualität als notwendige Voraussetzung an.

Aufgrund der zahlreichen Rückmeldungen zum Clearingverfahren empfehlen die MGV und die FNB, die genaue Ausgestaltung in der Kooperationsvereinbarung bzw. in den entsprechenden Leitfäden zu regeln.

Ableitung des anzuwendenden Preises:

Der NC BAL sieht gemäß Art. 19 Abs. 3 NC BAL eine Orientierung der Ausgleichsenergieentgelte an den Preisen für Regelernergie vor. Aufgrund der physikalischen Trennung der L- und H-Gasnetze in den deutschen Marktgebieten ist der Einsatz von qualitätsspezifischen Produkten notwendig und rechtfertigt daher die Einbeziehung dieser in die Ausgleichsenergiepreisberechnung.

Infolge der physischen Trennung der L- und H-Gas-Netze ist ein Abruf globaler VHP-Mengen abhängig von der Höhe des Konvertierungsentgelts nicht immer möglich, da der eintretende physische Effekt ggf. nicht absehbar ist. Dies soll im Folgenden erläutert werden:

Aktuell können Mengen mit Lieferort VHP an der EEX lediglich über H-Gas-Bilanzkreise gehandelt werden. Bei einem entsprechend hohen Konvertierungsentgelt werden die zum Ausgleich der am VHP gehandelten Mengen im Bilanzkreis dann auch lediglich im H-Gas bereitgestellt, da ein Ausgleich über L-Gas aufgrund der Berücksichtigung des Konvertierungsentgelts wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Bei einem sinkenden Konvertierungsentgelt (spätestens bei einem Konvertierungsentgelt von „Null“) kann der Effekt für den Ausgleich des H-Gas-Bilanzkreises wirtschaftlich sinnvoll auch durch eine Menge im verbundenen L-Gas-Bilanzkreis erfolgen.

Somit lässt sich nicht abschätzen, ob der physische Effekt im H- oder L-Gasnetz eintreten wird. Dieser Umstand ist aus Sicht der Netzsteuerung nur solange tolerabel, soweit ausreichende Konvertierungsmöglichkeiten zwischen den Netzgebieten bestehen.

Da in den Marktgebieten eine sehr eingeschränkte physische Konvertierungsmöglichkeit vorliegt, wird der Abruf von globalen VHP-Mengen aus den oben beschriebenen Gründen bei einem zukünftig bestehenden Konvertierungsentgelt von „Null“ in vielen Fällen keine Option mehr sein.

Die rein theoretische Möglichkeit, Regelenergie zunächst global zu kaufen, abzuwarten, wo der physische Effekt auftritt, und dann ggf. weitere netzspezifische Regelenergiemengen zu kaufen/verkaufen, ist in der Praxis ebenfalls nicht gegeben. Dies liegt daran, dass der Kauf bzw. Verkauf von Regelenergie oftmals mit einer sehr kurzen Vorlaufzeit notwendig wird.

Selbst diese theoretische Möglichkeit fällt dann weg, sobald ein gegenläufiger Bedarf in den Netzgebieten eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes besteht, da die Netzstabilität durch den Abruf globaler Mengen ggf. verschlechtert werden könnte. Somit besteht aus Sicht der MGV voraussichtlich zukünftig ein noch höherer Bedarf an qualitätsscharfen Produkten als bisher.

Da bereits die aktuelle Häufigkeit der Nutzung qualitätsscharfer Produkte (im Folgenden in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt) die Notwendigkeit von deren Einbeziehung in die Preisbildung verdeutlicht, ist dies zukünftig bei einem bis auf „Null“ sinkenden Konvertierungsentgelt aus Sicht der MGV unabdingbar, da die qualitätsscharfen Produkte aufgrund ihrer Abrufhäufigkeiten einen signifikanten Einfluss auf die Regelenergiekosten haben werden.

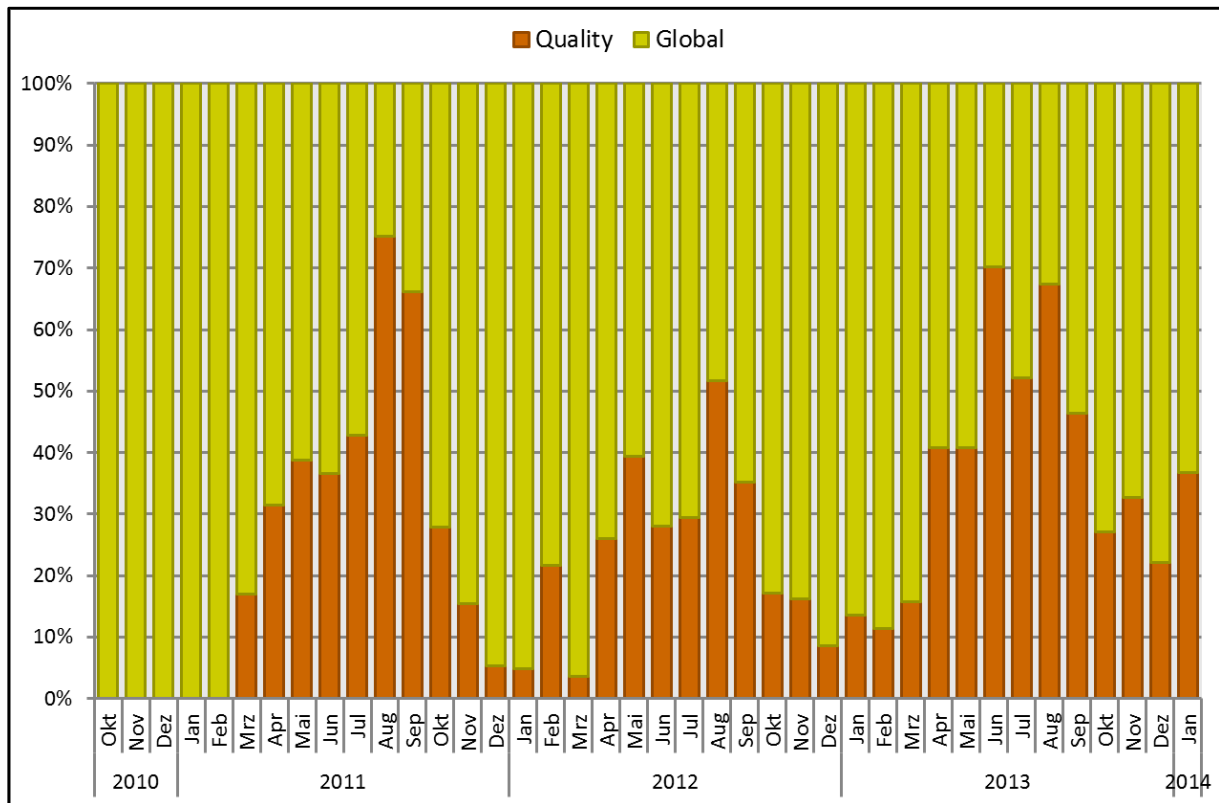


Abbildung 2: Anteil Quality an Regelernergieabrufen im Marktgebiet NCG³

³ Die diversifizierte Regelernergiebeschaffung (Trennung in der Veröffentlichung nach „Quality“ und „Global“) wurde mit Bildung des qualitätsübergreifenden Marktgebietes zum 01.04.2011 und durch die Verfügbarkeit technischer Mischanlagen ermöglicht.



Abbildung 3: Anteil Quality an Regelenenergieabrufen im Marktgebiet GASPOOL⁴

Zusätzlich haben durch die MGV durchgeführte Analysen gezeigt, dass im Zeitraum vom 01.10.2013 bis zum 16.02.2014 an 50 Tagen im Marktgebiet GASPOOL und an 13 Tagen im Marktgebiet NCG kein Einsatz von globalen Regelenenergieprodukten – aufgrund von qualitätsspezifischem Bedarf – erfolgen konnte. Ohne die Einbeziehung der Preise für qualitätsscharfe Produkte hätte der Ausgleichsenergiepreis an diesen Tagen – aufgrund der Preisbildungsvorschrift gemäß NC BAL – dem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis entsprochen. Zwar lassen sich diese Tage vom BKV aktuell nicht vorhersehen, so dass hier weniger die Gefahr einer Systemausnutzung gesehen wird, jedoch kann der MGV seine Kosten für den Regelenenergieeinsatz über das Ansetzen des mengengewichteten Gasdurchschnittspreises nicht decken. Diese Unterdeckung würde zwangsläufig in das Regelenenergieumlagekonto einfließen und über alle Marktteilnehmer sozialisiert werden.

⁴ Datenbasis für Quality-Produkte bilden ab dem 1.10.2013 nur noch an der Börse beschaffte Mengen, da nur diese in die Preisberechnung einfließen sollen. Vor diesem Zeitpunkt handelt es sich um die über das Regelenenergieportal beschafften Mengen.

Bei einem Konvertierungsentgelt von „Null“ könnte zudem die Situation eintreten, dass der Einsatz globaler VHP-Mengen so selten wird, dass eine Antizipation dieses Sachverhaltes durch die BKV erfolgen könnte. Der BKV kann dann davon ausgehen, dass er die Ausgleichsenergie ohne Auf- und Abschläge zum Hub-Preis beziehen kann. In diesem Fall gäbe es – bei einer Nicht-Berücksichtigung von qualitätsscharfen Produkten bei der Preisbildung für Ausgleichsenergie – keinen Anreiz für die BKV, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

Die im Zuge der Konsultation eingegangenen Stellungnahmen zeigen, dass die Einbeziehung qualitätsscharfer Börsenprodukte für die Bildung der Ausgleichsenergiepreise – unter der Bedingung, dass diese Produkte einen signifikanten Einfluss auf die Regelenenergiekosten haben – größtenteils befürwortet wird. Die MGV und FNB sehen diese Bedingung durch die oben genannten Erläuterungen als erfüllt an.

Neben den Stellungnahmen bezüglich der Einbeziehung qualitätsscharfer Produkte sprechen sich einige Marktteilnehmer auch für eine Einbeziehung lokaler Produkte aus, um die Kostenallokation möglichst verursachungsgerecht zu gestalten. Lokale Produkte werden jedoch von den MGV aus heutiger Sicht für den Start des modifizierten Gasbilanzierungssystems für die Preisermittlung nicht benötigt. Bei sich ergebender Notwendigkeit können die MGV jedoch die Einbeziehung weiterer Handelsgeschäfte gemäß Art. 22 Abs. 5 NC BAL bei der BNetzA beantragen.

Ein Branchenverband schlägt eine erneute Konsultation der Methodik zur Ableitung des anzuwendenden Preises nach Ablauf eines Jahres vor. Aus Sicht der MGV fehlt hierfür jedoch die Grundlage aus dem NC BAL. Daneben erscheint eine Jahresfrist für eine fundierte Auswertung zu kurz. Des Weiteren weisen die MGV auf die gravierenden Auswirkungen auf die IT-Kosten hin, wenn das implementierte System danach im Jahresrhythmus zu ändern wäre.

Kleine Anpassung:

Die Mehrheit der im Zuge der Konsultation befragten Marktteilnehmer befürwortet es, die „Kleine Anpassung“ zum Start des neuen Gasbilanzierungsmodells auf „Null“ zu setzen. Hiermit schließen sie sich der Argumentation der MGV an, nach der die vorgesehene Systematik für die Bildung von Ausgleichsenergiepreisen hinreichende Anreize für die BKV setzt, ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

Der hinreichende Anreiz besteht in der Planungsunsicherheit über die Ausgleichsenergiepreise, da durch den Kauf bzw. den Verkauf von Regelenergie durch die MGV jederzeit ein ungünstigerer Ausgleichsenergiepreis entstehen könnte. Zudem hat der BKV immer die Möglichkeit, benötigte Mengen zum aktuellen Preis an der Börse zu kaufen, so dass ein Bezug der benötigten Mengen über die risikobehaftete Ausgleichsenergie keine geeignete Alternative darstellen sollte.

Sonstige erforderliche Parameter:

Die Befragten stimmen überein, dass keine sonstigen Parameter nach Art. 20 Abs. 3 lit. (c) NC BAL erforderlich sind.

4 Mehr-/Mindermengen-Abrechnung

Regelungen zu der Mehr-/Mindermengenabrechnung sind nach Art. 2 Abs. 3 NC BAL nicht Teil des NC BAL, jedoch erachten die MGV und die FNB die Änderung der Prozesse zur Mehr-/Mindermengenabrechnung als notwendig, da diese aufgrund anderer (im Folgenden beschriebener) Modelländerungen angepasst werden müssen.

SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung

Die derzeit gültige Bildung der Ausgleichsenergiepreise basiert auf dem Durchschnittspreis eines fest definierten Preiskorbes, der in beiden Marktgebieten identisch ist. Auf Grundlage dessen ergeben sich in beiden Marktgebieten identische Ausgleichsenergiepreise und somit ebenfalls identische SLP-Mehr-/Mindermengenpreise.

Das neue Bilanzierungsmodell sieht jedoch die Bildung der Ausgleichsenergiepreise auf Basis der Regelenergiegeschäfte des jeweiligen MGV vor (siehe Kapitel 3). Infolgedessen würden sich – bei Beibehaltung der aktuell gültigen Berechnungslogik der SLP-Mehr-/Mindermengenpreise auf Basis des durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreises – je Marktgebiet unterschiedliche Preise für die Abrechnung der SLP-Mehr-/Mindermengen ergeben.

Insbesondere bei Netzbetreibern in einer Marktgebietsüberlappung würden unterschiedliche SLP-Mehr-/Mindermengenpreise zu einem unverhältnismäßig hohen Abwicklungsaufwand führen, der in diesem Zusammenhang nicht sachgerecht erscheint. Aus den Rückmeldungen der Marktteilnehmer wird die Forderung nach einem einheitlichen Preis für die SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung ebenfalls deutlich. Auch hier wurde auf die höhere Komplexität im Abrechnungsprozess bei abweichenden Mehr-/Mindermengenpreisen verwiesen.

Die MGV und FNB schließen sich der Forderung der Marktteilnehmer an und sprechen sich für einen marktgebietsübergreifenden einheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis aus, der dem Durchschnitt beider Hub-Preise („EEX-Tagesreferenzpreis Erdgas NCG“ bzw. „EEX-Tagesreferenzpreis Erdgas GASPOOL“) für den jeweiligen Gastag entsprechen soll. Der tägliche Hub-Preis erscheint verursachungsgerecht und sinnvoll, da er der Preisbildung im aktuellen

Bilanzierungssystem sowie dem Ziel eines möglichst aufschlagsfreien SLP-Mehr-/Mindermengenpreises am nächsten kommt.

RLM-Mehr-/Mindermengenabrechnung

Die vorgeschlagene Abrechnungssystematik für Ausgleichsenergiemengen führt zum Wegfall des aktuellen RLM-Mehr-/Mindermengenabrechnungsprozesses, da im Gegensatz zum heutigen Modell mit der M+12WT-Meldung ersatz- und brennwertkorrigierte Werte an den MGV übermittelt werden. Eine spätere separate Mehr-/Mindermengenmeldung und -abrechnung für RLM-Kunden wird dadurch obsolet.

Ein Großteil der Marktteilnehmer befürwortet die Abschaffung des bisherigen RLM-Mehr-/Mindermengenprozesses zwischen TK und Netzbetreiber unter der Voraussetzung, dass sich der Preis für die Differenz zwischen M+12WT und D+1KT am Marktpreis orientiert. Bei Einhaltung dieser Bedingung wird auch die Risikoverlagerung der Brennwertschwankungen vom TK auf den BKV als hinnehmbar erachtet. Da als Preis für die Abweichung zwischen den D+1KT-Daten und den M+12WT-Daten der Hub-Preis der Marktgebiete vorgeschlagen wird, sehen die MGV und FNB diese Voraussetzung als gegeben an.

5 Untertägiges Anreizsystem

Zur Sicherstellung der Netzintegrität eines Fernleitungsnetzes und zur Minimierung von Regelenergieeinsätzen dürfen gemäß Art. 24 Abs. 1 NC BAL untertägige Verpflichtungen (Anreize zum untertägigen Bilanzausgleich) etabliert werden.

Das derzeitige stündliche Anreizsystem (Strukturierungsbeitrag) kann aus Sicht der MGV und FNB in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht ohne Änderungen übernommen werden, da einige Kriterien des NC BAL – die Handlungsmöglichkeiten des BKV, einem Ungleichgewicht innerhalb des Tages entgegenwirken zu können und die Bildung möglichst kostenbasierter Entgelte – als nicht erfüllt angesehen werden.

Innerhalb des BDEW haben daher die FNB zusammen mit den MGV und weiteren Marktteilnehmern ein gemeinsames Modell für ein untertägiges Anreizsystem entwickelt. Der Modellansatz entspricht gemäß Art. 25 Abs. 2 NC BAL der Kategorie „Untertägige Verpflichtungen in Bezug auf das Bilanzierungsportfolio“. Ziel dabei war es, die Vorteile des heutigen untertägigen Anreizsystems beizubehalten, die Anforderung aus dem NC BAL zu erfüllen und die Flexibilitäten für die BKV zu erhöhen.

Das Modell sowie die Herleitung der Notwendigkeit eines untertägigen Anreizsystems wurden den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt. Nach Auswertung der Stellungnahmen empfehlen die MGV und FNB das folgende untertägige Anreizsystem.

5.1 Zielmodell untertägiges Anreizsystem

5.1.1 Empfehlung

Im Rahmen des untertägigen Anreizsystems wird in jeder Stunde des Gastages die Summe aller physischen und virtuellen Einspeisungen eines Bilanzkreises mit der Summe aller physischen und virtuellen Ausspeisungen desselben Bilanzkreises saldiert. Die gegebenenfalls verbleibende Stundenabweichung wird während des Gastages kumuliert. Sofern die kumulierte Stundenabweichung eine bestimmte Toleranz überschreitet, wird die diese Toleranz überschreitende Menge als abrechnungsrelevante Menge definiert. Auf diese Menge wird ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben, auf den im weiteren Verlauf näher eingegangen wird. Die Ermittlung der abrechnungsrelevanten Menge erfolgt stündlich.

Für das untertägige Anreizsystem werden folgende Fallgruppen unterschieden:

Gruppe 1

- Ein- und Ausspeisepunkte an der Grenze zu anderen Staaten
- Ein- und Ausspeisepunkte zu anderen Marktgebieten
- Ein- und Ausspeisepunkte von/zu Speichern
- Einspeisepunkte von inländischen Produktionsanlagen
- Virtuelle Ein- und Ausspeisepunkte (VHP)
- Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern mit Nominierungsersatzverfahren

Bei diesen Punkten gehen die stundenscharf allokierten Mengen in die stündliche Betrachtung ein. Für diese Mengen werden in der stündlichen Betrachtung keine Toleranzen gewährt.

Gruppe 2

- Ausspeisepunkte zu RLM-Letztverbrauchern

Bei allen RLM-Entnahmestellen werden die gemessenen Mengen allokiert („allokiert wie gemessen“) und in die stündliche Betrachtung einbezogen. Eine Unterscheidung der heutigen RLM-Fallgruppen in „mit Tagesband (RLMmT)“ und „ohne Tagesband (RLMoT)“ entfällt damit. Auf die allokierte Tagesmenge der Gruppe 2 wird ex-post eine Toleranz i. H. v. +/- 7,5 % gewährt.

Gruppe 3

- Ausspeisepunkte zu SLP-Letztverbrauchern

Bei SLP-Entnahmestellen ist der stündliche Anteil der gleichmäßig über den Gastag verteilten Tagesmenge des jeweiligen Standardlastprofils für das untertägige Anreizsystem relevant. Für diese Mengen werden in der stündlichen Betrachtung keine Toleranzen gewährt.

Die vorgeschlagene Systematik sei an dem folgenden Beispiel und durch Abbildung 4 erläutert.

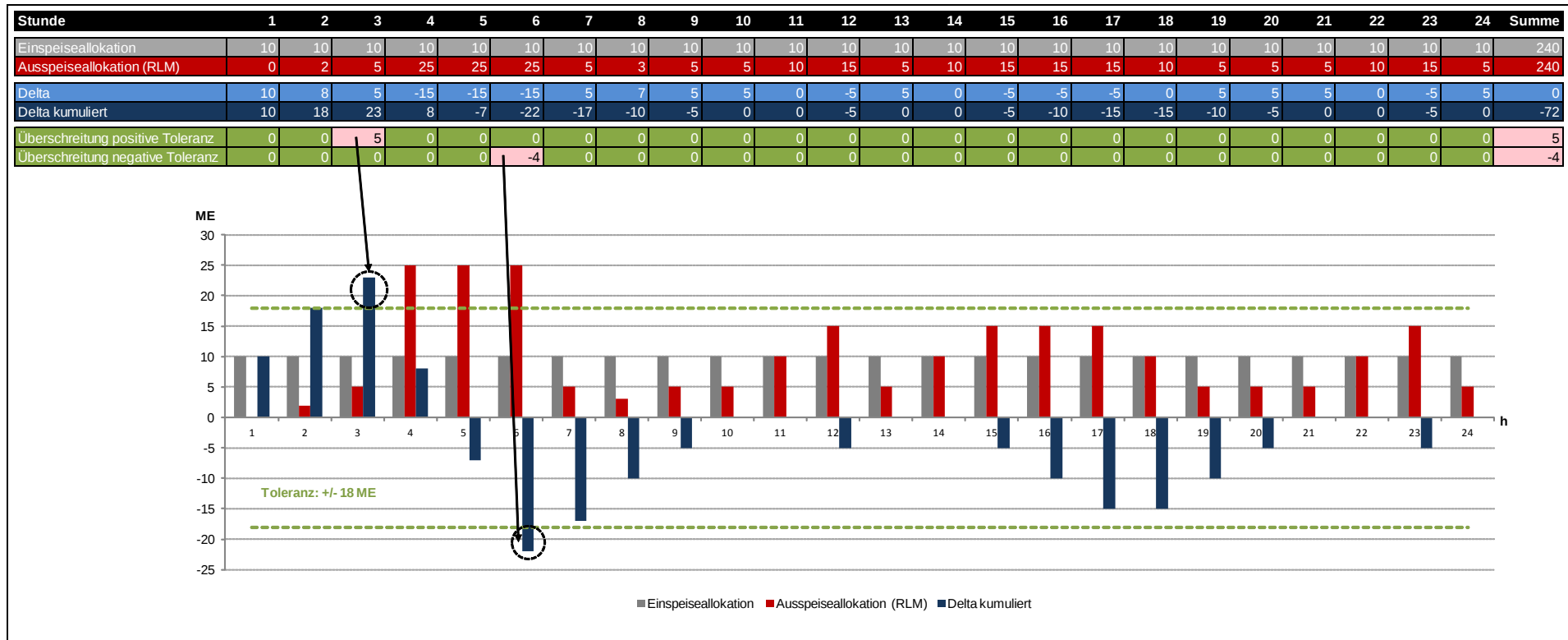


Abbildung 4: Beispiel Methodik untertägliches Anreizsystem

Beispiel:

Einem Bilanzkreis sind Einspeisepunkte der Gruppe 1 sowie RLM-Ausspeisepunkte (Gruppe 2) zugeordnet. Die Einspeiseallokation beträgt während des Gastages konstant 10 Mengeneinheiten (ME) pro Stunde, die Ausspeiseallokation schwankt zwischen 0 ME und 25 ME. Bei einer unterstellten RLM-Tagesmenge i. H. v. 240 ME beträgt die Toleranz ± 18 ME, dies entspricht $\pm 7,5$ %.

Jede Stunde wird der Saldo der Ein- und Ausspeisemengen errechnet und fortlaufend kumuliert. Der kumulierte Saldo wird stündlich der gewährten Toleranz gegenübergestellt. In Stunde 1 ist der Bilanzkreis um 10 ME überspeist, in Stunde 2 um 8 ME. Die Toleranz i. H. v. 18 ME wurde damit nach der zweiten Stunde vollständig in Anspruch genommen. Aufgrund einer erneuten Bilanzkreisüberspeisung in Stunde 3 beträgt der kumulierte Saldo 23 ME und überschreitet damit die gewährte Toleranz um 5 ME. Ab Stunde 4 reduziert sich die in Anspruch genommene Toleranz aufgrund einer Bilanzkreisunterspeisung. Die fortlaufend erhöhte allokierte Ausspeisung ohne Veränderung der allokierten Einspeisung hat zur Folge, dass in Stunde 6 die Toleranz um 4 ME (im negativen Bereich) überschritten wird. Unter der Annahme, dass es in den restlichen Stunden des Gastages zu keiner weiteren Überschreitung der Toleranz kommt, beträgt die abrechnungsrelevante Menge im untertägigen Anreizsystem für diesen Tag absolut betrachtet 9 ME.

5.1.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Die Ausgestaltung eines untertägigen Anreizsystems durch Gewährung einer Toleranz auf die Tagesmenge wird mehrheitlich positiv gesehen und als deutliche Verbesserung im Vergleich zum aktuellen stündlichen Anreizsystem hervorgehoben.

Zwei Händler weisen darauf hin, dass die kumulierte Betrachtung im Falle eines Nichtausgleichs von Toleranzüberschreitungen zu einer mehrfachen Pönalisierung führe. Andere Stellungnahmen stellen dem entgegen, dass durch die Anwendung der vorgeschlagenen Flexibilität ein Anreiz für einen schnellen Bilanzausgleich bestehe, gleichzeitig dieser aber nicht zur erneuten Pönalisierung führe (anders als bei einer reinen Studentoleranz). Dies trage zur Systemstabilität und damit zur Minimierung des Regelenergieeinsatzes bei.

Zwei Händler kritisieren, dass die Toleranz auf Basis der allokierten Messwerte ermittelt werden soll und nicht wie heute bei der Fallgruppe RLMmT auf Basis des arithmetischen Mittelwertes. Die MGV und FNB weisen darauf hin, dass die gewährte Toleranz auf Basis des ausgespeisten Tageswertes innerhalb von einer Stunde in Anspruch genommen werden kann. Ferner ist positiv hervorzuheben, dass der Wegfall der unterschiedlichen RLM-Fallgruppen Prozesskosten einspart und somit auch die Fehleranfälligkeit eliminiert. Dies würdigen ebenfalls zwei Stellungnahmen.

Ein ausländischer Verteilergebietsmanager weist darauf hin, dass einzelne Grenzübergangspunkte teilweise oder ausschließlich der Versorgung von Endkundenmärkten in Nachbarstaaten dienen und daher ebenfalls eine Toleranz erhalten sollten. Aus Sicht der MGV und FNB widerspricht dies der Logik, eine Toleranz nur für jene Punkte zu gewähren, die aufgrund ihrer Allokationsregel einem Prognoserisiko unterliegen. Sämtliche Grenzübergangspunkte werden „allokiert wie nominert“. Die Allokationsregeln für in Nachbarstaaten gelegene Netzknoten werden in den Nachbarstaaten definiert.

Ein Verband schlägt vor, ein stündliches Anreizsystem nur bei RLM-Letztkunden mit einem Verbrauch größer als 300 MWh/h anzuwenden. Dagegen spricht nicht nur, dass diese Grenze von 300 MWh/h willkürlich festgelegt wäre. Neben der Leistung des Verbrauchers ist für die Verursachung von Regelenergie ggf. auch die Lage in der Netztopologie und die Verbrauchsstruktur ausschlaggebend.

Nach Abwägung der Vor- und Nachteile überwiegen aus Sicht der MGV und FNB die positiven Aspekte für die Einführung eines untertägigen Anreizsystems mit einer Toleranz.

5.2 Höhe der Toleranz

5.2.1 Empfehlung

Das in Kapitel 5.1 beschriebene Modell sieht eine Toleranz i. H. v. $\pm 7,5\%$ auf alle zu RLM-Letztkunden ausgespeisten Mengen des jeweiligen Gastages vor. Basis zur Herleitung dieser Höhe ist das heutige GABi-Gas-Regime, welches seit 2008 Anwendung findet.

Abbildung 5 zeigt den heutigen Toleranzbereich für die Fallgruppe RLMmT. Der BKV erhält hier eine stündliche Toleranz i. H. v. $\pm 15\%$ auf den allokierten

Ausspeisewert. Bei einer Tagesmenge i. H. v. 2.400 ME und einem arithmetisch gemittelten stündlichen Allokationswert i. H. v. 100 ME ergibt sich eine stündliche Toleranz i. H. v. ± 15 ME. Unter der Annahme, dass der Bilanzkreis am Ende des Gastages ausgeglichen ist, kann der BKV die gewährte Toleranz maximal 12 Stunden in eine Richtung ausnutzen, ohne den heutigen Strukturierungsbeitrag bezahlen zu müssen. Kumuliert betrachtet, nutzt der BKV eine Toleranzmenge i. H. v. 180 ME. Dies entspricht 7,5 % der Tagesmenge bzw. durchschnittlich 1,8 Stundenmengen.

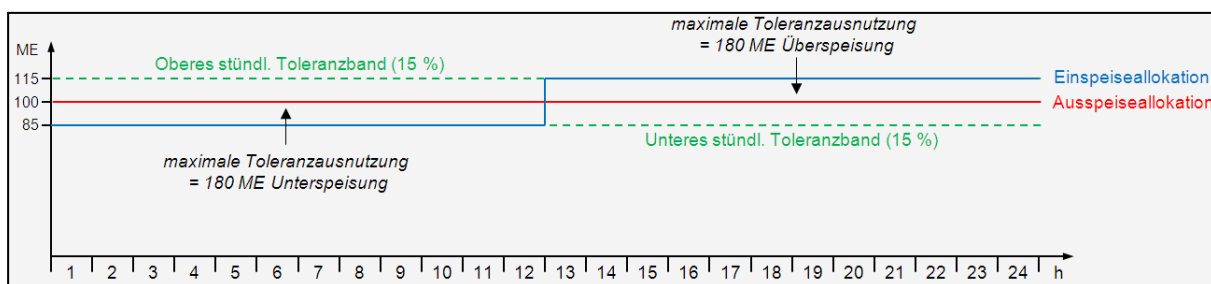
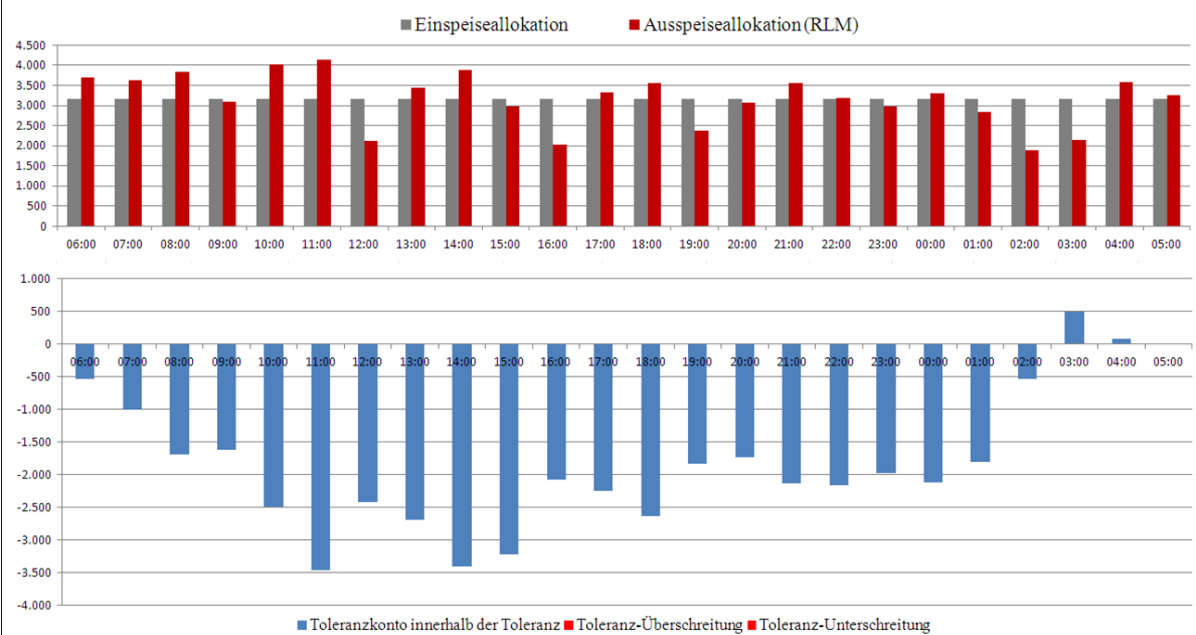
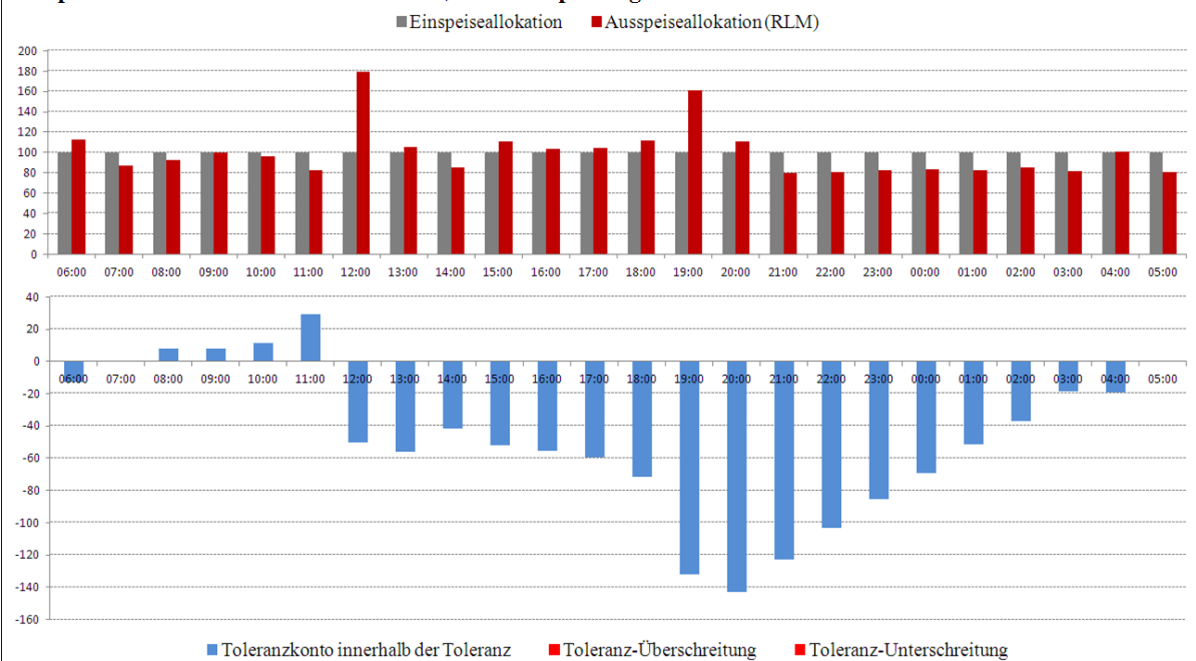


Abbildung 5: Maximale Toleranzausnutzung des heutigen Systems

Im Gegensatz zum heutigen GABi-Gas-Regime können im nun vorgeschlagenen Modell die 180 ME bzw. $\pm 7,5$ % der Tagesmenge innerhalb einer Stunde in Anspruch genommen werden. Dieser den BKV zugesprochene Vorteil ist für die FNB unter der Annahme der Nichtgleichzeitigkeit ein noch akzeptables Risiko. Beispielrechnungen der Marktteilnehmer haben gezeigt, dass bei $\pm 7,5$ % Tagesflexibilität auch in einem kleinen Portfolio (elf Kunden) keine Flexibilitätskostenbeiträge verursacht würden, selbst wenn die Einspeisungen als Bandeinspeisung vorgenommen werden. Die Beispielrechnungen sind den folgenden Abbildungen 6-9 zu entnehmen.

Beispiel 1: Portfolio mit 11 Kunden; Bandeinspeisung**Abbildung 6: Beispiel kleines Kundenportfolio****Beispiel 2: Kunde mit leichter Struktur; Bandeinspeisung****Abbildung 7: Beispiel Kunde mit leichter Struktur**

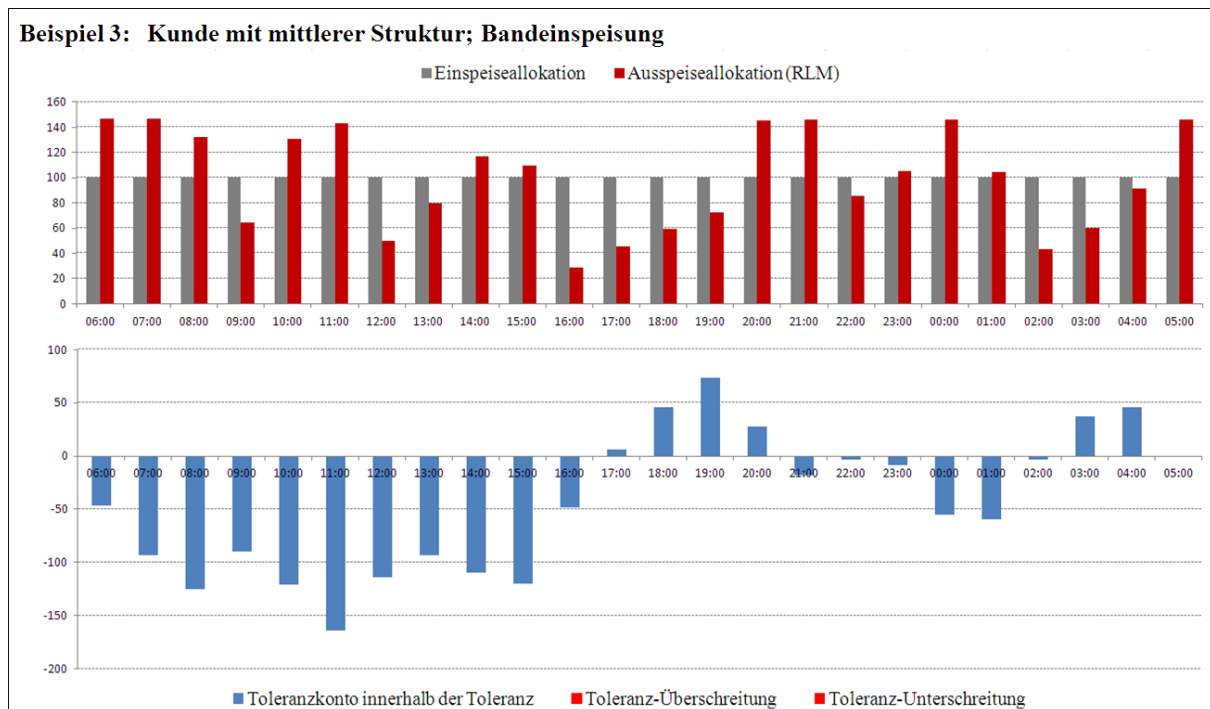


Abbildung 8: Beispiel Kunde mit mittlerer Struktur

Nur bei einem einzelnen Kunden mit starker Struktur entstehen Überschreitungen der Toleranz, die zu Flexibilitätskostenbeiträgen führen können (im Falle eines gegenläufigen Regelenergieeinsatzes, siehe hierzu Kapitel 5.3). Dies ist sachgerecht, da in diesem Fall auch entsprechende Strukturierungsleistungen für den BKV durch die FNB/MGV erbracht werden. Der BKV kann diese durch strukturierte Einspeisungen verringern oder gar vermeiden.

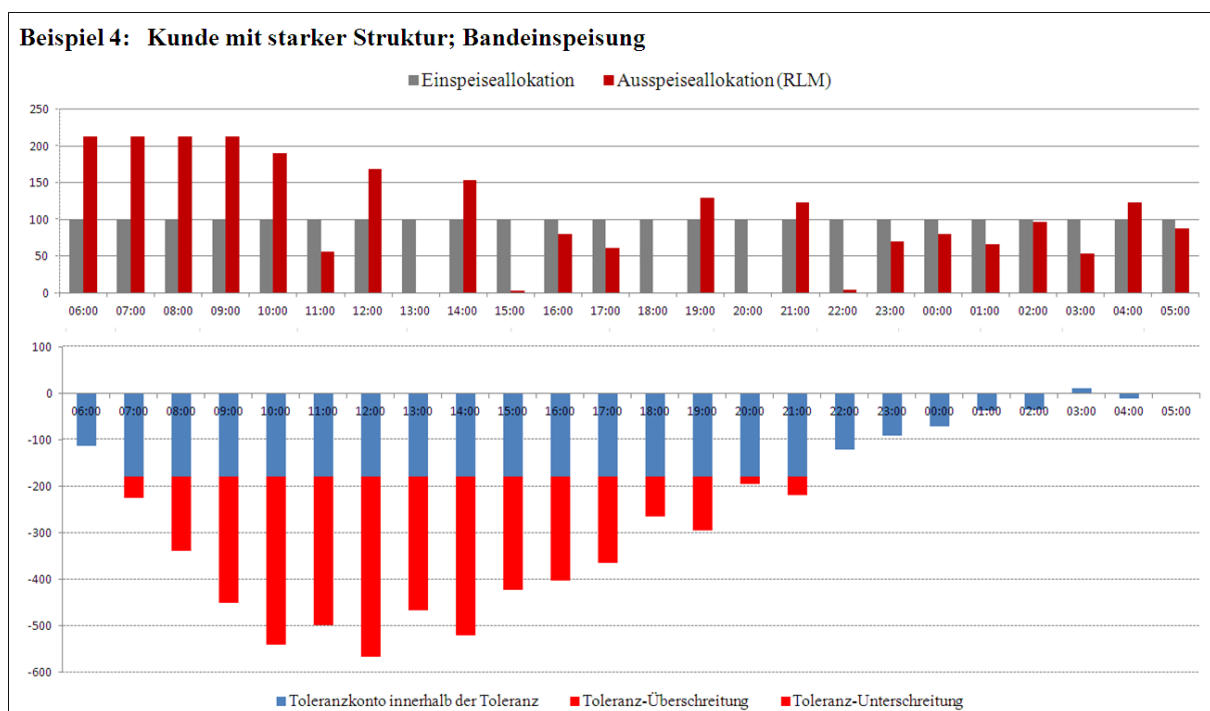


Abbildung 9: Beispiel Kunde mit starker Struktur

5.2.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Aus Netznutzerperspektive wird eine Toleranz i. H. v. $\pm 7,5\%$ überwiegend als zu gering angesehen. Als Grund wird vornehmlich der Zeitversatz zwischen der Messung und der untertägigen Informationsbereitstellung genannt. Ein Verband sieht eine Benachteiligung der Händler, die überwiegend SLP-Kunden und nur wenige RLM-Kunden beliefern. In der Konsequenz fordern mehrere Händler eine Toleranz i. H. v. $\pm 20\%$ der Tagesmenge. Andere Händler hingegen argumentieren, dass die Toleranz nicht höher als $\pm 7,5\%$ sein sollte. Bei einem höheren Wert würde kein Anreiz mehr bestehen, den Bilanzkreis auch untertäglich möglichst ausgeglichen zu halten.

Aus Sicht der MGV und FNB wird in den Stellungnahmen vernachlässigt, dass die gewährte Toleranz i. H. v. $\pm 7,5\%$ innerhalb von einer Stunde in Anspruch genommen werden kann und Flexibilitätskostenbeiträge bei Überschreitung der Toleranz auch nur dann zu entrichten sind, wenn es zu einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz kommt (siehe Punkt 5.3). Damit wird den BKV im Vergleich zum aktuellen GABi-Gas-Regime deutlich mehr Flexibilität ohne Zusatzkosten zugestanden. Die Anwendung eines höheren Toleranzwertes stellt aus Sicht der MGV und FNB derzeit ein nicht kalkulierbares Risiko in Bezug auf die Versorgungssicherheit dar.

Mehrere Stellungnahmen fordern, den Toleranzwert regelmäßig zu überprüfen. Zum Teil wird ein zwingender Automatismus gefordert, der die Anpassung des Toleranzwertes in Abhängigkeit noch zu definierender Kriterien (z. B. Entwicklung der Regelenergiekosten) bewirkt. Die MGV und FNB befürworten eine Analyse des Toleranzwertes nach Einführung des vorgeschlagenen Modells, sehen aber davon ab, zum jetzigen Zeitpunkt einen Automatismus derselbigen hinsichtlich des Analysezeitpunktes sowie der Bewertungskriterien vorzuschlagen.

5.3 Flexibilitätskostenbeitrag

5.3.1 Empfehlung

Zur Wahrung der Systemstabilität und Begrenzung der mit der Gewährleistung einer Flexibilitätsgrenze verbundenen Regelenergiekosten sehen die MGV und FNB in ihrer Modellbeschreibung eine Obergrenze der Toleranz i. H. v. $\pm 7,5\%$ auf die allokierte Tagesmenge der RLM-Letzterverbraucher vor. Diese Flexibilität wird dem

BKV zugestanden. Jede darüber hinaus in Anspruch genommene Flexibilität wird ggf. vom MGV bepreist und dem BKV in Rechnung gestellt, soweit es an diesem Tag zu einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz im Marktgebiet kam.

Gegenläufiger Regelenergieeinsatz liegt dann vor, wenn innerhalb eines Gastages im Marktgebiet Regelenergie sowohl ein- als auch verkauft wurde. An diesen Tagen wird die abrechnungsrelevante Menge mit dem Flexibilitätskostenbeitrag multipliziert. Das Produkt bildet das Flexibilitätskostenentgelt. Basis für den Flexibilitätskostenbeitrag bildet der Preisspread der Grenzpreise der gegenläufigen Regelenergiegeschäfte, ggf. multipliziert mit einem noch zu bestimmenden Faktor X.

Flexibilitätskostenentgelt = Flexibilitätskostenbeitrag * abrechnungsrelevante Menge
Flexibilitätskostenbeitrag = Preisspread Grenzpreise gegenläufige Regelenergiegeschäfte ggf. * Faktor

Tabelle 1: Formeln Flexibilitätskostenentgelt und -beitrag

Dies sei am folgenden Beispiel erläutert:

Kauf Regelenergie	Verkauf Regelenergie	Preisspread Grenzpreise
2 MWh zu 35 EUR/MWh 10 MWh zu 30 EUR/MWh	7 MWh für 25 EUR/MWh	10 EUR/MWh

Tabelle 2: Beispiel Ermittlung Preisspread Regelenergiepreise

Der Flexibilitätskostenbeitrag beträgt auf Basis vorgenannter Werte 10 EUR/MWh, ggf. multipliziert mit einem Faktor X.

Dabei erfolgt die Abrechnung ex-post auf Basis der tatsächlich benötigten gegenläufigen Regelenergie. Aufgrund dieser ex-post-Betrachtung ist gewährleistet, dass die mögliche Abrechnung als Anreiz für die BKV dient, ihren Bilanzkreis innerhalb der Toleranz zu steuern. Des Weiteren wird mit der ex-post-Betrachtung ermöglicht, dass die tatsächlich angefallenen Kosten herangezogen werden.

Ein wesentlicher Unterschied zum heutigen untätigen Anreizsystem besteht dabei darin, dass den BKV nicht jede Toleranzüberschreitung in Rechnung gestellt wird. Solange es zu keinem gegenläufigen Regelenergieeinsatz und damit zu keinem untätigen Strukturierungsbedarf der FNB bzw. MGV kommt, sind Toleranzüberschreitungen ohne Zusatzkosten für den BKV möglich.

Die entsprechenden Einnahmen werden in das Umlagekonto gebucht. Damit wird das Prinzip der Erlösneutralität gewahrt.

5.3.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Die Bepreisung des Flexibilitätskostenbeitrages auf Basis der Kosten für den gegenläufigen Regelenergieeinsatz wird von den Marktteilnehmern mehrheitlich befürwortet.

Einige Händler fordern in ihren Stellungnahmen, dass bei der Bepreisung nur der sogenannte Peak der Toleranzüberschreitung einmalig herangezogen werden dürfe, d. h. jeweils die höchste Überschreitung der Toleranz, positiv wie negativ. Sie begründen dies damit, dass der MGW in diesem Fall auch nur einmalig Regelenergie einkaufen müsse. Gegen dieses Argument und für die Abrechnung jedweder Toleranzüberschreitung spricht, dass der BKV bei einer einmaligen Strafe den Anreiz verlieren würde, seinen Bilanzkreis so schnell wie möglich wieder auszugleichen. Nur durch einen umgehenden Ausgleich könnte aber unter Umständen Regelenergie vermieden werden, da kurzfristige Schwankungen des Netzes in bestimmten Bereichen noch mit dem Netzpuffer ausgeglichen werden können.

Eine weitere Gefahr bestünde darin, dass BKV in Summe erst kurz vor Tagesende ihren Bilanzkreis ausgleichen. Um hierauf reagieren zu können, müssten im Netz (wie im Folgenden in der Berechnung in Kapitel 5.4.1 gezeigt) große Flexibilitäten bereitgehalten werden bzw. es wäre an neuralgischen Punkten unter Umständen die Netzstabilität gefährdet. BKV könnten bis Tagesende zwischen ihren beiden größten Peaks beliebig auf und ab „pendeln“, ohne weiteren Restriktionen unterworfen zu sein.

Einige Rückmeldungen weisen darauf hin, dass der Preisspread an einigen Tagen unter Umständen sehr hoch ausfallen könnte. Die BKV, die an diesen Tagen die Toleranz überschreiten, würden somit einen hohen Flexibilitätskostenbeitrag zahlen.

Das Risiko der Händler, ggf. sehr hohen Flexibilitätskostenbeiträgen ausgesetzt zu sein, könnte mit der Einführung eines Faktors zur Reduzierung des Preisspreads gemindert werden. Aus Sicht der MGW und FNB ist es allerdings wichtig, mit einem angemessenen Flexibilitätsentgelt weiterhin die richtige Anreizwirkung zu erzielen.

5.4 Analyse der Kriterien gemäß Art. 26 Abs. 5 NC BAL

Gemäß NC BAL muss ein untertägiges Anreizsystem die Kriterien gemäß Art. 26 Abs. 2 lit. (a)-(f) erfüllen. Die Kriterien sind aus Sicht der MGV und FNB erfüllt und waren Teil der Konsultation. Ferner sieht der NC BAL vor, dass das Empfehlungsdokument eine Analyse der Kriterien gemäß Art. 26 Abs. 5 beinhaltet.

5.4.1 Kriterium (a): Notwendigkeit

Analyse „der Notwendigkeit einer untertägigen Verpflichtung unter Berücksichtigung der Merkmale des Fernleitungsnetzes und der Flexibilität, über die der Fernleitungsnetzbetreiber durch den Kauf oder Verkauf kurzfristiger standardisierter Produkte oder durch die Inanspruchnahme von Flexibilitätssdienstleistungen gemäß Kapitel III verfügt.“⁵

Zur Analyse der Notwendigkeit eines untertägigen Anreizsystems haben die FNB in verschiedenen Szenarien die Auswirkungen eines Systems ohne untertägige Anreize bzw. mit eingeschränkten untertägigen Anreizen untersucht und bewertet. Es kann hier bereits vorweggenommen werden, dass ein System ohne untertägige Anreize einen sehr hohen Bedarf an Regelenergie mit hoher Flexibilität erfordern und damit zu sehr hohen Kosten führen würde. Die Regelenergieprodukte werden voraussichtlich nicht jederzeit gesichert angeboten. Aus den genannten Gründen sind untertägige Anreize im Gasbilanzierungssystem notwendig.

5.4.1.1 Beschreibung der Szenarien-Betrachtung

Die Szenarien im Einzelnen:

- Szenario 1: kein untertägiges Anreizsystem, d. h. die Bilanzkreise müssen nur am Ende des Gastages ausgeglichen sein.
- Szenario 2: untertägiges Anreizsystem für die Fallgruppen Entryso, Exitso, SLP, d. h. die Mengen zu RLM-Letzterverbrauchern können zeitlich beliebig über den Tag verteilt eingespeist werden.
- Szenario 3: untertägiges Anreizsystem für die Fallgruppen Entryso, Exitso, SLP. Einspeisekapazitäten zur Versorgung der RLM-Letzterverbraucher können nur zu 50 % flexibel genutzt werden und 50 %

⁵ § 26 Abs. 5 lit. (a) NC BAL

der RLM-Mengen werden zeitlich beliebig über den Tag verteilt eingespeist.

In allen Szenarien wurde die Annahme getroffen, dass die ausgespeisten Mengen, die keinen untertägigen Anreizmechanismen unterliegen, so spät wie möglich eingespeist werden. Die Bilanzkreise sind lediglich am Ende des Gastages ausgeglichen. Für den sich hierdurch ergebenden Maximalzeitraum einer Entry-Nullnominierung sowie den Minimalzeitraum einer maximalen Entry-Nominierung wurde der Strukturierungsbedarf ermittelt. Diese Extrembetrachtung bildet die maximal mögliche Nutzung der untertägigen Flexibilitäten (höchste Abweichung zwischen Ein- und Ausspeisung) ab. Die interne Regelenergie wurde in den Szenarien zur Glättung der als Band angenommenen Exit-Last sowie zum Ausgleich der Trägheit der Regelenergie eingesetzt und kann daher keinen zusätzlichen Beitrag zur Minderung der Strukturierung leisten.

Als maximale Einspeiseleistung wurde die technisch verfügbare feste Kapazität (TVK) der Einspeisepunkte zu Grunde gelegt, da diese Kapazität den TK sicher zur Verfügung steht. Als Ausspeiseleistung wurde die durchschnittliche Tagesmenge (Summe aller Ist-Mengen der Exits im vom FNB gesteuerten Netz inkl. Netzanschlusspunkte, Netzkopplungspunkte, GÜP, MÜP, Speicheranschlusspunkte) dividiert durch 24 angenommen. Diese Band-Betrachtung der Ausspeisungen berücksichtigt keine in der Realität üblichen, untertägigen Schwankungen und führt dazu, dass die ermittelten Strukturierungsleistungen und -mengen tatsächlich noch höher wären. Die FNB haben jeweils die Daten des Gaswirtschaftsjahres 2011/2012 zu Grunde gelegt, getrennt nach Winter- und Sommerhalbjahr. Die Szenarien seien im Einzelnen graphisch (Zahlen beispielhaft) erläutert:

Szenario 1:

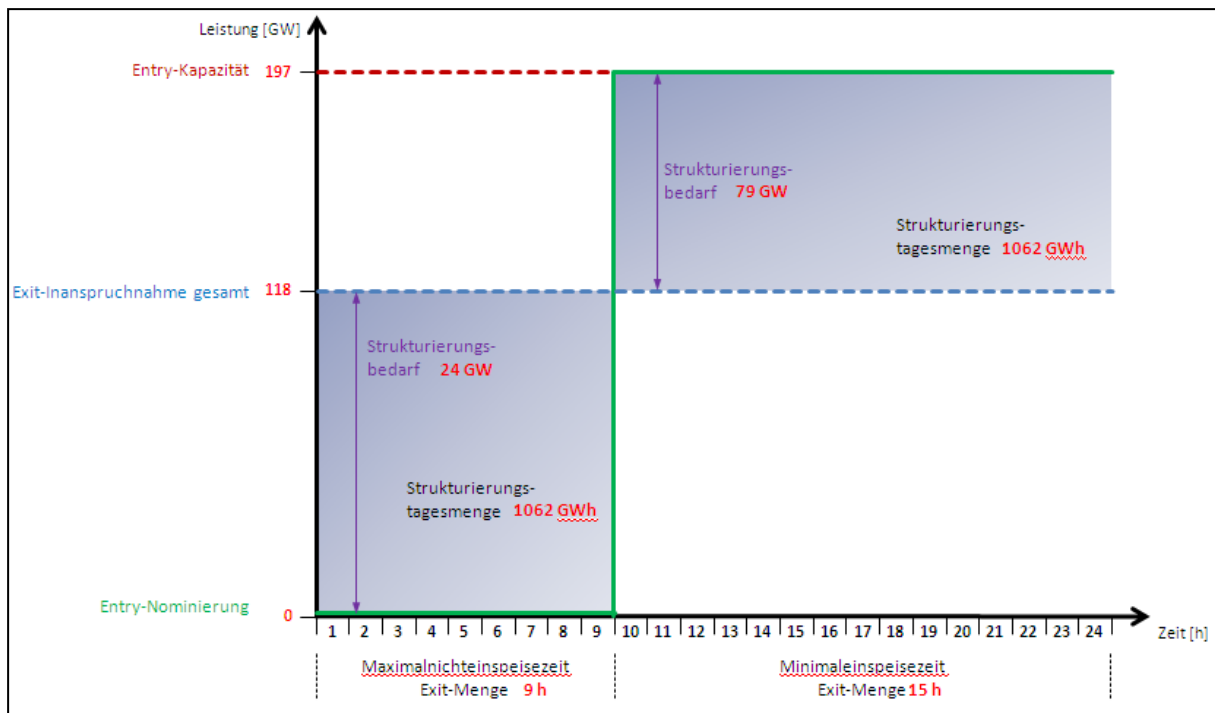
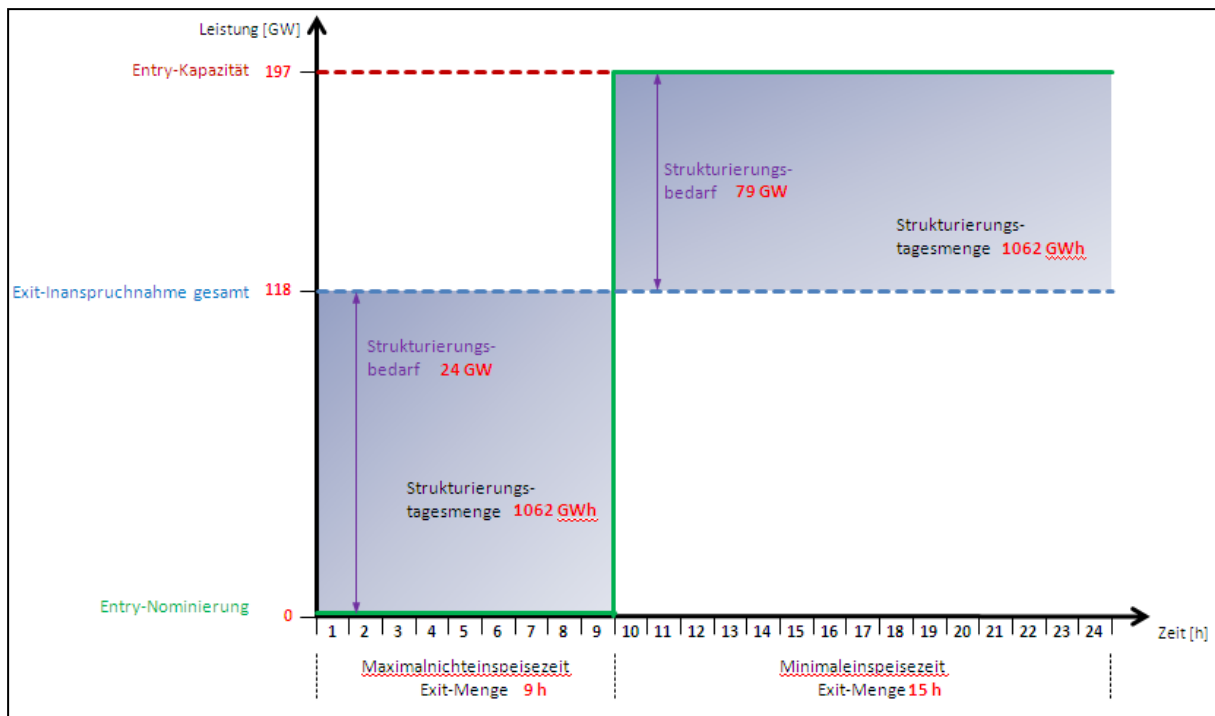
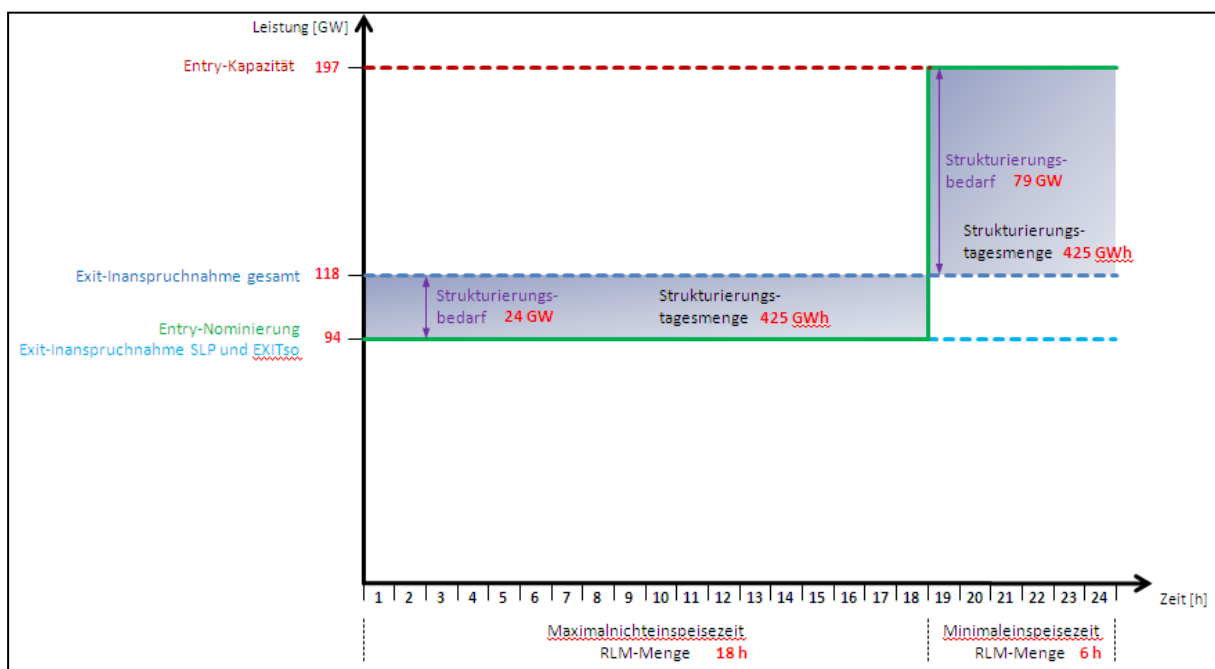


Abbildung 10 zeigt, dass eine gemittelte Exit-Last i. H. v. 118 GWh/h angenommen wird. Dies entspricht einer Tagesmenge i. H. v. 2.832 GWh. Die Entry-Kapazität (TVK) liegt bei 197 GWh/h. Bei voller Ausnutzung der Entry-TVK ist es möglich, die gesamte Exit-Last innerhalb der letzten 15 Stunden des Gastages einzuspeisen. Dies gilt auch für solche Mengen, deren Allokation im Vorfeld bekannt ist (Fallgruppe SLP) bzw. die selbst gesteuert werden (Fallgruppe Exitso). In dem Beispiel werden in den ersten neun Stunden folglich keine Mengen eingespeist. Aufgrund der Bilanzkreisunterspeisung in den ersten neun Stunden ergibt sich aus Netzsicht ein Strukturierungsleistungsbedarf (Regelenergiekauf) und in den letzten 15 Stunden aufgrund der Bilanzkreisüberspeisung ein weiterer Strukturierungsleistungsbedarf (Regelenergieverkauf). Ein entsprechendes Verhalten der BKV kann nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein derartiges Verhalten ggf. in einer bzw. in wenigen Stunden ausreicht, um extrem hohe Strukturierungsbedarfe zu erzeugen, die nicht rechtzeitig durch den Einsatz entsprechender Regelenergieprodukte gedeckt werden könnten.



Szenario 2:

In Szenario 2 besteht die volle Flexibilität nur für die zu RLM-Letzverbrauchern ausgespeisten ausgespeisten Mengen, d. h. die für die Fallgruppen SLP (als Band) und Exitso allokierten Mengen werden zeitgleich und in gleicher Höhe eingespeist. Die Tagesmenge der Tagesmenge der RLM-Letzverbraucher wird unter Ausnutzung der zur Verfügung stehenden stehenden Entry-Kapazität so spät wie möglich eingespeist, siehe



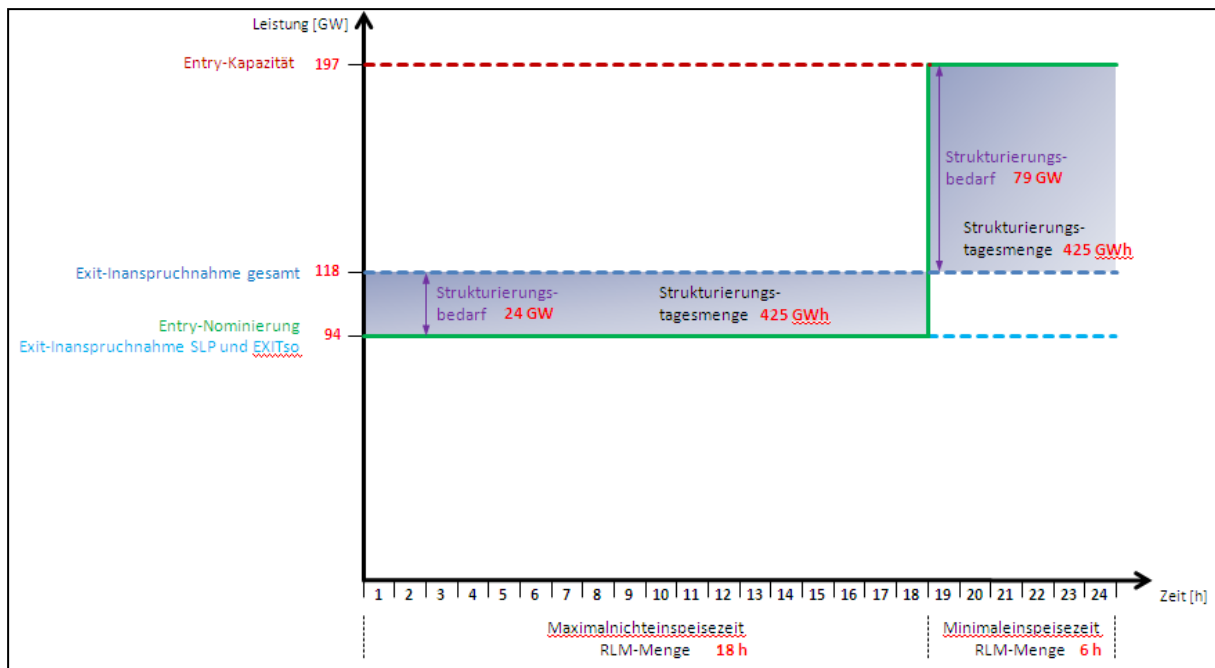


Abbildung 11: Beispiel Szenario 2

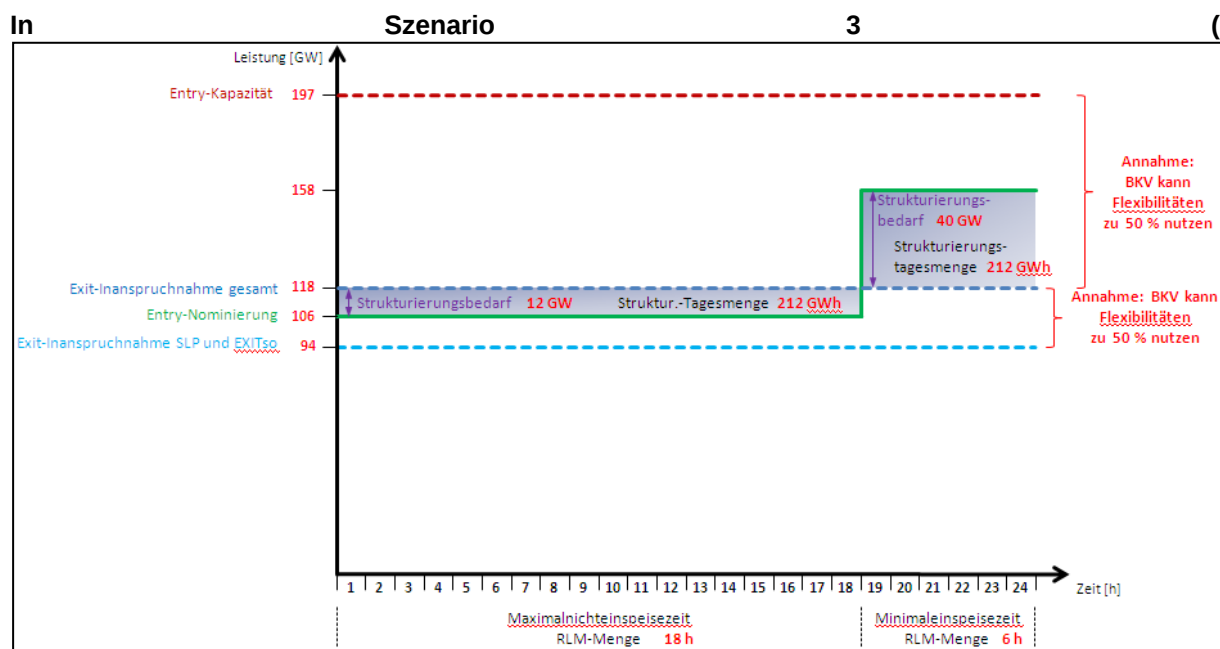
Szenario 3:

Abbildung 12) wird angenommen, dass die Einspeisekapazitäten zur Versorgung der RLM-Letzterverbraucher maximal zu 50 % flexibel genutzt werden (kontinuierliche Produktion, Restriktionen in Bezugs- und Lieferverträgen, kein gleichzeitiges und gleichartiges Verhalten aller BKV, Restriktionen der Speicherkennlinie). Ferner werden 50 % der RLM-Mengen zeitgleich und in gleicher Höhe eingespeist. Die für SLP (als Band) und Exitso allokierten Mengen werden ebenfalls zeitgleich und in gleicher Höhe eingespeist.

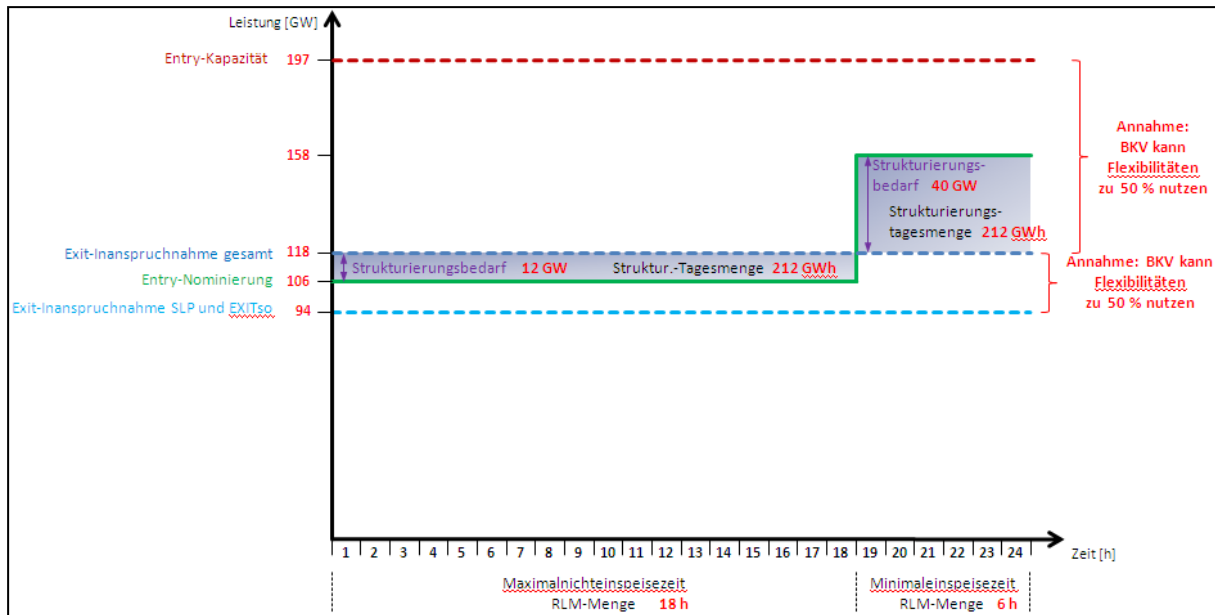


Abbildung 12: Beispiel Szenario 3

5.4.1.2 Ergebnis der Szenarien-Betrachtung

Die Rechnungen des Szenario 1 zeigen, dass ein sehr hoher Regelenergiebedarf und damit sehr hohe Kosten entstehen können. Die physische Verfügbarkeit von Regelenergieprodukten mit der benötigten Leistung und Flexibilität ist sehr unwahrscheinlich. Gleichzeitig würde ein fehlender Ausgleich innerhalb kürzester Zeit zur Instabilität des Netzes führen.

Da die Exitso- sowie SLP-Mengen dem BKV vor der Entry-Nominierung bekannt sind, sprechen keine Gründe dagegen, diese Mengen auch weiterhin zeitgleich und in gleicher Höhe einzuspeisen. Daher wurde das Szenario 1 nicht weiter betrachtet. In Abstimmung mit den Marktteilnehmern wurden die Szenarien 2 und 3 hingegen auch monetär bewertet. Für jedes analysierte FNB-Netz wurden die ermittelten Strukturierungsleistungen und -mengen (externe Regelenergie) alternativ mittels Speicherkosten, dem Preisspread der Regelenergiepreise sowie den Kosten für ein Regelenergie-Flexibilitätsprodukt bepreist. Diese zusätzlichen Regelenergiekosten gemäß der Berechnung sind zusammengefasst der folgenden Tabelle 3 zu entnehmen:

Zusätzliche Regelenergiekosten	Szenario 2	Szenario 3
Speicherkosten	4.266 Mio. EUR/a	2.133 Mio. EUR/a
• Befüllleistung	1.982 Mio. EUR/a	991 Mio. EUR/a
• Entnahmeleistung	304 Mio. EUR/a	152 Mio. EUR/a
• AGV	1.980 Mio. EUR/a	990 Mio. EUR/a

Flexibilitätsprodukt	3.534 Mio. EUR/a	1.767 Mio. EUR/a
Preisspread Regelenergiepreise		
• NCG global ⁶	746 Mio. EUR/a	373 Mio. EUR/a
• NCG quality	1.066 Mio. EUR/a	533 Mio. EUR/a
• GASPOOL global	1.058 Mio. EUR/a	529 Mio. EUR/a
• GASPOOL quality	1.488 Mio. EUR/a	744 Mio. EUR/a

Tabelle 3: Übersicht zusätzliche Regelenergiekosten für ein Gaswirtschaftsjahr

Die Preisannahmen unterliegen einer hohen Unsicherheit. Bei einem extremen Anstieg des (untertägigen) Regelenergiebedarfs ist ein deutlich höherer Preisspread der Regelenergiepreise wahrscheinlich. Ferner ist nach heutigen Erfahrungen der externe Regelenergiebedarf keinesfalls vollständig durch globale Regelenergie zu decken. Es handelt sich daher um alternative Best-Case-Rechnungen.

Daher sind aus Netzsicht untertägige Anreize zur Bilanzkreissteuerung erforderlich. Denn ein Fehlen derartiger Anreizmechanismen würde eine unverhältnismäßig hohe Flexibilitätsvorhaltung und damit verbundene Kosten nach sich ziehen. Aufgrund der Vorlaufzeiten für den Abruf externer Regelenergie wären zusätzlich untertägige Strukturierungsprodukte zu beschaffen, um das Risiko von kurzfristigen Unterbrechungen der Gasversorgung infolge der Nichtverfügbarkeit von Regelenergie zu vermeiden. Aus heutiger Sicht ist die Verfügbarkeit von externer Regelenergie in den errechneten Ausmaßen nicht gewährleistet.

Grundsätzlich können nur theoretische Ansätze untersucht werden, da das tatsächliche Verhalten der BKV in einem Bilanzierungsmodell ohne untertägige Anreize bzw. mit nur geringen untertägigen Anreizen nicht mit Sicherheit prognostiziert werden kann. Eine volle Nutzung der zur Verfügung gestellten Flexibilitäten kann aber auch nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Darüber hinaus würden in einem reinen Tagesbilanzierungsregime die Kosten für den Einsatz von externer Regelenergie sozialisiert und nicht verursachungsgerecht verteilt. BKV, die eine gute Prognose und damit entsprechende Einspeisungen vornehmen, würden tendenziell benachteiligt. Zu erwähnen ist zusätzlich, dass je mehr Flexibilitäten den BKV im Inland zur Verfügung gestellt werden, diese desto mehr Flexibilitäten für das Angebot von Strukturierungsleistungen im benachbarten

⁶ Qualitätsunabhängige Menge am VHP des Marktgebietes

Ausland nutzen können. Kosten durch Strukturierung im Nachbarland würden dann von den BKV in Deutschland getragen.

Die Kernvoraussetzungen eines funktionierenden Gasmarktes – Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit sowie Deckung des externen Regelenenergiebedarfs – müssen erfüllt sein. Das aktuelle GABi-Gas-Regime sowie das hier vorgeschlagene Modell tragen dem Rechnung.

5.4.2 Kriterium (b): Informationsbereitstellung

Analyse „der Informationen, die den Netznutzern vorliegen und es ihnen ermöglichen, ihren untertägigen Bilanzierungsstatus rechtzeitig ausgeglichen zu halten.“⁷

5.4.2.1 Empfehlung

In Einklang mit den Anforderungen des NC BAL sollen den BKV zukünftig zweimal untertägig Informationen zum Verbrauch der RLM-Letzterverbraucher zur Verfügung gestellt werden. Die erste Aktualisierung muss dabei gemäß Art. 34 NC BAL mindestens vier Lastfluss-Stunden umfassen. Ferner müssen die Stundenlastgänge innerhalb von vier Stunden nach dem Gasfluss an den BKV übermittelt werden. Die ANB und MGV haben sich darauf verständigt, dass den ANB drei Stunden (heute sechs Stunden) und den MGV eine Stunde (heute ebenfalls eine Stunde) zur Verarbeitung der Daten zustehen. Im Ergebnis wird die Anzahl der untertägigen Informationsbereitstellung verdoppelt – bei gleichzeitiger Verkürzung der Zeitspanne zwischen Messung des Gasflusses und Übermittlung der Daten an die BKV.

Aus Sicht der FNB ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass die zweite untertägige Datenmeldung nicht später als 18:00 Uhr beim BKV eingehen sollte. Eine spätere Übermittlung außerhalb dieser Zeitvorgabe sollte aufgrund der bisher notwendigen manuellen Einflussnahme in den Prozess der Informationsbereitstellung zur Gewährleistung einer entsprechenden Datenqualität vermieden werden. Den BKV würde somit untertägig jeweils der Auslesungszeitraum von 06:00 – 14:00 Uhr übermittelt werden (heute 06:00 – 12:00 Uhr). Eine Empfehlung, in welche exakten zwei Zeitfenster der vorgenannte Auslesungszeitraum aufzuteilen ist, werden die MGV und FNB aufgrund sehr unterschiedlicher Meinungen in der Branche nicht

⁷ § 26 Abs. 5 lit. (b) NC BAL

aussprechen. Es wird jedoch empfohlen, dass gemäß Art. 34 Abs. 2 lit. (a) NC BAL die zweite Datenlieferung neben den Daten aus dem zweiten Zeitfenster auch die Daten aus dem ersten Zeitfenster enthält und diese überschreibt bzw. aktualisiert.

Aus Sicht der MGV und FNB sind den BKV zumutbare Möglichkeiten gegeben, ihren Bilanzkreis auch untertägig möglichst ausgeglichen zu halten. Diese bestehen in

- einer angemessenen Prognose,
- der Möglichkeit einer Renominierung von Einspeisemengen (die Renominierungsfrist am VHP beträgt gemäß Art. 5 Abs. 3 NC BAL zukünftig 30 Minuten zur vollen Stunde),
- zwei untertägigen Datenbereitstellungen zu RLM-Lastgängen (d. h. Verdopplung des heutigen Prozesses bei Verkürzung der Fristen) sowie
- der Anpassung des Allokationsprozesses.

5.4.2.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Die zweimalige untertägige Informationsbereitstellung wird überwiegend als ausreichend dargestellt. Etwa die Hälfte der 20 Marktteilnehmer hat in ihren Stellungnahmen konkrete Anforderungen an die Ausgestaltung der Zeitfenster formuliert. Für das erste Zeitfenster wird mehrheitlich ein Zeitraum von 06:00 – 11:00 Uhr vorgeschlagen, es werden aber auch Zeiträume von 06:00 – 10:00 Uhr und von 06:00 – 12:00 Uhr gefordert. Ein möglichst langes erstes Zeitfenster wird damit begründet, dass nach diesem noch entsprechende Handelsaktivitäten initiiert werden können. Nach dem zweiten Zeitfenster sei dies nur noch sehr eingeschränkt bis gar nicht möglich. Es wird jedoch auch angeführt, dass längere Zeitfenster den Zeitpunkt von Renominierungen zur Gegensteuerung von Bilanzkreisschiefständen nach hinten verschieben und die Zeitfenster daher möglichst kurz ausgestaltet sein sollten. Die Vorschläge für das Ende des zweiten Zeitfensters variieren entsprechend der Stellungnahmen zwischen 12:00 und 20:00 Uhr. Aufgrund der unterschiedlichen Rückmeldungen haben die MGV und FNB entschieden, keinen konkreten Vorschlag gegenüber der Konsultation zu unterbreiten.

Der Vorschlag, dass der zweite Datentransfer die Daten des ersten Zeitfensters überschreibt, wird unterstützt.

5.4.3 Kriterium (c): Finanzielle Auswirkungen

Analyse „der voraussichtlichen finanziellen Auswirkungen auf die Netznutzer“⁸

Zwei Komponenten des in diesem Dokument empfohlenen Systems können auf die BKV finanzielle Auswirkungen entfalten:

- Ausgleichsenergieentgelt
- Flexibilitätskostenbeitrag

Das in Kapitel 3 beschriebene Ausgleichsenergieentgelt wird auf täglicher Basis von den MGW erhoben, sofern am Ende des Gastages ein Saldo zwischen täglicher Ein- und Ausspeisung in den jeweiligen Rechnungsbilanzkreisen der BKV verbleibt. Somit kann das Ausgleichsenergieentgelt potentiell an jedem Gastag fällig werden.

Der zur Berechnung des täglichen Ausgleichsenergieentgelts anzuwendende Preis wird anhand des in Kapitel 3.1 beschriebenen Grenzverkaufspreises bzw. Grenzankaufspreises für Regelenergie ermittelt.

Dem BKV wird untertägig eine Toleranz i. H. v. +/- 7,5 % auf die allokierte Tagesmenge der RLM-Letztverbraucher zugestanden. Jede darüber hinaus in Anspruch genommene Flexibilität wird ggf. vom MGW bepreist und dem BKV in Form eines Flexibilitätskostenentgeltes in Rechnung gestellt. Dieses Flexibilitätskostenentgelt setzt sich aus der abrechnungsrelevanten Menge multipliziert mit dem Flexibilitätskostenbeitrag zusammen. Der Flexibilitätskostenbeitrag wird nur an Tagen mit einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz im Marktgebiet erhoben.

Im Zeitraum vom 01.10.2012 bis zum 01.10.2013 gab es im Marktgebiet NCG nur 25 Tage, an denen aufgrund eines gegenläufigen Regelenergieeinsatzes ein Preis ermittelt und damit der Flexibilitätskostenbeitrag für untertägige Differenzen im Bilanzkreis erhoben worden wäre. Im aktuellen Gaswirtschaftsjahr wären es bis zum 31.12.2013 neun Tage gewesen. Im Marktgebiet GASPOOL kann belastbar nur der Zeitraum ab dem 01.10.2013 betrachtet werden, da davor untertägige Ungleichgewichte über andere Regelenergieprodukte ausgeglichen wurden. Im Zeitraum vom 01.10.2013 bis zum 31.12.2013 gab es 6 Tage, an denen es zu einem gegenläufigen Regelenergieeinsatz kam.

⁸ § 26 Abs. 5 lit. (c) NC BAL

GWJ	Datum	Preisspread [EUR/MWh]	GWJ	Datum	Preisspread [EUR/MWh]
GWJ 12/13	30.10.2012	1,60	GWJ 13/14	12.10.2013	10,00
	13.11.2012	2,76		15.10.2013	0,70
	14.11.2012	6,65		14.11.2013	8,69
	11.12.2012	0,35		19.11.2013	7,70
	18.01.2013	1,95		20.11.2013	2,70
	21.01.2013	1,65		21.11.2013	7,70
	14.02.2013	0,80		29.11.2013	4,80
	18.02.2013	0,80		03.12.2013	2,85
	20.02.2013	0,60		06.12.2013	11,10
	23.02.2013	1,20		01.01.2014	19,00
	09.03.2013	2,14		25.01.2014	9,80
	13.03.2013	22,92		26.01.2014	1,53
	22.03.2013	2,56		27.01.2014	-0,03
	19.04.2013	3,40		29.01.2014	2,10
	21.04.2013	3,22		03.02.2014	2,88
	24.04.2013	6,15		05.02.2014	0,64
	16.05.2013	10,40			
	17.05.2013	7,17			
	18.05.2013	1,30			
	22.05.2013	2,94			
	24.05.2013	8,00			
	01.06.2013	3,74			
	07.06.2013	6,25			
	14.06.2013	1,00			
	20.06.2013	1,15			

Tabelle 4: Übersicht Preisspreads an Tagen mit gegenläufiger Regelenenergie (NCG)

Die oben aufgeführte Tabelle 4 zeigt die jeweiligen Preisspreads der Regelenenergiegrenzpreise der für den Flexibilitätskostenbeitrag relevanten Gastage (gegenläufiger Regelenenergieeinsatz) im NCG-Marktgebiet. Im Mittelwert lag der Preisspread bei 4,70 EUR/MWh.

Die Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrages erfolgt ex-post auf Basis der tatsächlich angefallenen Preise für gegenläufige Regelenenergie. Das Vorhandensein von gegenläufiger Regelenenergie zeigt die Inanspruchnahme von untertägiger Flexibilität durch die BKV. Da BKV den Flexibilitätskostenbeitrag lediglich an diesen Tagen zahlen müssen, ist neben dem Kriterium der Kostenreflektion auch das Kriterium der Verursachungsgerechtigkeit erfüllt.

Im Konsultationsdokument wurde erörtert, dass die Hauptkosten, die den BKV hinsichtlich ihrer Bilanzierungsverpflichtungen entstehen, sich auf den

Bilanzierungsstatus am Ende des Gastages beziehen müssen. Aufgrund der Gewährung einer angemessenen Toleranz und der Tatsache, dass eine Abrechnung nur an Tagen mit gegenläufigen Regelenergieeinsätzen stattfindet, ist diesem Kriterium Rechnung getragen. Die Mehrheit der Stellungnahmen stimmt dem zu.

5.4.4 Kriterium (d): Auswirkungen auf neue Netznutzer

Analyse „der Auswirkungen auf neue Netznutzer, die in den relevanten Markt eintreten, einschließlich etwaiger unverhältnismäßig negativer Auswirkungen.“⁹

Eine untertägige Verpflichtung verfolgt den Zweck, Netznutzer zu einem insgesamt systemdienlichen Nutzungsverhalten zu bewegen. Als systemdienlich gilt ein Nutzungsverhalten, bei dem sich Ein- und Ausspeisemengen in etwa entsprechen. Insbesondere wird dies angenommen, wenn dies nicht nur über den gesamten Tag verteilt gilt, sondern auch in kürzeren Zeitabschnitten (einzelne oder wenige aufeinanderfolgende Stunden eines Tages). Damit besteht der Zweck untertägiger Verpflichtungen darin, ein Nutzungsverhalten zu unterstützen, bei dem die BKV die Ein- und Ausspeisemengen in möglichst vielen Stunden eines Tages ausgeglichen halten.

Als relevanter Markt für den Eintritt neuer Netznutzer wird mindestens ein Marktgebiet bzw. Entry-/Exit-System angenommen. In einem Marktgebiet können Letztverbraucher ohne strömungsmechanische Engpässe vom VHP aus versorgt werden. Die Handelsmengen und Churn-Rates an den VHP der Marktgebiete GASPOOL und NCG steigen seit Jahren und reflektieren eine ausreichende Liquidität (sowohl in den beiden deutschen Marktgebieten als auch in an Deutschland angrenzenden EU-Mitgliedsstaaten) bei einer angeglichenen Preisentwicklung. Damit ist eine Versorgung von Letztverbrauchern auch durch neue Netznutzer in einem Marktgebiet über den VHP zu wettbewerbsfähigen Preisen und unabhängig von der Größe des Portfolios für jeden BKV möglich. Mehrere Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung, dass der Eintritt neuer Netznutzer durch die Einführung der vorgeschlagenen untertägigen Verpflichtung nicht unangemessen eingeschränkt wird.

⁹ § 26 Abs. 5 lit. (d) NC BAL

Ein Verband äußert in der Konsultation die Auffassung, dass der Eintritt neuer Netznutzer unangemessen beschränkt wird, und sieht einen gegenteiligen Nachweis als nicht hinreichend erbracht an.

Nach Auffassung der MGV und FNB wird der Eintritt neuer Netznutzer in diesen relevanten Markt nicht unangemessen beschränkt. Es erfolgt zwar eine Beschränkung durch das vorgeschlagene untertägige Anreizsystem, diese Beschränkung ist aber aus den nachfolgenden Gründen angemessen:

(1) Es fallen keine Entgelte an, wenn der Bilanzkreis nur Abweichungen innerhalb der Toleranz aufweist.

(2) Die Höhe der im Falle von Überschreitungen der Toleranz abzurechnenden Entgelte orientiert sich an den anfallenden Kosten. Fallen keine Kosten an, wird auch kein Flexibilitätskostenbeitrag in Rechnung gestellt.

(3) Die BKV haben eine angemessene Möglichkeit, ihr Portfolio innerhalb der Toleranzgrenzen zu halten. Die vorgeschlagene Toleranz i. H. v. $\pm 7,5\%$ bezogen auf die ausgespeiste Tagesmenge ist ausreichend, um selbst einem neu im Markt tätigen BKV mit einzelnen Kunden die Versorgung ohne Überschreitungsentgelte zu ermöglichen. Darüber hinaus ist die Toleranz limitiert, um die Höhe der potentiellen Regelergiekosten zu begrenzen und ein Ausnutzen der Toleranz zu Lasten der übrigen Marktteilnehmer zu verhindern. Mit steigender Portfoliogröße wird dies zunehmend einfacher, wobei der Effekt schon bei kleinen Portfolios von rund zehn Abnehmern deutlich ist. Besteht das Portfolio eines BKV aus wenigen Abnehmern mit extremen Strukturen bzw. sehr geringen Benutzungsstunden, so ist in diesen Fällen eine geeignete Prognose der Ausspeisemengen durch den BKV notwendig, aber auch marktüblich bzw. im Rahmen seiner Rolle zu erwarten. Gerade für eine solche Prognose soll das vorgeschlagene System Anreize setzen.

Die Beispielrechnungen in Kapitel 5.2.1 zeigen, dass die Höhe der Toleranz, die realistisch durchführbaren Prognosen und die drohenden Überschreitungsentgelte in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen.

5.4.5 Kriterium (e): Grenzüberschreitende Auswirkungen

Analyse „der Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel, einschließlich der möglichen Auswirkungen auf die Bilanzierung in angrenzenden Bilanzierungszonen.“¹⁰

Als relevant hinsichtlich der Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Handel werden die Handelsmöglichkeiten zwischen den über einen GÜP bzw. MÜP verbundenen Marktgebieten bzw. Entry/Exit-Systemen und dem jeweils betrachteten Marktgebiet angenommen.

In ihren Stellungnahmen zur Konsultation vertreten mehrere Teilnehmer die Auffassung, dass der grenzüberschreitende Handel durch die vorgeschlagene untertägige Verpflichtung nicht unangemessen beschränkt wird.

Ein Verband äußert in seiner Stellungnahme Bedenken, dass der grenzüberschreitende Handel nach Deutschland deutlich erschwert würde, sollte es in den europäischen Nachbarländern keine oder zumindest in einzelnen Mitgliedsstaaten keine vergleichbaren untertägigen Restriktionen geben. Hierzu liegen aus den entsprechenden europäischen Nachbarländern keine Stellungnahmen mit entsprechenden Bedenken vor.

Nach Auffassung der MGV und FNB wird der grenzüberschreitende Handel durch untertägige Verpflichtungen und ein damit verbundenes Entgelt nicht eingeschränkt, weil die über GÜP und MÜP transportierten Gasmengen stundengenau nominiert werden können und nach dem Verfahren „allokiert wie nominiert“ in Bilanzkreise allokiert werden. Händler können die entsprechenden Gasmengen ohne jedes Bilanzierungsrisiko im relevanten Markt planen, handeln, nominieren und transportieren lassen.

Zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NCG führen die untertägigen Anreizsysteme aufgrund der gleichartigen Ausgestaltung nicht zu einer Lieferung gegenseitiger Strukturierung und damit zu einer Verstärkung des untertägigen grenzüberschreitenden Handels. Nach aktuellem Kenntnisstand sind zu dem sonstigen grenzüberschreitenden Handel keine belastbaren Aussagen möglich.

¹⁰ § 26 Abs. 5 lit. (e) NC BAL

5.4.6 Kriterium (f): Auswirkungen auf den Großhandelsmarkt

Analyse „der Auswirkungen auf den kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkt, einschließlich dessen Liquidität.“¹¹

Das vorgeschlagene System setzt für den BKV einen Anreiz, seinen Bilanzkreis auch innerhalb des Gastages ausgeglichen zu halten. Sollte die gewährte Toleranz überschritten werden, besteht darüber hinaus der Anreiz, dieser Überschreitung schnellstmöglich entgegenzuwirken. Durch die zweimalige Informationsbereitstellung innerhalb des Tages hat der BKV ein Instrument, um seine Prognose für den laufenden Gastag anzupassen. Diese Anpassungen können durch Beschaffung von Within-day-Produkten an der Börse realisiert werden. Vor diesem Hintergrund würde die Einführung einer untätigen Verpflichtung die Handelsaktivitäten gegenüber einem System ohne untätige Verpflichtung steigern und die Liquidität positiv beeinflussen.

Sollte die Anreizwirkung zu einem geringeren Regelenergieeinsatz führen, sorgt der MGW für weniger Liquidität im Markt, da er weniger Regelenergiegeschäfte tätigen muss. Dies wird aber durch die BKV kompensiert, da diese wie oben erläutert ihren Bedarf am Tag selbst decken. Auch dies wäre ein positiver Effekt auf den kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkt. Gleichzeitig würden die Kosten für den Regelenergieeinsatz reduziert.

Insgesamt ist festzuhalten, dass auch laut einem weit überwiegenden Teil der eingegangenen Stellungnahmen aus dem vorgeschlagenen Modell keine nachteiligen Auswirkungen auf die Liquidität des Großhandelsmarktes zu erwarten sind.

5.4.7 Kriterium (g): Diskriminierungsfreiheit

Analyse „des diskriminierungsfreien Charakters der untätigen Verpflichtung.“¹²

Das untätige Anreizsystem wird bei allen BKV in gleicher Weise angewendet, so dass kein Marktteilnehmer diskriminiert wird. Durch Gewährung einer Toleranz sind Prognoseungenauigkeiten bei der Belieferung von RLM-Kunden in einem gewissen Rahmen entgeltfrei möglich.

¹¹ § 26 Abs. 5 lit. (f) NC BAL

¹² § 26 Abs. 5 lit. (g) NC BAL

Die Mehrheit der Marktteilnehmer, die sich an der Konsultation beteiligt haben, sieht in dem vorgeschlagenen System keinen diskriminierenden Charakter der untätigen Verpflichtung.

In zwei Stellungnahmen wurde die Meinung vertreten, dass durch die vorgeschlagene Höhe der Toleranz Händler, die überwiegend Kleinkunden beliefern, benachteiligt werden würden und der Markteintritt für neue Marktteilnehmer erschwert würde.

Die empfohlene Toleranz ist aus dem aktuellen GABi-Gas-Regime abgeleitet und bietet den Händlern eine höhere Flexibilität. Gemäß dem BNetzA-Bericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas vom 01. April 2011 ist die Anzahl der Marktteilnehmer seit Einführung des GABi-Gas-Regimes kontinuierlich gewachsen. Die MGV und FNB gehen davon aus, dass das vorgeschlagene System in diesem Punkt keine Nachteile gegenüber dem aktuellen System beinhaltet. Ferner kann die Meinung eines Verbandes bzgl. der Benachteiligung von Händlern, die überwiegend Kleinkunden beliefern, nicht nachvollzogen werden. Kleinkunden werden in der Regel über SLP beliefert und diese Systematik wird sich durch das vorgeschlagene System gegenüber heute nicht ändern. Sollten von dem Verband kleine Portfolien gemeint gewesen sein, so wurde anhand von Beispielen aufgezeigt, dass die vorgeschlagene Toleranz keine besonderen Nachteile für kleinere RLM-Kunden-Portfolien nach sich zieht. Der Forderung des Verbandes nach Einführung einer konkreten Leistungsgrenze, unterhalb derer keine untätigen Verpflichtungen gelten würden, kann aufgrund ihres Diskriminierungspotentials nicht nachgekommen werden.

5.5 Aufrechterhaltung Strukturierungsbeitrag

Die Analyse in Kapitel 5.4.1 hat gezeigt, dass ein Anreiz zum stündlichen Ausgleich des Bilanzkreises notwendig ist, um unnötige Regelenergie zu vermeiden und die Netzstabilität nicht zu gefährden. Mit dem aktuellen Regime gibt es hierzu den bereits bewährten und bei allen Marktteilnehmern bekannten Anreiz des Strukturierungsbeitrages. Aus diesem Grund beantragen die MGV und FNB die Fortführung der aktuellen Strukturierungsbeiträge nach der Festlegung GABi Gas in der Übergangsphase bis zur Umsetzung des neuen Bilanzierungssystems (zu Fristen der Umsetzung des neuen Bilanzierungsregimes siehe auch Kapitel 8). Die vorübergehende Aufrechterhaltung des bisherigen GABi-Gas-Regimes,

insbesondere des stündlichen Anreizsystems, bis zur Umsetzung des neuen Bilanzierungssystems wurde in der Konsultation von den Beteiligten nicht abgelehnt.

6 Bilanzierungsumlage

Art. 29 Abs. 1 Satz 1 NC BAL sieht vor, dass dem MGV weder Gewinne noch Verluste aus der Vornahme von Bilanzierungsmaßnahmen entstehen dürfen (Kosten- und Erlösneutralität). Um dieser Voraussetzung gerecht zu werden, sehen die beiden MGV GASPOOL und NCG das Erfordernis einer Bilanzierungsumlage, die diese Kosten- und Erlösneutralität sicherstellt. Die Ausgestaltung und die damit verbundene mögliche Belastung für die unterschiedlichen Kundengruppen der BKV werden die beiden MGV mit Hinblick auf ihre neutrale Stellung nicht konkretisieren.

Ein Vorschlag zur Methodik gem. Art. 30 Abs. 2 NC BAL wird durch die MGV und FNB daher nicht eingereicht.

7 Interimsmaßnahmen

7.1 Empfehlung

Die beiden MGV GASPOOL und NCG beantragen hiermit die Genehmigung zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen gemäß Art. 47 NC BAL. Der Antrag wird unter Berufung auf Art. 45 Abs. 4 NC BAL zunächst für einen Zeitraum von fünf Jahren gestellt.

Neben dem Börsenhandel, der gemäß „Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenergie“ hauptsächlich für die standardisierte Beschaffung von kurzfristiger externer Regelenergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG genutzt werden soll, betreiben und nutzen die MGV jeweils eine eigene physikalische Bilanzierungsplattform. Auf dieser können präqualifizierte Regelenergieanbieter Gebote für den Kauf oder Verkauf von Regelenergie platzieren. Im Bedarfsfall werden diese Gebote durch die MGV abgerufen.

Zwischen den beiden MGV fand eine Prüfung der Zusammenlegung beider Bilanzierungsplattformen gemäß Art. 47 Abs. 2 NC BAL statt. Als Ergebnis der Prüfung wird eine Zusammenlegung der Bilanzierungsplattformen nicht angestrebt (siehe 7.2).

Für die Beantragung von Interimsmaßnahmen ist eine Beschreibung des Entwicklungsstands und der Liquidität des kurzfristigen Gasgroßhandelsmarktes notwendig. Im Folgenden sind die übermittelten Daten der EEX aufgeführt:

Zahl der am VHP der EEX geschlossenen Handelsgeschäfte gemäß Art. 46, 1 lit. a) i) NC BAL im Zeitraum 01.10.2012 – 30.09.2013:

- GASPOOL: 20.510 Handelsgeschäfte (16.674.597 MWh)
- NCG: 36.172 Handelsgeschäfte (30.542.171 MWh)

Spreizung zwischen Geboten/Angeboten gemäß Art. 46, Abs. 1 lit. (a) ii) NC BAL im Zeitraum 01.10.2012 – 30.09.2013:

In Tabelle 5 und Tabelle 6 ist der durchschnittliche Preisspread sowie der Best-Bid/Offer-Preisspread für die Marktgebiete aufgeführt. Die Angaben beziehen sich ausschließlich auf den Day-ahead-Spotmarkt. Für den Rest-of-the-Day-Markt lagen keine Daten vor. Tabelle 7 zeigt die Anzahl der Handelsteilnehmer an der EEX auf.

GASPOOL	Oct '12	Nov '12	Dec '12	Jan '13	Feb '13	Mar '13	Apr '13	May '13	Jun '13	Jul '13	Aug '13	Sep '13
Best Bid/Offer Preisspread	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Durchschnittlicher Preisspread	1,04	0,30	0,44	3,00	0,31	0,73	0,52	0,30	0,39	0,26	0,25	0,28

Tabelle 5: Preisspreads an der EEX im Marktgebiet GASPOOL in EUR/MWh

NCG	Oct '12	Nov '12	Dec '12	Jan '13	Feb '13	Mar '13	Apr '13	May '13	Jun '13	Jul '13	Aug '13	Sep '13
Best Bid/Offer Preisspread	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Durchschnittlicher Preisspread	0,41	0,33	0,46	3,30	0,29	0,95	0,48	0,34	0,42	0,34	0,32	0,23

Tabelle 6: Preisspreads an der EEX im Marktgebiet NCG in EUR/MWh

Zahl der Handelsteilnehmer gemäß Art. 46, Abs. 1 lit. (a) iii) iv) NC BAL:

	Zahl der Teilnehmer, die Zugang zum kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkt der EEX haben gemäß Art. 46 Abs. 1 lit. a) iii) NC BAL	Zahl der Teilnehmer, die auf dem kurzfristigen Gasgroßhandelsmarkt der EEX tätig waren gemäß Art. 46 Abs. 1 lit. a) iv) NC BAL
GASPOOL	102	76
NCG	115	85

Tabelle 7: Handelsteilnehmer an der EEX (Stand 12/2013)

Die oben gezeigten Daten zeigen, dass der deutsche Großhandelsmarkt einen liquiden Handelsplatz für globale VHP-Mengen darstellt. Zudem zeigt die durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse der FNB zur Marktgebietszusammenlegung gem. § 21 Abs. 1 GasNZV zum 01. Oktober 2012, dass die Liquiditätskriterien wie z. B. das Handelsvolumen und der Bid-Ask-Preisspread für die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG auf dem Niveau der anderen europäischen Großhandelsmärkte TTF, Zeebrugge und National Balancing Point (NBP) liegen.

7.2 Begründung der Empfehlung und Auswertung der Stellungnahmen

Aus Sicht der MGV und FNB besteht die Notwendigkeit der Beantragung einer Interimsmaßnahme für die weitere Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattformen, da die Möglichkeiten der Börse nicht immer ausreichend sind, um den bestehenden Regelenergiebedarf zu decken. Dies ist immer dann der Fall, wenn ein lokaler oder ggf. sogar punktscharfer Bedarf vorliegt. Gerade die Deckung eines solchen Bedarfs ist für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität allerdings maßgebend. Die für diese Situationen notwendigen Produkte werden jedoch nicht von der Börse angeboten, so dass diese in diesen Fällen nicht als Beschaffungsinstrument genutzt werden kann.

Der lokale oder punktscharfe Bedarf ließe sich theoretisch auch über das Kontrahieren von Langfristoptionen (Flexibilitätsdienstleistungen) decken. Allerdings müssten die MGV ohne die Möglichkeit einer Beschaffung von kurzfristigen lokalen Produkten eine sehr konservative Schätzung für die Höhe der abzudeckenden Leistungsspitze ansetzen, um jederzeit für ein ausgeglichenes Marktgebiet sorgen zu können. Die Prognose der MGV würde somit auf Basis der lokalen Bedarfsspitzen der vergangenen Perioden erfolgen. Insbesondere im Februar 2012 gab es einen extrem hohen Bedarf an lokalen Mengen, der bei einer konservativen Herangehensweise zu Grunde gelegt werden müsste.

Zudem wäre ggf. ein Sicherheitspuffer zu berücksichtigen, da die Netzintegrität sowie die Versorgungssicherheit zu keinem Zeitpunkt gefährdet sein dürfen. Dieses Vorgehen würde zu einer hohen Leistungsvorhaltung führen, die lediglich in Extremsituationen dem tatsächlichen Bedarf entspräche, aber zur Aufrechterhaltung des Systems in kritischen Situationen notwendig wäre.

Langfristoptionen weisen typischerweise eine Leistungspreis- und Arbeitspreiskomponente auf. Somit würde das Kontrahieren von Langfristoptionen insbesondere durch die immer zu zahlende Leistungspreiskomponente zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen.

Zwar berechtigt der NC BAL die MGV gemäß Art. 8 Abs. 1 NC BAL zum Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen, allerdings besteht diese Berechtigung nur, wenn kurzfristige standardisierte Produkte nicht oder voraussichtlich nicht zur Wahrung der netztechnischen Grenzen eingesetzt werden können. Vom MGV sind hierbei gemäß Art. 8 Abs. 2 lit. (c) NC BAL in jedem Fall „die geschätzten Kosten der Beschaffung und der Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen im Vergleich zu den geschätzten Kosten der Nutzung etwaiger verfügbarer kurzfristiger standardisierter Produkte“ zu berücksichtigen. Hierbei handelt es sich um eines von sechs zu beachtenden Kriterien. Diese nachrangige Einsatzreihenfolge der Flexibilitätsdienstleistungen findet sich auch in Art. 9 Abs. 1 lit. (c) NC BAL wieder.

Es kann unter dem oben aufgezeigten Szenario davon ausgegangen werden, dass die benötigten Flexibilitätsdienstleistungen zur Deckung von lokalen und ggf. punktscharfen Bedarfen allein aufgrund der Leistungspreise zu einer dauerhaft hohen Belastung des Umlagekontos führen werden. Dies ist mit einer

Aufrechterhaltung der Beschaffung auf kurzfristiger Basis über die physikalischen Bilanzierungsplattformen der MGV vermeidbar.

Vor diesem Hintergrund werden Flexibilitätsdienstleistungen von den MGV und FNB als Ergänzung, nicht aber als Alternative gemäß Art. 48 NC BAL zu den physikalischen Bilanzierungsplattformen gesehen.

Die EEX unterstützt in ihrer Stellungnahme zum Konsultationsdokument die Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen, sofern die Börse selbst keine entsprechenden börslichen Regelenergieprodukte entwickeln und anbieten möchte.

Die bestehenden Plattformen stellen darüber hinaus eine „fall-back-Lösung“ in den Fällen dar, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen – bspw. durch geplante Wartungsmaßnahmen, aber auch durch ungeplante Ausfälle – nicht erreichbar ist. Ohne eigene Bilanzierungsplattform müssten die MGV auch für diese Eventualität die entsprechenden Flexibilitätsdienstleistungen vorhalten.

Die Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattform wird darüber hinaus von den anderen Marktteilnehmern mehrheitlich ebenfalls gesehen.

Aus Kostengesichtspunkten sind die physikalischen Bilanzierungsplattformen somit zwingender Bestandteil des neuen Bilanzierungssystems, um die Sicherung der physischen Netzstabilität kosteneffizient zu gewährleisten.

Zum jetzigen Zeitpunkt ist eine Einschätzung zum Auslaufen der Interimsmaßnahme nicht möglich, da die bereits beschriebene Notwendigkeit auch perspektivisch bestehen bleibt.

Sofern der Großhandelsmarkt diese Produkte auch nach Ablauf der fünf Jahre nicht oder nicht in ausreichendem Maße anbieten kann, wird derzeit keine Alternative zur Aufrechterhaltung der physikalischen Bilanzierungsplattformen der beiden MGV gesehen.

Einige Rückmeldungen zum Konsultationsdokument sprechen sich für eine Zusammenlegung der beiden physikalischen Bilanzierungsplattformen (GASPOOL und NCG) aus. Insbesondere verspricht man sich durch eine mögliche Zusammenlegung Kosteneinsparungen, einen geringeren Abwicklungsaufwand sowie eine erhöhte Transparenz.

Aus Sicht der MGV führt eine Zusammenlegung der physikalischen Bilanzierungsplattformen allerdings in Anbetracht der bereits existierenden und erprobten IT-Systeme sowie der vorhandenen Infrastruktur zu keiner Kostenreduktion. Eine Integration der beiden Plattformen wäre aufgrund unterschiedlicher IT-Architektur und IT-Software nur mit erheblichem Aufwand und hohen Kosten realisierbar. Auch müsste die Betreuung und Überwachung der nachgelagerten Systeme weiterhin durch den jeweiligen MGV sichergestellt werden, da beide Marktgebiete unabhängig voneinander gesteuert werden müssen.

In Bezug auf den Aspekt einer erhöhten Transparenz ist festzuhalten, dass beide MGV dem Markt bereits heute eine umfassende Veröffentlichung aller relevanten und notwendigen Daten zur Regelennergiebeschaffung in elektronisch aufbereiteter und bearbeitbarer Form zeitnah über ihre Internetseiten zur Verfügung stellen. Eine Erhöhung der Transparenz ist daher auch durch das Zusammenlegen der Plattformen nicht zu erreichen.

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass die von den Marktteilnehmern genannten Synergieeffekte durch eine Zusammenlegung der beiden Plattformen aus Sicht der MGV nicht realisiert werden können.

Generell sieht der NC BAL eine Prüfung der Zusammenlegung von physikalischen Bilanzierungsplattformen in benachbarten Bilanzierungszonen gemäß Art. 47 Abs. 2 NC BAL vor. Die Durchführung und Notwendigkeit einer solchen Prüfung wird derzeit im Rahmen einer ENTSOG-Arbeitsgruppe mit den betroffenen angrenzenden FNB initial diskutiert. Über das Ergebnis der Prüfung können die MGV bei Bedarf gesondert informieren.

8 Übergangsregelungen

Die MGV und FNB gehen nach derzeitigem Kenntnisstand davon aus, dass sie die Regelungen des NC BAL mehrheitlich bereits umsetzen bzw. zum 01.10.2015 umsetzen können.

Kapitel NC BAL	Thema	Artikel NC BAL	Voraussichtliche Umsetzung
II	Bilanzierungssystem	4-5	01.10.2015
III	Netztechnischer Ausgleich	6-11	01.10.2015 ¹³
IV	Nominierungen	12-18	01.10.2015
V	Tägliche Ausgleichsenergieentgelte	19-23	01.10.2015 ¹⁴
VI	Untertägige Verpflichtungen	24-28	01.10.2016
VII	Regelungen zur Kosten- und Erlösneutralität	29-31	01.10.2015
VIII	Bereitstellung von Informationen	32-42	01.10.2016
IX	Netzpufferflexibilitätsdienstleistungen	43-44	Nicht relevant
X	Interimsmaßnahmen	45-53	01.10.2015

Tabelle 8: Voraussichtlicher Umsetzungszeitplan

Der voraussichtliche Umsetzungszeitplan in Tabelle 8 basiert auf der Annahme, dass sich kein gravierender Änderungsbedarf zu den Vorschlägen des Empfehlungsdokuments im Rahmen der Festlegung durch die BNetzA ergeben wird.

Die voraussichtliche Umsetzung der Ausgestaltung der Regelungen zur Kosten- und Erlösneutralität gemäß Art. 29-31 NC BAL (Kapitel VII NC BAL) basiert auf der Annahme einer Umsetzung ähnlich zu der heute vorliegenden Systematik.

Eine abschließende Bewertung der geplanten Umsetzung des NC BAL kann erst mit dem Vorliegen der Festlegung der BNetzA erfolgen.

Aus Sicht der MGV und FNB besteht nach aktuellem Erkenntnisstand die Notwendigkeit, gemäß Art. 52 NC BAL eine Verlängerung der Umsetzungsfrist bis zum 01.10.2016 für die Regelungen zur untertägigen Verpflichtung nach Art. 24-28

¹³ Unter der Voraussetzung, dass die notwendigen Prozesse von Seiten der betroffenen Börsen fristgerecht umgesetzt werden.

¹⁴ Unter der Voraussetzung, dass die notwendigen Prozesse von Seiten der betroffenen Börsen fristgerecht umgesetzt werden.

NC BAL (Kapitel VI NC BAL) sowie die Regelungen zur Bereitstellung von Informationen nach Art. 32-42 NC BAL (Kapitel VIII NC BAL) zu beantragen.

Dies beruht primär darauf, dass nach Einschätzung der MGV und FNB eine zusätzliche untertägige Datenbereitstellung und Datenverarbeitung der RLM-Daten in den IT-Systemen voraussichtlich erst zum 01.10.2016 realisierbar ist. Dies liegt daran, dass die IT-Architektur zumindest bei den MGV deutlich verändert werden muss.

Die Zeitvorgaben des NC BAL für die Informationsbereitstellung ließen sich aufgrund des stark anwachsenden Datenaufkommens mit der derzeitigen IT-Landschaft nicht realisieren.

Darüber hinaus bedingt die Umsetzung der Regelungen zur untertägigen Verpflichtung zusätzliche weitreichende Anpassungen für das Bilanzierungssystem der MGV.

Nach Auffassung der MGV und FNB sind die Regelungen nach Kapitel VI NC BAL und Kapitel VIII NC BAL direkt miteinander verknüpft und daher nur zeitgleich umsetzbar, da die Bereitstellung von Informationen nach Kapitel VIII NC BAL für den BKV erforderlich ist, um den untertägigen Verpflichtungen nach Kapitel VI NC BAL zu entsprechen.

Hiermit beantragen die MGV unter der Voraussetzung, dass die BNetzA in der Festlegung den Vorschlägen des Empfehlungsdokuments folgt, eine Fristverlängerung wie in Tabelle 8 beschrieben.