

Bericht

**Kosten-Nutzen-Analyse zur Informationsbereitstellung nach
Tenor 9 lit. c) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas
(Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“)**

Berlin/Ratingen, Version vom 5. September 2018

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Zielsetzung des Berichtes.....	3
1.1	Vorgehensweise und Zielsetzung	3
1.2	Regulatorische und rechtliche Vorgaben zur Informationsbereitstellung an Netznutzer ...	5
1.3	Status Quo bei der Datenbereitstellung.....	8
1.4	Anwendungsbereich der untertägigen Daten nach GaBi Gas 2.0 bei den BKV im Rahmen der Bilanzierung	16
1.5	Vorgehen bei der KNA	18
2	Durchführung der KNA.....	23
2.1	Vorab-Kostenabfrage über einen Fragebogen	23
2.2	Qualitätsverbesserung	24
2.2.1	Kosten/Nutzen für VNB	24
2.2.2	Kosten/Nutzen für FNB	27
2.2.3	Kosten/Nutzen für MGV	28
2.2.4	Kosten/Nutzen für BKV	28
2.3	Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs unter Beibehaltung der Qualitätsverbesserung	30
2.3.1	Kosten/Nutzen für VNB	30
2.3.2	Kosten/Nutzen für FNB	32
2.3.3	Kosten/Nutzen für MGV	32
2.3.4	Kosten/Nutzen für BKV	33
2.4	Weitere Konsultationsrückmeldungen	35
3	Zusammenfassung	36

1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichtes

1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung

Gemäß Tenor 9c) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“), basierend auf Artikel 38 Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (NC BAL) sind die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) verpflichtet, bis zum 1. Oktober 2018 die Kosten und den Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen zu bewerten. Diese Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) hat eine Aufschlüsselung der Kosten und Vorteile für die beteiligten Parteien zu enthalten.

Die folgende KNA dient der Umsetzung dieser Verpflichtung und wurde wertschöpfungsübergreifend erarbeitet.

Beteiligt waren der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) und der Europäische Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE), unter deren Dach die AG GaBi Gas Revision (AG) gegründet wurde. Geleitet wurde die AG durch die beiden MGV GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) und NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG). Neben den beiden MGV waren Vertreter der Verteilnetzbetreiber (VNB), Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), Transportkunden (TK) und Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) an der Erstellung der hier vorliegenden KNA beteiligt.

Gemäß der Festlegung GaBi Gas 2.0 ist die KNA ferner von den MGV mit den Interessengruppen zu konsultieren. Die Konsultationsergebnisse fließen anschließend in die KNA ein. Auf Grundlage der KNA entscheidet die Bundesnetzagentur über etwaige Änderungen der Informationsbereitstellung.

Die entsprechende Konsultation wurde von den MGV im Zeitraum vom 14. Mai 2018 bis einschließlich 4. Juni 2018 durchgeführt. Innerhalb der Konsultationsfrist sind 19 Stellungnahmen eingegangen:

- Netzbetreiber (NB) → 11 Stellungnahmen
- BKV/TK/NB Gruppe (im Folgenden „Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB“) → 1 Stellungnahme
- BKV/TK → 6 Stellungnahmen
- Händler-Verband → 1 Stellungnahme

Die Rückmeldungen der Konsultation, die die erstellte KNA betrafen, wurden im Anschluss durch die AG in die hier vorliegende KNA eingearbeitet. Dabei handelt es sich um Anmerkungen die mehrfach oder einfach angeführt wurden, dies wird im Dokument jedoch nicht gesondert gekennzeichnet.

Zudem wurden die eingegangenen Stellungnahmen im Juli 2018 durch die MGV auf den entsprechenden Webseiten veröffentlicht.

Innerhalb der Konsultation wurde die Frage aufgeworfen, warum der SLP-Bereich in der vorliegenden KNA nicht betrachtet wurde.

Zum Hintergrund:

In Deutschland wurde der NC BAL über die Festlegung GaBi Gas 2.0 umgesetzt. Der NC BAL sieht für die SLP-Allokationen drei Möglichkeiten in Form eines Basisfalls sowie zwei alternativer Varianten vor (siehe NC BAL Artikel 36). In Deutschland wurde die Umsetzung der „Variante 2“ von der Bundesnetzagentur festgelegt. Diese charakterisiert sich dadurch, dass die finale SLP-Allokation bereits am Tag vor dem eigentlichen Verbrauch vorliegt. Untertägige SLP-Allokationen sind daher obsolet.

Vor diesem Hintergrund betrachtet die hier vorliegende KNA die SLP nicht.

Neben der KNA hat die Bundesnetzagentur - im Rahmen der Festlegung GaBi Gas 2.0 – den VNB unter Ziffer 9b allerdings folgende Berichtspflicht auferlegt:

- Unter Mitwirkung der MGV haben die VNB die Prognosegüte der SLP und das Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen regelmäßig zu überprüfen
- Die Bundesnetzagentur ist nach Einführung des Anreizmechanismus alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu informieren
- Der Bericht soll Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der von den VNB eingesetzten SLP-Verfahren sowie Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der SLP und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus enthalten
- Die MGV stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung

Der entsprechende Evaluierungsbericht wird derzeit ebenfalls erarbeitet.

Weitere Festlegungen der Bundesnetzagentur, wie beispielsweise die Festlegung GeLi Gas, sind ebenfalls nicht Gegenstand der hier vorliegenden KNA (siehe Kapitel 1.2).

1.2 Regulatorische und rechtliche Vorgaben zur Informationsbereitstellung an Netznutzer

Die Verpflichtung für NB bzw. MGV zur Datenmeldung innerhalb des Bilanzierungsregimes ist sowohl auf europäischer Ebene im NC BAL als auch auf nationaler Ebene in der Festlegung GaBi Gas 2.0 sowie in der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen (KoV) geregelt.

Weitere Anforderungen bzgl. Datenmeldungen ergeben sich aus der Festlegung GeLi Gas. Bei RLM besteht hiernach die Möglichkeit für den TK/Lieferanten (nicht zwangsläufig identisch mit dem BKV), dass bei Bedarf stündliche RLM-Daten nach der ausgelesenen Stunde für die jeweilige Marktlokation - in Form von Rohdaten - übermittelt werden. Der NB hat die Möglichkeit hierfür ein zusätzliches Entgelt zu erheben.

Gemäß Artikel 34 (2) NC BAL erhalten die Netznutzer am Gastag D mindestens zwei Aktualisierungen ihrer gemessenen Gasflüsse:

„[...] Bei untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen in die bzw. aus der Bilanzierungszone, bei denen die dem Netznutzer zugewiesene Menge nicht dessen bestätigter Menge entspricht, stellt der Fernleitungsnetzbetreiber den Netznutzern am Gastag D mindestens zwei Aktualisierungen ihrer gemessenen Gasflüsse für zumindest die aggregierten untertägig gemessenen Ein- und Ausspeisungen zur Verfügung, wobei der Fernleitungsnetzbetreiber eine der beiden folgenden Optionen wählt:

- (a) Jede Aktualisierung bezieht sich auf die Gasflüsse ab dem Beginn des Gastages D oder*
- (b) Jede Aktualisierung bezieht sich auf die nach den in der vorherigen Aktualisierung gemeldeten zusätzlichen Gasflüsse [...].“*

Ferner regelt Artikel 34 (3) NC BAL, dass sich die erste Aktualisierung auf mindestens vier Stunden des physischen Gasflusses innerhalb des Gastages D erstreckt und den Netznutzern innerhalb von maximal vier Stunden – spätestens jedoch bis 17:00 Uhr (UTC Winterzeit) bzw. 16:00 Uhr (UTC Sommerzeit) – bereitgestellt wird. Der Zeitpunkt der zweiten untertägigen Informationsbereitstellung soll gemäß Artikel 34 (3) NC BAL durch die nationale Regulierungsbehörde festgelegt werden.

Gemäß Artikel 37 (1) NC BAL wird dem Netznutzer – spätestens am Ende des Gastages D+1KT – eine vorläufige Mengenzuweisung seiner Ein- und Ausspeisungen mitgeteilt. Die Übermittlung der endgültigen, abrechnungsrelevanten Daten soll gem. Artikel 37 (3) NC BAL innerhalb eines Zeitraums, der in den geltenden nationalen Vorschriften festgelegt ist, erfolgen.

Da das deutsche Bilanzierungssystem eine untertägige Verpflichtung über den sogenannten Flexibilitätskostenbeitrag erhält, muss auch die Anforderung nach Artikel 26 Abs. 2b) NC BAL erfüllt werden, die besagt, dass „eine untertägige Verpflichtung [...] nur dann angewendet [wird], wenn den Netznutzern angemessene Informationen zur Verfügung gestellt werden“.

Innerhalb der Konsultation wurde u.a. die Anmerkung abgegeben, dass der derzeitige Standard der untertägigen RLM-Datenbereitstellung gemäß Festlegung GaBi Gas 2.0 die Anforderungen des Art. 26 NC BAL nicht erfüllen würde. In ihrer Begründung zur Festlegung GaBi Gas 2.0 sah die Bundesnetzagentur alle Voraussetzungen für ein untertägliches Anreizsystem als erfüllt an (siehe Punkt 4.3.4.3.3. Begründung Festlegung GaBi Gas 2.0, Seite 67 ff.).

Die übergeordneten Vorgaben aus dem NC BAL bezüglich der untertägigen Informationsbereitstellung wurden durch die Festlegung GaBi Gas 2.0 in Tenor 5 konkretisiert: Hiernach leitet der MGV die durch den NB untertäglich zweimal ermittelten und zugeordneten Mengen aggregiert an die jeweiligen BKV weiter. Die erste untertägige Informationsbereitstellung umfasst hierbei eine Mengenerfassung für den Zeitraum 6:00 Uhr bis 12:00 Uhr des Gastages. Die entsprechenden Daten werden durch die NB bis 15:00 Uhr an den MGV gesendet; der MGV leitet diese Daten bis spätestens 16:00 Uhr an die BKV weiter. Die zweite untertägige Informationsbereitstellung umfasst gemäß GaBi Gas 2.0 eine Mengenerfassung des Zeitraums 06:00 Uhr bis 15:00 Uhr und enthält somit auch den Erfassungszeitraum der ersten untertägigen Informationsbereitstellung, ggf. in aktualisierter Form. Die entsprechenden Daten werden durch die NB bis spätestens 18:00 Uhr an den MGV gesendet, der MGV leitet diese Daten bis spätestens 19:00 Uhr an die BKV weiter. Für die Übermittlung der entsprechenden Informationen erhalten die NB somit drei Stunden und die MGV eine Stunde Bearbeitungszeit.

Entsprechend der Vorgaben des NC BAL erfolgt die Übermittlung der vorläufigen Mengenzuweisung am Gastag D+1KT. Die Übermittlung der vorläufigen Daten erfolgt gemäß § 46 (1) der KoV am Tag D+1KT bis 12:00 Uhr durch den NB an den MGV. Die an den MGV übermittelte Meldung wird gemäß § 12 (3) Anlage 4 KoV bis spätestens 13:00 Uhr durch den MGV an den BKV weitergeleitet. Die Übermittlung der endgültigen, abrechnungsrelevanten Daten erfolgt gemäß § 46 (4) KoV bis zum Zeitpunkt M+12WT durch den NB an den MGV, der MGV leitet diese Informationen gemäß § 12 (4) Anlage 4 KoV bis M+14WT an die BKV weiter. Die endgültigen, abrechnungsrelevanten Daten können im Rahmen eines Allokationsclearings gemäß § 47 KoV bis M+2M-10WT korrigiert werden, wenn die definierten Grenzwerte für ein Allokationsclearing überschritten wurden.

Gemäß Festlegung GaBi Gas 2.0 ist vom MGV eine Transparenzliste zu veröffentlichen. Auf der Transparenzliste sind sämtliche NB aufzuführen, die den einschlägigen Prozessen der Datenübermittlung in qualitativer oder quantitativer Hinsicht nicht ordnungsgemäß nachkommen.

Folgende Tabelle zeigt die im Sinne der RLM-Allokationsdaten relevanten Kriterien der Transparenzliste:

Zeitreihentyp/ Kriterium	Allokationen je Tag und Zeitreihentyp	Datenvollständigkeit	Qualitative Datenanalyse
RLM	Mehr als 5% der erwarteten Allokationen fehlen an mindestens 5 Tagen im Liefermonat	Allokationen bis M+12WT unvollständig oder nicht vorhanden	An mindestens 5 Tagen im Liefermonat tritt eine Abweichung von mindestens 25% zwischen der Summe der D+1KT Allokationen und der Summe der nach M+2M-10WT finalen Allokationen auf
RLM Intraday (9 Stunden)	Mehr als 5% der erwarteten Allokationen (9 Stunden) fehlen an mindestens 5 Tagen im Liefermonat		Qualitätskriterium 1: An mindestens 5 Tagen im Liefermonat tritt eine Abweichung von mindestens 25% zwischen der Summe der RLM Intraday (9 Stunden) Allokationen und der Summe der D+1KT Allokationen (9 Stunden) auf. Qualitätskriterium 2: An mindestens 5 Tagen im Liefermonat tritt eine Abweichung von mindestens 25% zwischen der Summe der RLM Intraday (9 Stunden) Allokationen und der Summe der M+2M-10WT finalen Allokationen (9 Stunden) auf.

Tabelle 1: Transparenzlistenkriterien RLM

Die Veröffentlichung der NB gemäß den Kriterien der Transparenzliste für das Marktgebiet NCG erfolgt unter <https://datenportal.net-connect-germany.de/web/portal/transparenzliste-nach-gabi-gas> und die Veröffentlichung der NB gemäß den Kriterien der Transparenzliste für das Marktgebiet GASPOOL unter <http://www.gaspool.de/veroeffentlichungen/>.

Die unterschiedlichen Meldungen und die in der KNA verwendeten Bezeichnungen sind in der folgenden Tabelle 2 zusammengefasst und werden im Folgenden ausschließlich in dieser Form verwendet.

Enthaltene Stunden	Daten- qualität	Übermittlung NB an MGV bis	Übermittlung MGV an BKV bis	Bezeichnung in KNA
06:00-12:00	untertägig	D 15:00	D 16:00	Untertägig 6h
06:00-15:00	untertägig	D 18:00	D 19:00	Untertägig 9h
06:00-06:00	vorläufig	D+1 12:00	D+1 13:00	Endgültig
06:00-06:00	endgültig	M+12WT	M+14WT	Korrigiert
06:00-06:00	endgültig	M+2M-10WT	+24h	Final

Tabelle 2: Datenmeldungen und verwendete Bezeichnungen in KNA

Die untertägigen 6-h werden durch die untertägigen 9-h-Daten ggf. aktualisiert. Auf Seiten der NB werden nur die untertägigen 9-h-Daten vorgehalten.

1.3 Status Quo bei der Datenbereitstellung

Mit der KoV IX wurden alle Vorgaben aus der Festlegung GaBi Gas 2.0 zum 1. Oktober 2016 umgesetzt. Damit verbunden war die Einführung der zweimaligen untertägigen Datenübermittlung für die gemessenen RLM-Entnahmestellen am Tag D durch die NB¹. Hierbei handelt es sich um aggregierte RLM-Daten und keine einzelnen marktlortions-scharfen-RLM-Daten nach GeLi Gas, die bei Bedarf vom TK kostenpflichtig angefordert werden können und die jeweils unterschiedliche Qualitäten aufweisen (siehe Kapitel 1.2).

Die KNA untersucht im Folgenden die Datenvollständigkeit und die Datenqualität der von den NB an den MGV versendeten Daten. Diese Datenvollständigkeitsanalyse betrachtet Tage, an denen ein NB keine untertägigen Allokationen an den MGV versendet².

Der Untersuchungszeitraum umfasst das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017.

Die Abbildungen 1 bis 3 zeigen die Datenvollständigkeit der bei den MGV eingegangenen untertägigen Daten. Hierbei wurde separat für jeden NB auf Tagesbasis ermittelt, ob der Versand der untertägigen 6h- (nur NCG) und/oder untertägigen 9h-Meldungen ausblieb.

Die Abbildungen 1 bis 3 zeigen, dass fast alle NB die untertägigen Daten vollständig an die MGV versenden. Allerdings ist erkennbar, dass bei der 6h-Meldung (Auswertung liegt nur für das Marktgebiet NCG vor) die Datenvollständigkeit weniger ausgeprägt ist. Eine Auswertung der 6h-Meldung im Marktgebiet GASPOOL kann nicht vorgenommen werden, da die 6h-Meldung von der 9h-Meldung überschrieben wird und somit nicht vorliegt. Dies gilt ebenfalls auf Seiten der NB.

¹ Bis zum 1. Oktober 2016 wurden untertägige Informationen nur einmal übermittelt.

² Tage an denen eine „Null“ gesendet wurde, werden als vollständig betrachtet.

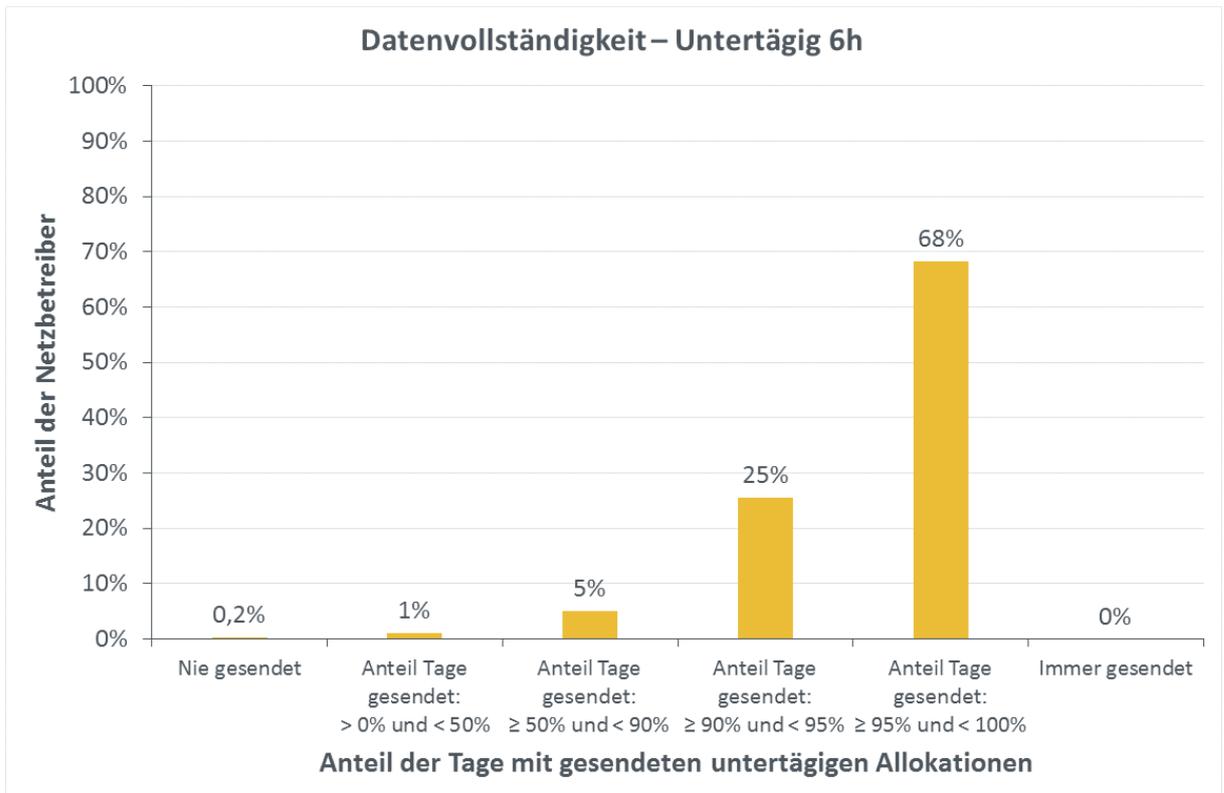


Abbildung 1: Datenvollständigkeit der untertägigen 6h-Meldung Marktgebiet NCG

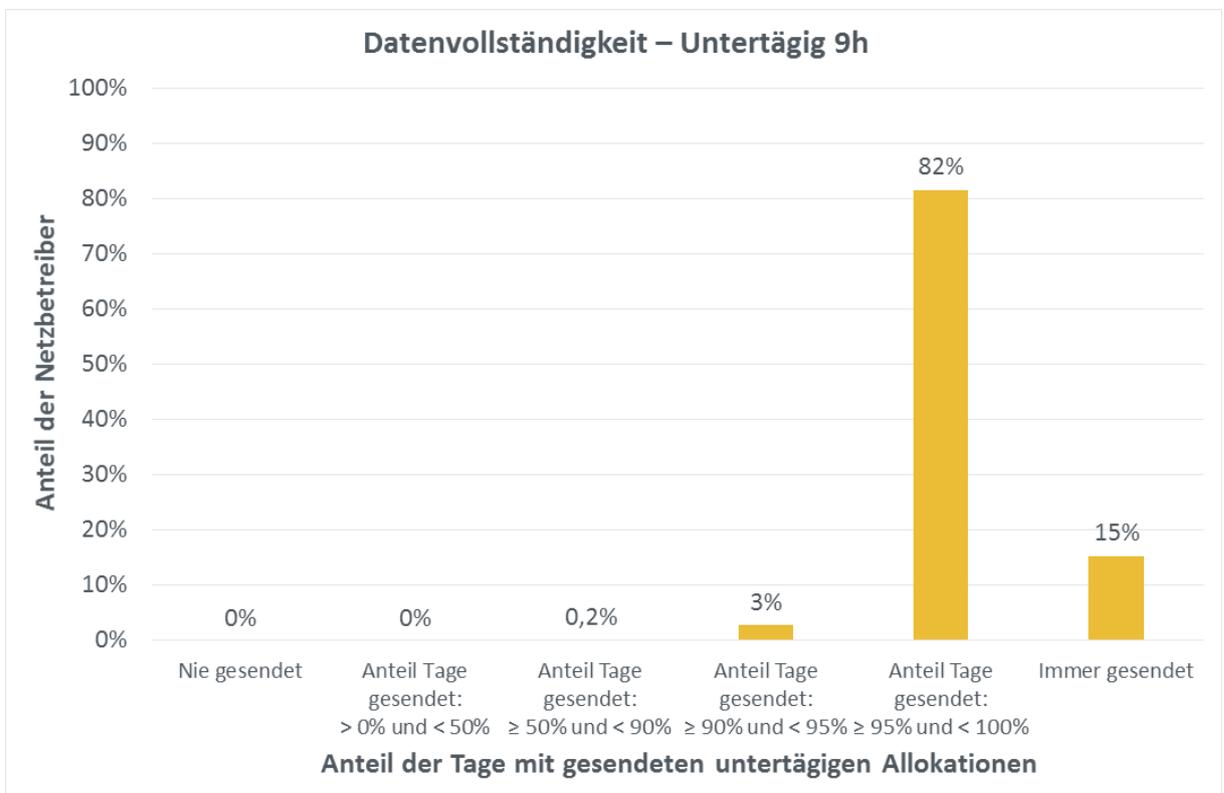


Abbildung 2: Datenvollständigkeit der untertägigen 9h-Meldung Marktgebiet NCG

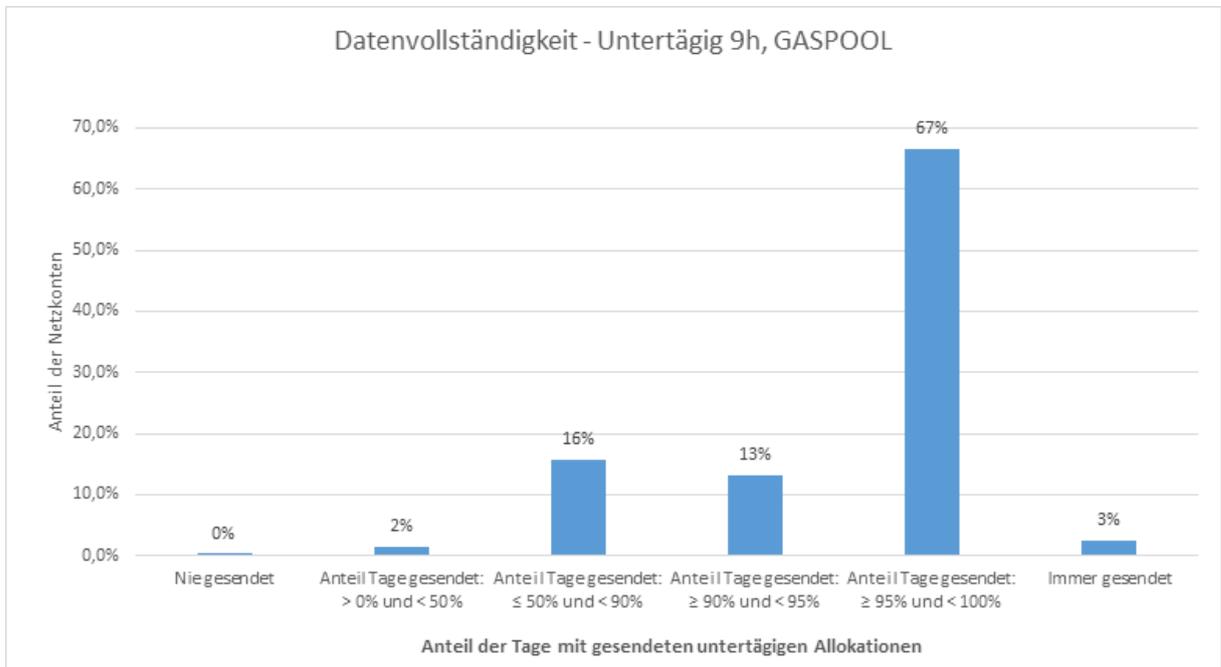


Abbildung 3: Datenvollständigkeit der untertägigen 9h-Meldung Marktgebiet GASPOOL

Neben der Überprüfung der Datenvollständigkeit wurden innerhalb der AG zudem Analysen bezüglich der Datenqualität der untertägigen Informationen durchgeführt. Die Güte der untertägigen Allokationen bestimmt sich pro NB als Verhältnis der Summe der Beträge der Abweichungen zwischen der finalen Allokation und der untertägigen Allokation je Bilanzkreis, bzw. Subbilanzkonto zu der Gesamtsumme der finalen Allokationen des NB (hierzu werden zum einen die 6h- (nur NCG) und zum anderen die 9h-Werte betrachtet). Als finale Allokation werden die zum Ende des Clearingzeitraums (M+2M-10WT) vorliegenden und abrechnungsrelevanten RLM-Allokationen mit Bilanzierungsbrennwert herangezogen.

In Formeln dargestellt:

$$\frac{\sum_{BK=1}^n \sum_{h=1}^6 |U1RLM_{BK,h} - ARLM_{BK,h}|}{\sum_{BK=1}^n \sum_{h=1}^6 ARLM_{BK,h}}$$

$$\frac{\sum_{BK=1}^n \sum_{h=1}^9 |U2RLM_{BK,h} - ARLM_{BK,h}|}{\sum_{BK=1}^n \sum_{h=1}^9 ARLM_{BK,h}}$$

Mit

- U1RLM 1. untertägige RLM-Allokation (D 6:00 - 12:00)
- U2RLM 2. untertägige RLM-Allokation (D 6:00 - 15:00)
- ARLM nach Clearingzeitraum vorliegende, abrechnungsrelevante RLM-Allokation mit Bilanzierungsbrennwert (M+2M-10WT)
- BK Bilanzkreis, bzw. Subbilanzkonto

- h Stunde
- n Anzahl Bilanzkreise und Subbilanzkonten

Dieser Logik folgend wurde die Qualität der untertägigen Daten in sieben Qualitätsstufen unterteilt, die Tabelle 3 entnommen werden können:

Qualitätsstufe	Prozentuale Abweichung zwischen untertägigen und finalen Allokationen
1 (hellgrün)	= 0 %
2 (grün)	> 0 % und ≤ 1 %
3 (dunkelgrün)	> 1 % und ≤ 5 %
4 (gelb)	> 5 % und ≤ 10 %
5 (orange)	> 10 % und ≤ 25 %
6 (rot)	> 25 % und ≤ 100 %
7 (grau)	> 100 %

Tabelle 3: Qualitätsstufen

Die Qualitätsstufen stellen die prozentualen Abweichungen zwischen den jeweiligen untertägigen Allokationen und den finalen Allokationen dar, wobei eine Abweichung von 0 % bedeutet, dass der Vergleich der Allokationen keine Abweichungen voneinander aufweist. Qualitätsstufe 7 beschreibt prozentuale Abweichungen zwischen der jeweiligen untertägigen Allokation und der finalen Allokation, die größer oder gleich 100 % sind. In dieser Qualitätsstufe werden dementsprechend auch untertägig fehlende Allokationen berücksichtigt.

Abbildungen 4 bis 6 zeigen die Ergebnisse der durchgeführten Qualitätsauswertungen des Status Quo. Hierbei ist zu beachten, dass sich ein NB täglich in unterschiedlichen Kategorien befinden kann, aber nicht muss. Letztlich können keine Rückschlüsse auf die Häufigkeit der Betroffenheit eines NB in den jeweiligen Kategorien gezogen werden. Dies bedeutet, dass ein NB, der sich an Tag 1 bspw. in der grünen Kategorie befindet, sich am nächsten Tag bspw. in der roten Kategorie befinden kann. Ebenfalls kann es sein, dass ein NB sich z.B. immer in der grünen Kategorie befindet:

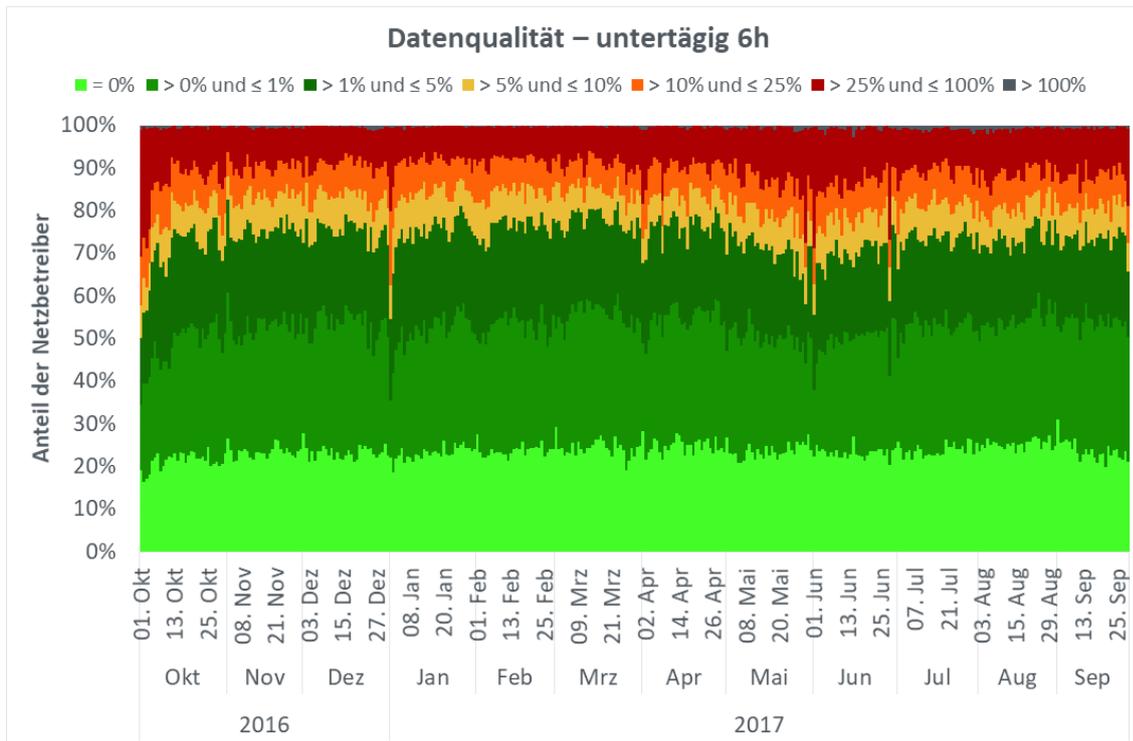


Abbildung 4: Qualitative Abweichung zwischen untertägiger 6h-Allokation und der finalen Allokation im Marktgebiet NCG (463 NB)

Abbildung 4 zeigt die prozentuale Abweichung zwischen der ersten untertägigen Datenmeldung (untertägig 6h-Allokation) und den final vorliegenden Datenmeldungen (nach Ablauf des Clearingzeitraums unter Verwendung des Bilanzierungsbrennwertes) für die NB im Marktgebiet NCG pro Gastag. Während die entsprechenden Abweichungen bei den meisten NB auf einem Niveau von unter 5 % liegen (grüne Kategorien), weisen ungefähr ein Viertel der NB ein geringeres Qualitätslevel auf (gelbe bis rote Kategorie). Es wird ersichtlich, dass sich die Qualität der ersten untertägigen Informationsbereitstellung ab Oktober 2016 verbessert hat. Im weiteren Verlauf bleiben die Anteile der einzelnen Kategorien innerhalb einer konstanten Schwankungsbreite. An einzelnen Gastagen (Gaswirtschaftsjahrwechsel, Kalenderjahrwechsel und einigen Monatsersten) sind höhere Abweichungen in der Güte der Datenqualität erkennbar.

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die prozentuale Abweichung zwischen der zweiten Datenmeldung (untertägig 9h-Allokation) und den final vorliegenden Datenmeldungen (nach Ablauf des Clearingzeitraums unter Verwendung des Bilanzierungsbrennwertes) für die NB in den Marktgebieten NCG (Abbildung 5) und GASPOOL (Abbildung 6) pro Gastag. Der Verlauf der Güte der untertägigen 9h-Meldungen im NCG-Marktgebiet ist ähnlich der Güte der untertägigen 6h-Meldungen. Der Anteil der Kategorien mit Abweichungen >25 % (gelbe bis rote Kategorie) ist im Vergleich jedoch geringer. Bei GASPOOL zeigt sich im Hinblick auf die 9h Meldung ein ähnliches Bild. Ab Oktober 2016 hat die Qualität stark zugenommen und bis auf einzelne Ausreißer-Tage befindet sich der grüne Bereich durchgängig zwischen 70% und 80%.

Die qualitativen Abweichungen zwischen den untertägigen und den final übermittelten RLM-Allokationen sind auf unterschiedliche Gründe zurückzuführen, die in den folgenden Abschnitten und im Anhang detailliert dargestellt werden.

Neben den im Folgenden sowie im Anhang dargestellten Gründen können hohe Abweichungen auf verspäteten oder gar nicht innerhalb der Fristigkeiten gesendeten Allokationsdaten beruhen. Wird eine entsprechende Allokationsmeldung außerhalb der definierten Fristigkeiten (Tabelle 1) an den MGV gesendet, wird die entsprechende Allokation seitens des MGV nicht verarbeitet und gilt damit als nicht übermittelt.

NB können über die im Anhang dargestellten Analysen die verschiedenen Fehlerfälle, die zu qualitativen Abweichungen zwischen den untertägig und den final übermittelten RLM-Allokationen führen können, identifizieren und nach Möglichkeit beseitigen.

Innerhalb der Konsultation wurde abgefragt, ob der Status Quo zur untertägigen Informationsbereitstellung als ausreichend erachtet wird.

Während 12 Konsultationsteilnehmer (NB; Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB) den Status Quo als ausreichend erachten, gaben 7 Konsultationsteilnehmer (BKV/TK; Verband) an, dass sie den Status Quo der untertägigen Datenbereitstellung als nicht ausreichend erachten.

Rückmeldungen, die den Status Quo als nicht ausreichend erachten, enthielten u.a. folgende Punkte³.

- Da die übermittelten Daten bezüglich der Vollständigkeit nicht gekennzeichnet seien, könnten die BKV kaum beurteilen, ob es sich um eine unvollständige Zeitreihe oder aber um ein unerwartetes Verhalten der Verbraucher handeln würde [BKV/TK].
- Eine qualitative Verbesserung der untertägigen Datenlieferungen würde als erforderlich angesehen werden [BKV/TK].
- Die Prognoseabweichungen seien zu groß, um Bilanzkreise wirtschaftlich glattzustellen. Bei der derzeitigen Datenqualität sei man auf andere Daten angewiesen [BKV/TK].
- Die übermittelten Informationen sollten verbindlich für die Berechnung der Bilanzkreisungleichgewichte sein, um einen Anreiz für die BKV zum Gegensteuern zu setzen. Nachträgliche Änderungen der Allokationen sollten dabei grundsätzlich wie die

³ Die eckige Klammer gibt an, von welcher Partei der Punkt angebracht wurde.

Brennwertkorrektur zum VHP-Index abgerechnet werden. Ansonsten liefe der BKV Gefahr, dass selbst mit einer Qualitätshöhe von 95% die Ausgleichsenergiekosten höher ausfallen als ohne Gegensteuern [BKV/TK].

- Die Ergebnisse bzgl. der Qualität würden sich weitestgehend mit dem in der KNA ermittelten Status Quo decken. Auffällig sei allerdings, dass der Großteil der NB eine konstant gute Datenqualität aufweisen würde. Die niedrigen Qualitätsstufen, bezogen auf Vollständigkeit und Bereitstellungszeitpunkt, seien dabei immer bei denselben NB zu beobachten [BKV/TK].
- Fast alle westeuropäischen Länder hätten bereits eine stündliche Informationsbereitstellung [Verband].

Konsultationsteilnehmer, die den Status Quo als ausreichend erachten, gaben u.a. die folgenden Anmerkungen ab:

- Die Qualität der untertägigen RLM-Datenbereitstellung sei durch eine automatisierte Ersatzwertbildung und anschließender manueller Prüfung bereits gut und könne kaum noch verbessert werden [NB].
- Die Zuverlässigkeit der fristgerechten Datenbereitstellung und Verarbeitung sei verbesserungswürdig [NB].
- Erhöhte Gefahr von Ersatzwertbildungen, da einige RLM-Messstellen schlecht erreichbar seien und ein bis zwei Auslesungen am Tag maximal möglich seien [NB].
- Die Gerätetechnik wäre bei hohen Ausfallraten in der Auslesung kontinuierlich geprüft und verbessert worden [NB].
- Tendenziell sei die Entwicklung seit 10/2016 positiv, zudem könnten die im Anhang der KNA aufgezeigten Möglichkeiten genutzt werden, daher sollte die weitere Entwicklung abgewartet werden. Der Betrachtungszeitraum sei noch zu kurz [NB].
- Die zweimalige Bereitstellung von untertägigen Informationen sei gemäß NC BAL ausreichend [NB, Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Eventuell könnte die Bearbeitungszeit um eine Stunde für die VNB gekürzt werden, um eine Bearbeitung auf Seiten der BKV im Tagesbetrieb zu unterstützen [NB].
- Parallel zur Datenbereitstellung zur individuellen Prognoseverbesserung mittels Allokation erfolge bereits jetzt entsprechend der Regelungen der GeLi Gas die Übersendung der marktlokationsscharfen Zeitreihen an die Transportkunden per MSCONS [NB, Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Für die lastganggerechte Einspeisung der Abnahme volatiler Kunden stünde technisch weiterhin das OFC- bzw. auch das Nominierungsersatzverfahren zur Verfügung [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Eine Abwägung von Kosten und Nutzen müsse bei jeder Anpassung von Prozessen erfolgen, um die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Gas nicht zu schädigen. Die volkswirtschaftliche Effizienz, nicht die Optimierung einzelner Wertschöpfungsstufen, sollte das Ziel sein [NB].

Systematik der Auslesung von Messwerten im Gas; Verarbeitung und Übertragung der Informationen (Fristen, Häufigkeit, Ersatzwertbildung)

Der Messstellenbetrieb ist Aufgabe des NB als grundsätzlich zuständiger Messstellenbetreiber, soweit nicht ein Dritter den Messstellenbetrieb durchführt. Um stündliche Messwerte von RLM-Anlagen zu erhalten, werden die Anlagen über eine Zählerfernauslesung zu den gewünschten Zeitpunkten abgefragt und ausgelesen. Eine solche Auslesung kann über verschiedene Kommunikationswege (GSM, GPRS, Ethernet, DSL) stattfinden. Dabei kann es insbesondere zu den im Anhang aufgeführten Schwierigkeiten kommen, welche eine Auslesung der stündlichen Messwerte verhindern können. Eine ggf. vorhandene automatische Ersatzwertbildung könnte im Fall von nicht eingehenden Messwerten vorläufige, untertägige Ersatzwerte bilden. Je nach Kundenverhalten kann eine automatisierte Ersatzwertbildung allerdings keine größeren Abweichungen zwischen untertägigen (6h bzw. 9h) und finalen Werten verhindern, insbesondere bei RLM-Kunden mit atypischem Kundenverhalten kann es zu hohen Abweichungen kommen.

1.4 Anwendungsbereich der untertägigen Daten nach GaBi Gas 2.0 bei den BKV im Rahmen der Bilanzierung

Alle BKV sind verpflichtet ihren Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Diese Verpflichtung wirkt sowohl im Hinblick auf die Tagesbilanzierung als auch untertägig. Zum einen muss auf Basis der einheitlichen europäischen Vorgaben eine Ausgeglichenheit bis zum Ende des Gastages herbeigeführt werden. Zum anderen müssen die BKV auch untertägig die kumulierten Abweichungen auf stündlicher Basis innerhalb eines Toleranzbandes von derzeit 7,5 % bezogen auf die final allokierte RLM-Tagesausspeisemenge halten (Flexibilitätsrahmen). Dies soll verhindern, dass der MGV untertägig gegenläufig Regelernergie einsetzen muss.

Grundsätzlich sind für den BKV alle Informationen nützlich, die zeitlich vor Ablauf der letzten (Re-)Nominierungsfrist vorliegen. Dies trifft sowohl auf aktualisierte Temperaturinformationen wie auch auf untertägige Messwerte (MSCONS) oder untertägige Allokationsdaten (ALOCAT) zu. Dabei sind, insbesondere für die untertägige Ausgeglichenheit, zeitnahe Informationen von besonderer Bedeutung, um gegebenenfalls möglichst schnell Maßnahmen zu ergreifen, die den Bilanzkreis ausgleichen. Da ausgeglichene Bilanzkreise weniger Regelernergie erzeugen, könnte die Ausgleichsenergie und somit der Bedarf an Regelernergie für RLM durch die häufigere Bereitstellung von qualitativ hochwertigen Informationen reduziert werden.

Im Ideal läuft das operative Bilanzkreismanagement eines BKV wie folgt ab (siehe auch Abbildung 7):

a) Day-Ahead-Prozess:

In einem kontinuierlichen Prozess wird innerhalb des Gastages die operative Bilanzkreisführung durch Änderungen der Ein- und/oder Ausspeisenominierungen für den nächsten Liefertag angepasst. Hintergrund hierfür können Prognoseänderungen, eingehende Nominierungen von Handelspartnern und auch Marktpreisbewegungen sein. Die Häufigkeit der Anpassungen erfolgt in Abhängigkeit der Größe des BKVs

bedarfsgerecht. Aktuelle Mess- und Allokationsdaten stellen zusammen mit historischen Verbrauchswerten und Wetterdaten eine wesentliche Grundlage für die Prognosen und somit die Nominierung der Aufkommensquellen korrespondierend zum antizipierten RLM-Verbrauch (Kunden etc.) dar. Daraus ableitend wird für den Folgetag durch die Bewirtschaftung, d.h. durch die Änderungen der Ein- und/oder Ausspeisenominierungen der flexiblen Aufkommensquellen ein erwarteter Bilanzkreissaldo von 0 kWh je Stunde angestrebt



Abbildung 7: Schematische Darstellung des operativen Bilanzkreismanagements eines BKV

b) Within-Day-Prozess:

Die Bilanzierung des aktuellen Gastages erfolgt stündlich. Untertägig einlaufende Mess- und Allokationsdaten bilden die Grundlage für geänderte (stündlich erstellte) Prognosen und führen zu Anpassungen der Ein- und/oder Ausspeisenominierungen. Die Nachsteuerung des sich im kumulierten Bilanzkreissaldo widerspiegelnden Prognosefehlers aller bisherigen Stunden und die Steuerung der restlichen Stunden auf Basis neuer Prognosen hat jeweils eine Anpassung der Ein- und/oder Ausspeisenominierungen der flexiblen Aufkommensquellen für die restlichen Stunden des Gastages zur Folge. Fehler in den Mess- und Allokationsdaten setzen sich als tatsächliche Fehlsteuerungen des Bilanzkreises fort und können im Rahmen der nachgelagerten Bilanzkreis- und Handelsabrechnungen zu Pönalen sowie gegebenenfalls zu Regelenenergie-Maßnahmen bei den MGV führen.

1.5 Vorgehen bei der KNA

Gemäß Tenor 9 der Festlegung GaBi Gas 2.0 sollen die Kosten und der Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen als Kriterien einer KNA evaluiert werden.

Für BKV steht die Qualität der untertägigen Datenmeldung im Fokus der Nutzenbetrachtung. Fehler in den untertägigen RLM-Allokationsdaten der NB haben direkten Einfluss auf die RLM-Prognoseabweichung und somit auf die Bilanzkreissteuerung der BKV (siehe vorhergehendes Kapitel 1.4). Für eine wettbewerbsfähige Belieferung von RLM-Abnahmestellen darf aus Sicht der BKV die RLM-Prognoseabweichung 5 % nicht überschreiten. Bei schlechterer Datenqualität als die genannten 5 % können die Allokationsdaten aus Sicht der BKV nicht mehr herangezogen und damit auch nicht zur Steuerung der Bilanzkreise genutzt werden.

Für die Durchführung der KNA wird ein zweistufiges Vorgehen durch Evaluierung von zwei Szenarien gewählt:

Im ersten Szenario werden dabei die Kriterien „Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen“ sowie „Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen“ unverändert gelassen und somit ausschließlich die Kosten und der Nutzen des Eingangsparameters „Qualität“ betrachtet, da dieser aus Sicht der BKV das relevanteste Kriterium darstellt. Zur Evaluierung des Qualitätskriteriums wird untersucht, welche Kosten und Nutzen entstehen würden, wenn die prozentuale Abweichung zwischen bereitgestellten untertägigen und den finalen RLM-Daten nicht größer als 5 % ist, unter Berücksichtigung der unter 2.2 dargestellten Karenzregelung.

Im zweiten Szenario werden darüber hinaus die Häufigkeit der Bereitstellung der untertägigen Daten auf vier Mal⁴ angehoben und die Übermittlungsfrist (NB → MGW → BKV) von vier Stunden auf zwei Stunden und dreißig Minuten verkürzt. Das Qualitätskriterium wird hierbei bei maximal 5 % Abweichung, unter Berücksichtigung der unter 2.2 dargestellten Karenzregelung, belassen.

Diese Fristen wurden gewählt, da aus Sicht der BKV eine Nutzenerhöhung herbeigeführt wird, wenn die erste Datenmeldung bereits um die Mittagszeit (in diesem Fall bis 12:30 Uhr) beim BKV einginge. Dies würde den Markt aktivieren und bereits mit den ersten 4 Stunden des Gastages andere als die prognostizierten Fahrweisen von RLM-Kunden für den restlichen Tag ersichtlich machen. Eine zweite Meldung (bis 16:30 Uhr) sollte insbesondere ohne Schichtbetrieb ausgestattete BKV dazu befähigen, noch innerhalb der gewöhnlichen Arbeitszeit einen erneuten Bilanzkreisausgleich vorzunehmen. Für einen exakteren untertägigen Bilanzkreisausgleich von Verbräuchen an RLM-Ausspeisepunkten ist eine Übermittlung von untertägigen Daten mit einem Umfang von (mindestens) 12 Stunden erforderlich. Daher sollte diese Zeitspanne in der dritten Datenlieferung enthalten sein und bis 20:30 Uhr beim BKV vorliegen. Weitere Nutzensgewinne für BKV werden gesehen, wenn zudem die Lieferstunden 18 Uhr bis 22 Uhr in einer vierten untertägigen Datenmeldung übermittelt

⁴ 06.00 Uhr - 10.00 Uhr, 10.00 Uhr - 14.00 Uhr, 14.00 Uhr - 18.00 Uhr sowie 18.00 Uhr - 22.00 Uhr

würden. Die jeweilige zeitlich spätere untertägige RLM-Datenbereitstellung enthält, gegebenenfalls in aktualisierter Form, immer den Erfassungszeitraum ab Beginn des Gastages.

Von der AG wurden zwei Szenarien betrachtet bei denen die Änderungen der Eingangsparameter der Genauigkeit der Datenqualität, der Häufigkeit der untertägigen RLM - Datenbereitstellung und der Bearbeitungszeit zu einem angenommenen zusätzlichen Nutzen für eine Partei und zu entsprechenden Kosten für die jeweiligen anderen beteiligten Parteien führt. Unter Berücksichtigung der heutigen Datenverarbeitung und den heutigen Datenverarbeitungsfristen wurden die Szenarien aufgestellt und von weiteren Szenarien abgesehen. Auch kann kein linearer Zusammenhang zwischen Kosten und Nutzen bei möglichen Änderungen der Eingangsparameter, im Vergleich zu den dargestellten Szenarien, unterstellt werden.

Die Sendezeiten in den jeweiligen Szenarien sind Tabelle 44 zu entnehmen.

Stundenbereich	Status quo / Szenario 1		Szenario 2	
	NB → MGV bis	MGV → BKV bis	NB → MGV bis	MGV → BKV bis
6:00 bis 7:00	15:00	16:00	12:00	12:30
7:00 bis 8:00	15:00	16:00	12:00	12:30
8:00 bis 9:00	15:00	16:00	12:00	12:30
9:00 bis 10:00	15:00	16:00	12:00	12:30
10:00 bis 11:00	15:00	16:00	16:00	16:30
11:00 bis 12:00	15:00	16:00	16:00	16:30
12:00 bis 13:00	18:00	19:00	16:00	16:30
13:00 bis 14:00	18:00	19:00	16:00	16:30
14:00 bis 15:00	18:00	19:00	20:00	20:30
15:00 bis 16:00	D+1 12:00	D+1 13:00	20:00	20:30
16:00 bis 17:00	D+1 12:00	D+1 13:00	20:00	20:30
17:00 bis 18:00	D+1 12:00	D+1 13:00	20:00	20:30
18:00 bis 19:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 0:00	D+1 0:30
19:00 bis 20:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 0:00	D+1 0:30
20:00 bis 21:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 0:00	D+1 0:30
21:00 bis 22:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 0:00	D+1 0:30
22:00 bis 23:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
23:00 bis 00:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
00:00 bis 01:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
01:00 bis 02:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
02:00 bis 03:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
03:00 bis 04:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
04:00 bis 05:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00
05:00 bis 06:00	D+1 12:00	D+1 13:00	D+1 12:00	D+1 13:00

Tabelle 4: Sendezeiten nach Szenario und Gastag

Um die Kosten und den Nutzen bei den VNB für das erste Szenario zu ermitteln, wurden zwei separate Vorgehen gewählt. Im ersten Schritt wurden dabei jeweils 20 VNB pro Marktgebiet angeschrieben, die das Qualitätskriterium im Betrachtungszeitraum (Gaswirtschaftsjahr 2016/2017) deutlich verfehlt haben. Diesen VNB wurde ein Fragebogen übermittelt, mit dem

u.a. die Kosten abgefragt wurden, die aufgewendet werden müssten, um das Qualitätskriterium zu erfüllen. Hierbei wurde zwischen initialen Implementierungskosten sowie jährlichen Folgekosten unterschieden.

Zusätzlich haben die VNB der AG eine eigene Untersuchung durchgeführt. An dieser haben sich VNB beteiligt, die über regionale Verteilnetze – sowohl in städtischen als auch in ländlichen Strukturen – verfügen und VNB, deren Verteilnetze sich ausschließlich in Stadtgebieten befinden. Untersucht wurde die RLM-Datenbereitstellung anhand der zwei angenommenen Szenarien, die ausgehend vom derzeitigen Status quo zusätzliche Anforderungen an die VNB stellen.

Die zusätzlichen Anforderungen der zwei Szenarien ergeben sich in den Bereichen Datenkommunikation, Datenverarbeitung und -aufbereitung sowie Datenerfassung. Für beide Szenarien wurden sowohl Initialkosten als auch laufende Kosten pro Jahr insgesamt erfasst. Aufgrund unterschiedlicher Strukturen und Systemlandschaften bei den beteiligten VNB erfolgte die Ermittlung der spezifischen Kosten pro RLM-Zählpunkt unter Berücksichtigung der Anzahl aller RLM-Zählpunkte der beteiligten VNB. Da diese Untersuchung letztlich eine Stichprobe der beteiligten VNB aus der Gesamtheit aller VNB darstellt, wurde ein zehnprozentiger Aufschlag für strukturell nicht abgebildete VNB angenommen und in den spezifischen Kosten berücksichtigt. Bei den zusätzlichen Anforderungen der Szenarien wurde von den VNB kein redundantes EDM-System für die Qualitätsanforderung sowie die RLM-Datenbereitstellung vorgesehen. Kosten für den Empfang der RLM-Datenbereitstellung von MGV sowie BKV sind nicht enthalten.

Die Kostenermittlungen in beiden Szenarien wurden jeweils unter der Prämisse durchgeführt, dass Karenztage für ungeplante Unterbrechungen zur Anwendung kommen. Für geplante, angekündigte Unterbrechungen (z.B. notwendige Systemanpassungen zum sicheren Betrieb und regulatorischen Anpassungen) werden keine Karenztage angerechnet. Um die Gesamtkosten aller VNB zu berechnen, wurden die Kosten pro RLM-Zählpunkt am Ende der Aufwandsermittlung über die Gesamtanzahl aller RLM-Zählpunkte in den Verteilnetzen skaliert.

Die notwendigen Kosten bei den MGV und FNB wurden direkt bei den entsprechenden Unternehmen angefragt.

Die BKV verwenden für die Berechnung des Nutzens ein, im späteren Verlauf der KNA detailliert dargestelltes, Modell.

Im Rahmen der Konsultation wurde u.a. angemerkt, dass ein Szenario mit stündlicher Datenübermittlung gewünscht wäre und dementsprechend in die KNA aufgenommen werden sollte. Zudem gab es Vorschläge für alternative Betrachtungs- sowie Meldezeiträume.

Nach ausführlichen Diskussionen in der AG, bei denen diverse Szenarien diskutiert wurden, wurden - als wertschöpfungsstufenübergreifende Kompromisse - die Szenarien 1 und 2, unter Berücksichtigung der heutigen Datenverarbeitung und der heutigen Datenverarbeitungsfristen, durch die AG entworfen und von der Betrachtung weiterer Szenarien abgesehen.

Wie oben bereits erläutert, wurden die entsprechenden Fristigkeiten entsprechend der obigen Ausführungen gewählt.

Hervorzuheben ist an dieser Stelle noch einmal, dass kein linearer Zusammenhang zwischen Kosten und Nutzen bei möglichen Änderungen der Eingangsparameter, im Vergleich zu den dargestellten Szenarien, unterstellt werden kann.

Über den o.g. Aspekt hinaus wurden innerhalb der Konsultation bezüglich des Qualitätskriteriums u.a. folgende Anmerkungen abgegeben:

- Die betrachtete Qualitätsverbesserung sei nicht ausreichend. Eine 5%-ige Abweichung von den endgültigen Allokationsdaten würde immer noch ein großes Unsicherheitsrisiko für den BKV bedeuten. Eine Qualität von 98% wird gefordert [Verband].
- Die angegebene Grenze von 5% bei drei Karenztagen sei zu niedrig angesetzt, die Grenze sollte angehoben werden. Eine Grenze von 15% bei sieben Karenztagen im Monat bzw. 40 Karenztagen pro Gaswirtschaftsjahr wird als realistisch und zielführend angesehen [NB].
- Das Qualitätskriterium von 5% sei nicht einhaltbar, insbesondere wenn RLM-Kunden alleine einem Bilanzkreis zugeordnet seien [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].

Zudem wurde innerhalb der Konsultation die Frage aufgeworfen, was passieren würde, wenn das definierte Qualitätskriterium nicht eingehalten werden würde.

Hier wurden innerhalb der Konsultation u.a. folgende Anmerkungen abgegeben:

- Ein Bonus/Malussystem würde Sinn ergeben, bei dem ein NB mit annähernd 100% Qualität finanziell bessergestellt werden würde, als ein NB mit z.B. 97% Qualität und dieser wiederum besser als ein NB mit nur 95% Qualität. Das Bonus/Malussystem könne kostenneutral ausgestaltet werden [Verband; BKV/TK].
- Es wird empfohlen, eine monatliche Veröffentlichung von NB vorzunehmen, die dauerhaft keine oder dauerhaft nicht vollständige Daten liefern würden [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB]
- Dass es eines Anreizsystems bedürfe, das die NB dazu anhalten würde ein effizientes Qualitätsniveau zu halten, sei unstrittig. Zu diesem Zwecke gäbe es zum einen die Anreizregulierung und zum anderen die Möglichkeit der Behörde missbräuchliches Verhalten einzelner zu verfolgen. Eine selektive Vorgehensweise wird der Einführung neuer Pauschalprozessanpassungen vorgezogen [NB].

2 Durchführung der KNA

2.1 Vorab-Kostenabfrage über einen Fragebogen

Die Durchführung der KNA findet – wie vorgehend in Kapitel 1.5 beschrieben – für zwei Szenarien statt. Dabei wurden für das Szenario 1 in einem ersten Schritt 20 VNB mit einer relativ schlechten Datenqualität pro Marktgebiet mit einem Fragebogen kontaktiert. In beiden Marktgebieten gemeinsam gibt es insgesamt etwa 800 NB.

Die entsprechenden VNB wurden Mitte 2017 durch den jeweiligen MGV angeschrieben. Die an die MGV übermittelten Antworten wurden der AG insgesamt nur anonymisiert zur Verfügung gestellt.

Während einige dieser VNB keine entsprechende Aufwandsabschätzung abgeben konnten, bezifferten andere VNB die initialen Aufwände zwischen 0 EUR und 18.000 EUR. Diese Kosten bezogen sich meist insbesondere auf die Einführung eines Prognosetools für eine potenzielle Ersatzwertbildung. Weitere VNB gaben an, dass die Zählerabfrage bereits kostenneutral umgestellt worden sei, so dass – insbesondere für die zweite untertägige Datenmeldung – nun mehrmals die Zähler abgefragt werden und sich die Datenqualität damit bereits erhöht hätte. Zudem wiesen einige VNB darauf hin, dass die Qualität der untertägigen Daten eigentlich gut sei, das Qualitätskriterium jedoch nicht erfüllt würde, da die untertägigen Daten als Lastgang, die tägliche Auslesung an D+1KT jedoch als Tagesband versendet würden. Aufgrund dieser Tatsache würde es zu erheblichen Differenzen kommen.

Als jährliche Folgekosten wurden durch angeschriebenen VNB, sofern sie Kosten angegeben haben, Kosten zwischen 2.000 EUR und 10.000 EUR angegeben. Hierbei wurde insbesondere auf erhöhte Personalkosten und notwendige Softwareupdates hingewiesen.

Ferner wurde abgefragt, ob, und wenn ja wann, die untertägigen Daten durch die VNB überprüft bzw. plausibilisiert werden. Hierbei stellte sich heraus, dass die VNB unterschiedlich mit entsprechenden Prüfprozessen umgehen. Während einige VNB nur prüfen, ob die entsprechenden Zählerdaten ausgelesen werden konnten bzw. eine Prüfung der Daten nur im Bedarfsfall erfolgt, sind bei anderen VNB händische Prüfprozesse, teilweise jedoch nur an Werktagen, implementiert. In diesem Kontext würden jährliche Folgekosten entstehen, wenn eine Plausibilisierung auch an Wochenenden erfolgen müsste. Weitere VNB gaben an, dass untertägige Daten zwar geprüft werden, dies jedoch erst am nächsten Werktag geschieht. Sollte im Kontext des Qualitätskriteriums die Einführung eines 24/7-Dienstes notwendig werden, würden hier erhöhte Personalkosten entstehen.

Im Rahmen der Konsultation wurde u.a. angemerkt, dass sich die ermittelten Kosten der angeschriebenen VNB von den Kosten der Untersuchung der VNB in der AG unterscheiden würden. Aufgrund der Beantwortung der Fragen durch die angeschriebenen VNB konnte insbesondere zum Aufwand kein einheitliches Verständnis sowie Vergleichbarkeit untereinander hergestellt werden, so dass die Antworten der Fragebögen nicht repräsentativ und teilweise schwer vergleichbar sind. Somit erfolgte die weitere Betrachtung auf Basis der Ermittlung der VNB in der AG.

2.2 Qualitätsverbesserung

Im ersten Schritt wird eine KNA für Szenario 1 durchgeführt, in dem sich lediglich das Qualitätskriterium ändert: Die Abweichung zwischen den untertägigen 6h- bzw. 9h-Werten und den finalen Werten nach Clearingende darf nicht größer als 5 % sein.

Dabei wird das Qualitätskriterium von 5 % so interpretiert, dass es als eingehalten gilt, wenn der einzelne NB bilanzkreisscharf

- an maximal drei Tagen im Monat, wovon maximal zwei aufeinanderfolgen dürfen, eine Abweichung von mehr als 5 % aufweist und zudem
- eine Abweichung größer 5 % an maximal 25 Tagen pro Gaswirtschaftsjahr auftritt und darüber hinaus
- keine Anrechnung von Karenztagen für geplante, angekündigte Unterbrechungen (z.B. notwendige Systemanpassungen zum sicheren Betrieb und regulatorischen Anpassungen) erfolgt.

2.2.1 Kosten/Nutzen für VNB

Wie in Kapitel 1.5 beschrieben, wurden zwei verschiedene Vorgehen gewählt, um die Kosten bei den VNB zu ermitteln. Dabei wurden in der ersten Runde die jeweils 20 VNB pro Marktgebiet angeschrieben, die das Qualitätskriterium im Betrachtungszeitraum Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 nicht erfüllt haben (siehe Kapitel 2.1).

In einem zweiten Schritt wurde eine Untersuchung der VNB der AG durchgeführt.

Zunächst wurde dabei bei den beteiligten VNB, auf Basis der hinzukommenden Anforderung aus Szenario 1 (Qualitätskriterium von 5 %), die Abfolge, von der untertägigen RLM-Datenerfassung, -Datenverarbeitung bis zur -Datenbereitstellung, verglichen (siehe auch Kapitel 1.4). Im Bereich Zählertechnik, Zählerfernauslesung, Ersatzwertbildung und restliches EDM ergaben sich insgesamt die notwendigen zusätzlichen Maßnahmen für die beteiligten VNB. Aufgrund unterschiedlicher Strukturen und Systemlandschaften erfolgte die Ermittlung der spezifischen Kosten pro RLM-Zählpunkt unter Berücksichtigung der Anzahl aller RLM-Zählpunkte der beteiligten VNB.

In die Kostenbetrachtung sind lediglich Kosten eingeflossen, die durch zusätzliche Anforderungen durch das Qualitätskriterium von 5% entstehen würden. Vor dem Hintergrund, dass nicht sämtliche VNB beteiligt waren, wurde der strukturelle Aufschlag angesetzt. Vollständige Erneuerungen wurden weder im Bereich der Zählertechnik, noch in den oben genannten Bereichen, mit eingerechnet. Um Rückschlüsse auf die unterschiedlichen Systemlandschaften und Strukturen der an der KNA beteiligten NB und deren individuellen Kosten zu vermeiden, haben die NB auf eine weitere detaillierte Aufschlüsselung der Kosten verzichtet (vgl. Stellungnahmen zur Konsultation).

In Szenario 1 ergibt sich der Aufwand durch Investitionen in eine verbesserte Prognose, soweit keine Messwerte vorliegen, sowie eine insgesamt verbesserte Datenkommunikation. Investitionen in neue Messeinrichtungen, deren Austausch und Ersatz im regulären Turnus erfolgt, wurden nicht in Ansatz gebracht. Lediglich Kosten zwingend notwendiger vorzeitiger Wechsel nicht anpassbarer Zählertechnik wurden anteilig berücksichtigt. Diese Kosten würden

bei einer turnusmäßigen Anpassung der Zählertechnik zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, müssten aber vorgezogen werden, um das Qualitätskriterium nach Szenario 1 einzuhalten.

Als spezifische Initialkosten wurde ein zusätzlicher Betrag von ca. 290 EUR pro RLM-Zählpunkt ermittelt. Ausgehend von den relevanten ca. 55.000⁵ RLM-Zählpunkten in den Verteilnetzen in beiden Marktgebieten ergeben sich gesamte Initialkosten in Höhe von ca. 16 Mio. EUR.

Die jährlichen laufenden Kosten im Szenario 1 wurden mit ca. 355 EUR pro RLM-Zählpunkt zusätzlich ermittelt. Im Wesentlichen wird für die Datenverarbeitung und -aufbereitung sowie die verbesserte Datenkommunikation ein erhöhter Personal- und IT-Aufwand notwendig. Die Einhaltung des Qualitätskriteriums an Wochenenden und an Feiertagen macht einen Bereitschaftsdienst zur Entstörung von Mess- und Übertragungseinrichtungen erforderlich. Damit verbunden sind auch höhere Kosten für Fuhrpark und Anfahrten. Außerdem entsteht durch die Einhaltung des Qualitätskriteriums generell ein höherer Personalaufwand durch vermehrte manuelle Datenkontrolle sowie regelmäßige Überprüfung und Anpassung der messstellenindividuellen Prognosestrategie soweit keine Messwerte vorliegen. Für die Bereitstellung erweiterter EDM-Funktionalitäten fallen zudem jährliche Lizenzkosten für ein Prognosetool an.

Ausgehend von relevanten 55.000 RLM-Zählpunkten in den Verteilnetzen in beiden Marktgebieten ergeben sich zusätzliche Kosten in Höhe von ca. 19,5 Mio. EUR pro Jahr.

Für VNB ergibt sich kein Nutzen aufgrund von Szenario 1.

Aus Sicht der NB sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken. Diese unterliegen der Anreizregulierungsverordnung (einschließlich Prüfung).

Innerhalb der Konsultation wurde die Frage gestellt, ob es Anmerkungen dazu gäbe, dass die Kosten aus Sicht der NB über die Netzentgelte zu decken sind.

Hierzu wurden u.a. folgende Rückmeldungen abgegeben:

- Die Kosten seien vollständig über die Netzentgelte zu Erlösen bzw. zu decken [NB].
- Der Ansatz wird für sachgerecht gehalten, da zur GaBi Gas 2.0 zusätzliche Anforderungen aus den Szenarien an die untertägige RLMDatenbereitstellung definiert würden [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Jeder zusätzliche Kostenblock innerhalb der Netzentgelte würde den Druck des VNB in Hinblick auf die Ermittlung des Effizienzwertes und der Kostensenkung im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung erhöhen [NB].
- Die Kosten müssten im Wesentlichen über die vergangenen und derzeitigen Netz- und/oder Messentgelte bereits im Zuge der GeLi Gas-Umsetzung gedeckt sein. Die Entscheidung ob und in welcher Höhe darüberhinausgehende Kosten über die Netzentgelte gedeckt werden dürfen, würde der Bundesnetzagentur obliegen [BKV/TK].

⁵ Die Anzahl von 55.000 ergibt sich auf Basis des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung zur Digitalisierung der Energiewende (S. 82, Drucksache 18/7555), und unter Berücksichtigung der in Abzug zu bringenden ca. 1.000 RLM in den Fernleitungsnetzen.

- Laufende Kosten seien verursachungsgerecht auf der Position Messstellenbetrieb und nicht in der Position Netzentgelte abzubilden [NB].
- In Anbetracht der Tatsache, dass Netzentgelte die Haupteinnahmequelle für FNB darstellen würden, sei man sich bewusst, dass zusätzliche Kosten höchstwahrscheinlich über die eingenommenen Netzentgelte gedeckt werden würden [BKV/TK].
- Für jede Umsetzung sollte der Fokus auf möglichst geringe Zusatzkosten gelegt werden (z.B. Austausch von fehleranfälliger Datenübertragungsinfrastruktur bei geplanten Wartungen) [BKV/TK].

Bezüglich der Kosten der VNB wurden innerhalb der Konsultation u.a. folgende Rückmeldungen abgegeben:

- Man unterstütze die Vorgehensweise [*der Kosten-/Nutzenherleitung und -ermittlung*] [NB, Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Die Kostenbetrachtung sei zu eng gefasst, da nicht klar wäre, wie indirekte Kosten berücksichtigt werden, die beispielsweise dadurch entstehen würden, dass sich Bestands- und Neukunden aufgrund höherer Kosten vom Energieträger Gas abwenden [NB].
- Die Kosten der VNB seien zu hoch angesetzt und teilweise politisch motiviert. Skaleneffekte seien durch die Methode der Abfrage per Fragebogen und das Hochrechnen der Kosten von Einzelzählern nicht berücksichtigt worden. Eine Beispielrechnung der Kosten durch eine unabhängige Instanz wäre ggf. der bessere Weg gewesen [BKV/TK].
- Bei NB, die heute bereits eine Qualitätsabweichung von unter 5% einhalten würden, würden keine Kosten anfallen. Der 10%-Aufschlag für strukturell nicht abgebildete VNB erschiene fragwürdig [Verband; BKV/TK].
- Die durch die VNB ermittelten Kosten von 16 Mio. EUR (initial) sowie 19,5 Mio. EUR würden gegenüber der Hochrechnung der Kosten aus der Vorabfrage an die 20 schlechtesten VNB zu hoch erscheinen. Darüber hinaus hätten die initialen Kosten mit einer Abschreibungslogik den jährlichen Kosten zugeschlagen werden können, um eine Vergleichbarkeit zum Nutzen herstellen zu können. Eine transparente Aufschlüsselung der Einzelposten wäre aufschlussreich und sei gemäß GaBi Gas 2.0 auch gefordert. Es gäbe Raum für Spekulationen, dass Kosten aufgenommen worden seien, die im Zuge der Umsetzung der GeLi Gas bereits hätten gedeckt sein müssen [BKV/TK].
- Die Kosten seien für den Leser nicht nachvollziehbar und sollten nach Kategorien wie z.B. Zählertechnik, Zählerauslesung/Kommunikationsübertragung, Ersatzwertbildung, Aggregation/EDM-System etc. aufgeschlüsselt werden. Darüber hinaus sollte angegeben werden, wie Kosten für einzelne Kategorien ermittelt wurden [BKV/TK].
- Initialkosten: Die Kosten und der Aufwand für die technische Ausrüstung des RLM-Zählpunktes würden gleichbleiben, der Aufwand bei der Einrichtung der Anlage im EDM sei aber größer. Jährlich laufende Kosten: Die Hardwarekosten seien gleich, der Wartungsaufwand und die damit verbundenen Kosten seien aber gestiegen [NB].

- Initialkosten für einen zusätzlichen Systemaufbau würden nicht anfallen, allerdings müsse ein höherer personeller Aufwand zur Steigerung der Datenqualität getrieben werden [NB].
- Nach Einschätzung sei die Einführung eines internen Controllings/Monitorings für die untertägige Datenbereitstellung und Kontrolle der Datenqualität bezogen auf die RLM-Werte nach Ablauf des Clearingfensters notwendig wofür ca. 250 EUR/Zählpunkt anfallen würden [NB].

Bezüglich des Nutzens der VNB wurden innerhalb der Konsultation u.a. folgende Rückmeldungen abgegeben:

- Eine Verbesserung der Qualität der untertägigen Daten sollte auch Auswirkungen auf die Qualität der täglichen Daten haben [BKV/TK].
- Ein Nutzen sei nicht ersichtlich [NB].

2.2.2 Kosten/Nutzen für FNB

Um die Kosten bei den FNB zu ermitteln, wurden die FNB über die AG Gasbilanzierung der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. gebeten, die im Umsetzungsfall anfallenden Kosten an den jeweils zuständigen MGV zu melden. Die Abfrage unterscheidet zwischen den beiden zu betrachtenden Szenarien und führt je Szenario sowohl die initialen Implementierungskosten als auch die laufenden Kosten auf Jahresbasis auf.

Die FNB bezifferten für Szenario 1 die initialen Aufwände zwischen 0 EUR und 250 TEUR pro FNB. Bei den FNB, die initiale Kosten in Höhe von 0 EUR gemeldet haben, handelt es sich entweder um FNB ohne RLM-Ausspeisestellen oder um FNB die schon heute das 5 %-Qualitätskriterium ohne weitere Anpassungen garantiert erfüllen können. Wurden Kosten gemeldet, entfallen diese größtenteils auf Maßnahmen zur Ertüchtigung der Übertragungstechnik (z.B. Geräteaustausch zum Wechsel von Analog zu IP), den notwendigen Umbau der Messtechnik vor Ort und etwaige, sich daraus ergebenden technisch notwendige Folgeanpassungen, z. B. an Armaturen und Rohren. Des Weiteren wurden erforderliche Maßnahmen zur Erhöhung der Systemstabilisierung bei der Verarbeitung der Daten in den EDM-Systemen aufgeführt.

Bei den laufenden jährlichen Folgekosten wurden Aufwände zwischen 0 EUR und 600 TEUR pro FNB angegeben. Die gemeldeten laufenden jährlichen Folgekosten setzen sich insbesondere aus zusätzlichen Personalkosten bereichsübergreifend für die Erfüllung der erhöhten Anforderungen in der Zählerfernauslesung, Plausibilisierung der Daten und bei der Ersatzwertbildung sowie einer notwendigen Einführung einer Rufbereitschaft an 365 Tagen im Jahr zusammen.

Für das Marktgebiet NCG wurden somit für die Umsetzung des Szenarios 1 in Summe initiale Kosten in Höhe von 500 TEUR und jährliche Folgekosten in Höhe von 1 Mio. Euro gemeldet. Für das Marktgebiet GASPOOL wurden Kosten (initiale und jährliche Folgekosten) in Höhe von 0 EUR gemeldet, wobei nicht alle GASPOOL-FNB Angaben zu möglichen Kosten gemacht haben.

Aus Sicht der NB sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken. Diese unterliegen der Anreizregulierungsverordnung (einschließlich Prüfung). Konsultationsrückmeldungen zu diesem Ansatz sind in Kapitel 2.2.1 dargestellt.

Für die FNB ergibt sich kein Nutzen aufgrund von Szenario 1.

Bezüglich der Kosten der FNB wurde im Rahmen der Konsultation folgende Rückmeldung abgegeben:

- Eine transparente Auflistung der Kosten, die für die Qualitätsverbesserung angewendet werden müsste, wäre aufschlussreich gewesen [BKV/TK].

Bezüglich des Nutzens wurden im Rahmen der Konsultation folgende Anmerkungen gegeben:

- Der Nutzen der FNB müsse gemäß dem gewählten Model der Nutzberechnung für die BKV in einem geringeren Aufwand zur Beschaffung von interner Regelenergie liegen [BKV/TK].

2.2.3 Kosten/Nutzen für MGV

Für das Szenario 1 ergeben sich bei den MGV keine weiteren Kosten und kein weiterer Nutzen. Ein eventueller Nutzen für die MGV ist bereits in der Nutzenkalkulation der BKV enthalten.

Bezüglich der Kosten und des Nutzens für MGV wurde innerhalb der Konsultation folgende Rückmeldung gegeben:

- Durch eine bessere Qualität der Datenlieferung würden die BKV ihre Bilanzkreise besser bewirtschaften können und der Regelenergiebedarf würde sinken. Neben den vermiedenen Kosten für Regelenergie würde auch der Aufwand des MGV verringert werden [BKV/TK].

2.2.4 Kosten/Nutzen für BKV

Der Nutzen der Qualitätsverbesserung in Szenario 1 wird wie folgt hergeleitet:

Eine verbesserte Datenqualität der untertägigen Allokationsdaten führt zu genaueren Prognosen bzw. weniger Prognoseabweichungen bei den BKV. Dies führt zu weniger Ausgleichsenergie und damit verbunden zu weniger Kosten bei den BKV (betriebswirtschaftlicher Nutzen). Weniger Ausgleichsenergie in den Bilanzkreisen sollte darüber hinaus zu sinkendem Bedarf von Regelenergie führen (volkswirtschaftlicher Nutzen). Zwei Punkte sind hierbei im Wesentlichen zu berücksichtigen. Zum einen können die Mengen der in der Meldung enthaltenen vergangenen Stunden des laufenden Gastages noch durch den BKV aufgrund der Tagesbilanzierung ausgeglichen werden. Zum anderen können die Prognosen unter Ausnutzung der neuen Informationen sowohl für zukünftige Stunden des laufenden Gastages als auch für den nächsten Gastag verbessert werden.

Zur Abschätzung der Auswirkungen einer verbesserten RLM-Prognose der BKV aufgrund gesteigerter Qualität der für die Prognose verwendeten untertägigen Daten werden folgende Rahmenbedingungen definiert: Zum einen werden alle Bilanzkreise eines Marktgebietes einem einzelnen Rechnungsbilanzkreis zugeordnet und zum anderen wird aus der gesunkenen Ausgleichsenergiemenge ein in gleicher Höhe gesunkener Regelenergiebedarf abgeleitet. Der

im Betrachtungszeitraum vorhandene RLM-Anteil der externen Regelenergie hätte den vorherigen Rahmenbedingungen zufolge bei einer 95-prozentigen Datenqualität der untertägigen Daten (im Vergleich zu der vorhandenen Datenqualität) geringer ausfallen können. Durch eine bessere Datenqualität der untertägigen Daten würde somit die Regelenergie reduziert. Diese Berechnung wird auf Tagesbasis durchgeführt.

Die Differenz zwischen der tatsächlichen externen Regelenergie und der bei besserer RLM-Prognose theoretischen externen Regelenergie wurde anhand der im Betrachtungszeitraum bestehenden Preisdifferenzen zwischen den Ausgleichsenergiepreisen und dem VHP-Index (mengengewichteter Durchschnittspreis) bewertet, die von den MGV veröffentlicht werden. Dies spiegelt die vermeidbaren Kosten, d.h. den betriebs- und volkswirtschaftlichen Nutzen, wider. Von einer Betrachtung der möglichen Minimierung der Kosten des Flexibilitätskostenbeitrags wurde aufgrund der im Betrachtungszeitraum geringen Anzahl von Abrechnungsfällen und damit der zu geringen Erfahrung verzichtet. Flexibilitätskostenbeiträge wurden im betrachteten Zeitraum von den MGV sehr selten erhoben, da keine gegenläufige Regelenergie im MOL 1 beschafft wurde und dem MGV dadurch keine Kosten entstanden sind.

Im Marktgebiet GASPOOL beliefte sich der Nutzen auf Basis der Berechnungen der BKV auf etwa 5 Mio. EUR jährlich, während sich im Marktgebiet NCG ein Nutzen von etwa 35 Mio. EUR jährlich ergibt. Dies liegt daran, dass die Regelenergiekosten im Marktgebiet NCG im betrachteten Zeitraum (Gaswirtschaftsjahr 2016/2017) höher lagen, als im Marktgebiet GASPOOL.

Für BKV fallen keine Kosten aufgrund von Szenario 1 an.

Im Rahmen der Konsultation wurden u.a. folgende Rückmeldungen zum Nutzen der BKV abgegeben:

- Bei dem Modell zur Nutzenberechnung seien Annahmen zur Simplifizierung der Realität getroffen worden. Der Nutzen könne demnach größer sein. Die Modellrechnung hätte veröffentlicht werden sollen [Verband; BKV/TK].
- Durch eine bessere Qualität der Datenlieferung würden die BKV ihre Bilanzkreise besser bewirtschaften können, so dass das Ausgleichs- und Flexibilitätskostenrisiko fallen würde. Durch die Unterstellung eines sinkenden gegenläufigen Regelenergieeinsatzes würde auch das Risiko, dass überhaupt ein Flexibilitätskostenbeitrag zur Abrechnung kommen würde, sinken. Darüber hinaus könnten ggf. auch zusätzliche (aufwändigere) Prognoseverfahren, die derzeit vorgehalten werden müssen, obsolet werden [BKV/TK].
- Der ermittelte Nutzen ließe sich nur dann generieren, wenn alle BKV das Instrumentarium der Renominierung vollumfänglich nutzen würden [NB].
- Der aufgeführte Nutzen könne nur im ersten Jahr erreicht werden (da die Datenqualität sich kontinuierlich verbessern würde/ da ein gleichbleibender Nutzen nicht plausibel erscheint). In den Folgejahren sollte dieser geringer ausfallen [NB; Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Da es in Zukunft wahrscheinlich häufiger zu Preisspitzen in der Ausgleichsenergie kommen würde, sei der Nutzen zu niedrig angesetzt [BKV/TK].

- Der Nutzenunterschied zwischen den BKV im Marktgebiet GASPOOL und NCG sollte erklärt werden [NB].
- Es sei fragwürdig, dass aus „der gesunkenen Ausgleichsenergiemenge ein in gleicher Höhe abgeleiteter Regelenergiebedarf“ abgeleitet wird [NB].
- Bei der Preisbetrachtung sollte der normale Spread bei Börsengeschäften von +/- 0,05 EUR noch berücksichtigt werden [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB; NB].
- Im Vergleich zwischen Kosten und Nutzen dürfte sich ein insgesamt geringer bundesweiter Nutzen ergeben, welcher sich nicht auf Basis idealisierter Annahmen zum Nutzen so einstellen dürfte [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].

2.3 Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs unter Beibehaltung der Qualitätsverbesserung

In Szenario 2 wird – zusätzlich zu dem in Szenario 1 definierten Qualitätskriterium – die Häufigkeit der Bereitstellung der untertägigen Daten auf vier Meldungen pro Gastag angehoben und die Übermittlungsfrist (NB → MGV → BKV) von vier Stunden auf zwei Stunden und dreißig Minuten verkürzt, wobei den NB davon eine Verarbeitungszeit von zwei Stunden zur Verfügung steht. Die weitere halbe Stunde dient zur Verarbeitung der Daten beim MGV und dem Versand der Daten an die BKV.

Um bei diesem Szenario die entsprechenden Kosten zu ermitteln, sind die in der AG beteiligten VNB, FNB und MGV auf ihre Dienstleister zugegangen um abzufragen, wie hoch die Kosten wären, wenn man das dargestellte Szenario erfüllen müsste.

2.3.1 Kosten/Nutzen für VNB

Für das Szenario 2 wurde lediglich eine Untersuchung der VNB der AG durchgeführt. Aufgrund der Komplexität des zweiten Szenarios wurde auf eine Abfrage bei weiteren VNB außerhalb der AG verzichtet.

Das Vorgehen bei der Kostenermittlung erfolgte analog zu Szenario 1, wobei zusätzlich die Eingangsparameter Bearbeitungszeit und Häufigkeit der Datenübertragung geändert wurden.

Die nachfolgenden Kostenschätzungen des Szenarios 2 beinhalten die Kosten des Szenarios 1.

Durch die VNB wurden insbesondere die notwendigen Investitionen in die IT-Infrastruktur als Kostentreiber identifiziert, die aufgrund der Verkürzung der Verarbeitungsfristen erforderlich sind. Als initialer Aufwand wurden spezifische Kosten von zusätzlich ca. 775 EUR pro RLM-Zählpunkt ermittelt.

Ausgehend von relevanten 55.000 RLM-Zählpunkten in den Verteilnetzen in beiden Marktgebieten ergeben sich gesamte Initialkosten in Höhe von ca. 42,6 Mio. EUR.

Als jährliche laufende Kosten im Szenario 2 wurden spezifische Kosten von ca. 665 EUR pro RLM-Zählpunkt ermittelt. Diese Kosten begründen sich durch einen erheblich höheren Personaleinsatz aufgrund der 3. und 4. Datenmeldung. Da hier das notwendige Fachpersonal

im Szenario 2 bis 24:00 Uhr eingesetzt werden müsste, wäre somit ein vollumfänglicher Zweischichtbetrieb einzuführen und das vorhandene Fachpersonal zwingend aufzustocken.

Ausgehend von relevanten 55.000 RLM-Zählpunkten in den Verteilnetzen in beiden Marktgebieten ergeben sich jährliche laufende Kosten in Höhe von ca. 36,6 Mio. EUR pro Jahr.

Für die VNB ergibt sich kein Nutzen aufgrund von Szenario 2.

Aus Sicht der NB sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken. Diese unterliegen der Anreizregulierungsverordnung (einschließlich Prüfung). Konsultationsrückmeldungen zu diesem Ansatz sind in Kapitel 2.2.1 dargestellt.

Im Rahmen der Konsultation gab es u.a. folgende Rückmeldungen zur Ermittlung der initialen sowie der jährlichen Kosten bei den VNB (Rückmeldungen zum Szenario 2, die auch das Szenario 1 betreffen, wurden aus Vereinfachungsgründen hier nicht erneut wiederholt, sondern sind unter Kapitel 2.2.1 ersichtlich):

- Eine Unterteilung der Kosten für Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs wäre interessant. Dies gelte für die Kosten von VNB, FNB und MGV gleichermaßen [BKV/TK].
- Für die stündliche Messwertübermittlung gemäß GeLi Gas würden im Median 475 EUR pro Jahr und Zählpunkt anfallen. Ob die Mehrkosten [für das Szenario 2] rein auf die Aggregation der Messwerte zu Allokationsdaten und die dadurch notwendige Ersatzwertbildung zurückzuführen seien, würde aus der KNA nicht ersichtlich werden [Verband].
- Die Kosten sollten mit den Messentgelten anderer Länder mit stündlicher Informationsbereitstellung verglichen werden [Verband].
- Eine höhere Auslesungsrate verbunden mit einer verkürzten Übermittlungszeit an den MGV und dem Fokus der BKV zur Qualitätsverbesserung wird als nicht erfüllbar angesehen [NB].
- Die Möglichkeiten zur weiteren Qualitätsverbesserung seien stark eingeschränkt. Verkürzte Fristen würden zu einer Verschlechterung der Qualität führen [NB].
- Die Investitionen in die IT würden Kostentreiber Nummer eins werden. Es würden hier Erweiterungen für die zusätzlichen Allokationen, die verkürzten Fristen sowie die Datenkommunikation benötigt [NB].
- Die laufenden Kosten pro Jahr für die Datenübermittlung und den Betrieb der Zähler würden sich durch die höhere Frequenz an Datenabforderungen erhöhen, eine Kostenabschätzung sei schwierig, würde sich aber wahrscheinlich im überschaubaren Rahmen bewegen [NB].
- Die Aufgaben würden in der Regel nicht durch eine einzelne Organisationseinheit innerhalb eines Unternehmens bearbeitet, sondern verteilt auf mehrere Organisationseinheiten. Vor diesem Hintergrund würde der genannte Betrag von 655 EUR/RLM-Zählpunkt als ausgesprochen gering angesehen [NB].
- Bei größeren VNB würde ein Schichtbetrieb unvermeidbar sein [NB].
- Bestehende Fristen aus Gabi Gas würden ausreichen und einen Wunsch nach Optimierung einiger weniger würde zu Lasten aller gehen [NB].

2.3.2 Kosten/Nutzen für FNB

Die nachfolgenden Kostenschätzungen des Szenarios 2 beinhalten die Kosten des Szenarios 1.

Die FNB bezifferten die initialen Aufwände zwischen 0 EUR und 255 TEUR. Bei den laufenden jährlichen Folgekosten werden Aufwände zwischen 0 EUR und 820 TEUR angegeben. Die Gründe bei der Angabe von Initialkosten und laufenden Kosten in Höhe von 0 EUR entsprechen den im Kapitel 2.2.2 genannten Gründen. Die initialen Mehrkosten gegenüber Szenario 1 beziehen sich im Wesentlichen auf weitere notwendige Anpassungen der IT-Systeme. Die Mehrkosten im laufenden Betrieb gegenüber Szenario 1 beziehen sich u. a. auf notwendige Erweiterungen von bestehenden Dienstleistungsverträgen und zusätzlichem Einsatz von Personal.

Für das Marktgebiet NCG werden in Summe für die Umsetzung des Szenarios 2 initiale Kosten in Höhe von 500 TEUR und jährliche Folgekosten in Höhe von 1,5 Mio. EUR gemeldet. Für das Marktgebiet GASPOOL werden in Summe initiale Kosten in Höhe von 100 TEUR gemeldet und keine jährlichen Folgekosten. Es haben sich jedoch nicht alle GASPOOL-FNB an der Abfrage beteiligt.

Für die FNB ergibt sich kein Nutzen aufgrund von Szenario 2.

Aus Sicht der NB sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken. Diese unterliegen der Anreizregulierungsverordnung (einschließlich Prüfung). Konsultationsrückmeldungen zu diesem Ansatz sind in Kapitel 2.2.1 dargestellt.

Im Rahmen der Konsultation gab es u.a. folgende Rückmeldungen zur Ermittlung der initialen sowie der jährlichen Kosten bei den FNB (Rückmeldungen zum Szenario 2, die auch das Szenario 1 betreffen, wurden aus Vereinfachungsgründen nicht erneut wiederholt, sondern sind unter Kapitel 2.2.2 ersichtlich):

- Der Bedarf von zusätzlichem Personal für lediglich zwei weitere Meldungen und die schnellere Aufbereitung von Allokationsdaten würde sich nicht erschließen. Die Prozesse Aufbereitung und Versand liefen im Wesentlichen IT-gestützt [BKV/TK].

2.3.3 Kosten/Nutzen für MGV

Im Hinblick auf die Marktgebietszusammenlegung nach GasNZV unterliegt eine Schätzung offensichtlichen Unsicherheiten. Die Kosten werden auf Basis der derzeitigen IT-Landschaft jedenfalls auf einen niedrigen sechsstelligen Euro-Betrag geschätzt. Ein eventueller Nutzen für die MGV ist bereits in der Nutzenkalkulation der BKV enthalten.

Im Rahmen der Konsultation gab es folgende Rückmeldung (Rückmeldungen zum Szenario 2, die auch das Szenario 1 betreffen, wurden aus Vereinfachungsgründen nicht erneut wiederholt, sondern sind unter Kapitel 2.2.3 ersichtlich):

- Die Angabe „niedriger sechsstelliger EURO-Betrag“ sollte spezifiziert werden [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].

2.3.4 Kosten/Nutzen für BKV

Der Nutzen für die BKV, der mit einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung sowie einer Verbesserung der Genauigkeit einherginge, liegt insbesondere in der besseren Steuerbarkeit ihrer Bilanzkreise. Eine solche verbesserte Steuerung kann dabei die Vermeidung von Ausgleichsenergie und Flexibilitätskostenbeiträgen zur Folge haben, da qualitativ gute, häufige und schnelle Datenlieferungen den BKV in die Lage versetzen, die fehlprognostizierten Mengen genauer und zügiger nachzusteuern.

Der Nutzen der Erhöhung der Häufigkeit liegt primär in der Vermeidung von Ausgleichsenergie. Durch jede weitere untertägige Datenmeldung wird der BKV weiter in die Lage versetzt, zumindest den BKV-Prognosefehler, der in der Datenmeldung zusätzlich enthaltenen Stunden, zu korrigieren. Weniger Ausgleichsenergie sollte darüber hinaus zu weniger Bedarf an Regelenergie führen (volkswirtschaftlicher Nutzen). Unter den Annahmen aus Szenario 1 und der weiteren Annahme, dass auch die täglichen Allokationsdaten sowie die Prognose der BKV eine 95-prozentige Qualität aufweisen, kann der simulierte Einsatz externer Regelenergie wie folgt noch weiter minimiert werden: Jede untertägige Prognose führt zu einer Minimierung der Regelenergie im Verhältnis „Tagesabweichung letzte Prognose“ zu „Tagesabweichung aktuelle untertägige Prognose“ (siehe *Abbildung 8*). Die Ergebnisse werden addiert und analog zu Szenario 1 anhand der im Betrachtungszeitraum bestehenden Preisdifferenzen zwischen den Ausgleichsenergiepreisen und dem VHP-Indexpreis bewertet.

Auf Grundlage der Konsultations-Rückmeldungen zum ermittelten BKV-Nutzen wurde die von den beteiligten BKV erstellte Nutzenherleitung⁶ im Nachgang auf den Webseiten der MGV veröffentlicht.

Eine Berücksichtigung des Einsparpotentials von Flexibilitätskostenbeiträgen kann derzeit aufgrund der zu geringen Erfahrung, wie in Szenario 1, ebenfalls nicht vorgenommen werden. Darüber hinaus können zusätzliche Nutzenaspekte wie z.B.

- gleichmäßigerer Ausgleich der Prognoseabweichungen und damit Vermeidung eines untertägigen Strukturierungsbedarfs durch den MGV sowie
- höhere Liquidität durch höhere Datentransparenz und dadurch resultierende geringere Bid/Offer-Spreads

nicht quantifiziert werden.

⁶ Die Nutzenherleitung der beteiligten BKV war bei Durchführung der Konsultation nicht veröffentlicht.

		ausgleichender Gastag																									
		06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	D	
Prognosezeitpunkte	D-1	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90,3%
	D	95%	95%	95%	95%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	91,0%
	D	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	91,8%
	D	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	92,6%
	D	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	93,4%
AE	D+1	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	93,4%	

Abbildung 8: Vermiedene Ausgleichsenergie

Der Nutzen der Erhöhung der Häufigkeit auf vier Mal am Gastag bringt auf Basis der Berechnungen der BKV einen jährlichen Nutzen von etwas unter 41 Mio. EUR. Im Vergleich zum Szenario 1 liegt der Zusatznutzen somit unter 1 Mio. EUR pro Jahr. Der Nutzen der Verkürzung des Zeitverzugs zwischen dem Auslesen der Messwerte und dem Empfang der Allokationsdaten beim BKV liegt in der Möglichkeit den zur Korrektur der Prognose notwendigen Bilanzausgleich über eine längere untertägige Ausgleichsperiode (renominierbare Reststunden des Gastages) durchzuführen und damit den Leistungsbedarf deutlich zu drosseln. Zudem erfolgt der Bilanzausgleich schneller, wodurch zum einen der MGV den Effekt für das Marktgebiet früher erkennt (untertägiger Flexibilisierungsbedarf sinkt) und zum anderen der BKV damit noch Flexibilitätsquellen nutzen kann, die ansonsten nicht mehr zur Verfügung stehen würden (Ende vertragliche Renominierungsfrist). Eine monetäre Bewertung ist hierbei nicht möglich, da dies den finanziell sensiblen Bereich der Portfoliobewirtschaftung der BKV betrifft.

Für die BKV fallen keine Kosten aufgrund von Szenario 2 an.

Im Rahmen der Konsultation gab es u.a. folgende Rückmeldungen (Rückmeldungen zum Szenario 2, die auch das Szenario 1 betreffen, wurden aus Vereinfachungsgründen nicht erneut wiederholt, sondern sind unter Kapitel 2.2.4 aufgeführt):

- Zusätzlicher Nutzen könne nur für große Unternehmen mit entsprechenden 24/7 Strukturen generiert werden. Bei vollständiger Ausschöpfung aller Möglichkeiten würden auch beim BKV Kosten für die Datenverarbeitung und Personalressourcen anfallen (zusätzliche Aufgaben durch Bearbeitung der Daten, ggf. 24/7 Desk) [BKV/TK].
- Da die BKV aufgrund der Verpflichtung zur Ausgeglichenheit der Bilanzkreise schon heute zur Nutzung der untertägigen Daten angehalten seien, sollten keine nennenswerten weiteren Kosten für ein mehr an Daten anfallen [Verband].
- Einen deutlich größeren Nutzen würde für BKV in der Verbesserung der Datenqualität (Szenario 1) gesehen. Die Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs (Szenario 2) wäre als zweitrangig zu beurteilen [BKV/TK].
- Erst die unverzügliche und permanente, d.h. mindestens stündliche Bereitstellung von qualitativ hochwertigen Daten würde es dem BKV ermöglichen, sein Bilanzkreisportfolio ausgeglichen zu halten [BKV/TK, Verband].
- Bei Betrachtung der Modellrechnung würde ersichtlich, dass das zugrundeliegende Modell für das Aufzeigen des Nutzens einer Qualitätsverbesserung entwickelt wurde.

Eine Herleitung des Nutzens für die beiden anderen Dimensionen Häufigkeit und Zeitverzug sei damit nicht möglich. Dies würde alleine dadurch sichtbar, dass das Modell auf einer zeitlichen Granularität von Gastagen arbeite. Dem Bericht [*der Kosten-Nutzen-Analyse*], dass der Nutzen „primär in der Vermeidung von Ausgleichsenergie“ liege, wird widersprochen [Verband].

- Durch die idealisierte Annahme, dass es sich um einen Rechnungsbilanzkreis handele, werden Ausgleichseffekte, die sich in unterlagerten Bilanzkreisen ergeben könnten, nicht berücksichtigt [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB; NB].
- Der Nutzen der BKV würde nur als Zahl insgesamt angegeben (1 Million Euro). Die Berechnung dieser Zahl könne nicht nachvollzogen werden [Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Der Verweis auf Geschäftsgeheimnisse bei den möglichen Einsparungen erscheine fadenscheinig. Es wirke als ob Erträge bei den BKV „personalisiert“ werden sollten. Aufgrund der mangelnden Transparenz, wie die Einsparungen in der Kalkulation berücksichtigt werden, würden die bei den VNB und FNB entstehenden Kosten über die Netzentgelte sozialisiert. Somit würden die Endkunden unter Umständen doppelt über die höheren Netzentgelte und nicht gesunkene Kosten bei den Lieferanten zahlen [NB].

2.4. Weitere Konsultationsrückmeldungen

Innerhalb der Konsultation wurden u.a. folgende allgemeine Anmerkungen gegeben:

- Dauerhaft negative Kosten-Nutzen-Verhältnisse würden die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Gas auch im Vergleich zu anderen Energieträgern verschlechtern [NB; Gemeinschaftsstellungnahme BKV/TK/NB].
- Eine weitere Qualitätsverbesserung wäre die Auflistung der RLM-Daten pro Zählpunkt [BKV/TK].
- Die Erlösbergrenze der VNB für die 3. Regulierungsperiode stehe bereits fest. Somit stünden anfallenden laufenden Kosten für den Zeitraum 2018 bis 2022 durch die VNB keinerlei Erlöse aus Netzentgelt oder Messstellenbetrieb gegenüber [NB].

3 Zusammenfassung

Gemäß Tenor 9 der GaBi Gas 2.0 sollen die Kosten und der Nutzen einer Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen an die Netznutzer, einer Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen und einer Verbesserung der Genauigkeit der übermittelten Informationen als Kriterien einer KNA evaluiert werden.

Zur Durchführung der KNA wurde ein zweistufiges Vorgehen durch Evaluierung von zwei Szenarien gewählt:

Im Szenario 1 wurden die Kriterien „Erhöhung der Häufigkeit der Bereitstellung von Informationen“ sowie „Verkürzung der Fristen für die Bereitstellung von Informationen“ unverändert gelassen und somit ausschließlich die Kosten und der Nutzen des Eingangsparameters „Qualität“ betrachtet. Zur Evaluierung des Qualitätskriteriums wurde untersucht, welche Kosten und welcher Nutzen entstehen würden, wenn die prozentuale Abweichung zwischen bereitgestellten untertägigen und den finalen RLM-Daten nicht größer als 5 % ist, unter Berücksichtigung der unter 2.2 dargestellten Karenzregelung.

Im zweiten Szenario wurden darüber hinaus die Häufigkeit der Bereitstellung der untertägigen Daten auf vier Mal angehoben und die Übermittlungsfrist (NB → MGV → BKV) von vier Stunden auf zwei Stunden und dreißig Minuten verkürzt. Das Qualitätskriterium wurde hierbei bei maximal 5 % Abweichung, unter Berücksichtigung der unter 2.2 dargestellten Karenzregelung, belassen.

Die Durchführung der KNA hat folgendes Ergebnis erzielt:

Szenario 1:

Die Kosten der VNB wurden auf Basis von zwei unterschiedlichen Vorgehen ermittelt. Zuerst wurden mögliche Kosten durch einen Fragebogen abgefragt. Anschließend wurden die Kosten durch die VNB der AG pro RLM-Punkt bestimmt und auf alle RLM-Punkte in den deutschen Verteilnetzen hochgerechnet. Da eine Hochrechnung der Kosten für Deutschland auf Basis der Daten von NB, die das Qualitätskriterium im Betrachtungszeitraum (Gaswirtschaftsjahr 2016/2017) deutlich verfehlt haben als nicht sachgerecht erscheint, wird für die Zusammenfassung lediglich der durch die VNB der AG ermittelte Wert herangezogen. Dies führt zu Kosten von ca. **35,5 Mio. EUR** im ersten Jahr (16 Mio. initial und 19,5 Mio. jährlich).

Zusätzlich müssen Kosten in Höhe von **1,5 Mio. EUR** im ersten Jahr (0,5 Mio. initial und 1,0 Mio. EUR jährlich) bei den FNB berücksichtigt werden.

Dem gegenüber stehen mögliche Ersparnisse bei den BKV in Höhe von ca. **40 Mio. EUR** jährlich, die durch ein Modell der BKV errechnet wurden.

Szenario 2:

In Szenario 2 wurden durch die VNB der AG ebenfalls die Kosten pro RLM-Punkt errechnet und auf alle RLM-Punkte in den deutschen Verteilnetzen hochgerechnet. Die erwarteten Kosten betragen ca. **79,2 Mio. EUR** im ersten Jahr (42,6 Mio. initial und 36,6 Mio. jährlich).

Hier müssen ebenfalls die Kosten der FNB zugerechnet werden. Diese betragen in Summe **2,1 Mio. EUR** im ersten Jahr (0,6 Mio. initial und 1,5 Mio. jährlich).

Außerdem sind in diesem Fall Anpassungen bei den MGV notwendig, die sich jedoch in Summe deutlich **unter 1 Mio. EUR** im ersten Jahr bewegen.

Der Nutzen für die Erhöhung der Frequenz der Datenbereitstellung auf Basis der Modellberechnungen der BKV liegt etwas unterhalb **von 41 Mio. EUR** jährlich. Im Vergleich zum Szenario 1 liegt der Zusatznutzen somit unter 1 Mio. EUR pro Jahr. Aus der Verkürzung des Zeitverzugs ergibt sich für die BKV unter den getroffenen Rahmenbedingungen ebenfalls ein finanzieller Nutzen, dessen Quantifizierung hier allerdings nicht ermittelt werden kann. Eine weitergehende qualitative Nutzenbetrachtung wurde durch die BKV nicht durchgeführt.

Folgende Abbildungen geben einen zusammenfassenden Überblick über die Kosten und den Nutzen der Szenarien:

Szenario1:

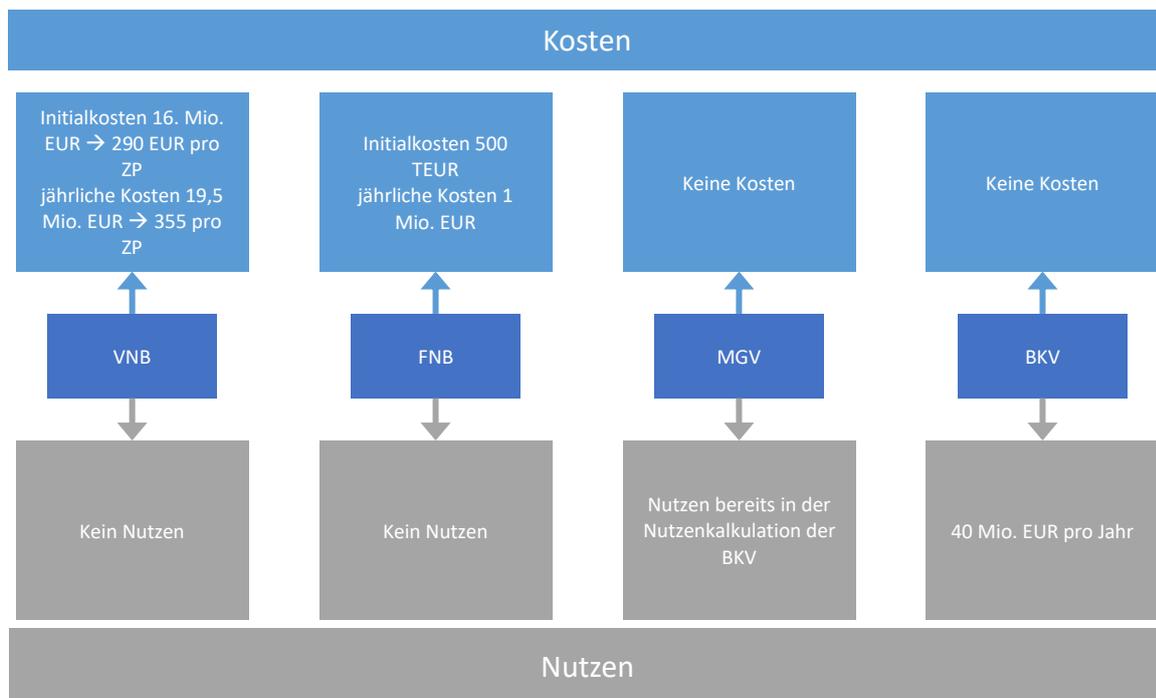


Abbildung 9: Kosten und Nutzen Szenario 1

Szenario 2:

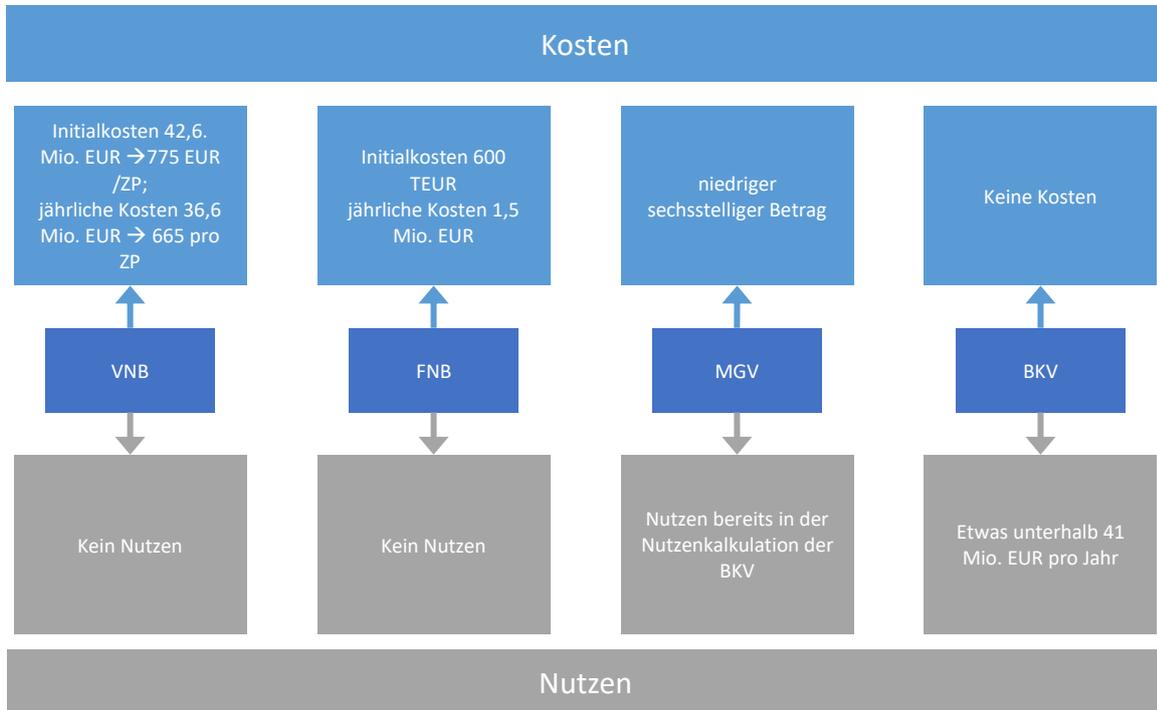


Abbildung 10: Kosten und Nutzen Szenario 2

Anhang

System- und Fehleranalyse

- Gab es Tage mit Ausfall der ZFA (Zählerfernauslesung) oder des EDM-Systems oder der Datenübertragung seitens NB/MGV?

Alle Bilanzkreise mit Differenzmengen > 5 % analysieren und auf die Gründe der Abweichung überprüfen (Basis: Bilanzierungsbrennwert). Reihenfolge: mit den größten Differenzen absteigend. Je nach Mengengerüst gegebenenfalls sortieren in Klassen nach Größe.

Mögliche Prüfschritte:

- Daten gesendet von der ZFA zur jeweiligen Auslesung?
- Datenfernübertragung (DFÜ)-Abruf: sind alle Datenabrufe so konfiguriert, dass die geltenden Fristen eingehalten werden?
- Wurden Ersatzwerte gebildet?
 - Ersatzwertbildung: Bildung von Ersatzwerten gemäß DVGW Arbeitsblatt G 685 für den Fall, dass kein Abruf möglich ist oder Werte unplausibel sind. (Ersatzwertstrategie DVGW Arbeitsblatt G 685)
- Handelt es sich um einen wiederkehrenden Ausfall?
- Ist eine K-Zahl-Korrektur erfolgt?
 - Bei Anlagen mit einem Effektivdruck ≥ 1 bar muss eine Kontrolle der Kompressibilitätszahl erfolgen sowie, soweit erforderlich, ein Korrekturverfahren nach den DVGW Arbeitsblättern G685 und G486 durchgeführt werden. (relevant für den Vergleich der D+1-Daten mit nachmonatlichen Daten)
- Ist RLM-Technik verbaut und kann diese per DFÜ abgerufen werden?
- Finden Konsistenzprüfungen statt?
 - Die RLM-Anlagen müssen mindestens gemäß dem im DVGW Arbeitsblatt G 685 2. Beiblatt vorgegebenen Zyklus, in der Regel jährlich, abgelesen und eine Konsistenzprüfung der abgerechneten Menge durchgeführt werden.
- Wurden Messlokation und Marktlokation bei mehrschienigen RLM-Anlagen beachtet?
- Werden RLM-Neuanlagen (Neuanschluss oder Zählverfahrenswechsel) vom Start des Gasbezuges in der Allokation berücksichtigt (NB-interner Prozess)?

Häufige Fehler/Abweichungen können auftreten bei:

Zähler, Datenlogger, Modems (vor Ort Prüfung)

Mögliche Prüfschritte:

- Funkempfangsspiegel prüfen
 - besseres Netz vorhanden?
 - besserer Ort für Antennen?
- Wenn Auslesung per GSM:
 - Ist Modem GPRS fähig?
 - Gibt es ein Netz, ggf. auch LTE?

- Ist Modem dafür einsetzbar?
- Erhielt das Modem täglich einen Reset?
- Behindert etwas die Auslesung z.B. LKW jeden Morgen vor Antenne?
- Wie oft wird die Anlage angerufen, wenn keine Daten vorhanden sind?
 - Prio des Telekommunikationsanbieters (TK) prüfen?
- Ist die Übertragungsqualität tageszeitabhängig?
 - Bspw.: ist die Auslesung morgens besser als mittags?
- Sofern Ersatzwertbildung stattfindet:
 - Ist die richtige Strategie gewählt?
 - Sind die Parameter (wie z.B. Temperaturdaten) richtig gesetzt?
 - Werden diese regelmäßig eingelesen?
 - Können unterschiedliche Strategien je Werktag gewählt werden?
- Gibt es die Möglichkeit eines eigenen Anschlusses an ein Kommunikationsnetz?
- Ist die Anlage im EDM richtig angelegt (Häufigkeit der Auslesung, ...)
- In Grenznähe: findet eine Einwahl ins ausländische TK-Netz (mit ggf. geringer Zuverlässigkeit) statt?