

Bericht

**Kosten-Nutzen-Analyse zur Informationsbereitstellung nach Te-
nor 9 lit. c) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umset-
zung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“)**

Berlin/Ratingen, Version vom 14. Mai 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 ...	4
1.3	Status Quo bei der Datenbereitstellung.....	6
1.4	Anwendungsbereich der untertägigen Daten nach GaBi Gas 2.0 bei den BKV im Rahmen der Bilanzierung	12
1.5	Vorgehen bei der KNA	14
2	Durchführung der KNA.....	18
2.1	Vorab-Kostenabfrage über einen Fragebogen	18
2.2	Qualitätsverbesserung	18
2.2.1	Kosten/Nutzen für VNB	19
2.2.2	Kosten/Nutzen für FNB	20
2.2.3	Kosten/Nutzen für MGV	21
2.2.4	Kosten/Nutzen für BKV	21
2.3	Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs unter Beibehaltung der Qualitätsverbesserung	22
2.3.1	Kosten/Nutzen für VNB	22
2.3.2	Kosten/Nutzen für FNB	23
2.3.3	Kosten/Nutzen für MGV	23
2.3.4	Kosten/Nutzen für BKV	23
3	Zusammenfassung	25

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.

1.2 Regulatorische und rechtliche Vorgaben zur Informationsbereitstellung an Netznutzer

Die Verpflichtung für Netzbetreiber (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.

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“.

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 untertägig 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.

Die unterschiedlichen Meldungen und die in der KNA verwendeten Bezeichnungen sind in der folgenden Tabelle 1 zusammengefasst und werden im Folgenden ausschließlich in dieser Form verwendet.

Enthaltene Stunden	Datenqualität	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 1: Datenmeldungen und verwendete Bezeichnungen in KNA

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

1.3 Status Quo bei der Datenbereitstellung

Mit der KoV IX wurden die 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.

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.

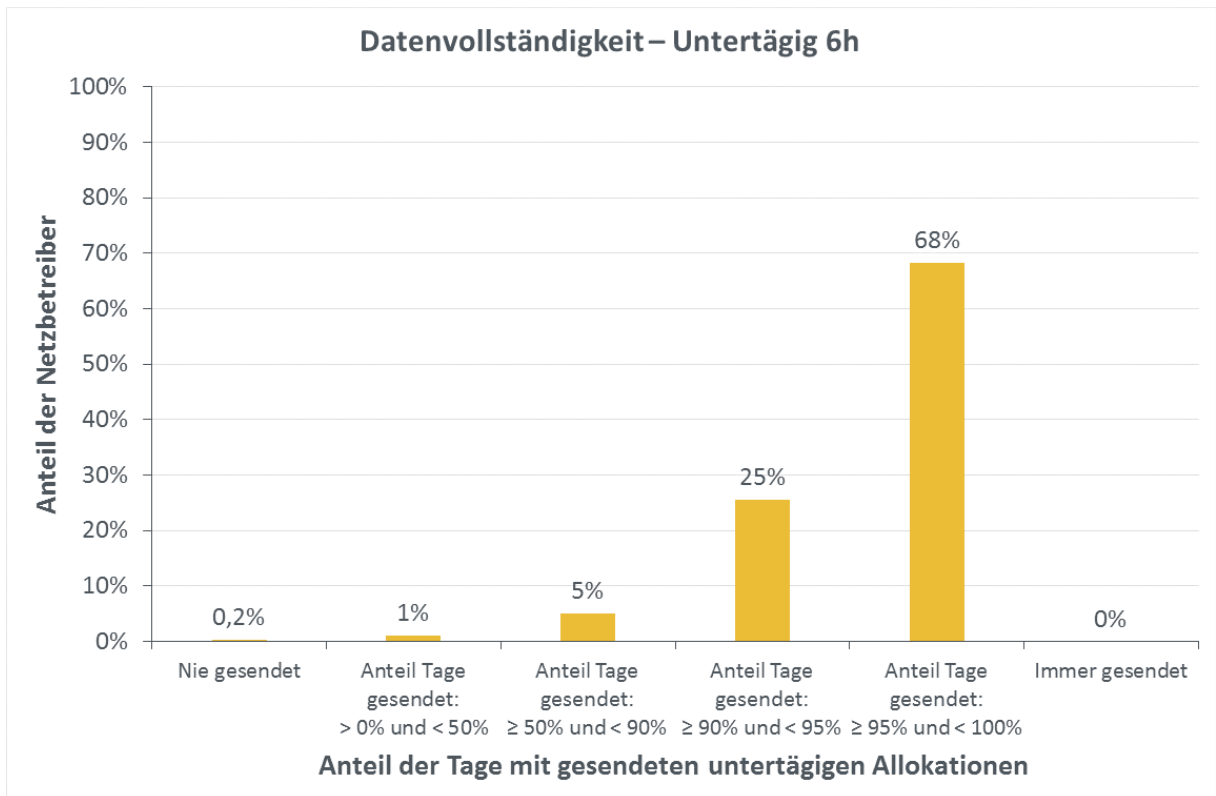


Abbildung 1: Datenvollständigkeit der untertägigen 6h-Meldung Marktgebiet NCG

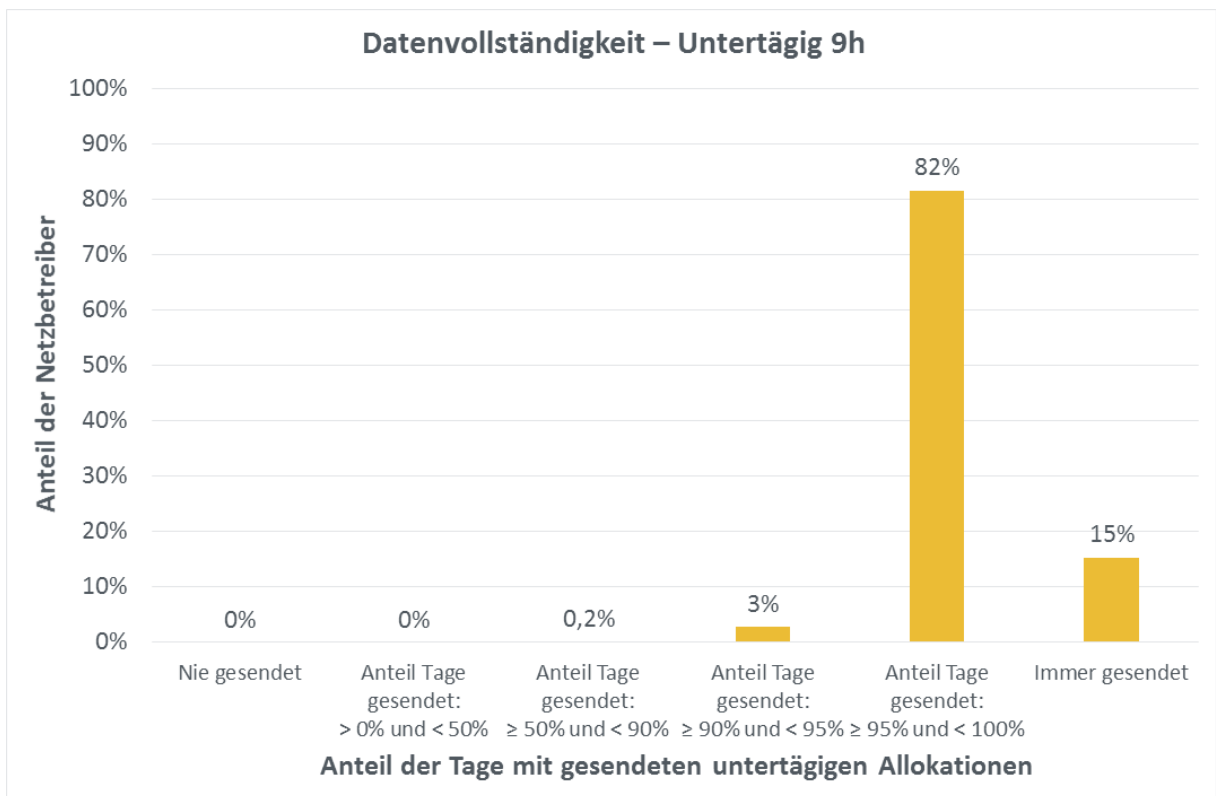


Abbildung 2: Datenvollständigkeit der untertägigen 9h-Meldung Marktgebiet NCG

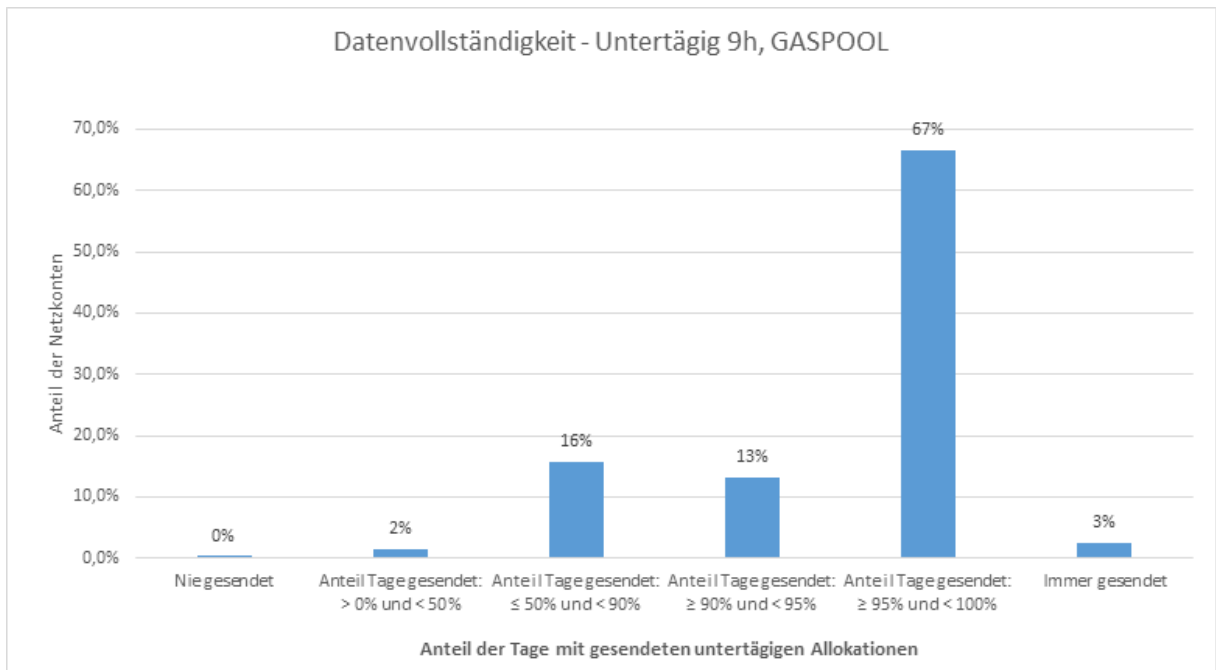


Abbildung 3: Datenvollständigkeit der untertägigen 9h-Meldung Marktgebiet GASPOOL

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 Netzbetreibers (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 2 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 2: 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.

Folgende Abbildungen 4 bis 6 zeigen die Ergebnisse der durchgeführten Qualitätsauswertungen des Status Quo:

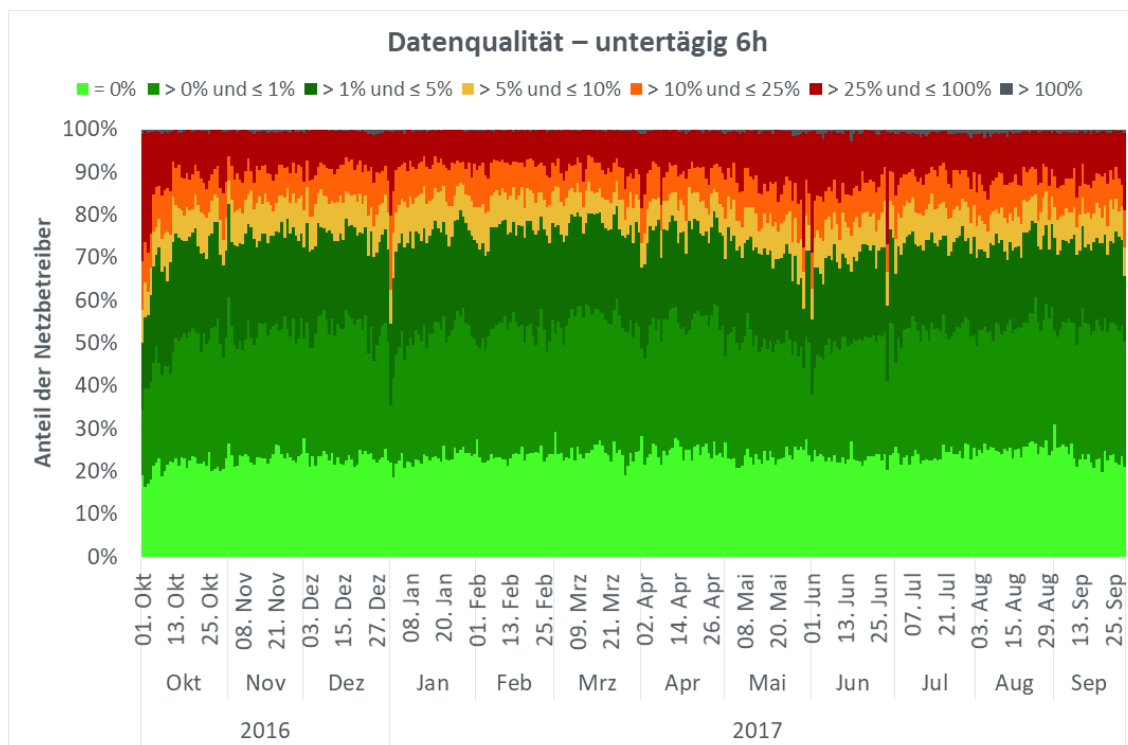


Abbildung 4: Qualitative Abweichung zwischen untertägiger 6h-Allokation und der finalen Allokation im Marktgebiet NCG (463 Netzbetreiber)

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 (gelb 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.

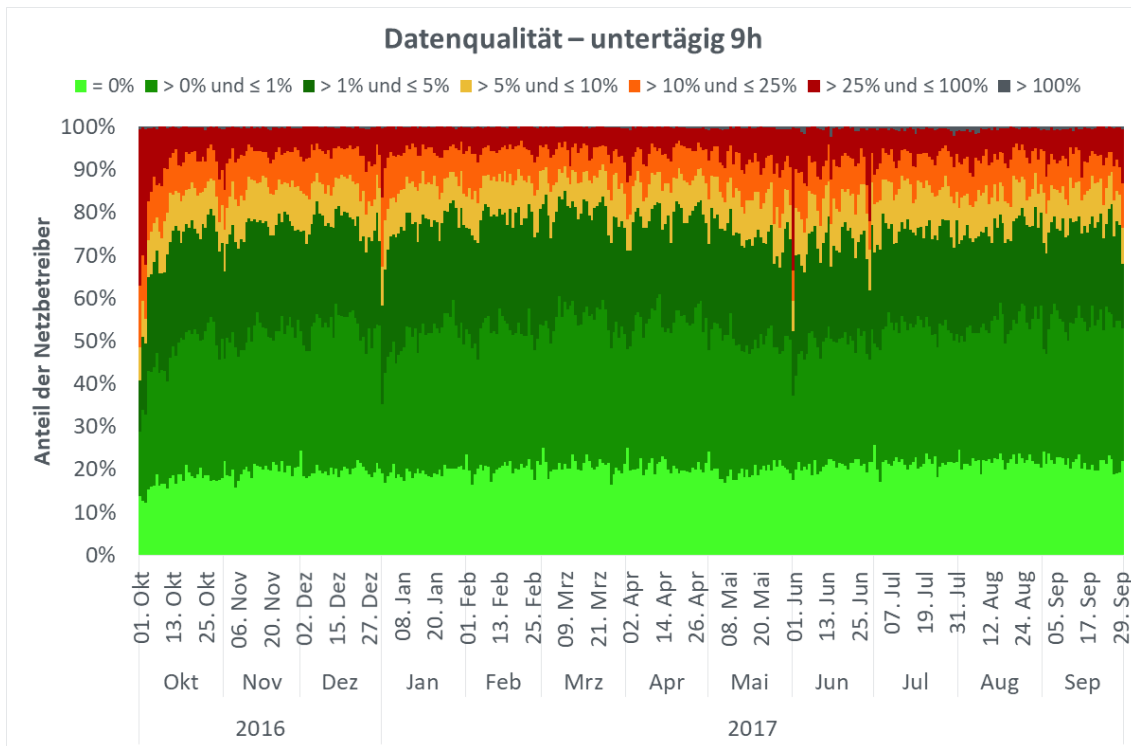


Abbildung 5: Qualitative Abweichung zwischen untertägiger 9h-Allokation und der finalen Allokation im Marktgebiet NCG (463 Netzbetreiber)

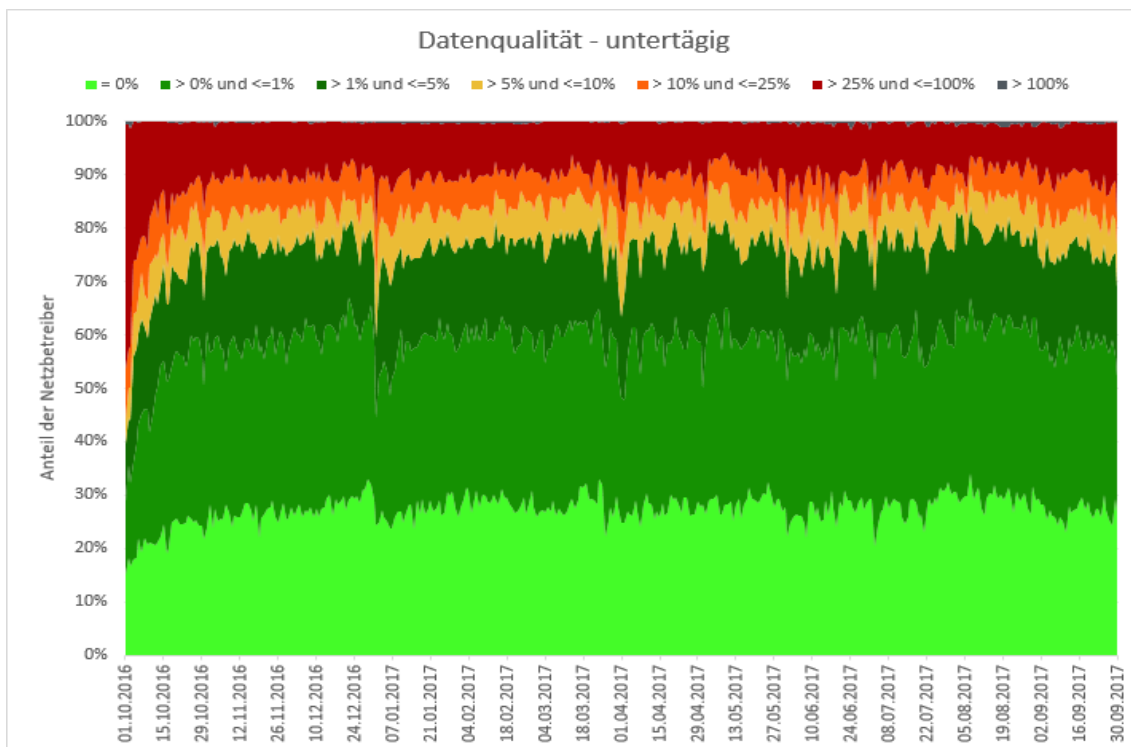


Abbildung 6: Qualitative Abweichung zwischen untertägiger 9h-Allokation und der finalen Allokation im Marktgebiet GASPOOL (307 Netzbetreiber)

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 % (gelb 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.

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 Regelenergie 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 Regelenergie erzeugen, könnte die Ausgleichsenergie und somit der Bedarf an Regelenergie 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

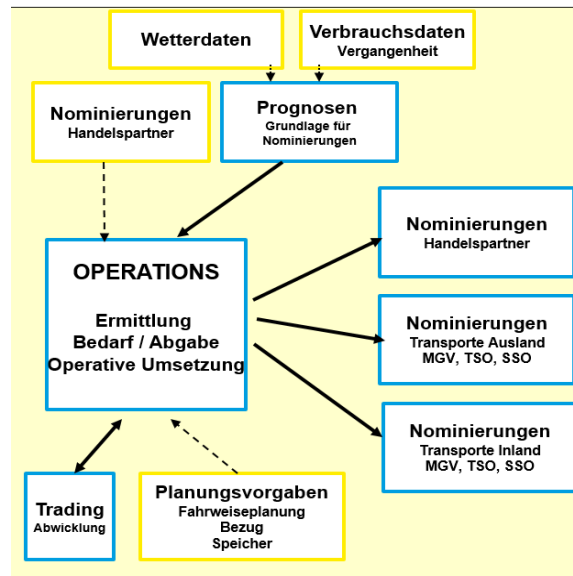


Abbildung 7: Schematische Darstellung des operativen Bilanzkreismanagements eines BKV

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 Regelenergie-Maßnahmen bei den MGW führen.

1.5 Vorgehen bei der KNA

Gemäß Tenor 9 der Festlegung GaBi Gas 2.0 sollen insgesamt 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 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 werden darüber hinaus die Häufigkeit der Bereitstellung der untertägigen Daten auf vier Mal³ angehoben und die Übermittlungsfrist (NB → MGV → 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 einging. 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-Ausspeisepunkte 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 Nutzegewinne für BKV werden gesehen, wenn zudem die Lieferstunden 18 Uhr bis 22 Uhr in einer vierten untertägigen Datenmeldung übermittelt würden. Die jeweilige zeitlich spätere untertägige RLM-Datenbereitstellung enthält, gegebenenfalls in aktualisierter Form, immer den Erfassungszeitraum ab Beginn des Gastages.

Von der Arbeitsgruppe 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 3 zu entnehmen.

³ 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

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 3: 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. In der ersten Runde 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 zehnpromzentiger 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.

2 Durchführung der KNA

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.

2.1 Vorab-Kostenabfrage über einen Fragebogen

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.

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 (Qualitätskriteriums 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 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. 55.000⁴ 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 ma-

⁴ 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.

nuelle 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.

Aus Sicht der Netzbetreiber sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken.

Für VNB ergibt sich kein Nutzen aufgrund von Szenario 1.

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 ergebende 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 Netzbetreiber sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken.

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

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.

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 verbundenen weniger Kosten bei den BKV (betriebswirtschaftlichen 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 dem Ausgleichsenergiepreisen und dem VHP-Index bewertet. 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.

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.

Für BKV fallen keine Kosten aufgrund von Szenario 1 an.

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.

Aus Sicht der Netzbetreiber sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken.

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

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 zusätzlicher 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.

Aus Sicht der Netzbetreiber sind die Kosten über die Netzentgelte zu decken.

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

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.

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 einhergeht, liegt insbesondere in der besseren Steuerbarkeit ihrer Bilanzkreise. Eine solche verbesserte Steuerung kann dabei die Vermeidung von Ausgleichsenergie und Flexibilitätskostenbeitrag 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 externe 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 dem Ausgleichsenergiepreisen und dem VHP-Indexpreis bewertet.

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.

		ausgleichender Gastag																				D				
		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	
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%	90,3%
	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%	91,0%
	D	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	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%	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%	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%	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 zusätzlichen Nutzen von unter 1 Mio. EUR.

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 (renommierbare 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.

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 Arbeitsgruppe 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 Netzbetreibern, 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 Arbeitsgruppe 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 beträgt **unter 1 Mio. EUR** jährlich. 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.

Anhang

System- und Fehleranalyse

- Gab es Tage mit Ausfall der ZFA 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 Zählerfernauslesung (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?