

STELLUNGNAHME

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

Konsultationsteilnehmer	EnBW Energie Baden-Württemberg AG Geschäftseinheit Handel
Adresse	Durlacher Allee 93 76131 Karlsruhe
Ansprechpartner für eventuelle Rückfragen (inklusive Kontaktdaten)	
Marktrolle (zutreffendes bitte ankreuzen)	<input checked="" type="checkbox"/> Bilanzkreisverantwortlicher <input checked="" type="checkbox"/> Transportkunde <input type="checkbox"/> Netzbetreiber <input type="checkbox"/> Verband <input type="checkbox"/> Regulierungsbehörde <input type="checkbox"/> Sonstige

1. Hintergrund und Zielsetzung des Berichtes

Als rechtliche Basis für den Bericht verweisen Sie auf die GaBi Gas 2.0 (Nr. 9c) und auf Art. 38 NC BAL. In beiden Dokumenten wird eine Bewertung der Kosten und des Nutzens 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 gefordert. Beide Texte sind jedoch nicht auf den RLM-Bereich eingeschränkt. Gerade im NC BAL steht der Artikel 38 innerhalb des Kapitels VIII „Bereitstellung von Informationen“, in dem zwischen der Informationsbereitstellung für untertäglich, täglich und nicht täglich gemessenen Ein- und Ausspeisungen unterschieden wird. Zwar gibt es lt. GaBi Gas eine Verpflichtung für die VNB zur Evaluierung der SLP-Prognosegüte, die Häufigkeit und Fristenverkürzung wird hierbei jedoch nicht betrachtet.

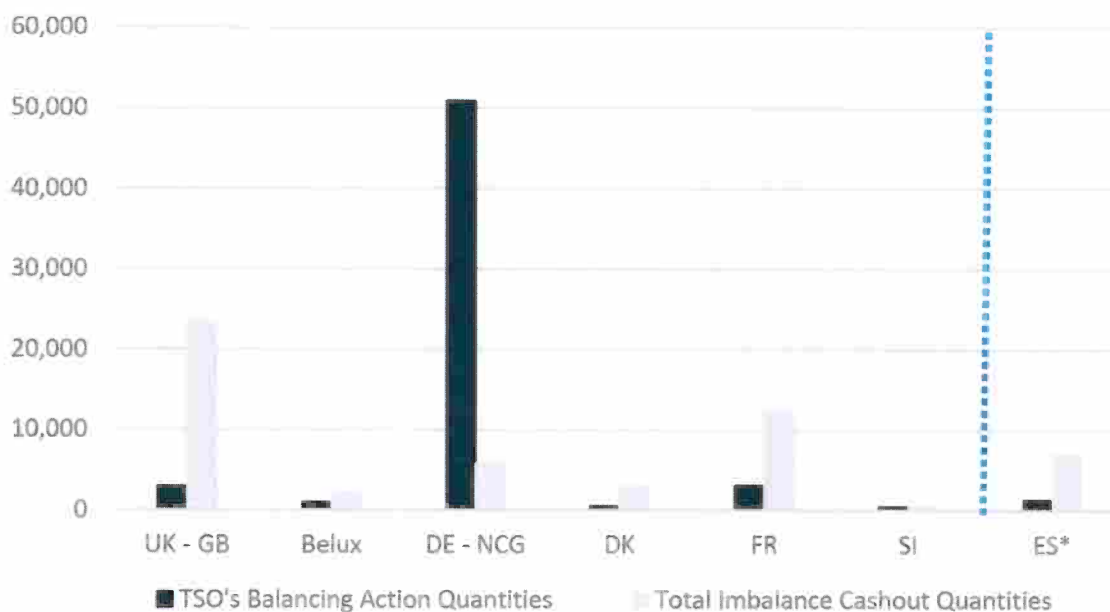


Abbildung 1: Total TSO's balancing actions and Network Users' Imbalances GWJ15/17 (ACER 2017)

Dies ist unverständlich, da lt. ACER Implementation-Report zum NC BAL (ACER 2017) Deutschland das einzige untersuchte Land ist, das so einen hohen Bedarf und Anteil an Regelenergie aufweist (vgl. Abb. 1). Dies ist jedoch nicht verwunderlich, da außer Deutschland nur noch Portugal ein System ohne untertägige Prognoseanpassung für den SLP-Bereich besitzt. Allerdings hat dort der SLP-Bereich einen Anteil von weniger als 10% am gesamten Bedarf (vgl. 9.2.1.3 ACER 2017). Auch im Winterrückblick für 2017/18 der FNB wird darauf verwiesen, dass der Regelenergiebedarf im Winter 2017/18 überwiegend durch das Bilanzierungssystem und das Konvertierungssystem entstanden sind (vgl. Seite 20 des Rückblicks). NCG wird in seinem Report zum Win17/18 noch deutlicher und spricht davon, dass 45% der Regelenergie durch den SLP-Bereich verursacht wurde (Schiefstände Netzknoten), 30% vom Konvertierungssystem und nur 25% vom RLM-Bereich (vgl. Seite 3 des Reports). Daher sollte nach unserer Ansicht auch eine Änderung im SLP-Bereich evaluiert werden, die über die reine Qualitätsverbesserung hinausgeht.

Ein Within-Day-Markt der in Deutschland fast ausschließlich vom MGV dominiert wird (vgl. Abb. 2) unterstützt insbesondere die wenigen Regelenergieanbieter, jedoch nicht die breite Massen an Bilanzkreisverantwortlichen, die die daraus resultierende SLP-Bilanzierungsumlage bezahlen müssen. Insbesondere nach diesem Winter ist durch die stark abgeschmolzenen Stände der beiden SLP-Bilanzierungsumlagekonten von NCG und GPL wieder mit steigenden Umlagen in der nächsten Periode auszugehen. In den Niederlanden gibt es dagegen einen sehr ausgeprägten starken Within-Day-Markt, auf dem der TSO nur selten in Erscheinung treten muss und die Bilanzkreisverantwortlichen selber für den Ausgleich ihre Bilanzkreise verantwortlich sind.

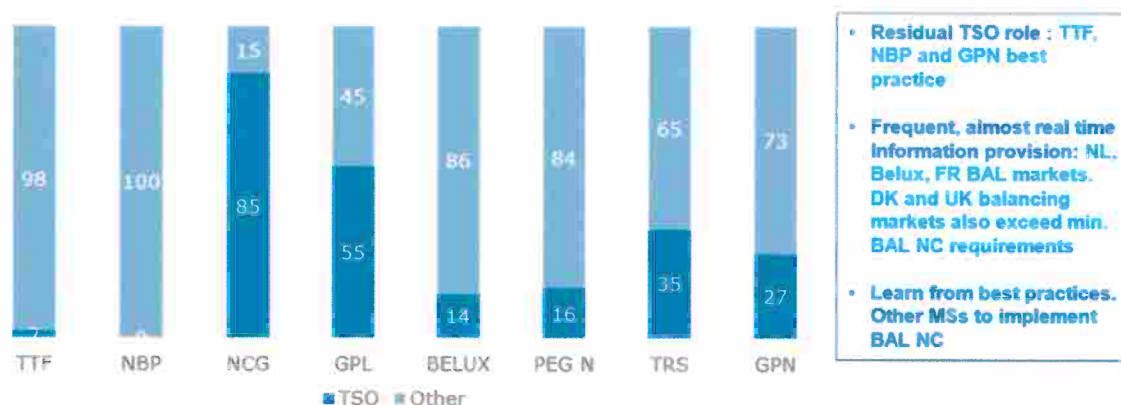


Abbildung 2: Anteil TSO am gesamten Within-Day-Markt GWJ15/16 (Quelle: MMR 2016 von ACER)

Aus unserer Sicht sollte daher über eine Weiterentwicklung des SLP-Bilanzierungssystems nachgedacht werden, indem mit dem Versand der SLP-Allokationsdaten bis 12 Uhr an den MGV für den nächsten Tag auch für den aktuellen Tag noch mal aktualisierte Werte übermittelt werden sollten. Außerdem sollte im Zuge der Digitalisierung des Messwesens („intelligente Messsysteme“) über ein Wahlrecht des Lieferanten, ob Abnahmestellen mit bereits eingebautem Smart Meter als SLP oder RLM bilanziert werden (Fallgruppenwechsel), nachgedacht werden. Leider wurde in der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analyse keine Erhöhung der Informationsbereitstellung für den SLP-Bereich untersucht.

1.3 Status Quo

Wir erachten den Status Quo als nicht ausreichend! Im Zuge der Digitalisierung erhalten im Laufe der nächsten Jahre alle Stromverbräuche über 6.000 kWh ein intelligentes Messsystem und Verbräuche über 10.000 kWh werden dann lastganggemessen bilanziert. Es ist fraglich, warum dies lt. Digitalisierungsgesetz im Strombereich verpflichtend ist, für Gas jedoch nur eine Verpflichtung zur Kommunikation mit dem Smart-Meter-Gateway enthalten ist. In der Stellungnahme von EFET wird außerdem aufgezeigt, dass bereits fast alle westeuropäischen Länder stündliche Informationsbereitstellungssysteme im Gasbereich haben und wir somit auch im Gasbereich bei der Digitalisierung hinterherhinken.

2. Kosten-Nutzen-Analyse

Nach unserer Ansicht fehlt ein Szenario mit stündlicher Informationsbereitstellung, wie es in vielen anderen europäischen Ländern der Fall ist. Dabei sollten die übermittelten Informationen verbindlich für die Berechnung der Bilanzkreisungleichgewichte sein. Nachträgliche Änderungen der Allokationen sollten grundsätzlich wie die Brennwertkorrektur nur zum VHP-Index und nicht zu den Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet werden. Die durch den marginale Regelenergiebeschaffungs- bzw. -veräußerungspreis ergebende Ausgleichsenergiepreise dienen dem Anreiz für die BKV, ihre Bilanzreise möglichst ausgeglichen zu halten. Dies ist jedoch nicht nachträglich möglich, daher sollten Sie auch nicht auf nachträgliche Korrekturen angewendet werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der BKV eben nicht die untätigen Daten benutzt, da es sonst eventuell in die Gefahr läuft, dass selbst mit einer Qualitätshöhe von 95% die Ausgleichsenergiekosten höher ausfallen, als ohne Gegensteuern.

Beispiel: Der MGV muss an einem Liefertag morgens für 18 EUR/MWh H-Gas am Regelenergiemarkt verkaufen und gleichzeitig für 21 EUR/MWh L-Gas kaufen (MOL2). Ein BKV hat 1.900 MWh auf Basis seiner Prognose für diesen Liefertag für einen RLM-Kunden beschafft. Um 16:30 Uhr wird ihm vom VNB über den MGV mitgeteilt, dass die Abnahmemenge der ersten 8 Stunden höher liegt. Unter Verwendung dieser Werte für eine erneute Prognose der restlichen 16 Stunden gelangt er dadurch zu einem Wert von 2.100 MWh für den ganzen Tag. Er beschafft daher um 17 Uhr 200 MWh am Within-Day-Markt für 20 EUR/MWh nach. Am nächsten Tag stellt sich heraus, dass der Wert vom Netzbetreiber auf einer Ersatzwertbildung beruhte und die tatsächliche Abnahmemenge bei lediglich 2.000 MWh liegt und damit die akzeptierte Toleranz von 5% für die Bereitstellung untätiger Daten eingehalten wurde. Der BKV ist folglich 100 MWh überspeist und erhält dafür den negativen Ausgleichsenergiepreis von 18 EUR/MWh. Hätte er um 17 Uhr dies gewusst, hätte er die Menge für 20 EUR/MWh am Markt verkaufen können. Seine Opportunitätskosten belaufen sich somit auf 200 EUR. Hätte er nicht gegengesteuert, wäre er 100 MWh unterspeist gewesen und hätte hierfür 21 EUR/MWh zahlen müssen, obwohl er um 17 Uhr nur 20 EUR/MWh hätte zahlen müssen. Seine Mehrkosten belaufen sich daher auf nur 100 EUR. Die Nutzung der untätigen Daten hat somit im Ergebnis seine Kosten von 100 auf 200 EUR verdoppelt. Wenn die mitgeteilten Daten verbindlich für die Bilanzkreisabrechnung gewesen wären, hätte der BKV für die 100 MWh Überspeisung nicht eine Vergütung zum niedrigsten Regelenergiebeschaffungspreis von 18 EUR/MWh, sondern zum durchschnittlichen Marktpreis erhalten.

2.2 Szenario 1 – Qualitätsverbesserung

Wie oben bereits erwähnt, bedeutet eine 5%ige Abweichung von den endgültigen Allokationsdaten immer noch ein großes Unsicherheitsrisiko für den BKV. Es sollte daher geprüft werden, ob nachträgliche Korrekturen nach dem Ende des Liefertages zum VHP-Index und nicht zu den Ausgleichsenergiepreisen abgerechnet werden könnten. Nur dadurch besteht für den BKV eine Sicherheit, dass ein Gegensteuern auf Basis der bereitgestellten Daten zu keinem finanziellen Schaden führt. Dadurch wäre der Anreiz gesetzt, dass BKV die Daten dann auch tatsächlich nutzen und nicht wie heute überwiegend verwerfen.

Bezüglich des definierten Qualitätskriteriums unter 2.2 wird in der Kosten-Nutzen-Analyse nicht drauf eingegangen, was passiert, wenn ein Netzbetreiber dieses nicht einhält. Soll er dann auf einer schwarzen Liste des MGV veröffentlicht werden oder wird es tatsächlich finanzielle Folgen für ihn haben? Der Bericht sollte daher auch ein Anreizsystem enthalten. Denkbar wäre z.B. ein Bonus-Malus-System auf Basis des Spreads der beiden Ausgleichsenergiepreise. Netzbetreiber mit hoher Datenqualität sollten dadurch finanziell besser gestellt werden, als Netzbetreiber mit schlechter Datenqualität

Kosten/Nutzen

Weder die Kosten, noch der Nutzen können durch den Leser nachvollzogen werden. Auf der Nutzenseite hätte die Excel-Datei zur Berechnung des Nutzens mit veröffentlicht werden sollen. Die Kosten dagegen sollten nach Kategorien wie z.B. Zählertechnik, Zählerauslesung/Kommunikationsübertragung, Ersatzwertbildung, Aggregation/EDM-System, etc. aufgeschlüsselt werden. Außerdem sollte angegeben werden, wie die Kosten für die einzelnen Kategorien ermittelt wurden und für welchen Anteil der Netzbetreiber diese Kosten anfallen. Dabei sollten keine Kosten für Sachverhalte enthalten sein, die schon in der Vergangenheit umgesetzt werden hätten müssen (z.B. die Befähigung zur stündlichen Messwerbereitstellung nach GeLi) und auch keine, die in der Zukunft aufgrund von anderen Umständen resultieren. Zuletzt erscheint der 10% Aufschlag für „strukturell nicht abgebildete VNB“ lt. Kapitel 1.5 fragwürdig.

2.3 Szenario 2 – Erhöhung der Häufigkeit und Verkürzung des Zeitverzugs unter Beibehaltung der Qualitätsverbesserung

In Kapitel 2.3 und in der Zusammenfassung sollte entweder Kosten und Nutzen insgesamt oder nur der zusätzliche Nutzen, der über Szenario 1 hinausgeht angegeben werden.

Kosten

Zusätzlich zu den bereits erwähnten Kritikpunkten unter 2.2 fehlt uns in der Kosten-Nutzen-Analyse ein Vergleich mit den Kosten zur stündlichen Messwertbereitstellung. Im Jahr 2017 haben die VNB im Median 475 € pro Jahr und Zählpunkt für die stündliche Messwertbereitstellung verlangt. Bei 55.000 RLM-Zählpunkten würden somit 26,1 Mio. € anfallen. Nach unserer Einschätzung müsste jedoch ein höheres Messentgelt von ca. 10 Euro pro Monat ausreichend sein, um die Kosten für 22 weitere Auslesungen pro Tag und Versand der MSCONS-Nachrichten zu decken. Dies würde somit Gesamtkosten von insgesamt 6,6 Mio. Euro bedeuten. Wenn die in der Kosten-Nutzen-Analyse angegebenen Kosten auf die Aggregation der Messwerte zu Allokationsdaten und die dadurch notwendige Ersatzwertbildung zurückzuführen sind, sollte auf eine Änderung bei der Bereitstellung von Allokationsdaten verzichtet werden. Stattdessen sollte besser die GeLi so angepasst werden, dass die Bereitstellung der stündlichen Messwerte kein Standardangebot auf Antrag des Lieferanten, sondern der Standardfall für alle RLM-Zählpunkte darstellt. Die Erhöhung des Messentgeltes sollte dabei auf den oben genannten Wert begrenzt werden.

Nutzen

Eine Herleitung des Nutzens für die beiden Dimensionen Häufigkeit und Zeitverzug ist mit dem verwendeten Modell nicht möglich, da dieses auf Gastagen basiert und keine Effekte innerhalb des Gastages auswertet. Der Nutzen von einer größeren Häufigkeit und einer schnelleren Informationsbereitstellung zeigt sich jedoch insbesondere innerhalb des Gastages. Dadurch können:

- Flexibilitätskostenbeiträge eingespart werden,
- für mehr Stunden des Gastages liegen Within-Day-Informationen vor, um damit diese Stunden auszugleichen und daraus Erkenntnisse für den restlichen Tag zu ziehen,
- die Aktivitäten am Within-Day-Markt verteilt sich über den Tag und ballen sich nicht in einem kurzen Zeitfenster,
- dem BKV liegen rechtzeitig über mehrere Stunden Informationen vor, um diese noch bis zum Ende von Nominierungsvorlaufzeiten bei Flexibilitätsquellen (z.B. Speicher oder flexible Bezugsverträge) nutzen zu können,
- der MGV sieht schneller ein Gegensteuern der BKV (vgl. auch Erfahrungen im niederländischen System).

Diese Aspekte sollten noch für die Ermittlung des Nutzens berücksichtigt werden. Im Zweifel sollte der Nutzen ebenfalls wie die Kosten eher qualitativ hergeleitet werden anstatt quantitativ über eine Modellrechnung.