

***Bericht über die Beschaffung und den
Einsatz von Regelenergie im
Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 für das
GASPOOL-Marktgebiet***

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	6
2. Einsatz interner Regelenergie	7
I. Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie (Monatsbasis)	7
3. Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	8
I. Aktivitätsanalyse zur Regelenergiebeschaffung	8
II. Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen	10
1. H-Gas	10
2. L-Gas	11
3. Verteilung der Regelenergiemaßnahmen nach MOL-Rang	12
4. MOL1	14
5. MOL2	14
6. Lokale Regelenergieprodukte	15
7. MOL3	17
8. MOL4 (Ohne Flexibilitätsverträge)	18
9. Min-Max-Preise für Regelenergiebeschäftigungen in MOL1	18
10. Min-Max-Preise für Regelenergiebeschäftigungen in MOL2	19
11. MOL-Abweichungen	20
III. Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	20
1. Beschaffung am TTF	20
2. Kapazitätsbuchungen	21
3. Aktuelle Methodik zur Berechnung des Transportkostenanteils für Beschäftigungen im benachbarten Marktgebiet	24
4. Weiterentwicklung der Berechnung des Transportkostenanteils für Beschäftigungen im benachbarten Marktgebiet	26
IV. Kontrahierung und Einsatz von Balancing Services	26
1. Long Term Options	26
2. Flexibility Produkt	27
4. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	32

5. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	37
6. Überprüfung der Interimsmaßnahme (MOL3) gemäß Art. 46 Netzkodex	39
7. Berücksichtigung der zonalen Produkte bei der Ausgleichsenergieentgeltbildung	41
8. Zusammenfassung	42

Tabelle 1: MOL-Abweichungen	20
Tabelle 2: Auflistung der Kapazitätskosten pro Monat	23
Tabelle 3: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge	29
Tabelle 4: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge	29
Tabelle 5: Aufteilung der Regelenergiekosten und –erlöse auf die Umlagekonten (Oktober 2015 – Juni 2016).....	32
Tabelle 6: Täglicher Verteilschlüssel bei richtungsgleichen Salden und entsprechende Regelenergiemenge pro Tag	33
Tabelle 7: Tägliche Verteilschlüssel bei richtungsungleichen Salden und entsprechende Regelenergiemenge pro Tag	35
Tabelle 8: Ergebnisse der Sonderausschreibung	37

Diagramm 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelernergie	7
Diagramm 2: Anzahl Regelerenergiemaßnahmen in den MOL-Rängen 1-3 für beide Gasqualitäten	8
Diagramm 3: Regelerenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL-Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten	9
Diagramm 4: Übersicht zu monatlichen Regelernergieein- und -verkäufen H-Gas.....	10
Diagramm 5: Übersicht zu monatlichen Regelernergieein- und -verkäufen L-Gas	11
Diagramm 6: Verteilung nach MOL-Rang H-Gas	12
• Diagramm 7: Verteilung nach MOL-Rang L-Gas	13
Diagramm 8: Monatliche Mengen und Kosten MOL1.....	14
Diagramm 9: Monatliche Mengen und Kosten MOL2.....	15
Diagramm 10: Nutzung lokaler Regelernergieprodukte.....	16
Diagramm 11: Monatliche Mengen und Kosten MOL3.....	17
Diagramm 12: Min-Max-Preise für MOL1 für SystemBuy und SystemSell	18
• Diagramm 13: Min-Max-Preise für MOL2 für SystemBuy und SystemSell	19
Diagramm 14: Monatliche Mengen und Kosten der Beschaffung von Regelernergie in benachbarten Marktgebieten	21
Diagramm 15: Grafische tagesscharfe Darstellung der kontrahierten Kapazitäten je Richtung und die jeweilige Nutzung	22
Diagramm 16: Summe der Kontostände der Flexibilitätsprodukte H-Gas GWJ 15/16.....	30
Diagramm 17: Summe der Kontostände der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 15/16	31
Diagramm 18: Vergleich der Varianten zur Berechnung des jährlichen Verteilschlüssels bei stets richtungsgleichen Salden	34
• Diagramm 19: Vergleich der jährlichen Verteilschlüssel bei richtungsungleichen Salden ...	35
Diagramm 20: Regelernergieeinsatz im zonalen Orderbuch im Vergleich zum Regelernergieportal (MOL3)	40

1. Einleitung

Die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben ein Jahr nach Inkrafttreten der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas („GaBi Gas 2.0“) einen ersten Regelenergiebericht zu erstellen. Dieser soll die Erfahrungen über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2015/2016 umfassen. Der Bericht stellt die eingesetzten Mengen in den verschiedenen Stufen der Merit-Order-List (MOL) sowie die daraus resultierenden Kosten und Erlöse dar. Darüber hinaus werden die Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen, die Beschaffung von Regelenergie am Title Transfer Facility (TTF) und die Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform beschrieben. Ferner sind erste Erfahrungen im Rahmen der Umsetzung des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zusammengefasst.

2. Einsatz interner Regelennergie

Im ersten Kapitel des GASPOOL-Regelennergieberichts wird die Nutzung interner Regelennergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Die Nutzung interner Regelennergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelennergieprodukte.

I. Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelennergie (Monatsbasis)

Die nachfolgende Darstellung illustriert den Einsatz positiver und negativer interner Regelennergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Kalendermonaten des Gaswirtschaftsjahres (GWJ) 2015/2016.

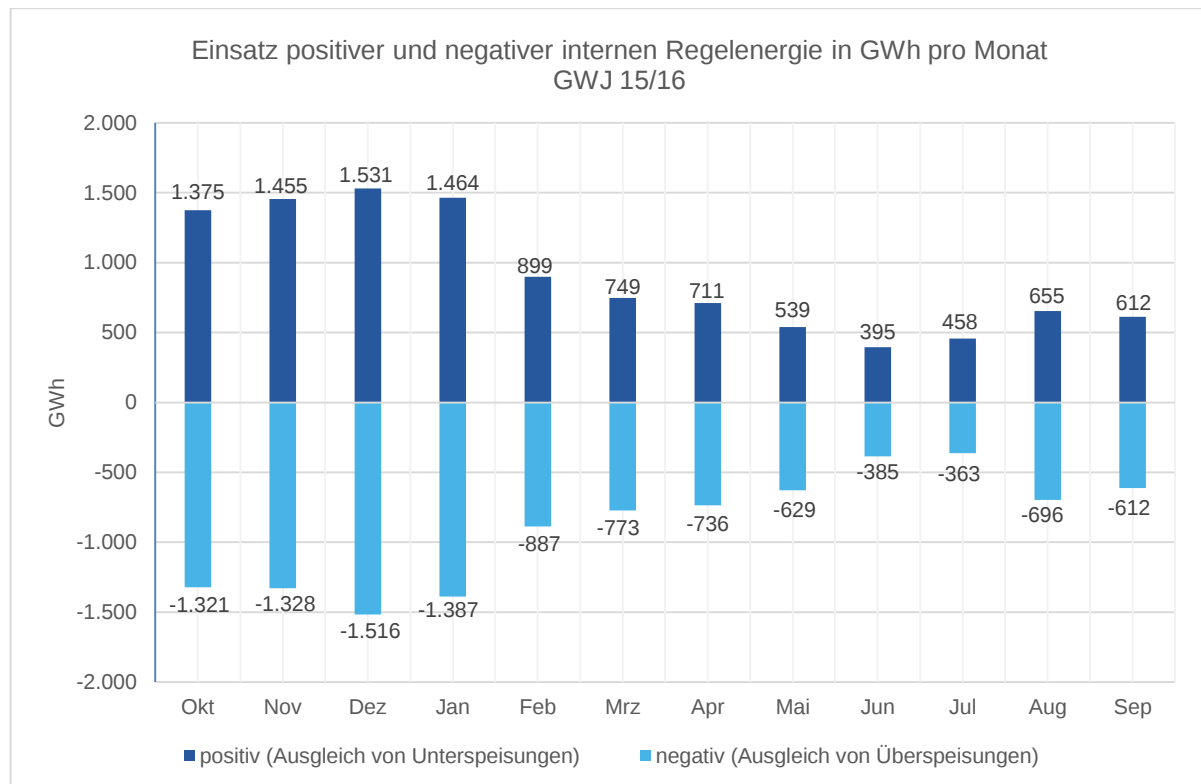


Diagramm 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelennergie

Aus dem Diagramm geht hervor, dass es in der Heizperiode insbesondere von Oktober bis Januar zu einem stärkeren Einsatz interner Regelennergie gekommen ist.

3. Beschaffung und Einsatz externer Regelennergie

Im dritten Kapitel des GASPOOL-Regelennergieberichts wird die Nutzung externer Regelennergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Dabei werden die verschiedenen Möglichkeiten der Beschäftigung (Ein- und Verkauf) externer Regelennergie über die unterschiedlichen Ränge der MOL getrennt betrachtet.

Im gesamten Gaswirtschaftsjahr betrugen die Ausgaben für externe Regelennergie 104,376 Mio. EUR. Die Einnahmen für Verkäufe an externer Regelennergie beliefen sich auf 39,457 Mio. EUR.

I. Aktivitätsanalyse zur Regelennergiebeschaffung

In diesem Kapitel werden die physischen Bilanzierungsmaßnahmen analysiert. Eine solche Bilanzierungsmaßnahme bedeutet den Ein- oder Verkauf einer konkreten Menge an physischer Regelennergie zum Zwecke des Ausgleiches von Transportnetzschiefständen. Im folgenden Diagramm werden die Maßnahmen je Gastag dargestellt.

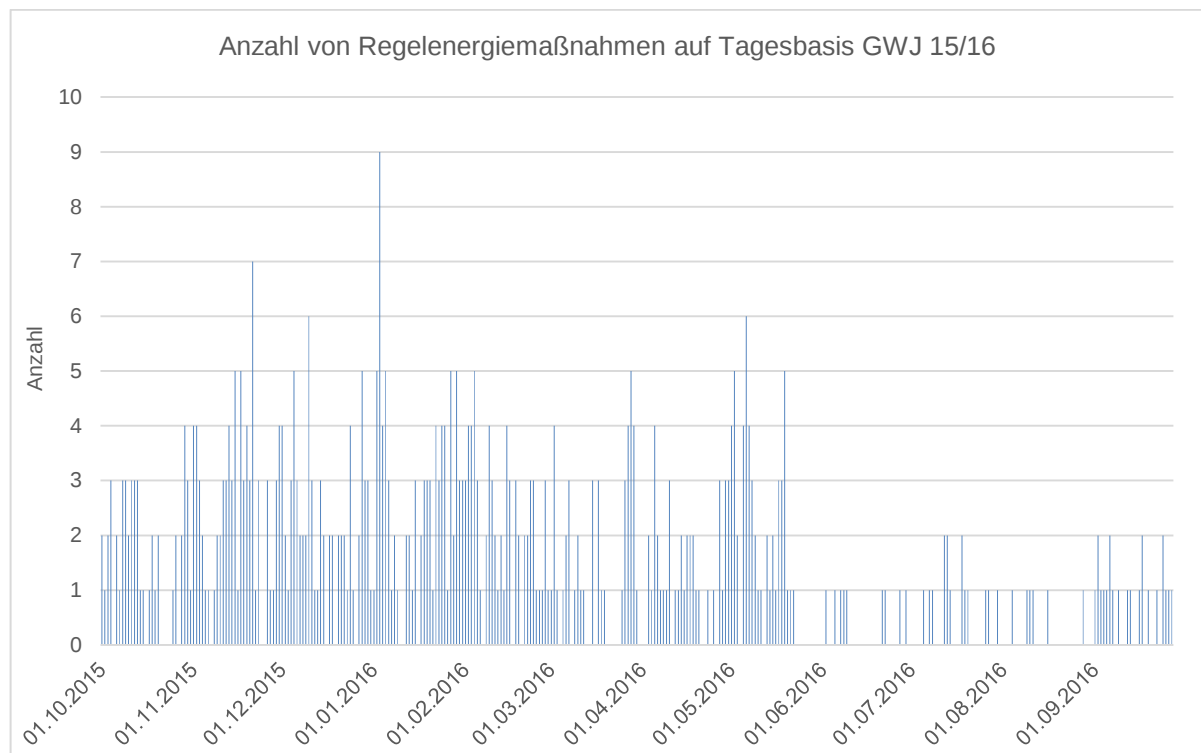


Diagramm 2: Anzahl Regelennergiemaßnahmen in den MOL-Rängen 1-3 für beide Gasqualitäten

In Diagramm 2 wird die Anzahl der Regelennergiemaßnahmen pro Gastag aufgezeigt. An 241 Tagen wurden physische Bilanzierungsmaßnahmen von GASPOOL durchgeführt. Somit

waren an 125 Tagen keine Regelenergiemaßnahmen notwendig. Insgesamt wurden im GWJ 15/16 532 Maßnahmen ausgeführt, damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 1,45. Die höchste Anzahl an Maßnahmen, mit neun, war am 03.01.2016 notwendig. Es ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten tendenziell weniger Maßnahmen notwendig waren. In diesen Monaten fielen auch die geringsten Regelenergiemengen an, wie man in Diagramm 4 und Diagramm 5 erkennen kann.

Diagramm 3 zeigt die Verteilung der Bilanzierungsmaßnahmen auf die Ausführungsuhrzeit.

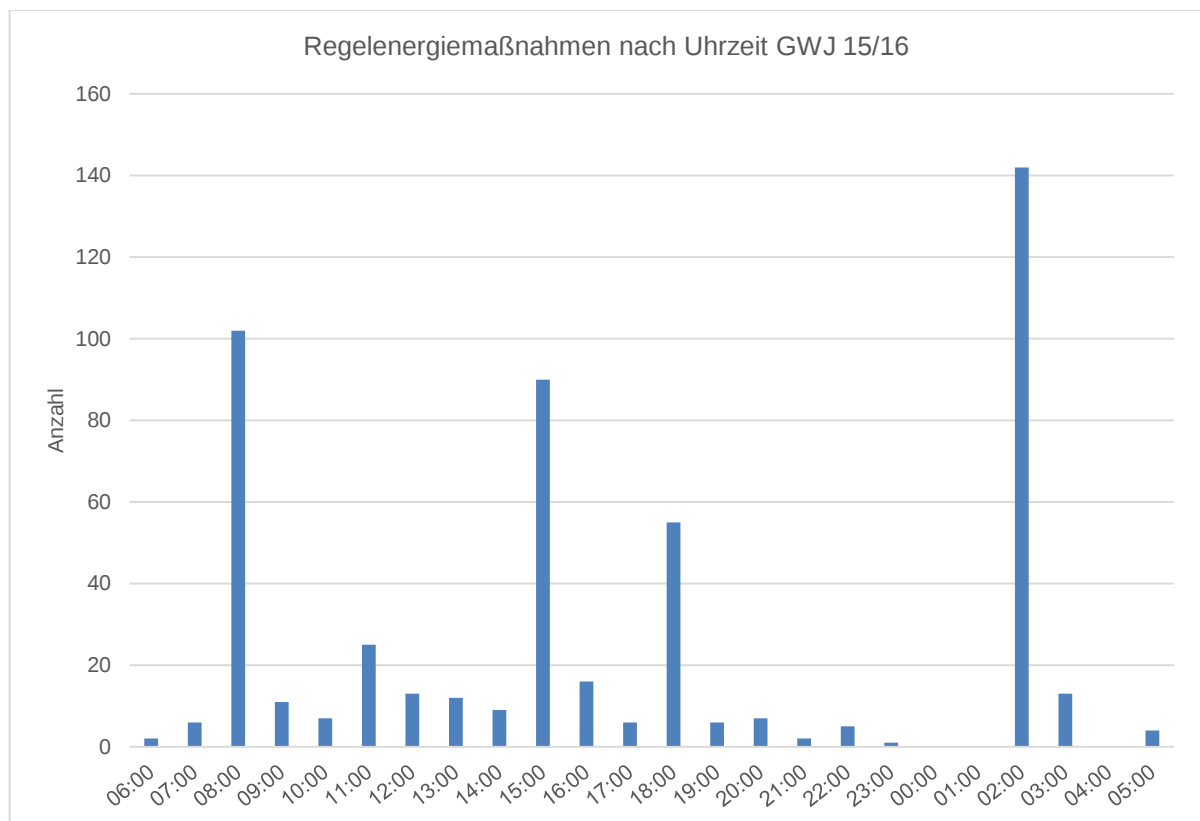


Diagramm 3: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL-Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten

Die meisten Bilanzierungsmaßnahmen pro Stunde wurden nachts zwischen 2 Uhr und 3 Uhr ausgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 142 Maßnahmen durchgeführt. Hierbei handelt es sich um Day Ahead Maßnahmen, die auf der Börsenplattform entweder im Day Ahead oder aber Within Day Orderbuch zum jeweiligen Bedarf ausgeführt wurden. Insgesamt ist der Anteil der Day Ahead Bilanzierungsmaßnahmen auf 197 gesunken. Er liegt somit bei ca. 37 Prozent. Der Schwerpunkt der untertägigen Maßnahmen liegt mit 102 Maßnahmen in der Stunde zwischen acht und neun Uhr. Daneben wurden zwischen 18 Uhr und 19 Uhr 55 Maßnahmen ausgeführt.

II. Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen

1. H-Gas

Nachfolgendes Diagramm stellt eine Übersicht der Regelenergieein- und -verkäufe von (SystemBuy und SystemSell) an H-Gas auf Monatsbasis dar. Hierzu zählen Commodity-Beschäftigungen über alle MOL-Ränge. Dabei sind die Tagesmengen kumuliert pro Monat in GWh und die kumulierten Kosten bzw. Erlöse pro Monat in Mio. EUR dargestellt.

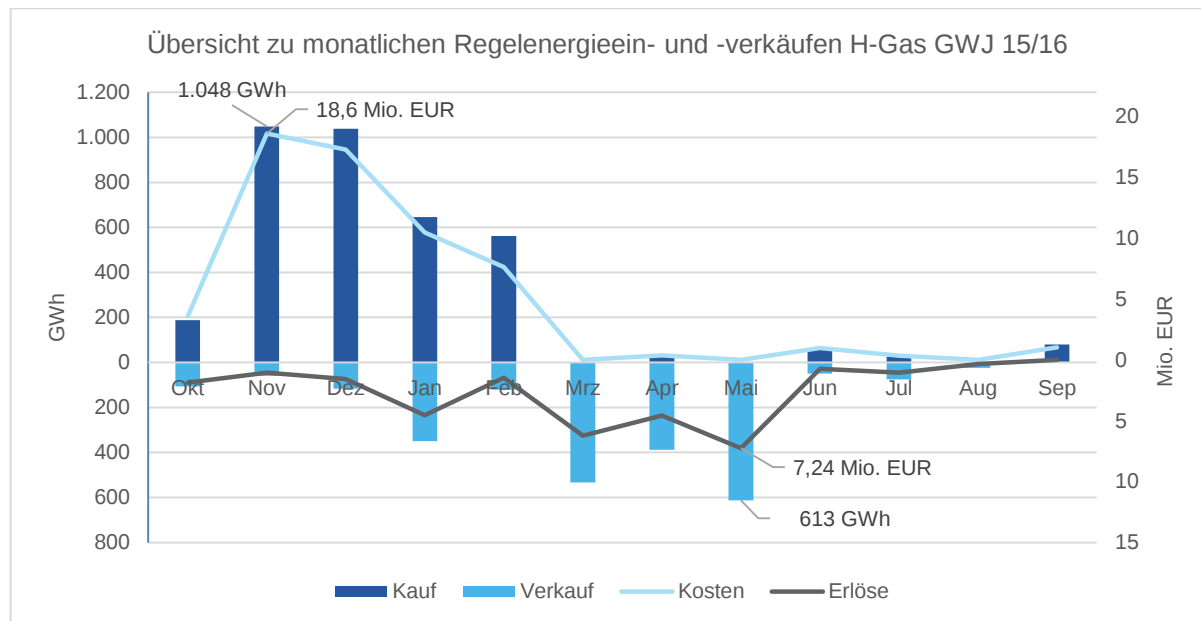


Diagramm 4: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen H-Gas

Aus dem Diagramm geht hervor, dass der Schwerpunkt der H-Gas Regelenergieeinkäufe in den Wintermonaten des GWJ lag, hier wurde im November die größte Monatssumme in Höhe von 1.048 GWh für insgesamt 18,6 Mio. EUR beschafft. Auf der Verkaufsseite (SystemSell) wurde insbesondere in den Monaten Januar bis Mai überschüssige externe Regelenergie im H-Gas verkauft, hierbei lag der größte Monatsverkauf mit 613 GWh im Mai, wobei kumulierte Erlöse in Höhe von 7,24 Mio. EUR erzielt wurden.

Insgesamt stehen im H-Gas über MOL1 und MOL2 Regelenergieeinkäufe in Höhe von 3,682 TWh für insgesamt 60,37 Mio. EUR, Regelenergieverkäufen in Höhe von 2,436 TWh für 30,577 Mio. EUR gegenüber.

In den Monaten Oktober bis Februar ist ein hoher Einkaufstrend im H-Gas Gebiet zu erkennen. In den Monaten März bis Mai zeichnet sich eher ein Verkaufstrend ab. In den Sommermonaten Juni bis September sind kaum Regelenergieein- bzw. -verkäufe notwendig geworden.

2. L-Gas

Diagramm 5 stellt eine Übersicht der Regelenergieein- und -verkäufe an L-Gas auf Monatsbasis dar. Dabei sind die Tagesmengen kumulierten pro Monat in Gigawattstunden (GWh) und die kumulierten Kosten bzw. Erlöse in Mio. EUR dargestellt.

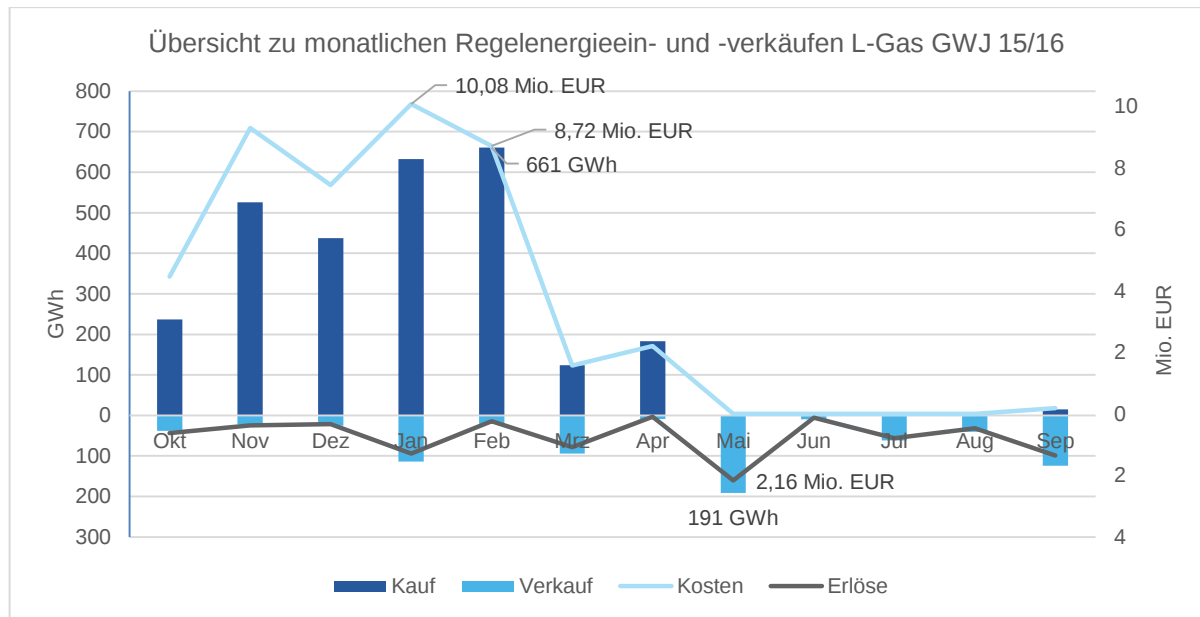


Diagramm 5: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen L-Gas

Aus dem Diagramm geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe im L-Gas ähnlich wie im H-Gas in den Wintermonaten des GWJ lag, jedoch wurden bis in den April hinein signifikante Mengen eingekauft. Die größte Monatsmenge in Höhe von 661 GWh für 8,72 Mio. EUR wurde im Februar beschafft. Die größten Kosten fielen jedoch im Januar mit 10,08 Mio. EUR an. Dies indiziert ein höheres Preisniveau im Spotmarkt, wurde aber auch durch den Effekt der Nutzung von zonalen Orderbüchern beeinflusst. Zwischen Januar und September wurden relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf mit 191 GWh im Mai bei Erlösen in Höhe von 2,16 Mio. EUR.

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,813 TWh für insgesamt 43,975 Mio. EUR Regelenergieverkäufen in Höhe von 0,739 TWh für 8,711 Mio. EUR gegenüber.

In den Monaten Oktober bis April ist vorrangig ein Einkaufstrend von Regelenergie abzulesen. In den Monaten Mai und September kann ein Verkaufstrend beobachtet werden. In den Monaten Juni bis August sind kaum Regelenergieein- bzw. verkäufe notwendig geworden.

3. Verteilung der Regelenenergiemaßnahmen nach MOL-Rang

Die nachfolgenden beiden Diagramme stellen die prozentuale Verteilung der MOL-Ränge bei der Regelenenergiebeschäftigung dar. Betrachtet werden hierbei alle externen Regelenenergiehandelsgeschäfte.

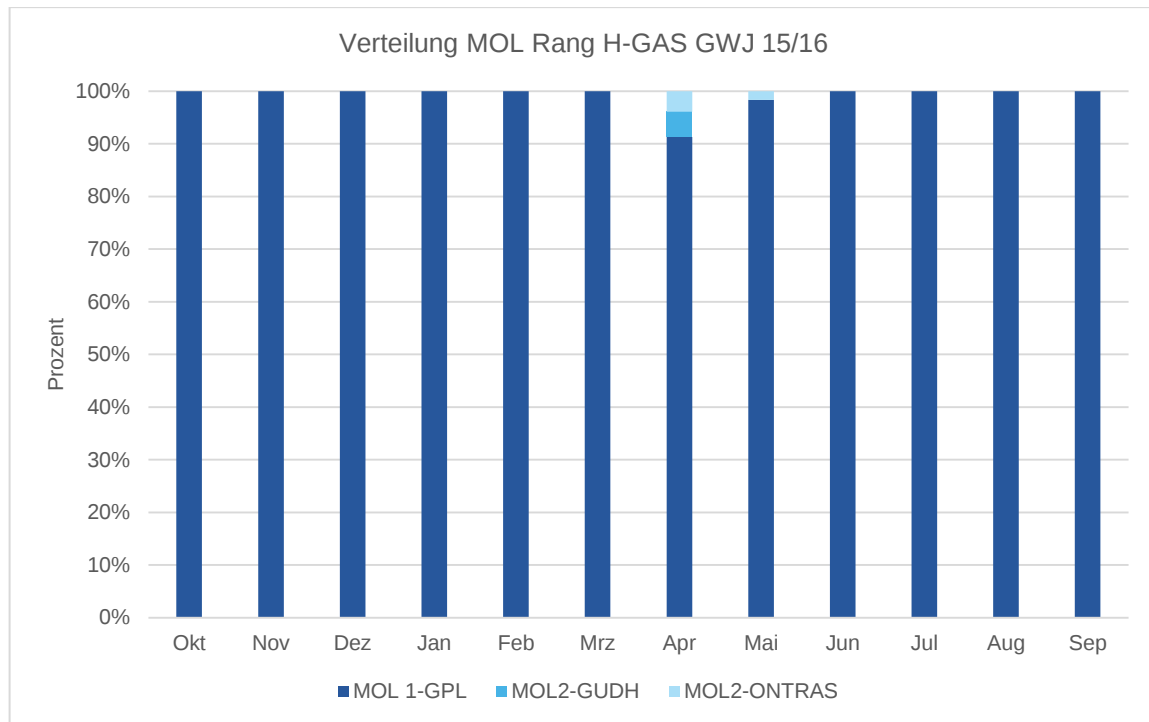


Diagramm 6: Verteilung nach MOL-Rang H-Gas

In Diagramm 6 ist ersichtlich, dass die Beschäftigung von H-Gas fast vollständig im MOL-Rang eins stattfand. Konkret wurden 99,14 Prozent der H-Gas Mengen über MOL-Rang 1 beschäftigt. Die verbleibenden 0,86 Prozent resultieren aus dem MOL-Rang 2 und sind in den Monaten April und Mai angefallen. Hier lagen lokale Bedarfe vor, zu deren Deckung die zonalen Orderbücher der Börse genutzt wurden.

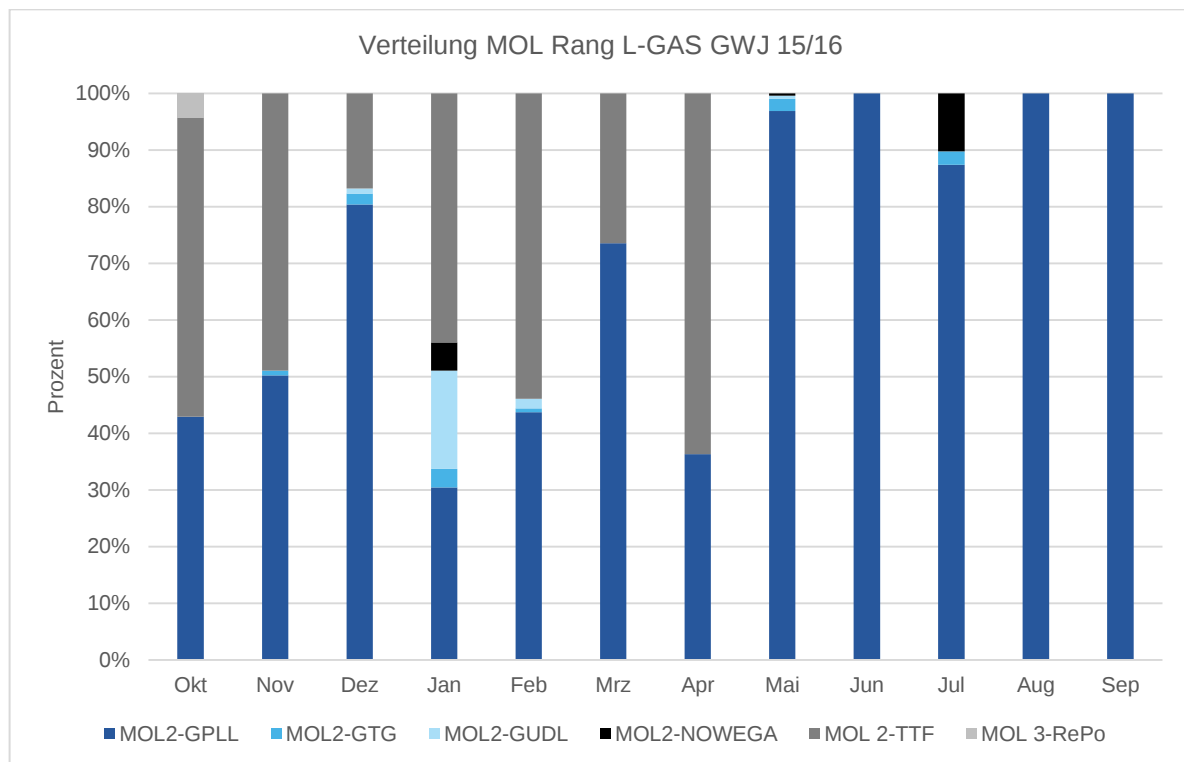


Diagramm 7: Verteilung nach MOL-Rang L-Gas

Die L-Gas Beschäftigung im Marktgebiet GASPOOL fand im GWJ 15/16 zu 99,64 Prozent im MOL-Rang zwei statt. Die verbleibenden 0,35 Prozent resultieren aus der Nutzung des Regelenenergieportals (REPo) im Monat Oktober 2015. 54,6 Prozent der L-Gas Mengen, somit 1,94 TWh, wurde über das qualitätsspezifische Orderbuch der PEGAS¹ beschäftigt. 6,7 Prozent der L-Gas Mengen wurden als lokale Bedarfe über die zonalen Orderbücher beschäftigt. Insgesamt wurden 1.366 GWh am TTF beschäftigt, das entspricht einem Anteil von 38,3 Prozent.

¹ PEGAS – Zentrale Gashandelsplattform, betrieben von der POWERNEXT; siehe hierzu: <http://www.pegas-trading.com/en/>

4. MOL1

Nachfolgende Abbildung stellt die über Rang eins der MOL beschäftigten Mengen zusammengefasst pro Monat und entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar. MOL Rang eins der MOL bedeutet die Nutzung des Globalen Orderbuches der PEGAS.

GASPOOL hat im Betrachtungszeitraum sämtlichen nicht lokal benötigten H-Gas Regelenergiebedarf über das Globale Orderbuch abgewickelt. L-Gas Bedarfe wurden nicht über diesen Rang der MOL abgewickelt.

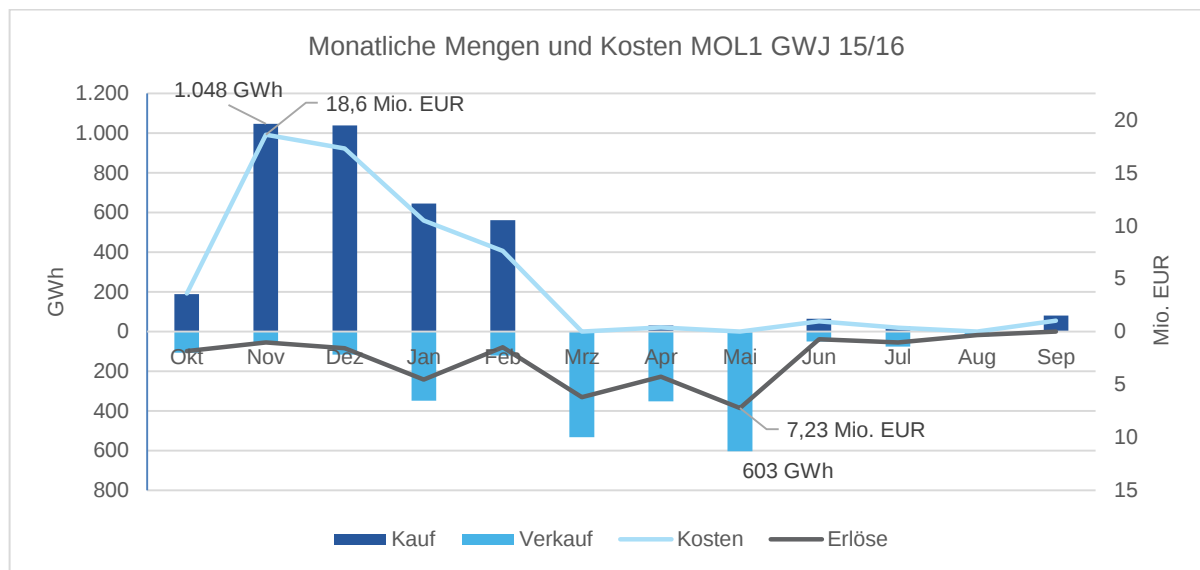


Diagramm 8: Monatliche Mengen und Kosten MOL1

Aus dem Diagramm geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe in MOL1 in den Wintermonaten des GWJ lag, hier wurde die größte Monatsmenge in Höhe von 1.048 GWh für insgesamt 18,6 Mio. EUR im November beschafft. Auf der Verkaufsseite wurde insbesondere in den Monaten Januar bis Mai externe Regelenergie über MOL1 verkauft, hierbei lag der größte Monatsverkauf im Mai, dies mit 603 GWh bei Erlösen in Höhe von 7,23 Mio. EUR.

5. MOL2

Auf Rang zwei der MOL sind die weiteren standardisierten Produkte der Börse eingereiht, welche bei den MGW für die Beschäftigung externer Regelenergie zum Einsatz kommen. Hierbei nutzte GASPOOL am virtuellen Handelspunkt GASPOOL-VHP die qualitätsspezifischen Orderbücher im H- wie auch im L-Gas, die lokalen Orderbücher der PEGAS als auch die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelspunkt TTF im benachbarten Marktgebiet des niederländischen Ferngasnetzbetreibers GTS. In den

Orderbüchern mit Abwicklung am GASPOOL-VHP unterliegen gehandelte Mengen physischen Erfüllungsrestriktionen. Akteure in diesen Orderbüchern sind zur Erbringung eines mit dem Handel verbundenen und für das Regelenergiemanagement notwendigen physischen Effekts der gehandelten Mengen verpflichtet. Zusätzlich bestehen mit den lokalen Produkten der PEGAS Möglichkeiten, auch zonal eingeschränkte Regelenergiebedarfe über den Börsenhandelsplatz abzuwickeln. Im Marktgebiet GASPOOL sind dies die Zonen GUD-H, ONTRAS, GASCADE, GUD-L, NOWEGA und GTG Nord.

Diagramm 9 stellt die unter MOL2 getätigten täglichen Regelenergiebeschäftigungen auf Monatsbasis in sowohl Mengen als auch entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar.

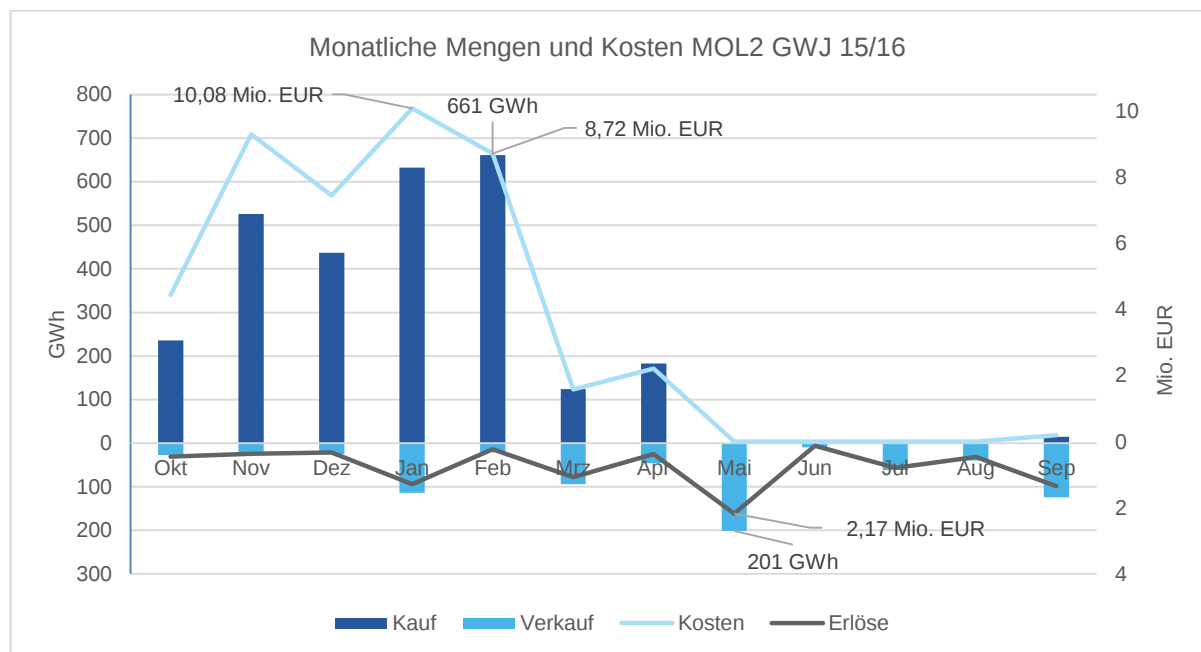


Diagramm 9: Monatliche Mengen und Kosten MOL2

Aus dem Diagramm geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe in MOL2 in den Wintermonaten bis hinein in den Frühling des GWJ lag. Die größte Monatsmenge in Höhe von 661 GWh für 8,72 Mio. EUR wurde im Februar beschafft. Auf der Verkaufsseite wurden zwischen Januar und September relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf im Mai mit 201 GWh bei Erlösen in Höhe von 2,17 Mio. EUR.

6. Lokale Regelenergieprodukte

Sogenannte lokale Regelenergieprodukte sind solche, bei denen eine Eingrenzung bezüglich des Ortes, an dem der physische Effekt herbeigeführt werden muss, besteht. Zum einen finden sich solche Produkte unter MOL-Rang zwei, hier die lokalen Orderbücher, welche die PEGAS für das Marktgebiet GASPOOL am 17.11.2015 in Betrieb genommen hat, zum

anderen die MOL3 Produkte, welche über das REPo gehandelt werden können. Beide Produkte werden bei der Ausgleichsenergieentgeltbildung nicht berücksichtigt.

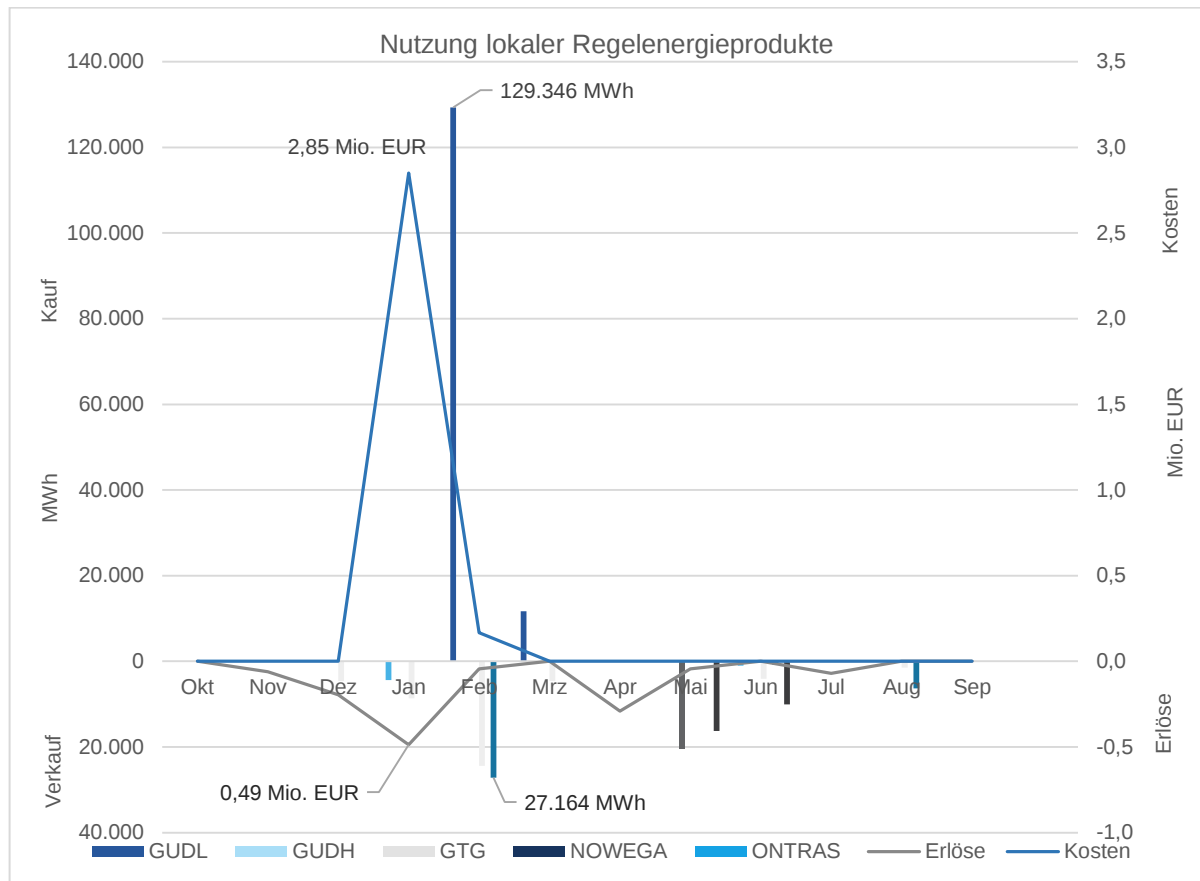


Diagramm 10: Nutzung lokaler Regelenenergieprodukte

GASPOOL hat im betrachteten Zeitraum Lokale Regelenenergiebedarfe ausschließlich über die Börse beschäftigt. Dabei lag die Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite mit 129 GWh im Januar 2016 für den Netzbereich GUDL. Hierfür fielen Kosten in Höhe von 2,851 Mio. EUR an. Der höchste Verkauf wurde mit 24 GWh ebenfalls im Januar 2016 im Netzbereich GTG Nord realisiert, dabei wurden Erlöse in Höhe von 0,487 Mio. EUR erzielt. Insgesamt wurden lokale Einkäufe in Höhe von 151 GWh für insgesamt 3,019 Mio. EUR getätigt, lokale Verkäufe wurden insgesamt in Höhe von 134 GWh bei Erlösen von 1,194 Mio. EUR vorgenommen. Der höchste Preis auf der Kaufseite wurde am 06.01.2016 mit 99 EUR/MWh gezahlt, der günstigste Kaufpreis wurde am 12.02.2016 mit 13,875 EUR/MWh gezahlt. Verkaufsseitig wurde mit 16,725 EUR/MWh am 23.11.2015 der höchste Preis erzielt, am 06.05.2016 hingegen zum kleinsten Preis von 0 EUR/MWh verkauft.

7. MOL3

Das nachfolgende Diagramm veranschaulicht die Nutzung von Regelenergiekontrakten unter MOL3. Dazu zählen Kontrakte, welche GASPOOL von Regelenergieanbietern auf der Plattform REPO angeboten worden sind.

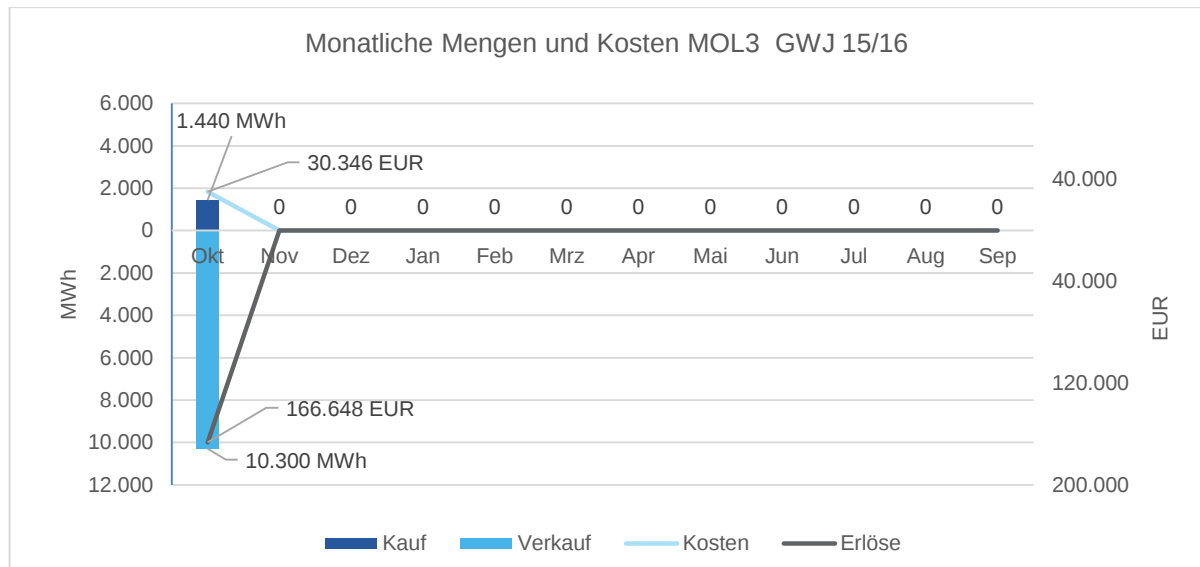


Diagramm 11: Monatliche Mengen und Kosten MOL3

Aus der Darstellung geht hervor, dass es im abgelaufenen GWJ an nur zwei Tagen im Oktober 2015 notwendig war, REPO-Kontrakte zu nutzen. Hier wurden 1.440 MWh für 30.346 EUR eingekauft. Auf der Verkaufsseite wurden 10.300 MWh zu Erlösen in Höhe von 166.648 EUR veräußert. Dies entspricht der Regelung aus dem Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (NC Bal) und dem Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gasmarkt (GaBi-Gas 2.0), externe Regelenergie so weit, wie möglich über standardisierte Börsengeschäfte zu beschäftigen. Dieser Anteil lag im Marktgebiet GASPOOL für das gesamte GWJ bei 99,88%.

8. MOL4 (Ohne Flexibilitätsverträge)

GASPOOL hat für das GWJ 2015/2016 keine Optionsprodukte kontrahiert, insofern sind weder Leistungs- noch Arbeitspreise angefallen.

Auf die Kontrahierung von Optionsprodukten zur Umsetzung des Eckpunktepapiers wird in Kapitel 0 separat eingegangen.

9. Min-Max-Preise für Regelennergiebeschäftigungen in MOL1

Im folgenden Diagramm werden für MOL1 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh für sowohl Regelennergieein- als auch -verkäufe auf Gastagesbasis dargestellt.

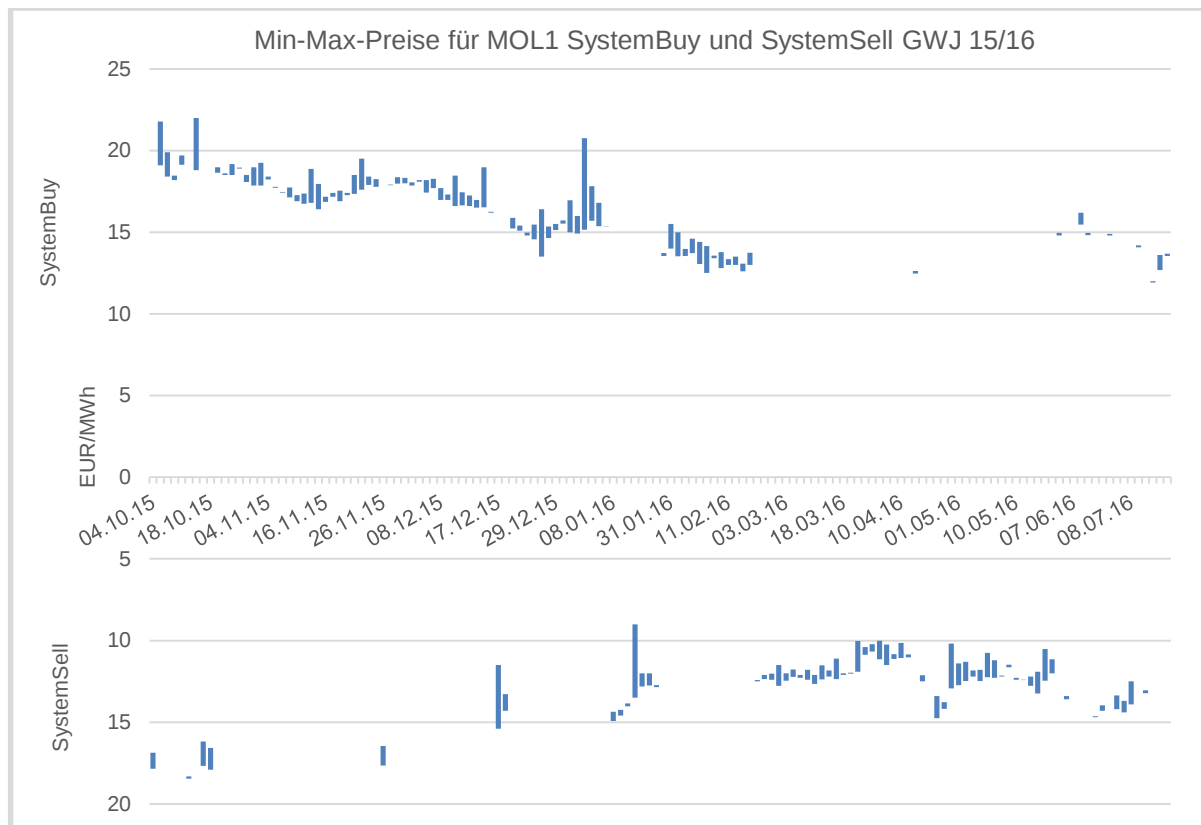


Diagramm 12: Min-Max-Preise für MOL1 für SystemBuy und SystemSell

Der höchste Einkaufspreis in MOL1 wurde am 13.10.2015 mit 22 EUR/MWh gezahlt, der niedrigste Einkaufspreis am 16.09.2016 mit 11,925 EUR/MWh. Die größte Preisspanne zwischen maximalen und minimalen Einkaufspreis lag mit 5,60 EUR am 03.01.2016 vor. Die kleinste Preisspanne zwischen maximalen und minimalen Einkaufspreis am 06.01.2016 mit

0,025 EUR. Der höchste Verkaufspreis wurde am 13.10.2015 mit 18,45 EUR/MWh erzielt, der geringste Verkaufspreis wurde am 24.01.2016 mit 9,00 EUR/MWh erzielt. Hier lag die größte Preisspanne zwischen maximalen und minimalen Verkaufspreis mit 4,50 EUR am 24.01.2016 vor, die kleinste Preisspanne am 17.05.2016 mit 0,025 EUR.

10. Min-Max-Preise für Regelennergiebeschäftigungen in MOL2

Diagramm 13 veranschaulicht für MOL2 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh für sowohl Regelennergieein- als auch -verkäufe je Gastag dargestellt.

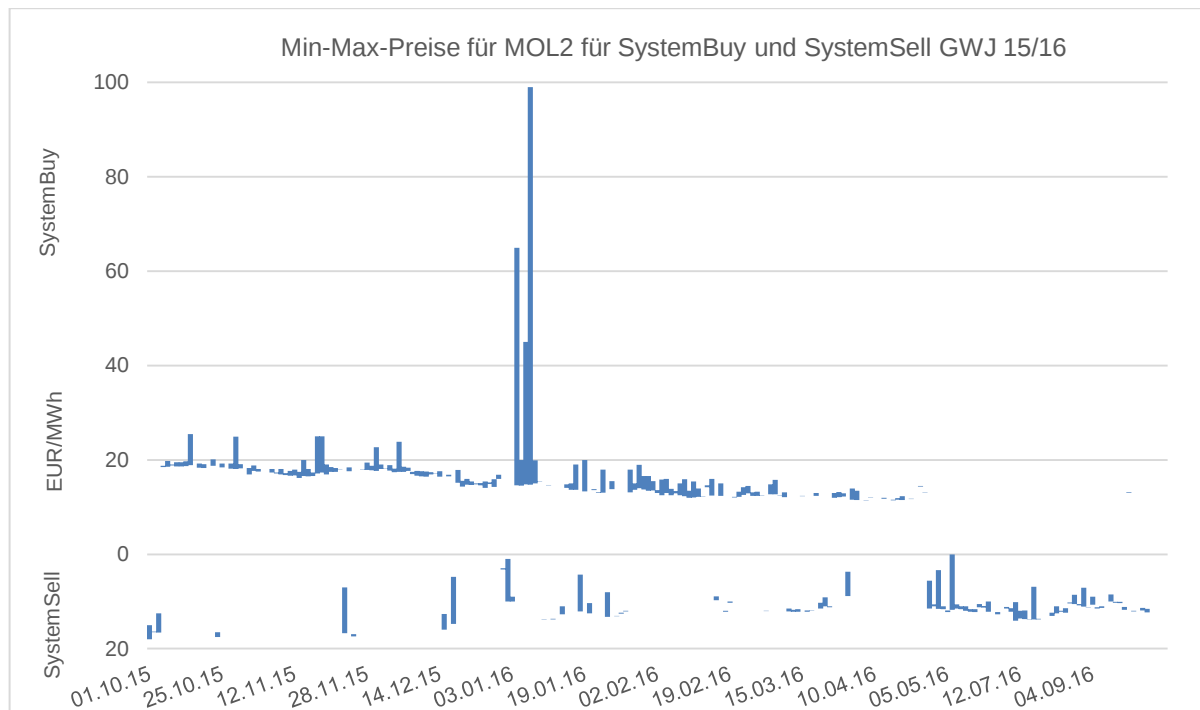


Diagramm 13: Min-Max-Preise für MOL2 für SystemBuy und SystemSell

Der höchste Einkaufspreis in MOL2 wurde am 06.01.2016 mit 99 EUR/MWh gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen am 10.04.2016 und am 12.04.2016 mit 11,2 EUR/MWh. Die größte Preisspanne zwischen maximalen und minimalen Einkaufspreis lag mit 84,225 EUR am 06.01.2016 vor. Die kleinste Preisspanne zwischen maximalen und minimalen Einkaufspreis mit 0,025 EUR an insgesamt fünf Gastagen vor. Der höchste Verkaufspreis wurde am 14.10.2015 mit 18,325 EUR/MWh erzielt, der geringste Verkaufspreis wurde am 06.05.2016 mit 0 EUR/MWh erzielt. Hier lag die größte Preisspanne zwischen maximalen

und minimalen Verkaufspreis mit 11,75 EUR am 06.05.2016 vor, die kleinste Preisspanne mit 0,025 EUR an insgesamt vier Gastagen vor.

Der maximale Einkaufs- als auch der minimale Verkaufspreis stammen aus Geschäften in lokalen Orderbüchern. Diese Preise hatten folglich keine Relevanz für die Bildung des Ausgleichsenergiepreises.

11. MOL-Abweichungen

In Tabelle 1 werden die Abweichungen von der MOL aufgelistet.

Tabelle 1: MOL-Abweichungen

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Hintergrund
07.06.2016	MOL1	MOL1	2

Am 07.06.2016 kam es zu einer Abweichung von der MOL. Im Zuge einer IT-Maßnahme bei GASPOOL musste die Konnektivität der Systems GASPOOLS mit der Börse getestet werden, daher wurde ein Testkauf in Höhe von 1 MW mit Lieferung über 13 Stunden für einen Preis von 14,75 EUR/MWh getätigt. Weitere MOL Abweichungen fanden im GWJ 15/16 nicht statt.

III. Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

1. Beschaffung am TTF

Das folgende Diagramm 14 stellt die am TTF im benachbarten niederländischen Marktgebiet beschafften Mengen dar. Im betrachteten GWJ wurden am TTF fast ausschließlich Einkäufe externer Regelenergie zur Deckung von L-Gas-Regelenergiebedarfen getätigt.

Einkäufe am TTF stehen im Gasnetz des niederländischen TSO GTS zur Verfügung und müssen folglich über einen Grenzübergangspunkt (GÜP) in das Marktgebiet GASPOOL transportiert werden. Dazu bedarf es der kostenpflichtigen Buchung von Transportkapazitäten.

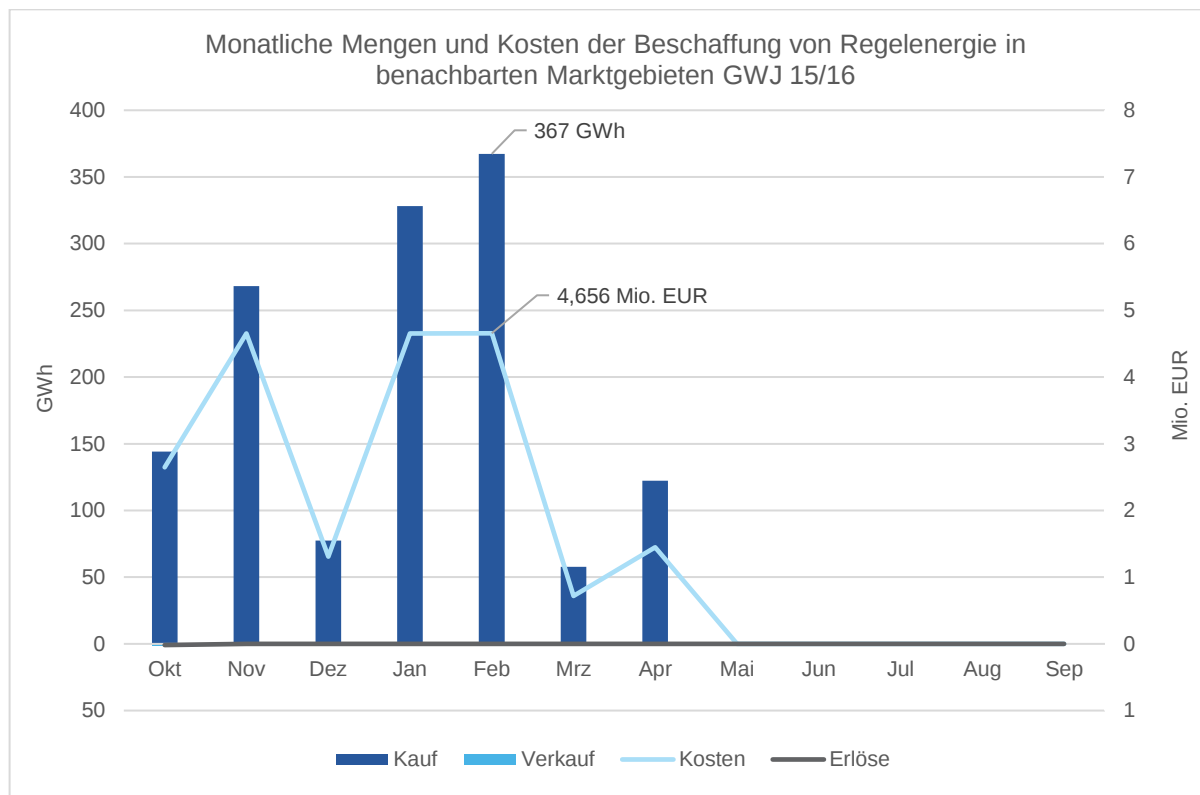


Diagramm 14: Monatliche Mengen und Kosten der Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

Die Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde durch GASPOOL an insgesamt 117 Tagen in Anspruch genommen. Grundlegend wurde der TTF als Beschaffungspunkt für L-Gas nur in den Monaten Oktober bis April in Anspruch genommen. Dabei wurden 1,365 TWh für 20,084 Mio. EUR beschafft. Dem steht lediglich ein Verkauf zur Korrektur des Portfolios² in Höhe von 960 MWh für 17.952 EUR gegenüber. Der maximale monatliche Einkauf belief sich im Februar auf 367 GWh für insgesamt 4,656 Mio. EUR.

2. Kapazitätsbuchungen

In Diagramm 15 werden die über die Primärkapazitätsplattform PRISMA getätigten Buchungen und die Nutzung der gebuchten Kapazitäten dargestellt.

² Pendant zum deutschen Bilanzkreissystem

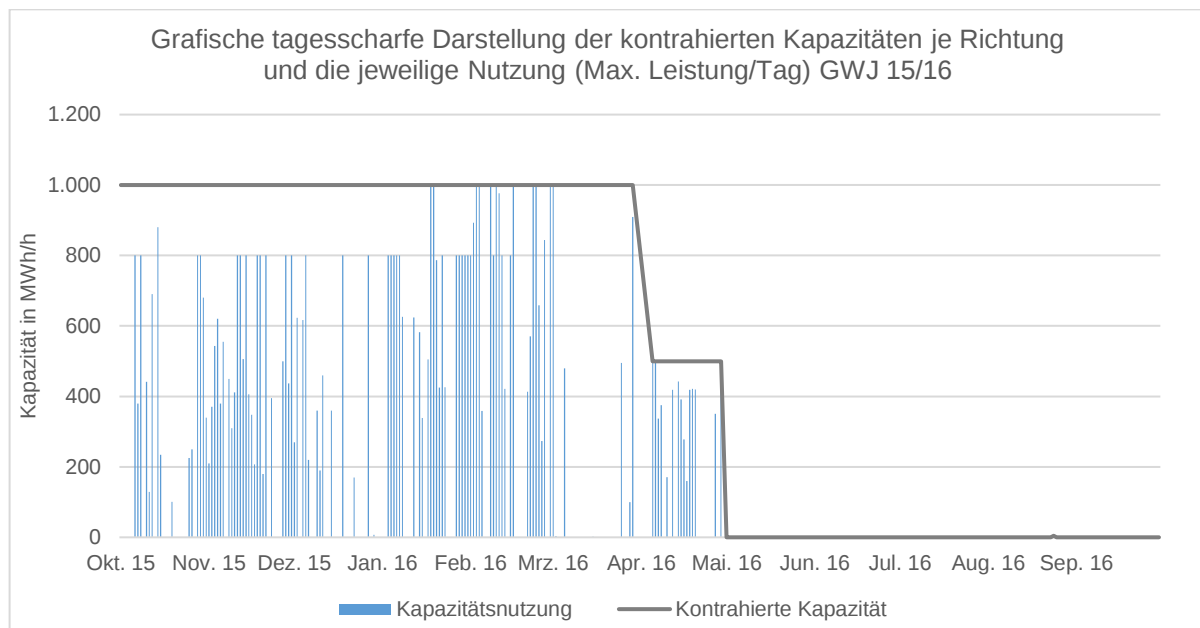


Diagramm 15: Grafische tagesscharfe Darstellung der kontrahierten Kapazitäten je Richtung und die jeweilige Nutzung

Die durchschnittliche Nutzung der gebuchten Kapazitäten basierend auf den Nominierungen zur letzten Stunde des Gastages belief sich auf 72,4%. Die gebuchten Kapazitäten wurden insgesamt an 117 der gebuchten 213 Tage genutzt.

Die Beschaffung im benachbarten Marktgebiet hat sich als ein praktikables und vor allen Dingen effektives Instrument zur Beschäftigung externer Regelernergie erwiesen. Die Nutzung der Preisunterschiede zur Beschaffung im eigenen Marktgebiet unter Beachtung eines Aufschlages für die entsprechend anfallenden Transportkosten, wirkt sich zu Gunsten der Marktteilnehmer aus.

Auf einen Vorschlag zur Weiterentwicklung der Methodik zur Berechnung des Transportkostenauf- bzw. abschlages wird im Weiteren eingegangen. Die folgende tabellarische Übersicht stellt die getätigten Buchungen und auch die angefallenen Netznutzungsentgelte dar. GASPOOL hat ausschließlich zu regulierten Netzentgelten gebucht, es wurden keine Aufschläge gezahlt.

Tabelle 2: Auflistung der Kapazitätskosten pro Monat

Buchungs- zeitraum	Auktionstyp	Buchungspunkt - ID	Kapazitäts- kategorie	Gebuchte Leistung in kWh/h/Laufzeit	Kapazitätsentgelt in €
01.10.2015 - 31.10.2015	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	486.543,00
01.11.2015 - 30.11.2015	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	475.290,00
01.12.2015 - 31.12.2015	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	624.243,00
01.01.2016 - 31.01.2016	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	711.453,75
01.02.2016 - 29.02.2016	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	634.973,75
01.03.2016 - 31.03.2016	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	1.000.000	521.901,00
01.04.2016 - 30.04.2016	Monat	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	500.000	254.756,25
24.08.2016	WD	GASCADE (1632)	fest/gebündelt	1.000	10,82
24.08.2016	WD	GUD-H (H095)	fest/gebündelt	1.000	16,78
24.08.2016	WD	GUD-L (L139)	fest/gebündelt	500	7,70
24.08.2016	WD	GTG (21Z000000000079G)	fest/gebündelt	1.500	11,22

Für das Winterhalbjahr (Oktober 2015 – April 2016) wurden für den GÜP Oude Statenzijl zwischen dem GTS-Netz und dem L-Gas Netzbereich der Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG gebündelte feste Kapazitäten in das GASPOOL Marktgebiet auf Monatsbasis gebucht. Von Oktober bis März jeweils 1.000.000 kWh/h, für den April 500.000 kWh/h. Die Gesamtkosten für Kapazitätsbuchungen beliefen sich auf 3.709.207,27 EUR. Diese wurden auf das Regelenenergieumlagekonto verbucht.

Im August hat GASPOOL zudem kleinere Buchungen zur Vorbereitung auf eine künftige Nutzung von Kurzfristbuchungen im kommenden GWJ getätigt.

3. Aktuelle Methodik zur Berechnung des Transportkostenanteils für Beschäftigungen im benachbarten Marktgebiet

Entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0 sowie dem Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 zur Kooperationsvereinbarung VIII) sind bei der Regelennergiebeschaffung von Produkten über MOL2 durch den MGV angefallene Transportkosten zu berücksichtigen. Bei einer Beschaffung von Börsenprodukten (Regelennergiekauf und -verkauf) in angrenzenden Marktgebieten fließen diese Transportkostenaufschläge in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

Ermittlung und Anwendung des Transportkostenauf-/abschlags

- Für die Regelennergiebedarfsrichtungen SystemBuy (Kauf von Regelennergie) und SystemSell (Verkauf von Regelennergie) werden Transportkostenauf-/abschläge getrennt ermittelt und angewendet.
- Bei SystemBuy wird der Transportkostenaufschlag auf den zugehörigen Börseneinkaufspreis addiert.
- Bei SystemSell wird der Transportkostenabschlag von dem zugehörigen Börsenverkaufspreis subtrahiert.
- Der Transportkostenauf-/abschlag fließt somit in die Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise ein.
- Die ermittelten Transportkostenauf-/abschläge werden für den folgenden Liefermonat ex-ante am 10. Werktag (WT) des Vormonats auf der Internetpräsenz des MGV veröffentlicht.

Der Transportkostenauf-/abschlag wird nach folgender Formel ermittelt:

$$(1) \text{ Transportkostenauf/-abschlag} = \frac{\text{Tagesentgelt der Transportkapazitäten (EUR/MWh/h)}}{\emptyset \text{ Einsatzdauer (h)}}$$

Ermittlung des Tagesentgeltes der Transportkapazitäten

- Es werden die Entgelte für tägliche Kapazitäten (reguliertes Entgelt) gemäß den veröffentlichten Preisblättern der Transportnetzbetreiber für die entsprechenden GÜPs sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite berücksichtigt, über die der MGV den Transport organisiert.
- Bei der Umrechnung von Jahres-/Monatsentgelten auf Tagesentgelte werden die für den jeweiligen Monat gültigen Unterjährigkeitsfaktoren (Faktoren für die Buchung von täglichen Kapazitäten nach BEATE) auf beiden Grenzseiten berücksichtigt.
- Die so ermittelten Entgelte für die täglichen Kapazitäten werden für beide Grenzseiten aufsummiert.

- Erfolgt der Transport über mehrere Grenzübergangspunkte wird je Richtung das arithmetische Mittel über die Tagesentgelte gebildet.

Ermittlung der durchschnittlichen Einsatzdauer

- Für die Berechnung der Einsatzdauer werden nur Tage mit einer Inanspruchnahme gebuchter Transportkapazitäten berücksichtigt:

$$(2) \text{ Einsatzdauer} = \frac{\text{abgerufene Tagesmenge (MWh)}}{\text{max. abgerufene Tagesleistung (MWh/h)}}$$

- Aus den ermittelten täglichen Einsatzdauern wird eine durchschnittliche Einsatzdauer berechnet. Dabei wird die durchschnittliche Einsatzdauer getrennt für die Winter- (1. Oktober bis 31. März) und Sommerperiode (1. April bis 30. September) berechnet.
- Basis der Berechnung sind die Daten der jeweils letzten abgeschlossenen Winter- bzw. Sommerperiode.

Die durchschnittliche Einsatzdauer bleibt während der Anwendungsperiode konstant.

GASPOOL hat vor dem 1. Mai 2016 keine Regelenergieverkäufe am TTF vorgenommen. Daher kann im ersten Schritt nicht auf historische Benutzungsstunden zurückgegriffen werden. In Abstimmung mit der BNetzA wird zu Beginn ein Startwert von 19,2h angenommen. Dies entspricht einer Auslastung der täglichen Kapazitätsbuchung von 80%. Der Wert wird monatlich an die tatsächliche durchschnittliche Auslastung angepasst.

4. Weiterentwicklung der Berechnung des Transportkostenanteils für Beschäftigungen im benachbarten Marktgebiet

Die bisherige Berechnung des Transportkostenanteils beruht auf den durchschnittlichen Benutzungsstunden der gebuchten Kapazitäten der vorangegangenen Winter- bzw. Sommerperiode. Dieser Ansatz beruht auf der durch die MGV bis Frühjahr 2016 gelebten Praxis, Monatskapazitäten zu buchen. Im Zuge der Einführung von Within Day Kapazitäten und der Möglichkeit Day Ahead Kapazitäten zu renominieren, gingen die MGV auf die Buchung von Tageskapazitäten über.

- Um der Nutzung kurzfristiger Kapazitätsbuchungen Rechnung zu tragen, scheint eine Anpassung des derzeitigen Modells zielführend. Durch den Wegfall der Buchung von Monatskapazitäten, ist es nicht mehr erforderlich, den monatlichen Nutzungsgrad der gebuchten Kapazitäten in Ansatz zu bringen. In der täglichen Betrachtung stellen der GASPOOL-VHP und der TTF nahezu substituierbare Handelsplätze dar, weil über beide qualitätsspezifisch H- und L-Gas beschäftigt werden kann. Beide Handelsplätze sind somit grundsätzlich gleichwertig, wenn es um die Deckung eines Regelenergiebedarfs geht. Lässt man Preisunterschiede, Nichterreichbarkeit der Börse oder ähnlichen Szenarien außen vor, ließe sich qualitätsspezifische Regelenergie entweder ausschließlich über den GASPOOL-VHP oder über den TTF beschäftigen.

Die Entscheidung an welchem Handelsplatz in MOL2 Regelenergie beschäftigt werden soll, erfolgt weiterhin unter dem Gesichtspunkt der kostenoptimalen Beschäftigung, d.h. eine Beschäftigung am TTF erfolgt nur, wenn der Preis zuzüglich bzw. abzüglich Transportkostenanteil günstiger im Vergleich zum GASPOOL-VHP wäre.

IV. Kontrahierung und Einsatz von Balancing Services

1. Long Term Options

- Die Long Term Options umfassen die Vorhaltung der Möglichkeit des Kaufs oder Verkaufs von Gasmengen durch den Anbieter für den GASPOOL im Leistungszeitraum in der Produktvariante Rest of the Day (RoD).

In der Produktvariante RoD hält der Anbieter für den GASPOOL für jeden Gastag des Leistungszeitraums die Übernahme oder Bereitstellung von Gasmengen zum Abruf vor als konstante Stundenleistung ab der Abrufstunde vor, d.h. der Stunde, ab der die Übernahme oder Bereitstellung der Gasmengen zu erfolgen hat, bis zum Ende des jeweiligen Gastages,

d. h. maximal 24 Stunden pro Gastag³ und minimal eine Stunde pro Gastag. Der Abruf durch GASPOOL erfolgt mit einem Vorlauf von mindestens drei Stunden vor Beginn der Abrufstunde. Es können weder profilartige Leistungen noch Mengen für Zeiträume abgerufen werden, die vor dem Ende des Gastages enden. Der Anbieter stellt sicher, dass die Übernahme bzw. Bereitstellung der Gasmengen durch den Anbieter ab der Abrufstunde erfolgt.

Der Zeitraum, in dem der Anbieter das Regelenenergieprodukt vorzuhalten hat, kann wochen-, monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise ausgestaltet sein. Darüber hinaus können in Einzelfällen auch Rumpfperioden vereinbart werden. Der jeweilige Zeitraum beginnt mit Beginn des ersten Gastages des Leistungszeitraums und endet am letzten Gastag des Leistungszeitraums.

Die Losgröße für die Angebote entspricht einer Leistung von 10 MWh/h.

Der Anbieter kann in seinem Angebot einen für den gesamten Leistungszeitraum geltenden Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung oder Übernahme von Gasmengen angeben. Der Leistungspreis ist über den Leistungszeitraum konstant. Der Leistungspreis kann nur positiv sein und ist unabhängig von einem etwaigen Abruf durch GASPOOL. Erfolgt keine Angabe eines Leistungspreises, wird der Leistungspreis gleich Null gesetzt.

Der Anbieter muss in seinem Angebot einen Arbeitspreis für die Bereitstellung und/oder Übernahme von Gasmengen in EUR/MWh angeben. In beiden Fällen handelt es sich um einen positiven Preis, der im Falle der Bereitstellung von Gasmengen durch den Anbieter vom MGV an den Anbieter zu zahlen ist bzw. im Falle der Übernahme von Gasmengen durch den Anbieter vom Anbieter an den MGV.

Im Marktgebiet GASPOOL wurden im betrachteten GWJ keine LTO ausgeschrieben und kontrahiert. Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen ist aktuell weiterhin kein Bedarf absehbar.

Auf die Kontrahierung von Optionsprodukten zur Umsetzung des Eckpunktepapiers wird in Kapitel 5 separat eingegangen.

2. Flexibility Produkt

Das Produkt Flexibility ist ein Dienstleistungsprodukt zum kurzfristigen „Parken“ und „Leihen“ von im Marktgebiet GASPOOL überschüssigen/fehlenden Gasmengen. Sowohl GASPOOL

³ An dem Tag der Zeitumstellung von Sommer- auf Winterzeit können es maximal 25 Stunden sein.

als auch der Anbieter können Gasmengen übergeben oder übernehmen. Dabei sind beide Richtungen möglich:

- „an GASPOOL“ bedeutet, dass der MGW zeitweise Gasmengen von dem Anbieter übernimmt und die übernommenen Gasmengen wieder an den Anbieter übergibt („Leihen“); bzw.
- „von GASPOOL“ bedeutet, dass der MGW zeitweise Gasmengen an den Anbieter übergibt und die übergebenen Gasmengen wieder vom Anbieter übernimmt („Parken“).

Das Produkt Flexibility ist ein kombiniertes „Leihen-/Parken-Produkt“. Der Bezug bzw. die Bereitstellung der Dienstleistung erfolgt innerhalb weniger Minuten, spätestens jedoch innerhalb von 90 Minuten ab Anforderung durch den MGW. In begründeten Ausnahmefällen kann der Bezug bzw. die Bereitstellung der Dienstleistung auch außerhalb des o. g. Zeitfensters erfolgen, wenn GASPOOL diesem abweichenden Zeitfenster vorher ausdrücklich zugestimmt hat. Ein Abruf- und Nominierungsprozess findet nicht statt. Die Übergabe bzw. Übernahme der Gasmengen erfolgt kWh-genau an bestimmten physischen Entry- bzw. Exit-Punkten und kann jeweils nur für einen Netzbereich der marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber im Marktgebiet GASPOOL angeboten werden.

Die Rücknahme bzw. Rückgabe der vom Anbieter bereitgestellten bzw. übernommenen Gasmengen erfolgt jeweils am Ort der ursprünglichen Bereitstellung bzw. Übernahme und grundsätzlich im Laufe des Gastages der Bereitstellung bzw. Übernahme.

Der Zeitraum, in dem der Anbieter das Dienstleistungsprodukt vorzuhalten hat, kann monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise ausgestaltet sein. Darüber hinaus können in einem von GASPOOL bestimmten Anlassfall auch Rumpfperioden vereinbart werden. Es können feste als auch unterbrechbare Produkte ausgeschrieben und kontrahiert werden.

Die Losgröße für die Angebote entspricht Gasmengen mit einer Leistung von 10 MWh/h.

Der Anbieter kann in seinem Angebot für den gesamten Leistungszeitraum einen positiven über den Leistungszeitraum konstanten Preis angeben.

Der Anbieter muss in seinem Angebot einen positiven Arbeitspreis angeben, die er auf den jeweiligen Stand des Gaskontos je Stunde erhält.

Im GWJ 15/16 fanden zwei Ausschreibungszeiträume jeweils für die Perioden Oktober 2015 bis März 2016 und April 2016 bis September 2016 statt. Für die Periode Oktober 2015 bis Februar 2016 wurden 1500 MW feste Leistung, für den März 2016 1350 MW feste Leistung kontrahiert. Für die Sommerperiode April 2016 bis September 2016 wurden monatliche jeweils 500 MW feste Leistung kontrahiert. Dies führte in der Winterperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 8.347.195,00 EUR, in der Sommerperiode zu

Leistungspreisentgelten in Höhe von 1.413.861 EUR. Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte kontrahiert, hier fielen keine Leistungspreise an.

Nachfolgend stellen Tabelle 3 und Tabelle 4 Daten zu kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 15/16 dar.

Tabelle 3: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebotene Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
01.10.2015-01.11.2015	1,5	4,482	1,5	4	19	3	1.369.366,00
01.11.2015-01.12.2015	1,5	5,032	1,5	5	20	3	1.369.366,00
01.12.2015-01.01.2016	1,5	5,032	1,5	5	20	3	1.369.366,00
01.01.2016-01.02.2016	1,5	5,082	1,5	5	20	3	1.369.366,00
01.02.2016-01.03.2016	1,5	5,082	1,5	5	20	3	1.369.366,00
01.03.2016-01.04.2016	1,25	4,15	1,25	4	18	2	1.500.365,00
01.04.2016-01.05.2016	0,5	0,8	0,5	3	7	2	383.861,00
01.05.2016-01.06.2016	0,5	0,8	0,5	3	6	1	270.000,00
01.06.2016-01.07.2016	0,5	0,8	0,5	3	6	1	190.000,00
01.07.2016-01.08.2016	0,5	0,8	0,5	3	6	1	190.000,00
01.08.2016-01.09.2016	0,5	0,8	0,5	3	6	1	190.000,00
01.09.2016-01.10.2016	0,5	0,8	0,5	3	6	1	190.000,00

Tabelle 4: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge

Leistungszeitraum	Angebotene Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag
01.10.2015-01.11.2015	3,95	3,95	4	10	2
01.11.2015-01.12.2015	3,95	3,95	4	10	2
01.12.2015-01.01.2016	3,95	3,95	4	10	2
01.01.2016-01.02.2016	3,95	3,95	4	10	2
01.02.2016-01.03.2016	3,95	3,95	4	10	2
01.03.2016-01.04.2016	3,95	3,95	4	10	2
01.04.2016-01.05.2016	4,1	4,1	2	6	2
01.05.2016-01.06.2016	4,1	4,1	2	6	2
01.06.2016-01.07.2016	4,1	4,1	2	6	2
01.07.2016-01.08.2016	4,1	4,1	2	6	2
01.08.2016-01.09.2016	4,1	4,1	2	6	2
01.09.2016-01.10.2016	4,1	4,1	2	6	2

Diagramm 16 zeigt die Summe der Kontostandsverläufe aller kontrahierten Flexibilitätsverträge im H-Gas.

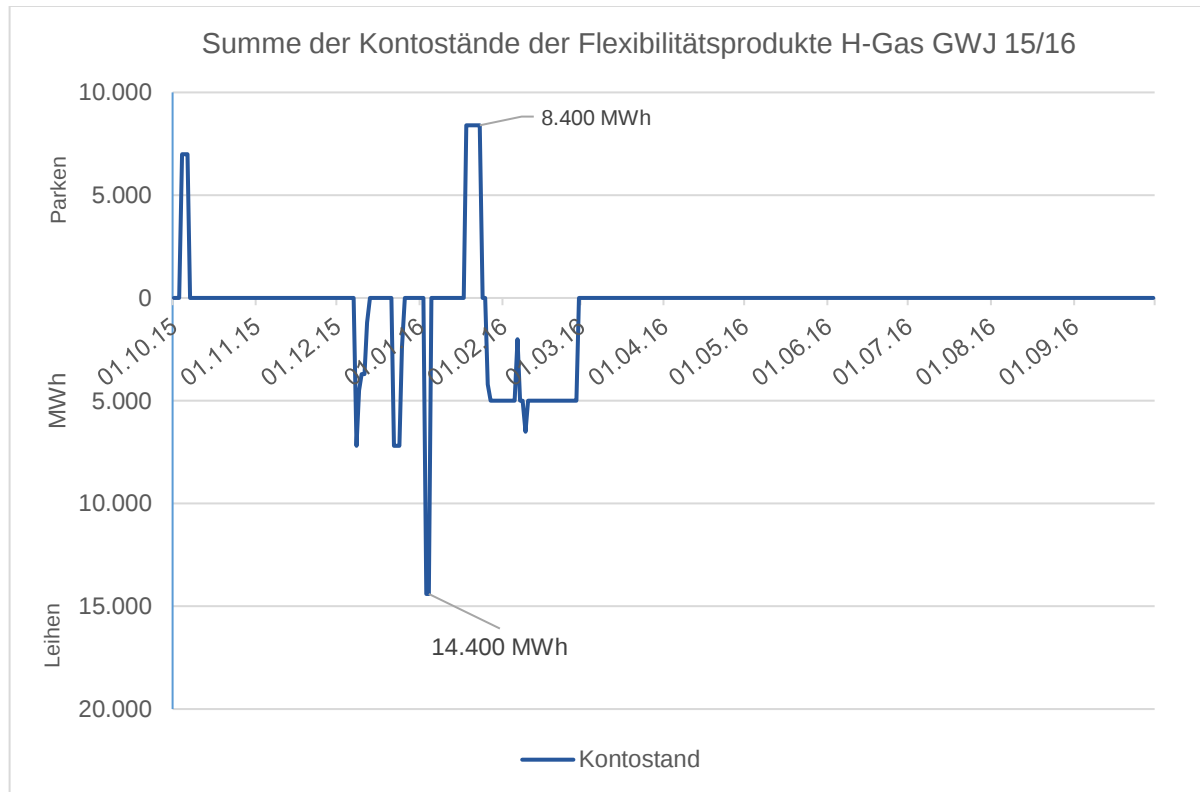


Diagramm 16: Summe der Kontostände der Flexibilitätsprodukte H-Gas GWJ 15/16

Aus dem Diagramm geht hervor, dass die Flexibilitätsverträge im H-Gas nur an Tagen in der Heizperiode genutzt wurden. Sowohl auf Parken- als auch Leihenseite lagen die Nutzungsspitzen zwischen Ende Januar und Februar 2016.

Diagramm 17 zeigt die Summe der Kontostandsverläufe aller kontrahierten Flexibilitätsverträge im L-Gas.

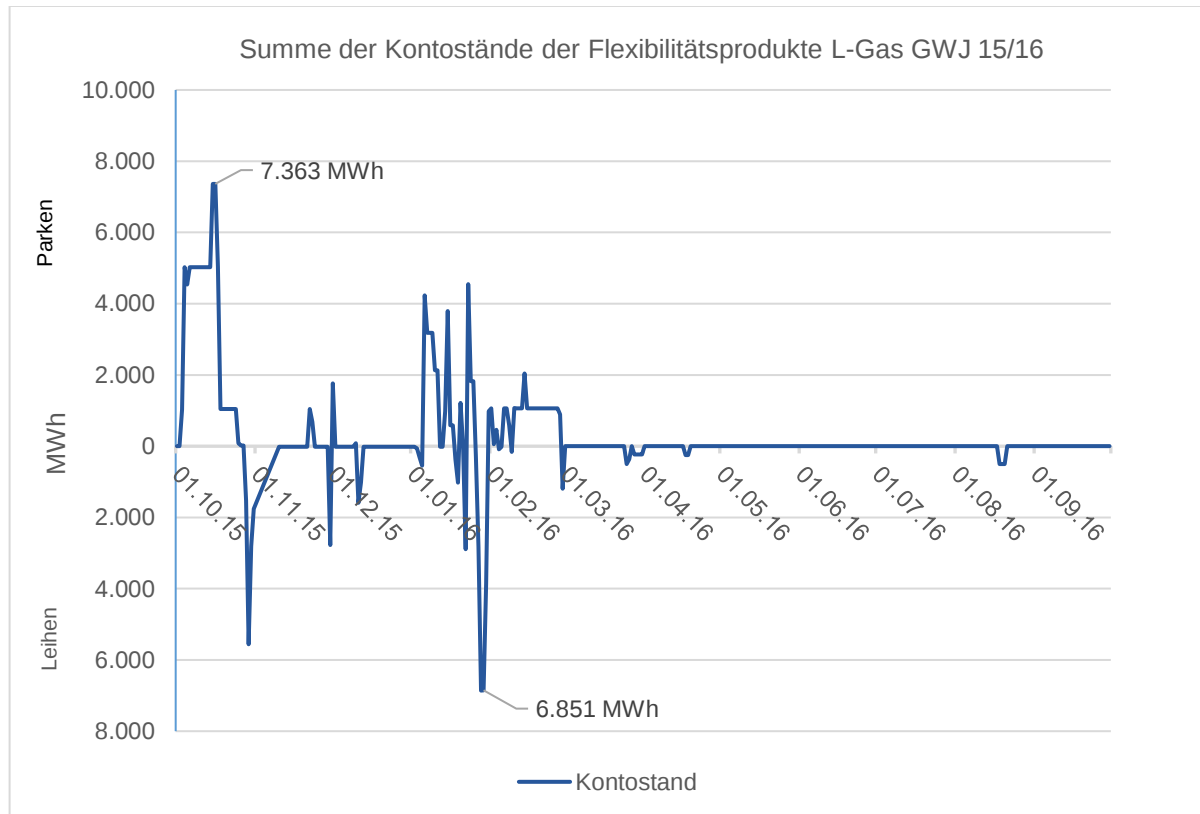


Diagramm 17: Summe der Kontostände der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 15/16

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden insbesondere in den Monaten Oktober bis Januar genutzt. Die Tage mit den höchsten Inanspruchnahmen von Flexibilitätsleistungen lagen für die Parken-Seite im Oktober 2015 und für die Leihen-Seite im Januar 2016.

Gemäß Art. 8 Ziff. 6. Netzkodex Gasbilanzierung ist der MGV zur Prüfung auf eine mögliche Reduzierbarkeit der Kontrahierung von Flexibilitätsdienstleistungen verpflichtet.

Im Marktgebiet GASPOOL kann aus derzeitiger Sicht keine Reduktion der kontrahierten Leistungen vorgenommen werden. Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte tragen durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere in Bezug auf die kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei. Da es an möglichen alternativen Börsenprodukten mangelt, ist eine Reduktion des Bedarfes derzeit nicht absehbar.

4. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Die durch den Einsatz von Regelenergie entstehenden Kosten und Erlöse werden entsprechend ihrer Verursachung auf das SLP- und RLM-Umlagekonto aufgeteilt⁴. Die Aufteilung erfolgt täglich auf Basis eines täglichen Verteilschlüssels. Die im Zeitraum Oktober 2015 bis Juni 2016 aufgeteilten Kosten und Erlöse sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Aufteilung der Regelenergiekosten und –erlöse auf die Umlagekonten (Oktober 2015 – Juni 2016)

	SLP-Umlagekonto in Mio. EUR	RLM- Umlagekonto in Mio. EUR
Kosten	74,1	28,6
Erlöse	24,0	11,4

An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex-post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Der jährliche Verteilschlüssel für die betrachtete Umlageperiode wird anhand des ex-post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten Verteilungsschlüssel gebildet. Eine Mengengewichtung der täglichen Verteilschlüssel erfolgt hierbei nicht.

Im Rahmen der Konsultation zur Festlegung BK7-014-020 („Gabi Gas 2.0“) wurde von einigen Marktteilnehmern für die Berechnung des jährlichen Verteilschlüssels eine mengengewichtete Mittelwertbildung (bezogen auf die Regelenergiemenge) der täglichen Verteilschlüssel gefordert. Diese Forderung wurde nicht in die Festlegung übernommen. Gleichwohl sollen die MGV im Rahmen des Regelenergieberichts mögliche Vor- oder Nachteile einer mengengewichteten Ermittlung zu betrachten.

Dafür soll zunächst auf die Besonderheiten bei der Berechnung der täglichen Verteilschlüssel eingegangen werden. Für den Fall, dass die marktgebietsweiten SLP- und RLM-Salden richtungsgleich mit dem externen Regelenergieeinsatz sind, wird das Verhältnis der beiden Salden zueinander ermittelt und daraus der tägliche Verteilschlüssel bestimmt (Fall A). Wenn nur ein marktgebietsweiter Saldo richtungsgleich mit dem externen Regelenergieeinsatz ist,

⁴ s. Festlegung zur Gabi Gas 2.0 Tenor 7.

wird dieser Ausspreisgruppe 100% der an diesem Tag angefallen Kosten oder Erlöse zugeordnet. Der anderen Gruppe werden 0% zugeordnet (Fall B).

Die Auswirkungen einer mengengewichteten Ermittlung sollen in den folgenden Beispielen veranschaulicht werden. Die Umlageperiode dauert in den Beispielen der Einfachheit halber vier Tage. Zunächst wird der Fall A betrachtet. Die Salden sind also an allen Tagen richtungsgleich zum Regelenergieeinsatz. Tabelle 6 beinhaltet die täglichen Verteilschlüssel und die an dem Tag gehandelte Regelenergiemenge. In Summe wurden 171.000 Einheiten Regelenergie in der Umlageperiode gehandelt.

Tabelle 6: Täglicher Verteilschlüssel bei richtungsgleichen Salden und entsprechende Regelenergiemenge pro Tag

	täglicher Verteilschlüssel SLP	täglicher Verteilschlüssel RLM	Regelenergiemenge
Tag 1	0,4	0,6	1.000
Tag 2	0,1	0,9	50.000
Tag 3	0,9	0,1	20.000
Tag 4	0,3	0,7	100.000

Die daraus resultierenden jährlichen Verteilschlüssel, sind in Diagramm 18 abgetragen. Nach der aktuellen Berechnungsvorschrift würde der SLP-Schlüssel 42,5% betragen und der RLM-Schlüssel 57,5%. Bei einer mengengewichteten Ermittlung würde der RLM-Anteil bei 68,8% liegen, da diese Kundengruppe insbesondere an Tagen mit hohen Regelenergiemengen einen höheren Verursachungsanteil hatte als die SLP-Gruppe.

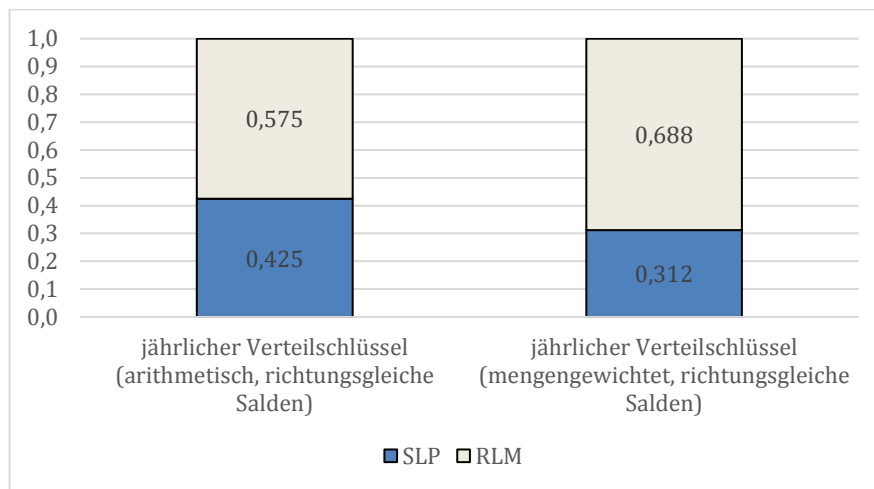


Diagramm 18: Vergleich der Varianten zur Berechnung des jährlichen Verteilschlüssels bei stets richtungsgleichen Salden

Unter der Annahme, dass in einer Umlageperiode ausschließlich der Fall A vorkommt, könnte man bei einer mengengewichteten Berechnung der jährlichen Verteilschlüssel eine höhere Verursachungsgerechtigkeit ableiten, als bei der einfachen arithmetischen Mittelwertbildung. Die Praxis zeigt jedoch, dass Fall B mit signifikanter Häufigkeit auftritt. In dem Zeitraum zwischen Oktober 2015 und Juni 2016 war dies durchschnittlich an 13 Tagen im Monat der Fall.

Eine Mengengewichtung hat bei Fall B auf Grund der Alles-und-Nichts-Zuordnung einen verzerrenden Effekt. Dies soll in folgendem Beispiel gezeigt werden. Wie in Tabelle 7 dargestellt, liegen an Tag 3 und Tag 4 jeweils richtungsungleiche Salden vor. An diesen Tagen werden also der richtungsgleichen Gruppe 100% zugewiesen. Die Regelenergiemengen liegen immer noch bei 171.000 Einheiten.

Tabelle 7: Tägliche Verteilschlüssel bei richtungsungleichen Salden und entsprechende Regelenergiemenge pro Tag

	täglicher Verteilschlüssel SLP	täglicher Verteilschlüssel RLM	Regelenergiemenge
Tag 1	0,4	0,6	1.000
Tag 2	0,1	0,9	50.000
Tag 3	1,0	0,0	20.000
Tag 4	0,0	1,0	100.000

Bei der aktuell angewendeten Methode würde der jährliche Verteilschlüssel der RLM-Gruppe 62,5% und der SLP-Gruppe 37,5% betragen (s. Diagramm 19). Bei einer Mengengewichtung würde der RLM-Anteil auf 85% steigen. Grund hierfür ist, dass Tag 4 im Vergleich zu den anderen Tagen eine sehr hohe Regelenergiemenge aufweist und diese vollständig der RLM-Gruppe zugeordnet wird.

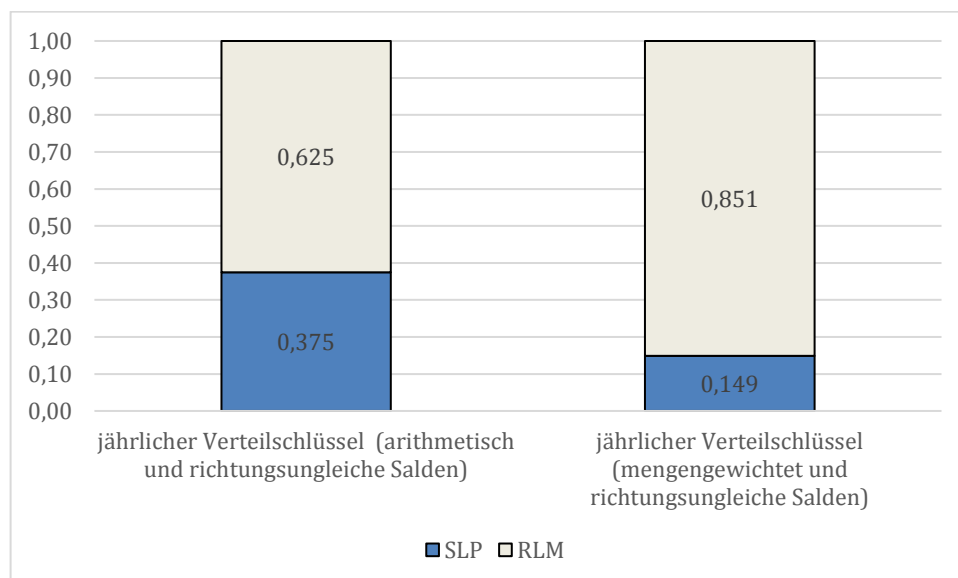


Diagramm 19: Vergleich der jährlichen Verteilschlüssel bei richtungsungleichen Salden

Die 100%-Zuordnung bei richtungsungleichen Salden führt bei einer Mengengewichtung zu Verzerrungen. Durch die Alles-oder-Nichts-Zuordnung wird die Höhe – und somit der Verursachungsgrad – des richtungsgleichen Saldos nicht verhältnismäßig berücksichtigt. Selbst wenn der richtungsgleichen Saldo nur bei einer Kilowattstunde liegt, wird dieser Gruppe 100% der Kosten oder Erlöse zugeordnet.

Der tägliche Regelenergieeinsatz kann im täglichen Vergleich sehr stark schwanken. Bei GASPOOL lag die Spannbreite von Minimum und Maximum im GWJ 15/16 zwischen 12 MWh und 228 GWh am Tag für die Richtung SystemBuy. Eine Mengengewichtung an Tagen mit hohem Regelenergieaufkommen in Kombination mit richtungsungleichen Salden, kann somit zu einem verzerrten jährlichen Verteilschlüssel führen.

- Der arithmetische Mittelwert ist im Fall B robuster gegen diese Verzerrungen. Vor diesem Hintergrund sieht GASPOOL keinen Vorteil durch die Einführung eines mengengewichteten jährlichen Verteilschlüssels und empfehlen, den bisherigen Ansatz zur Berechnung des jährlichen Verteilschlüssels aus den genannten Gründen unverändert zu lassen.

5. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier⁵, welches eine Steigerung des Niveaus der Versorgungssicherheit vorsah. Darin wurden die MGV aufgefordert, kurzfristig Leistungen mittels bestehender Long Term Options Produkte (LTO) zu kontrahieren. Dies wurde durch die Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung des Beschlusses GaBi Gas 2.0⁶ konkretisiert.

Daraufhin hat GASPOOL im Rahmen von Sonderausschreibungen in Summe 15,9 GWh verteilt auf die sieben Wochen des Leistungszeitraumes kontrahiert.

In der nachfolgenden Tabelle 8 sind Kennzahlen zu den Ausschreibungen und deren Ergebnissen dargestellt.

Tabelle 8: Ergebnisse der Sonderausschreibung

Leistungs- zeitraum	Ausgeschrie- bene Leistung in GW	Angebote- ne Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag	Leistungs- preiskosten in EUR
01.02.2016 - 15.02.2016	3,0	7,2	3,0	7	44	7	1.101.323
15.02.2016 - 22.02.2016	2,4	9,2	2,4	7	55	3	364.685
22.02.2016 - 29.02.2016	2,5	7,6	2,5	7	67	3	294.970
29.02.2016 - 07.03.2016	2,5	6,9	2,5	3	55	2	236.858
07.03.2016 - 14.03.2016	2,5	7,7	2,5	7	81	6	178.155
14.03.2016 - 21.03.2016	2,0	6,6	2,0	6	41	3	93.789
21.03.2016 - 28.03.2016	1,0	4,8	1,0	7	26	2	27.305
28.03.2016 - 04.04.2016	0,0	-	-	-	-	-	-

⁵ <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

⁶ http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2014/2014_0001bis0999/2014_001bis099/BK7-14-0020_BKV/BK7-14-020_MitteilungNr1_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Die kontrahierten Produkte wurden nicht abgerufen.

Für die letzte Woche des Zeitraumes, vom 28.03.2016 – 04.04.2016 wurde kein Bedarf ermittelt, daher wurde keine Ausschreibung durchgeführt.

Grundlegend wurden im Rahmen der Ausschreibungen mehr als die benötigten Leistungen angeboten. Die Anzahl der Anbieter war begrenzt und in den verschiedenen Ausschreibungszeiträumen überwiegend gleich. Die Leistungspreise nahmen während des Gesamtzeitraumes stark ab.

6. Überprüfung der Interimsmaßnahme (MOL3) gemäß Art. 46 Netzkodex

Die MGV hatten im Zuge des Festlegungsverfahrens zu Gabi Gas 2.0 einen Antrag auf Genehmigung der physikalischen Bilanzierungsplattform gestellt. Mit dem Beschluss zur Festlegung von Gabi Gas 2.0 hat die BNetzA diese Interimsmaßnahme bis zum 16.04.2019 genehmigt. Über die Bilanzierungsplattform dürfen jedoch nur Regelenergieprodukte beschafft werden, die nicht als Börsenprodukt handelbar sind. Dadurch soll die Regelenergiebeschaffung über die Börse weiter gestützt werden. Allerdings sollte nach einer Einführung von lokalen Produkten an der Börse erst nach einer angemessenen Implementierungsphase die Beschaffung über die Plattform beendet werden.

In Folge der Implementierung des Regelenergie-Zielmodells durch GASPOOL und NCG wurde bereits ab Oktober 2013 ein Großteil der Regelenergie an der Börse gehandelt. Am 17.11.2015 startete die Powernext den Handel von zonalen Produkten im GASPOOL-Marktgebiet. Somit konnten auch Produkte mit lokaler Erfüllungsrestriktion an der Börse gehandelt werden.

Aus Sicht von GASPOOL besteht jedoch trotz dieser positiven Entwicklungen der letzten Jahre weiterhin die Notwendigkeit die physikalische Bilanzierungsplattform nutzen zu können. Zum einen sollte die Liquidität und vor allem die Verfügbarkeit der zonalen Produkte noch weiter beobachtet werden. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass es Fälle gibt, in denen die Möglichkeiten der Börse nicht ausreichend sind, um den notwendigen Regelenergiebedarf zu decken. Dies kann sein, wenn ein lokaler oder ggf. sogar punktscharfer Bedarf vorliegt. Gerade die Deckung eines solchen Bedarfs ist für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität extrem wichtig.

Darüber hinaus stellt die bestehende Plattform eine „fall-back-Lösung“ dar. Dies in den Fällen, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen nicht erreichbar ist. Im GWJ15/16 gab es nach Angaben der Powernext Nichtverfügbarkeiten durch 12 geplante Wartungsmaßnahmen aber auch durch zehn ungeplante Ausfälle.

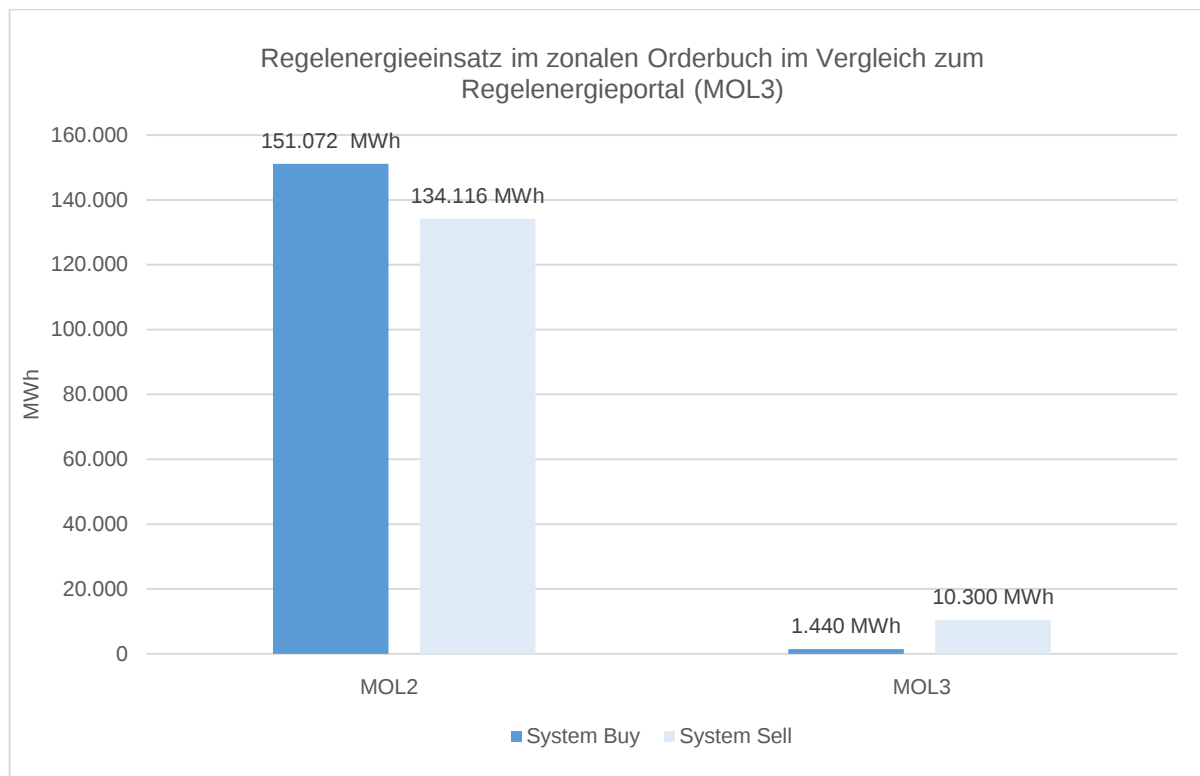


Diagramm 20: Regelenergieeinsatz im zonalen Orderbuch im Vergleich zum Regelenergieportal (MOL3)

Diagramm 20 zeigt, dass der Einsatz der Regelenergieplattform im Vergleich zu Nutzung der zonalen Produkte inzwischen nur noch marginal ist. Darüber hinaus fand der Abruf in MOL3 nur bis Mitte Oktober 2015 statt, als es noch keine zonalen Produkte an der Börse gab. Die Regelenergieplattform steht somit nicht in Konkurrenz zu den zonalen Orderbüchern, sondern stellt weiterhin in erster Linie eine Absicherung für Situationen dar, in denen über die Börse keine oder nicht in ausreichenden Mengen für einen lokale Bedarf gehandelt werden kann.

Auf Basis der oben genannten Sachverhalte sieht GASPOOL weiterhin die Notwendigkeit gegeben, die physikalischen Bilanzierungsplattform im Rahmen der Genehmigung als Interimsmaßnahme weiterhin nutzen zu können.

7. Berücksichtigung der zonalen Produkte bei der Ausgleichsenergieentgeltbildung

Eine Einbindung der Preise zonaler Börsenprodukte in die Berechnung der Ausgleichsenergiepreise und die daraus resultierenden Effekte, lassen sich derzeit von GASPOOL nicht abschließend bewerten. Die Entwicklungen werden jedoch weiter beobachtet.

8. Zusammenfassung

Das Regelenergiemanagement als eine der zentralen Aufgaben des MGV konnte im Marktgebiet GASPOOL während des betrachteten Zeitraumes sicher gewährleistet werden. Sämtliche benötigte Regelenergie konnte effektiv als auch effizient beschäftigt werden. Dabei wurden die regulatorischen Vorgaben aus der GaBi-Gas 2.0 eingehalten. Die Preise für Regelenergie bewegten sich im GWJ 15/16 unterhalb des erwarteten Niveaus. Im H-Gas wurden per Saldo 1.246 GWh an Regelenergie beschafft, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 3.682 GWh und Regelenergieverkäufen in Höhe von 2.436 TWh. Im L-Gas wurden per Saldo 2.046 GWh an Regelenergie beschafft, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 2.815 GWh und Regelenergieverkäufen in Höhe von 750 GWh. Damit lag die saldierte Beschäftigung im H-Gas bei ca. 51% der saldierten L-Gas-Beschäftigung. Der Anteil der über die Börse gehandelten Regelenergie lag mit 99,98% auf einem sehr hohen Niveau und entspricht damit dem Ziel der regulatorischen Vorgaben. Die Beschäftigung von Regelenergie fand verstärkt untertägig statt. Im Marktgebiet GASPOOL wurden keine Optionskontrakte abgeschlossen.

Bezüglich der Berechnung des Transportkostenanteils schlägt GASPOOL eine Anpassung vor, bei der die grundsätzliche Methodik unverändert bleibt, es wird eine historische Benutzungsdauer mit den relevanten Day Ahead Tarifen der genutzten GÜPs bewertet. Die Anpassung betrifft die Ausgangsbasis für die Berechnung der Benutzungsstunden, da GASPOOL inzwischen von der monatlichen zu täglicher Kapazitätsbuchung übergegangen ist. In der täglichen Betrachtung sind der GASPOOL-VHP und der TTF nahezu substituierbar, da über beide Handelsplätze qualitätsspezifisch H- und L-Gas beschäftigt werden kann. Es erscheint daher folgerichtig, alle Geschäfte in MOL Rang 2, jedoch ohne die zonalen Produkte, in die Berechnung der Nutzungsdauer einzubeziehen.

Eine mengengewichtete Ermittlung des jährlichen Verteilschlüssels zeigt aus Sicht von GASPOOL keine Vorteile bei der Kosten-Erlös-Verteilung auf die SLP- und RLM-Umlagekonten. Vielmehr erforderte die Einführung einer mengengewichteten Berechnung Anpassungen im Abrechnungssystem und zöge Kosten nach sich.

GASPOOL sieht weiterhin eine Notwendigkeit die physikalische Bilanzierungsplattform für bestimmte Fälle nutzen zu können. Die Plattform kann zum einen als „fall-back“-Lösung bei einer Nichtverfügbarkeit des Börsensystems dienen. Des Weiteren sollte aus Sicht GASPOOLS die Verfügbarkeit der zonalen Produkte auf der PEGAS-Plattform noch weiter beobachtet werden, bevor der Betrieb der eigenen Plattform eingestellt wird. Betrachtet man die Handelsvolumina der zonalen Produkte auf der PEGAS-Plattform, ist hier keine konkurrierende Stellung der GASPOOL-Plattform zu erkennen. Vielmehr hat sie den Charakter eines Absicherungsinstruments.