

Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 für das Marktgebiet GASPOOL

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Einsatz interner Regelenergie	6
2.1	Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie	6
2.2	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie.....	7
2.3	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen.....	7
2.3.1	MOL Rang 1.....	7
2.3.2	MOL Rang 2.....	8
2.3.3	MOL Rang 3.....	10
2.3.4	MOL Rang 4.....	11
2.3.5	H-Gas	12
2.3.6	L-Gas	13
2.4	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten.....	14
3	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung	20
4	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	24
5	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL Rang 4	26
5.1	Long Term Options	30
5.1.1	Sonderausschreibungen Februar 2017	31
5.2	Durchführung von Long Term Option Testabrufen ab 01. April 2017	31
5.3	Demand Side Management bis 31. Dezember 2017	31
5.4	Lokale Regelenergieprodukte.....	32
5.5	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	34
5.6	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	36
6	Überprüfung der Interimsmaßnahme gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung	38
7	Zusammenfassung.....	40
	Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas	6
Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas	7
Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2016/2017	8
Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2	9
Abbildung 5: Minimale und maximale Preise und Preisspannen für MOL Rang 2	10
Abbildung 6: Mengen und Kosten (nur Arbeitspreis) MOL Rang 4	11
Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2016/2017	12
Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im L-Gas	13
Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis	14
Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF	15
Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2016/2017	16
Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2016/2017	20
Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2016/2017	21
Abbildung 14: Anzahl der Regelenergiehandelsgeschäfte (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang	22
Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten	22
Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2016/2017	23
Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2016/2017	24
Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh	28
Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2016/2017	29
Abbildung 20: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2016/2017	33
Abbildung 21: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ ..	34
Abbildung 22: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2016/2017	36

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle I: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)</i>	<i>27</i>
<i>Tabelle II: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge</i>	<i>28</i>
<i>Tabelle III: Ergebnisse der Sonderausschreibung für den Leistungszeitraum 15.02.2017 bis 15.03.2017</i>	<i>31</i>
<i>Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs und DSM für den Leistungszeitraum 01.12.2016 – 01.04.2017</i>	<i>37</i>
<i>Tabelle V: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	<i>42</i>
<i>Tabelle VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	<i>42</i>
<i>Tabelle VII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro</i>	<i>43</i>
<i>Tabelle VIII: Anzahl der Einsatztage in MOL 4</i>	<i>43</i>
<i>Tabelle IX: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh</i>	<i>43</i>
<i>Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh</i>	<i>44</i>

1 Einleitung

Die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben jährlich gemäß der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas („GaBi Gas 2.0“) einen Regelenergiebericht zu erstellen. Dieser soll die Erfahrungen über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie für das jeweilige Gaswirtschaftsjahr umfassen. Der Bericht stellt die eingesetzten Mengen in den verschiedenen Stufen der Merit-Order-List (MOL) sowie die daraus resultierenden Kosten und Erlöse dar. Regelenergie die für Konvertierungszwecke eingesetzt wurde, ist in allen Daten und Darstellungen als Teilmenge enthalten und wird nicht separat betrachtet.

Darüber hinaus wird die Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen, die Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet an der Title Transfer Facility (TTF) und die Nutzung der physikalischen Bilanzierungsplattform beschrieben. Ferner sind Erfahrungen im Rahmen der Umsetzung des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zusammengefasst. Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um den zweiten Regelenergiebericht GASPOOLS.

2 Einsatz interner Regelenergie

Im folgenden Kapitel des GASPOOL-Regelenergieberichtes wird die Nutzung interner Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Die Nutzung interner Regelenergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelenergieprodukte.

2.1 Grafische Darstellung der eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie

Die nachfolgende Darstellung illustriert den Einsatz positiver und negativer interner Regelenergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Kalendermonaten des Gaswirtschaftsjahres (GWJ) 2016/2017. Zu den hier betrachteten Mengen zählen auch von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zwischen den Qualitäten übertragenen Mengen.

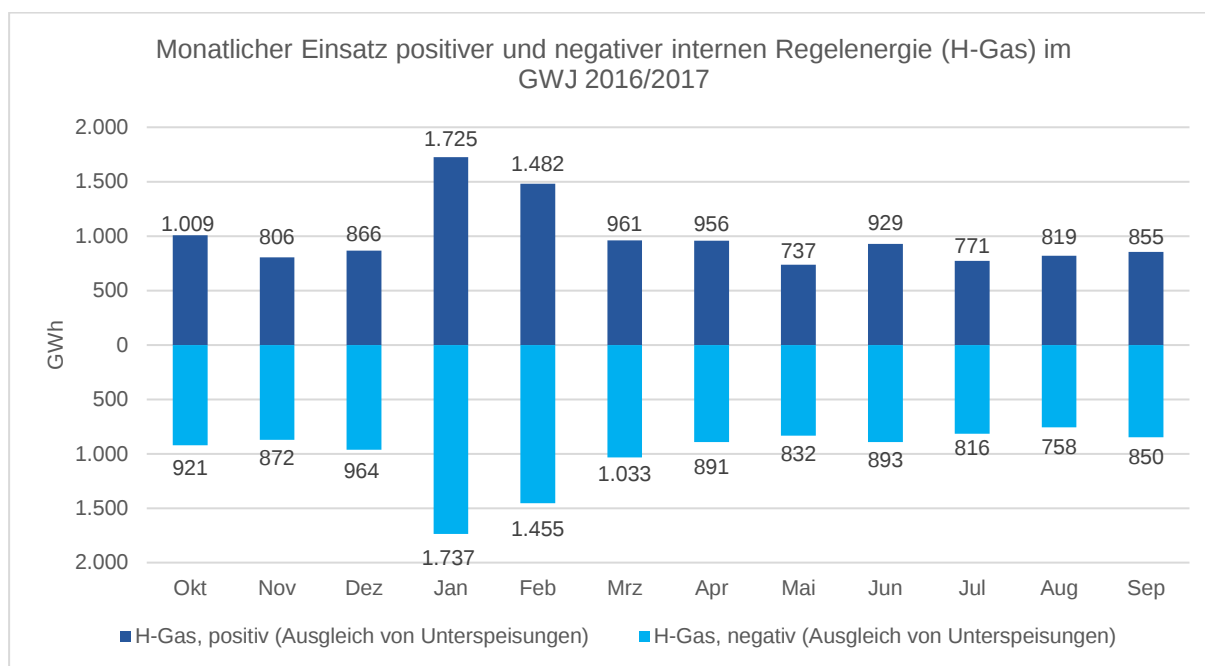


Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas

Aus Abbildung 1 geht hervor, dass es im Januar und Februar zu einem stärkeren Einsatz interner Regelenergie im H-Gas gekommen ist.

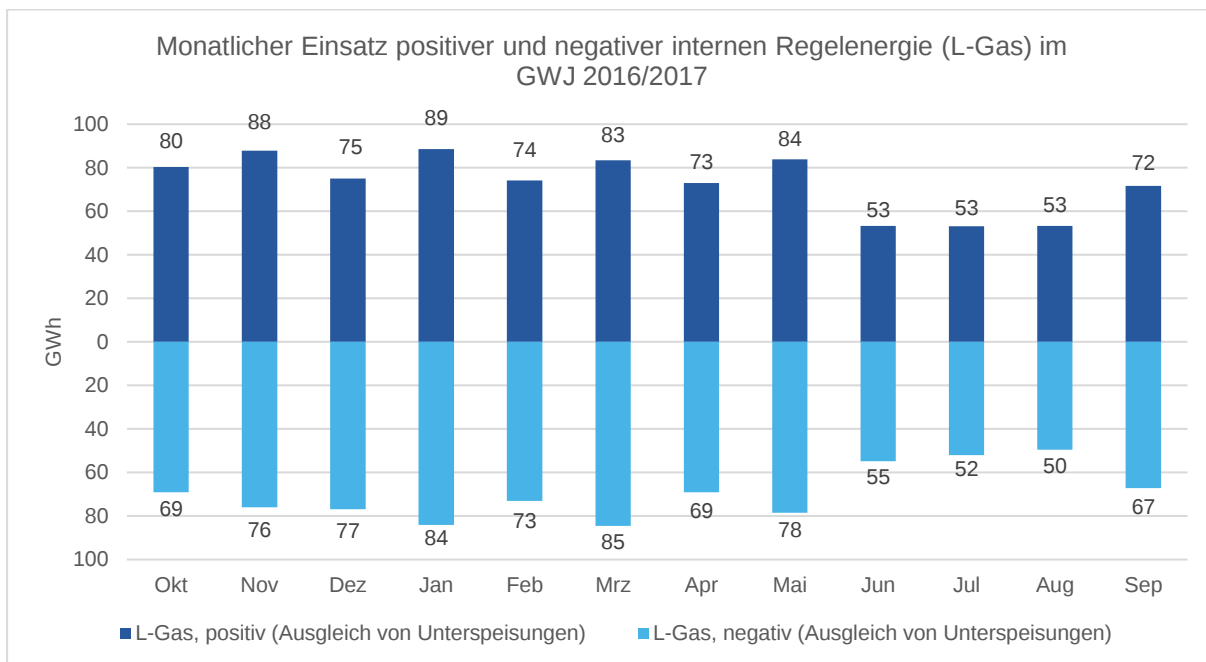


Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas

Aus Abbildung 2 geht hervor, dass die interne Regelenergie im L-Gas nur etwa ein Zehntel der Mengen im H-Gas beträgt. Die insgesamt in beiden Gasqualitäten eingesetzte positive eingesetzte interne Regelenergie lag 18% über Vorjahresniveau, die negative 20% über dem Vorjahreswert.

2.2 Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie

In diesem Kapitel des GASPOOL-Regelenergieberichtes wird die Nutzung externer Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Dabei werden die verschiedenen Möglichkeiten der Beschäftigung (Ein- und Verkauf) externer Regelenergie über die unterschiedlichen Ränge der MOL getrennt betrachtet. Im Anhang I befindet sich hierzu eine detaillierte tabellarische Übersicht zu Kosten, Erlösen und beschäftigten Mengen.

Im gesamten Gaswirtschaftsjahr betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie 135,296 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 105,624 Mio. EUR, +28,1%). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich auf 41,779 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 39,457 Mio. EUR, +5,9%).

2.3 Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen

2.3.1 MOL Rang 1

Nachfolgende Abbildung stellt die über MOL Rang 1 beschäftigten Mengen zusammengefasst pro Monat mit entsprechenden Kosten und Erlösen dar. MOL Rang 1 bedeutet die Nutzung des Globalen Orderbuches der PEGAS.

GASPOOL hat bis zum 10. Oktober 2016 sämtlichen, nicht lokal benötigten, H-Gas-Regelenergiebedarf über das Globale Orderbuch abgewickelt. Da es im globalen Orderbuch keine Lieferrestriktion hinsichtlich der Gasqualität gibt, ist jedoch auch eine Erfüllung mittels L-Gas möglich. Die Erfahrungen aus der Vergangenheit zeigten, dass auf MOL Rang 1 ausschließlich H-Gas beschäftigt wurde. Dies konnte in letzter Zeit so aber nicht mehr beobachtet werden. Da ein Bedarf an Regelenergie jedoch immer qualitätsspezifisch ermittelt und benötigt wird, kann das globale Orderbuch daher in vielen Fällen nicht mehr beschäftigt werden.

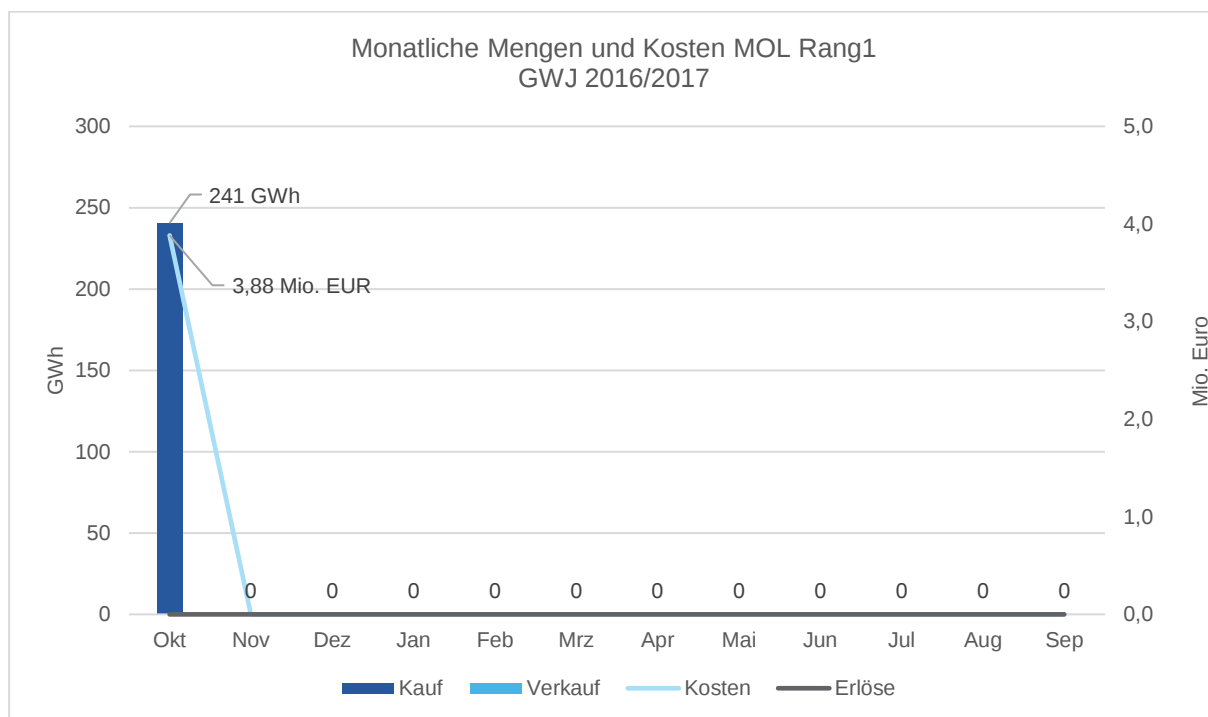


Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2016/2017

Da MOL Rang 1 nur bis Oktober 2016 genutzt wurde, wurden weiterführende Bedarfe qualitätsscharf beschafft. Die letzte Beschaffung in MOL 1 fand am 10.10.2016 statt. Insgesamt wurden 241 GWh für einen Preis von 3,88 Mio. EUR gekauft.

Die bisherige Nutzung der MOL 1 gibt keinen Hinweis auf den zukünftigen Einsatz. GASPOOL prüft regelmäßig die Einsatzmöglichkeit der MOL 1, so dass jederzeit über diesen MOL Rang Produkte beschäftigt werden können.

2.3.2 MOL Rang 2

Auf MOL Rang 2 sind die weiteren standardisierten Produkte der Börse eingereicht, 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 sowie die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelspunkt TTF im benachbarten

Marktgebiet des niederländischen Ferngasnetzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (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.

Das folgende Diagramm stellt die unter MOL Rang 2 getätigten täglichen Regelenergiebeschäftigungen auf Monatsbasis in sowohl Mengen als auch entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar.

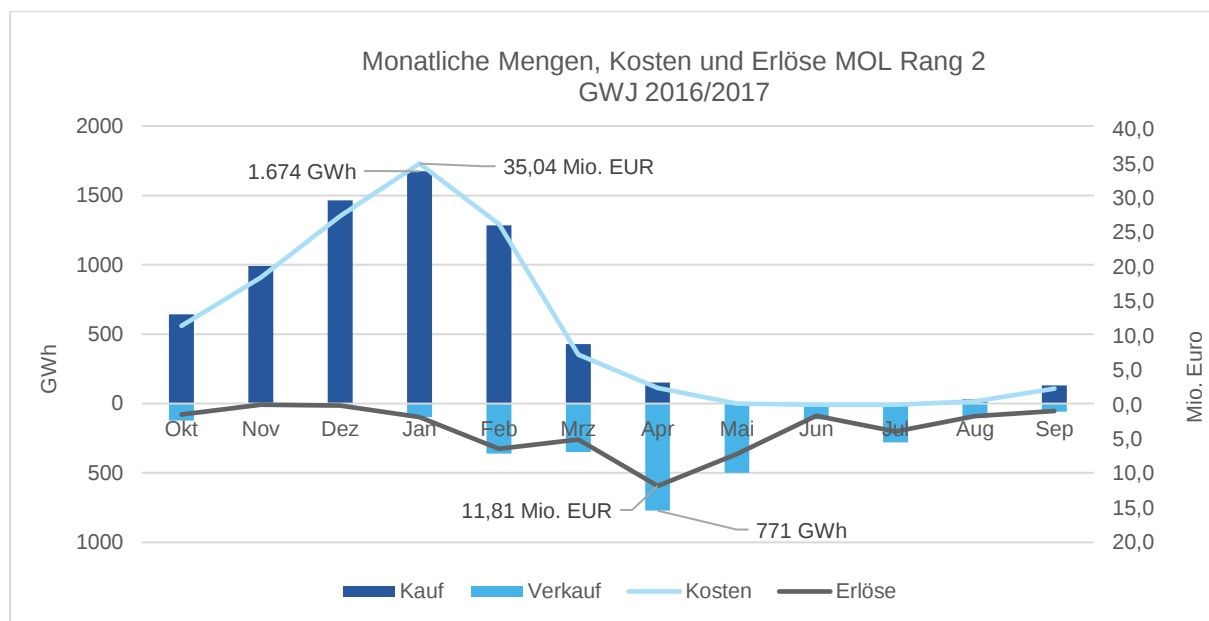


Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2

Aus Abbildung 4 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe in MOL Rang 2 in den Wintermonaten bis zum Beginn des Frühlings des GWJ lag. Die größte Monatsmenge in Höhe von 1.674 GWh wurde im Januar beschafft (vgl. Vorjahr: Februar, 661 GWh, bedeutet +153,3%). Dabei sind Kosten von 35,04 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr: Januar, 10,08 Mio. EUR, bedeutet +247,6%). Auf der Verkaufsseite wurden zwischen Februar und Juli relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf im April mit 771 GWh (vgl. Vorjahr: Mai, 201 GWh, bedeutet +283,6%) mit Erlösen in Höhe von 11,81 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Mai, 2,17 Mio. EUR, bedeutet +444,2%). Die Abweichungen in den Beschaffungs- und Verkaufsmengen sind mit Abschaffung der Nutzung des MOL Rang 1-Orderbuches zu erklären.

Abbildung 5 veranschaulicht für MOL Rang 2 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh sowohl für Regelenergieein- als auch verkäufe je Gastag dargestellt.

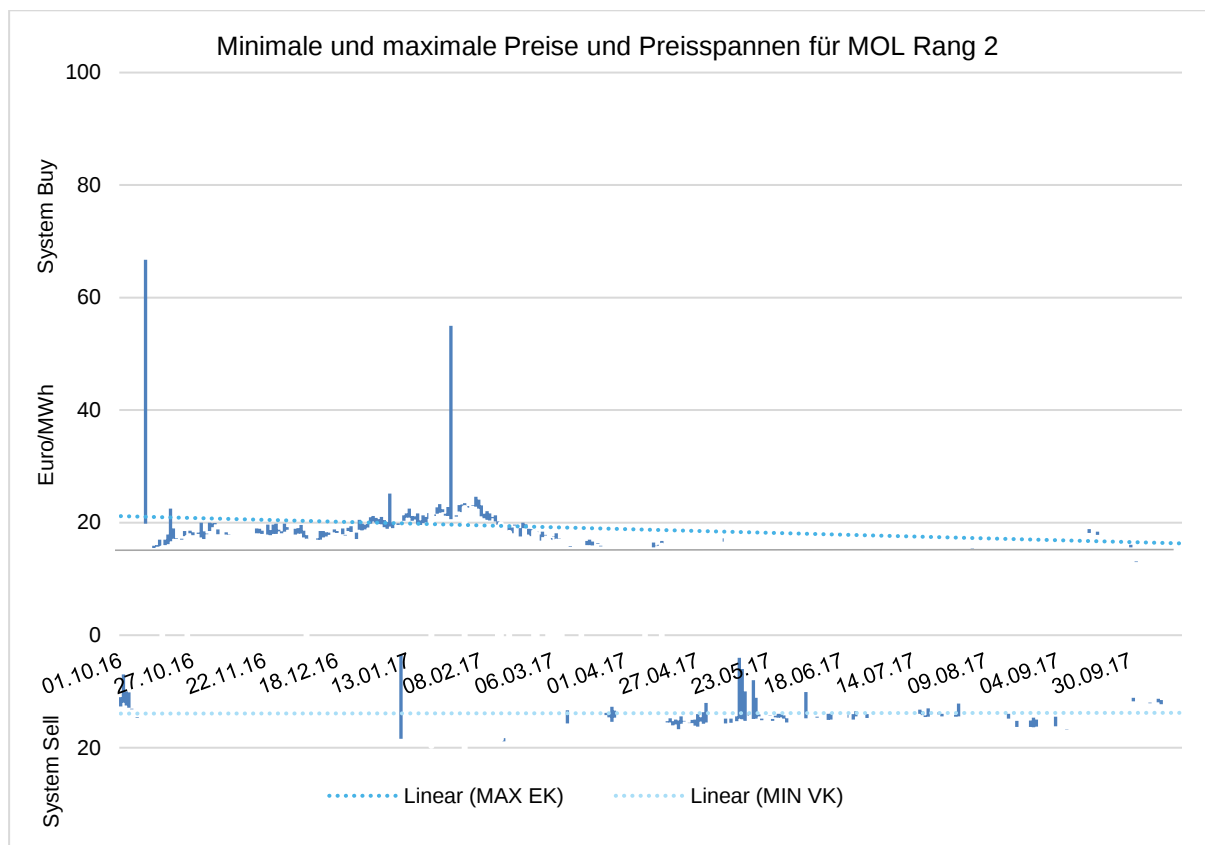


Abbildung 5: Minimale und maximale Preise und Preisspannen für MOL Rang 2

Der höchste Einkaufspreis in MOL Rang 2 wurde am 10.10.2016 mit 66,725 EUR/MWh im lokalen Orderbuch GUDH gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen am 08.04.2017 mit 15,2 EUR/MWh am TTF. Der höchste Verkaufspreis wurde am 02.02.2017 mit 21,0 EUR/MWh im L-Gas-Orderbuch erzielt, der geringste Verkaufspreis wurde am 10.01.2017 mit 3,45 EUR/MWh im lokalen Orderbuch ONTRAS erlöst.

2.3.3 MOL Rang 3

Im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 fand keine Beschäftigung in MOL Rang 3 statt. Die auf diesem MOL-Rang abrufbaren Produkte entsprechen in Ihren Spezifikationen den an der Börse handelbaren Produkten. Somit konnten sämtliche Regelenergiebedarfe über die MOL-Ränge 1 und 2 gedeckt werden. Nur in einigen speziellen Situationen, musste auf MOL Rang 4 zurückgegriffen werden.

2.3.4 MOL Rang 4

In MOL Rang 4 werden Long Term Options (LTO) und das Flexibility-Produkt eingereicht. LTO wurden ausschließlich zur Umsetzung des Eckpunktepapiers kontrahiert. Für die Wintermonate Dezember 2016 bis März 2017 wurde je Monat eine Leistung von 1,3 GW im L-Gas durch LTO kontrahiert. Die Kosten für Leistungspreise beliefen sich auf 2,04 Mio. EUR. Die Leistungspreise für Flexibility lagen insgesamt bei 17,54 Mio. EUR. Im Detail wird die Kontrahierung von LTO in Kapitel 5.1 erläutert, Flexibilitätsdienstleistungen und deren Nutzung werden in Kapitel 0 beschrieben.

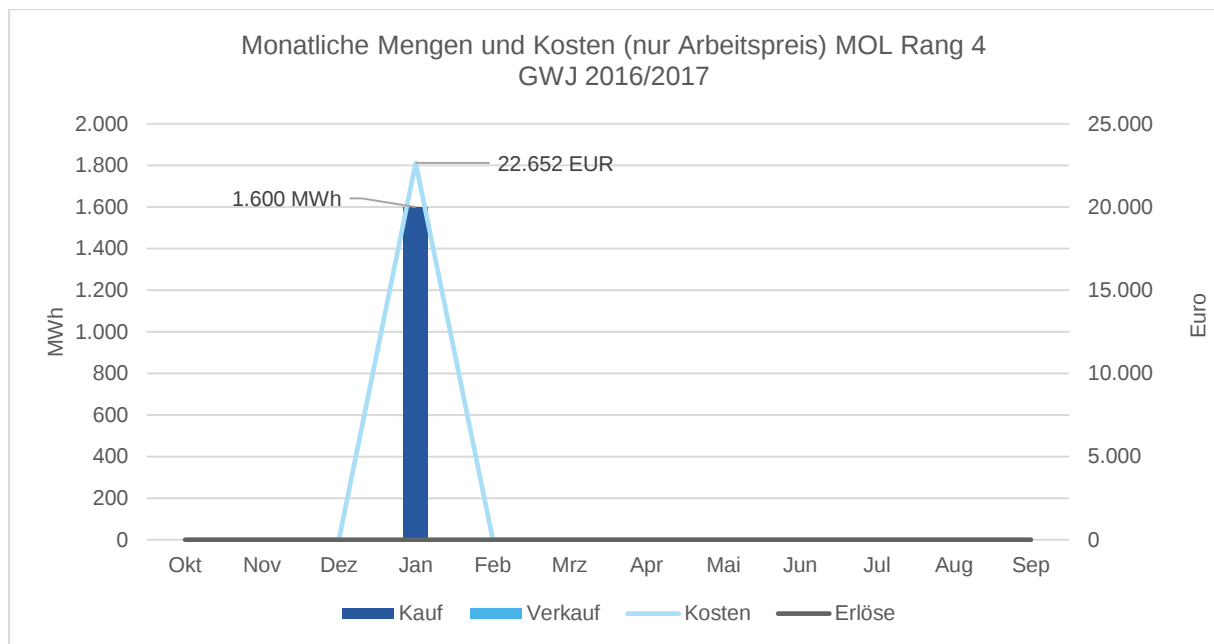


Abbildung 6: Mengen und Kosten (nur Arbeitspreis) MOL Rang 4

Der in Abbildung 6 dargestellte Einsatz in MOL 4 beruht auf einem Testabruf von LTO am 16.01.2017. Insgesamt wurden dabei 1.600 MWh für 22.652 EUR abgerufen.

2.3.5 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.

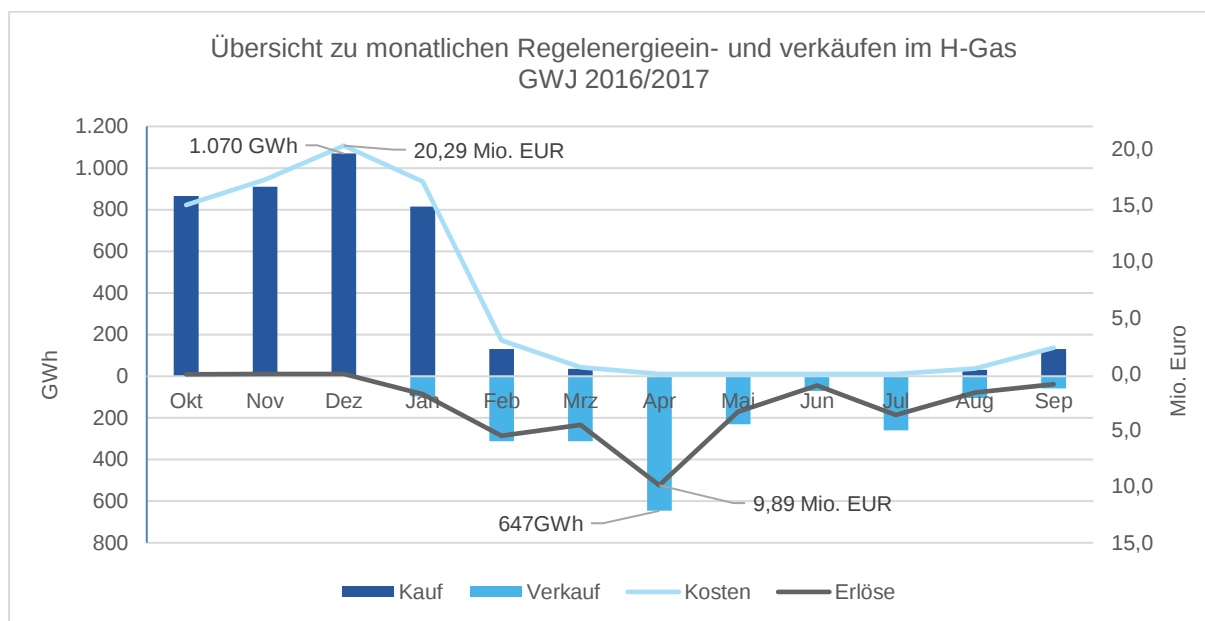


Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2016/2017

Aus Abbildung 7 geht hervor, dass der Schwerpunkt der H-Gas-Regelenergieeinkäufe in den Wintermonaten des GWJ lag, hier wurden im Dezember 2016 die größten Mengen in Höhe von 1.070 GWh (vgl. Vorjahr: November, 1.048 GWh, bedeutet +2,1%) für insgesamt 20,29 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: November, 18,6 Mio. EUR, bedeutet +9,1%). Auf der Verkaufsseite (SystemSell) wurde insbesondere in den Monaten Februar bis Juli überschüssige externe Regelenergie im H-Gas verkauft, hierbei lag der größte Monatsverkauf mit 647 GWh im April (vgl. Vorjahr: Mai, 613 GWh, bedeutet +5,6%), wobei kumulierte Erlöse in Höhe von 9,89 Mio. EUR erzielt wurden (vgl. Vorjahr: Mai, 7,24 Mio. EUR, bedeutet +36,6%).

Insgesamt stehen im H-Gas¹ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 3,988 TWh (vgl. Vorjahr: 3,682 TWh, bedeutet +8,3%) für insgesamt 76,06 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 60,37 Mio. EUR, bedeutet +26,0%), Regelenergieverkäufen in Höhe von 2,095 TWh (vgl. Vorjahr: 2,436 TWh, bedeutet -14%) für 32,304 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 30,577 Mio. EUR, bedeutet +5,7%).

¹ Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr, wurde die Beschäftigung über MOL Rang 1 als H-Gas definiert und hier eingerechnet.

In den Monaten Oktober bis Januar ist ein hoher Einkaufstrend im H-Gas-Gebiet zu erkennen. In den Monaten Februar bis August zeichnet sich eher ein Verkaufstrend ab.

2.3.6 L-Gas

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

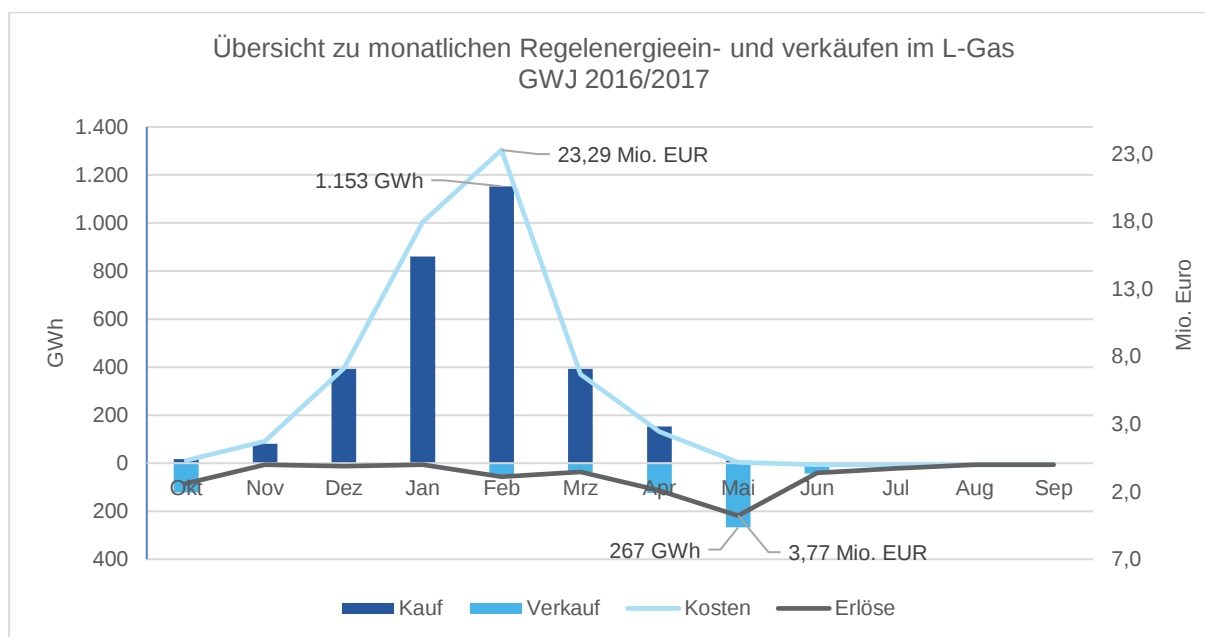


Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im L-Gas

Aus Abbildung 8 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 1.153 GWh (vgl. Vorjahr: Februar, 661 GWh, bedeutet +74,4%) wurde im Februar für 23,29 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Januar, 10,08 Mio. EUR, bedeutet +131,1%) beschafft. Zwischen April und Juni und im Oktober wurden relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf im Mai mit 267 GWh (vgl. Vorjahr: Mai, 191 GWh, bedeutet +39,8%) bei Erlösen in Höhe von 3,77 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Mai, 2,16 Mio. EUR, bedeutet +74,5%).

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 3,060 TWh (vgl. Vorjahr: 2,813 TWh, bedeutet +8,8%) für insgesamt 59,760 Mio (vgl. Vorjahr: 43,975 Mio. EUR, bedeutet +35,9%) Regelenergieverkäufen in Höhe von 0,660 TWh (vgl. Vorjahr: 0,739 TWh, bedeutet -10,7%) für 9,375 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 8,711 Mio. EUR, bedeutet +7,6%) gegenüber.

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

2.4 Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

Die folgenden Darstellungen stellen die am TTF, im benachbarten niederländischen Marktgebiet, beschafften Gasmengen dar.

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

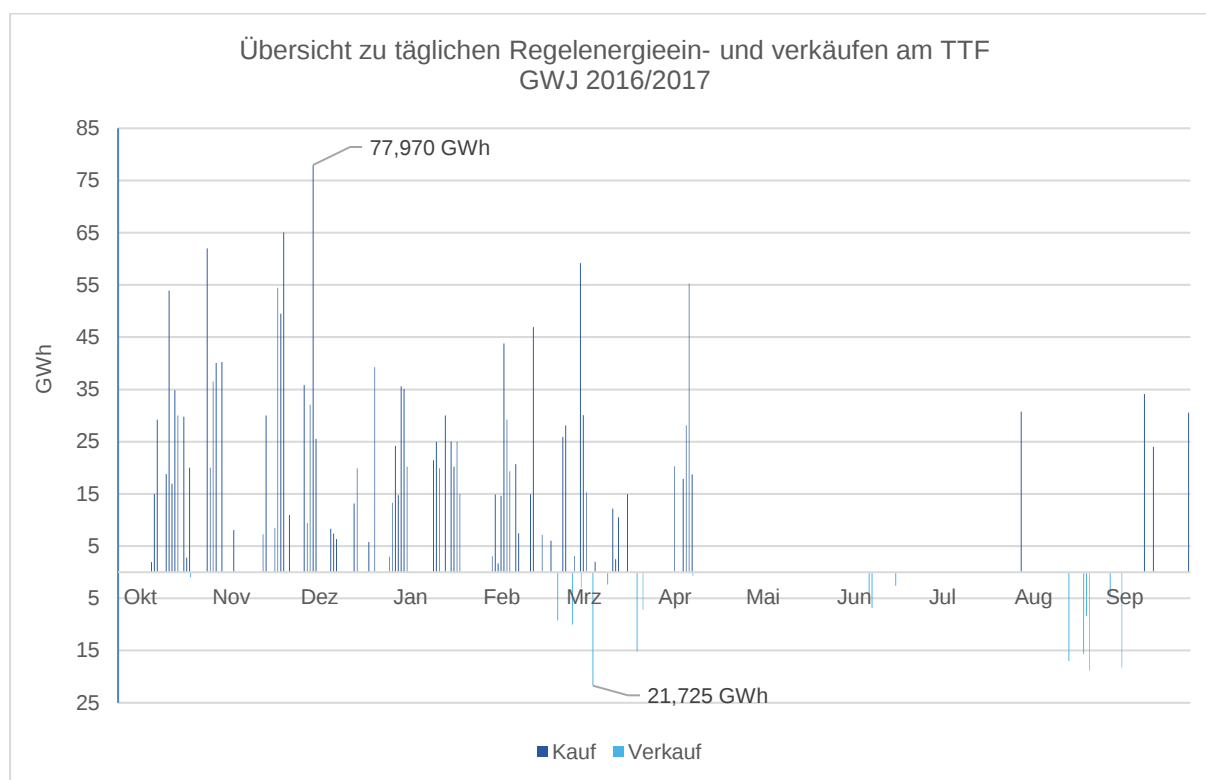


Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis

Die Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde durch GASPOOL an insgesamt 102 Tagen (vgl. Vorjahr: 117 Tagen, -12,8%) in Anspruch genommen.

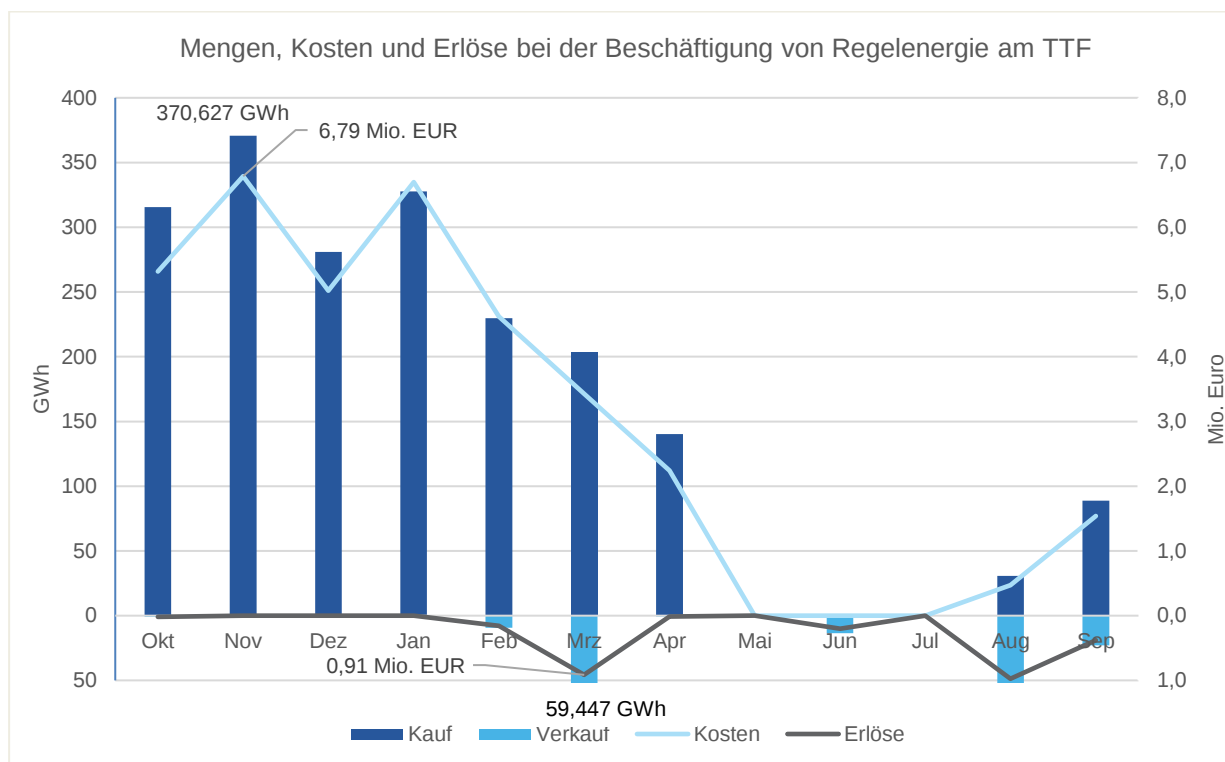


Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF

Grundsätzlich wurde der TTF als Beschaffungspunkt für H- und L-Gas über das gesamte Gaswirtschaftsjahr in Anspruch genommen. In Abbildung 10 ist die monatliche Beschäftigung sowie die Kosten und Erlöse abgetragen. Demnach wurden 1,988 TWh für 36,12 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 1,365 TWh / 20,084 Mio. EUR, bedeutet: +45,6% / +79,8). Dem steht ein Verkauf von 0,167 TWh mit Erlösen in Höhe von 2,659 Mio. EUR gegenüber (im Vorjahr wurden keine Verkäufe getätigt).

Die TTF-Mengen werden qualitätslos erworben aber an Hand der gebuchten Transportkapazität einer Qualität zugeordnet. Somit ergeben sich Kosten im H-Gas in Höhe von 15,204 Mio. EUR bei einer beschafften Menge von 0,865 TWh, denen Kosten im L-Gas in Höhe von 20,916 Mio. EUR bei einer beschafften Menge von 1,123 TWh gegenüberstehen. Auf Erlösseite stehen im H-Gas Erlöse in Höhe von 2,559 Mio. EUR bei einer Verkaufsmenge von 0,161 TWh Erlösen im L-Gas in Höhe von 0,100 Mio. EUR bei einer Verkaufsmenge von 0,006 TWh gegenüber.

In nachfolgender Grafik sind die Kapazitätsbuchungen und die damit verbundenen Kosten dargestellt. Demnach ist der Hauptbuchungszeitraum in den Wintermonaten zu finden. Die größte Entry-Kapazitätsmenge in Höhe von 389 GWh wurde im November gebucht und die größte Exit-Kapazitätsmenge in Höhe von 75 GWh im März. Die höchsten Kosten, mit 430.924,16 EUR für Entry Buchungen, fielen im Januar an. Für Exit Buchungen fielen die höchsten Kosten, mit 109.226,38 EUR, im März an. Das gebuchte Gesamtvolumen belief sich auf 2,089 TWh in Entry-Richtung und 0,197 TWh in Exit-Richtung.

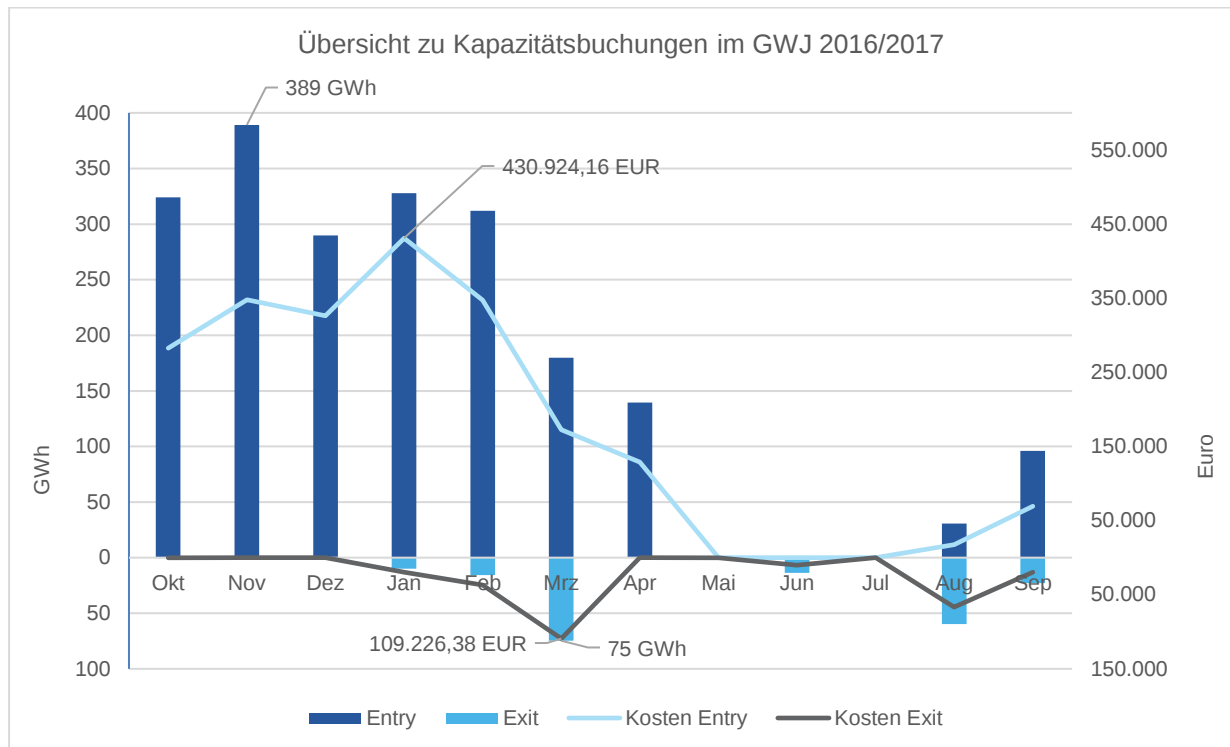


Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2016/2017

Die Buchungsvolumina in Höhe von 2,089 TWh in Entry-Richtung wurden in Höhe von 1,988 TWh beschäftigt. Dies entspricht einer Auslastung der gebuchten Kapazitäten in Höhe von ca. 95,2% (vgl. Vorjahr: 72,4%, bedeutet: +31,5%). In Exit-Richtung stehen Beschäftigungen in Höhe von 0,167 TWh Kapazitätsbuchungen in Höhe von 0,197 TWh gegenüber (im Vorjahr wurden keine Exit-Kapazitäten gebucht). Dies entspricht einer Auslastung von ca. 84,8%.

Entsprechend Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung werden von GASPOOL die einschlägigen Geschäftsbedingungen bezüglich des Handels von Regelenergieprodukten im benachbarten Marktgebiet jährlich geprüft. Die Prüfung der allgemeinen Geschäftsbedingungen für den Handel am TTF sowie der einschlägigen Transportverträge für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen ergab keine rechtlichen Einwände, die gegen deren Ordnungsmäßigkeit sprechen. Weiterhin wird eine Beschaffung in angrenzenden Marktgebieten von GASPOOL als erforderlich und sinnvoll eingestuft. Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass den Voraussetzungen des Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung beim Handel in benachbarten Marktgebieten entsprochen wird.

Berechnung des Transportkostenanteils bis 30. September 2017

Entsprechend der Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Bilanzierung Gas (Az. BK7-14-020 „GaBi Gas 2.0“) sowie dem Bilanzkreisvertrag (Anlage 4 zur Kooperationsvereinbarung VIII) sind bei der Regelenergiebeschaffung von Produkten im Merit Order Listen Rang 2 durch den Marktgebietsverantwortlichen angefallene Transportkosten zu berücksichtigen. Bei einer Beschaffung von Börsenprodukten (Regelenergiekauf und -verkauf) in angrenzenden Marktgebieten fließen diese Transportkostenaufschläge in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

- Für die Regelenergiebedarfsrichtungen SystemBUY (Kauf von Regelenergie) und SystemSELL (Verkauf von Regelenergie) werden für einen monatlichen Anwendungsbereich Transportkostenaufschläge getrennt ermittelt.
- Bei SystemBUY kommt dabei ein Transportkosten-Aufschlag und für SystemSELL ein Transportkosten-Abschlag auf den zu diesem Geschäft zugehörigen Börsenpreis zur Anwendung.
- Die ermittelten Transportkostenaufschläge werden für die folgenden Liefermonate ex-ante am 10. WT des Vormonats auf der Website des MGV veröffentlicht.

Die Transportkostenaufschläge werden nach folgender Formel ermittelt:

$$(1) \text{ Transportkostenaufschlag} = \frac{\text{Tagesentgelt der Transportkapazitäten (EUR/MWh/h)}}{\text{Ø Einsatzdauer (h)}}$$

- Ermittlung des Tagesentgeltes der Transportkapazitäten:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für Day ahead Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der Grenzübergangspunkte sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite berücksichtigt, über die der Marktgebietsverantwortliche den Transport organisiert.
 - Erfolgt der Transport über mehrere Grenzübergangspunkte, wird je Grenzseite das arithmetische Mittel über die Tagesentgelte gebildet.
 - Die so ermittelten Entgelte für die täglichen Kapazitäten werden für beide Grenzseiten aufsummiert.
- 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.

Entwicklung der Berechnung des Transportkostenanteils ab 01. Oktober 2017

Bei der Beschäftigung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten wird durch den sog. Transportkostenanteil der Tatsache Rechnung getragen, dass hierbei Kosten für den Transport entstehen. Bei der Ermittlung der Ausgleichsenergiepreise bei einem Einkauf am TTF wird dieser Anteil auf den Bezugspreis aufgeschlagen und bei einem Verkauf abgezogen. Bei der bisherigen Berechnung basierte der Transportkostenanteil auf einer konstanten Benutzungsstundendauer. Aufgrund der Tatsache, dass die Kapazitätsbuchung inzwischen mehrheitlich within day erfolgt, wurde der Berechnungsansatz zum 01.10.2017 bei GASPOOL und NetConnect Germany nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) wie folgt angepasst.

- Für die Regelenergiebedarfsrichtungen SystemBUY (Kauf von Regelenergie) und SystemSELL (Verkauf von Regelenergie) werden Transportkostenanteile in Abhängigkeit der tatsächlichen Einsatzdauer getrennt ermittelt.
- Bei SystemBUY kommt dabei ein Transportkostenaufschlag und für SystemSELL ein Transportkostenabschlag auf den zu diesem Geschäft gehörigen Börsenpreis zur Anwendung.
- Die ermittelten Transportkostenanteile werden für die jeweiligen Liefermonate und Einsatzdauer auf der Website der Marktgebietsverantwortlichen veröffentlicht.

$$\text{Transportkostenanteil (EUR/MWh)} = \frac{\text{Transportentgelte (EUR/MWh/h)}}{\text{Einsatzdauer (h)}}$$

- Ermittlung des Transportentgeltes für Transportkapazitäten:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für day ahead-Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der Grenzübergangspunkte sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite berücksichtigt, über die der Marktgebietsverantwortliche den Transport organisieren kann.
 - Da der Transport über mehrere Grenzübergangspunkte in unterschiedlichen Gasqualitäten erfolgen kann, wird je Grenzseite das arithmetische Mittel über Tagesentgelte der relevanten H- und L-Gas Grenzübergangspunkte gebildet.
 - Im Marktgebiet GASPOOL werden die durchschnittlichen day ahead Tarife in voller Höhe berücksichtigt. Auf Seiten der GTS werden als Basis die Day ahead

Tarife zeitanteilig herangezogen, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer.

- Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{Transportentgelt} = \left(\emptyset \text{ Day ahead Tarif} + \left(\frac{\emptyset \text{ Day ahead Tarif GTS}}{24h} \right) * \text{Einsatzdauer} \right)$$

- Einsatzdauer: der tatsächliche Lieferzeitraum für eine abgerufene Menge.

Im Ergebnis ist der Transportkostenanteil somit abhängig von der Höhe der Einsatzstunden der gebuchten Kapazität. Je kürzer die Benutzungsdauer, desto höher wird der Anteil.

Weiterhin wird bei der Entscheidung, ob Regelenergie am TTF beschäftigt wird, der resultierende Transportkostenanteil berücksichtigt. Nur wenn der Bezugspreis plus Transportkostenanteil kleiner ist als der Preis am deutschen Handelspunkt (vice versa bei Regelenergieverkauf), erfolgt eine Beschäftigung am TTF.

3 Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung

Im Folgenden werden zusammenfassend die Anzahl, Häufigkeit und Kosten der Regelenergiegeschäfte im letzten GWJ dargestellt. In Abbildung 12 ist zunächst die Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Monat und MOL-Rang abgetragen. Die Gesamtzahl der Aktivitäten lag im Januar 2017 bei insgesamt 50, während im August und September lediglich fünf Mal durch GASPOOL eingegriffen werden musste.

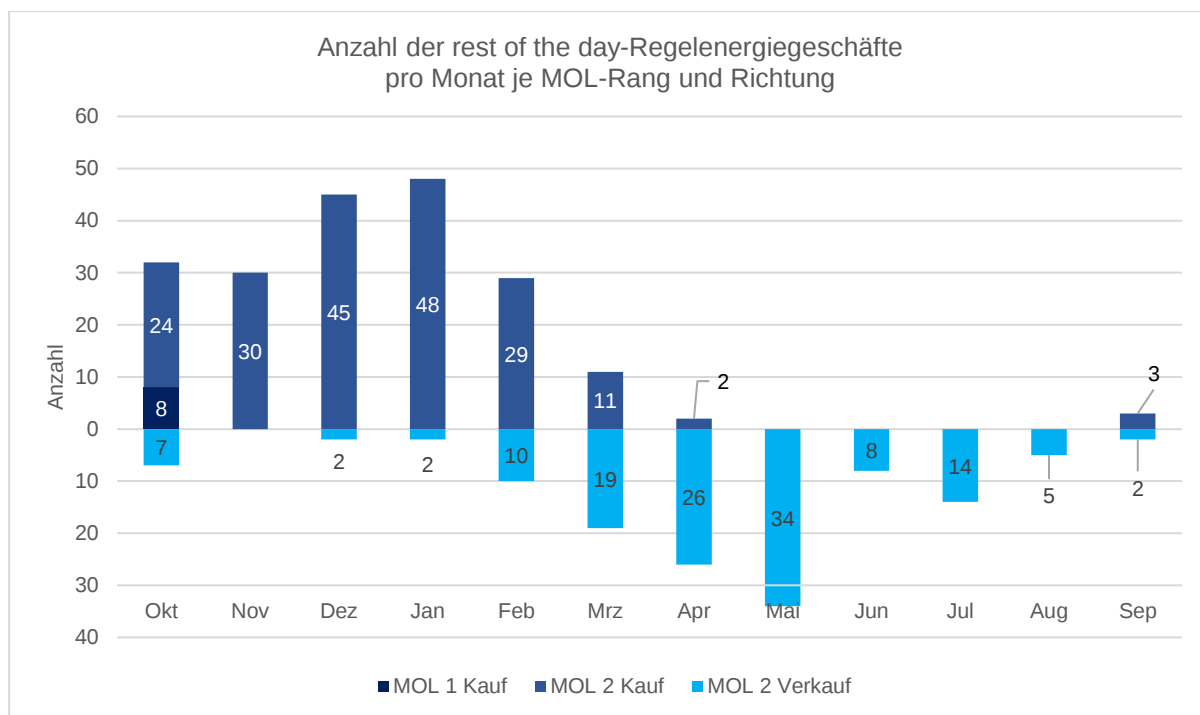


Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2016/2017

Die Zahl der day ahead - Regelenergiegeschäfte ist in Abbildung 13 dargestellt. Insgesamt wurde GASPOOL im GWJ 2016/2017 auf day ahead-Basis 120 Mal aktiv.

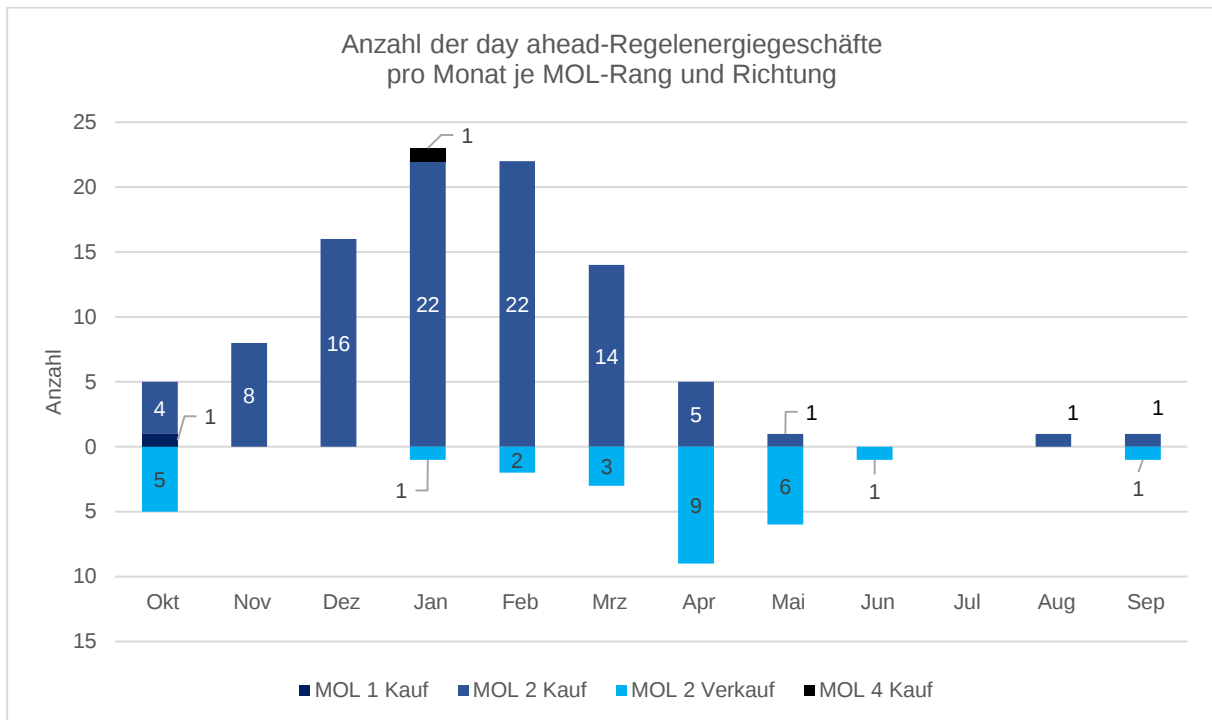


Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2016/2017

In Abbildung 14 wird die Anzahl der Regelenergiemaßnahmen pro Gastag aufgezeigt. An 220 Tagen (vgl. Vorjahr: 241 Tage, bedeutet -8,7%) wurden physische Bilanzierungsmaßnahmen von GASPOOL durchgeführt. Somit waren an 145 Tagen (vgl. Vorjahr: 125 Tage, bedeutet +16,0%) keine Regelenergiemaßnahmen notwendig. Insgesamt wurden im GWJ 2016/2017 448 Maßnahmen (vgl. Vorjahr: 532 Maßnahmen, bedeutet -15,8%) ausgeführt, damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 1,23 Maßnahmen (vgl. Vorjahr: 1,45 Maßnahmen, bedeutet -5,2%). Die höchste Anzahl mit sieben Maßnahmen war am 27. Dezember 2016 notwendig. Es ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten tendenziell weniger Maßnahmen notwendig waren. In diesen Monaten fielen auch die geringsten Regelenergiemengen an.

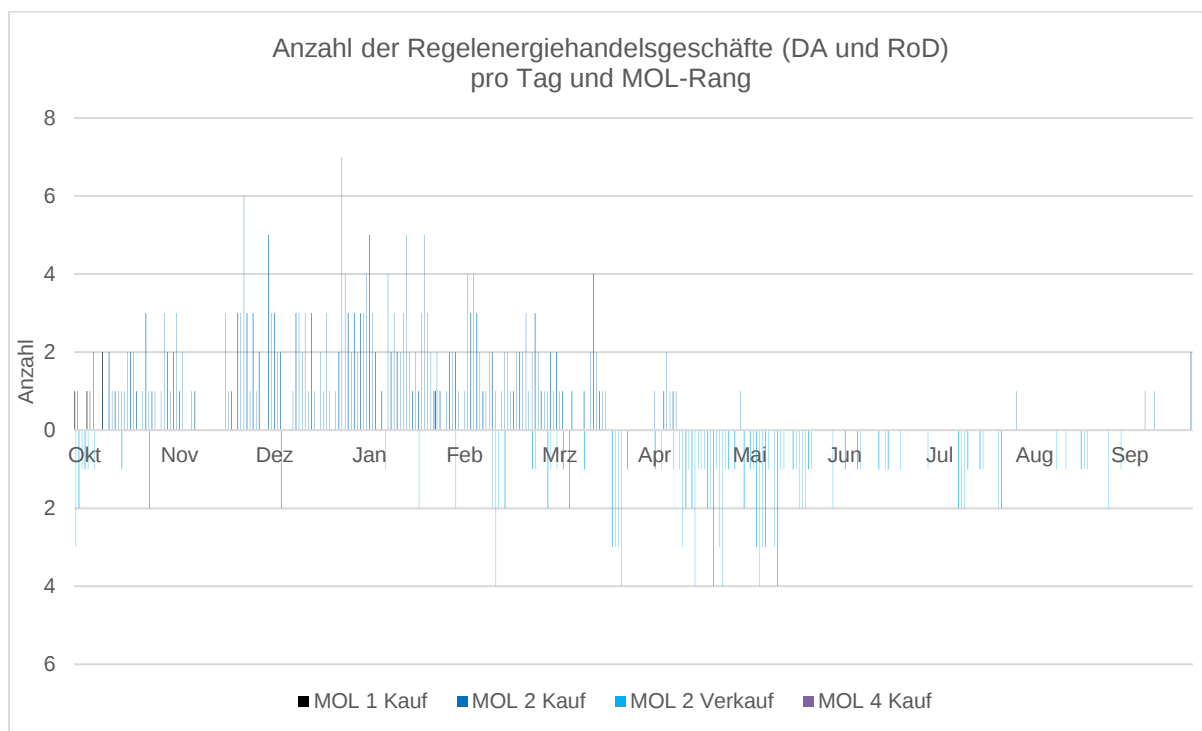


Abbildung 14: Anzahl der Regelenergiehandelsgeschäfte (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang

Abbildung 15: **Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten** zeigt die Verteilung der Bilanzierungsmaßnahmen auf die Ausführungsuhrzeit.

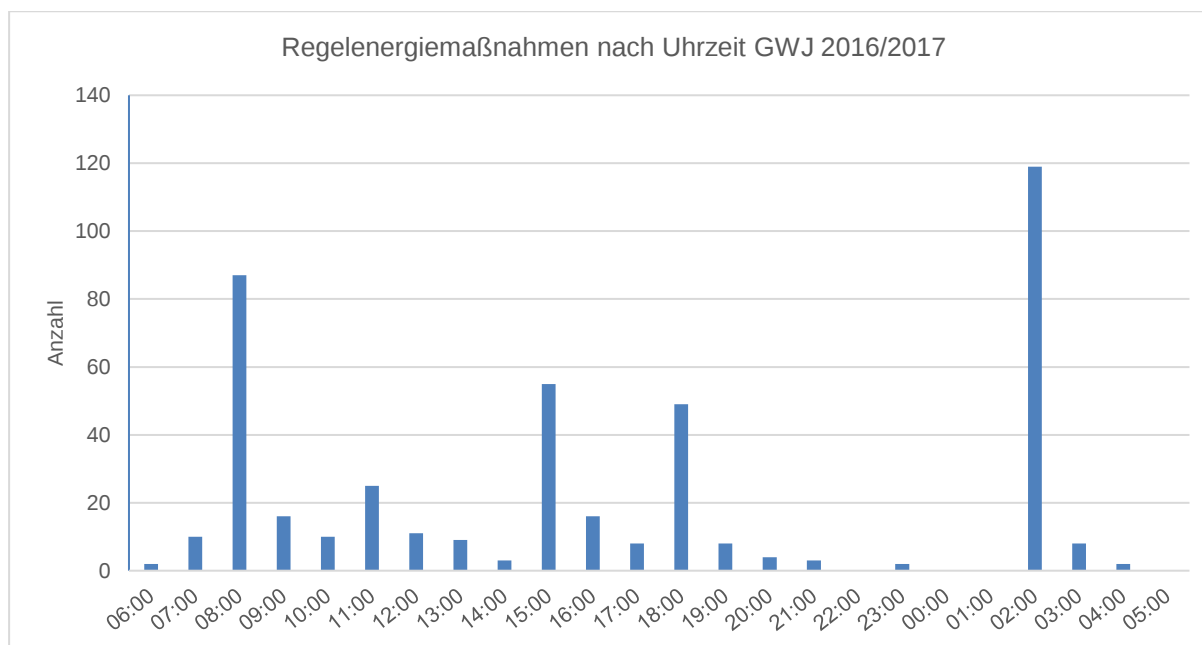


Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten

Die meisten Bilanzierungsmaßnahmen pro Stunde wurden nachts zwischen 02:00 Uhr und 03:00 Uhr durchgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 119 Maßnahmen durchgeführt (vgl. Vorjahr: 142 Maßnahmen, bedeutet: -16,2%). 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 120 (vgl. Vorjahr: 197 Maßnahmen, bedeutet -39,1%) gesunken. Er liegt somit bei ca. 26,8% (vgl. Vorjahr: 37%, bedeutet -27,6%). Der Schwerpunkt der untertägigen Maßnahmen liegt mit 87 Maßnahmen in der Stunde zwischen 08:00 Uhr und 09:00 Uhr (vgl. Vorjahr: 102 Maßnahmen, bedeutet -14,7%). Daneben wurden zwischen 18:00 Uhr und 19:00 Uhr 49 Maßnahmen durchgeführt. (vgl. Vorjahr: 55 Maßnahmen, bedeutet -10,9%).

Die resultierenden Kosten und Erlöse aus GASPOOLS Regelenergiebeschäftigung folgen dieser durch die saisonalen Effekte geprägten Häufigkeitsverteilung und sind in Abbildung 16 dargestellt. Somit fielen im Januar 2017 mit 35 Mio. EUR die höchsten Kosten an, während im April mit 11,8 Mio. EUR die höchsten Erlöse realisiert wurden.

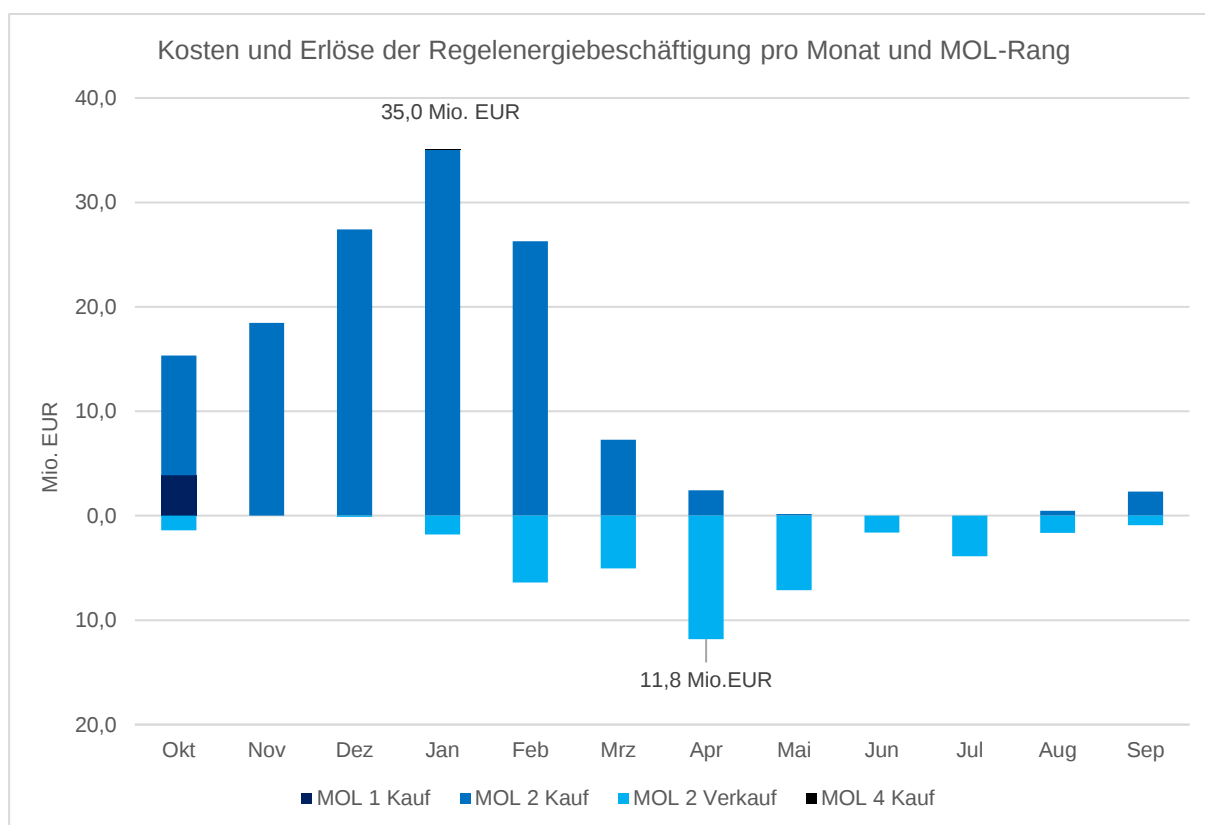


Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2016/2017

4 Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

Entsprechend der Vorgaben der Gabi Gas 2.0-Festlegung hat GASPOOL zum 1. Oktober 2016 das System der untertägigen Verpflichtung eingeführt. Dieses löste den bis dahin angewendeten variablen Strukturierungsbeitrag ab.

Das Instrument der untertägigen Verpflichtung soll den Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) einen Anreiz geben, auch innerhalb des Gastages ein ausgeglichenes Bilanzkreiskonto anzustreben. Stündliche Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisemengen im Bilanzkreis werden hierfür erfasst und über den Tag kumuliert. Wird hierbei eine definierte Grenze überschritten, können diese Stundenmengen, abgerechnet werden (sog. Flexibilitätsmenge). Die Abrechnung erfolgt aber nur, wenn dem MGV an diesem Tag durch gegenläufige Regelenergiegeschäfte (in MOL 1) Kosten entstanden sind. Gleichzeitig erhalten die BKV für alle RLM-Kunden eine stündliche Toleranz von 7,5% der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, damit nicht jede Prognoseungenauigkeit zur Abrechnung zu führt. Für alle andere Zeitreihen wird keine Toleranz gewährt.

Betrachtet man die Inanspruchnahme der Flexibilität im GWJ 2016/2017 in Abbildung 17, lässt sich eine steigende Inanspruchnahme bis Februar 2017 beobachten. In den Folgemonaten bleibt die Inanspruchnahme auf einem niedrigeren Niveau, ohne dass sich ein eindeutiger Trend ableiten lässt.

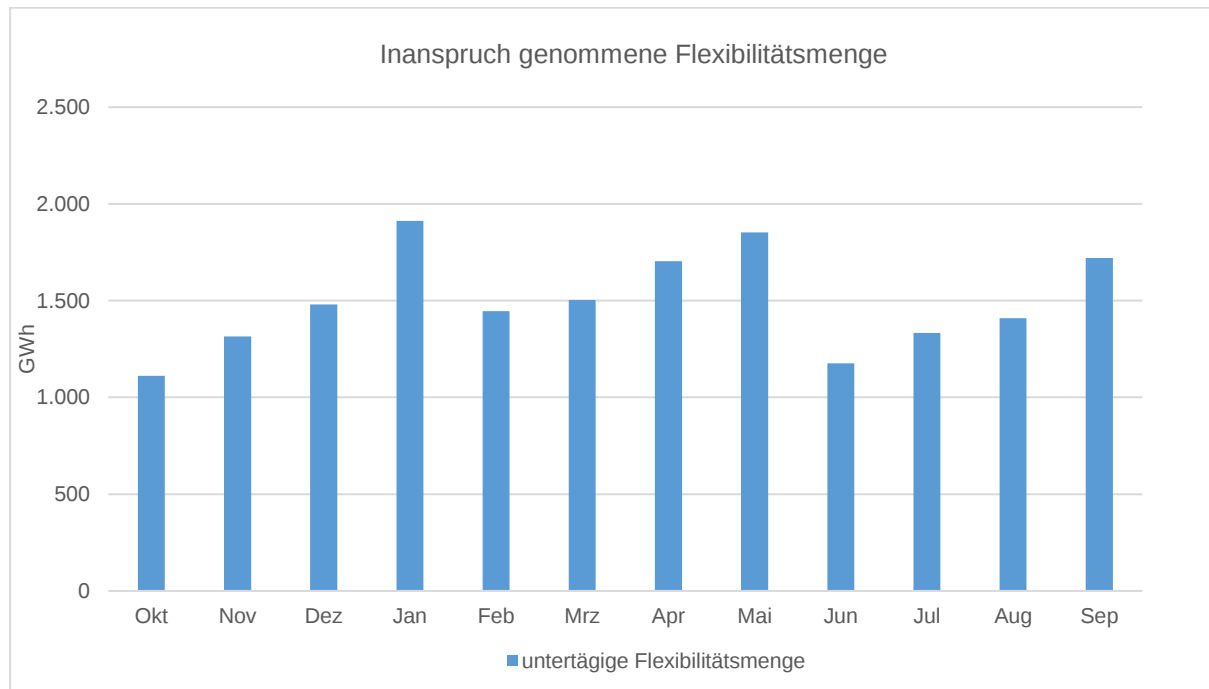


Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2016/2017

Da die Gewährung der stündlichen Toleranz von 7,5% auf Basis der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, den BKV im Vergleich zum alten System mehr Spielraum innerhalb des Tages

einräumt, ist es in der Regel für die BKV vorteilhafter, RLM-Kunden mit dem Zeitreihentyp RLMmT vom Netzbetreiber allokalieren zu lassen. Ausnahmen bilden Kunden mit einem – gemessen am Portfolio des BKV - hohen und über den Tag sehr volatilen Verbrauch (z.B. Gaskraftwerke). Hier kann es weiterhin vorteilhafter sein, diese als RLMoT allokalieren zu lassen. Gemessen an der Gesamtsumme der RLM-Allokationen im GASPOOL-Marktgebiet, entfielen im GWJ 2016/2017 jedoch lediglich 6,3% auf RLMoT-Mengen.

Im gesamten GWJ kam es bei GASPOOL kein einziges Mal zu einer Abrechnung der Flexibilitätsmengen. Grund dafür war die fehlende gegenläufige Regelenergiebeschäftigung im MOL-Rang 1 (s. hierzu Kapitel 2.3.1).

5 Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen in MOL Rang 4

Das Produkt Flexibility ist ein Dienstleistungsprodukt zum kurzfristigen „Parken“ und „Leihen“ von im Marktgebiet GASPOOL überschüssigen/fehlenden Gasmengen. Sowohl GASPOOL als auch der Anbieter können Gasmengen übergeben oder übernehmen. Dabei sind beide Richtungen möglich:

- „an GASPOOL“ bedeutet, dass der MGV zeitweise Gasmengen von dem Anbieter übernimmt und die übernommenen Gasmengen wieder an den Anbieter übergibt („Leihen“); bzw.
- „von GASPOOL“ bedeutet, dass der MGV 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 MGV. 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 sowohl 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 einen für den gesamten Leistungszeitraum positiven konstanten Preis angeben.

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

Im GWJ 2016/2017 fanden zwei Ausschreibungszeiträume jeweils für die Perioden Oktober 2016 bis März 2017 und April 2017 bis September 2017 statt. Für die Winterperiode Oktober

2016 bis März 2017 wurden 2.600 MW (Vgl. Vorjahr: 1.500 MW, bedeutet: +73,3%) feste Leistung in den L-Gas-Netzgebieten kontrahiert. Für die Sommerperiode April 2017 bis September 2017 wurden hier monatlich jeweils 1.000 MW (Vgl. Vorjahr: 500 MW, bedeutet: +100%) feste Leistung kontrahiert. Dies führte in der Winterperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 14,618 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 8,347 Mio. EUR, bedeutet: +75,1%), in der Sommerperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 2,967 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 1,414 Mio. EUR, bedeutet: +109,8%). Dem höheren Leitungsbedarf folgen die Kosten für Leistungspreise demnach nahezu linear. Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte kontrahiert, hier fielen keine Leistungspreise an.

Nachfolgend stellen Tabelle I und Tabelle II Daten zu kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 2016/2017 dar.

Tabelle I: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebotene Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
01.10.2016-01.11.2016	2,60	3,10	2,60	5	18	4	1.769.558
01.11.2016-01.12.2016	2,60	3,15	2,60	6	19	5	2.033.063
01.12.2016-01.01.2017	2,60	3,15	2,60	6	19	6	2.673.263
01.01.2017-01.02.2017	2,60	3,13	2,60	6	19	6	2.984.201
01.02.2017-01.03.2017	2,60	3,14	2,60	6	19	6	2.557.370
01.03.2017-01.04.2017	2,60	3,18	2,60	6	20	5	2.589.327
01.04.2017-01.05.2017	1,00	1,94	1,05	6	10	5	651.889
01.05.2017-01.06.2017	1,00	1,94	1,00	6	10	4	537.472
01.06.2017-01.07.2017	1,00	1,84	1,00	6	9	3	447.792
01.07.2017-01.08.2017	1,00	1,79	0,99	6	8	4	446.250
01.08.2017-01.09.2017	1,00	1,76	1,00	6	8	3	456.468
01.09.2017-01.10.2017	1,00	1,89	1,00	6	7	3	398.036

Tabelle II: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge

Leistungszeitraum	Angebotene Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag
01.10.2016-01.11.2016	4,60	4,60	3	10	3
01.11.2016-01.12.2016	4,60	4,60	3	10	3
01.12.2016-01.01.2017	4,60	4,60	3	10	3
01.01.2017-01.02.2017	4,60	4,60	3	10	3
01.02.2017-01.03.2017	4,60	4,60	3	10	3
01.03.2017-01.04.2017	4,60	4,60	3	10	3
01.04.2017-01.05.2017	5,00	5,00	2	5	2
01.05.2017-01.06.2017	5,00	5,00	2	5	2
01.06.2017-01.07.2017	5,00	5,00	2	5	2
01.07.2017-01.08.2017	5,00	5,00	2	5	2
01.08.2017-01.09.2017	5,00	5,00	2	5	2
01.09.2017-01.10.2017	5,00	5,00	2	5	2

Abbildung 18 zeigt die Summe der Kontostandsverläufe aller auf unterbrechbarer Basis kontrahierten Flexibilitätsverträge im H-Gas.

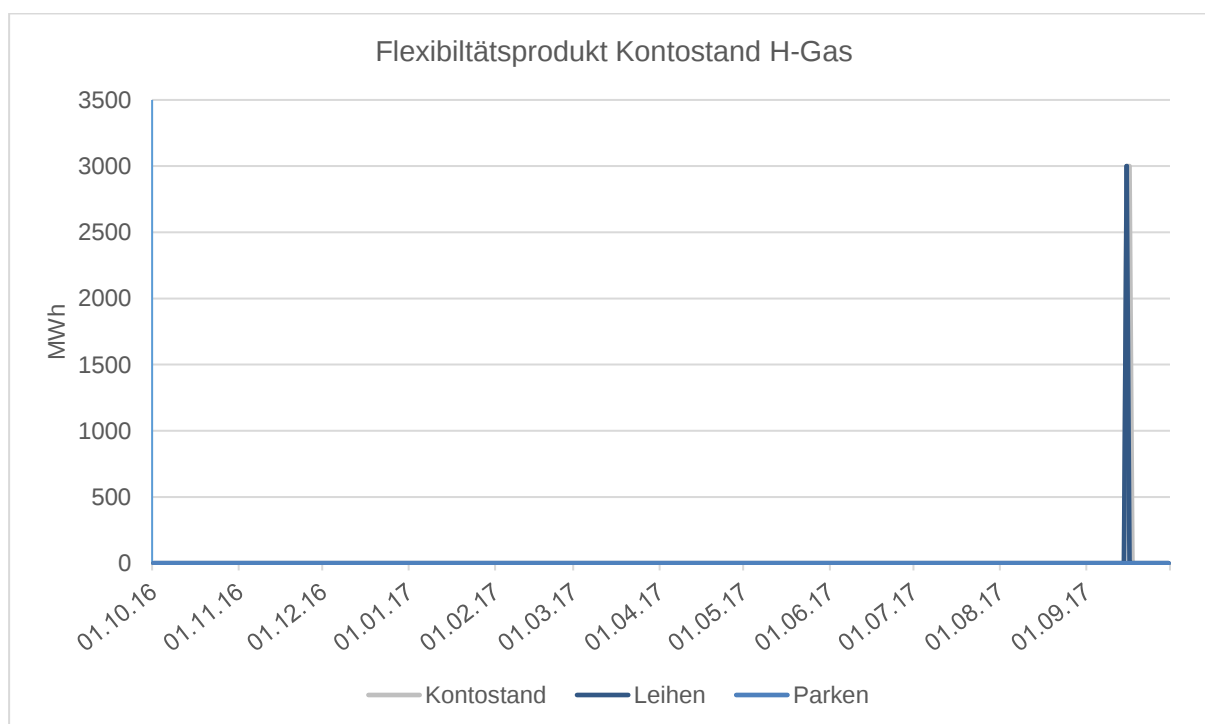


Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh

Aus Abbildung 18 geht hervor, dass die Flexibilitätsverträge im H-Gas nur an einem Tag im September 2017 genutzt wurden. Im gesamten GWJ wurde kein Flexibilitätsvertrag in der Richtung Parken genutzt. Da für H-Gas nur Verträge auf unterbrechbarer Basis kontrahiert wurden, sind hier keine Kosten für Leistungspreise entstanden.

Abbildung 19 zeigt die Summe der Kontostandsverläufe aller kontrahierten Flexibilitätsverträge im L-Gas.

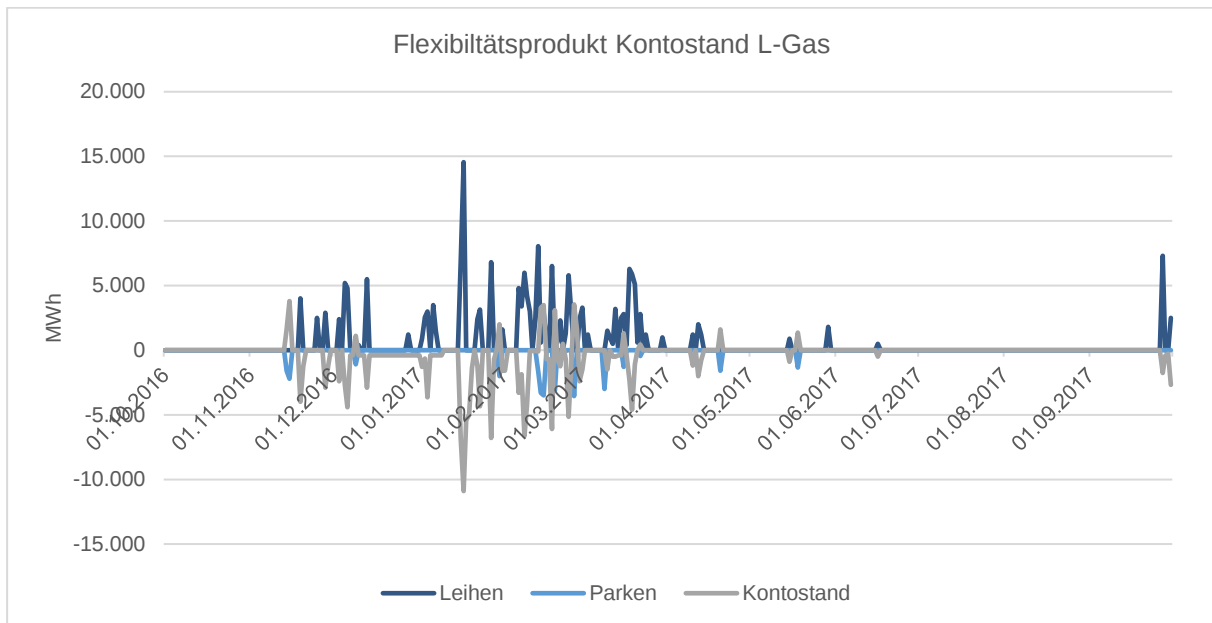


Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2016/2017

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden insbesondere in den Monaten November bis April genutzt. Die Tage mit den höchsten Inanspruchnahmen von Flexibilitätsleistungen liegen in beiden Beschäftigungsrichtungen im Januar 2017

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 leisten durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere in Bezug auf die kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Da es an möglichen alternativen Börsenprodukten mangelt, ist eine Reduktion des Bedarfes derzeit nicht möglich.

5.1 Long Term Options

Die LTOs verpflichten den Anbieter zur Vorhaltung von Gasmengen (Kauf oder Verkauf) im Leistungszeitraum in der Produktvariante rest of the day (RoD).

In der Produktvariante RoD hält der Anbieter für jeden Gastag des Leistungszeitraums die Übernahme oder Bereitstellung von Gasmengen zum Abruf vor als konstante Stundenleistung ab der Abrufstunde vor. 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 Regelenergieprodukt 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 zur Deckung des regulären Regelenergiebedarfes ausgeschrieben und kontrahiert. Auf die Kontrahierung von Optionsprodukten zur Umsetzung des Eckpunktepapiers wird in Kapitel 0 separat eingegangen. Die notwendige Kontrahierung im Rahmen einer Sonderausschreibung wird im folgenden Abschnitt erläutert.

5.1.1 Sonderausschreibungen Februar 2017

Aufgrund niedriger Speicherfüllstände startete GASPOOL eine Sonderausschreibung für LTOs und DSM für den Leistungszeitraum 15.02.2017 06:00 Uhr bis 15.03.2017 06:00 Uhr. Die ausgeschriebene Leistung betrug 750 MW. DSM-Angebote konnten für die Netzgebiete der Nowega und Gasunie Deutschland (L-Gas) abgegeben werden. Angebote für LTOs waren gebunden an die Speicheranschlusspunkte Lesum (GUDL) und Empelde (Nowega). Die ausgeschriebene Leistung von 750 MW konnte mit den vorhandenen Angeboten nur bis 480 MW gedeckt werden. Ein Abruf der kontrahierten Leitungen erfolgte nicht. DSM-Angebot wurde nicht abgegeben.

Tabelle III: Ergebnisse der Sonderausschreibung für den Leistungszeitraum 15.02.2017 bis 15.03.2017

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebotene Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
15.02.2017-15.03.2017	0,75	0,48	0,48	2	12	2	826.917

5.2 Durchführung von Long Term Option Testabrufen ab 01. April 2017

GASPOOL hat am 27. Januar 2017 gegen 00:08 Uhr einen Testabruf für einen Teil der kontrahierten LTO-Lose vorgenommen. Konkret wurden im Netzbereich Gastransport Nord GmbH (GTG) 300 MW und im Netzbereich der Nowega 500 MW für die letzten beiden Lieferstunden des Gastages 26.01.2017 abgerufen.

Ziel des Testabrufes war zum einen die Prüfung auf Vorhaltung der Leistung, zum anderen die tatsächliche 24/7-Verfügbarkeit und auch eine vorzunehmende Bewertung, ob die korrespondierenden Einspeisungen im Engpassfall tatsächlich den angedachten Zweck erfüllen.

Von den abgerufenen 1.600 MWh konnte für 1.500 MWh ein physischer Effekt verzeichnet werden, der Abruf von 100 MWh blieb ohne Lieferung.

Zur Sicherstellung eines notwendigen physischen Effekts sieht GASPOOL die Notwendigkeit, die Liste der für die Erbringung des physischen Effektes nutzbaren Ein- und Ausspeisepunkte zumindest um Grenzübergangspunkte zu reduzieren, auch sollten keine unterbrechbaren Einspeise- und keine auf einem Gegenstrom basierenden Ausspeisekapazitäten genutzt werden. GASPOOL wird dies in ihren Geschäftsbedingungen Regelenenergie entsprechend berücksichtigen.

5.3 Demand Side Management bis 31. Dezember 2017

Mit dem DSM-Produkt bieten BKV der GASPOOL eine Verbrauchsreduzierung von leistungsgemessenen Letztverbrauchern (RLM) an. Innerhalb des Leistungszeitraumes kann

GASPOOL nach einer Ausschreibung bei Angebotsannahme jederzeit die vorgehaltene Verbrauchsreduzierung abrufen.

Mit dem Regelenergieprodukt verpflichtet sich der Anbieter, an jedem Gastag während des Leistungszeitraums, bei Abruf durch den MGV, im Wege der Verbrauchsreduzierung des Anbieters selbst oder leistungsgemessener Letztverbraucher (RLMmT und RLMoT) in Form von Rest of the Day (RoD) Gasmengen an den MGV bereitzustellen bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der korrespondierenden Einspeisung.

Bei Abruf des Produkts durch den MGV bewirkt der Anbieter als konstante Stundenleistung ab der ersten Abrufstunde, d. h. der Stunde, ab der die Verbrauchsreduzierung zu erfolgen hat, bis zum Ende des Gastages, d. h. maximal 24 Stunden und minimal eine Stunde pro Gastag ("Abrufzeitraum"), sowohl die Verbrauchsreduzierung als auch die stundenscharfe Aufrechterhaltung der Einspeisungen in der exakten Höhe der Verbrauchsreduzierung. Es können weder profilartige Leistungen noch Mengen für Zeiträume abgerufen werden, die vor dem Ende des Gastages enden.

Für die Verbrauchsreduzierung muss der Anbieter über den gesamten Abrufzeitraum physische Ausspeisungen an einer oder mehreren leistungsgemessenen Entnahmestellen (RLMoT und RLMmT) in seinem Bilanzkreis bzw. Sub-Bilanzkonto innerhalb des vereinbarten Netzbereichs im Umfang von mindestens der vereinbarten Losgröße reduzieren („Verbrauchsreduzierung“).

Der Referenzwert für die Höhe der vorzunehmenden Verbrauchsreduzierung ist die Ausspeiseleistung des oder der betreffenden leistungsgemessenen Entnahmestellen (RLMoT und RLMmT) in der Stunde, in der der MGV den Abruf tätigt.

Im Abrufzeitraum darf die Ausspeiseleistung der betreffenden leistungsgemessenen Entnahmestellen (RLMoT und RLMmT) die Differenz aus dem Referenzwert und der abgerufenen Verbrauchsreduzierung nicht überschreiten. Für den Fall, dass es zu einem erneuten Abruf der Verbrauchsreduzierung innerhalb eines Abrufzeitraumes kommt, bleibt als Referenzwert für die vorzunehmende Verbrauchsreduzierung für den folgenden Abrufzeitraum der Referenzwert des vorherigen Abrufzeitraumes maßgeblich. Im Abrufzeitraum muss der Anbieter Einspeisungen in seinen Bilanzkreis bzw. sein Sub-Bilanzkonto in Höhe der Verbrauchsreduzierung stundenscharf durch VHP-Entry Nominierungen und/oder physische Einspeisungen z.B. an Marktgebietsübergangspunkten, Grenzübergangspunkten, Speicheranschlusspunkten und Produktionsanschlusspunkten aufrecht erhalten.

5.4 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 2, 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 Regelenergieportal (REPo) gehandelt werden können. Beide Produkte werden bei der Ausgleichsenergieentgeltbildung nicht berücksichtigt.

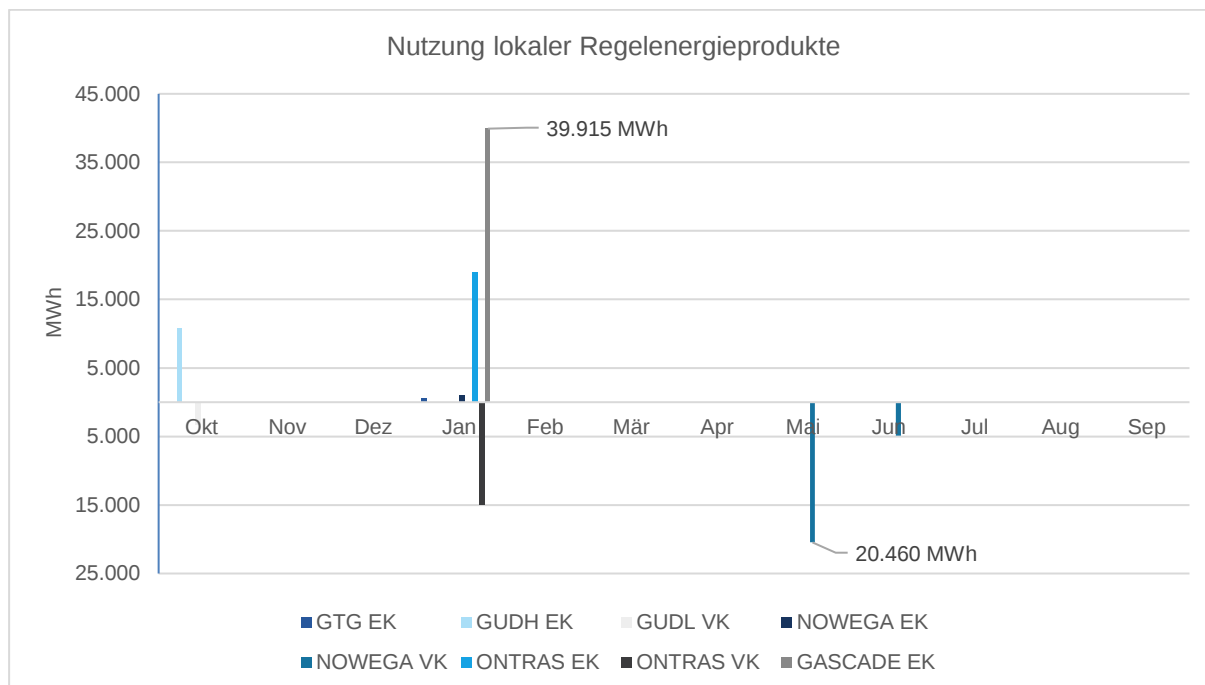


Abbildung 20: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2016/2017

GASPOOL hat im betrachteten Zeitraum lokale Regelenergiebedarfe ausschließlich über die Börse beschafft. Dabei lag die Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite mit 39.915 MWh Januar 2017 für den Netzbereich GASCADE (vgl. Vorjahr: Januar 129.346 MWh bei GUDL) im. Hierfür fielen Kosten in Höhe von 0,982 Mio. EUR an. Der höchste Verkauf wurde mit 20.460 MWh im Mai 2017 im Netzbereich NOWEGA realisiert (vgl. Vorjahr: 27.164 MWh bei Nowega), dabei wurden Erlöse in Höhe von 0,203 Mio. EUR erzielt. Insgesamt wurden lokale Einkäufe in Höhe von 71.323 MWh für insgesamt 1,981 Mio. EUR getätigt, lokale Verkäufe wurden insgesamt in Höhe von 43.485 MWh bei Erlösen von 0,473 Mio. EUR vorgenommen.

5.5 Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Die mit dem Einsatz von Regelenergie einhergehenden Kosten und Erlöse werden entsprechend ihrer Verursachung auf das SLP- und RLM-Umlagekonto aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt auf Basis eines täglichen Verteilschlüssels. Die im Zeitraum Oktober 2016 bis Juli 2017 aufgeteilten Kosten und Erlöse sind in Abbildung 21 dargestellt².

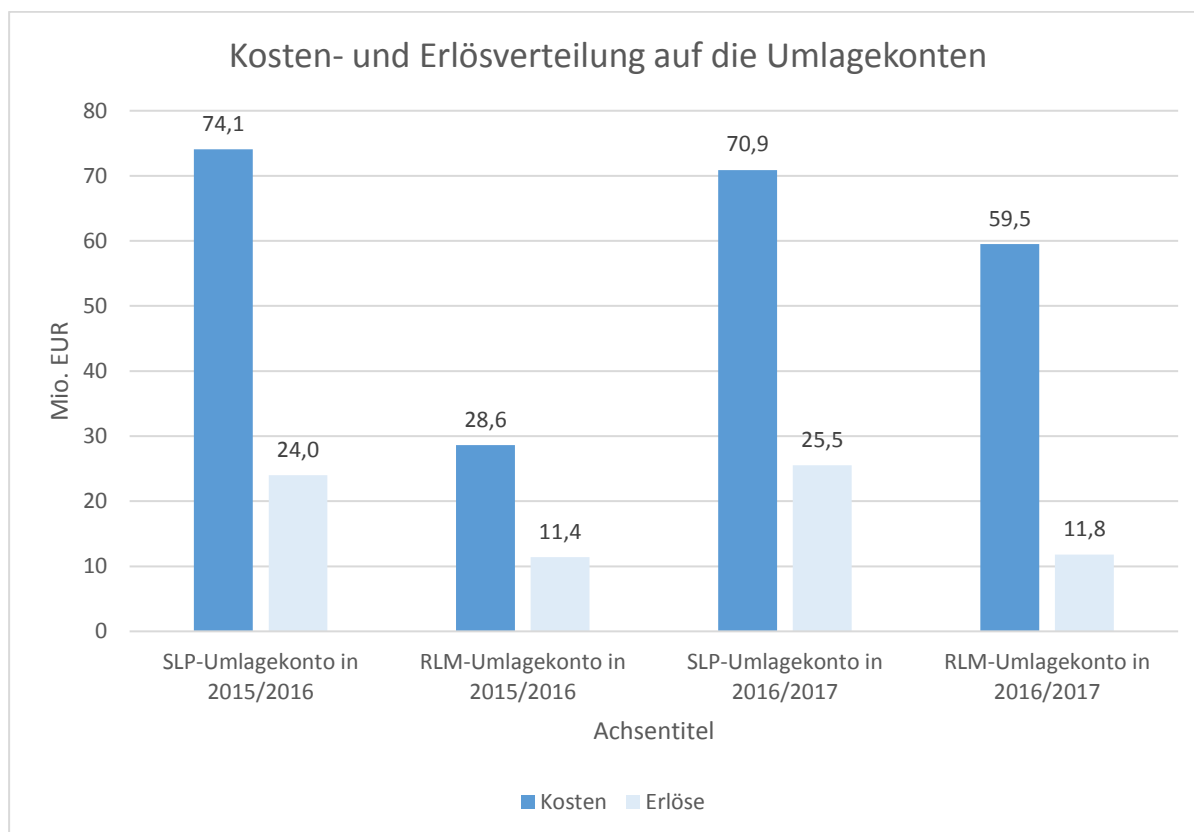


Abbildung 21: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ

Im SLP-Umlagekonto liegt die Kosten- und Erlösverteilung in etwa auf dem Vorjahresniveau. Das RLM-Konto weist in diesem GWJ einen höheren Kostenblock im Vergleich zum vergangenen GWJ auf. Grund hierfür sind u. a. Schiefstände in den Biogas-Bilanzkreisen, welche die täglichen Verteilungsschlüssel beeinflussen, woraus eine höhere Kostenzuweisung auf das RLM-Konto resultierte.

An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex-post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Der jährliche Verteilungsschlüssel für die betrachtete Umlageperiode wird anhand des ex-post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten

² Da für die Berechnung der täglichen Verteilungsschlüssel zunächst die Clearingzeiten abgeschlossen sein müssen, lag zum Zeitpunkt der Berichtserstellung die Datenbasis nur bis Juli 2017 vor.

Verteilungsschlüssel gebildet. Eine Mengengewichtung der täglichen Verteilungsschlüssel erfolgt hierbei nicht³.

Die vorläufigen Verteilungsschlüssel für das GWJ 2016/2017 lagen bei:

- Oktober 2016 – September 2017
vorläufiger Verteilungsschlüssel SLP : RLM: 61,72% : 38,28%

³ Eine Analyse zu den Vor- und Nachteilen einer Mengengewichtung des täglichen Verteilschlüssels ist in Kapitel 4 des Regelenergieberichts 2015/2016 vorgenommen worden.

5.6 Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier⁴, welches eine Steigerung des Niveaus der Versorgungssicherheit vorsah. Darin wurden die MGV aufgefordert, kurzfristig Leistungen mittels bestehender LTOs zu kontrahieren. Dies wurde durch die Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung des Beschlusses GaBi Gas 2.05 konkretisiert.

Auch im GWJ 2016/2017 wurden von GASPOOL LTOs zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Für den Zeitraum Dezember 2016 bis März 2017 wurden monatlich 1,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG kontrahiert.

In der nachfolgenden Abbildung 22 sind die in den ausgeschriebenen Netzbereichen monatlich angebotenen Leistungen dargestellt.

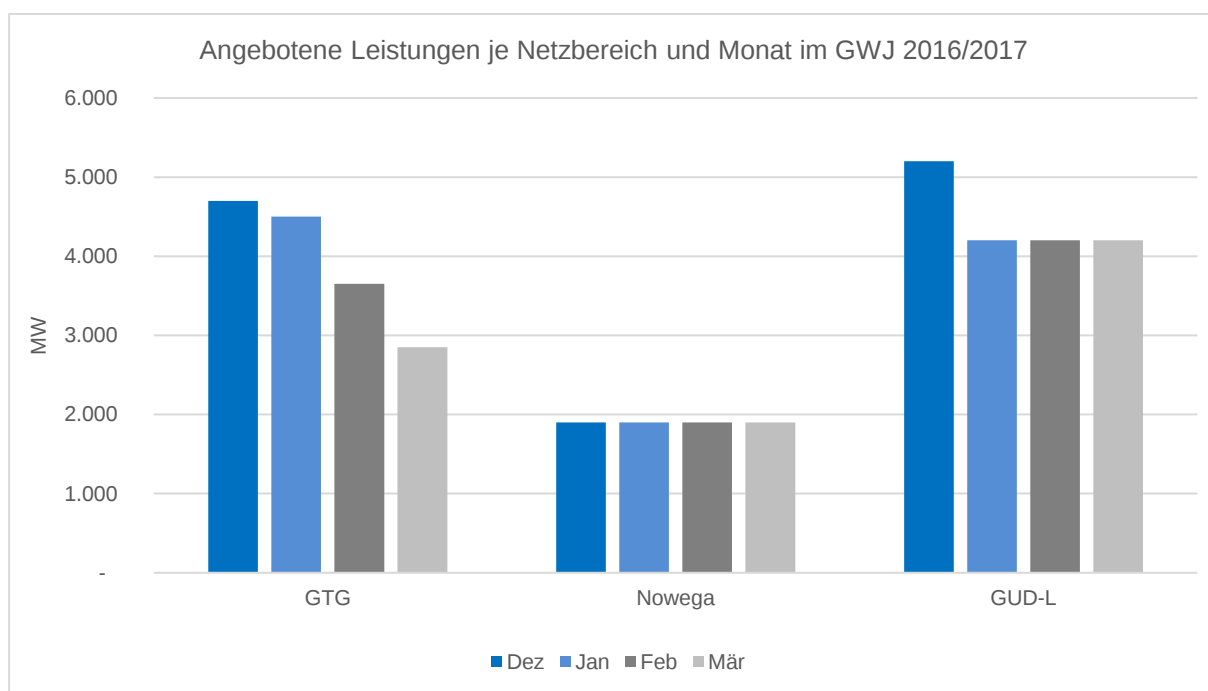


Abbildung 22: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2016/2017

Die angebotene Leistung überstieg in Teilen die nachgefragte Leistung bezogen auf alle drei Netzbereiche um das Neunfache.

⁴ <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

⁵ 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 Ergebnisse der Ausschreibung sind in Tabelle IV dargestellt. Für das DSM-Produkt wurden keine Angebote abgegeben, so dass lediglich Angebote für LTOs kontrahiert wurden. Die Kosten aus Leistungspreisen sind in jedem Monat etwa gleich hoch.

Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs und DSM für den Leistungszeitraum 01.12.2016 – 01.04.2017

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anzahl Angebote	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
01.12.2016-01.01.2017	1,3	11,80	1,3	7	55	2	305.479
01.01.2017-01.02.2017	1,3	10,60	1,3	7	48	2	303.384
01.02.2017-01.03.2017	1,3	9,75	1,3	7	44	2	302.572
01.03.2017-01.04.2017	1,3	8,95	1,3	6	40	2	305.479

GASPOOL konnte im Ergebnis den Leistungsbedarf decken und zahlte für die kontrahierten Produkte Leistungspreise in Höhe von ca. 1,22 Mio. EUR für den gesamten Leistungszeitraum.

6 Überprüfung der Interimsmaßnahme gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung

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. April 2019 genehmigt. Gemäß den Regelungen des NC BAL, dürfen über die Bilanzierungsplattform 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 der Vergangenheit hatte GASPOOL die Notwendigkeit gesehen, die physikalische Bilanzierungsplattform nutzen zu dürfen. Insbesondere sollte die Liquidität und die Verfügbarkeit der zonalen Produkte noch weiter beobachtet werden. Zum anderen stellte die bestehende Plattform eine „fall-back-Lösung“ für die Fälle dar, in denen die Börse aus systemtechnischen Gründen nicht erreichbar ist.

Mittlerweile sind sich die Nutzungsmöglichkeiten der Produkte in den lokalen Orderbüchern zufriedenstellend. Darüber hinaus haben sich die Rahmenbedingungen verändert (s. hierzu Kapitel 0), so dass GASPOOL ab 1. Januar 2018 auf die Nutzung einer physikalischen Bilanzierungsplattform für kurzfristige, standardisierte Regelenergieprodukte verzichten wird. Als „fall-back-Lösung“ können ab Januar 2018 die neu eingeführten STB-Produkte herangezogen werden. Der MOL Rang 3 wird damit ab diesem Zeitpunkt keine Produkte mehr enthalten. Bereits im abgelaufenen GWJ wurde keine Regelenergie mehr über MOL Rang 3 beschäftigt. Eine Verlängerung der Interimsmaßnahme über den 16.04.2019 hinaus ist daher nicht notwendig.

Auch wenn die Applikation der Plattform weiterhin für die Ausschreibung, Kontrahierung und den Abruf von Produkten im MOL Rang 4 genutzt wird, handelt es sich hierbei nicht mehr um kurzfristige standardisierte Produkte, sondern um Flexibilitätssdienstleistungen gem. Art. 8 NC BAL. Somit sind die Merkmale einer physikalischen Bilanzierungsplattform gemäß der Definition im NC BAL nicht mehr gegeben.

Abschließend soll an dieser Stelle gem. Art. 47, Abs. 2 NC BAL noch die Möglichkeit einer Zusammenlegung der Ausschreibungsplattformen der beiden MGV beleuchtet werden. Schon in den vergangenen Jahren hatten die MGV diese Möglichkeiten geprüft und sind immer zu dem Schluss gekommen, dass eine Zusammenlegung zwar technisch möglich, aber unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht empfehlenswert wäre⁶. Auch wenn die Nutzung der Plattformen für den MOL Rang 3 ab Januar 2018 wegfällt, ändert sich das Ergebnis der wirtschaftlichen Betrachtung nicht. Die Flexibilitätssdienstleistungen sind per Definition eben genau nicht mehr standardisiert und können sich, um der jeweiligen Netzsituation/-topologie

⁶ s. hierzu Kapitel 6 des Regelenergieberichts 2015/2016

gerecht zu werden, in ihren Parametern zwischen den Marktgebieten unterscheiden. Somit lässt sich keine der bisherigen Plattformen ohne grundsätzliche technische Anpassungen in die andere überführen. Betrachtet man die geringe Einsatzhäufigkeit der Produkte in MOL Rang 4 und die geringe Anzahl an Anbietern, lässt sich auch hieraus kein zwingender wirtschaftlicher Grund für eine Zusammenlegung ableiten, da nur ein sehr geringer Teil der Marktteilnehmer von der Ausgestaltung der Plattform betroffen ist.

7 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 sowohl effektiv als auch effizient beschafft werden. Dabei wurden die regulatorischen Vorgaben aus der GaBi-Gas 2.0 eingehalten. Im H-Gas wurden per Saldo 1.893 GWh (vgl. Vorjahr: 1.246 GWh, bedeutet: +51,2%) an Regelenergie beschafft, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 3.988 GWh (vgl. Vorjahr: 3.682 GWh, bedeutet: +8,3%) und Regelenergieverkäufen in Höhe von 2.095 GWh (vgl. Vorjahr: 2.436 GWh, bedeutet: -14%). Im L-Gas wurden per Saldo 2.400 GWh (vgl. Vorjahr: 2.046 GWh, bedeutet: +17,3%) an Regelenergie beschafft, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 3.060 GWh (vgl. Vorjahr: 2.813 GWh, bedeutet: +8,8%) und Regelenergieverkäufen in Höhe von 660 GWh (vgl. Vorjahr: 739 GWh, bedeutet: -10,7%).

Im benachbarten Marktgebiet wurden am TTF 1,988 TWh für 36,12 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 1,365 TWh / 20,084 Mio. EUR, bedeutet: +45,6% / +79,8%). Dem steht ein Verkauf von 0,167 TWh mit Erlösen in Höhe von 2,659 Mio. EUR gegenüber (im Vorjahr wurden keine Verkäufe getätigt). Der Anteil der insgesamt über die Börse gehandelten Regelenergie lag mit 98,5% wie im Vorjahr auf einem sehr hohen Niveau und entspricht damit dem Ziel der regulatorischen Vorgaben. Die Beschäftigung von Regelenergie fand verstärkt untertäglich statt, ca. ein Drittel der Regelenergieaktivitäten fand auf day ahead-Basis statt.

Bezüglich der Berechnung des Transportkostenanteils kam es in beiden Marktgebieten ab 01. Oktober 2017 zu einer Anpassung. Die Transportkostenanteile werden dabei nicht mehr auf Basis einer konstanten historischen Benutzungsdauer ermittelt, sondern richten sich nach der tatsächlichen Benutzungsdauer der gebuchten Kapazität. Somit ergeben sich pro Tag und Richtung 24 mögliche Transportkostenanteile.

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

Als Maßnahme aus dem Eckpunktepapier des BMWi wurden für den Zeitraum Dezember 2016 bis März 2017 monatlich 1,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG in Form von LTO kontrahiert. Die Kosten für die Leistungspreise lagen insgesamt bei 2,04 Mio. EUR. Ein Abruf der LTO war nicht notwendig. Aufgrund der Erfahrungen mit der Einführung des neuen DSM-Produktes im Winter 2015/2016 erfolgte eine Produktanpassung. Dabei wurden das bisherige LTO-Produkt und das neue DSM-Produkt miteinander verschmolzen. Die Parameter wie Laufzeit, Abrufhäufigkeit, Preismodell, etc. sind nun einheitlich, so dass der BKV flexibler in der Art der Leistungsbereitstellung sein kann. Durch Senkung der Abrufhäufigkeit und Vereinheitlichung der Leistungspreiskomponente soll das Produkt attraktiver gestaltet sein. Die Einführung wird im Januar 2018 erfolgen.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 70,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 74,1 Mio. EUR, bedeutet -2,7%) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 59,5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 28,6 Mio. EUR, bedeutet +108,0%). Die Erlöse lagen bei 25,5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 24,0 Mio. EUR, bedeutet +2,1%) im SLP-Bereich und im RLM-Bereich bei 11,8 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 11,4 Mio. EUR, bedeutet -21,9%). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2016/2017 nicht gegeben.

Die Interimsmaßnahme in Form der physikalischen Bilanzierungsplattform wird ab 1. Januar 2018 nicht mehr notwendig sein. Zum einen kann lokaler Regelenergiebedarf über die zonalen Orderbücher der PEGAS gedeckt werden, zum anderen kann im Bedarfsfall auf das neue Regelenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ in MOL Rang 4 zurückgegriffen werden. Als Ausschreibungsplattform für die nicht standardisierten Regelenergieprodukte in MOL Rang 4 bleibt die Applikation jedoch weiterhin in Betrieb.

Mit der Ausschreibungsplattform REPo verfügt GASPOOL über eine funktionierende und mit seinen Regelenergieanbietern etablierte Lösung zur Beschaffung nicht standardisierter Regelenergieprodukte. Das REPo entspricht dabei den hohen notwendigen Verfügbarkeitsanforderungen, um vorhandene Bedarfe auch in besonderen Situationen decken zu können. Zu diesen Situationen zählen unter anderem solche, bei denen die an der Börse verfügbaren Produkte zur Deckung des spezifischen lokalen Regelenergiebedarf nicht geeignet sind oder durch Ausfall externer Systeme oder Wartung eigener Systeme nur die Plattform verfügbar ist. Grundsätzlich müsste eine Plattform, über die Produkte aus allen MOL-Rängen abgewickelt werden sollen, den hohen Verfügbarkeitsanforderungen des Regelenergieprozesses entsprechen. Derzeit sind diese hohen Anforderungen für das GASPOOL-Marktgebiet aus GASPOOL-Sicht nur über das REPo erfüllt. Des Weiteren sind nach Ansicht von GASPOOL die möglichen Effizienzgewinne bei Abwicklung von langfristigen Ausschreibungen von LTO und kurzfristigen Ausschreibungen von sowohl LTO als auch STB nicht groß genug, als dass eine Verlagerung der etablierten Prozesse bei GASPOOL an die Börse zielführend wäre. Zusätzlich erscheint es unwahrscheinlich, dass durch die Nutzung der Börse als Ausschreibungsplattform die Anzahl der Teilnehmer an der Ausschreibung signifikant zunähme.

Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes

Tabelle V: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

	2015/2016		2016/2017	
	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	60.370.212,41	30.277.042,18	3.882.153,00	0,00
MOL 2	43.975.099,47	9.013.784,56	131.361.488,26	41.779.155,18
MOL 3	30.645,60	166.648,40	0,00	0,00
MOL 4	1.248.869,64	0,00	52.784,19	0,00
Gesamt	105.624.827,12	39.457.475,14	135.296.425,45	41.779.155,18

Tabelle VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

		2015/2016		2016/2017	
		Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	Day Ahead	23.106.425,20	7.506.962,20	325.962,00	0,00
	Rest of Day	37.263.787,21	22.770.079,98	3.556.191,00	0,00
MOL 2	Day Ahead	27.204.363,40	3.482.861,80	58.650.171,00	9.892.004,40
	Rest of Day	16.770.736,07	5.530.922,76	72.711.317,26	31.887.150,78
MOL 3	Day Ahead	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rest of Day	30.645,60	166.648,40	0,00	0,00
MOL 4	Day Ahead	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rest of Day	0,00	0,00	22.652,00	0,00
	AP Flexibility	1.248.869,64	0,00	30.132,19	0,00

Tabelle VII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro

	2015/2016		2016/2017	
	System Buy	System Sell	System Buy	System Sell
Leistungspreis Flex	9.761.056,00	0,00	17.544.689,00	0,00
Leistungspreis LTO - Umsetzung Eckpunktepapier	2.297.085,00	0,00	1.216.914,00	0,00
Leistungspreis LTO - Sonderausschreibung Februar 2017	-	-	826.917,00	0,00

Tabelle VIII: Anzahl der Einsatztage in MOL 4

2015/2016		2016/2017	
Flex Parken	Flex Leihen	Flex Parken	Flex Leihen
41	55	17	62

Tabelle IX: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh

	2015/2016		2016/2017	
	System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	3.681.815	2.388.898	240.524	0
MOL 2	2.813.252	786.282	6.805.761	2.760.997
MOL 3	1.440	10.300	0	0
MOL 4	260.268	0	226.692	0
Gesamt [MWh]	6.699.986	3.242.269	7.241.375	2.792.599

Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh

		2015/2016		2016/2017	
		System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	Day Ahead	1.406.712	565.827	19.872	0
	Rest of Day	2.275.103	1.823.071	220.652	0
MOL 2	Day Ahead	1.785.984	299.592	3.034.056	663.346
	Rest of Day	1.027.268	486.690	3.771.705	2.097.651
MOL 3	Day Ahead	0	0	0	0
	Rest of Day	1.440	10.300	0	0
MOL 4	Day Ahead	0	0	0	0
	Rest of Day	0	0	1.600	0
	Flex	260.268	0	226.692	0