

# **Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 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  |
| 3     | Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie .....                                                      | 7  |
| 3.1   | Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen.....                                        | 8  |
| 3.1.1 | MOL Rang 1.....                                                                                          | 8  |
| 3.1.2 | MOL Rang 2.....                                                                                          | 9  |
| 3.1.3 | MOL Rang 3.....                                                                                          | 11 |
| 3.1.4 | MOL Rang 4.....                                                                                          | 11 |
| 3.1.5 | H-Gas .....                                                                                              | 11 |
| 3.1.6 | L-Gas .....                                                                                              | 12 |
| 3.2   | Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten .....                                         | 14 |
| 3.3   | Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung ..... | 20 |
| 3.4   | Situation in der Kälteperiode im Februar/März 2018.....                                                  | 24 |
| 4     | Wirkung und Einsatz der untätigen Verpflichtungen .....                                                  | 25 |
| 4.1   | Untätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen....                             | 26 |
| 5     | Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL Rang 4 .....                         | 27 |
| 5.1   | Long Term Options .....                                                                                  | 31 |
| 5.2   | Durchführung von Long Term Option Testabrufen .....                                                      | 31 |
| 5.3   | Produktbeschreibung Short Term Balancing Service.....                                                    | 32 |
| 5.4   | Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi .....                                                               | 32 |
| 6     | Lokale Regelenergieprodukte.....                                                                         | 34 |
| 7     | Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....                                                  | 35 |
| 8     | Beendigung der Interimsmaßnahme (gemäß Art. 46 Netzkodex Gasbilanzierung).....                           | 37 |
| 9     | Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....                                                 | 38 |
| 10    | Fazit / Zusammenfassung.....                                                                             | 40 |
| 11    | Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes...                          | 42 |

## Abbildungsverzeichnis

|                                                                                                                              |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenenergie im H-Gas ..... | 6  |
| Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenenergie im L-Gas ..... | 7  |
| Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2017/2018 .....                                                     | 8  |
| Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2017/2018....                                         | 9  |
| Abbildung 5: Minimale und maximale Preise und Preisspannen für MOL Rang 2 .....                                              | 10 |
| Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise) .....                                                             | 11 |
| Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2017/2018 .....                          | 12 |
| Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenenergieein- und verkäufen im L-Gas im GWJ 2017/2018 .....                       | 13 |
| Abbildung 9: Beschaffung von Regelenenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis .....                        | 14 |
| Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenenergie am TTF .....                                | 15 |
| Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2017/2018 .....            | 16 |
| Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2017/2018 .....             | 20 |
| Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2017/2018 .....                    | 21 |
| Abbildung 14: Anzahl der Regelenenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang .....                                        | 22 |
| Abbildung 15: Regelenenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten .....                      | 22 |
| Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2017/2018 .....                | 23 |
| Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2017/2018 .....                                                     | 25 |
| Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh .....            | 29 |
| Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2017/2018 .....     | 30 |
| Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2017/2018 .....                                    | 33 |
| Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenenergieprodukten GWJ 2017/2018 .....                                            | 34 |
| Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ ..                                     | 35 |
| Abbildung 23: Entwicklung der Regelenenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015 .....                                      | 38 |
| Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL .....                 | 39 |
| Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL .....                 | 39 |

## Tabellenverzeichnis

|                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <i>Tabelle I: Regelenergiebeschäftigungen Kälteperiode 2018</i> .....                                               | 24 |
| <i>Tabelle II: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2</i> .....                               | 26 |
| <i>Tabelle III: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)</i> .....                                    | 28 |
| <i>Tabelle IV: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)</i> .....                         | 29 |
| <i>Tabelle V: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2018 – 01.04.2018</i> .....     | 33 |
| <i>Tabelle VI: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL</i> .....                                              | 40 |
| <i>Tabelle VII: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i> ..                     | 42 |
| <i>Tabelle VIII: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i> ..... | 42 |
| <i>Tabelle IX: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro</i> .....                                  | 43 |
| <i>Tabelle X: Anzahl der Einsatztage in MOL 4</i> .....                                                             | 43 |
| <i>Tabelle XI: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh</i> .....                                                   | 43 |
| <i>Tabelle XII: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh</i> .....                                  | 44 |
| <i>Tabelle XIII: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2 auf Tagesbasis</i> .....              | 45 |

## 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 dritten 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) 2017/2018. Zu den hier betrachteten Mengen zählen auch von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zwischen den Qualitäten übertragene Mengen.

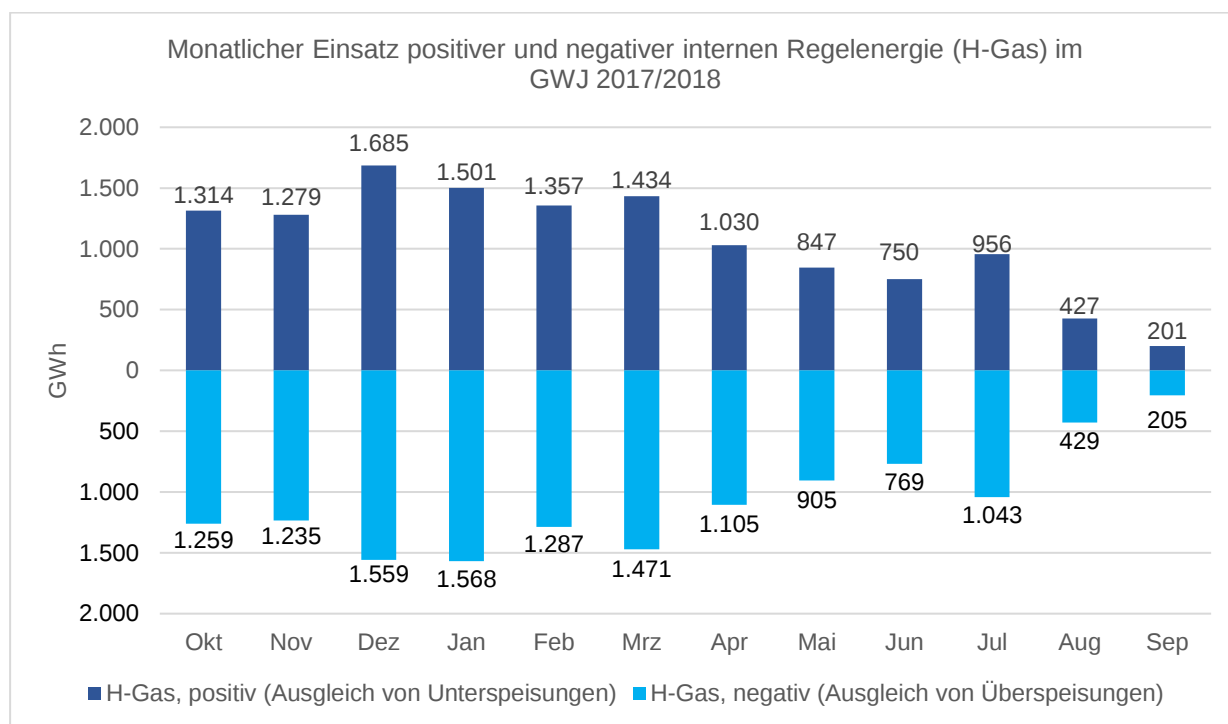


Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas

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

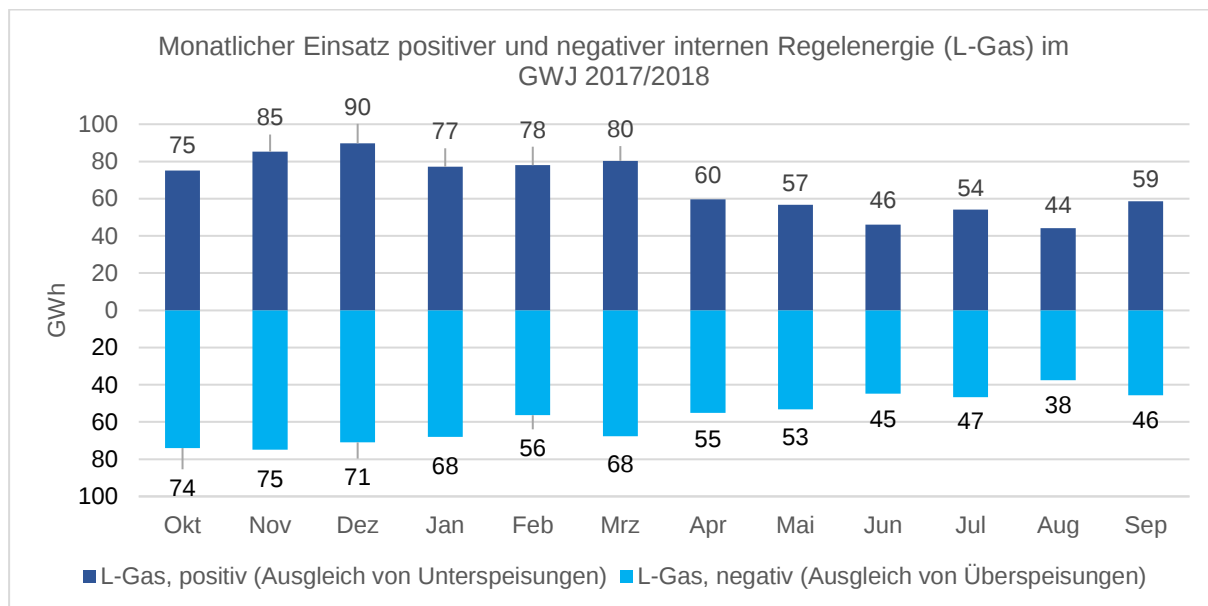


Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas

Aus Abbildung 2 geht hervor, dass die interne Regelenergie im L-Gas ca. 5% der Mengen im H-Gas beträgt. Die insgesamt in beiden Gasqualitäten eingesetzte positive interne Regelenergie lag 17% über Vorjahresniveau, die negative 15% über dem Vorjahreswert.

### 3 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 470,575 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 135,296 Mio. EUR, +248%). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich auf 232,452 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 41,779 Mio. EUR, +456%).

## 3.1 Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den jeweiligen MOL-Rängen

### 3.1.1 MOL Rang 1

Nachfolgende Abbildung stellt die über MOL Rang 1 beschafften Mengen zusammengefasst pro Monat mit entsprechenden Kosten und Erlösen dar. Der MOL Rang 1 wird über das Globale Orderbuch der PEGAS beschäftigt.

GASPOOL setzt seit Februar 2018 wieder regelmäßig Regelenergie im MOL Rang 1 ein. Zuvor hatten die Erfahrungen aus der Vergangenheit gezeigt, dass auf MOL Rang 1 ausschließlich H-Gas geliefert wird, so nicht mehr zutrifft. Da ein Bedarf an Regelenergie jedoch immer qualitätsspezifisch ermittelt und benötigt wird, wurde das globale Orderbuch daher in vielen Fällen nicht mehr beschäftigt. Aufgrund der in der Vergangenheit gemachten Erfahrungen konnte eine Anpassung des Beschaffungsalgorithmus vorgenommen werden, so dass seit Februar 2018 mehr MOL 1 eingesetzt werden kann.

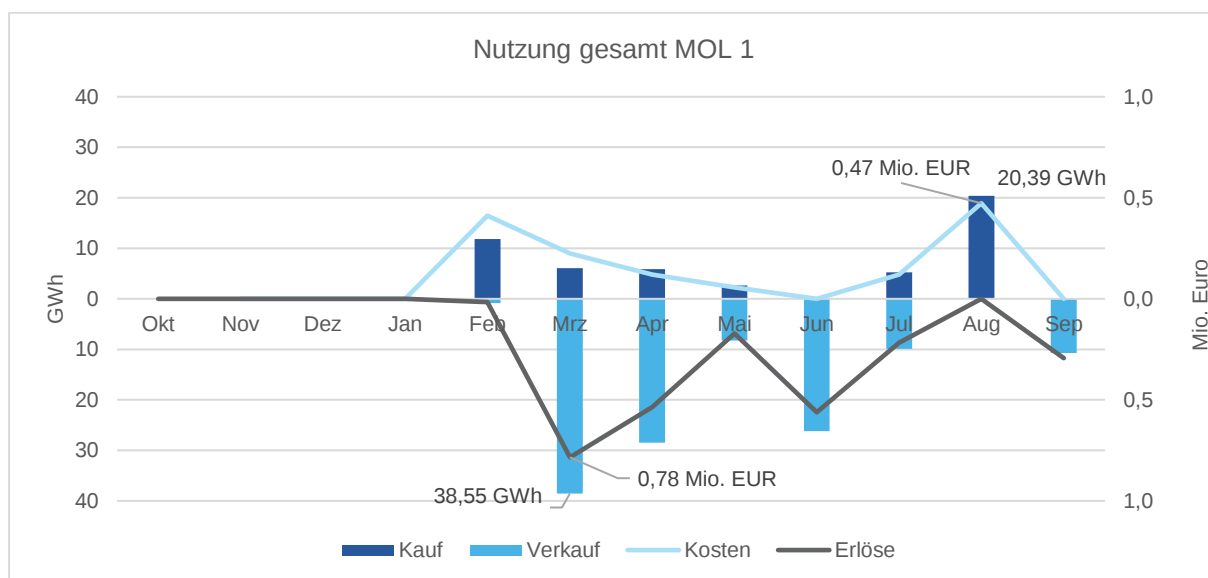


Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2017/2018

Die größte Monatsmenge in Höhe von 20,39 GWh wurde im August beschafft (vgl. Vorjahr: Oktober, 241 GWh, bedeutet -91,54%). Dabei sind Kosten von 0,47 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr: Oktober, 3,88 Mio. EUR, bedeutet -87,89%). Auf der Verkaufsseite wurden ab März relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf im März bei 38,55 GWh mit Erlösen in Höhe von 0,78 Mio. EUR (im Vorjahr wurden keine Mengen in MOL Rang 1 verkauft). Insgesamt wurden 52,1 GWh (vgl. Vorjahr: 241 GWh, bedeutet: -78,38%) für einen Preis von 1,404 Mio. EUR gekauft (vgl. Vorjahr: 3,88 Mio. EUR, bedeutet: -63,81%). Im gleichen Zeitraum wurden insgesamt 122 GWh für 2,579 Mio. EUR verkauft.

### 3.1.2 MOL Rang 2

Auf MOL Rang 2 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 sowie die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelspunkt TTF im benachbarten Marktgebiet des niederländischen Ferngasnetzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (GTS). In den genannten 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 Regelenergiebeschäftigungen auf Monatsbasis in sowohl Mengen als auch entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar.

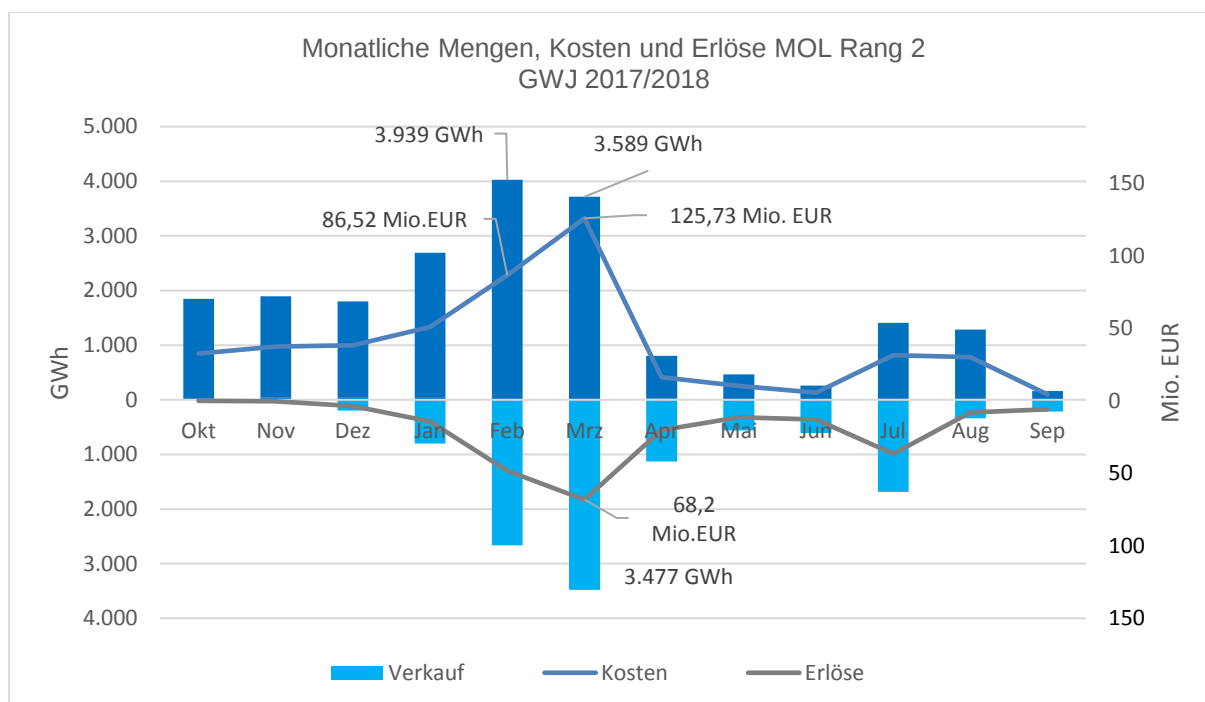


Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2017/2018

Im betrachteten Gaswirtschaftsjahr wurden über MOL Rang 2 Einkäufe von insgesamt 19,9 TWh bei Ausgaben in Höhe von 468,8 Mio. EUR gegenüber Verkäufen von 11,7 TWh bei Einnahmen in Höhe von 229,9 Mio. EUR getätigt.

Aus Abbildung 4 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe in MOL Rang 2 in den Wintermonaten und insbesondere im Februar und März des GWJ lag. Wesentlicher Treiber hierfür war die Kälteperiode Ende Februar (s. hierzu Kapitel 3.4). Die größte Monatsmenge in Höhe von 3,9 TWh wurde im Februar beschafft (vgl. Vorjahr: Januar, 1,7 TWh, bedeutet +135,3%). Dabei sind Kosten von 86,52 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr:

Januar, 35,04 Mio. EUR, bedeutet +146,8%). Auf der Verkaufsseite wurden zwischen Februar und April relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf im März mit 3,5 TWh (vgl. Vorjahr: April, 0,8 TWh, bedeutet +350,9%) mit Erlösen in Höhe von 68,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: April, 11,81 Mio. EUR, bedeutet +477,4%).

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

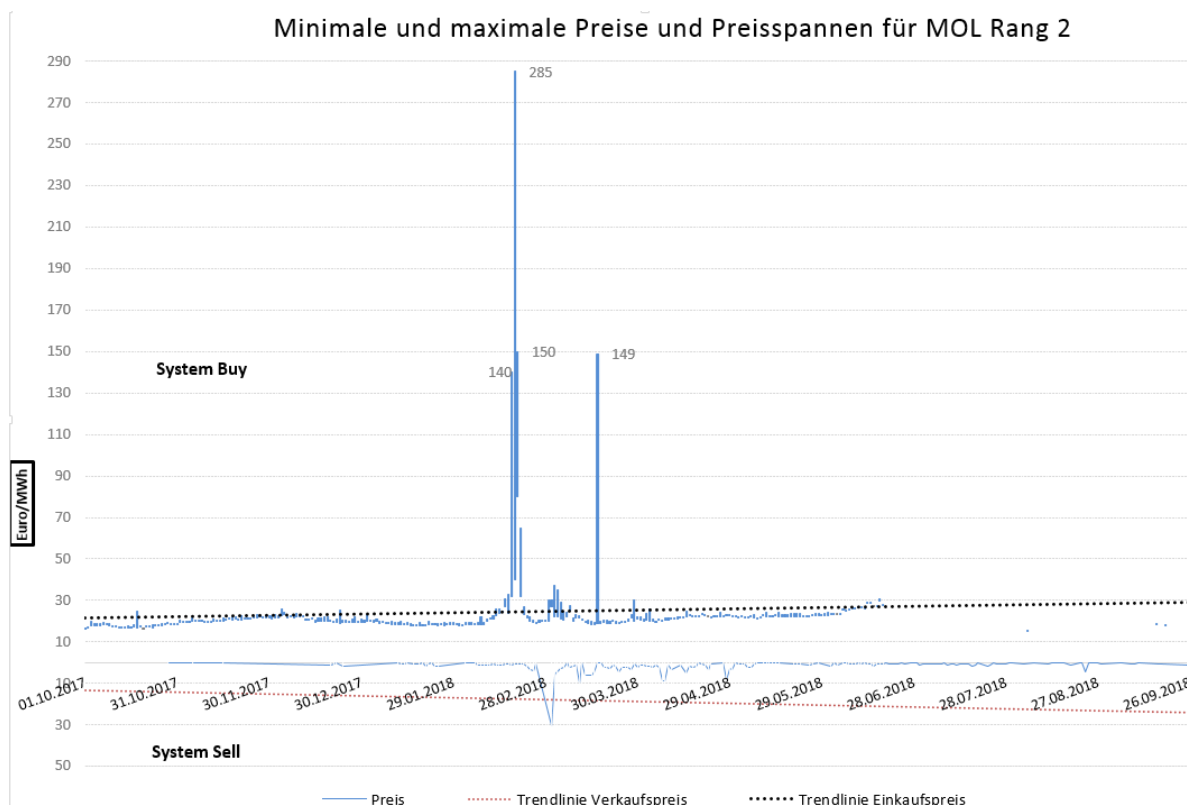


Abbildung 5: Minimale und maximale Preise und Preisspannen für MOL Rang 2

Der höchste Einkaufspreis in MOL Rang 2 wurde in der extremen Kälteperiode am 01.03.2018 mit 285,0 EUR/MWh im L-Gas Markt gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen am 01.10.2017 mit 16,40 EUR/MWh am TTF. Der höchste Verkaufspreis wurde am 02.03.2018 mit 50,0 EUR/MWh in MOL 2 Rang im H-Gas-Orderbuch erzielt und war noch beeinflusst durch das hohe Preisniveau während der Kälteperiode. Der geringste Verkaufspreis wurde am 08.04.2017 mit 9,5 EUR/MWh im lokalen Orderbuch ONTRAS erlöst.

Das Preisniveau für Regelenergie lag bei GASPOOL deutlich über dem der vergangenen Jahre. Im mengengewichteten Durchschnitt wurde in den Monaten Oktober bis einschließlich März ein Preis von 23,80 EUR/ MWh für Regelenergie gezahlt. Ein Einflussfaktor für das höhere Preisniveau sind die hohen Preise und Regelenergiemengen während der Kälteperiode Ende Februar. In den Vorjahren bewegte sich dieser durchschnittliche Preis zwischen ca. 13,00 und 20,00 EUR/MWh.

### 3.1.3 MOL Rang 3

Im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 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. Zum 01.01.2018 erfolgte keine Beschäftigung von bilateralen Produkten auf MOL3 mehr (s. hierzu Kapitel 8).

### 3.1.4 MOL Rang 4

In MOL Rang 4 werden Long Term Options (LTO), Short Term Balancing Services (STB) und das Flexibility-Produkt eingereicht. LTO wurden ausschließlich zur Umsetzung des Eckpunktepapiers kontrahiert. Für die Monate Januar 2018 bis März 2018 wurde je Monat eine Leistung von 1,3 GW im L-Gas durch LTO kontrahiert. Die Kosten für Leistungspreise beliefen sich auf 1,79 Mio. EUR. Die Leistungspreise für Flexibility lagen insgesamt bei 16,71 Mio. EUR. Im Detail wird die Kontrahierung von LTO in Kapitel 5.1 erläutert, Flexibilitätsdienstleistungen und deren Nutzung werden in Kapitel 5 beschrieben.

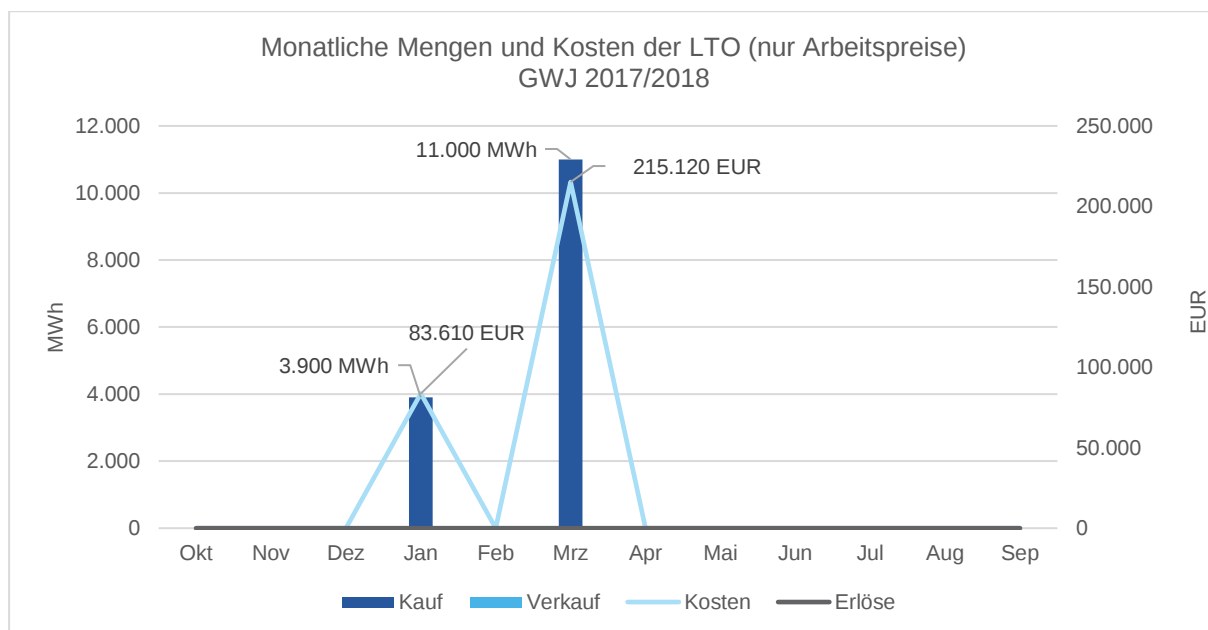


Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise)

In Abbildung 6 ist der gesamte Einsatz der Long Term Options dargestellt. Der erste Einsatz am 03.01.2018 beruht auf einem Testabruf, dabei wurden 3.900 MWh für 83.610 EUR abgerufen. Am 28.03.2018 gab es einen Liquiditätsengpass an der Börse und es wurde ein LTO Abruf im L-Gas Marktgebiet in Höhe von 11.000 MWh für 215.120 EUR getätigt.

### 3.1.5 H-Gas

Nachfolgendes Diagramm stellt eine Übersicht der Regelenergieein- und verkäufe (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.

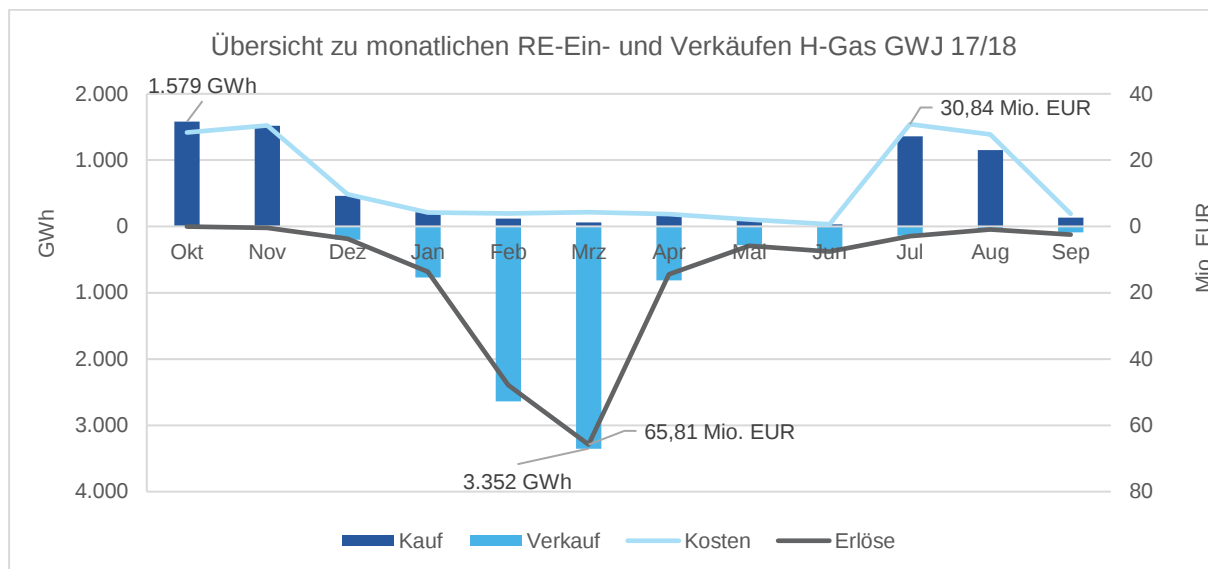


Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2017/2018

Aus Abbildung 7 geht hervor, dass im H-Gas von Januar bis Juni 2018 mehrheitlich Verkäufe stattfanden, in den Monaten Oktober bis Dezember sowie Juli/August wurden überwiegend Einkäufe getätigt.

Insgesamt stehen im H-Gas<sup>1</sup> Regelenergieeinkäufe in Höhe von 6,9 TWh (vgl. Vorjahr: 4,0 TWh, bedeutet +72,5%) für insgesamt 149,79 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 76,06 Mio. EUR, bedeutet +96,97%), Regelenergieverkäufen in Höhe von 8,7 TWh (vgl. Vorjahr: 2,1 TWh, bedeutet +314,2%) für 165,58 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 32,304 Mio. EUR, bedeutet +412,6%). Daraus ergibt sich kumuliert saldiert ein negativer Saldo in Höhe von 1,8 TWh.

### 3.1.6 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.

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

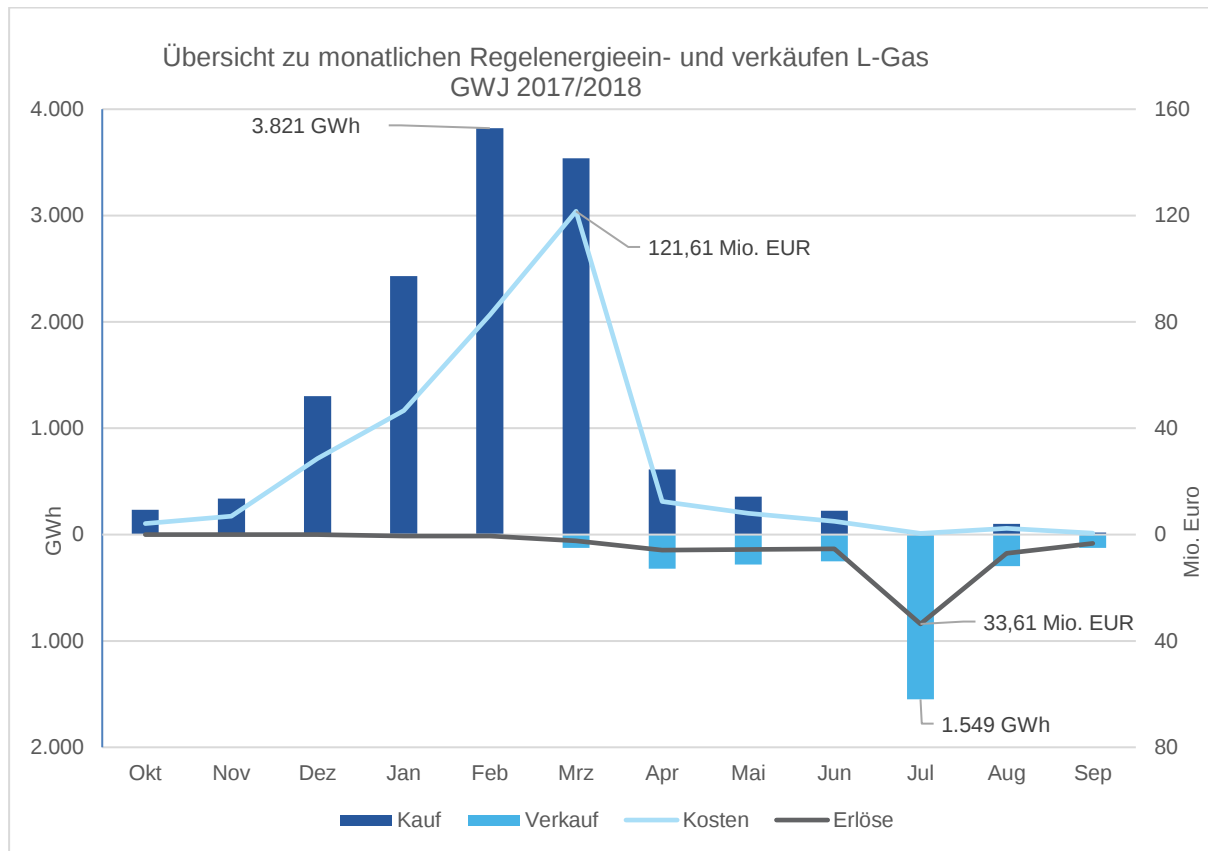


Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkauften im L-Gas im GWJ 2017/2018

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe im L-Gas in den Wintermonaten des GWJ lag, bis in den März hinein wurden signifikante Mengen eingekauft. Die größte Monatsmenge in Höhe von 3,8 TWh (vgl. Vorjahr: Februar, 1,2 TWh, bedeutet +231,4%) wurde im Februar beschafft. Die höchsten Kosten sind mit 121,61 Mio. EUR im März angefallen (vgl. Vorjahr: Januar, 23,29 Mio. EUR, bedeutet +422,15%). Im Juli wurden relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf mit 1,6 TWh (vgl. Vorjahr: Mai, 0,3 TWh, bedeutet +480,15%) bei Erlösen in Höhe von 33,61 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Mai, 3,77 Mio. EUR, bedeutet +791,51%).

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 13,0 TWh (vgl. Vorjahr: 3,1 TWh, bedeutet +324,44%) für insgesamt 319,383 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 59,76 Mio. EUR, bedeutet +434,44%) Regelenergieverkäufen in Höhe von 3,0 TWh (vgl. Vorjahr: 0,7 TWh, bedeutet +356,06%) für 64,295 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 9,375 Mio. EUR, bedeutet +585,81%) gegenüber.

### 3.2 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.

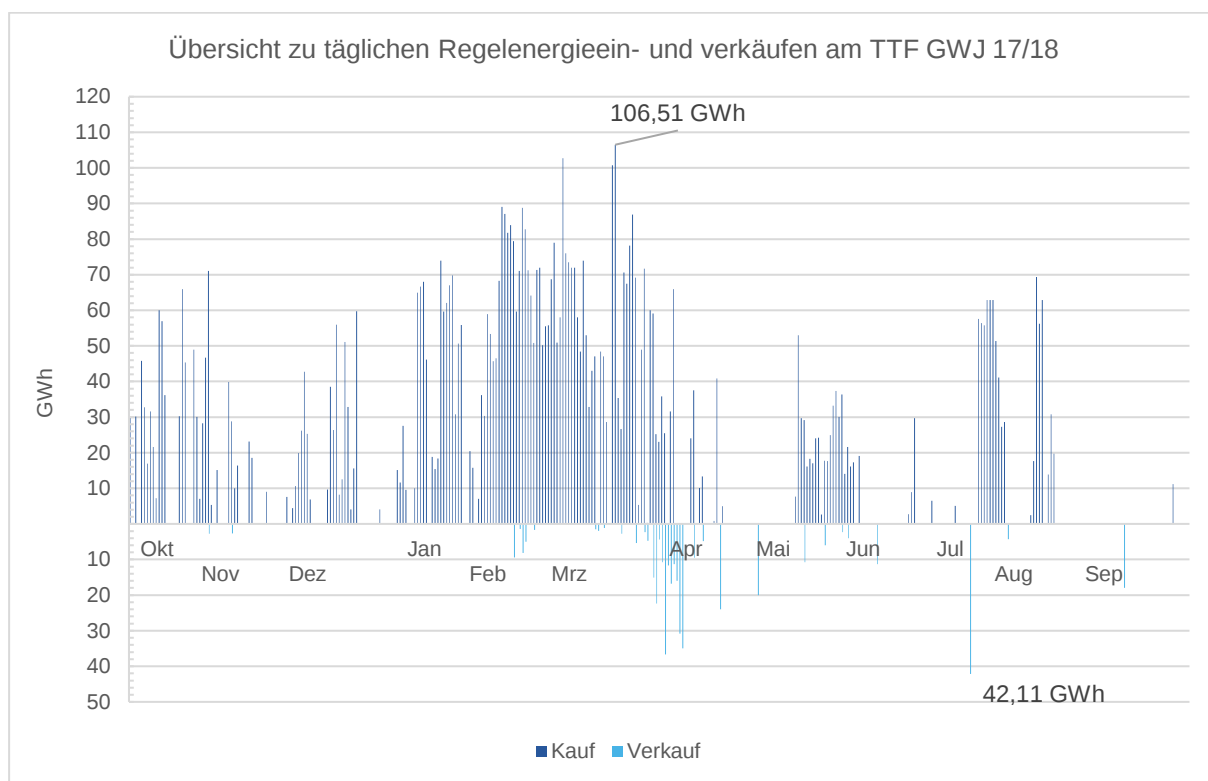


Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis

Die Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde durch GASPOOL an insgesamt 230 Tagen (vgl. Vorjahr: 102 Tagen, +125,5%) in Anspruch genommen.

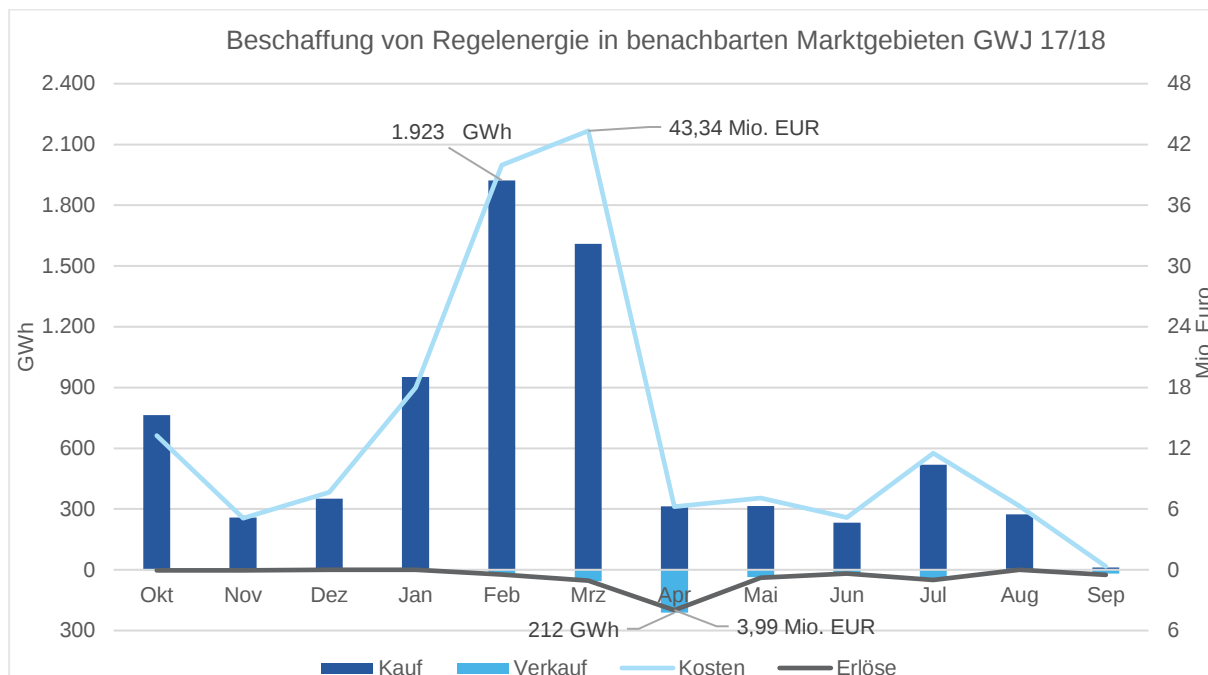


Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF

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 aufgetragen. Demnach wurden 7,5 TWh für 163,9 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 2,0 TWh / 36,1 Mio. EUR, bedeutet: +278,2% / +353,8). Dem steht ein Verkauf von 0,4 TWh mit Erlösen in Höhe von 8,3 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 0,2 TWh / 2,7 Mio. EUR, bedeutet: +150,9% / +212,1%).

Die TTF-Mengen werden qualitätslos erworben aber an Hand der gebuchten Transportkapazität einer Qualität zugeordnet. Somit ergeben sich Kosten in Höhe von 8,0 Mio. EUR, dafür wurden Kapazitäten für eine gesamt mögliche Transportmenge von 8,9 TWh, 8,6 TWh in Entry-Richtung und 0,3 TWh in Exit-Richtung.

An der TTF wurden dabei für das H-Gas 1,5 TWh (vgl. Vorjahr: 0,9 TWh, bedeutet: +66,7%) für 30,5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 20,9 Mio. EUR, bedeutet: +538,0%) beschafft. Daneben wurden erstmals Verkäufe in Höhe von 0,3 TWh für 6,5 Mio. EUR getätigt.

An der TTF wurden dabei für das L-Gas 6,0 TWh (vgl. Vorjahr: 1,1 TWh, bedeutet: +445%) für 133,4 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 20,9 Mio. EUR, bedeutet: +46%) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 0,9 TWh (vgl. Vorjahr: 0,006 TWh, bedeutet: +1.400%) für 1,8 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr 0,1 Mio. EUR, bedeutet: +1.752%)

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 2.463 GWh wurde im März gebucht und die größte Exit-Kapazitätsmenge in Höhe von 171 GWh im April. Die höchsten Kosten, mit 2,1 Mio. EUR

für Entry Buchungen, fielen im Februar an. Für Exit Buchungen fielen die höchsten Kosten mit 0,2 Mio. EUR im April an.

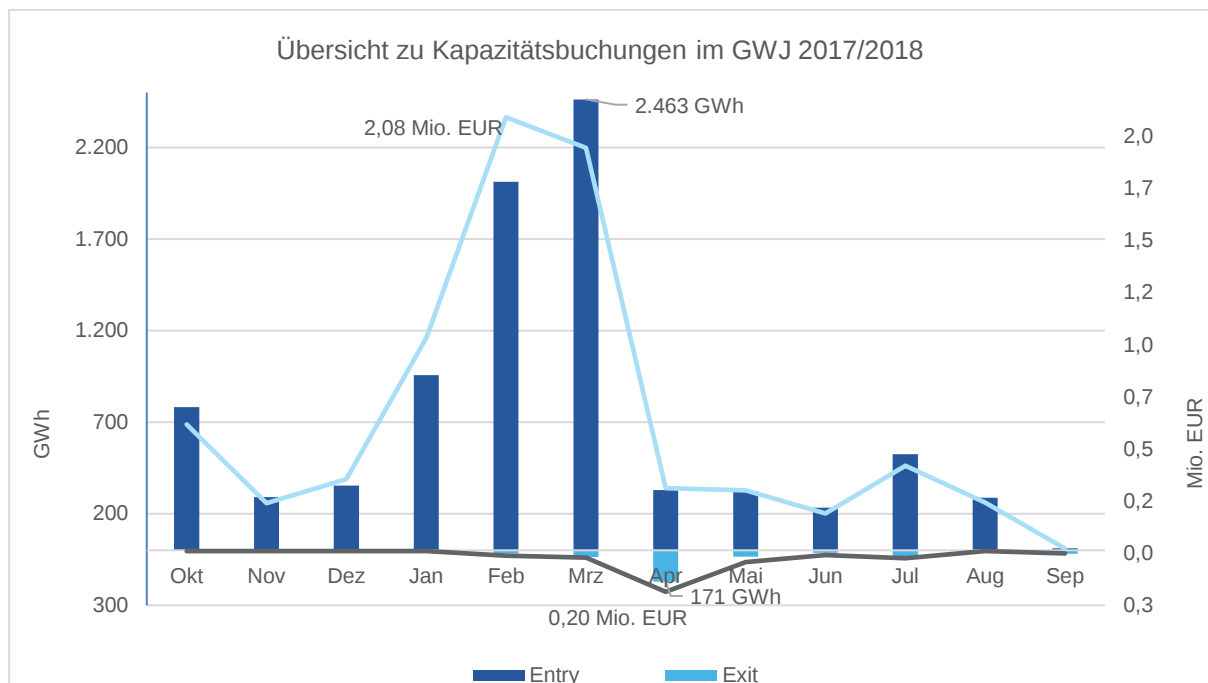


Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2017/2018

In Entry-Richtung wurden in Summa 7,5 TWh importiert, dies entspricht einer Auslastung der gebuchten Kapazitäten in Höhe von ca. 87,8% (vgl. Vorjahr: 95,2%, bedeutet: -7,4%). In Exit-Richtung wurden 0,4 TWh exportiert (vgl. Vorjahr: 0,167 TWh bedeutet: +150%).

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 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.

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

Im Folgenden werden zusammenfassend die Anzahl, Häufigkeit und Kosten der Regelenergieabrufe im letzten GWJ dargestellt. In Abbildung 12 ist zunächst die Anzahl der rest of the day-Regelenergieabrufe je Monat und MOL-Rang aufgetragen. Die Gesamtzahl der Aktivitäten lag im März 2018 bei insgesamt 126 (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 50 im Januar, bedeutet: +152%), während im September lediglich 26 Mal (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 5 im August/September, bedeutet: +420%) durch GASPOOL beschäftigt werden musste.

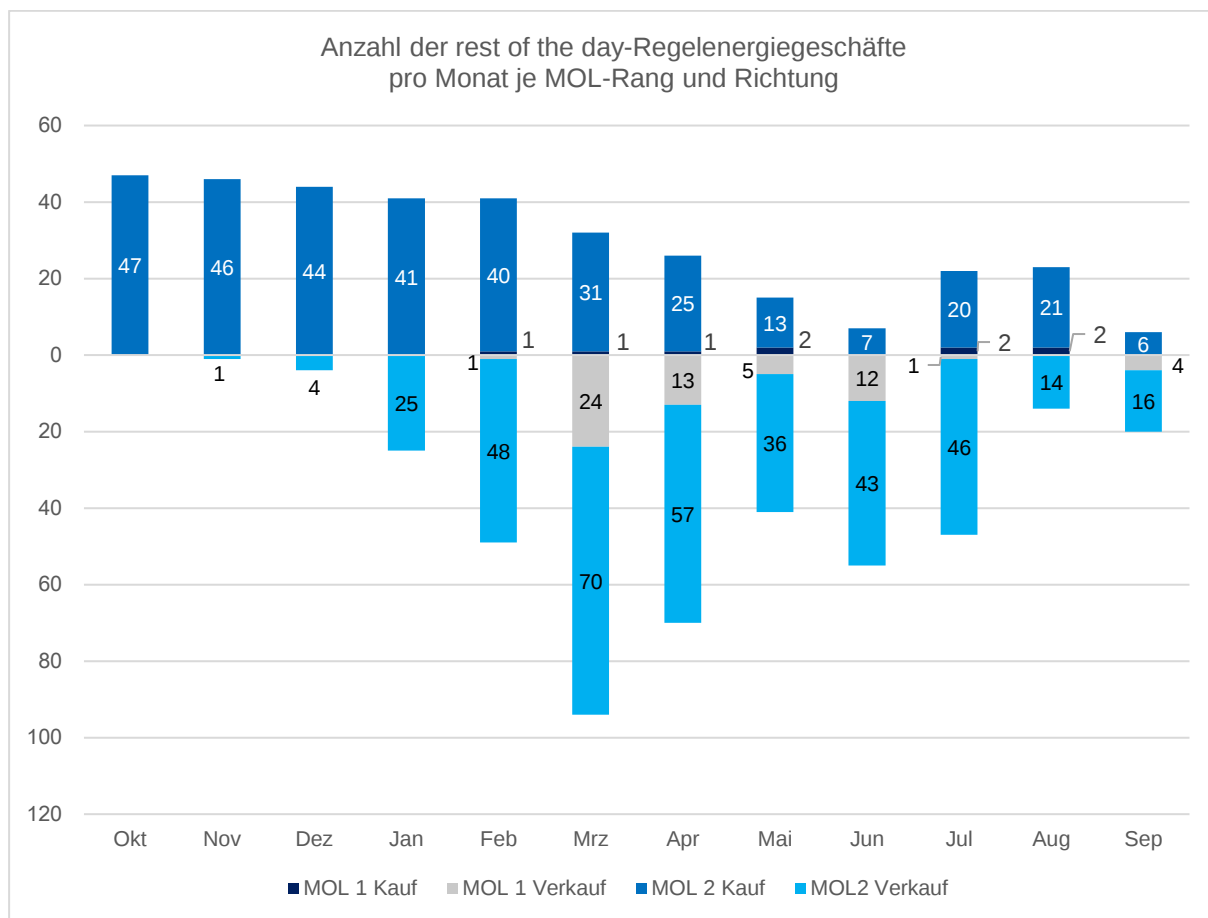


Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2017/2018

Die Zahl der day ahead - Regelenergieabrufe ist in Abbildung 13 dargestellt. Insgesamt beschäftigte GASPOOL im GWJ 2017/2018 auf day ahead-Basis 262 Mal (vgl. Vorjahr: 120, bedeutet: +118%).

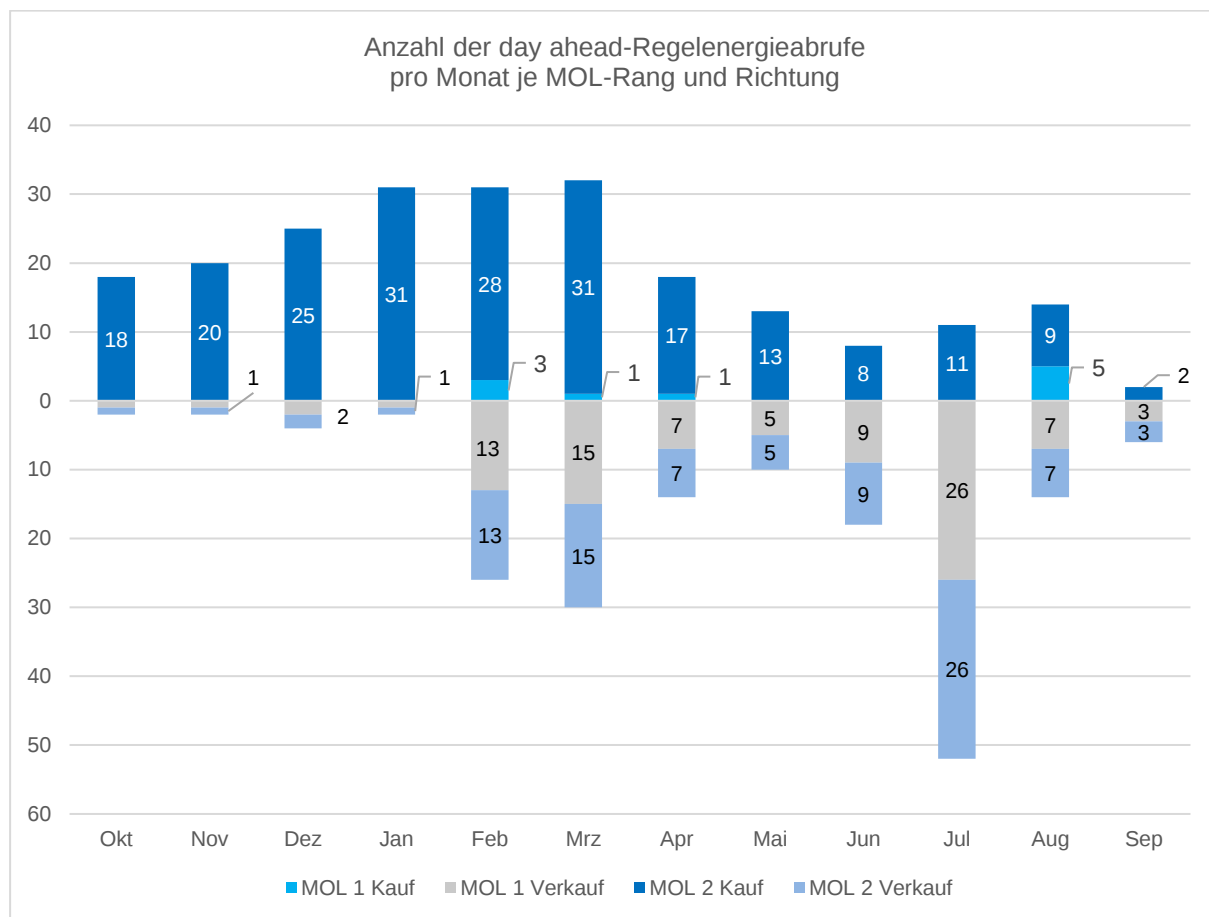


Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2017/2018

In Abbildung 14 wird die Anzahl der Regelenergiemaßnahmen pro Gastag aufgezeigt. In diesem GWJ wurde an 332 Tagen Regelenergie beschäftigt (vgl. Vorjahr: 220 Tage, bedeutet +51%). Insgesamt wurden im GWJ 2017/2018 1088 Maßnahmen (vgl. Vorjahr: 448 Maßnahmen, bedeutet +143%) ausgeführt, damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 2,98 Maßnahmen (vgl. Vorjahr: 1,23 Maßnahmen, bedeutet +142%). Die höchste Anzahl wurde am 16. März 2018 mit acht Abrufen realisiert. Abgesehen vom Juli 2018 sind in den Sommermonaten tendenziell weniger Maßnahmen notwendig. In diesen Monaten fielen auch die geringsten Regelenergiebedarfe an.

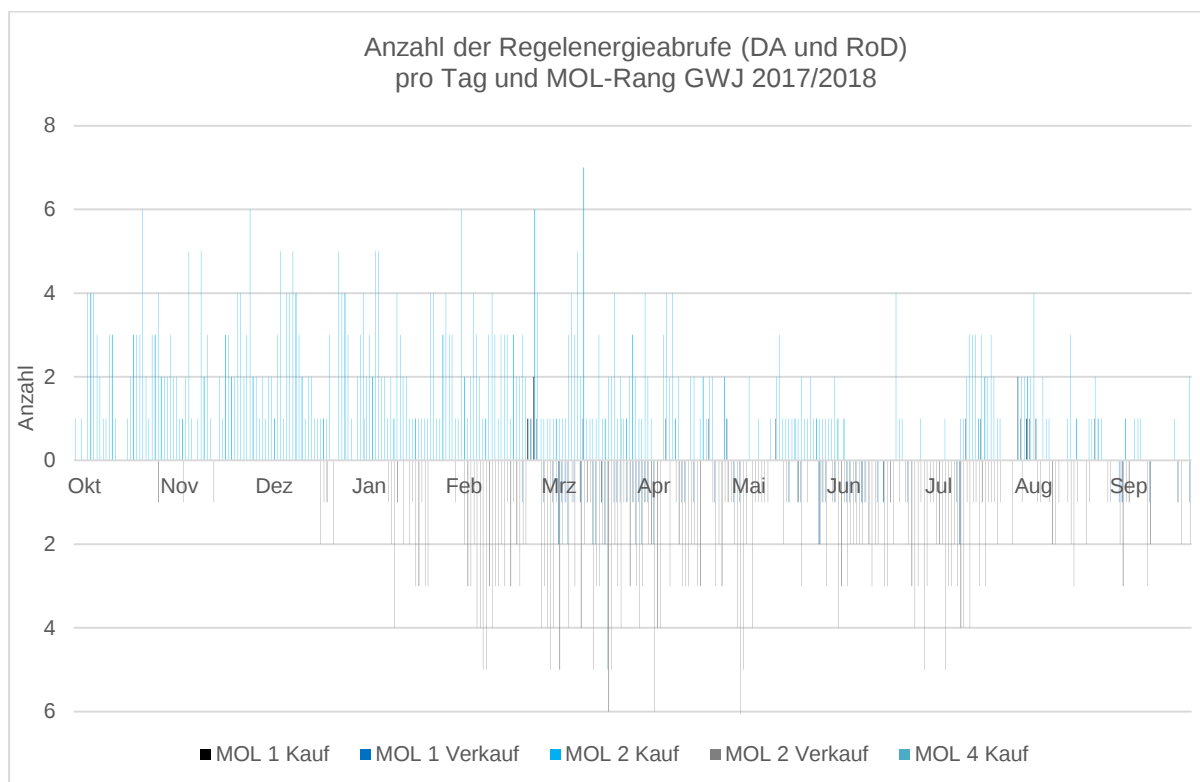


Abbildung 14: Anzahl der Regelenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang

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

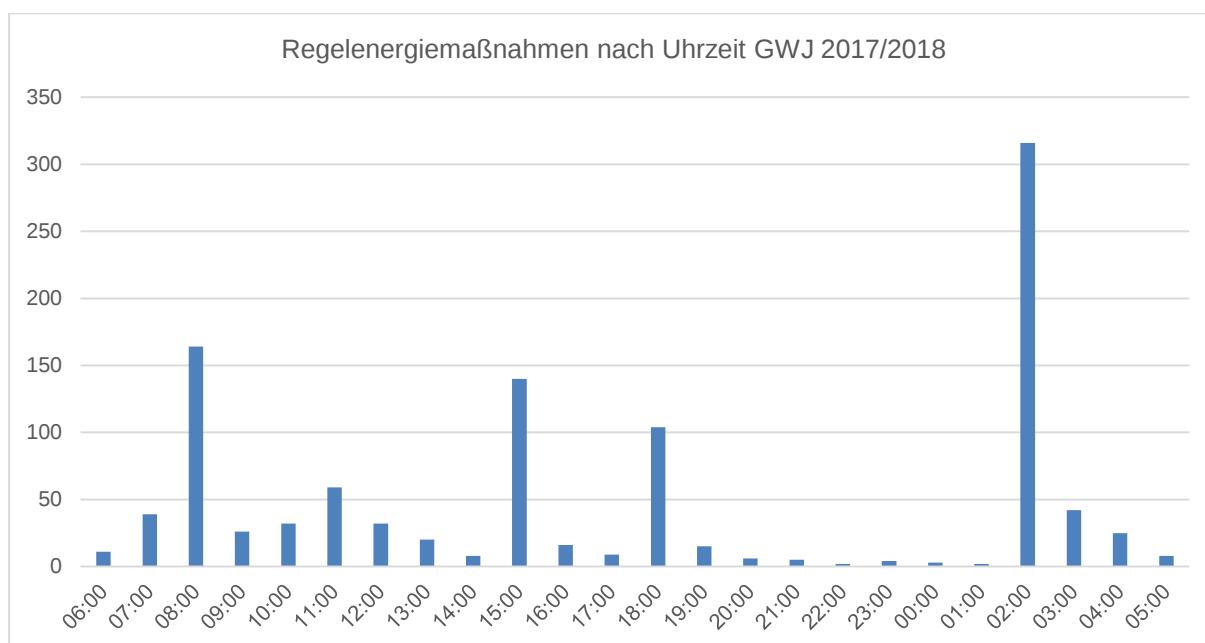


Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-3 und beider Gasqualitäten

Die meisten Bilanzierungsmaßnahmen pro Stunde wurden nachts zwischen 02:00 Uhr und 03:00 Uhr durchgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 316 Maßnahmen durchgeführt (vgl. Vorjahr: 119 Maßnahmen, bedeutet: +166%). 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 398 (vgl. Vorjahr: 120 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 März 2018 mit 127,7 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Januar 2017 mit 35 Mio. EUR, bedeutet: +265%) sowohl die höchsten Kosten an, als mit 68,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: April 2017 mit 11,8 Mio. EUR, bedeutet: +477%) auch die höchsten Erlöse.

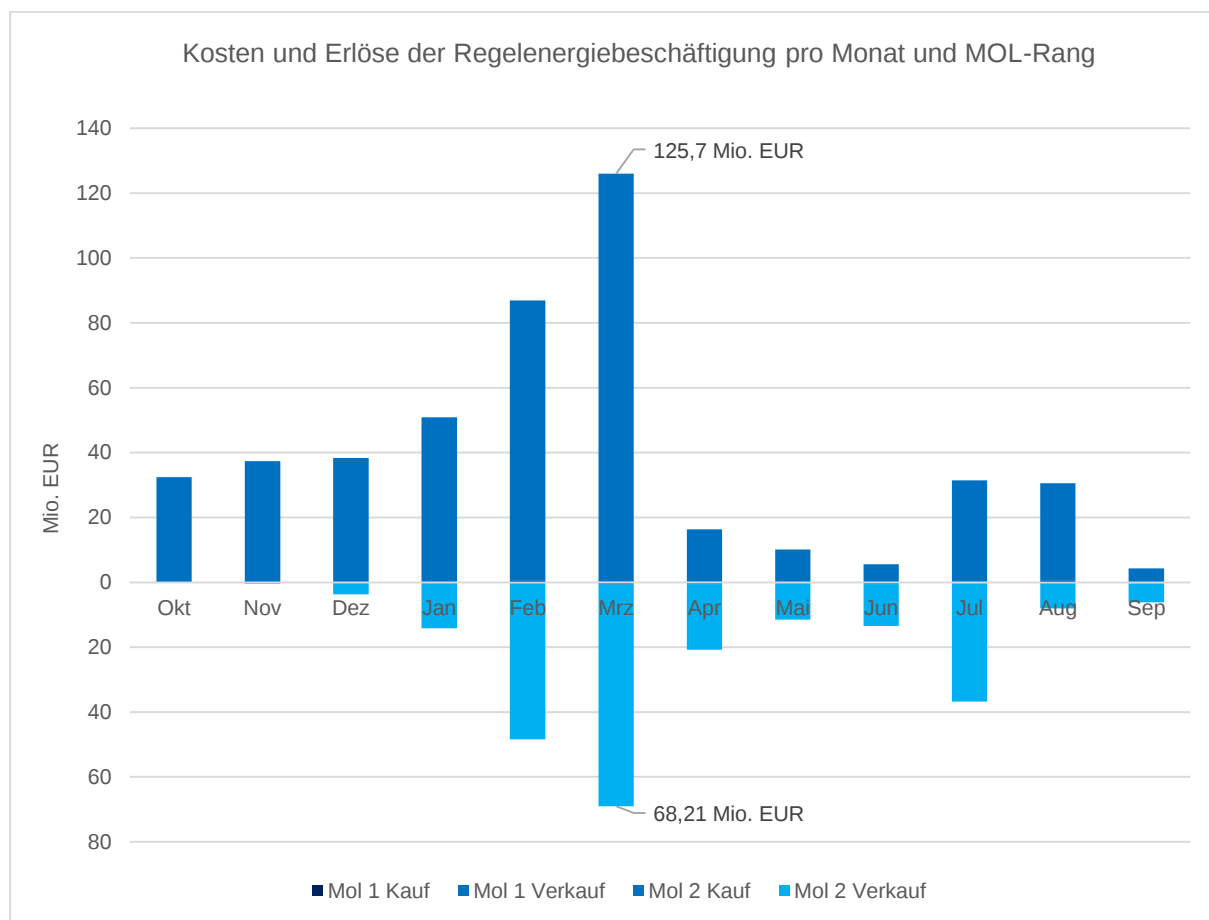


Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2017/2018

### 3.4 Situation in der Kälteperiode im Februar/März 2018

Zwischen 25. Februar und 6 März 2018 gab es eine Kälteperiode mit extrem niedrigen Temperaturen auf nahezu dem gesamten europäischen Kontinent. Innerhalb dieser Kälteperiode erfolgte die Beschaffung von 1.639 GWh externe Regelenergie für 86,2 Mio. EUR im Marktgebiet GASPOOL, dies geschah überwiegend im L-Gas. Höchste Netto-Kosten aus Regelenergiegeschäften entstanden am 01.03.2018 mit 22,6 Mio. EUR. In den Monaten Februar und März 2018 beschaffte GASPOOL durchschnittlich über 34 % des gesamten L-Gas Absatzes über Regelenergie. Am 01.03.18 und 02.03.18 erfolgte eine Ausschreibung von STB, die jedoch zu keiner Abgabe von Angeboten führte. Am 28.03.2018 kam es in der Folge eines Liquiditätsengpases an der Börse zu einem Abruf der zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß Eckpunktepapier BMWi kontrahierten LTO, dabei wurden 11 GWh mit einer Lieferdauer von 22 Stunden zu einem Gesamtvolumen von 215.120 EUR beschäftigt.

Tabelle I: Regelenergiebeschäftigungen Kälteperiode 2018

|            | L-Gas in MWh | H-Gas in MWh<br>(negativ=Sell) | AVG Preis Buy in<br>EUR/MWh | Max Preis Buy in<br>EUR/MWh |
|------------|--------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| 01.03.2018 | 189.354      | 64.872                         | 82,30 €                     | 285,00 €                    |
| 02.03.2018 | 219.456      | - 148.872                      | 107,53 €                    | 150,00 €                    |
| 03.03.2018 | 193.176      | - 178.774                      | 46,97 €                     | 65,00 €                     |
| 04.03.2018 | 111.312      | - 222.354                      | 25,38 €                     | 27,00 €                     |
| 05.03.2018 | 104.616      | - 263.161                      | 22,11 €                     | 22,80 €                     |

Zusätzlich zu den sehr hohen zu beschaffenden Mengen im L-Gas, lag das Preisniveau für Regelenergie bei GASPOOL deutlich über dem der vergangenen Jahre. Im mengengewichteten Durchschnitt wurde in den Monaten Oktober bis einschließlich März ein Preis von 23,81 € / MWh für Regelenergie gezahlt. In den Vorjahren bewegte sich dieser durchschnittliche Preis zwischen ca. 13,00 und 20,00 € / MWh. Dies führte zu extremen Preisspitzen, so dass am 01.03.2018 für den Einkauf von Regelenergie 285,0 EUR/MWh gezahlt werden musste.

Diese hohen Preise stellten eine Situation dar, die sich in ganz Westeuropa beobachten ließ und vermutlich durch mehrere Ursachen parallel ausgelöst wurde. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang der ungeplante Produktionsausfall einer LNG Anlage in Großbritannien, in dessen Folge eine Knappheitswarnung des britischen FNB National Grid ausgesprochen wurde. Hinzu kamen diverse Ausfälle an Förder- und Transporteinrichtungen, hauptsächlich Richtung Großbritannien sowie die niedrigste Produktion in einem Februar im Groningenfeld seit den 60er Jahren.

## 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 2017/2018 in Abbildung 17, lässt sich die höchste Inanspruchnahme im Februar 2018 beobachten. In den Folgemonaten schwankt die Inanspruchnahme, ohne dass sich ein eindeutiger Trend ableiten lässt.

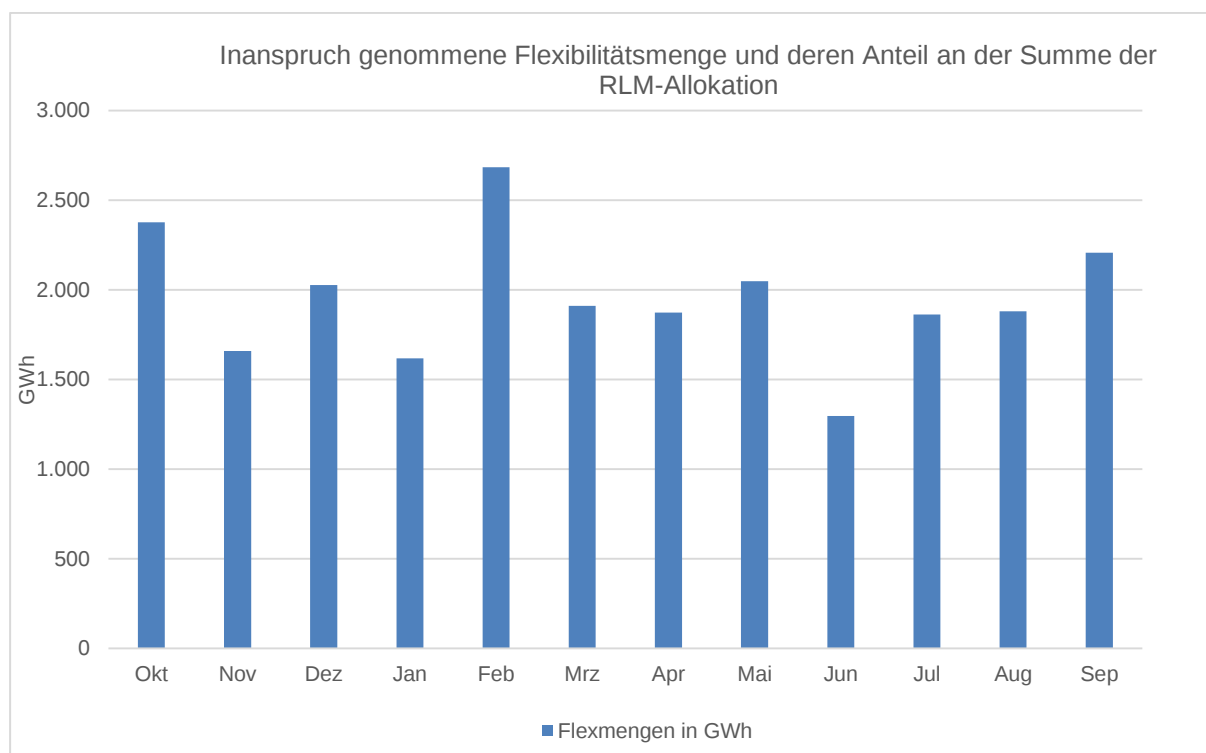


Abbildung 17: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2017/2018

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 GWJ 2017/2018 ist der Anteil leicht auf 5,78% gesunken.

In Abbildung 17 sind die im GWJ 2017/2018 in Anspruch genommenen Flexibilitätsmengen abgetragen. Die Gesamtsumme von 23.445 GWh liegt um 5.481 GWh über der Jahressumme aus dem GWJ 2016/2017. Dies entspricht einer Zunahme von 30,5%.

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 3.1.1).

#### 4.1 Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen

In MOL Rang 1 fand im betrachteten GWJ kein gegenläufiger Einsatz von Regelenergie statt. Auf MOL Rang 2 fand für das H-Gas an drei Tagen gegenläufiger Regelenergieeinsatz mit in summa 57 GWh statt, im L-Gas an 32 Tagen bei 242 GWh, an der TTF wurden an vier Tagen gegenläufige Mengen an Regelenergie beschäftigt, dabei wurden 43 GWh gehandelt. Im Anhang findet sich hierzu die detaillierte Tabelle XIII.

Tabelle II: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2

| Qualität / Ort | Anzahl an Tagen gegenläufigen Regelenergieeinsatzes | Gegenläufig eingesetzte Regelenergiemenge in MWh |
|----------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| H              | 3                                                   | 57.181                                           |
| L              | 32                                                  | 241.949                                          |
| TTF            | 4                                                   | 43.313                                           |

## 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. Durch diese kurze Vorlaufzeit kann das Flexibilitätsprodukt die Lücke bei kurzfristigen Bedarfen bis zur Lieferung von Commodity mit standardisierten drei Stunden Vorlaufzeit überbrücken.

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 Rumpffperioden 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 für ein festes Produkt einen für den gesamten Leistungszeitraum positiven konstanten Preis angeben, daneben einen positiven Arbeitspreis.

Im GWJ 2017/2018 fanden zwei Ausschreibungen für die Perioden Oktober 2017 bis März 2018 und April 2018 bis September 2018 statt. Für die Winterperiode wurden 2.600 MW (vgl.

Vorjahr: ebenfalls 2.600 MW) feste Leistung in den L-Gas-Netzgebieten ausgeschrieben und mit Ausnahme Oktober 2017, hier 2,25 GW, auch kontrahiert. Für die Sommerperiode April 2018 bis September 2018 wurden hier monatlich jeweils 1.000 MW ausgeschrieben und kontrahiert (vgl. Vorjahr: ebenfalls 1.000 MW). Dies führte in der Winterperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 13,6 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 14,6 Mio. EUR, bedeutet: - 6,8%), in der Sommerperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 3,1 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 3,0 Mio. EUR, bedeutet: +4,8%). Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte kontrahiert, in den Wintermonaten 25 GW, in den Sommermonaten 23,6 GW, dies ohne Leistungspreise.

Nachfolgend stellen Tabelle III und Tabelle IV Daten zu kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 2017/2018 dar.

*Tabelle III: 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 |
|-------------------------|--------------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------------------|
| 01.10.2017 - 01.11.2017 | 2,60                           | 2,45                      | 2,25                        | 3               | 3               | 3                     | 1.811.493                   |
| 01.11.2017 - 01.12.2017 | 2,60                           | 3,09                      | 2,60                        | 6               | 11              | 7                     | 2.238.349                   |
| 01.12.2017 - 01.01.2018 | 2,60                           | 3,12                      | 2,60                        | 7               | 11              | 7                     | 2.736.136                   |
| 01.01.2018 - 01.02.2018 | 2,60                           | 3,13                      | 2,60                        | 6               | 14              | 7                     | 2.380.151                   |
| 01.02.2018 - 01.03.2018 | 2,60                           | 3,14                      | 2,60                        | 5               | 14              | 7                     | 2.174.800                   |
| 01.03.2018 - 01.04.2018 | 2,60                           | 3,18                      | 2,60                        | 5               | 10              | 5                     | 2.257.278                   |
| 01.04.2018 - 01.05.2018 | 1,00                           | 1,94                      | 1,00                        | 5               | 7               | 5                     | 563.959                     |
| 01.05.2018 - 01.06.2018 | 1,00                           | 1,94                      | 1,00                        | 8               | 13              | 5                     | 497.832                     |
| 01.06.2018 - 01.07.2018 | 1,00                           | 1,84                      | 1,00                        | 8               | 11              | 4                     | 563.083                     |
| 01.07.2018 - 01.08.2018 | 1,00                           | 1,79                      | 1,00                        | 6               | 8               | 3                     | 487.816                     |
| 01.08.2018 - 01.09.2018 | 1,00                           | 1,76                      | 1,00                        | 8               | 8               | 3                     | 487.816                     |
| 01.09.2018 - 01.10.2018 | 1,00                           | 1,89                      | 1,00                        | 7               | 7               | 4                     | 510.158                     |

Tabelle IV: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)

| Leistungszeitraum       | Angebotene Leistung in GW | Kontrahierte Leistung in GW | Anzahl Anbieter | Anzahl Angebote | Anbieter mit Zuschlag |
|-------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|
| 01.10.2017 - 01.11.2017 | 24,85                     | 24,85                       | 3               | 10              | 3                     |
| 01.11.2017 - 01.12.2017 | 25,20                     | 25,20                       | 3               | 14              | 3                     |
| 01.12.2017 - 01.01.2018 | 25,20                     | 25,20                       | 3               | 14              | 3                     |
| 01.01.2018 - 01.02.2018 | 25,20                     | 25,20                       | 3               | 14              | 3                     |
| 01.02.2018 - 01.03.2018 | 25,20                     | 25,20                       | 3               | 14              | 3                     |
| 01.03.2018 - 01.04.2018 | 25,20                     | 25,20                       | 3               | 12              | 3                     |
| 01.04.2018 - 01.05.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 12              | 2                     |
| 01.05.2018 - 01.06.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 12              | 2                     |
| 01.06.2018 - 01.07.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 11              | 2                     |
| 01.07.2018 - 01.08.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 10              | 2                     |
| 01.08.2018 - 01.09.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 10              | 2                     |
| 01.09.2018 - 01.10.2018 | 23,60                     | 23,60                       | 2               | 11              | 2                     |

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

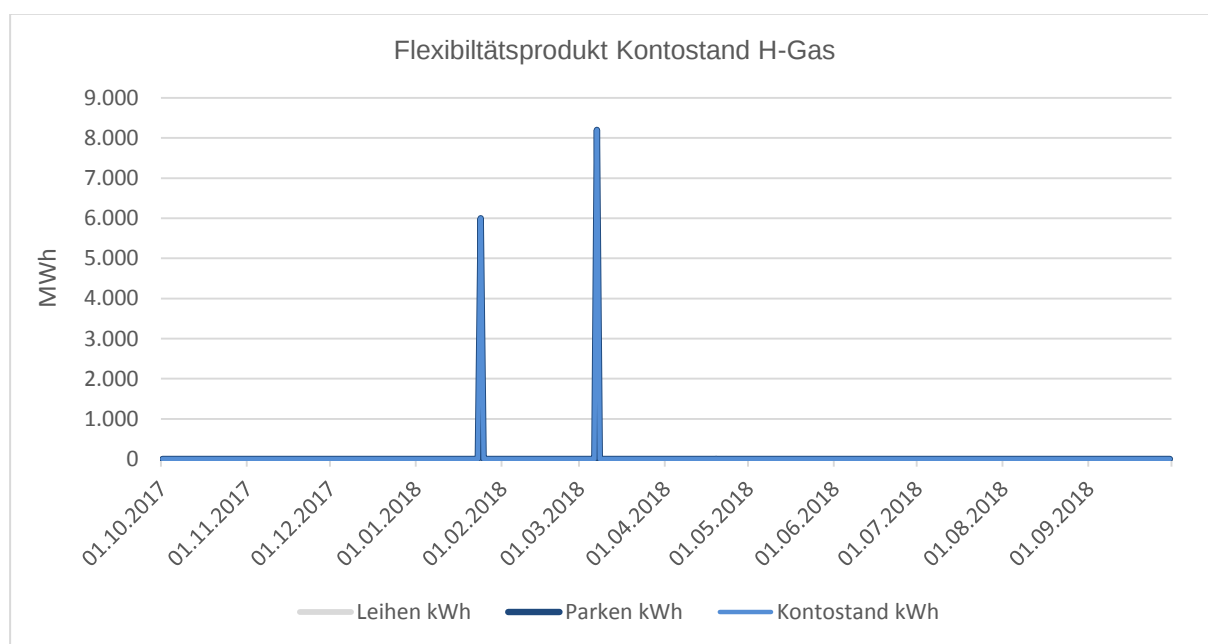


Abbildung 18: Kontostandsverlauf sowie Volumina Parken und Leihen des Flexibilitätsprodukts im H-Gas in MWh

Aus Abbildung 18 geht hervor, dass die Flexibilitätsverträge im H-Gas nur an zwei Tagen im Januar und März 2018 genutzt wurden. Im gesamten GWJ wurde kein Flexibilitätsvertrag in der Richtung Leihen genutzt. Da für H-Gas nur Verträge auf unterbrechbarer Basis kontrahiert wurden, sind hier keine Kosten für Leistungspreise entstanden.

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

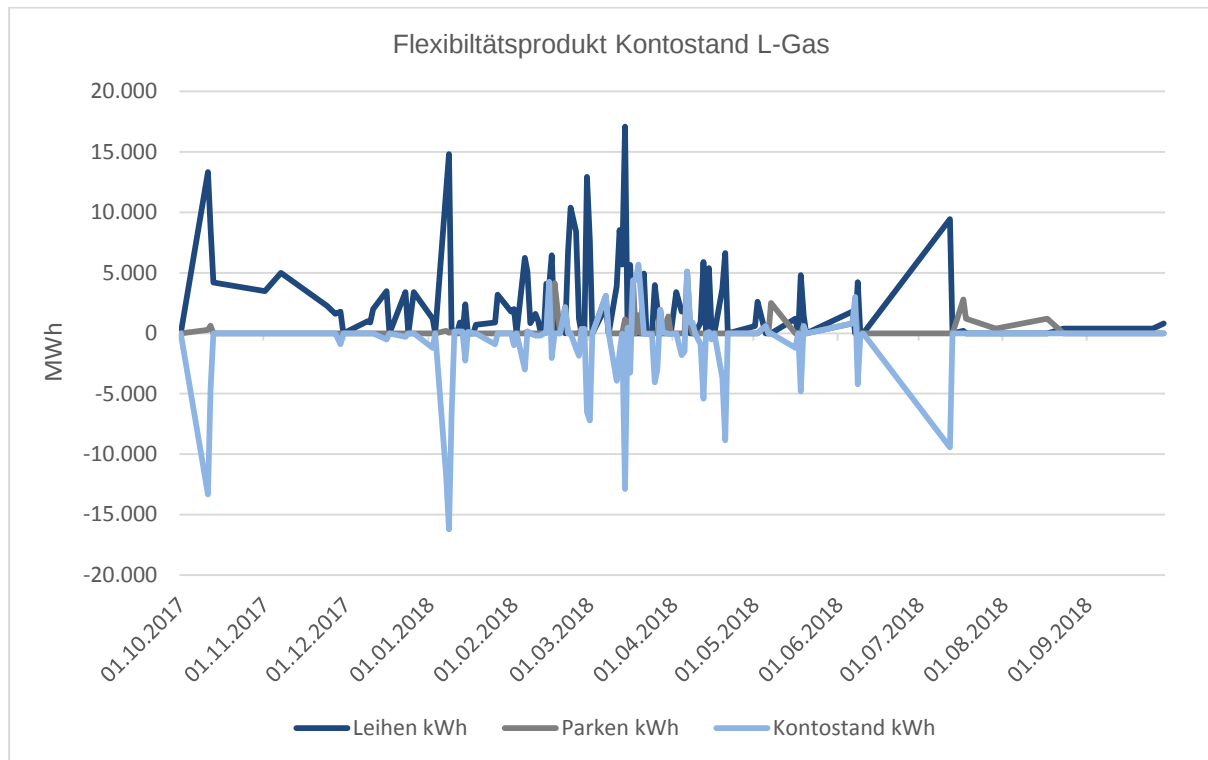


Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2017/2018

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden insbesondere in den Monaten November bis April genutzt.

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, vielmehr wurde die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2018/19 erhöht. Die Gründe dafür liegen in:

- verringertem Linepack durch Marktraumumstellung wodurch sich das Potential zum Ausgleich des Strukturierungsbedarfs verringert,
- Abweichungen der Wirksamkeit der Regelenergielieferung von der Regelenergiebeschaffung,
- daraus resultierenden erhöhten temporären Strukturierungsbedarfen,
- proportional gravierenderen Auswirkungen von Prognoseunschärfen bei größeren L-Gas Einkäufen sowie
- der Notwendigkeit der Vorhaltung von Absicherungsleistung für Ausfälle der dt. Eigenproduktion.

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

LTOs werden nur als rest of the day (RoD) angewendet. Dabei verpflichten sich Anbieter zur Vorhaltung von Gasmengen (Kauf oder Verkauf) im Leistungszeitraum. Der Anbieter erhält dafür einen Leistungspreis, bei Abruf durch GASPOOL erfolgt mit einem Vorlauf von mindestens drei (maximal 23) Stunden vor Beginn der Abrufstunde den vereinbarten Arbeitspreis. Die Anzahl der Abrufe ist bei einem Monatsprodukt im Standard auf 14 Tage begrenzt. Die angebotenen Leistungen können nur komplett als Bandlieferung abgerufen werden. Der Anbieter stellt sicher, dass die Übernahme bzw. Bereitstellung der Gasmengen ab der Abrufstunde erfolgt.

LTO können wochen-, monats-, quartals-, halbjahres- oder jahresweise ausgestaltet sein, darüber hinaus können in Einzelfällen auch Rumpfperioden vereinbart werden. Die Mindestlosgröße für die Angebote beträgt 10 MWh/h, darüber kann jede ganzzahlige Leistung angeboten werden.

Die Bereitstellung bzw. Abnahme der abgerufenen Leistung kann an einem auf einer von GASPOOL veröffentlichten Liste möglicher physischer Ein-/Ausspisepunkten erfolgen, daneben können seit dem GWJ 2017/2018 Abschaltleistungen an RLM-Ausspisepunkten genutzt werden.

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 5.4 separat eingegangen.

## 5.2 Durchführung von Long Term Option Testabrufen

GASPOOL hat am 03. Januar 2018 gegen 23:45 Uhr einen Testabruf für alle zur Umsetzung des Eckpunktepapiers zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahierten LTO-Lose vorgenommen. Konkret wurden im Netzbereich Gastransport Nord GmbH (GTG) 300 MW, im Netzbereich der Gasunie Deutschland GmbH 500 MW und im Netzbereich der Nowega ebenfalls 500 MW für die letzten drei Lieferstunden des Gastages 03.01.2018 abgerufen.

Ziel des Testabrufes war zum einen die Prüfung auf Vorhaltung der vertraglich vereinbarten vorzuhaltenden 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 1.300 MWh/h wurden für 1.240 MWh/h vertragsgemäß erfüllt, 60 MWh/h wurden mit einer längeren als vertraglich vereinbarter Vorlaufzeit angestellt.

### 5.3 Produktbeschreibung Short Term Balancing Service

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den Marktgebietsverantwortlichen oder Übernahme von Gasmengen vom Marktgebietsverantwortlichen in Regelenergiezonen bzw. Netzgebieten (inkl. RLM). Die Ausschreibung von STB erfolgt immer nach Bedarf, kurzfristig für den angebotenen Gastag. Der Abruf entsteht bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

Am 01.03.18 und 02.03.18 erfolgte eine Ausschreibung von STB, jedoch wurden hierfür keine Angebote abgegeben.

### 5.4 Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier<sup>2</sup>, 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 2.0<sup>3</sup> konkretisiert.

Auch im GWJ 2017/2018 wurden von GASPOOL LTOs zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Für den Zeitraum Januar 2018 bis März 2018 wurden monatlich 1,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG kontrahiert. Diese wurden wie in Kapitel 3.4 beschrieben, am 28.03.2018 abgerufen.

In der nachfolgenden Abbildung 20 sind die in den ausgeschriebenen Netzbereichen monatlich angebotenen Leistungen dargestellt.

Zur Sicherstellung eines notwendigen physischen Effekts hat GASPOOL die Liste der für die Erbringung des physischen Effektes nutzbaren Ein- und Ausspeisepunkte auf Speicheranschlusspunkte und reduziert, RLM-Ausspeisestellen sind daneben zulässig.

---

<sup>2</sup> <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

<sup>3</sup> [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](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)

Anbieter sollen keine unterbrechbaren Einspeise- und keine auf einem Gegenstrom basierenden Ausspeisekapazitäten nutzen. GASPOOL hat dies in ihren Geschäftsbedingungen Regelenergie entsprechend berücksichtigt.

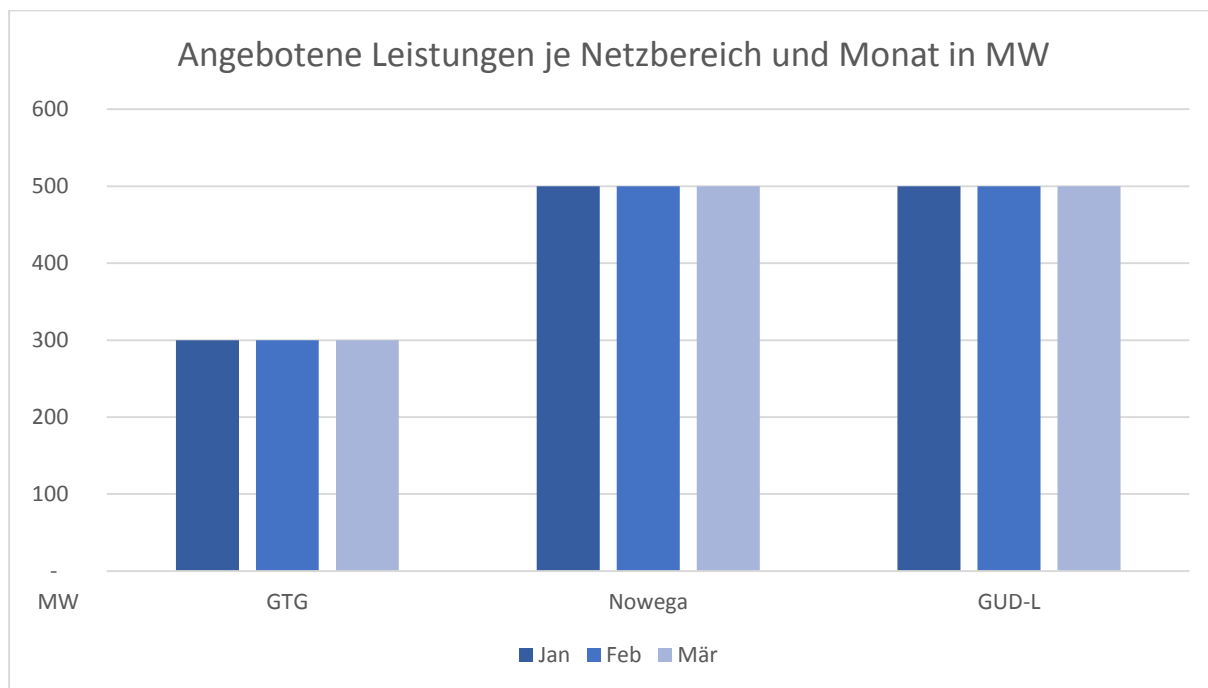


Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2017/2018

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

Die Ergebnisse der Ausschreibung sind in Tabelle V dargestellt.

Tabelle V: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2018 – 01.04.2018

| Leistungszeitraum       | Ausgeschriebene Leistung in GW | Angebote Leistung in GW | Kontrahierte Leistung in GW | Anzahl Anbieter | Anzahl Angebote | Anbieter mit Zuschlag | Leistungspreis Kosten in EUR |
|-------------------------|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|------------------------------|
| 01.01.2018 - 01.02.2018 | 1,3                            | 7,56                    | 1,3                         | 8               | 115             | 5                     | 597.172                      |
| 01.02.2018 - 01.03.2018 | 1,3                            | 7,7                     | 1,3                         | 8               | 112             | 5                     | 544.468                      |
| 01.03.2018 - 01.04.2018 | 1,3                            | 6,87                    | 1,3                         | 8               | 114             | 5                     | 647.036                      |

GASPOOL konnte im Ergebnis den Leistungsbedarf decken und zahlte für die kontrahierten Produkte Leistungspreise in Höhe von ca. 1,78 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 1,22 Mio. EUR bedeutet: +46%) für den gesamten Leistungszeitraum.

## 6 Lokale Regelenergieprodukte

Sogenannte lokale Regelenergieprodukte sind solche, bei denen eine Eingrenzung bezüglich des Ortes, an dem der physische Effekt herbeigeführt werden muss, besteht. Diese Produkte werden unter MOL-Rang 2 in den lokalen Orderbüchern der PEGAS für das Marktgebiet GASPOOL angeboten. Diese Produkte werden bei der Ausgleichsenergieentgeltbildung nicht berücksichtigt.

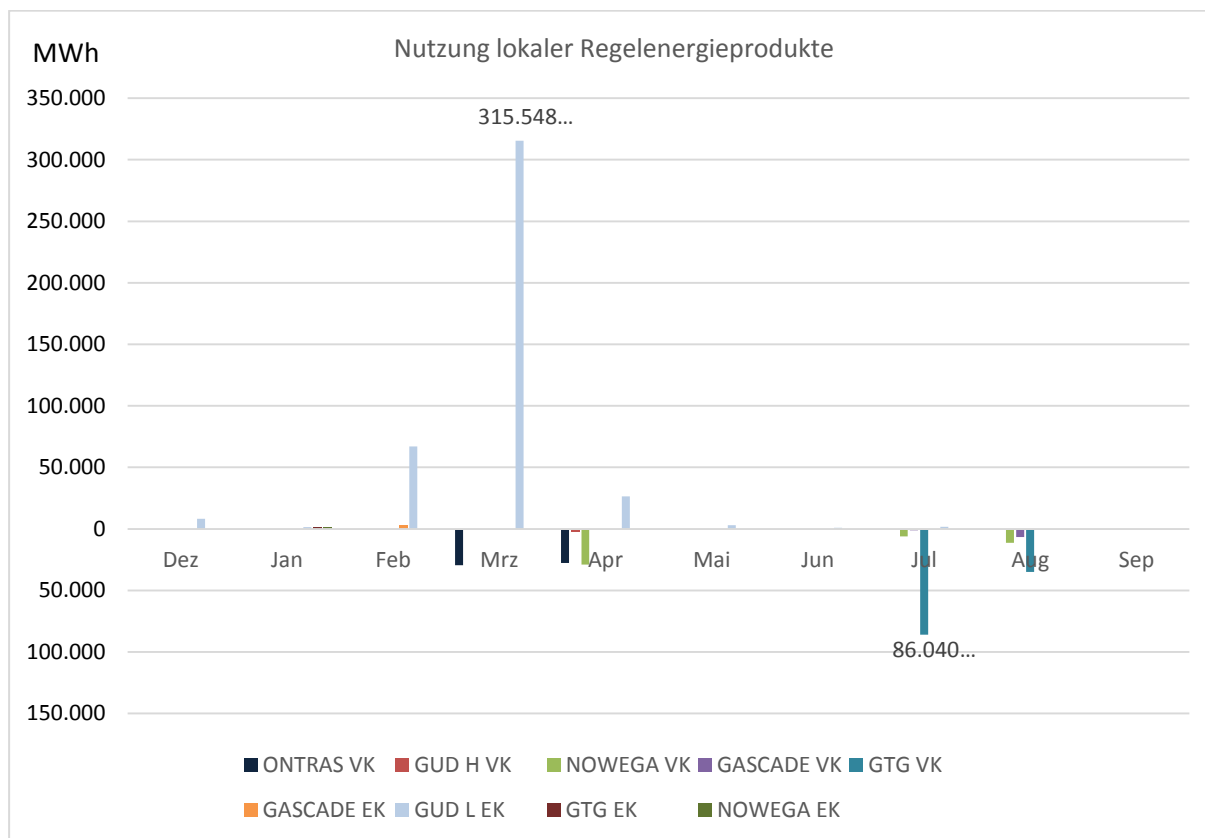


Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2017/2018

Die Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite lag mit 315,5 GWh im März 2018 für den Netzbereich GUD L vor. Hierfür fielen Kosten in Höhe von 12,4 Mio. EUR an (vgl. Vorjahr: 39,9 GWh im Januar 2017 für den Netzbereich GASCADE). Der höchste Verkauf wurde mit 86,0 GWh im Juli 2018 im Netzbereich GTG realisiert, dabei wurden Erlöse in Höhe von 1,8 Mio. EUR erzielt (vgl. Vorjahr: 20,5 GWh im Mai 2017 im Netzbereich NOWEGA). Insgesamt wurden lokale Einkäufe in Höhe von 429,4 GWh für insgesamt 15,7 Mio. EUR getätigt, lokale Verkäufe wurden insgesamt in Höhe von 234 GWh bei Erlösen von 4,4 Mio. EUR vorgenommen.

## 7 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 2017 bis Mai 2018 aufgeteilten Kosten und Erlöse sind in Abbildung 22 dargestellt<sup>4</sup>.

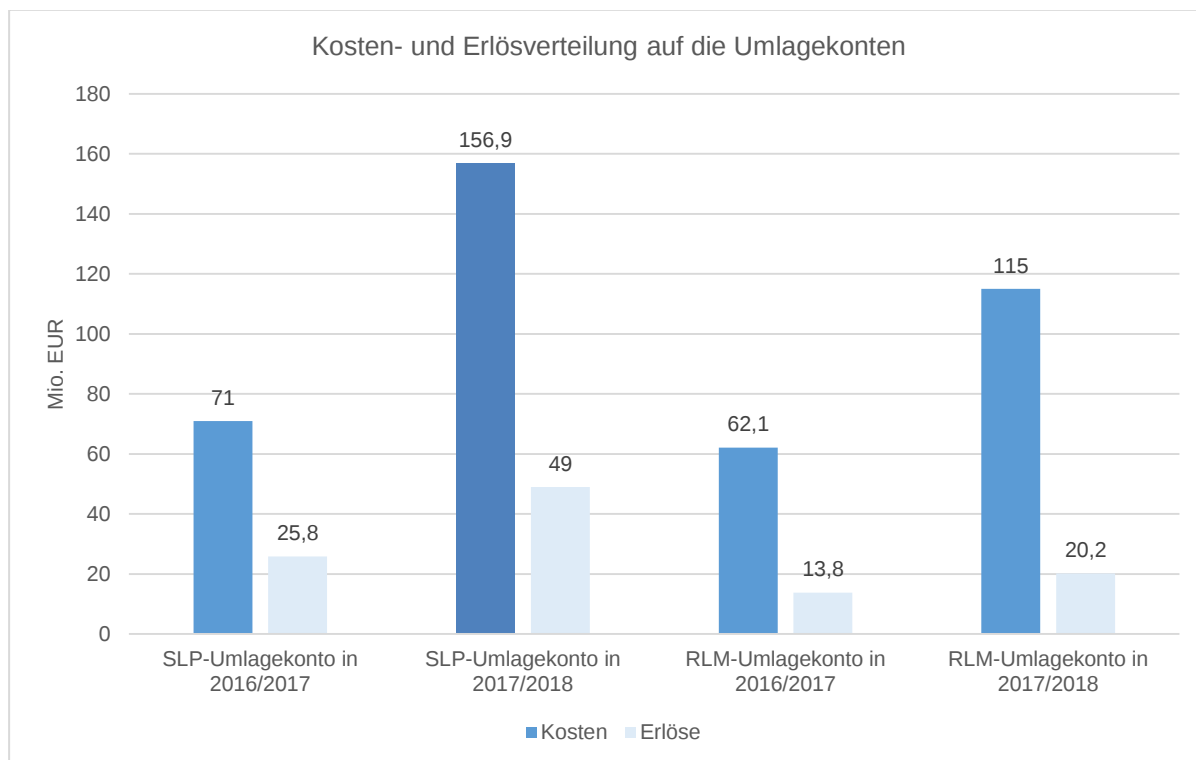


Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ

Im SLP-Umlagekonto haben sich die Kosten- und Erlöse im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt. Auch das RLM-Konto weist in diesem GWJ einen höheren Kostenblock im Vergleich zum vergangenen GWJ auf. Hauptgrund für die Entwicklung in den Umlagekonten ist hohe Regelenergiebeschäftigung.

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

<sup>4</sup> Da für die Berechnung der täglichen Verteilungsschlüssel zunächst die Clearingzeiten abgeschlossen sein müssen, lag zum Zeitpunkt der Berichtserstellung die Datenbasis nur bis Mai 2018 vor.

Verteilungsschlüssel gebildet. Eine Mengengewichtung der täglichen Verteilungsschlüssel erfolgt hierbei nicht<sup>5</sup>.

Der vorläufige Verteilungsschlüssel für den Zeitraum Oktober 2017 – September 2018 liegt für SLP bei 52,56% und für RLM bei 47,44%.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 156,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 70,9 Mio. EUR, bedeutet +121,3%) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 115 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 62,1 Mio. EUR, bedeutet +85,19%). Die SLP-Erlöse lagen bei 49 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 25,8 Mio. EUR, bedeutet +89,92%) und im RLM-Bereich bei 20,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 13,8 Mio. EUR, bedeutet +46,48%). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2017/2018 nicht gegeben.

---

<sup>5</sup> Eine Analyse zu den Vor- und Nachteilen einer Mengengewichtung des täglichen Verteilschlüssels ist in Kapitel 4 des Regelenergieberichts 2015/2016 vorgenommen worden.

## 8 Beendigung 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 den vergangenen beiden GWJ konnten angefallen lokale Regelenergiebedarfe über die an der Börse handelbaren Produkte gedeckt werden. In der Folge wurden die Produkte des MOL Ranges 3 abgeschafft, der MOL Rang 3 enthält damit keine Produkte mehr.

Das Regelenergieportal als physikalische Bilanzierungsplattform wurde abgeschafft.

Eine Verlängerung der Interimsmaßnahme über den 16.04.2019 hinaus ist daher nicht notwendig.

## 9 Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

### Regelenergieumlagen

, Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem wie die Regelenergiebeschäftigung, Bilanzkreis- und Mehr-Mindermengenabrechnung werden in den RLM- und SLP-Umlagekonten geführt. Damit der MGW seine vorgegebenen Aufgaben kostenneutral durchführen kann, ist er berechtigt eine Umlage zu erheben. Für die Berechnung der Umlage werden die Kosten und Erlöse für die nächste Umlageperiode prognostiziert. Zusätzlich wird noch ein Liquiditätspuffer ermittelt, um eintretende Prognoserisiken abzufangen. Sofern unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers, die prognostizierten Erlöse die prognostizierten Kosten übersteigen, wird dieser Überschuss an die BKV ausgeschüttet.

In Abbildung 23 sind die Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015 aufgetragen. Erkennbar unterscheidet sich die Umlagenhöhe für SLP- und RLM-Kunden. Ursächlich hierfür ist die unterschiedliche Risikostruktur in den Kundengruppen. Während die Bilanzkreisrechnung zwei Monate nach Liefermonat abgerechnet wird, erfolgt die Mehr-Mindermengenabrechnung mit den Abweichungen der SLP-Prognose in der Regel systembedingt erst ein Jahr oder noch später nach dem Liefermonat. Darüber hinaus weisen die Mehr-Mindermengen signifikante Mengen auf und stellen eine wesentliche Position im Umlagekonto dar.

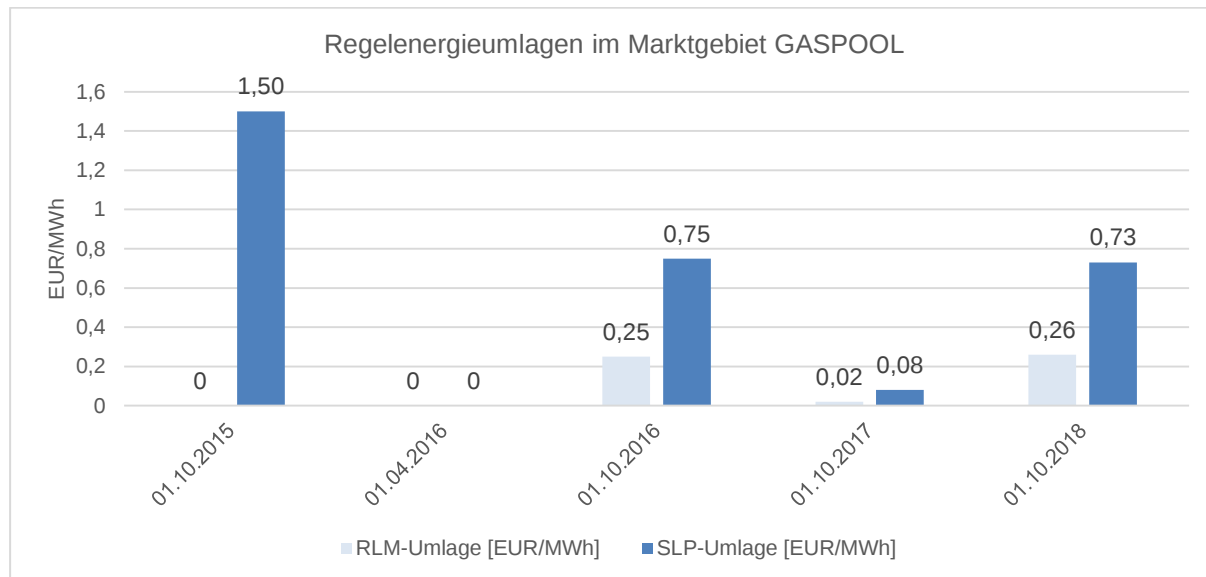


Abbildung 23: Entwicklung der Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015

In Abbildung 24 ist ein Abgleich des vor Beginn der Umlageperiode prognostizierten und des später realisierten IST-Saldos für den SLP-Bereich dargestellt. Basis hierbei sind allein die Kosten- und Erlösprognosen. Die Anfangs und Endkontostände sowie der Liquiditätspuffer sind nicht einbezogen. Bei den prognostizierten Erlösen sind jene aus der Umlage nicht enthalten, da eine Umlage - und somit mögliche Erlöse - ein Resultat der Kosten und Erlösschätzung ist. Man erkennt zum einen, dass die Prognosen in den ersten drei Perioden

nahe bei dem später realisierten Saldo liegen. Im GWJ 17/18 liegen der Ist-Saldo - und damit die Kosten - deutlich über der Prognose. Da aber für dieses GWJ noch nicht alle Abrechnungen gelegt wurden, sind die Werte noch nicht vollständig.

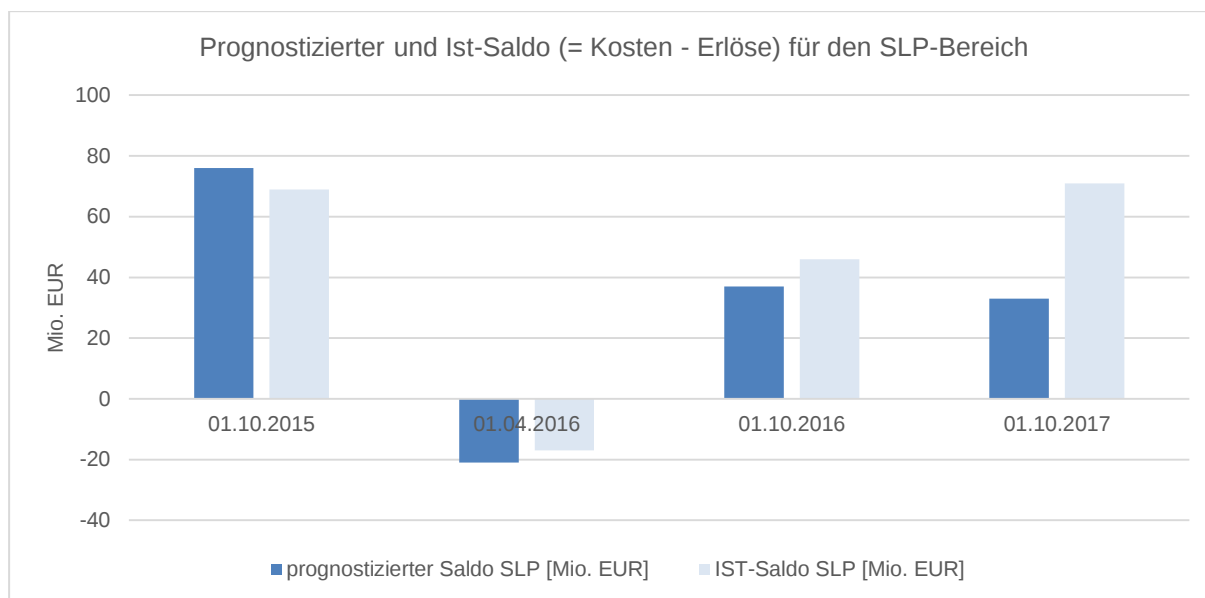


Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL

In Abbildung 25 sind die Salden für den RLM-Bereich unter den gleichen Prämissen wie beim SLP-Bereich, dargestellt. Insbesondere in den letzten beiden Perioden erkennt man, dass die tatsächlichen Kosten deutlich über den prognostizierten lagen. Ein Grund hierfür sind eingetretene Preisrisiken in Kombination mit einem höheren Niveau in der Regelenergiebeschäftigung. Auch hier ist das GWJ 17/18 noch nicht vollständig, da noch nicht alle Rechnungen gebucht wurden.

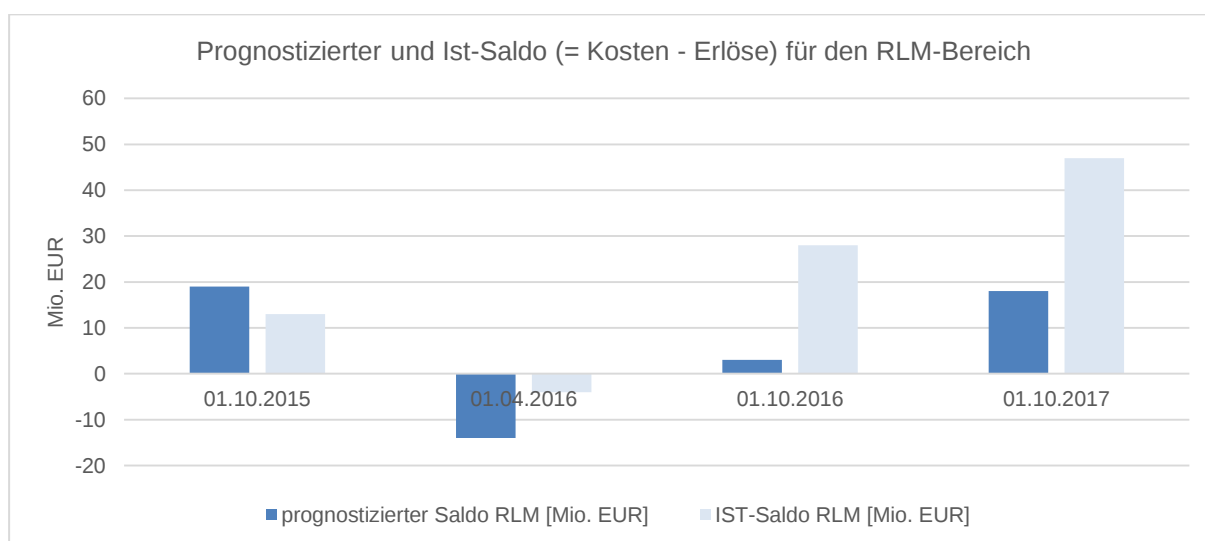


Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL

Auch hier ist die Datenbasis für das GWJ 17/18 noch nicht vollständig, da noch nicht alle Rechnungen gebucht wurden bzw. die Clearingfristen zum Redaktionsschluss noch laufen.

### **Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage**

Der qualitätsübergreifende Handel ist in den Marktgebieten durch die Festlegung Konni Gas geregelt. Da bei kommerziellen Bilanzierungsmaßnahmen durch den MGW gegenläufig Regelenergie beschäftigt wird, erfolgt an dieser Stelle eine Darstellung der Entgelte und der Umlage<sup>6</sup>.

In der folgenden Tabelle VI ist sowohl das Konvertierungsentgelt von H- Gas nach L-Gas, also auch die Konvertierungsumlage seit Oktober 2015 dargestellt.

*Tabelle VI: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL*

|            | Konvertierungsumlage<br>EUR/MWh | Konvertierungsentgelt<br>H-nach<br>L-Gas<br>EUR/MWh | Konvertierungsentgelt<br>L-nach<br>H-Gas<br>EUR/MWh |
|------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| 01.10.2015 | 0                               | 0,441                                               | 0,441                                               |
| 01.04.2016 | 0                               | 0,441                                               | 0,441                                               |
| 01.10.2016 | 0                               | 0,441                                               | 0                                                   |
| 01.04.2017 | 0,022                           | 0,4                                                 | 0                                                   |
| 01.10.2017 | 0,017                           | 0,45                                                | 0                                                   |
| 01.10.2018 | 0,075                           | 0,45                                                | 0                                                   |

## **10 Fazit / Zusammenfassung**

Das Regelenergiemanagement als eine der zentralen Aufgaben des MGW konnte im Marktgebiet GASPOOL während des betrachteten Zeitraumes sicher gewährleistet werden. Sämtliche benötigte Regelenergie konnte sowohl effektiv als auch effizient beschäftigt werden. Dabei wurden die regulatorischen Vorgaben aus der GaBi-Gas 2.0 eingehalten. Im H-Gas wurden per Saldo -1.808. GWh (vgl. Vorjahr: 1.893 GWh, bedeutet: -4,5%) an Regelenergie beschäftigt, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 6.897 GWh (vgl. Vorjahr: 3.988 GWh, bedeutet: +72,9%) und Regelenergieverkäufen in Höhe von 8.705 GWh (vgl. Vorjahr: 2.095 GWh, bedeutet: +315,5%). Im L-Gas wurden per Saldo 9.978 GWh (vgl. Vorjahr: 2.400 GWh, bedeutet: +315,75%) an Regelenergie beschafft, diese ergaben sich aus Regelenergieeinkäufen in Höhe von 12.988 GWh (vgl. Vorjahr: 3.060 GWh, bedeutet: 324,44%) und Regelenergieverkäufen in Höhe von 3.010 GWh (vgl. Vorjahr: 660 GWh, bedeutet +356,06%).

<sup>6</sup> Die Berechnungsgrundlage für das Konvertierungsentgelt und die -umlage sind auf der Homepage veröffentlicht:

<https://www.gaspool.de/services/bilanzkreisverantwortliche/konvertierung/konvertierungsentgelt/>

Im benachbarten Marktgebiet wurden an der TTF 7.520 GWh für 163,93 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 1.988 GWh / 36,12 Mio. EUR, bedeutet: +278,27% / +353,8) beschäftigt. Dem steht ein Verkauf von 419 GWh mit Erlösen in Höhe von 8,3 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 167 GWh / 2,659 Mio. EUR, bedeutet: +150,9% / +212,15%). Der Anteil der insgesamt über die Börse gehandelten Regelenergie lag über 99,95% und entspricht damit dem Ziel der regulatorischen Vorgaben. Die Beschäftigung von Regelenergie fand zu ca. 43% untertäglich statt. Im vorangegangenen GWJ 2016/2017 lag der Anteil bei ca. 66%.

Bezüglich der Berechnung des Transportkostenanteils kam es in diesem GWJ zu keiner Anpassung. Somit ergeben sich weiterhin pro Tag und Richtung 24 mögliche Transportkostenanteile.

Im Marktgebiet GASPOOL kann aus derzeitiger Sicht keine Reduktion der kontrahierten Leistungen vorgenommen werden, vielmehr wurde die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2018/19 erhöht. Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte leisten, wie bereits oben ausführlich beschrieben, 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 Januar 2017 bis März 2018 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 1,78 Mio. EUR. Am 28.03.2018 kam es in der Folge eines Liquiditätsengpasses an der Börse zu einem Abruf der zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß Eckpunktepapier BMWi kontrahierten LTO, dabei wurden 11 GWh mit einer Lieferdauer von 22 Stunden zu einem Gesamtvolumen von 215.120 EUR beschäftigt.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 156,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 70,9 Mio. EUR, bedeutet +121,3%) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 115 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 62,1 Mio. EUR, bedeutet +85,19%). Die SLP-Erlöse lagen bei 49 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 25,8 Mio. EUR, bedeutet +89,92%) und im RLM-Bereich bei 20,2 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 13,8 Mio. EUR, bedeutet +46,48%). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2017/2018 nicht gegeben.

Die Interimsmaßnahme in Form der physikalischen Bilanzierungsplattform wurde zum 1. Januar 2018 nicht mehr eingesetzt. Zum einen kann lokaler Regelenergiebedarf über die zonalen Orderbücher der PEGAS gedeckt werden, zum anderen kann im Bedarfsfall auf das neue Regelenergieprodukt STB in MOL Rang 4 zurückgegriffen werden. Die Ausschreibungsplattform (ASP) wird für die nicht standardisierten Regelenergieprodukte LTO und STB in MOL Rang 4 genutzt.

## 11 Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes

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

|               | 2016/2017                  |                            | 2017/2018                  |                            |
|---------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
|               | Kosten (System Buy, Entry) | Erlöse (System Sell, Exit) | Kosten (System Buy, Entry) | Erlöse (System Sell, Exit) |
| MOL 1         | 3.882.153,00               | 0,00                       | 1.404.732,50               | 2.578.857,21               |
| MOL 2         | 131.361.488,26             | 41.779.155,18              | 468.872.085,08             | 229.873.690,19             |
| MOL 3         | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       |
| MOL 4         | 52.784,19                  | 0,00                       | 86.011,65                  | 0,00                       |
| <b>Gesamt</b> | <b>135.296.425,45</b>      | <b>41.779.155,18</b>       | <b>470.362.829,23</b>      | <b>232.452.547,40</b>      |

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

|       |                | 2016/2017                  |                            | 2017/2018                  |                            |
|-------|----------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
|       |                | Kosten (System Buy, Entry) | Erlöse (System Sell, Exit) | Kosten (System Buy, Entry) | Erlöse (System Sell, Exit) |
| MOL 1 | Day Ahead      | 325.962,00                 | 0,00                       | 1.002.772,80               | 445.088,16                 |
|       | Rest of Day    | 3.556.191,00               | 0,00                       | 401.959,70                 | 2.133.769,05               |
| MOL 2 | Day Ahead      | 58.650.171,00              | 9.892.004,40               | 335.650.036,78             | 82.501.998,10              |
|       | Rest of Day    | 72.711.317,26              | 31.887.150,78              | 133.222.048,30             | 147.371.692,09             |
| MOL 3 | Day Ahead      | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       |
|       | Rest of Day    | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       |
| MOL 4 | Day Ahead      | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       | 0,00                       |
|       | Rest of Day    | 22.652,00                  | 0,00                       | 298.731,00                 | 0,00                       |
|       | AP Flexibility | 30.132,19                  | 0,00                       | 86.011,65                  | 0,00                       |

Tabelle IX: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro

|                                                      | 2016/2017     |             | 2017/2018     |             |
|------------------------------------------------------|---------------|-------------|---------------|-------------|
|                                                      | System Buy    | System Sell | System Buy    | System Sell |
| Leistungspreis Flex                                  | 17.584.316,00 | 0,00        | 16.708.861,00 | 0,00        |
| Leistungspreis LTO -<br>Umsetzung<br>Eckpunktepapier | 1.216.914,00  | 0,00        | 1.788.675,00  | 0,00        |
| Leistungspreis LTO -<br>Sonderausschreibung          | 826.917,00    | 0,00        | 0,00          | 0,00        |

Tabelle X: Anzahl der Einsatztage in MOL 4

| 2016/2017   |             | 2017/2018   |             |
|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Flex Parken | Flex Leihen | Flex Parken | Flex Leihen |
| 17          | 62          | 33          | 70          |

Tabelle XI: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh

|                         | 2016/2017            |                   | 2017/2018            |                   |
|-------------------------|----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|
|                         | System Buy,<br>Entry | System Sell, Exit | System Buy,<br>Entry | System Sell, Exit |
| MOL 1                   | 240.524              | 0                 | 52.104               | 122.841           |
| MOL 2                   | 6.805.761            | 2.760.997         | 19.880.873           | 11.715.034        |
| MOL 3                   | 0                    | 0                 | 0                    | 0                 |
| MOL 4                   | 226.692              | 0                 | 14.900               | 0                 |
| <b>Gesamt<br/>[MWh]</b> | <b>7.272.977</b>     | <b>2.760.997</b>  | <b>19.947.877</b>    | <b>11.837.875</b> |

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

|       |                               | 2016/2017         |                   | 2017/2018         |                   |
|-------|-------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
|       |                               | System Buy, Entry | System Sell, Exit | System Buy, Entry | System Sell, Exit |
| MOL 1 | Day Ahead                     | 19.872            | 0                 | 36.768            | 19.935            |
|       | Rest of Day                   | 220.652           | 0                 | 15.336            | 102.906           |
| MOL 2 | Day Ahead                     | 3.034.056         | 663.346           | 13.892.977        | 4.092.631         |
|       | Rest of Day                   | 3.771.705         | 2.097.651         | 5.987.896         | 7.622.403         |
| MOL 3 | Day Ahead                     | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 |
|       | Rest of Day                   | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 |
| MOL 4 | Day Ahead                     | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 |
|       | Rest of Day                   | 1.600             | 0                 | 14.900            | 0                 |
|       | Flex                          |                   |                   |                   |                   |
|       | (Summe aus Parken und Leihen) | 226.692           | 0                 | 0                 | 0                 |

Tabelle XIII: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2 auf Tagesbasis

| Qualität / Ort | Datum      | Menge in MWh |
|----------------|------------|--------------|
| H              | 24.03.2018 | 1.400        |
| H              | 17.07.2018 | 35.948       |
| H              | 11.08.2018 | 19.833       |
| L              | 13.01.2018 | 9.095        |
| L              | 23.01.2018 | 22.489       |
| L              | 13.02.2018 | 275          |
| L              | 16.02.2018 | 12.026       |
| L              | 18.02.2018 | 6.000        |
| L              | 08.03.2018 | 8.100        |
| L              | 15.03.2018 | 17.362       |
| L              | 19.03.2018 | 19.998       |
| L              | 27.03.2018 | 2.832        |
| L              | 28.03.2018 | 19.908       |
| L              | 31.03.2018 | 7.961        |
| L              | 03.04.2018 | 4.520        |
| L              | 06.04.2018 | 6.208        |
| L              | 07.04.2018 | 10.056       |
| L              | 13.04.2018 | 13.545       |
| L              | 15.04.2018 | 3.104        |
| L              | 16.04.2018 | 2.304        |
| L              | 20.04.2018 | 17.876       |
| L              | 21.04.2018 | 11.878       |
| L              | 27.04.2018 | 5.020        |
| L              | 01.05.2018 | 4.176        |
| L              | 02.05.2018 | 7.999        |
| L              | 20.05.2018 | 264          |
| L              | 26.05.2018 | 4.800        |
| L              | 01.06.2018 | 1.058        |
| L              | 03.06.2018 | 3.000        |
| L              | 07.06.2018 | 3.072        |
| L              | 09.06.2018 | 720          |
| L              | 04.07.2018 | 480          |
| L              | 12.07.2018 | 7.665        |
| L              | 06.08.2018 | 6.016        |
| L              | 30.09.2018 | 2.142        |
| TTF            | 27.03.2018 | 2.272        |
| TTF            | 03.04.2018 | 25.464       |
| TTF            | 16.04.2018 | 4.831        |
| TTF            | 21.05.2018 | 10.746       |