

Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 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.....	8
3.1.3	MOL Rang 3.....	10
3.1.4	MOL Rang 4.....	11
3.1.5	H-Gas.....	12
3.1.6	L-Gas	13
3.2	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	14
3.3	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit gemäß Art. 9 Absatz 4 Netzkodex Gasbilanzierung 19	
3.4	Situation in der Corona-Krise.....	22
4	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen.....	24
4.1	Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen	24
4.2	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	24
5	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen in MOL Rang 4	26
5.1	Long Term Options	29
5.2	Produktbeschreibung Short Term Balancing Service	29
5.3	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi	30
6	Lokale Regelenergieprodukte.....	32
7	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	33
8	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	34
9	Ausblick für das gemeinsame Marktgebiet THE	37
10	Fazit / Zusammenfassung.....	38
11	Anhang I - Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenergieeinsatzes.....	40

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 2019/2020	8
Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2019/2020	9
Abbildung 5: Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL Rang 2 im GWJ 2019/2020	10
Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise)	11
Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2019/2020 .	12
Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im L-Gas im GWJ 2019/2020	13
Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis GWJ 2019/2020.....	14
Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF GWJ 2019/2020.....	15
Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2019/2020.....	16
Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2019/2020.....	19
Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2019/2020.....	20
Abbildung 14: Anzahl der Regelenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang	21
Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-4 und beider Gasqualitäten	21
Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2019/2020.....	22
Abbildung 17: Netzkontosalden in den Monaten März und April im Vergleich	23
Abbildung 18: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2019/2020	25
Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte	28
Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2019/2020	31
Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2019/2020.....	32
Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ	33
Abbildung 23: Entwicklung der Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015.....	35
Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL	35
Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL	36
Abbildung 26: Übersicht Produkte im Marktgebiet THE nach MOL-Rang	37
Abbildung 27: Übersicht Börsenproduktportfolio (RoD/DA) im Marktgebiet THE	37

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle I: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2</i>	24
<i>Tabelle II: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)</i>	27
<i>Tabelle III: Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas).....</i>	27
<i>Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2020 – 01.04.2020</i>	31
<i>Tabelle V: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL</i>	36
<i>Tabelle VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	40
<i>Tabelle VII: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise</i>	40
<i>Tabelle VIII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro</i>	40
<i>Tabelle IX: Anzahl der Einsatztage in MOL 4</i>	41
<i>Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh</i>	41
<i>Tabelle XI: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh</i>	41
<i>Tabelle XII: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2 auf Tagesbasis</i>	42

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 fünften 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 und ist vorrangig einzusetzen.

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) 2019/2020. Zu den hier betrachteten Mengen zählen auch von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zwischen den Qualitäten übertragene Mengen.

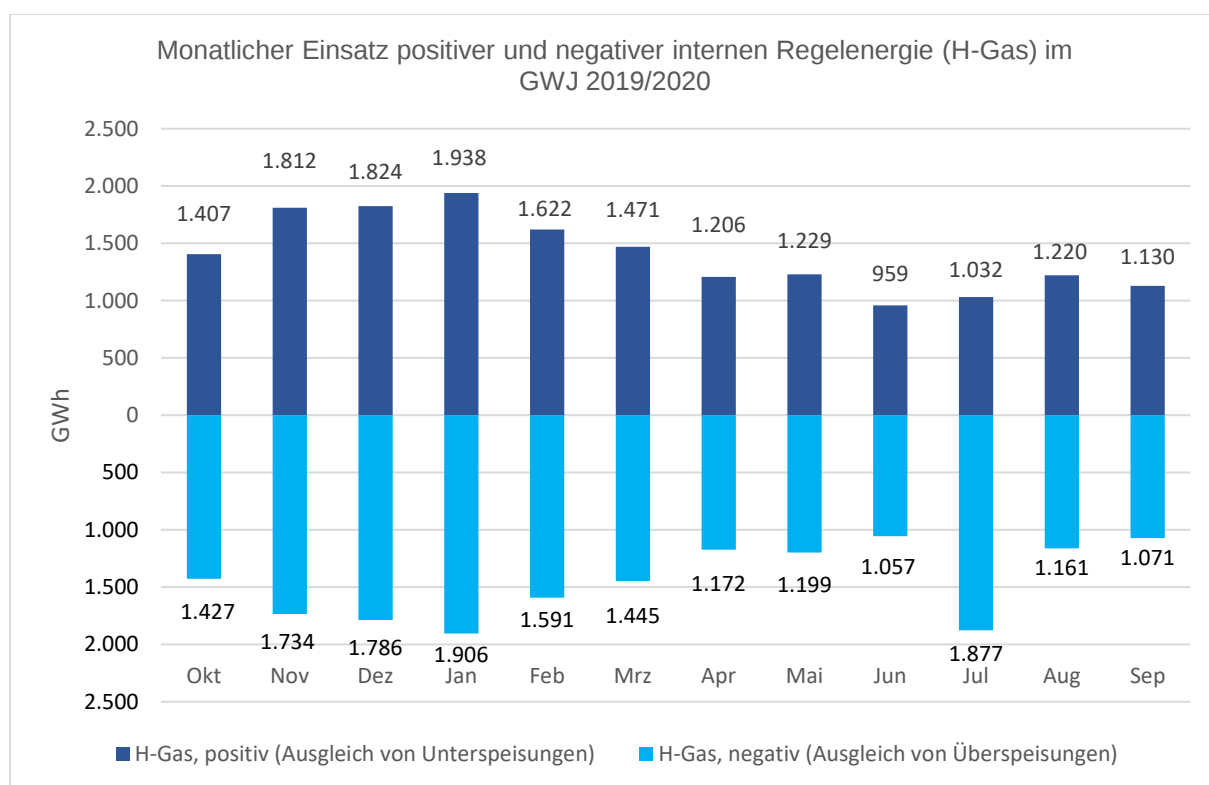


Abbildung 1: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas

Aus Abbildung 1 geht hervor, dass im November, Dezember Januar und Juli der höchste Einsatz interner Regelenergie im H-Gas zu verzeichnen ist.

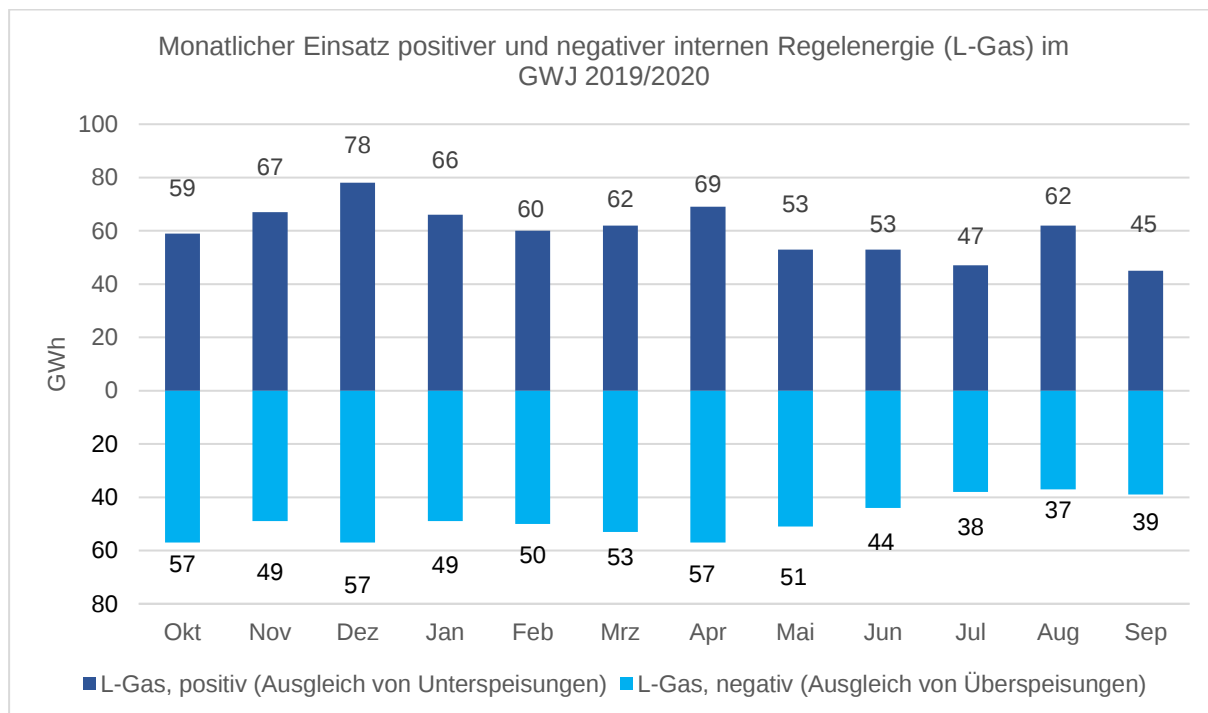


Abbildung 2: Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas

Aus Abbildung 2 lässt sich ableiten, dass die interne Regelenergie im L-Gas ca. 4 % der eingesetzten Mengen interner Regelenergie im H-Gas beträgt. Die insgesamt in beiden Gasqualitäten eingesetzte positive interne Regelenergie lag ca. 6 % über Vorjahresniveau, die negative ca. 11 % 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 69,485 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 250,207 Mio. EUR, d. h. - 72,2 %) inkl. aller Leistungspreise. Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich auf 38,4 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 101,808 Mio. EUR, d. h. - 62,3 %). Hauptgründe für den starken Rückgang sind zum einen das gesunkene Preisniveau sowie das Ausbleiben einer extremen Kälteperiode wie im Februar/März 2018. Die Auswirkungen der Corona-Krise auf die Beschäftigung von Regelenergie werden im Kapitel 3.4 separat beschrieben.

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 beschäftigten Mengen zusammengefasst pro Monat mit entsprechenden Kosten und Erlösen dar. Der MOL Rang 1 wird über das Globale Orderbuch der PEGAS beschäftigt.

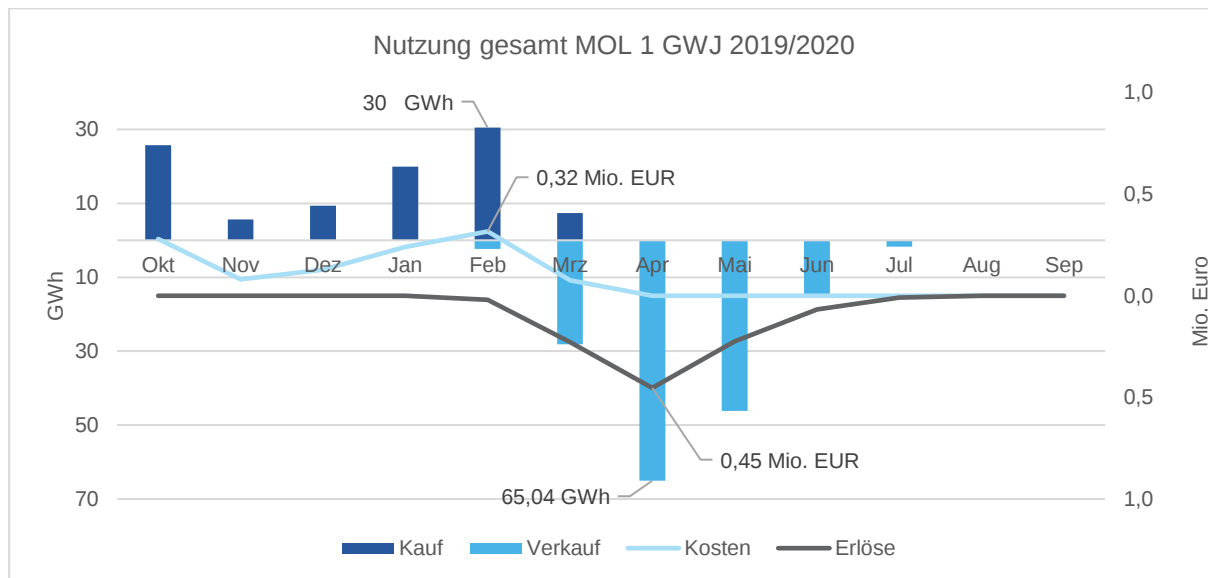


Abbildung 3: Monatliche Mengen und Kosten MOL Rang 1 GWJ 2019/2020

Die größte Monatsmenge in Höhe von 30,0 GWh wurde im Februar beschafft (vgl. Vorjahr: Januar 16,2 GWh, d. h. 85,2 %). Dabei sind Kosten von 0,32 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr: Januar 0,31 Mio. EUR, d. h. 3,2 %). In Verkaufsrichtung lag die größte Menge im April bei 65,04 GWh mit Erlösen in Höhe von 0,45 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: April, 31,68 GWh, d. h. 105,3 %). Für das GWJ 2019/2020 wurden insgesamt 98,499 GWh (vgl. Vorjahr: 69,365 GWh, d. h. + 42,0 %) für 1,120 Mio. EUR gekauft (vgl. Vorjahr: 1,508 Mio. EUR, d. h. -25,7 %). Im gleichen Zeitraum wurden insgesamt 158,378 GWh (vgl. Vorjahr: 144,5 GWh, d. h. + 9,6 %) für 1,003 Mio. EUR verkauft (vgl. Vorjahr: 2,169 Mio. EUR, d. h. - 53,8 %).

3.1.2 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 Handelpunkt GASPOOL-VHP die qualitätsspezifischen Orderbücher im H- wie auch im L-Gas, die lokalen Orderbücher der PEGAS sowie die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelpunkt 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 in MOL Rang 2 getätigten Regelenergiebeschäftigungen auf Monatsbasis in sowohl Mengen als auch entsprechenden Kosten bzw. Erlösen dar.

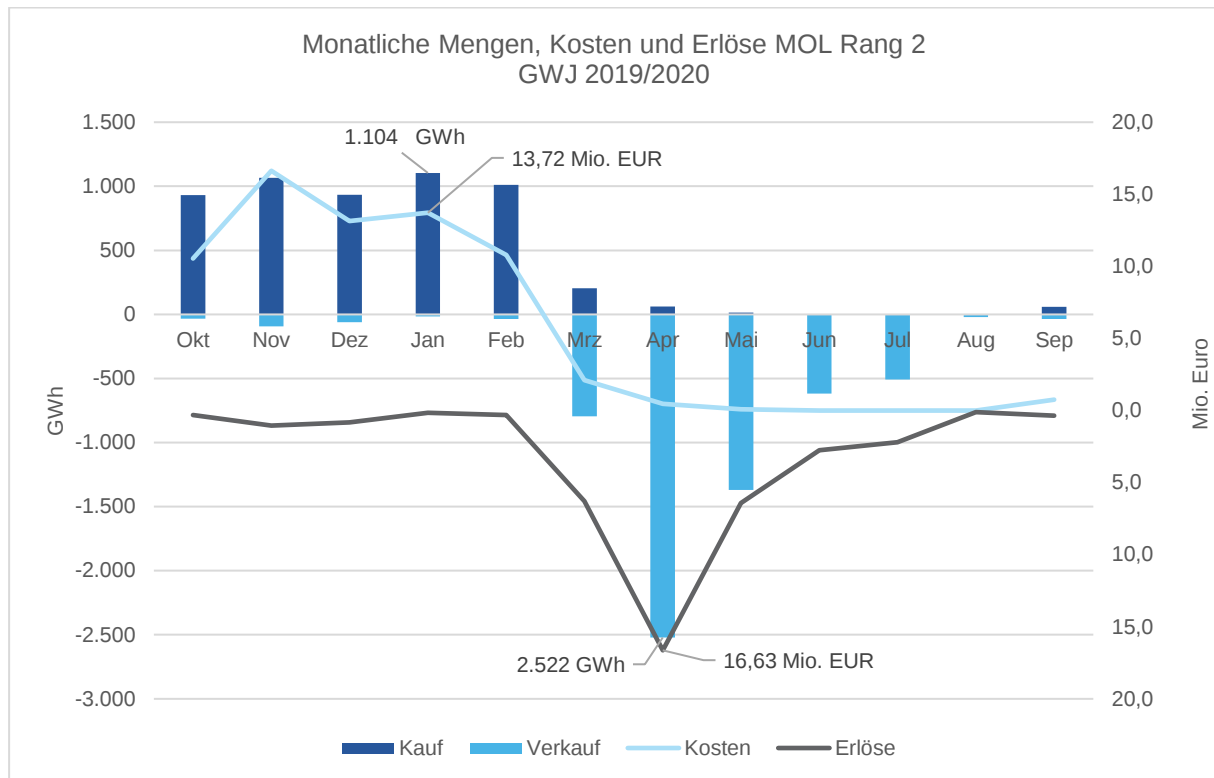


Abbildung 4: Monatliche Mengen, Kosten und Erlöse in MOL Rang 2 im GWJ 2019/2020

Im betrachteten Gaswirtschaftsjahr wurden über MOL Rang 2 Einkäufe von insgesamt 5,386 TWh (vgl. Vorjahr 9,37 TWh, d. h. – 42,5 %) bei Ausgaben in Höhe von 68,27 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 201,8 Mio. EUR, d. h. – 66,2 %) getätigt. Dem gegenüber wurden Verkäufe in Höhe von 6,104 TWh (vgl. Vorjahr 6,09 TWh, d. h. 2,2 %) bei Einnahmen in Höhe von 37,396 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 99,64 Mio. EUR, d. h. – 62,5 %) getätigt.

Aus Abbildung 4 geht hervor, dass die Regelenergieeinkäufe in MOL Rang 2 relativ gleichmäßig über die Wintermonate verteilt lagen. Die höchste Einkaufsmenge wurde im Januar mit 1.104 GWh getätigt. Auf der Verkaufsseite wurden ab März relevante Mengen verkauft, dabei lag der größte Monatsverkauf mit 2.522 GWh im April (s. hierzu auch Kapitel 3.4).

Abbildung 5 veranschaulicht für MOL Rang 2 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh sowohl für Regelenergieein- als auch -verkäufe je Gastag. Dabei sind für den Regelenergieeinkauf der jeweilige Maximalpreis des Tages aufgeführt und für die Verkaufsrichtung der Minimalpreise des entsprechenden Tages.

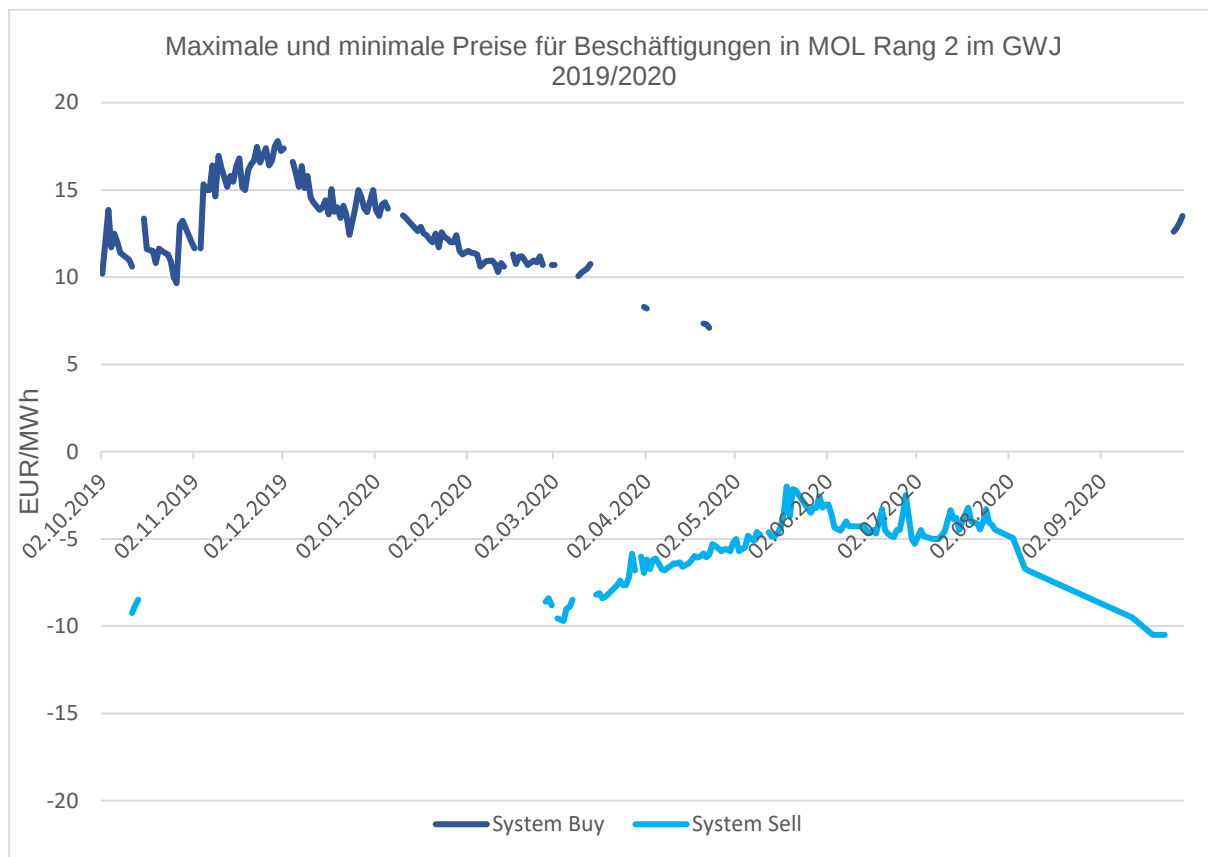


Abbildung 5: Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL Rang 2 im GWJ 2019/2020

Der höchste Einkaufspreis in MOL Rang 2 wurde am 01.12.2019 mit 17,225 EUR/MWh im L-Gas Markt gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen wurde am 23.04.2020 mit 7,10 EUR/MWh ebenfalls im L-Gas Markt gezahlt. Der höchste Verkaufspreis wurde am 19.09.2020 mit 10,50 EUR/MWh im L-Gas erzielt, der geringste Verkaufspreis lag am 19.05.2020 bei 2,0 EUR/MWh.

3.1.3 MOL Rang 3

Im MOL Rang 3 sind keine Regelenergieprodukte verfügbar.

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 Absicherung von lokalen Versorgungsengpässen kontrahiert. Für den Monat Januar 2020 wurde eine Leistung von 1,3 GW, im Monat Februar 2020 und März 2020 wurde eine Leistung von 2,3 GW im L-Gas durch LTO kontrahiert (vgl. Vorjahr: Januar 2019 mit 1,3 GW, Februar 2020 und März 2020 mit je 2,3 GW). Die Kosten für Leistungspreise beliefen sich auf 11,99 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 11,19 Mio. EUR, d. h. + 7 %). Die Leistungspreise für Flexibility lagen insgesamt bei 33,16 Mio. EUR.

Im Detail wird die Kontrahierung von LTO in Kapitel 5.1 erläutert, Flexibilitätsdienstleitungen und deren Nutzung werden in Kapitel 5 beschrieben.

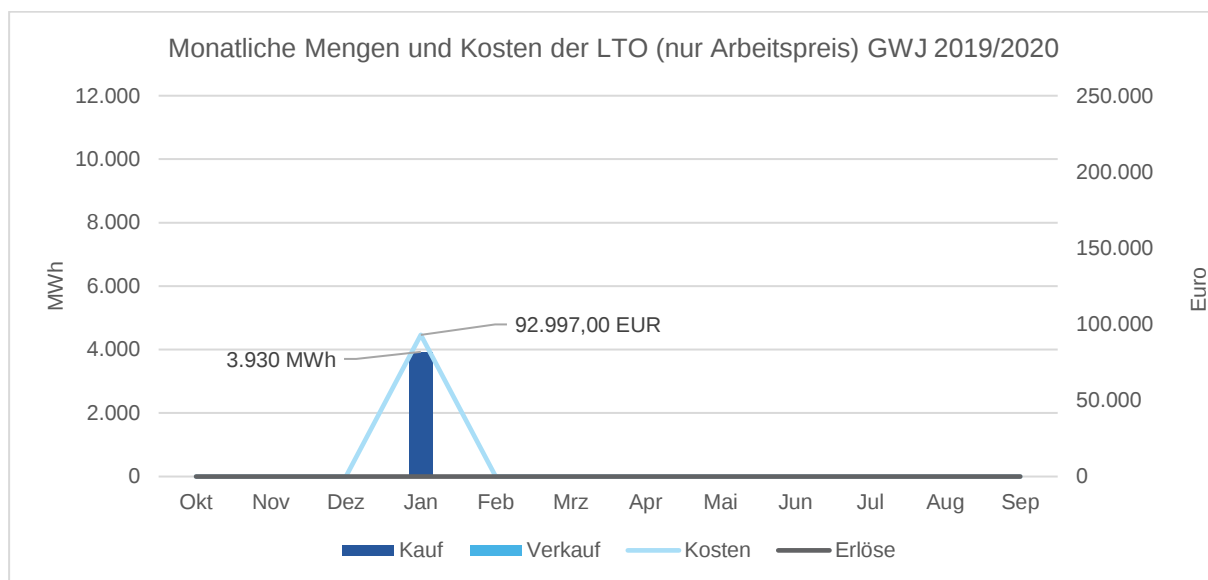


Abbildung 6: Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise)

In Abbildung 6 ist der Einsatz der Long Term Options dargestellt. Der Einsatz am 19.01.2020 beruht auf einem Testabruf, dabei wurden 3.930 MWh für 92.997,00 EUR erfolgreich abgerufen.

3.1.5 H-Gas

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

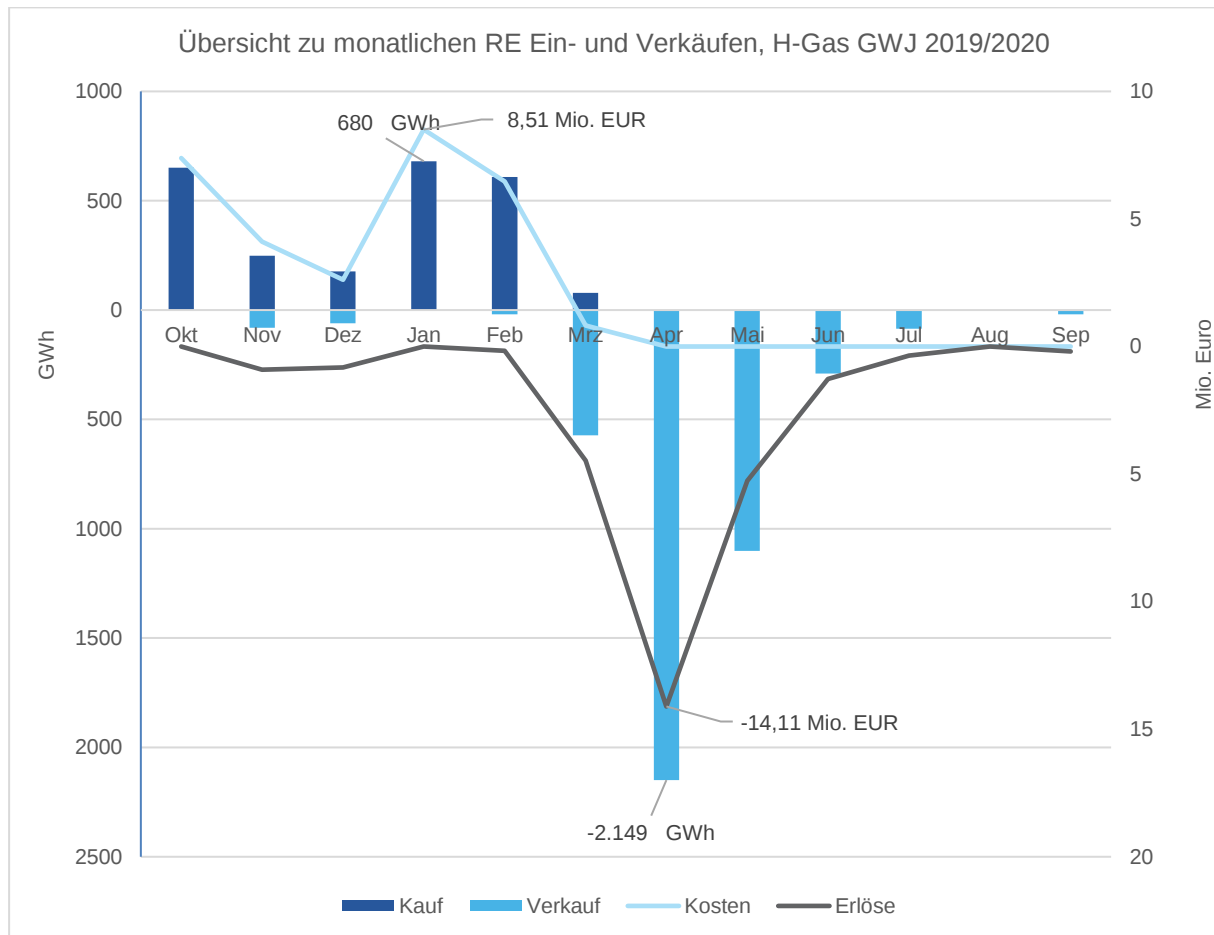


Abbildung 7: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im H-Gas GWJ 2019/2020

Aus Abbildung 7 geht eine Zweiteilung der Ein- und Verkaufsbeschäftigungen hervor. In den Wintermonaten wurde fast ausschließlich gekauft, ab März lagen fast ausschließlich Verkaufsmengen vor. So wurden im Januar 680 GWh für 8,51 Mio. EUR beschäftigt, während im April, 2.149 GWh für 14,11 Mio. EUR verkauft wurden.

Insgesamt stehen im H-Gas¹ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,4 TWh (vgl. Vorjahr: 2,8 TWh, d. h. - 14,3 %) für insgesamt 29,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 61,7 Mio. EUR, d. h. - 51,5 %), Regelenergieverkäufen in Höhe von 4,4 TWh (vgl. Vorjahr: 4,5 TWh, d.h. - 2,2 %) für 27,6 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 76,3 Mio. EUR, d. h. - 63,8 %). Daraus ergibt sich kumuliert saldiert ein negativer Saldo in Höhe von 1,9 TWh.

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

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.

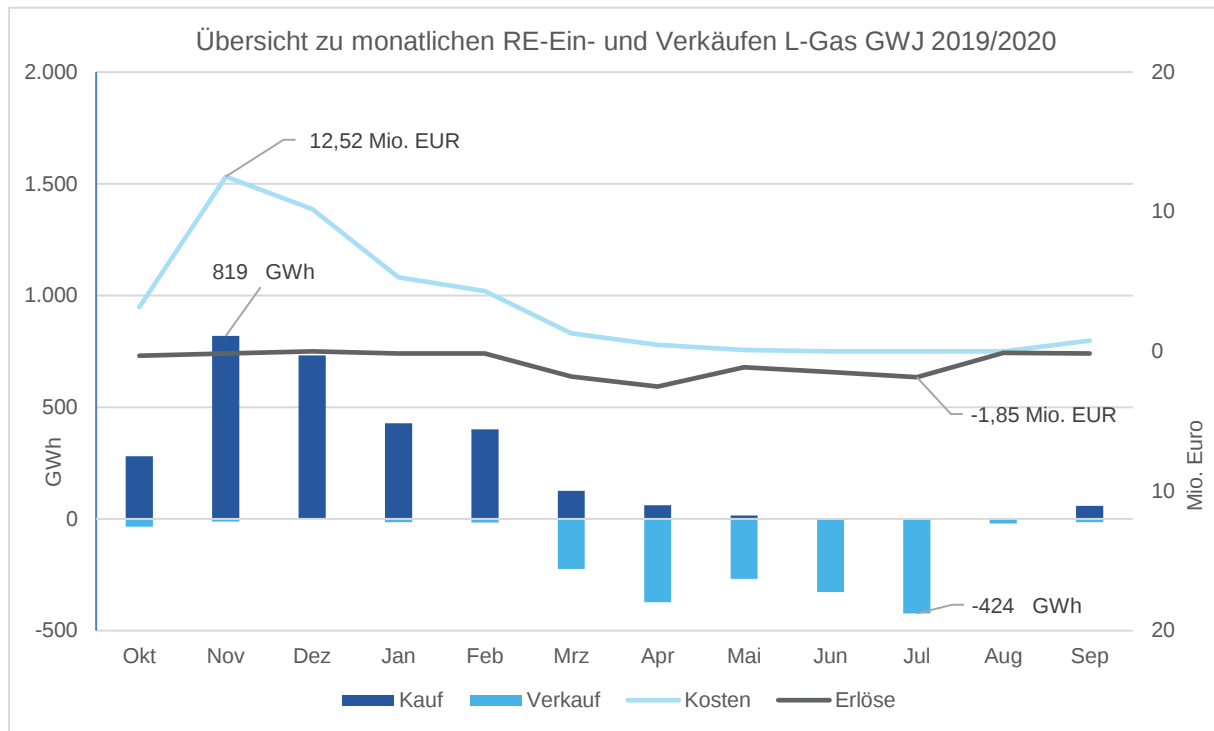


Abbildung 8: Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und verkäufen im L-Gas im GWJ 2019/2020

Aus Abbildung 8 geht hervor, dass der Schwerpunkt der Regelenergieeinkäufe im L-Gas in den Wintermonaten des GWJ lag. Bis in den Februar hinein wurden signifikante Mengen eingekauft. Die größte Monatsmenge in Höhe von 0,819 TWh (vgl. Vorjahr: Februar, 2,3 TWh, d. h. – 64,3 %) wurde im November beschafft. Die höchsten Kosten sind ebenfalls im November mit 12,52 Mio. EUR im Januar angefallen (vgl. Vorjahr: Januar, 52,55 Mio. EUR, d. h. – 77,5 %). Im Juli lag der größte Monatsverkauf mit 0,424 TWh (vgl. Vorjahr: April, 0,36 TWh, d. h. – 17,4 %) bei Erlösen in Höhe von 1,85 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 5,28 Mio. EUR, d. h. – 65,0 %).

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,92 TWh (vgl. Vorjahr: 6,3 TWh, d. h. - 53,6 %) für insgesamt 38,095 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 131,9 Mio. EUR, d. h. – 71,1 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 1,73 TWh (vgl. Vorjahr: 1,6 TWh, d. h. – 8,1 %) für 9,85 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 23,3 Mio. EUR, d. h. – 57,7 %) gegenüber.

3.2 Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

Die folgenden Darstellungen zeigen die im benachbarten niederländischen Marktgebiet am TTF beschafften Gasmengen.

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.

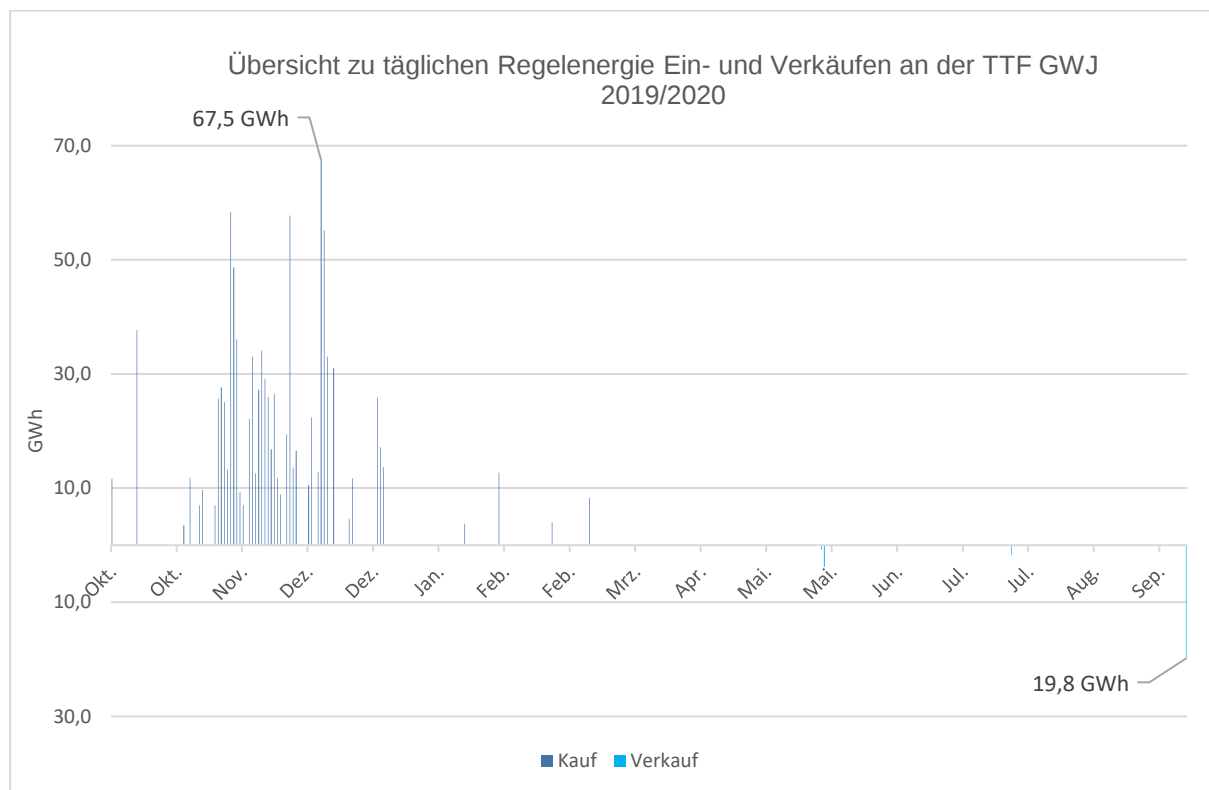


Abbildung 9: Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten am TTF auf Tagesbasis GWJ 2019/2020

Die Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde durch GASPOOL an insgesamt 53 Tagen (vgl. Vorjahr: 224 Tage) in Anspruch genommen. Eine Beschäftigung an der TTF erfolgt, wenn dies unter Berücksichtigung der Transportkosten und des Preisspreads zu geringeren Kosten bzw. höheren Erlösen führt, als eine Beschäftigung im eigenen Marktgebiet. Ein Grund für den Rückgang der TTF-Beschäftigung könnte u. a. in der Erhöhung des BEATE-Multiplikators von 1,4 auf 2,0 bei within day-Buchungen seit Janaur 2020 liegen. Dies sorgt dafür, dass die Transportkosten den Preisspread häufiger überwiegen. Die Berechnung der Transportkostenanteile wurde dementsprechend angepasst. (s. weiter unten in diesem Kapitel).

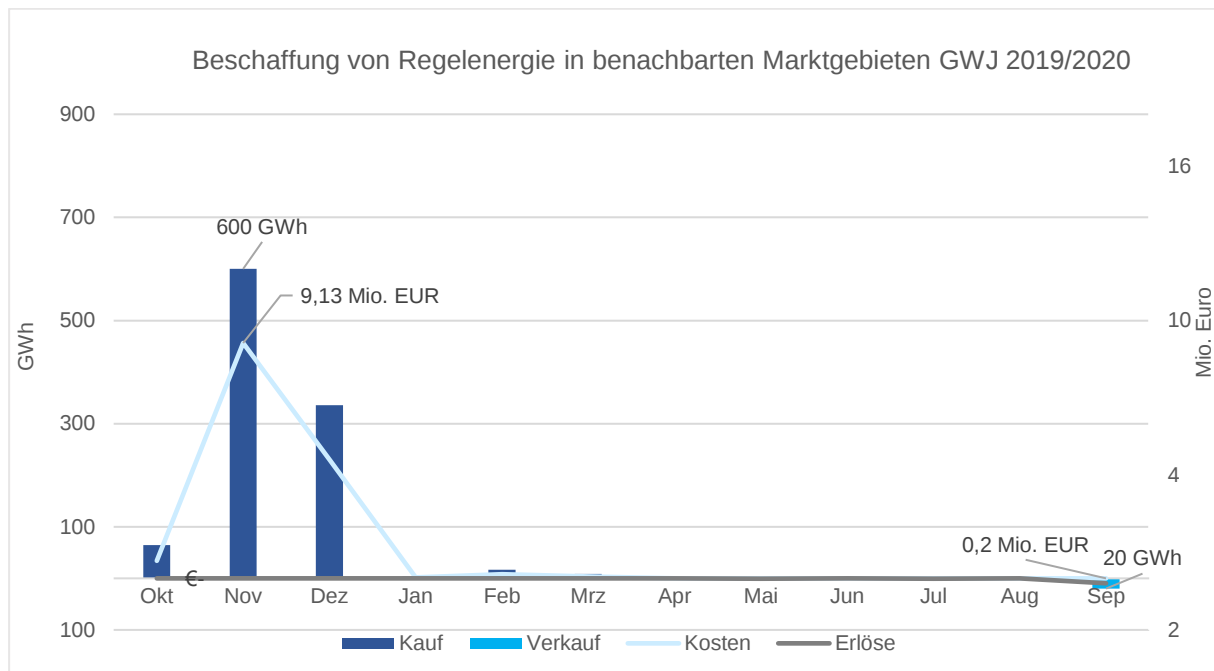


Abbildung 10: Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF GWJ 2019/2020

Grundsätzlich wurde der TTF als Beschaffungspunkt für H- und L-Gas über das gesamte Gaswirtschaftsjahr in Anspruch genommen, wobei sich das Niveau der Regelenergiebeschäftigung unterhalb des Vorjahres bewegt. In Abbildung 10 sind die monatliche Beschäftigung sowie die Kosten und Erlöse aufgetragen. Demnach wurden insgesamt 1,03 TWh für 14,7 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 5,198 TWh, d. h. -80,2 %, für 110,19 Mio. EUR, d. h. -86,7 %). Dem steht ein Verkauf von 0,03 TWh mit Erlösen in Höhe von 0,22 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 0,078 TWh, d. h. -61,5 %, für 1,41 Mio. EUR, d. h. -84,4 %).

Die TTF-Mengen werden qualitätslos erworben und dann an Hand der gebuchten Transportkapazität einer Qualität zugeordnet. Somit ergeben sich Kosten in Höhe von 1,155 Mio. EUR, dafür wurden Kapazitäten für eine gesamt mögliche Transportmenge von 51,6 GWh/h gebucht, 50 GWh/h in Entry-Richtung und 1,6 GWh/h in Exit-Richtung.

Nach Zuordnung wurde somit H-Gas in Höhe von 70 GWh (vgl. Vorjahr 887 GWh, d. h. - 92 %) für 0,842 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 19,14 Mio. EUR, d. h. - 37 %) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 20 GWh für 0,192 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr: 46 GWh, d. h. - 95,6 %, für 0,758 Mio. EUR, d. h. - 74,7 %).

Entsprechend der Zuordnung am TTF wurden dabei L-Gas 957 GWh (vgl. Vorjahr: 4.300 GWh, d. h. - 77,7 %) für 13,86 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 91,055 Mio. EUR, d. h. - 84,7 %) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 6 GWh (vgl. Vorjahr: 31 GWh, d. h. - 80,6 %) für 0,028 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr 0,656 Mio. EUR, d. h. - 95,7 %).

In nachfolgender Grafik sind die Kapazitätsbuchungen und die damit verbundenen Kosten dargestellt. Demnach liegt der Hauptbuchungszeitraum in den Wintermonaten. Die größte Entry-Kapazitätsmenge in Höhe von 27,1 GWh wurde im November für 0,57 Mio. EUR gebucht. Die größte Exit-Kapazitätsmenge in Höhe von 1,8 GWh wurde für 0,19 Mio. EUR im September gebucht.

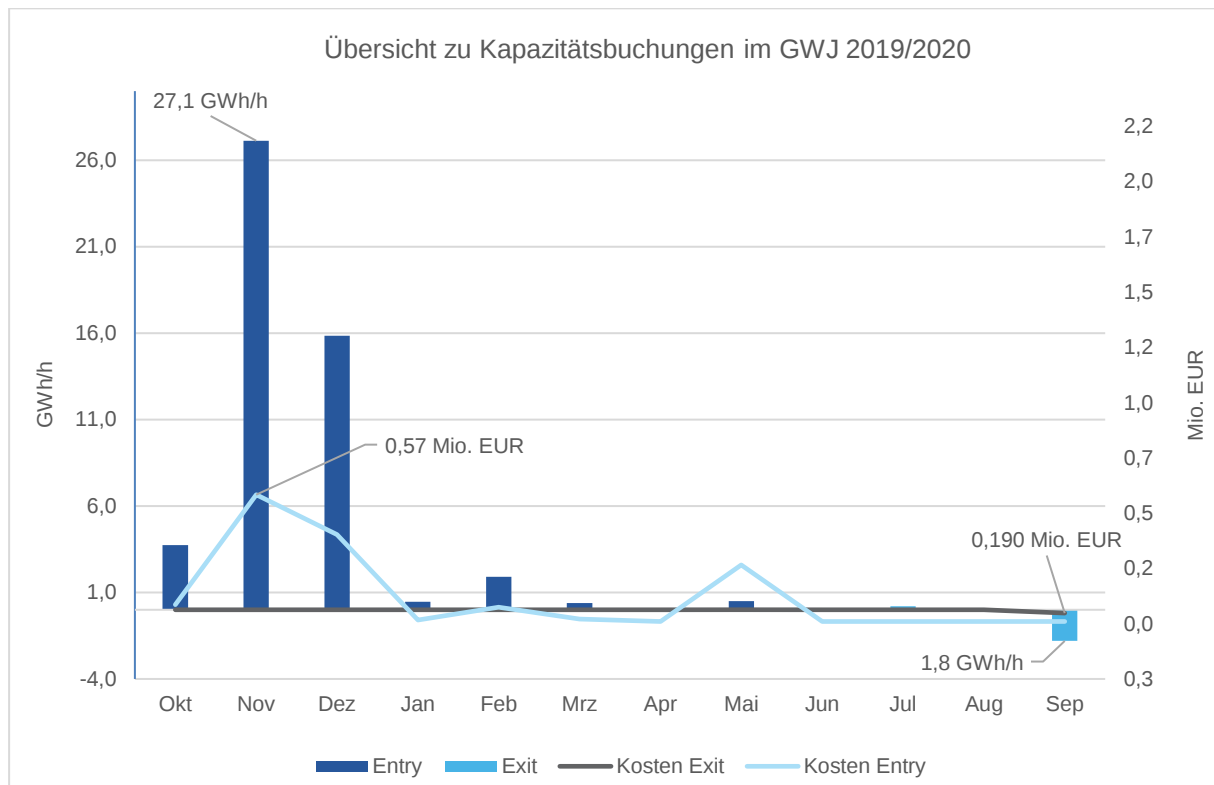


Abbildung 11: Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung in benachbarten Marktgebieten GWJ 2019/2020

In Entry-Richtung wurden insgesamt über das GWJ 2019/2020 1,029 TWh importiert, dies entspricht einer Auslastung der gebuchten Kapazitäten in Höhe von ca. 97 % (vgl. Vorjahr: 91 %, d. h. + 6,5 %). In Exit-Richtung wurden 0,026 TWh exportiert, dies entspricht einer Auslastung der gebuchten Kapazitäten von 99 % (vgl. Vorjahr: 91% TWh d. h. + 8,8 %).

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 31. Dezember 2019

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.

Berechnung des Transportkostenanteils ab Januar 2020

Aufgrund der Anpassungen der Festlegungen zu MARGIT und BEATE im Jahr 2019 kam es in der Folge auch zu einer angepassten Berechnungssystematik für den Transportkostenanteil. Es änderte sich zum einen die Anwendung des Multiplikators. Für Buchungen von Within day-Kapazitäten kommt ab Januar 2020 auf der deutschen Seite, der Multiplikator von 2,0 statt vormals 1,4 zur Anwendung. Für Day ahead-Buchungen liegt der Multiplikator weiterhin bei 1,4. Daneben ergab sich eine weitere Anpassung, da ab Januar 2020 auch auf deutscher Seite die Tarife zeitanteilig abgerechnet werden. Dies war bis dato nur auf niederländischer Seite der Fall.

- 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 zugehörigen Börsenpreis zur Anwendung.
- Die ermittelten Transportkostenanteile werden für die jeweiligen Liefermonate und Einsatzdauer auf der Website der Marktgebietsverantwortlichen veröffentlicht.

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

- Ermittlung des Transportentgeltes der Transportkapazitäten:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für within day 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.
 - Sowohl auf deutscher Seite, als auch auf niederländischer Seite werden die within day Tarife anteilig herangezogen, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer.
 - Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$(1) \text{ Transportentgelt} = \left(\frac{\emptyset \text{ within day Tarif GPL} + \text{within day Tarif GTS}}{24h} \right) * \text{Einsatzdauer}$$

- Einsatzdauer: der tatsächliche Lieferzeitraum für eine abgerufene Menge.

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 GWJ 2019/2020 dargestellt. In Abbildung 12 ist zunächst die Anzahl der rest of the day-Regelenergieabrufe je Monat und MOL-Rang aufgetragen. Die Gesamtzahl der Abrufe lag im April 2020 mit insgesamt 385 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 412 im Januar 2019, d. h. - 30,8 %), während im August 2020 mit insgesamt 7 die wenigsten Abrufe (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 53 im August, d. h. -86,7 %) durch GASPOOL erfolgten.

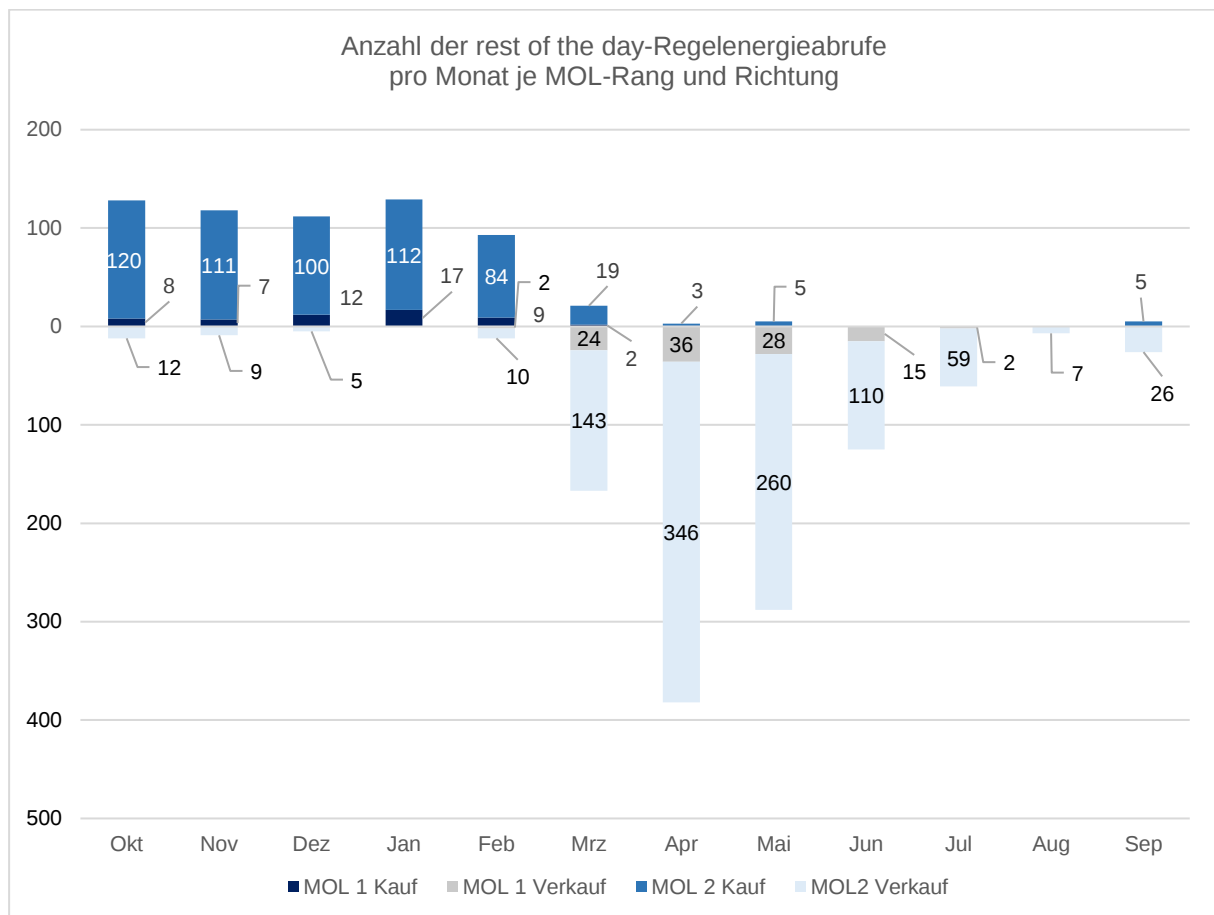


Abbildung 12: Anzahl der rest of the day-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2019/2020

Die Zahl der day ahead - Regelenergieabrufe im GWJ 2019/2020 ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt. Die Gesamtzahl der Abrufe lag im November 2019 mit insgesamt 122 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 412 im Januar 2019, d. h. -70,4 %), während im August 2020 mit insgesamt 2 die wenigsten Abrufe (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 53 im August 2020, d. h. -96 %) durch GASPOOL erfolgten.

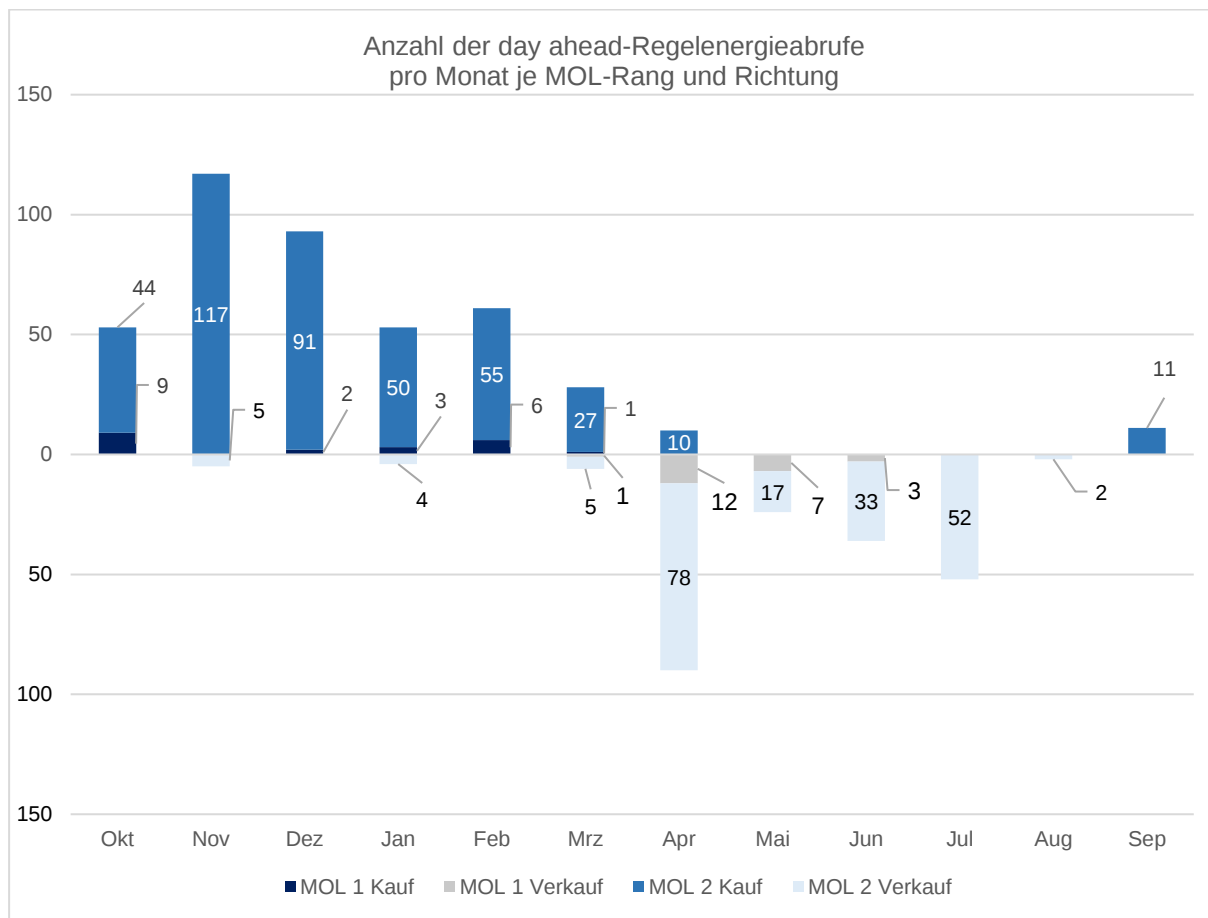


Abbildung 13: Anzahl der day ahead - Regelenergieabrufe je Richtung und MOL-Rang im GWJ 2019/2020

In Abbildung 14 wird die Anzahl der Regelenergieabrufe pro Gastag aufgezeigt. In diesem GWJ wurde an 260 Tagen Regelenergie beschäftigt (vgl. Vorjahr: 292 Tage, d. h. - 11 %). Insgesamt wurden im GWJ 2019/2020 2359 Abrufe (vgl. Vorjahr: 3028 Abrufe, d. h. - 23,1 %) ausgeführt, damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 9,03 Abrufen (vgl. Vorjahr: 10,4 Abrufe, d. h. - 13,1 %). Die höchste Anzahl wurde am 04.04.2020 mit 29 Abrufen realisiert.

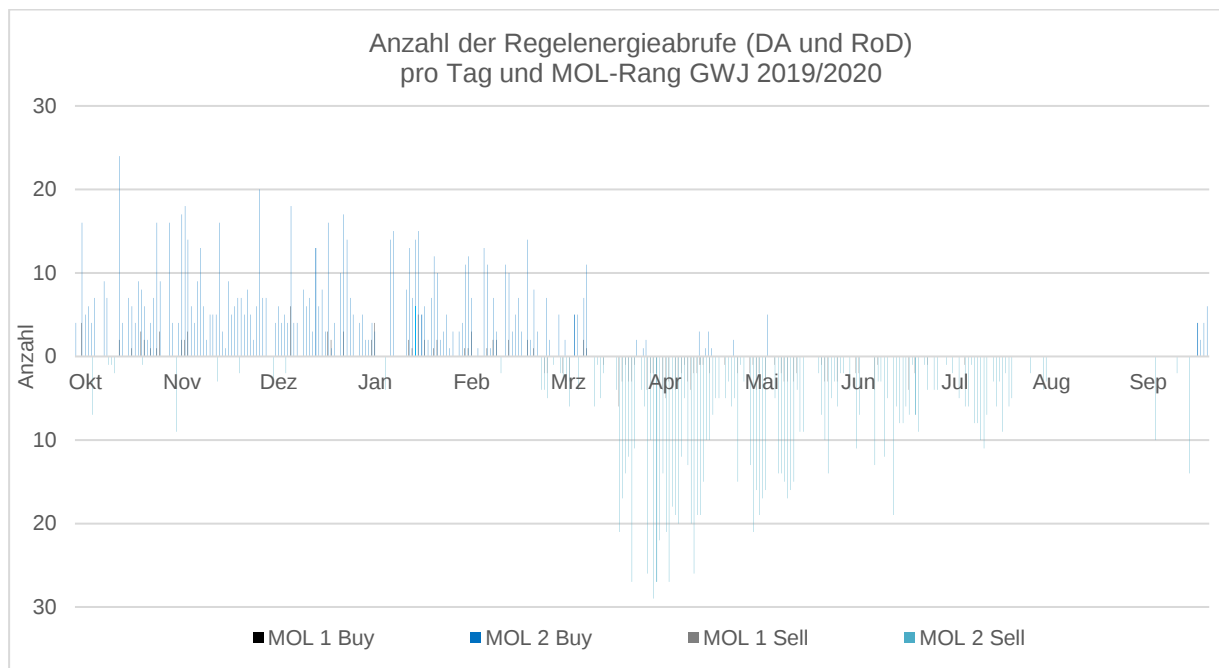


Abbildung 14: Anzahl der Regelenergieabrufe (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Bilanzierungsabrufe über den Gastag.

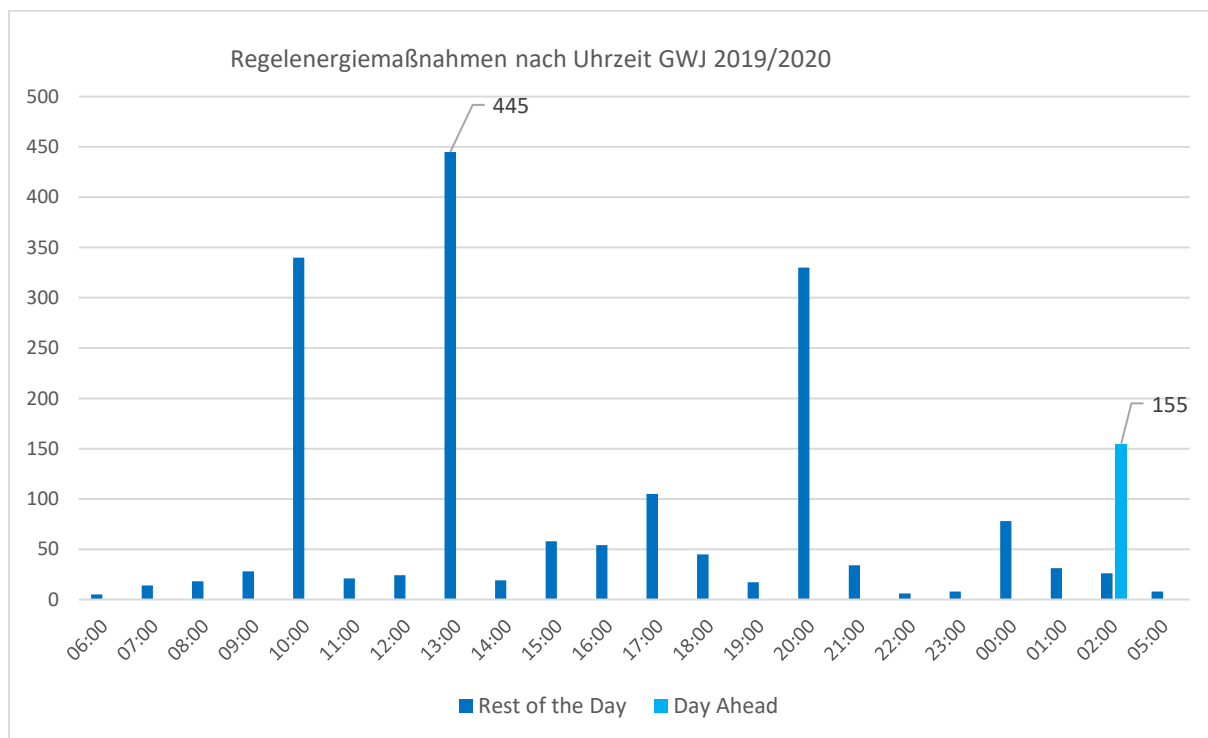


Abbildung 15: Regelenergiemaßnahmen nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-4 und beider Gasqualitäten

Die meisten Bilanzierungsabrufe pro Stunde wurden nachts zwischen 02:00 Uhr und 03:00 Uhr durchgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 181 Abrufe durchgeführt (vgl. Vorjahr: 271 Maßnahmen,

d. h. -33,2 %). Hierbei handelt es sich um Day Ahead-Abrufe, die auf der Börsenplattform entweder im Day Ahead- oder aber Within Day-Orderbuch zum jeweiligen Bedarf ausgeführt wurden. Insgesamt ist der Anzahl der Day Ahead Bilanzierungsabrufe auf 155 (vgl. Vorjahr: 282 Maßnahmen, d. h. – 45 %) gesunken. Der Schwerpunkt der untertägigen Abrufe liegt mit 445 Maßnahmen in der Stunde zwischen 13:00 Uhr und 14:00 Uhr (vgl. Vorjahr: 129 Maßnahmen, d. h. + 244 %).

Die resultierenden Kosten und Erlöse aus der Regelenergiebeschäftigung folgen der in Abbildung 16 dargestellten saisonalen Effekte. Somit fielen im November 2019 mit 16,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Januar 2019 mit 55,16 Mio. EUR, d.h. – 69,9 %) die höchsten Kosten an. Die höchsten Erlöse lagen im April 2020 bei 16,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: Januar 2019 mit 25,95 Mio. EUR, d. h. - 36 %) vor.

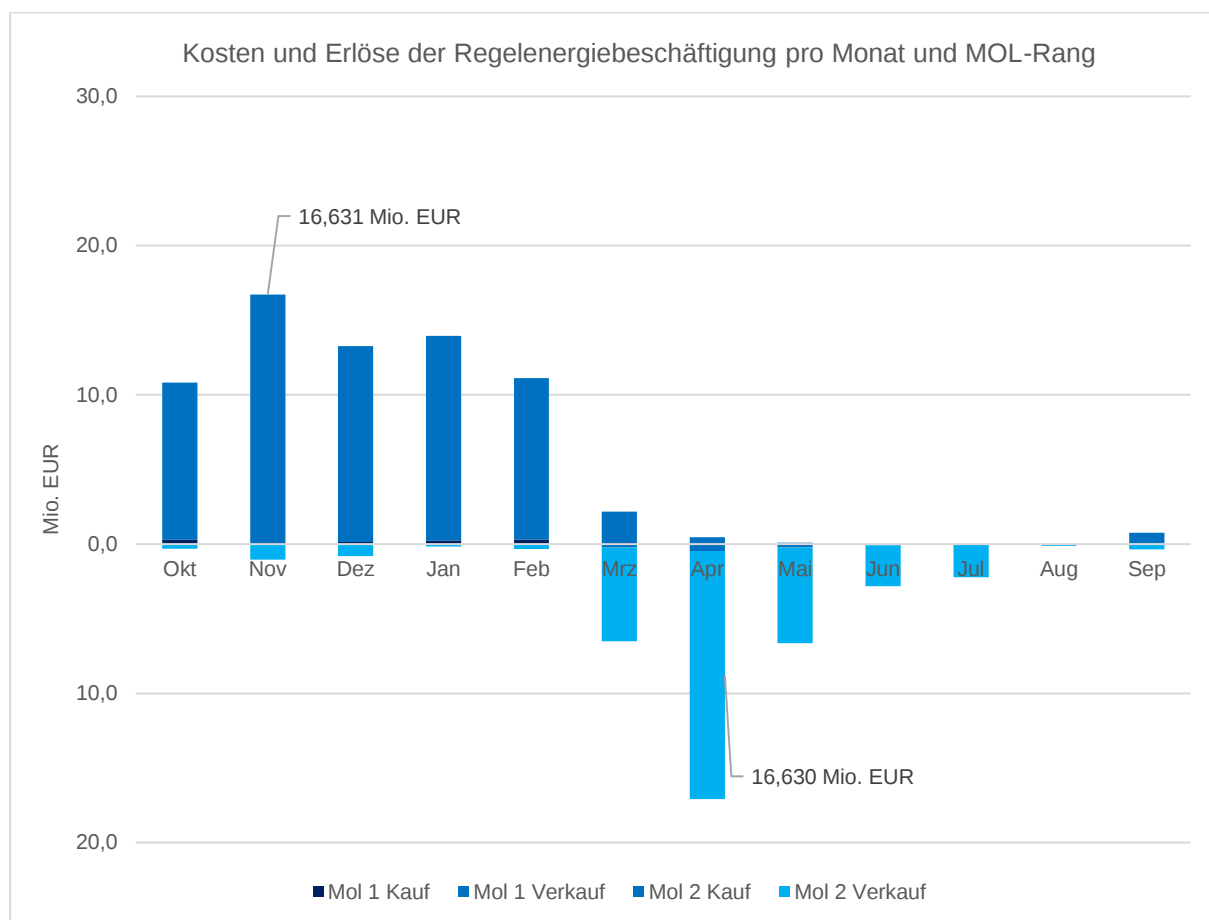


Abbildung 16: Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 2019/2020

3.4 Situation in der Corona-Krise

Durch den Covid-19-Lockdown ab dem 16. März kam es im Marktgebiet der GASPOOL im SLP-Bereich zu starken Überallokationen, die sich in verstärkten Regelenergieverkaufsmengen niederschlugen. Die Überallokationen ergeben sich aus den Prognosefehlern der Standardlastprofile. Diese Profile kommen bei allen Lieferstellen zur Anwendung, die über keine stündliche Messung verfügen. Das sind in der Regel alle Haushaltskunden, aber auch kleinere bis mittlere Gewerbeeinrichtungen. Die Profile sind temperaturabhängig und reagierten daher nicht auf damaligen

Corona-Verordnungen. Verbrauchsreduktionen von Einrichtungen, die wegen der Corona-Maßnahmen schließen, werden somit durch das Lastprofilverfahren nicht erfasst. Die Bilanzkreisverantwortlichen verwenden die - vermeintlich zu hohen SLP-Werte unverändert für ihre Einspeisenominierungen, so dass in der Folge mehr Gas eingespeist, als tatsächlich verbraucht wurde. Die Folge waren verstärkte Regelenergieverkäufe seit dem 23.03., die allerdings auf einem Niveau waren, das nicht als außergewöhnlich hoch zu bezeichnen ist. In Abbildung 17 ist aus dem Vergleich mit dem Vorjahreszeitraum zu erkennen, dass die Netzkontosalden im März 2020 deutlich über denen vom März 2019 liegen. Dieser Trend setzt sich bis in den April fort, wobei hier der Vergleich mit dem Vorjahresmonat nicht so deutlich ausfällt.

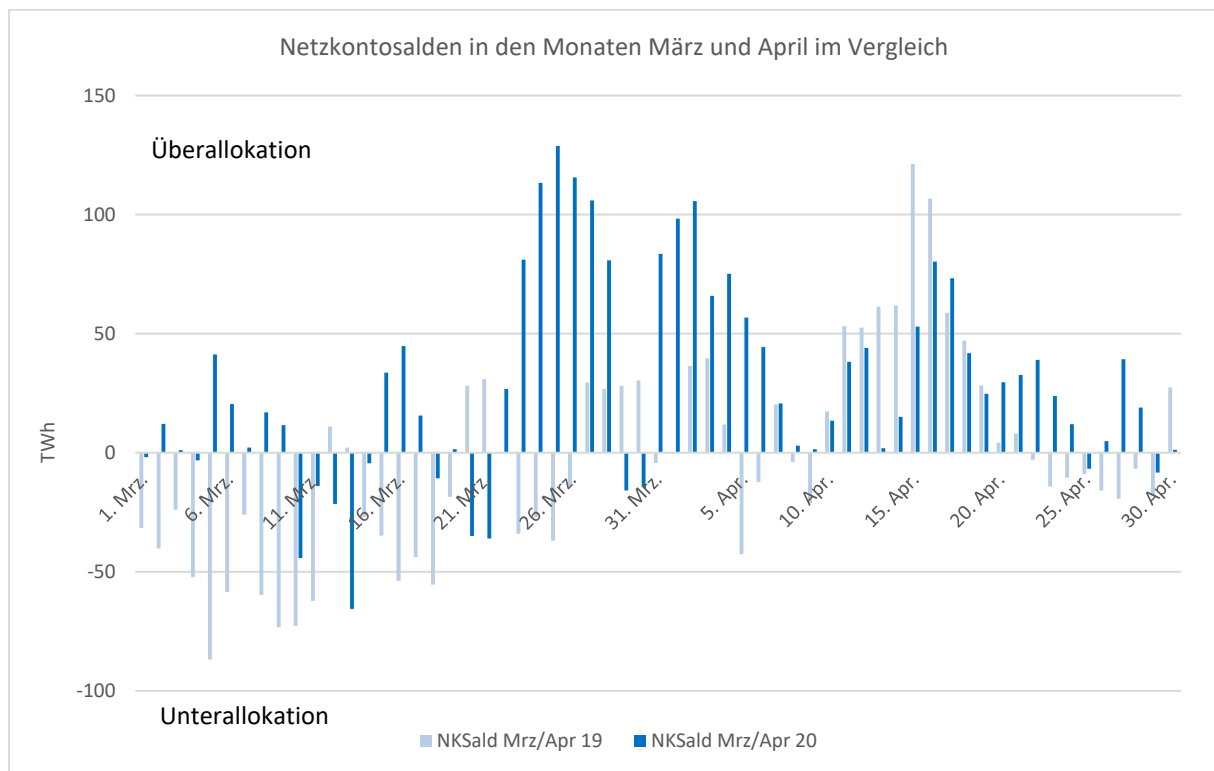


Abbildung 17: Netzkontosalden in den Monaten März und April im Vergleich

Aufgrund der geringen Preise wurden nur geringe Erlöse aus den Regelenergieverkäufen erzielt. Der Markt war aber liquide genug, die Verkäufe aufzunehmen. Ab dem 22.04. war ein Rückgang der Regelenergieverkäufe zu beobachten. Gleichzeitig waren auch die Überallokationen im SLP-Bereich im Vergleich zu den Vorwochen gesunken.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hatte die Bundesnetzagentur um einen wöchentlichen Bericht gebeten, verbunden mit einer allgemeinen Einschätzung zur Lage der Erdgasversorgung vor dem Hintergrund der Corona-Pandemie. Vom 25.03. – 08.07. hat GASPOOL die BNetzA wöchentlich (ab 13. Mai alle zwei Wochen) über den aktuellen Sachstand informiert.

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. Die BKV erhalten für alle RLM-Kunden eine stündliche Toleranz von 7,5 % der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, damit nicht jede Prognoseungenauigkeit zur Abrechnung führt. Für alle andere Zeitreihen wird keine Toleranz gewährt.

4.1 Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL Rängen

In MOL Rang 1 fand im GWJ 2019/2020 kein gegenläufiger Einsatz von Regelenergie statt. Auf MOL Rang 2 fand für H-Gas und an der TTF an keinem Tag gegenläufiger Regelenergieeinsatz statt. Im L-Gas wurde an 13 Tagen 88,7 GWh gegenläufig beschäftigt. Im Anhang findet sich hierzu die detaillierte Tabelle XII.

Tabelle I: Untertätiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL Rang 2

Qualität / Ort	Anzahl an Tagen gegenläufigen Regelenergieeinsatzes	Gegenläufig eingesetzte Regelenergiemenge in MWh
H	0	0
L	13	88.700
TTF	0	0

4.2 Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen

Betrachtet man die Inanspruchnahme der Flexibilität im GWJ 2019/2020 in Abbildung 18, lässt sich die höchste Inanspruchnahme im August 2020 beobachten. Von November 2019 bis Mai 2020 lässt sich ein Trend mit steigenden Mengen erkennen. Danach schwanken die Werte uneinheitlich.

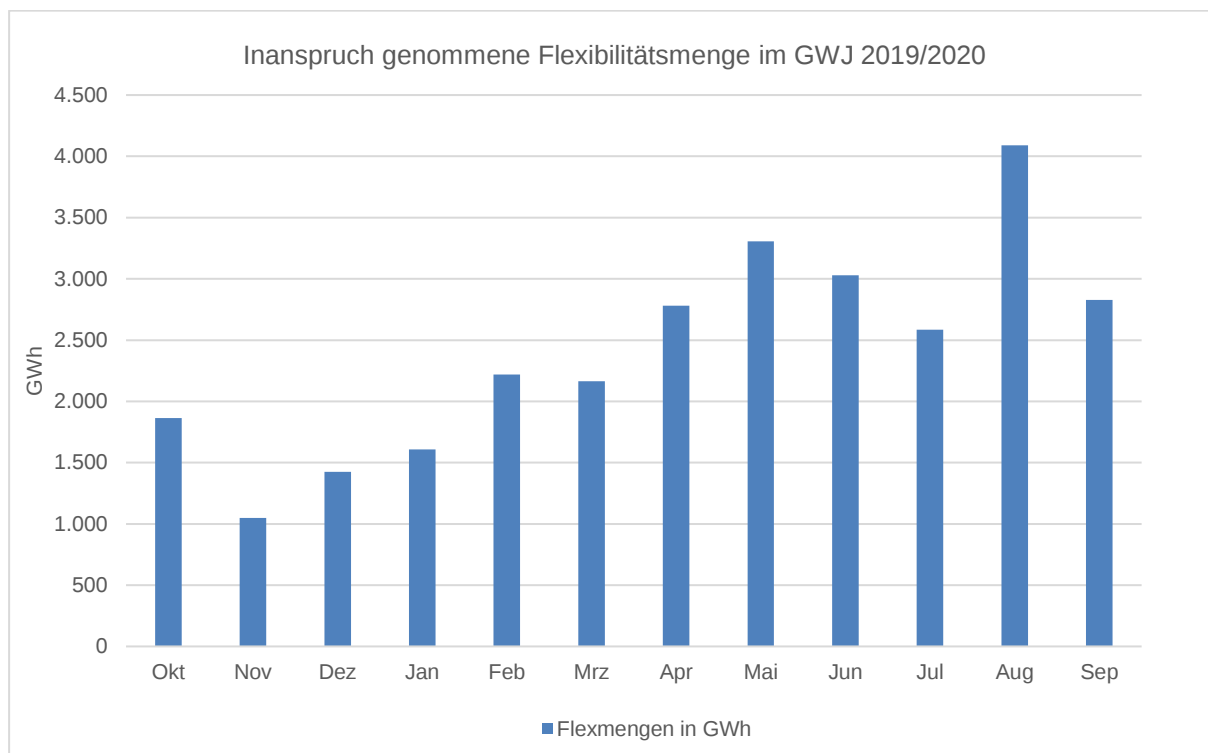


Abbildung 18: Darstellung der Flexibilitätsmengen im GWJ 2019/2020

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 2019/2020 lediglich 5,4 % auf RLMoT-Mengen.

In Abbildung 188 sind die im GWJ 2019/2020 in Anspruch genommenen Flexibilitätsmengen dargestellt. Die Gesamtsumme von 28.950 GWh liegt um 6.191 GWh über der Jahressumme aus dem GWJ 2018/2019. Dies entspricht einer Zunahme von 27,2 %.

Im gesamten GWJ kam es bei GASPOOL zu keiner Abrechnung von Flexibilitätskostenbeiträgen.

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

Im GWJ 2019/2020 fanden zwei Ausschreibungen für die Perioden Oktober 2019 bis März 2020 und April 2020 bis September 2020 statt. Für die Winterperiode wurden in den Monaten Oktober und November jeweils 2 GW, im Monat Dezember 3,5 GW und in den Monaten Januar bis März jeweils 5 GW (vgl. Vorjahr: 5 GW je Monat) feste Leistung in den L-Gas-Netzgebieten ausgeschrieben und im Durchschnitt 3,755 GW pro Monat kontrahiert. Für die Sommerperiode April 2020 bis September 2020 wurden 1,9 GW für die Monate April und September ausgeschrieben und kontrahiert. Jeweils 1 GW wurden für die Monate Mai bis August ausgeschrieben und kontrahiert (vgl. Vorjahr: 1,9 GW für April und September sowie 1 GW für Mai bis August). Dies führte in der Winterperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 29,3 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 35,5 Mio. EUR, bedeutet: - 17 %),

in der Sommerperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 3,9 Mio. EUR (Vgl. Vorjahr: 4,2 Mio. EUR, bedeutet: - 7 %). Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte ohne Leistungspreise kontrahiert, in den Wintermonaten 16,8 GW, in den Sommermonaten ebenfalls 16,8 GW.

Nachfolgend stellen Tabelle II und Tabelle III Daten zu kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 2019/2020 dar.

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

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreiskosten in EUR
01.10.2019-01.11.2019	2	4,53	2	6	4	1.850.563
01.11.2019-01.12.2019	2	5,26	2,03	7	6	1.924.625
01.12.2019-01.01.2020	3,5	6,96	3,5	7	7	4.067.264
01.01.2020-01.02.2020	5	8,24	5	7	6	6.575.625
01.02.2020-01.03.2020	5	8,32	5	7	6	7.190.100
01.03.2020-01.04.2020	5	7,75	5	7	7	7.976.769
01.04.2020-01.05.2020	1,9	3,64	1,9	8	7	1.080.769
01.05.2020-01.06.2020	1	2,14	1	7	6	433.140
01.06.2020-01.07.2020	1	2,59	1	8	5	412.400
01.07.2020-01.08.2020	1	2,64	1	8	5	448.363
01.08.2020-01.09.2020	1	2,19	1	7	6	422.303
01.09.2020-01.10.2020	1,9	3,64	1,95	8	7	1.106.869

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

Leistungszeitraum	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag
01.10.2019-01.11.2019	16,8	16,8	2	2
01.11.2019-01.12.2019	16,8	16,8	2	2
01.12.2019-01.01.2020	16,8	16,8	2	2
01.01.2020-01.02.2020	16,8	16,8	2	2
01.02.2020-01.03.2020	16,8	16,8	2	2
01.03.2020-01.04.2020	16,8	16,8	2	2
01.04.2020-01.05.2020	16,8	16,8	2	2
01.05.2020-01.06.2020	16,8	16,8	2	2
01.06.2020-01.07.2020	16,8	16,8	2	2
01.07.2020-01.08.2020	16,8	16,8	2	2
01.08.2020-01.09.2020	16,8	16,8	2	2
01.09.2020-01.10.2020	16,8	16,8	2	2

Im gesamten GWJ wurde keine Flexibilität in der Richtung „Leihen“ oder „Parken“ im H-Gas genutzt. Da für H-Gas nur Verträge auf unterbrechbarer Basis kontrahiert wurden, sind hier keine Kosten für Leistungspreise entstanden.

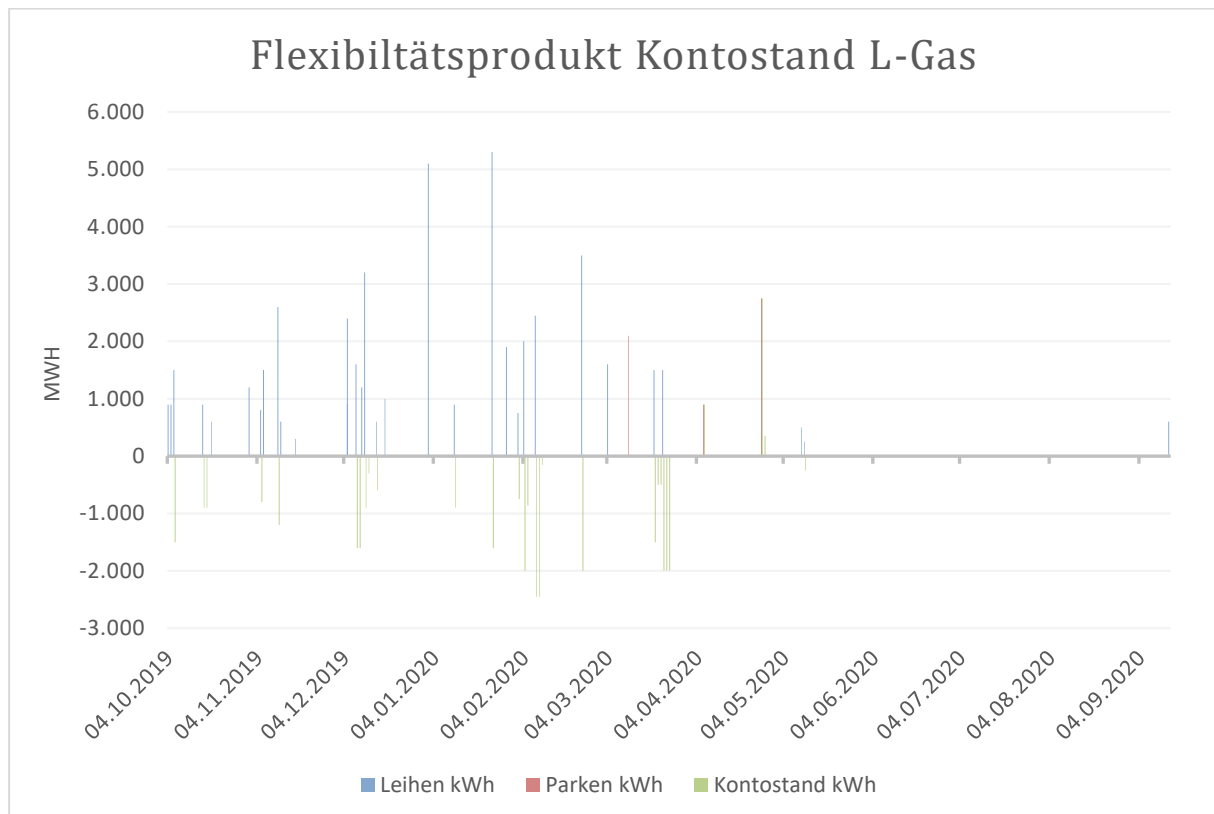


Abbildung 19: Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte L-Gas GWJ 2018/2019

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden insbesondere in den Monaten November bis März genutzt, auf Parken-Seite an 3 Tagen, Leihenseitig an 33 Tagen.

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 gleicht die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2019/20 der Leistung des Vorjahreszeitraums. 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
- gravierenderen Auswirkungen von Prognoseunsicherheiten 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 nicht-standardisierbare 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-/Auspeisepunkten erfolgen, daneben können seit dem GWJ 2017/2018 Abschaltleistungen an RLM-Auspeisepunkten 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 5.3 separat eingegangen.

5.2 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.

- Für das GWJ 2019/2020 gab es keine kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässe zu verzeichnen, eine Ausschreibung für STB erfolgte daher nicht.

5.3 Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier², 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 2.0³ konkretisiert.

Auch im GWJ 2019/2020 wurden von GASPOOL LTOs zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Für Januar 2020 wurde 1,3 GW und für den Zeitraum Februar bis März 2020 wurden monatlich 2,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie, der Nowega und der GTG kontrahiert. In dem Winter 2019/2020 wurden die LTO Produkte lediglich im Rahmen eines Testabrufs am 19.01.2020 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 reduziert, RLM-Ausspeisestellen sind daneben zulässig. Anbieter sollen keine unterbrechbaren Einspeise- und keine auf einem Gegenstrom basierende Ausspeisekapazität nutzen. Dies wurde in den Geschäftsbedingungen Regelenergie entsprechend vorgegeben.

² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5

³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2014/2014_0001bis0999/2014_001bis099/BK7-14-0020/BK7-14-0020_MitteilungNr1_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2

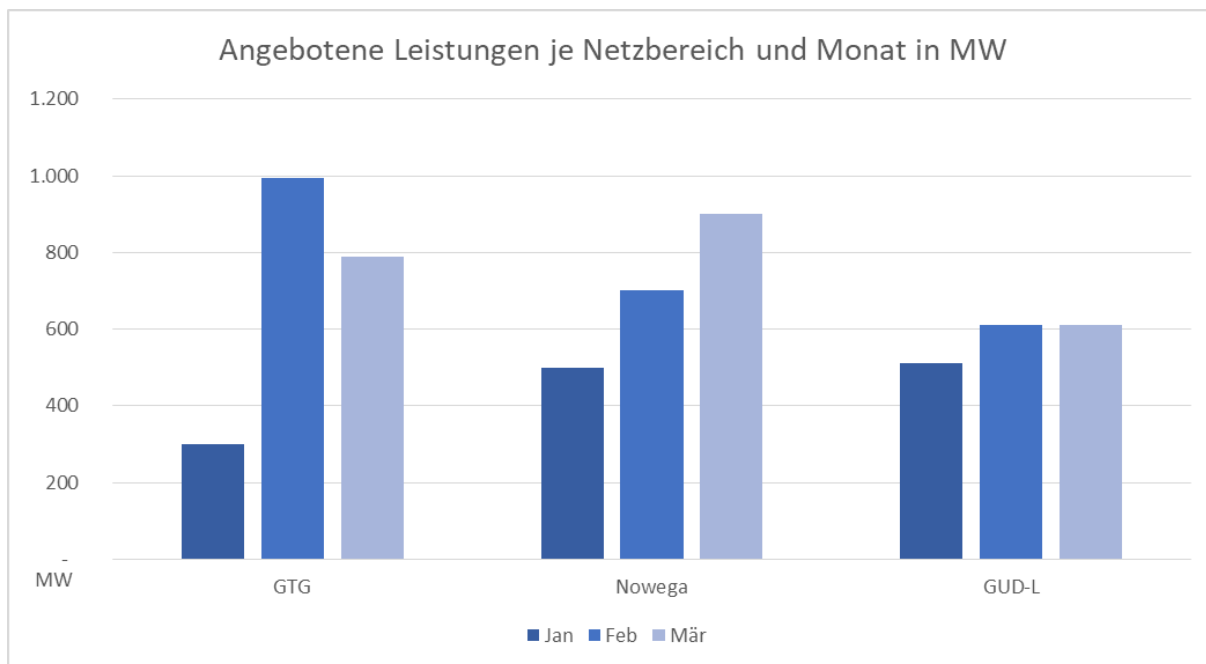


Abbildung 20: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 2019/2020

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

Die Ergebnisse der Ausschreibung sind in Tabelle IV dargestellt.

Tabelle IV: Ergebnisse der Ausschreibung für LTOs für den Leistungszeitraum 01.01.2020 – 01.04.2020

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung in GW	Angebote Leistung in GW	Kontrahierte Leistung in GW	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreis Kosten in EUR
01.01.2020 - 01.02.2020	1,3	4,855	1,31	10	5	2.783.920
01.02.2020 - 01.03.2020	2,3	5,855	2,305	10	7	4.274.871
01.03.2020 - 01.04.2020	2,3	5,925	2,3	8	6	4.940.015

GASPOOL konnte im Ergebnis den Leistungsbedarf decken und zahlte für die kontrahierten Produkte Leistungspreise in Höhe von 11,99 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 8,74 Mio. EUR, d. h. + 37 %) für den gesamten Leistungszeitraum.

GASPOOL hat am 19. Januar 2020 gegen 23:18 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) 900 MW, im Netzbereich der Gasunie Deutschland GmbH 1.530 MW und im Netzbereich der Nowega 1.500 MW für die letzten drei Lieferstunden des Gastages 20.01.2020 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. Alle Verträge wurden angestellt.

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 Entgeltbildung für Ausgleichsenergie nicht berücksichtigt.

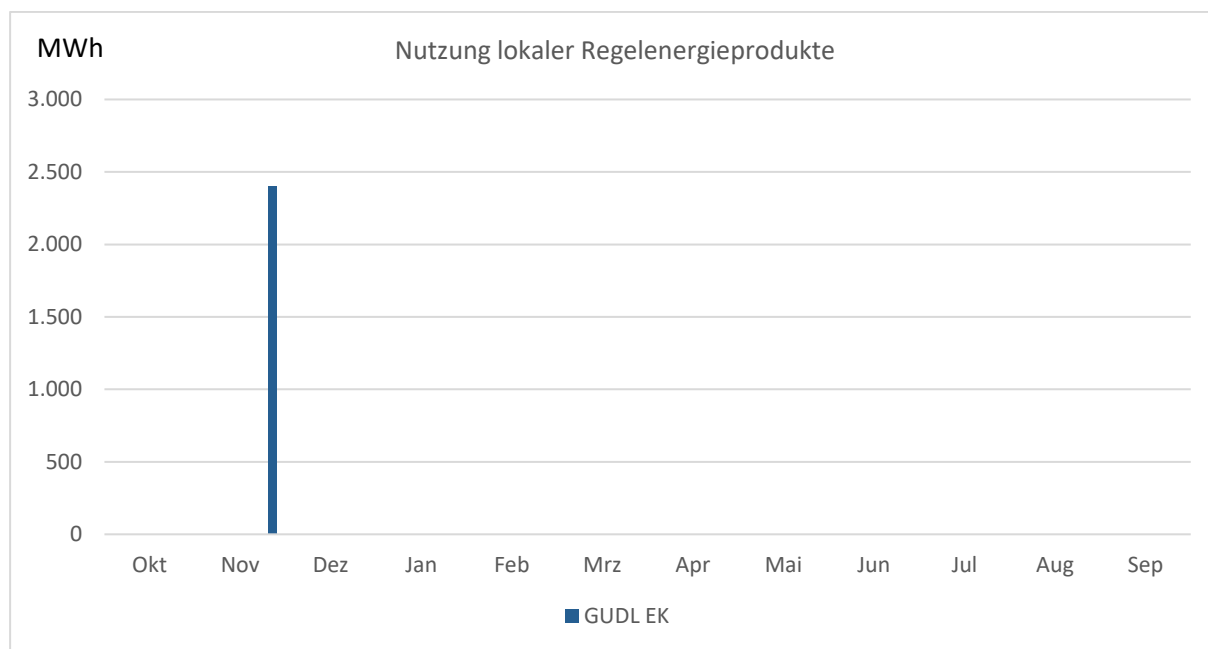


Abbildung 21: Beschaffung von lokalen Regelenergieprodukten GWJ 2019/2020

Die Beschäftigung von lokaler Regelenergie war im GWJ 2019/2020 nur in äußerst geringem Ausmaß notwendig. Die in Abbildung 21 dargestellt Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite lag mit 2.400 MWh im November 2019 im Netzbereich GUD-L. Hierfür fielen Kosten von 36.420 EUR an (vgl. Vorjahr: November 18 bei Ontras mit 41,7 GWh, d.h. -94,2 %, für 1,46 Mio. EUR, d.h. – 97,5 %). Ein Verkauf lokaler Regelenergie fand gar nicht statt.

7 Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Die mit dem Einsatz von Regelenergie gem. Gabi Gas 2.0 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 2019 bis September 2020 aufgeteilten Kosten und Erlöse sind in Abbildung 22 dargestellt⁴.

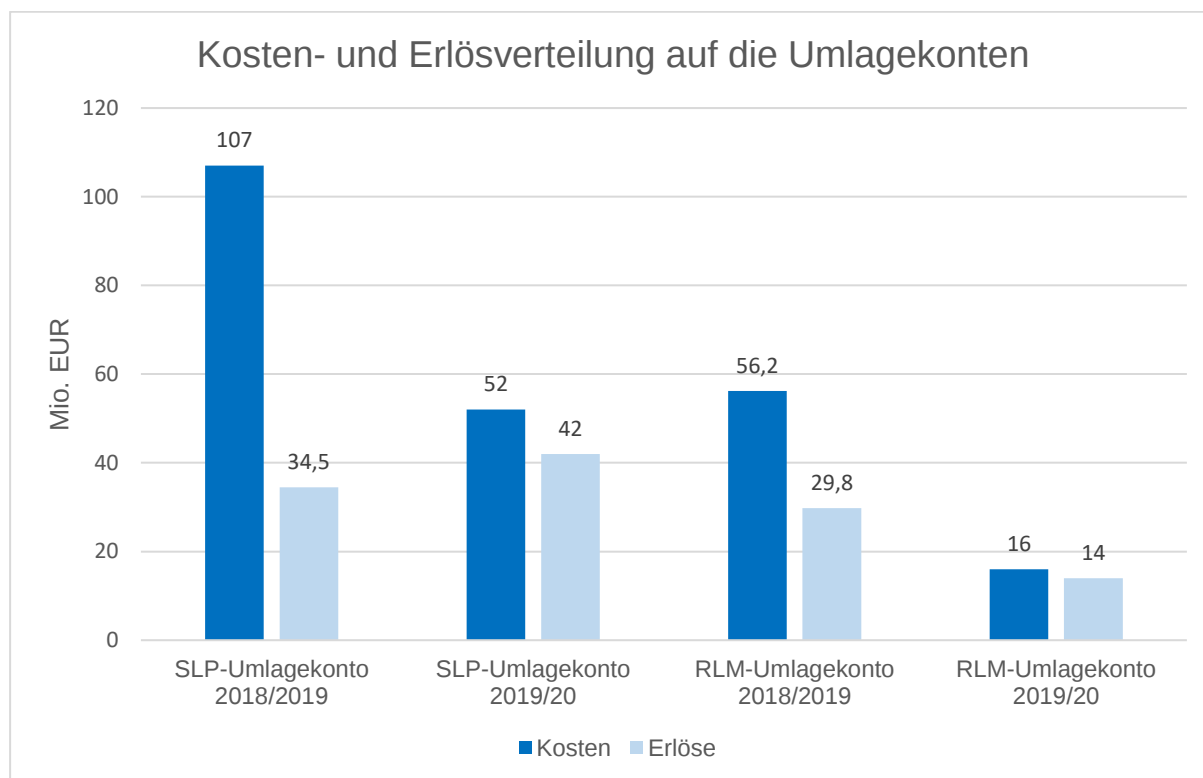


Abbildung 22: Kosten- und Erlösverteilung auf die Umlagekonten der letzten beiden GWJ

Im SLP-Umlagekonto liegen die Kosten ca. 50% unter dem Vorjahreswert, die Erlöse liegen ca. 25% über den Erlösen aus dem Vorjahr. Auch das RLM-Konto weist im GWJ 2019/2020 einen fast 75 % niedrigeren Kostenblock auf, als im vergangenen GWJ. Die Erlöse im RLM-Bereich liegen 50% unter den Vorjahreswerten. Hauptgrund für die Entwicklung in den Umlagekonten ist die deutlich niedrigere Regelenergiebeschäftigung gepaart mit einem historisch niedrigem Preisniveau am Großhandelsmarkt.

An Gastagen ohne externen Regelenergieeinsatz wird der ex-post berechnete jährliche Verteilungsschlüssel angesetzt. Der jährliche Verteilungsschlüssel für die betrachtete Umlageperiode

⁴ Die Datenbasis beruht auf den gebuchten Beträgen aus dem Abrechnungssystem, die zum Redaktionsschluss vorlagen, so sind beispielsweise Bilanzkreisabrechnungen für die Monate August und September nicht enthalten.

wird anhand des ex-post berechneten Mittelwerts aller täglich ermittelten Verteilungsschlüssel gebildet. Eine Mengengewichtung der täglichen Verteilungsschlüssel erfolgt hierbei nicht⁵.

Der vorläufige Verteilungsschlüssel für den Zeitraum Oktober 2019 – September 2020 liegt für SLP bei 57,23 % und für RLM bei 42,77 %.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 52 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 107 Mio. EUR, d. h. - 51,4 %) höhere Kosten auf, als das RLM-Konto mit 16 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 56,2 Mio. EUR, d. h. - 71,5 %). Die SLP-Erlöse lagen bei 42 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 34,5 Mio. EUR, d.h. -21,7 %) und im RLM-Bereich bei 14 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 29,8 Mio. EUR, d. h. -53,0 %). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2019/2020 nicht gegeben.

8 Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Regelenergieumlagen

Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem, wie die der Regelenergiebeschäftigung, Bilanzkreis- und Mehr-Mindermengenabrechnung etc., fließen in die RLM- und SLP-Umlagekonten. Damit der MGV 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. Für das Jahr GWJ 2019/2020 betrug der Liquiditätspuffer für das RLM-Umlagekonto 103 Mio. EUR und für das SLP-Umlagekonto 367 Mio. EUR. Im wesentlichen sollen über den Liquiditätspuffer Mengen- und Preisrisiken abgefangen werden, aber auch Vorfinanzierungseffekte die durch das Auseinanderfallen von Kosten und Erlösen entstehen.

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 nach dem Liefermonat oder noch später. Die Kosten und Erlöse aus Mehr-Mindermenge stellen eine wesentliche Position im Umlagekonto dar.

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

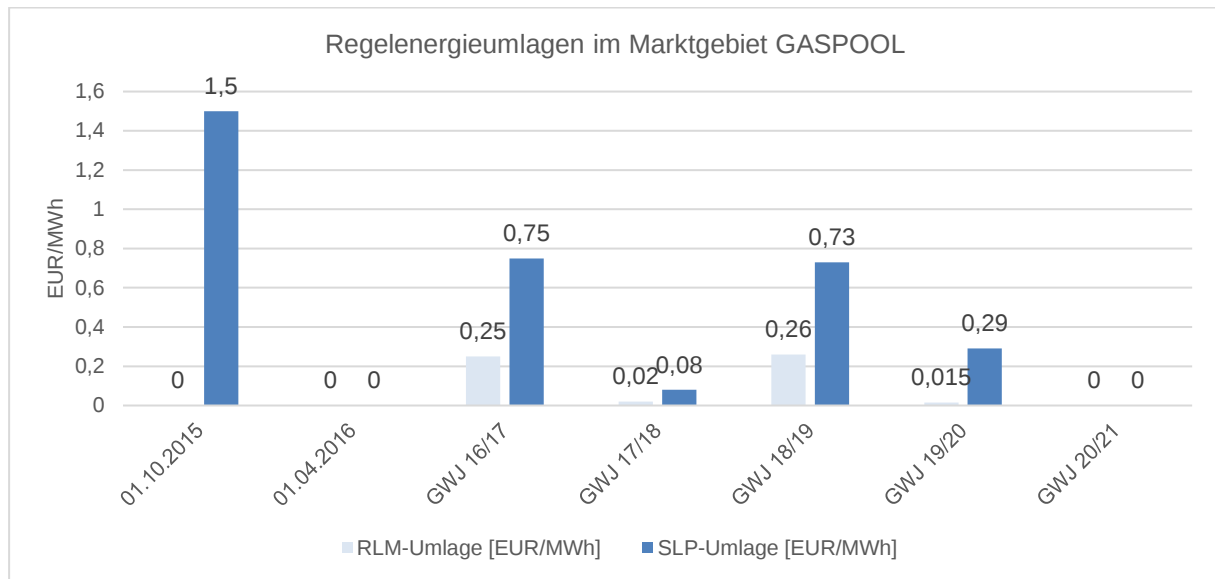


Abbildung 23: Entwicklung der Regelenergieumlagen bei GASPOOL seit Oktober 2015

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, dass die Prognosen in den ersten zwei Perioden (GWJ 2015/2016 und GWJ 2016/2017) nahe bei dem später realisierten Saldo liegen. Im GWJ 2019/2020 liegen der Ist-Saldo – und damit die Kosten – leicht unter der Prognose. Da aber für dieses GWJ noch nicht alle Abrechnungen gelegt wurden, sind die Werte noch nicht vollständig.

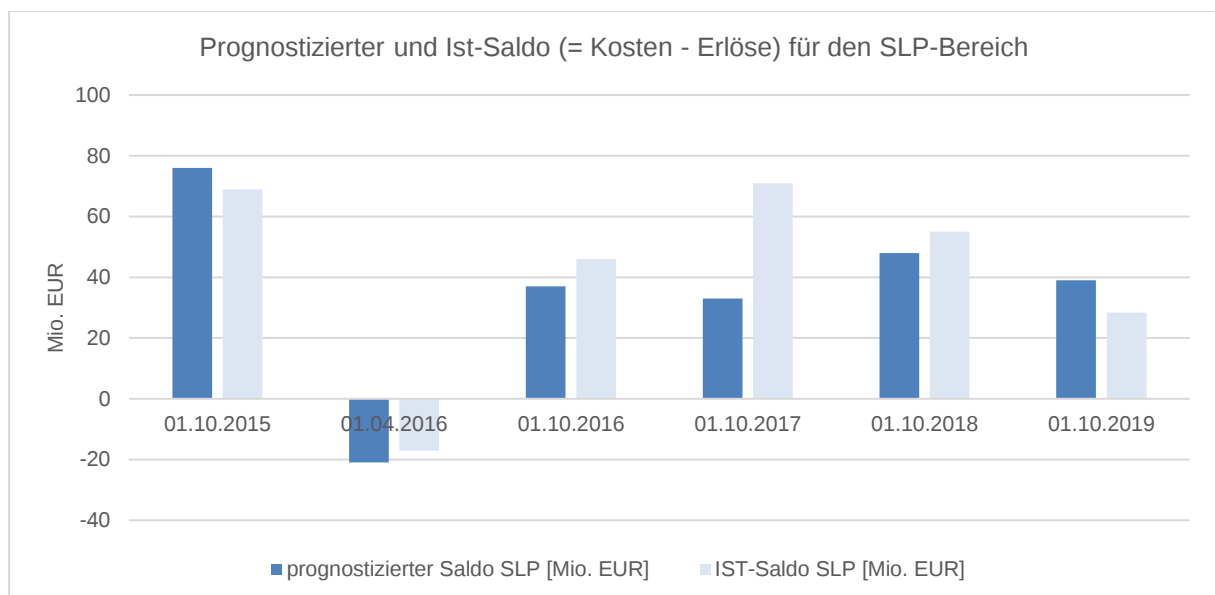


Abbildung 24: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich für GASPOOL

In Abbildung 25 sind die Salden für den RLM-Bereich unter den gleichen Prämissen wie beim SLP-Bereich, dargestellt. In der letzten Periode erkennt man, dass die tatsächlichen Kosten in diesem GWJ

deutlich unterhalb der Prognose lagen. Hauptgrund hierfür ist das seit Januar 2020 stetig fallende Preisniveau und die geringere Regelenergiebeschäftigung im Vergleich zum Vorjahr. Auch für das GWJ 2019/2020 sind die Daten noch nicht vollständig, da noch nicht alle Rechnungen gebucht wurden.

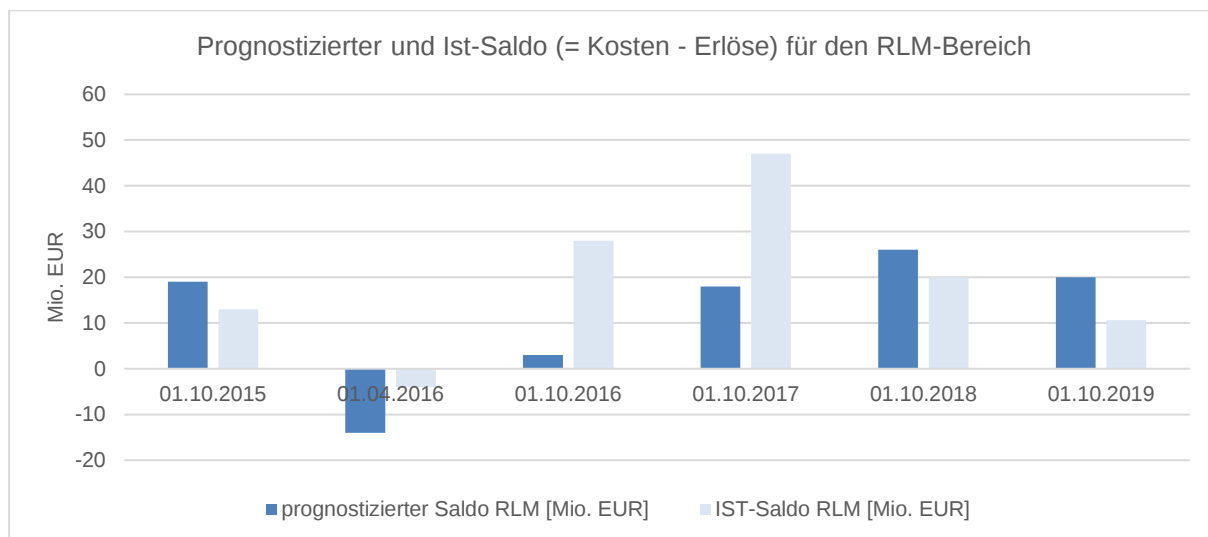


Abbildung 25: Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich für GASPOOL

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 Umlage⁶.

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

Tabelle V: Konvertierungsentgelt und -umlage bei GASPOOL

	Konvertierungsumlage EUR/MWh	Konvertierungsentgelt H- nach L-Gas EUR/MWh	Konvertierungsentgelt L- nach H-Gas 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
01.10.2019	0,005	0,42	0
01.10.2020	0,00	0,39	0

⁶ Die Berechnungsgrundlage für das Konvertierungsentgelt und die -umlage sind auf der Homepage veröffentlicht: <https://www.gaspool.de/services/bilanzkreisverantwortliche/konvertierung/konvertierungsentgelt/>

9 Ausblick für das gemeinsame Marktgebiet THE

Mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 werden die bisherigen Marktgebiete NCG und GASPOOL zum neuen Marktgebiet „Trading Hub Europe“ (THE) zusammengelegt. Die beiden MGV arbeiten in Zusammenarbeit mit den FNB intensiv an der zukünftigen Ausgestaltung. Die folgenden Informationen sollen den Marktteilnehmern zu den wesentlichen Rahmenbedingungen für den Bereich Regelenergie einen Überblick über den aktuellen Sachstand bieten.

Im Marktgebiet THE wird die Regelenergiebeschäftigung zentral für das Marktgebiet von THE durchgeführt. Dabei bleibt die bisher bekannte MOL gemäß der Festlegung GaBi Gas 2.0 unverändert.

MOL-Rang	Produkte			
1 Title Market Transactions – Global –	Regelenergie über die Börse im eigenen Marktgebiet (Produkte mit Erfüllung am VHP)			
2 Title Market Transactions / Locational Market Transactions – Quality / Local –	Regelenergie über die Börse im eigenen Marktgebiet (Produkte mit physischen Erfüllungsrestriktionen)		Regelenergie über die Börse in angrenzenden Marktgebieten (TTF)	
4 Balancing Services – Local –	Long Term Options (LTO) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergie (teil-)zone bzw. Netzbetreiberzone)	Short Term Balancing Services (STB) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergie (teil-)zone bzw. Netzbetreiberzone)	Flexibility Services (Produkte mit zeitweiser Übernahme und Abgabe von Gasmengen an physischen Ein- und Ausspeisepunkten)	Short Call Balancing Services (SCB) (Produkte mit Erfüllung in definierter Regelenergiezone)

Abbildung 26: Übersicht Produkte im Marktgebiet THE nach MOL-Rang

Nach aktuellem Diskussionsstand wird THE für RoD-/DA-Bedarfe die folgenden Börsenprodukte in den MOL-Rängen 1 und 2 wie Abbildung 27 nutzen:

	Within Day/Day Ahead/ Saturday/Sunday/Bank Holiday
Regelenergie	Global
	Quality H
	Quality L
	TTF
	L-Gas Gebiete (North L, South L)
	H-Gas Gebiete (North H, South H)
	H-Gas VIPs (North H NL, North H BE, South H NL, South H BE)
	H-Gas Gebiets-Cluster (North H Cluster, South H Cluster)

Abbildung 27: Übersicht Börsenproduktportfolio (RoD/DA) im Marktgebiet THE

Dabei werden die bisherigen NCG- und GASPOOL-spezifischen globalen und qualitätsscharfen Börsenprodukte zu einheitlichen THE-Produkten zusammengeführt. Bei den lokalen Produkten haben

sich Änderungen vor dem Hintergrund der Einführung der sogenannten „marktbasierten Instrumente“ (MBI) ab dem 1. Oktober 2021 ergeben, um die Anzahl der börslichen Orderbücher möglichst gering zu halten und den Marktteilnehmern eine Nutzung der lokalen Orderbücher sowohl für den Regelenergie- als auch den MBI-Einsatz (hier: Spreadprodukt) zu ermöglichen. Der externe Regelenergieeinsatz nach den Vorgaben der Festlegung GaBi Gas 2.0 und der Einsatz von MBI im Auftrag der FNB erfolgen dabei stets getrennt, es können bei Bedarf allerdings dieselben Orderbücher genutzt werden.

Auch im Marktgebiet THE werden im L-Gas weiterhin Stundenprodukte zur Deckung externer Strukturierungsbedarfe benötigt. Die genaue Zuordnung der einzelnen physischen Ein- und Ausspeisepunkte zu den jeweiligen Gebieten bzw. Produkten wird mit ausreichend Vorlauf bekanntgegeben; die zugehörigen physischen Erfüllungsrestriktionen werden wie bisher im Rahmen des § 25 des Bilanzkreisvertrags (Anlage 4 der Kooperationsvereinbarung) geregelt, welcher mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 entsprechend überarbeitet wird.

Die bisher in den beiden Marktgebieten NCG und GASPOOL eingesetzten Produkte im MOL-Rang 4 bleiben nach aktuellem Sachstand vollumfänglich erhalten und werden über eine separate, einheitliche THE-Ausschreibungsplattform kontrahiert. Die zugehörigen Präqualifikationsregeln, Geschäftsbedingungen Regelenergie und Produktbeschreibungen befinden sich derzeit in Überarbeitung und werden dem Markt mit ausreichend Vorlauf vor Beginn der ersten langfristigen Ausschreibungen für das Marktgebiet THE bereitgestellt.

10 Fazit / Zusammenfassung

Die Regelenergiebeschaffung 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. Insgesamt stehen im H-Gas⁷ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,4 TWh (vgl. Vorjahr: 2,8 TWh, d. h. - 14,3 %) für insgesamt 29,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 61,7 Mio. EUR, d. h. - 51,5 %), Regelenergieverkäufen in Höhe von 4,4 TWh (vgl. Vorjahr: 4,5 TWh, d.h. - 2,2 %) für 27,6 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 76,3 Mio. EUR, d. h. - 63,8 %). Daraus ergibt sich kumuliert saldiert ein negativer Saldo in Höhe von 1,9 TWh. Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 2,92 TWh (vgl. Vorjahr: 6,3 TWh, d. h. - 53,6 %) für insgesamt 38,095 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 131,9 Mio. EUR, d. h. - 71,1 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 1,73 TWh (vgl. Vorjahr: 1,6 TWh, d. h. - 8,1 %) für 9,85 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 23,3 Mio. EUR, d. h. - 57,7 %) gegenüber.

Im benachbarten Marktgebiet wurden an der TTF insgesamt 1,03 TWh für 14,7 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 5,198 TWh, d. h. -80,2 %, für 110,19 Mio. EUR, d. h. - 86,7 %). Dem steht ein Verkauf von 0,03 TWh mit Erlösen in Höhe von 0,22 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 0,078 TWh, d. h. -61,5 %, für 1,41 Mio. EUR, d. h. -84,4 %). Der Anteil der insgesamt über die Börse gehandelten Regelenergie lag nahezu bei 100 % und entspricht damit dem Ziel der regulatorischen Vorgaben. Der Anteil der Regelenergiebeschäftigung, die untertäglich erfolgte lag ungefähr bei 73 %. Im vorangegangenen GWJ 2018/2019 lag der Anteil bei ca. 50 %.

⁷ Aus Gründen der Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr, wurde die Beschäftigung über MOL Rang 1 als H-Gas definiert und hier eingerechnet.

Bezüglich der Berechnung des Transportkostenanteils kam es in diesem GWJ aufgrund der Änderungen in den Festlegungen BEATE und MARGIT zu einer Anpassung zum Januar 2020. Es änderte sich zum einen die Anwendung des Multiplikators. Für Buchungen von Within day-Kapazitäten kommt ab Januar 2020 auf der deutschen Seite, der Multiplikator von 2,0 statt vormals 1,4 zur Anwendung. Für Day ahead-Buchungen liegt der Multiplikator weiterhin bei 1,4. Zum Anderen ergab sich eine weitere Anpassung, da ab Januar 2020 auch auf deutscher Seite die Tarife zeitanteilig abgerechnet werden. Dies war bis dato nur auf niederländischer Seite der Fall.

Im Marktgebiet GASPOOL kann aus derzeitiger Sicht keine Reduktion der kontrahierten Leistungen an Flexibility Services vorgenommen werden, vielmehr gleicht die ausgeschriebene und kontrahierte Flexibilitätsleistung für das GWJ 2019/20 der Leistung des Vorjahreszeitraums. 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 2020 1,31 GW Leistung, für Februar 2020 2,305 GW Leistung und März 2020 2,3 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 11,99 Mio. EUR.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten, weist das SLP-Umlagekonto mit 52 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 107 Mio. EUR, d. h. - 51,4 %) höhere Kosten auf als das RLM-Konto mit 16 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 56,2 Mio. EUR, d. h. - 71,5 %). Die SLP-Erlöse lagen bei 42 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 34,5 Mio. EUR, d.h. 21,7 %) und im RLM-Bereich bei 14 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 29,8 Mio. EUR, d. h. - 53,0 %). Die Voraussetzungen für eine Ausschüttung waren für die Umlageperioden im GWJ 2019/2020 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 VI: Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

	2018/2019		2019/2020	
	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	1.507.996,80	2.169.059,41	1.120.696,10	1.003.279,80
MOL 2	201.819.768,78	99.639.388,25	68.271.550,70	37.396.984,60
MOL 3	0,00	0,00	0,00	0,00
MOL 4	180.245,50	0,00	92.997,00	0,00
Gesamt	203.508.011,08	101.808.447,66	69.485.243,80	38.400.264,40

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

		2018/2019		2019/2020	
		Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	Day Ahead	1.003.633,20	712.747,80	463.466,55	262.462,80
	Rest of Day	504.363,60	1.456.311,61	657.229,50	740.816,98
MOL 2	Day Ahead	129.421.938,05	24.314.779,20	34.324.179,10	7.337.565,90
	Rest of Day	72.397.830,73	75.324.609,05	33.947.371,62	30.059.418,70
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	127.144,50	0,00	92.997,00	0,00
	AP Flexibility	53.101,00	0,00	679,54	0,00

Tabelle VIII: Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL 4 in Euro

	2018/2019		2019/2020	
	System Buy	System Sell	System Buy	System Sell
Leistungspreis Flex	39.230.200,00	0,00	33.158.430,00	0,00
Leistungspreis LTO - Umsetzung Eckpunktepapier	8.738.853,00	0,00	11.998.806,00	0,00
Leistungspreis LTO - Sonderausschreibung	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle IX: Anzahl der Einsatztage in MOL 4

2018/2019		2019/2020	
Flex Parken	Flex Leihen	Flex Parken	Flex Leihen
27	69	3	32

Tabelle X: Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh

	2018/2019		2019/2020	
	System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	69.365	144.597	98.449	158.378
MOL 2	9.374.675	6.091.412	5.386.743	6.104.183
MOL 3	0	0	0	0
MOL 4	229.645	0	61.730	0
Gesamt [MWh]	9.673.685	6.236.009	5.546.922	6.262.561

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

		2018/2019		2019/2020	
		System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	Day Ahead	47.880	46.896	43.050	42.192
	Rest of Day	21.485	97.701	55.449	116.186
MOL 2	Day Ahead	6.077.094	1.578.672	2.681.180	1.264.562
	Rest of Day	3.297.581	4.512.740	2.705.563	4.839.621
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	4.110	0	3.930	0
	Flex (Summe aus Parken und Leihen)	225.535	0	57.800	0

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

Qualität / Ort	Datum	Menge in MWh
L	07.10.2019	6.498
L	23.10.2019	5.992
L	23.11.2019	5.049
L	01.03.2020	7.258
L	05.03.2020	6.061
L	07.03.2020	4.994
L	11.03.2020	12.000
L	01.04.2020	5.008
L	02.04.2020	18.240
L	19.04.2020	3.004
L	22.04.2020	8.858
L	23.04.2020	3.912
L	30.04.2020	1.826