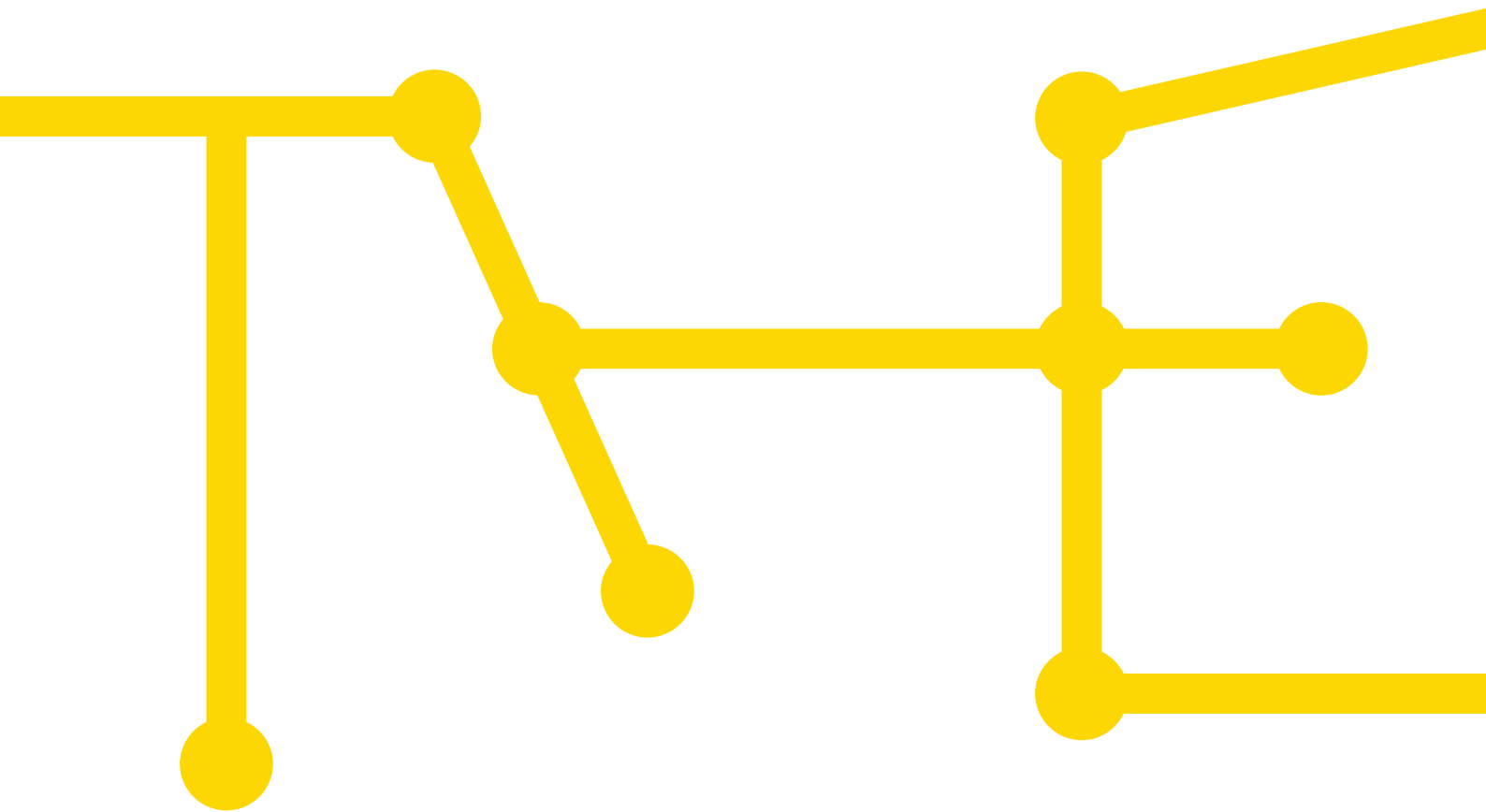


Regelenergiebericht nach GaBi Gas 2.0



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	10
2.	Regelenergiebericht für das Marktgebiet GASPOOL.....	11
2.1.	Einsatz interner Regelenergie	11
2.2.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie.....	12
2.2.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen	14
2.2.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	19
2.2.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung).....	23
2.2.4.	Situation in der Corona-Krise.....	27
2.3.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	27
2.3.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen.....	27
2.3.2.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen.....	28
2.4.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	29
2.4.1.	Long Term Options.....	29
2.4.2.	Short Term Balancing Services	29
2.4.3.	Flexibility Services.....	29
2.4.4.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi.....	33
2.5.	Lokale Regelenergieprodukte	34
2.6.	Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	35
2.7.	Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	36
2.8.	Fazit	39
3.	Regelenergiebericht für das Marktgebiet NCG.....	41
3.1.	Einsatz interner Regelenergie	41
3.2.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie.....	42
3.2.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen	42
3.2.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	53
3.2.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung).....	59
3.2.4.	Situation in der Corona-Krise.....	60
3.3.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	61
3.3.1.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen.....	61
3.3.2.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen.....	61
3.4.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	64
3.4.1.	Long Term Options.....	64
3.4.2.	Short Term Balancing Services	70
3.4.3.	Short Call Balancing Services	72
3.4.4.	Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi.....	76
3.5.	Lokale Regelenergieprodukte	77

3.6. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen	77
3.7. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	78
3.8. Fazit	78
4. Regelenergie im gemeinsamen Marktgebiet THE.....	80
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet GASPOOL	83
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet NCG	85

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: GASPOOL – Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas	11
Abbildung 2: GASPOOL – Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im L-Gas.....	12
Abbildung 3: GASPOOL – Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat und MOL-Rang GWJ 20/21	13
Abbildung 4: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten/Erlöse MOL-Rang 1 GWJ 20/21	14
Abbildung 5: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten/Erlöse MOL-Rang 2 GWJ 20/21	15
Abbildung 6: GASPOOL – Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL-Rang 2 im GWJ 20/21	16
Abbildung 7: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise) GWJ 20/21	17
Abbildung 8: GASPOOL – Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen im H-Gas GWJ 20/21	18
Abbildung 9: GASPOOL – Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen im L-Gas GWJ 20/21	19
Abbildung 10: GASPOOL – Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet TTF auf Tagesbasis GWJ 20/21	20
Abbildung 11: GASPOOL – Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF GWJ 20/21.....	20
Abbildung 12: GASPOOL - Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung im benachbarten Marktgebiet GWJ 20/21.....	22
Abbildung 13: GASPOOL – Anzahl der RoD-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 20/21	24
Abbildung 14: GASPOOL – Anzahl der DA-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 20/21	25
Abbildung 15: GASPOOL – Anzahl der Regelenergiegeschäfte (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang....	25
Abbildung 16: GASPOOL – Regelenergieabrufe nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-4 und beiden Gasqualitäten.....	26
Abbildung 17: GASPOOL – Darstellung der bilanziellen Flexibilitätsmengen im GWJ 20/21	28
Abbildung 18: GASPOOL – Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte	32
Abbildung 19: GASPOOL – Kontrahierung LTO: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 20/21.....	33
Abbildung 20: GASPOOL – Einsatz lokaler Börsenprodukte im GWJ 20/21	35
Abbildung 21: GASPOOL – Verteilung der Regelenergiekosten und -erlöse auf die Bilanzierungsumlagekonten in den letzten beiden GWJ	36
Abbildung 22: GASPOOL – Entwicklung der Bilanzierungsumlagen seit dem GWJ 16/17	37
Abbildung 23: GASPOOL – Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich	38
Abbildung 24: GASPOOL – Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich	38

Abbildung 25: NCG – Interne Regelenergie H-Gas (Monatsbasis).....	41
Abbildung 26: NCG – Interne Regelenergie L-Gas (Monatsbasis)	42
Abbildung 27: NCG – Übersicht Regelenergieprodukte.....	43
Abbildung 28: NCG – Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA/RoD, Monatsbasis).....	46
Abbildung 29: NCG – Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)	47
Abbildung 30: NCG – Externe Regelenergie: Mengen nach Wochentag (DA/RoD und Hour).....	48
Abbildung 31: NCG – Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA/RoD).....	48
Abbildung 32: NCG – Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis).....	51
Abbildung 33: NCG – Preise externe Regelenergie L-Gas (DA/RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)	52
Abbildung 34: NCG – Externe Regelenergiebeschaffung über TTF – Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis).....	54
Abbildung 35: NCG – Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis).....	55
Abbildung 36: NCG – Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis).....	55
Abbildung 37: NCG – Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)	60
Abbildung 38: NCG – Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis).....	62
Abbildung 39: NCG – Bilanzielle Flexibilitätsmengen	63
Abbildung 40: NCG – Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis).....	63
Abbildung 41: NCG – Einsatz externer Regelenergie – Abrufmengen LTO Hourly (beide Regelenergiezonen, Monatsbasis).....	69
Abbildung 42: NCG – Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten.....	72
Abbildung 43: NCG – Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)	75
Abbildung 44: THE – Gebiete und Zonen im Marktgebiet	81
Abbildung 45: THE – Übersicht Produktportfolio Regelenergie.....	81

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: GASPOOL – Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL-Rang 2.....	28
Tabelle 2: GASPOOL – Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas).....	31
Tabelle 3: GASPOOL – Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas).....	31
Tabelle 4: GASPOOL – Kontrahierung LTO: Zuschläge im GWJ 20/21.....	34
Tabelle 5: GASPOOL – Konvertierungsentgelt und -umlage.....	39
Tabelle 6: NCG – Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise).....	49
Tabelle 7: NCG – Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)	49
Tabelle 8: NCG – Übersicht MOL-Abweichungen.....	53
Tabelle 9: NCG – Produktparameter LTO RoD	64
Tabelle 10: NCG – Produktparameter LTO Hourly.....	65
Tabelle 11: NCG – Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD, LTO Hourly und SCB).....	66
Tabelle 12: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt).....	66
Tabelle 13: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS)).....	67
Tabelle 14: NCG – Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen.....	67
Tabelle 15: NCG – Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)	68
Tabelle 16: NCG – Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)	68
Tabelle 17: NCG – Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)	68
Tabelle 18: NCG – LTO Hourly L-Gas West: Abgerufene Mengen	69
Tabelle 19: NCG – Produktparameter STB	71
Tabelle 20: NCG – Produktparameter SCB.....	73
Tabelle 21: NCG – Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)	73
Tabelle 22: NCG – Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	74
Tabelle 23: NCG – Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (SCB)	74
Tabelle 24: NCG – Einsatz SCB: Abgerufene Mengen	75
Tabelle 25: NCG – Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten	78
Tabelle 26: NCG – Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet	78
Tabelle 27: GASPOOL – Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise .	83
Tabelle 28: GASPOOL – Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise.....	83
Tabelle 29: GASPOOL – Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL-Rang 4 in Euro	83
Tabelle 30: GASPOOL – Anzahl der Einsatztage in MOL-Rang 4.....	83
Tabelle 31: GASPOOL – Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh.....	84
Tabelle 32: GASPOOL – Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh.....	84
Tabelle 33: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS).....	85
Tabelle 34: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)	85
Tabelle 35: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM).....	85
Tabelle 36: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: LO).....	86

Tabelle 37: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: LW)	86
--	----

Abkürzungsverzeichnis

BH	Bank Holiday
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
DA	Day-Ahead
EEX	European Energy Exchange
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas 2.0	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020)
GTG	Gastransport Nord GmbH
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit-Order-Liste
NCG	NetConnect Germany
NWG	Nowega GmbH
RoD	Rest-of-the-Day
SA	Saturday
SCB	Short Call Balancing Services
STB	Short Term Balancing Services
SU	Sunday
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
VIP	Virtueller Kopplungspunkt (virtual interconnection point)
WD	Within-Day

1. Einleitung

Tenorziffer 9 lit. a) der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020; GaBi Gas 2.0) verpflichtet die Marktgebietsverantwortlichen (MGV), der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur (BNetzA) einmal jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie in ihrem jeweiligen Marktgebiet zu übermitteln. Im Laufe des Gaswirtschaftsjahres (GWJ) 20/21 wurden die bisherigen deutschen MGV – GASPOOL Balancing Services GmbH und NetConnect Germany GmbH & Co. KG – zu einem gemeinsamen Unternehmen verschmolzen, welches zur Trading Hub Europe GmbH (THE GmbH) umfirmiert wurde. Die THE GmbH hat am 1. Juni 2021 ihre Arbeit aufgenommen. Bis zum 1. Oktober 2021 führte sie die bis dahin weiterhin bestehenden Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) als MGV fort und betreibt nun seit dem 1. Oktober 2021 das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

Der vorliegende Regelenergiebericht betrachtet das GWJ 20/21 und ist der letzte Regelenergiebericht für die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG. Da er bereits durch die THE GmbH erstellt wird, enthält dieses Dokument beide Berichte, jeweils getrennt in eigenen Kapiteln. Zur Wahrung der Konsistenz mit den Vorjahresberichten wird dabei in beiden Kapiteln jeweils die bisherige Berichtssystematik beibehalten. Der erste Regelenergiebericht für das deutschlandweite Marktgebiet THE wird nach Ablauf des GWJ 21/22 veröffentlicht.

2. Regelenergiebericht für das Marktgebiet GASPOOL

2.1. Einsatz interner Regelenergie

Im folgenden Kapitel wird die Nutzung interner Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Die Nutzung interner Regelenergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelenergieprodukte und ist daher vorrangig einzusetzen.

Die nachfolgende Darstellung illustriert den Einsatz positiver und negativer interner Regelenergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Kalendermonaten des GWJ 20/21.

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

Aus Abbildung 2 lässt sich ableiten, dass die interne Regelenergie im L-Gas ca. 3 % der eingesetzten Mengen interner Regelenergie im H-Gas beträgt. Die insgesamt in beiden Gasqualitäten eingesetzte positive interne und externe Regelenergie lag auf dem Niveau des Vorjahres.

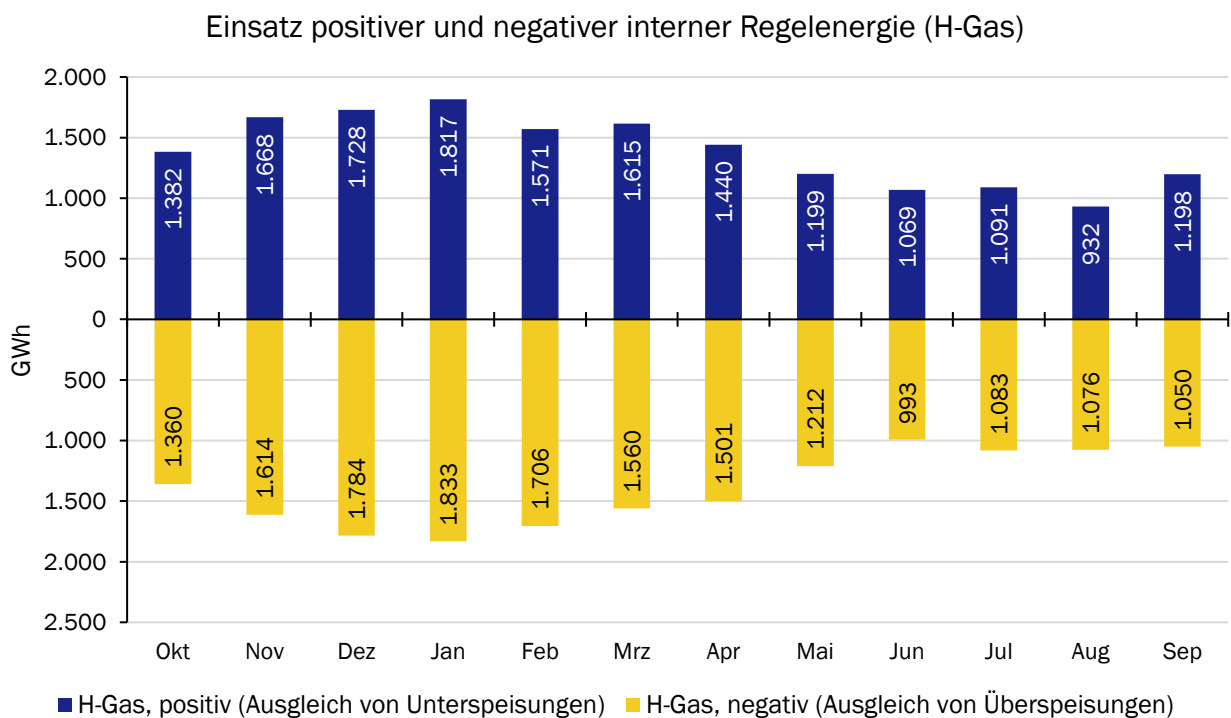


Abbildung 1: GASPOOL – Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelenergie im H-Gas

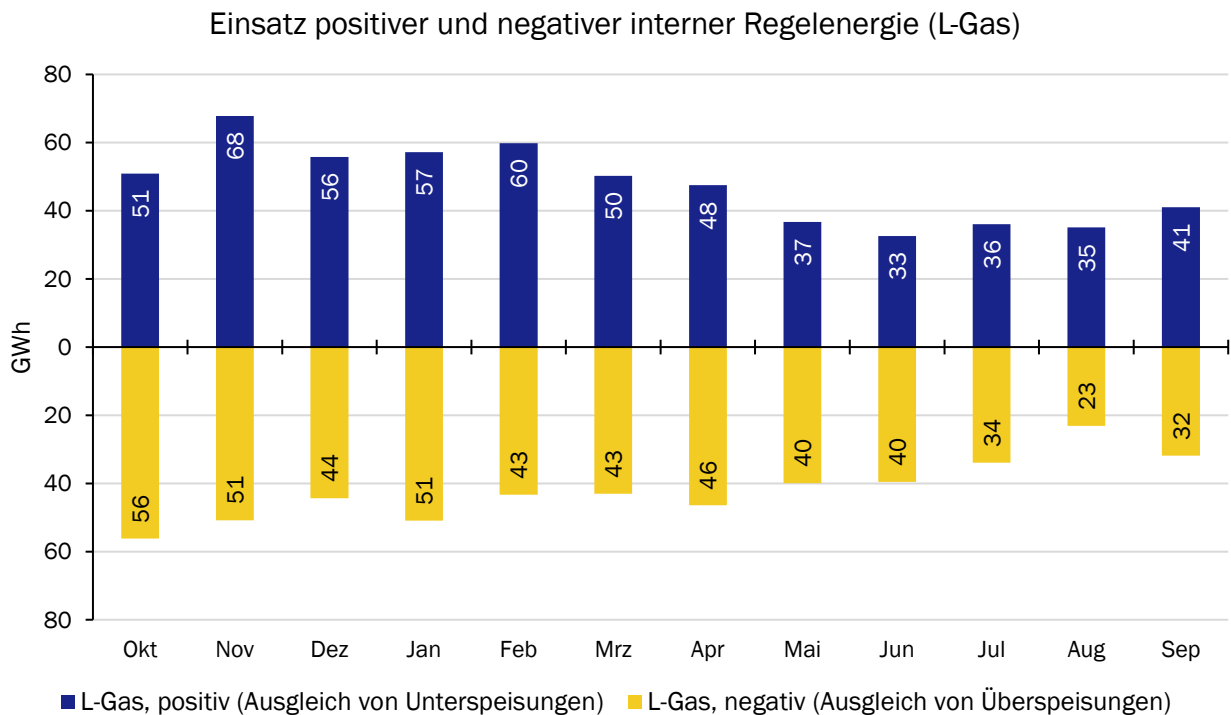


Abbildung 2: GASPOOL – Grafische Darstellung der monatlich eingesetzten positiven und negativen internen Regelernergie im L-Gas

2.2. Beschaffung und Einsatz externer Regelernergie

In diesem Kapitel wird die Nutzung externer Regelernergie im Marktgebiet GASPOOL dargestellt. Dabei werden die verschiedenen Möglichkeiten der Beschäftigung (Ein- und Verkauf) externer Regelernergie über die unterschiedlichen Ränge der Merit-Order-Liste (MOL) getrennt betrachtet. Im Anhang befinden sich hierzu detaillierte tabellarische Übersichten zu Kosten, Erlösen und beschäftigten Mengen.

Im gesamten GWJ 20/21 betragen die Ausgaben für externe Regelernergie 266,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 69,5 Mio. EUR, d. h. +284 %) ohne Berücksichtigung von Leistungspreisen. Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelernergie beliefen sich auf 273,7 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 38,4 Mio. EUR, d. h. +613 %). Die enormen Veränderungen sowohl der Kosten als auch der Erlöse gegenüber dem Vorjahr sind primär auf die ungewöhnlich hohen kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen zurückzuführen, die im GWJ 20/21 erforderlich wurden. Diese wirkten sich nicht nur in den Wintermonaten aus, sondern führten teilweise auch in den Frühjahres- und Sommermonaten zu höheren Einsatzmengen als in vergangenen Jahren. Parallel war das GWJ 20/21 von steigenden Preisen gekennzeichnet, mit besonders hohen Preissteigerungen gegen Ende des GWJ (siehe hierzu auch Abbildung 6).

Ein Gesamtüberblick über die resultierenden Kosten und Erlöse aus der Regelernergiebeschäftigung in den einzelnen Monaten des GWJ 20/21 ist in Abbildung 3 dargestellt. Es folgen in den weiteren Unterkapiteln separate Ausführungen je MOL-Rang und Gasqualität.

Kosten und Erlöse der Regelenergiebeschäftigung pro Monat

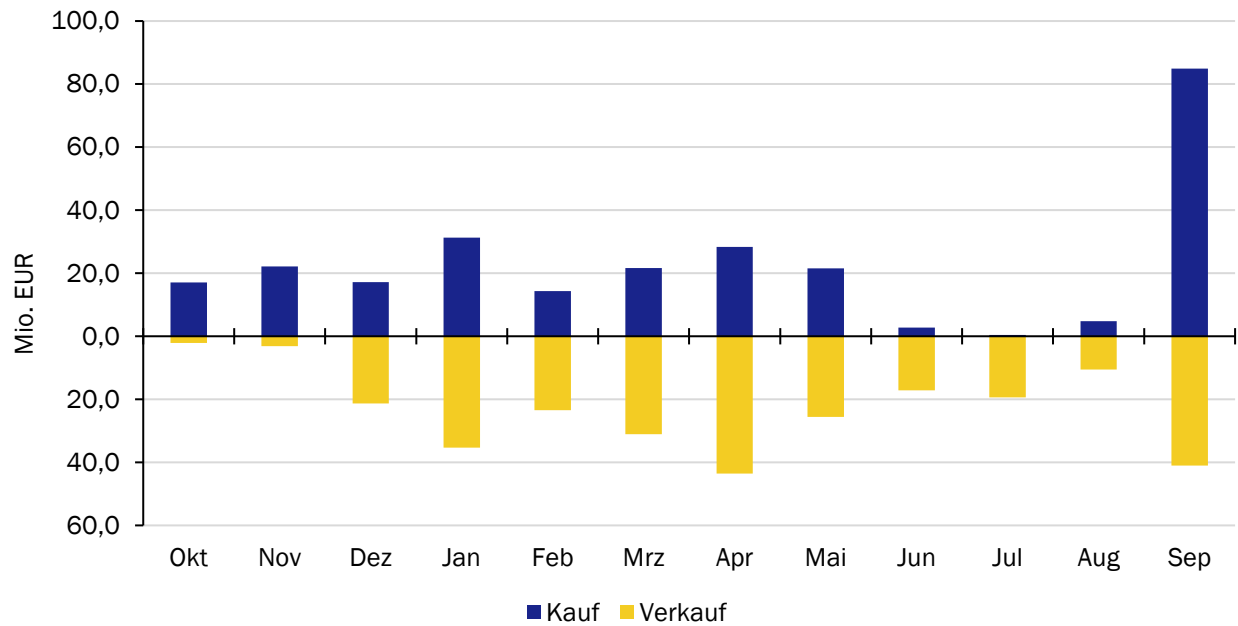


Abbildung 3: GASPOOL – Kosten und Erlöse der Regelenergiehandelsgeschäfte pro Monat GWJ 20/21

2.2.1. Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen

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 an der EEX beschäftigt.

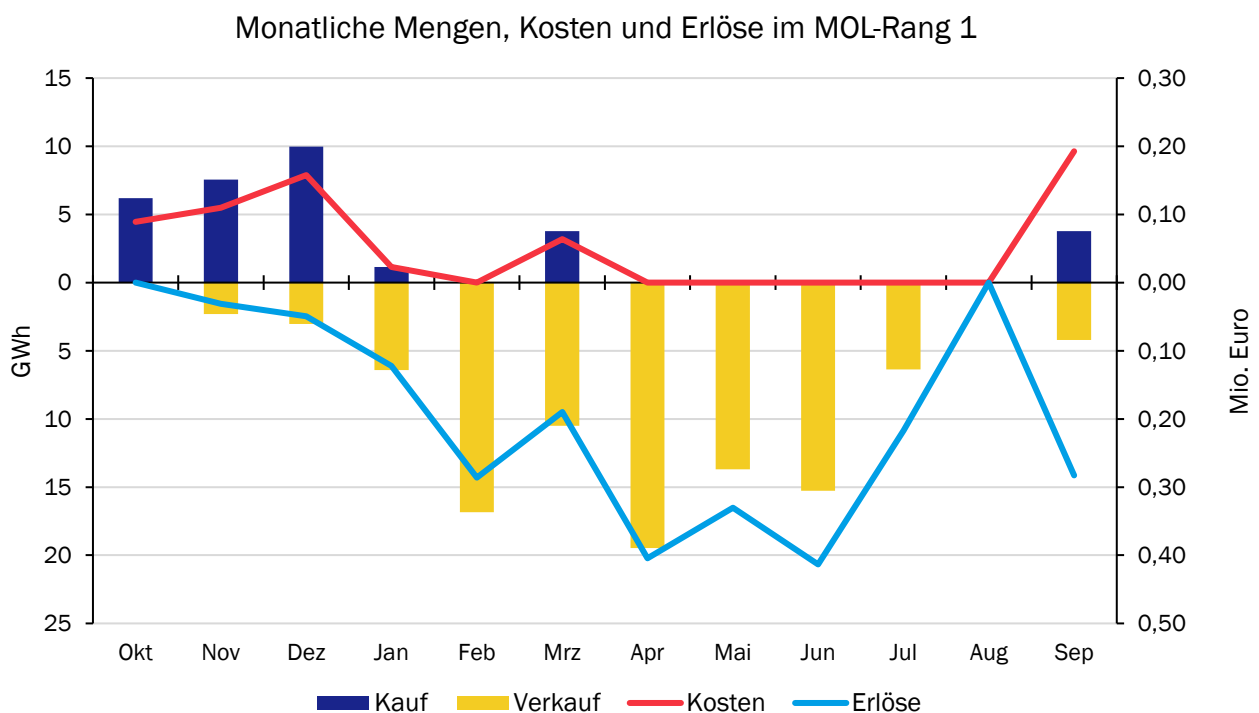


Abbildung 4: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten/Erlöse MOL-Rang 1 GWJ 20/21

Die größte Monatsmenge in Höhe von 10 GWh wurde im Dezember beschafft (vgl. Vorjahr: Februar, 30 GWh, d. h. -67 %). Dabei sind Kosten von 0,158 Mio. EUR angefallen (vgl. Vorjahr: Februar, 0,32 Mio. EUR, d. h. -51 %). In Verkaufsrichtung lag die größte Menge im April bei 19,5 GWh (vgl. Vorjahr: ebenfalls April, 65,04 GWh, d. h. -70 %) mit Erlösen in Höhe von 0,4 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: April, 0,45 Mio. EUR, d. h. -10 %). Für das GWJ 20/21 wurden im MOL-Rang 1 insgesamt 32,4 GWh (vgl. Vorjahr: 98,5 GWh, d. h. -67 %) für 0,636 Mio. EUR gekauft (vgl. Vorjahr: 1,121 Mio. EUR, d. h. -43 %). Im gleichen Zeitraum wurden insgesamt 98,1 GWh (vgl. Vorjahr: 158,378 GWh, d. h. -38 %) für 2,327 Mio. EUR verkauft (vgl. Vorjahr: 1,003 Mio. EUR, d. h. +132 %).

MOL-Rang 2

Auf MOL-Rang 2 sind die weiteren standardisierten Produkte der Börse eingereicht, welche für die Beschäftigung externer Regelenergie zum Einsatz kommen. Hier wurden am virtuellen Handelspunkt GASPOOL-VHP die qualitätsspezifischen Orderbücher im H- wie auch im L-Gas, die lokalen Orderbücher

der EEX sowie die Spotmarktprodukte mit Lieferung am virtuellen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility) im benachbarten Marktgebiet des niederländischen Ferngasnetzbetreibers Gasunie Transport Services B.V. (GTS) genutzt. 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 in Höhe der gehandelten Mengen verpflichtet.

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

Im betrachteten GWJ wurden über MOL-Rang 2 Einkäufe von insgesamt 10.666 GWh (vgl. Vorjahr 5.386 GWh, d. h. +98 %) bei Ausgaben in Höhe von 265,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 68,3 Mio. EUR, d. h. +289 %) getätigt. Demgegenüber wurden Verkäufe in Höhe von 12.030 GWh (vgl. Vorjahr 6.104 GWh, d. h. +97 %) bei Einnahmen in Höhe von 271,4 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 37,4 Mio. EUR, d. h. +626 %) getätigt.

Aus Abbildung 5 geht hervor, dass Regelenergieeinkäufe in MOL-Rang 2 vor allem in den Sommermonaten Juni bis August gering waren, ansonsten aber im Verlauf des gesamten GWJ stattfanden. Die höchste Einkaufsmenge wurde im November mit 1.492 GWh getätigt. Verkäufe fanden im gesamten Jahresverlauf statt, wobei der Hauptfokus auf den Monaten Dezember bis April lag. In den April fiel dabei auch der größte Monatsverkauf mit 2,1 GWh.

Abbildung 6 veranschaulicht für MOL-Rang 2 die niedrigsten und höchsten Preise in EUR pro MWh sowohl für Regelenergieein- als auch -verkäufe je Gastag. Dabei ist für den Regelenergieeinkauf der jeweilige

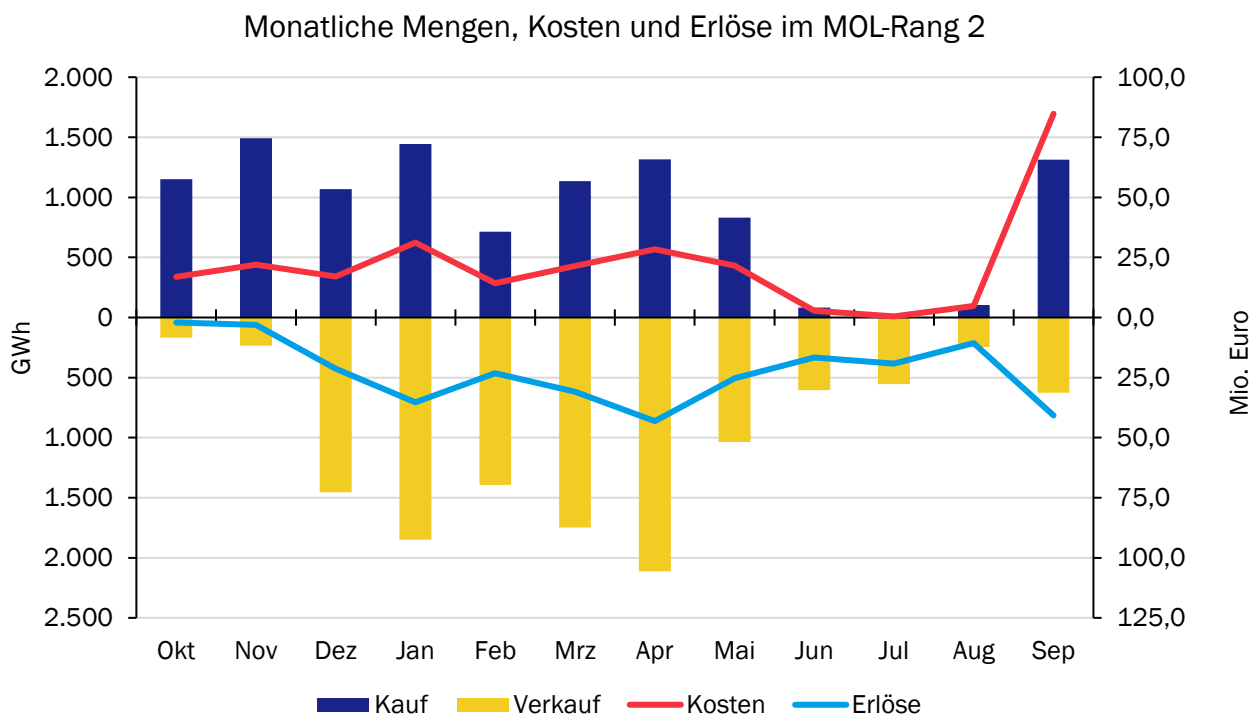


Abbildung 5: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten/Erlöse MOL-Rang 2 GWJ 20/21

Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL-Rang 2

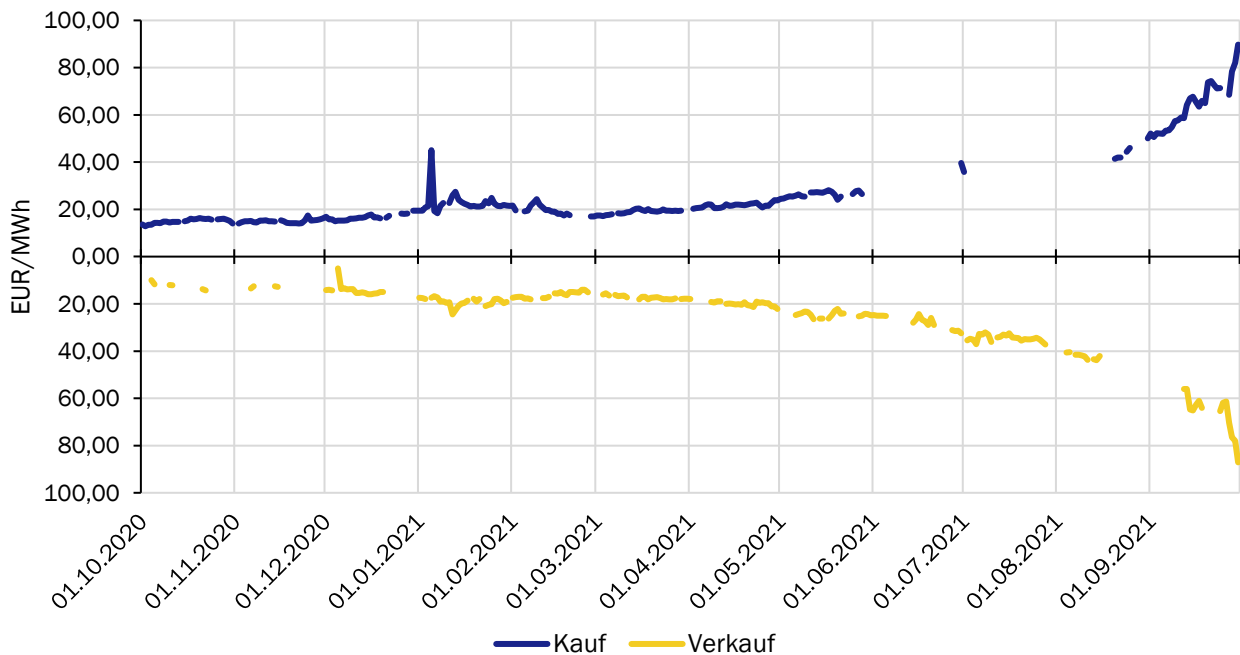


Abbildung 6: GASPOOL – Maximale und minimale Preise für Beschäftigungen in MOL-Rang 2 im GWJ 20/21

Maximalpreis des Tages aufgeführt und für die Verkaufsrichtung der Minimalpreis des entsprechenden Tages.

Der höchste Einkaufspreis in MOL-Rang 2 wurde am 30. September 2021 mit 89,75 EUR/MWh im L-Gas-Markt gezahlt, der geringste Einkaufspreis hingegen wurde am 2. Oktober 2020 mit 12,65 EUR/MWh ebenfalls im L-Gas-Markt gezahlt. Der höchste Verkaufspreis wurde am 30. September 2021 mit 90,0 EUR/MWh im L-Gas erzielt, der geringste Verkaufspreis lag am 5. Dezember 2020 bei 5,0 EUR/MWh (lokaler Verkauf im H-Gas).

MOL-Rang 4

In MOL-Rang 4 werden Long Term Options (LTO), Short Term Balancing Services (STB) und das Produkt Flexibility Services eingereicht. LTO wurden im Marktgebiet GASPOOL ausschließlich zur Absicherung von lokalen Versorgungsengpässen kontrahiert. Die Kosten für Leistungspreise beliefen sich dafür auf 15,3 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 11,99 Mio. EUR). Die Leistungspreise für Flexibility Services lagen insgesamt bei 30,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 33,5 Mio. EUR).

Im Detail wird die Kontrahierung von LTO in Kapitel 2.4.4 erläutert, Flexibilitätsdienstleistungen und deren Nutzung werden in Kapitel 2.4.3 beschrieben.

In Abbildung 7 ist der LTO-Einsatz im GWJ 20/21 dargestellt. An beiden Einsatztagen beruhte der Einsatz auf Testabrufen (siehe dazu Kapitel 2.4.4).

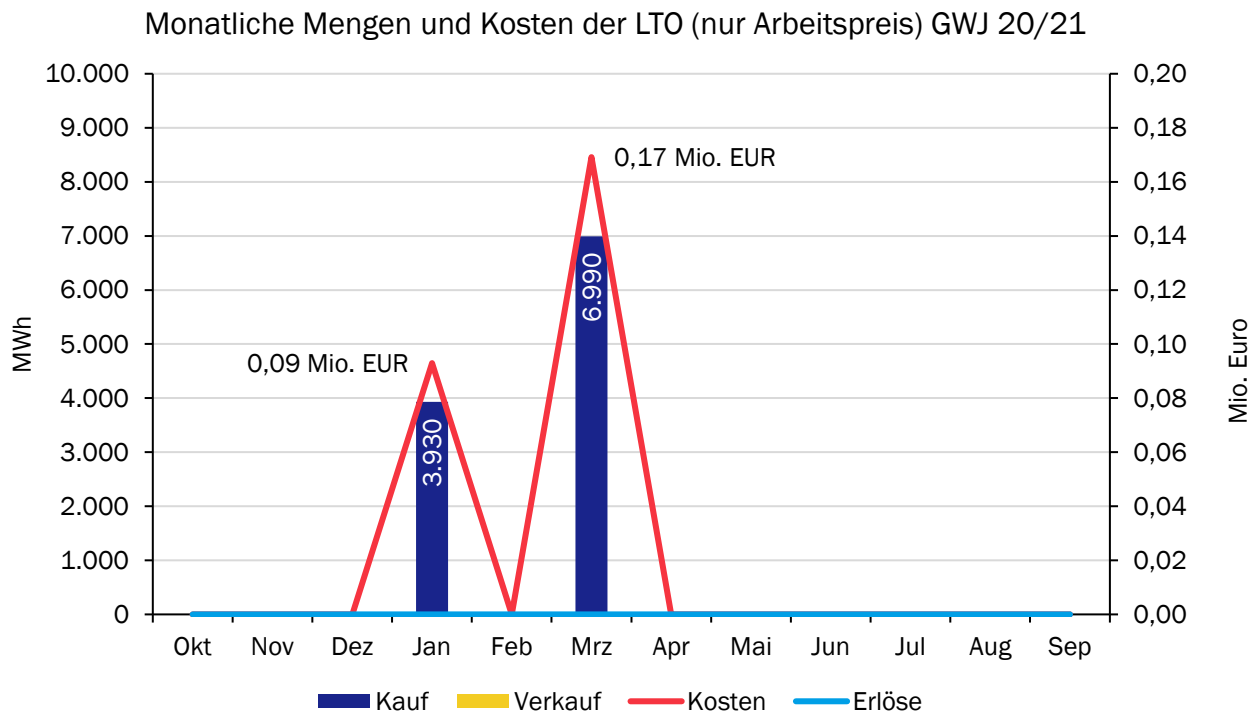


Abbildung 7: GASPOOL – Monatliche Mengen und Kosten der LTO (nur Arbeitspreise) GWJ 20/21

H-Gas

Nachfolgendes Diagramm stellt eine Übersicht der Commodity-Beschäftigungen über alle MOL-Ränge (SystemBuy und SystemSell) für H-Gas auf Monatsbasis dar (einschließlich der im MOL-Rang 1 beschäftigten Mengen, welche für diese Auswertung dem H-Gas zugerechnet wurden). Dabei sind die Tagesmengen kumuliert pro Monat in GWh und die kumulierten Kosten bzw. Erlöse pro Monat in Mio. EUR dargestellt.

Wie aus Abbildung 8 hervorgeht, wurde im H-Gas im GWJ 20/21 fast ausschließlich verkauft, und das im gesamten Jahresverlauf mit Ausnahme des Monats Juli.

Insgesamt stehen im H-Gas¹ Regelenergieeinkäufe in Höhe von 414 GWh (vgl. Vorjahr: 2.569 GWh, d. h. -84 %) für insgesamt 10,9 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 31,4 Mio. EUR, d. h. -66 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 10.092 GWh (vgl. Vorjahr: 4.536 GWh, d. h. +129 %) für 219,3 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 28,6 Mio. EUR, d. h. +668 %). Daraus ergibt sich kumuliert ein Verkaufs-Saldo in Höhe von 9.776 GWh.

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

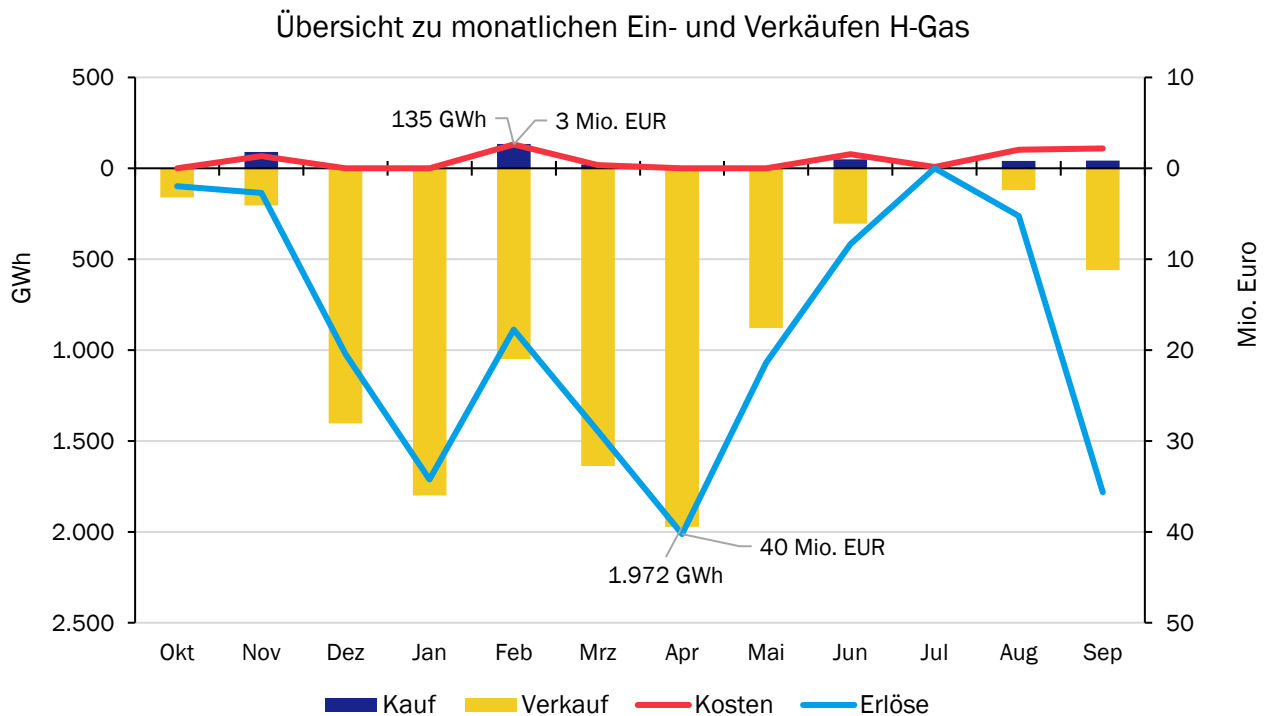


Abbildung 8: GASPOOL – Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen im H-Gas GWJ 20/21

L-Gas

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

Wie aus Abbildung 9 hervorgeht, wurden signifikante Regelenergieeinkäufe im L-Gas in fast allen Monaten des GWJ mit Ausnahme der Sommermonate Juni bis August getätigt.

Insgesamt stehen im L-Gas Regelenergieeinkäufe in Höhe von 10.295 GWh (vgl. Vorjahr: 2.920 GWh, d. h. +253 %) für insgesamt 255,7 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 38,1 Mio. EUR, d. h. +571 %) Regelenergieverkäufen in Höhe von 1.938 GWh (vgl. Vorjahr: 1.727 GWh, d. h. +12 %) für 54,4 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 9,8 Mio. EUR, d. h. +453 %) gegenüber.

Übersicht zu monatlichen Ein- und Verkäufen L-Gas

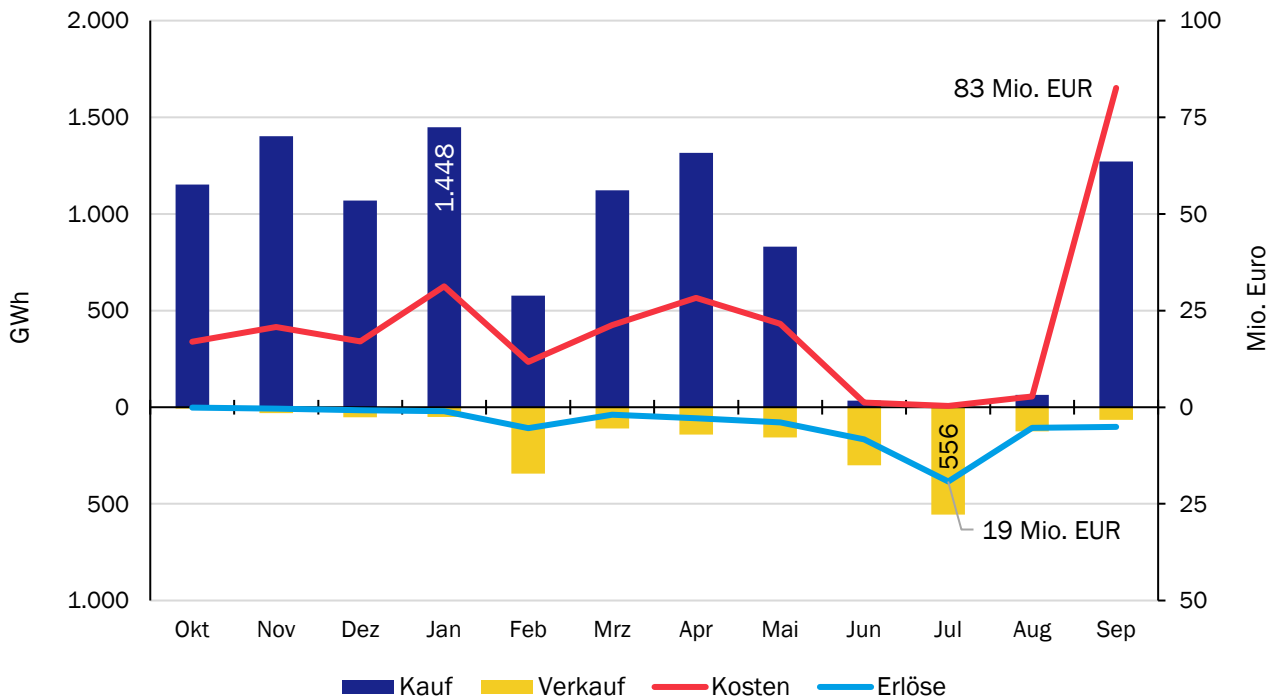


Abbildung 9: GASPOOL – Übersicht zu monatlichen Regelenergieein- und -verkäufen im L-Gas GWJ 20/21

2.2.2. 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 Fernleitungsnetzbetreibers (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.

Die Möglichkeit der Nutzung des TTF als Beschaffungsquelle für externe Regelenergie in Verbindung mit der Buchung von Transportkapazitäten wurde an insgesamt 51 Tagen (vgl. Vorjahr: 53 Tage) in Anspruch genommen (siehe Abbildung 10). Eine Beschäftigung am TTF erfolgt, wenn dies unter Berücksichtigung der Transportkosten und des Preisspreads zu geringeren Kosten bzw. höheren Erlösen führt als eine Beschäftigung im eigenen Marktgebiet.

Grundsätzlich wurde der TTF als Beschaffungspunkt für H- und L-Gas über das gesamte GWJ in Anspruch genommen, wobei sich das Niveau der Regelenergiebeschäftigung unterhalb des Vorjahres bewegt. In Abbildung 11 sind die monatliche Beschäftigung sowie die Kosten und Erlöse aufgetragen. Demnach wurden insgesamt 672 GWh für 12,8 Mio. EUR beschafft (vgl. Vorjahr: 1.029 GWh, d. h. -35 %, für 14,7 Mio. EUR, d. h. -13 %). Dem steht ein Verkauf von 82 GWh mit Erlösen in Höhe von 3,7 Mio. EUR gegenüber (vgl. Vorjahr: 26 GWh, d. h. +215 %, für 0,2 Mio. EUR, d. h. +1.609%).

Übersicht zu täglichen Ein- und Verkäufen am TTF

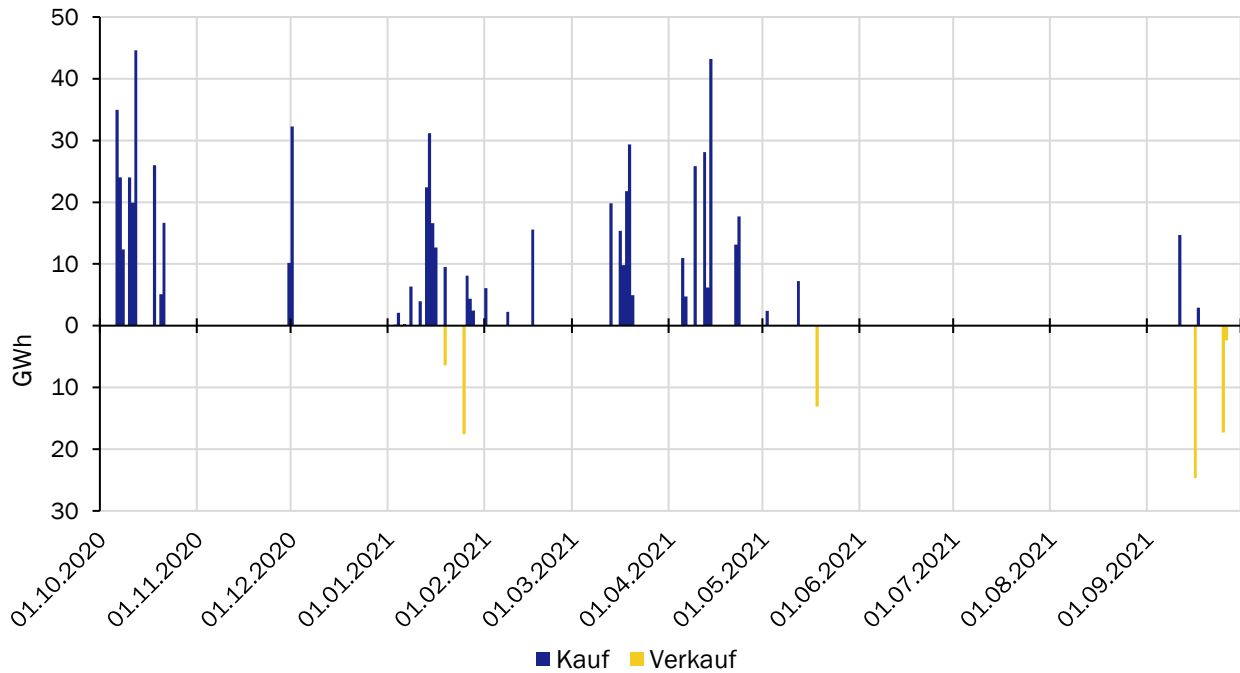


Abbildung 10: GASPOOL – Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet TTF auf Tagesbasis GWJ 20/21

Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet GWJ 20/21

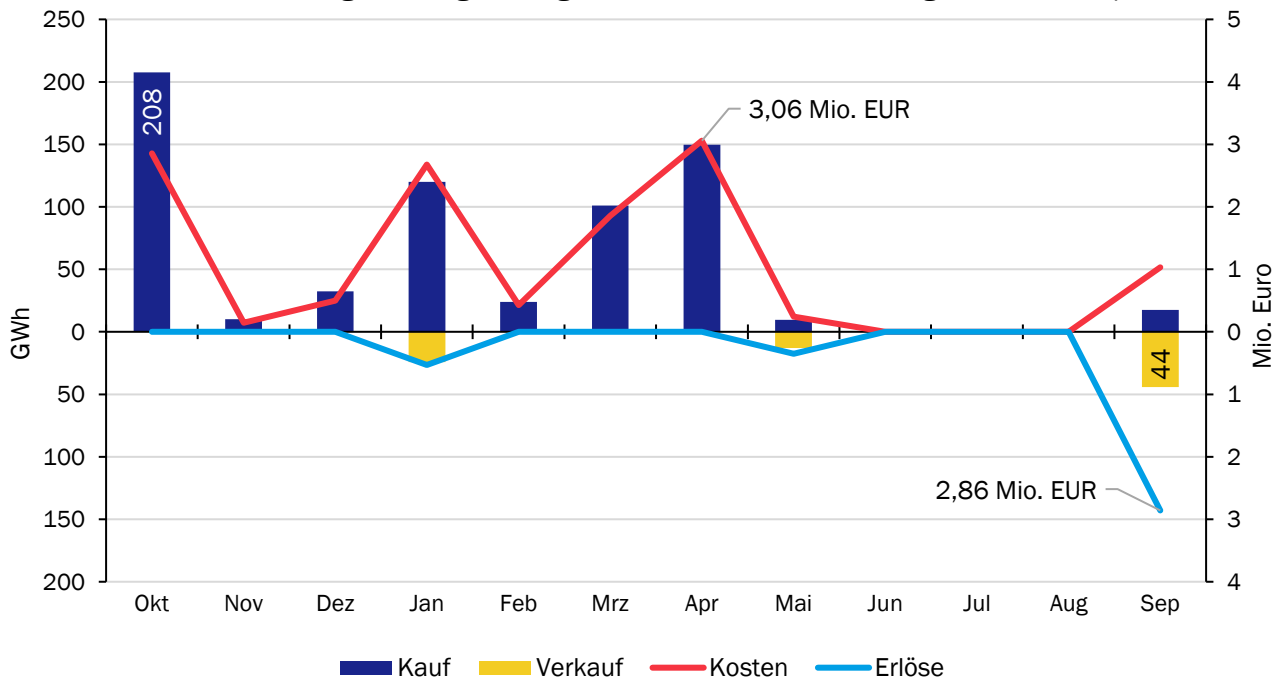


Abbildung 11: GASPOOL – Mengen, Kosten und Erlöse bei der Beschäftigung von Regelenergie am TTF GWJ 20/21

Die TTF-Mengen werden qualitätslos erworben und dann anhand der gebuchten Transportkapazität einer Qualität zugeordnet. Für Transportkapazitätsbuchungen ergeben sich Kosten in Höhe von 2,4 Mio. EUR, dafür wurden Kapazitäten für eine gesamt mögliche Transportmenge von 43,8 GWh/h gebucht, 31,5 GWh/h in Entry-Richtung und 12,3 GWh/h in Exit-Richtung.

Nach Zuordnung wurde kein H-Gas beschafft (vgl. Vorjahr 90 GWh, d. h. +100 %, 0,124 Mio. EUR, d. h. -100 %). Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 81 GWh für 3,7 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr: 19 GWh, d. h. +310 %, für 0,192 Mio. EUR, d. h. +1850 %).

Entsprechend der Zuordnung am TTF wurde dabei L-Gas in Höhe von 672 GWh (vgl. Vorjahr: 931 GWh, d. h. -28 %) für 12,8 Mio. EUR (vgl. Vorjahr 13, Mio. EUR, d. h. -5 %) beschafft. Daneben wurden Verkäufe in Höhe von 0,3 GWh (vgl. Vorjahr: 6 GWh, d. h. -96 %) für 0,005 Mio. EUR getätigt (vgl. Vorjahr 0,027 Mio. EUR, d. h. -83 %).

In nachfolgender Grafik sind die Kapazitätsbuchungen und die damit verbundenen Kosten dargestellt. Demnach liegt der Hauptbuchungszeitraum in den Wintermonaten.

In Entry-Richtung wurden insgesamt über das GWJ 20/21 691 GWh importiert, in Exit-Richtung 187 GWh exportiert.

Entsprechend Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung werden 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 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.

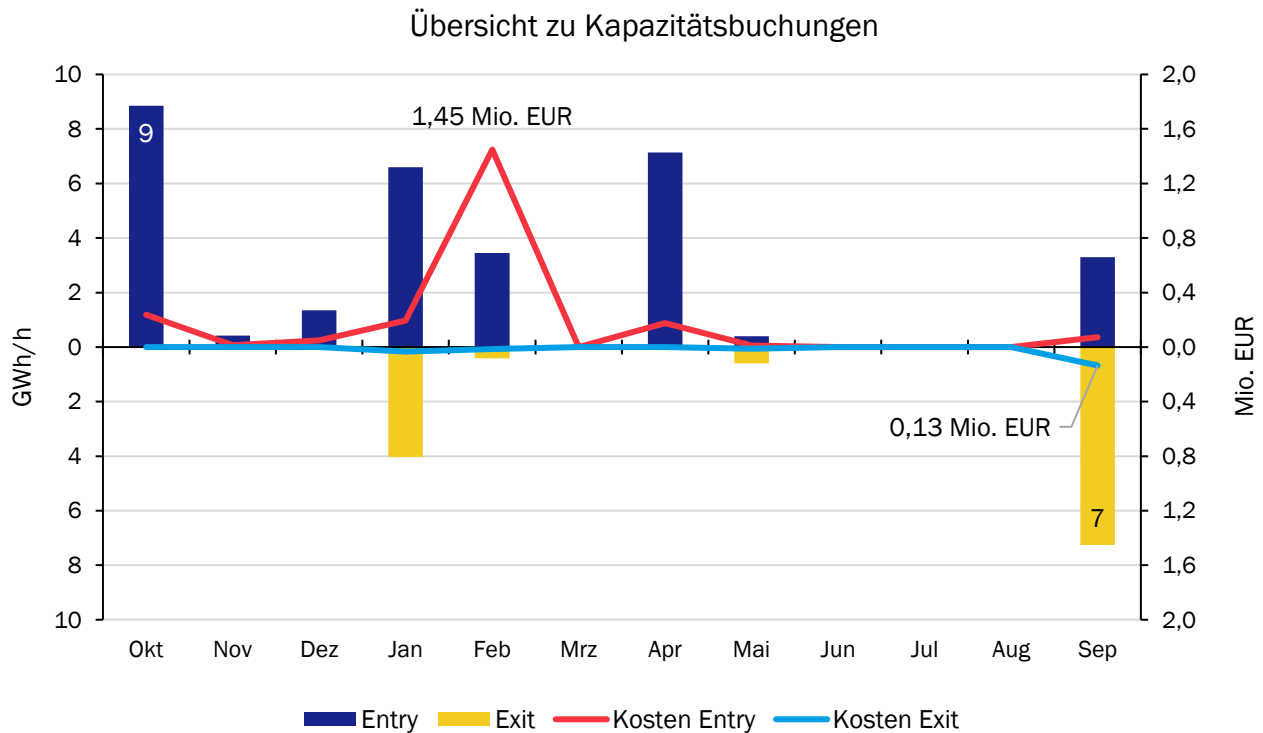


Abbildung 12: GASPOOL - Beschaffung von Kapazitäten für die Beschäftigung im benachbarten Marktgebiet GWJ 20/21

Berechnung des Transportkostenanteils

Bei der Beschäftigung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten wird durch den sogenannten 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. Für Buchungen von Within-Day-Kapazitäten kommt seit 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. Seit Januar 2020 werden auch auf deutscher Seite die Tarife zeitanteilig abgerechnet. 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 Einsatzdauern 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 Day Ahead bzw. 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.
- 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:

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

Einsatzdauer: der tatsächliche Lieferzeitraum für eine abgerufene Menge.

2.2.3. Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)

Im Folgenden werden zusammenfassend die Anzahl und Häufigkeit der Regelenergieabrufe im GWJ 20/21 dargestellt. In Abbildung 13 ist zunächst die Anzahl der Rest-of-the-Day-Regelenergieabrufe (RoD) je Monat und MOL-Rang aufgetragen. Die Gesamtzahl der Abrufe lag im April 2021 mit insgesamt 356 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 385, ebenfalls im April, d. h. -8 %), während im August 2021 mit insgesamt 48 die wenigsten Abrufe erfolgten (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 7, ebenfalls im August, d. h. +586 %).

Anzahl der RoD-Regelenergieabrufe pro Monat je MOL-Rang und Richtung

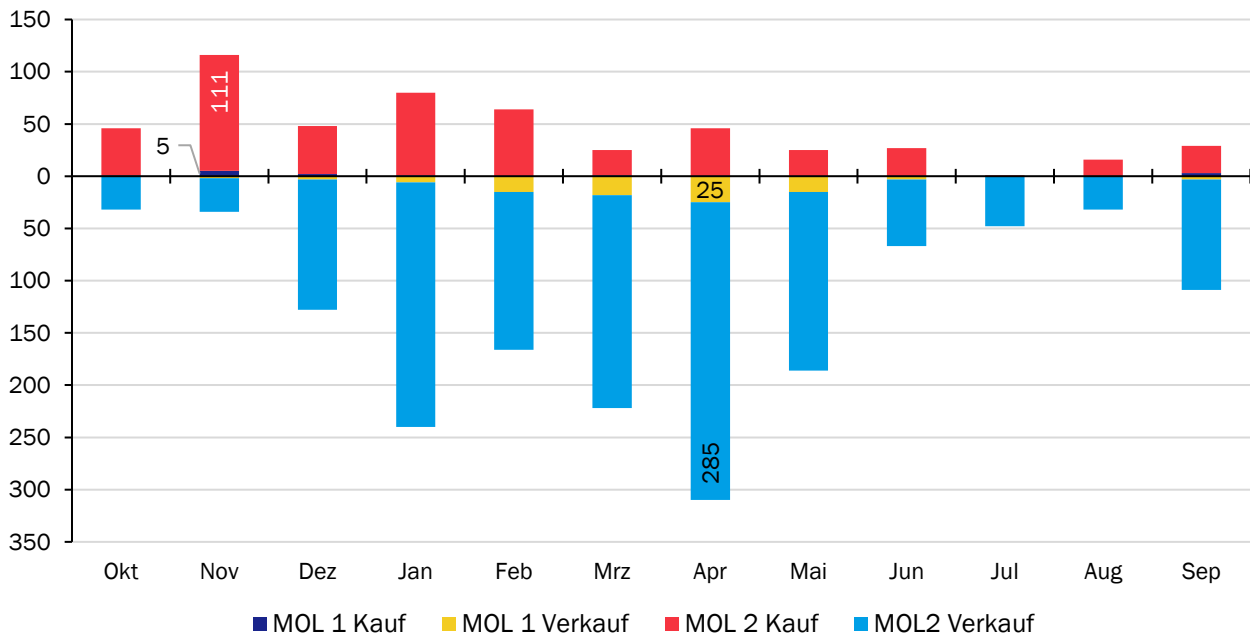


Abbildung 13: GASPOOL – Anzahl der RoD-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 20/21

Die Zahl der Day-Ahead-Regelenergieabrufe (DA) im GWJ 20/21 ist in Abbildung 14 dargestellt. Die Gesamtzahl der Abrufe lag im Januar 2021 mit insgesamt 238 am höchsten (vgl. Vorjahr: höchste Anzahl mit 122 im November 2019, d. h. +95 %), während im August 2021 mit insgesamt 33 die wenigsten Abrufe erfolgten (vgl. Vorjahr: niedrigste Anzahl mit 2, ebenfalls im August, d. h. +1550 %).

In Abbildung 15 wird die Anzahl der Regelenergieabrufe pro Gastag aufgezeigt. In diesem GWJ wurde an 330 Tagen Regelenergie beschäftigt (vgl. Vorjahr: 260 Tage, d. h. +27 %). Insgesamt wurden im GWJ 20/21 3.768 Abrufe ausgeführt (vgl. Vorjahr: 2.359 Abrufe, d. h. +60 %), damit liegt der Durchschnitt pro Gastag bei 11 Abrufen (vgl. Vorjahr: 9 Abrufe, d. h. +22 %). Die höchste Anzahl wurde am 9. Mai 2021 mit 52 Abrufen realisiert.

Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Regelenergieabrufe über den Gastag.

Die meisten Regelenergieabrufe pro Stunde wurden nachmittags zwischen 15 Uhr und 16 Uhr durchgeführt. Im gesamten GWJ wurden hier 497 Abrufe durchgeführt (vgl. Vorjahr: 181 Maßnahmen in der Stunde zwischen 2 Uhr und 3 Uhr nachts, d. h. +175 %). Weitere Schwerpunkte der untertägigen Regelenergieeinsätze lagen in den Morgenstunden zwischen 8 Uhr und 9 Uhr sowie abends zwischen 18 Uhr und 19 Uhr. An vierter Stelle bei der Einsatzhäufigkeit stehen Abrufe nachts zwischen 2 Uhr und 3 Uhr. 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.

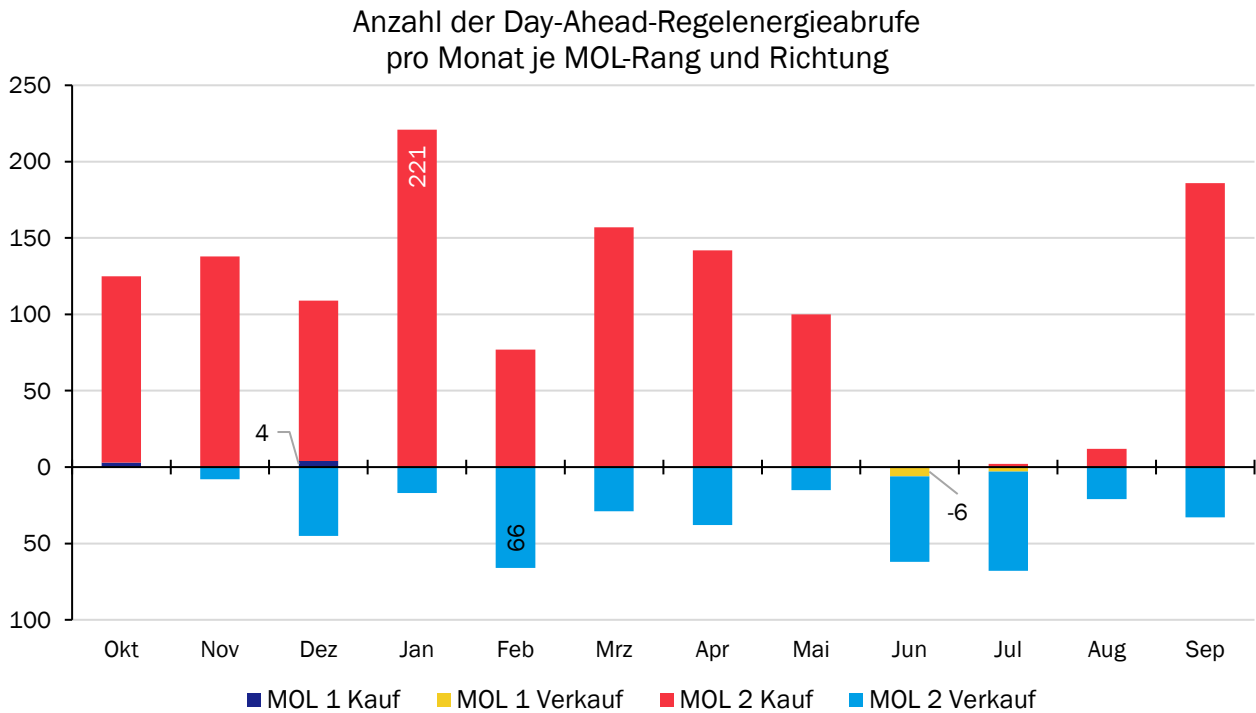


Abbildung 14: GASPOOL – Anzahl der DA-Regelenergiegeschäfte je Richtung und MOL-Rang im GWJ 20/21

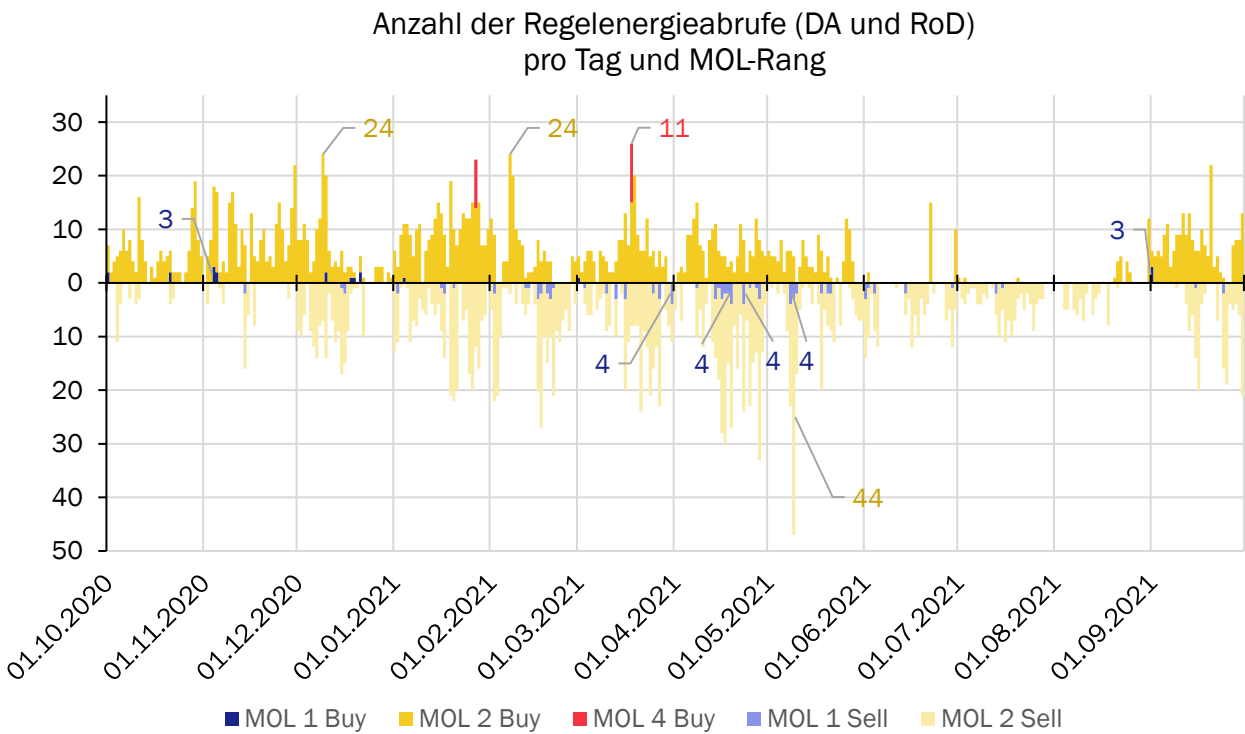


Abbildung 15: GASPOOL – Anzahl der Regelenergiegeschäfte (DA und RoD) pro Tag und MOL-Rang

Anzahl der Regelenergieabrufe nach Uhrzeit

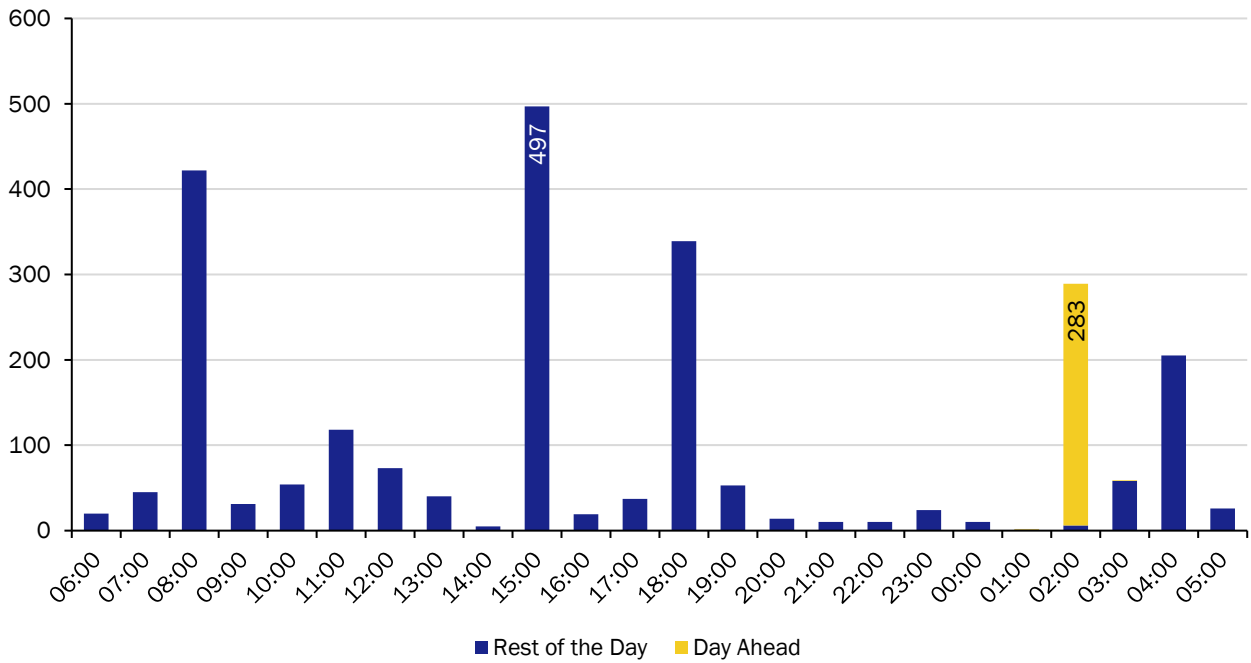


Abbildung 16: GASPOOL – Anzahl der Regelenergieabrufe nach Uhrzeit in den MOL Rängen 1-4 und beiden Gasqualitäten

2.2.4. Situation in der Corona-Krise

Das GWJ 20/21 begann mit einem sogenannten Teillockdown, der mit dem beginnenden November zu einem vollständigen Lockdown wurde und sich bis Ostern 2021 hinzog. Trotz des erneuten Herunterfahrens des öffentlichen Lebens konnte kein signifikanter Einfluss der Corona-Pandemie auf die Regelenergiebeschaffung ermittelt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Lockdownphasen anders als zum Beginn der Pandemie sämtlich in die Heizperiode fielen, welche traditionell mit höherer Regelenergiebeschäftigung verbunden ist, lässt sich kein eigenständiger Corona-Effekt erkennen. Eine intensive Kommunikation mit den Behörden, wie zu Beginn des ersten Lockdowns im März 2020, war im GWJ 20/21 auf Grund der gewonnenen Erfahrungen nicht mehr nötig.

Die im GWJ 19/20 getroffenen Zusatzmaßnahmen zur Sicherung der Kontinuität der externen Regelenergiebeschaffung wurden im GWJ 20/21 fortgeführt, so dass die kontinuierliche Verfügbarkeit des 24/7-Personals in der Dispatching-Zentrale auch unter Lockdown-Bedingungen jederzeit sichergestellt war und die externe Regelenergiebeschaffung für das Marktgebiet GASPOOL zu keinem Zeitpunkt gefährdet war.

2.3. Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

Entsprechend der Vorgaben der Festlegung Gabi Gas 2.0 wurde 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 Bilanzkreisverantwortlichen (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 im MOL-Rang 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.

2.3.1. Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen

In MOL-Rang 1 fand auch im GWJ 20/21 kein gegenläufiger Einsatz von Regelenergie statt. Auf MOL-Rang 2 fanden für H-Gas an zwei und an der TTF für einen Tag gegenläufiger Regelenergieeinsatz statt. Es wurden im H-Gas an zwei Tagen 21.063 MWh und an der TTF an einem Tag 6.442 MWh gegenläufig beschafft. Im L-Gas wurde an 76 Tagen eine Gesamtmenge von 580 GWh gegenläufig beschäftigt.

Qualität / Ort	Anzahl an Tagen gegenläufigen Regelenergieeinsatzes	Gegenläufig eingesetzte Regelenenergie- menge in MWh
H-Gas	2	21.063
L-Gas	76	579.983
TTF	1	6.442

Tabelle 1: GASPOOL – Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in MOL-Rang 2

2.3.2. Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen

Betrachtet man die Inanspruchnahme der Flexibilität im GWJ 20/21 in Abbildung 17, lässt sich über den Jahresverlauf insgesamt eine gewisse Kontinuität erkennen: Von Oktober 2020 bis August 2021 bewegen sich die Mengen in etwa auf demselben Niveau. Insbesondere bezüglich des Anstiegs der Mengen im September ist zu beachten, dass die Werte für August und September auf vorläufigen Daten basieren.

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 20/21 lediglich 6 % auf RLMoT-Mengen.

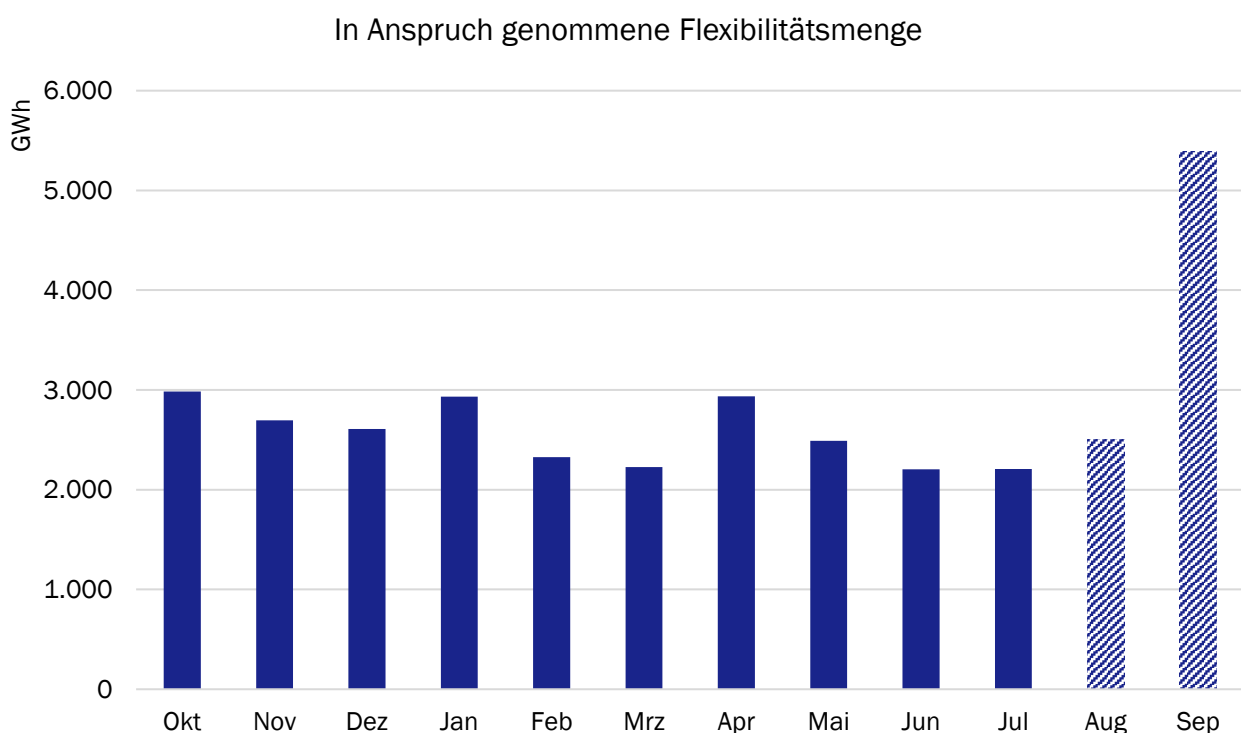


Abbildung 17: GASPOOL – Darstellung der bilanziellen Flexibilitätsmengen im GWJ 20/21

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

2.4. Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4

2.4.1. Long Term Options

LTO werden im Marktgebiet GASPOOL nur als RoD-Produkt angewendet. Dabei verpflichten sich Anbieter zur Vorhaltung von Gasmengen (Kauf oder Verkauf) im Leistungszeitraum. Der Anbieter erhält dafür einen Leistungspreis, bei Abruf durch den MGV 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.

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 2.4.4 separat eingegangen.

2.4.2. Short Term Balancing Services

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den MGV oder Übernahme von Gasmengen vom MGV in Regelenergiezonen bzw. Netzgebieten. Die Ausschreibung von STB erfolgt immer nach Bedarf, kurzfristig für den benötigten Gastag. Ein Abruf erfolgt bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

Für das GWJ 20/21 erfolgte keine Ausschreibung für STB.

2.4.3. Flexibility Services

Das Produkt Flexibility Services ist ein Dienstleistungsprodukt zum kurzfristigen „Parken“ und „Leihen“ von im Marktgebiet GASPOOL überschüssigen/fehlenden Gasmengen. Sowohl der MGV als auch der Anbieter können Gasmengen übergeben oder übernehmen. Dabei sind entsprechend folgende 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 Services 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. 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 durch den MGV findet nicht statt, es erfolgt stattdessen ein Direktabruf durch den jeweiligen Netzbetreiber. Die Übergabe bzw. Übernahme der Gasmengen erfolgt kWh-genau an bestimmten physischen Ein- bzw. Ausspeisepunkten 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.

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

Die Mindestlosgröße für die Angebote entspricht einer Leistung von 50 MWh/h, darüber hinaus kann die angebotene Leistung in Schritten von zehn MWh/h erhöht werden. 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 20/21 fanden zwei Ausschreibungen für die Perioden Oktober 2020 bis März 2021 und April 2021 bis September 2021 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 4,2 GW (vgl. Vorjahr: 5 GW je Monat) feste Leistung in den L-Gas-Netzgebieten ausgeschrieben. Für die Sommerperiode April 2021 bis September 2021 wurden 1,5 GW für die Monate April und September ausgeschrieben. Jeweils 1 GW wurden für die Monate Mai bis August ausgeschrieben (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 25,6 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 29,6 Mio. EUR), in der Sommerperiode zu Leistungspreisentgelten in Höhe von 5 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 3,9 Mio. EUR). Auf unterbrechbarer Basis wurden alle angebotenen Kontrakte ohne Leistungspreise kontrahiert, in den Wintermonaten (bis einschließlich Februar 2021) 15,6 GW, in den Sommermonaten (ab März 2021) 2,4 GW.

Nachfolgend stellen Tabelle 2 und Tabelle 3 die Daten zu den kontrahierten Flexibilitätsverträgen im GWJ 20/21 dar.

Leistungs- zeitraum	Ausgeschrie- bene Leis- tung (GW)	Angebotene Leistung (GW)	Kontrahierte Leistung (GW)	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreis- Kosten (EUR)
Okt. 2020	2	4,85	2	6	4	1.683.000,-
Nov. 2020	2	5,45	2,08	8	5	1.912.500,-
Dez. 2020	3,5	6,95	3,54	8	8	4.062.178,-
Jan. 2021	4,2	7,6	4,23	8	8	5.763.120,-
Feb. 2021	4,2	7,6	4,2	8	8	5.741.126,-
Mrz. 2021	4,2	6,93	4,22	6	6	6.391.788,-
Apr. 2021	1,5	2,18	1,5	5	5	1.206.732,-
Mai 2021	1	1,78	1,03	5	5	630.177,86
Jun. 2021	1	1,78	1	5	4	545.915,-
Jul. 2021	1	1,34	1,02	5	5	659.033,86
Aug. 2021	1	1,34	1,02	5	5	659.033,86
Sep. 2021	1,5	1,75	1,54	5	5	1.327.918,50

Tabelle 2: GASPOOL – Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)

Leistungs- zeitraum	Angebotene Leistung (GW)	Kontrahierte Leistung (GW)	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag
Okt. 2020	15,6	15,6	2	2
Nov. 2020	15,6	15,6	2	2
Dez. 2020	15,6	15,6	2	2
Jan. 2021	15,6	15,6	2	2
Feb. 2021	15,6	15,6	2	2
Mrz. 2021	2,4	2,4	1	1
Apr. 2021	2,4	2,4	1	1
Mai 2021	2,4	2,4	1	1
Jun. 2021	2,4	2,4	1	1
Jul. 2021	2,4	2,4	1	1
Aug. 2021	2,4	2,4	1	1
Sep. 2021	2,4	2,4	1	1

Tabelle 3: GASPOOL – Kontrahierung unterbrechbarer Flexibilitätsverträge (L- und H-Gas)

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.

Die tatsächliche Nutzung des Flexibilitätsprodukts im GWJ 20/21 im L-Gas ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Flexibilitätsprodukt Kontostand L-Gas

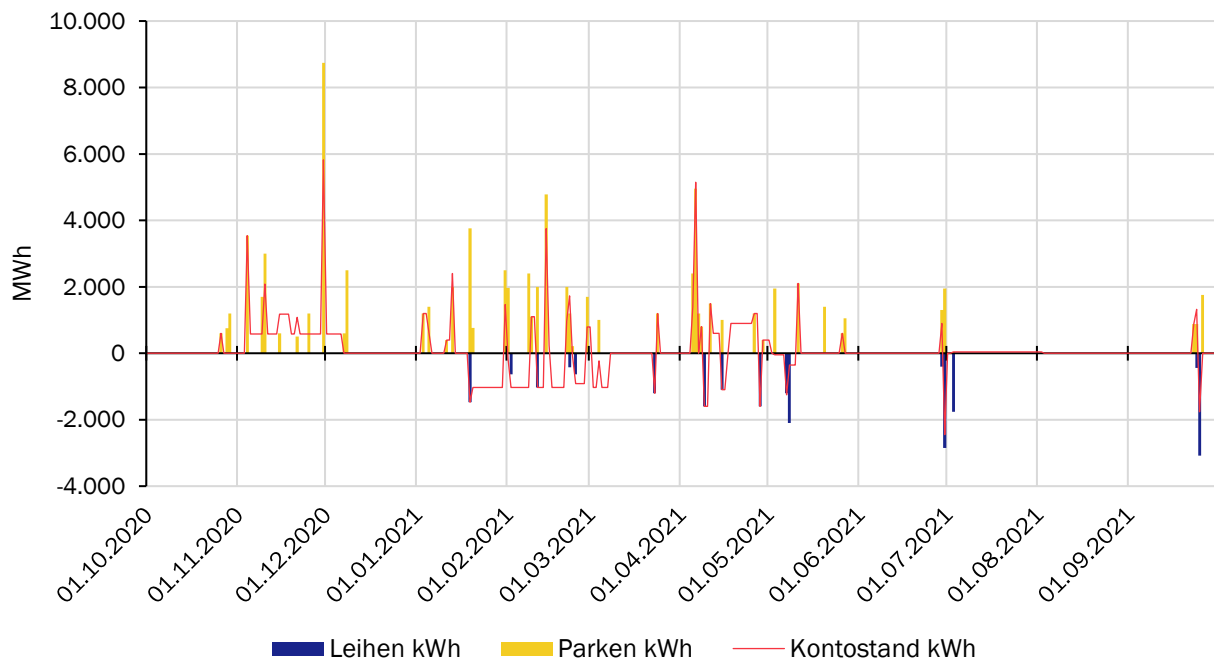


Abbildung 18: GASPOOL – Summe der Kontostände sowie Volumina Parken und Leihen der Flexibilitätsprodukte

Die Flexibilitätsverträge im L-Gas wurden grundsätzlich im gesamten Jahresverlauf genutzt, im Sommer allerdings seltener als im Rest des Jahres. Auf Parken-Seite erfolgte eine Nutzung an 49 Tagen, leihenseitig an 17 Tagen.

Gemäß Art. 8 Ziff. 6. Netzkodex Gasbilanzierung ist der MGV zur Prüfung auf eine mögliche Reduzierbarkeit der Kontrahierung von Flexibilitätsdienstleistungen verpflichtet. Die kontrahierten Flexibilitätsprodukte leisten durch ihre vertragliche Ausgestaltung, insbesondere durch die nicht-standardisierte kurzfristige Verfügbarkeit innerhalb von 90 Minuten nach Abruf, einen wesentlichen Beitrag zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein Bedarf für das Flexibility-Produkt wird vor diesem Hintergrund auch weiterhin gesehen. 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 Prognoseunschärfen bei größeren L-Gas-Einkäufen sowie
- der Notwendigkeit der Vorhaltung von Absicherungsleistung für Ausfälle der deutschen Eigenproduktion.

Inwiefern sich aufgrund der Marktgebietszusammenlegung zum THE-Marktgebiet ab dem 1. Oktober 2021 bezüglich dieser Beurteilung Änderungen ergeben, kann derzeit noch nicht belastbar eingeschätzt werden, hier bleiben die ersten praktischen Erfahrungen im neuen Marktgebiet abzuwarten.

2.4.4. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Im Dezember 2015 veröffentlichte das BMWi ein Eckpunktepapier, welches eine Steigerung des Niveaus der Versorgungssicherheit vorsah. Darin wurden die MGV aufgefordert, kurzfristig Leistungen mittels bestehender LTO zu kontrahieren. Dies wurde durch die Mitteilung Nr. 1 zur Umsetzung des Beschlusses GaBi Gas 2.0 konkretisiert.

Auch im GWJ 20/21 wurden im Marktgebiet GASPOOL LTO zur weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert. Wie im Vorjahr wurden für Januar 2021 1,3 GW und für den Zeitraum Februar bis März 2021 monatlich 2,3 GW Leistung in den L-Gas-Netzbereichen der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD), der Nowega GmbH (NWG) und der Gastransport Nord GmbH (GTG) kontrahiert. Informationen zum tatsächlichen LTO-Einsatz im GWJ 20/21 finden Sie in Kapitel 2.2.1.

In der nachfolgenden Abbildung 19 sind die in den ausgeschriebenen Netzbereichen monatlich angebotenen Leistungen dargestellt.

Die Ergebnisse der Ausschreibung sind in Tabelle 4 dargestellt.

Der Leistungsbedarf im Marktgebiet GASPOOL konnte im Ergebnis gedeckt werden. Für die kontrahierten Produkte wurden dabei Leistungspreise in Höhe von 15,3 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 11,99 Mio. EUR) für den gesamten Leistungszeitraum gezahlt.

Am 27. Januar 2021 gegen 23:44 Uhr wurde ein Testabruf für alle zur Umsetzung des Eckpunktepapiers kontrahierten LTO-Lose vorgenommen. Konkret wurden im Netzbereich der GTG 310 MW, im Netzbereich der GUD 500 MW und im Netzbereich der NWG 500 MW für die letzten drei Lieferstunden des Gastages

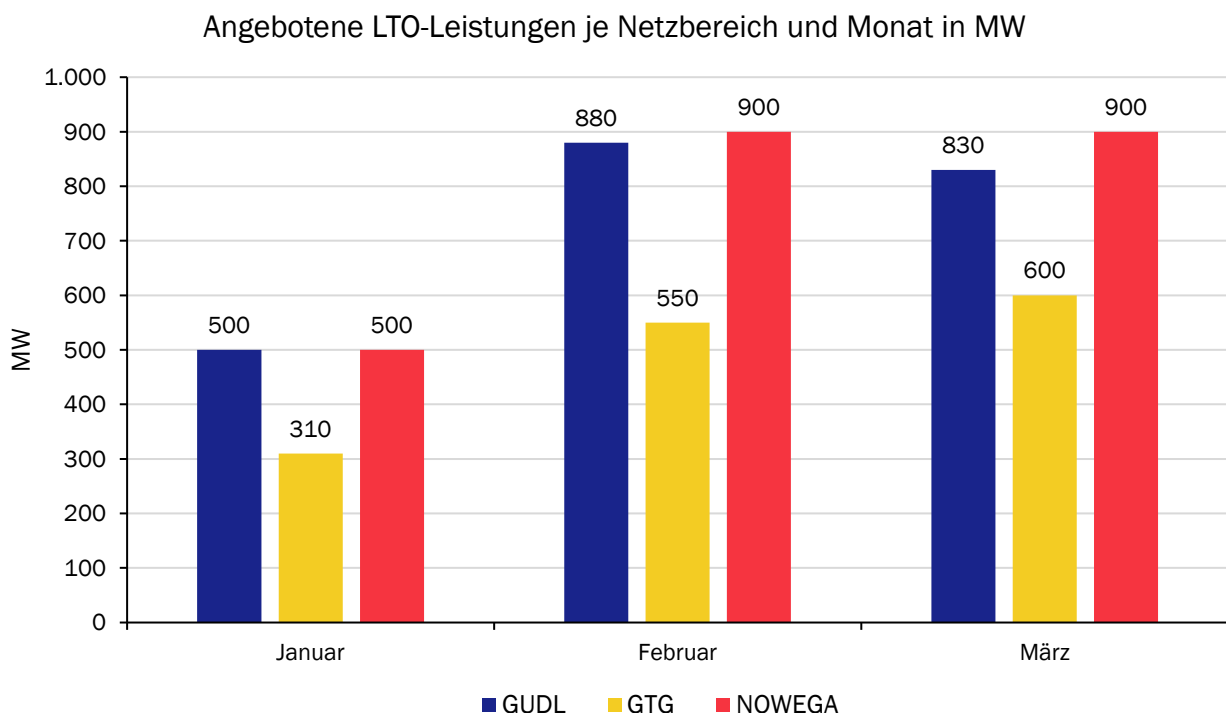


Abbildung 19: GASPOOL – Kontrahierung LTO: Angebotene Leistungen je Netzbereich und Monat in MW im GWJ 20/21

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung (GW)	Angeborene Leistung (GW)	Kontrahierte Leistung (GW)	Anzahl Anbieter	Anbieter mit Zuschlag	Leistungspreis-Kosten (EUR)
Jan. 2021	1,3	6,120	1,31	12	9	2.692.892
Feb. 2021	2,3	7,920	2,33	12	8	5.778.168
Mrz. 2021	2,3	7,590	2,33	12	7	6.846.010

Tabelle 4: GASPOOL – Kontrahierung LTO: Zuschläge im GWJ 20/21

27. Januar 2021 abgerufen. Ein weiterer Testabruf erfolgte am 18. März 2021, ebenfalls für die letzten drei Lieferstunden des Gastages (GTG: 600 MW, GUD: 830 MW, NWG: 900 MW).

Ziel der Testabrufe 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. In zwei Fällen erfolgte keine bzw. keine ordnungsgemäße Bereitstellung, alle anderen Verträge wurden ordnungsgemäß angestellt.

2.5. Lokale Regelenergieprodukte

Sogenannte lokale Regelenergieprodukte sind solche, bei denen neben der Gasqualität eine weitere Eingrenzung bezüglich des Ortes, an dem der physische Effekt herbeigeführt werden muss, besteht. An der Börse werden solche Produkte im MOL-Rang 2 in den lokalen Orderbüchern der EEX für das Marktgebiet GASPOOL angeboten. Diese Produkte werden bei der Entgeltbildung für Ausgleichsenergie nicht berücksichtigt.

Der Einsatz der lokalen Börsenprodukte im Marktgebiet GASPOOL im GWJ 20/21 ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Im GWJ 20/21 wurden die lokalen Produkte vergleichsweise regelmäßig beschäftigt. Die Bedarfsspitze auf der Einkaufsseite lag dabei mit 499 GWh im Januar 2021 im Netzbereich GUD-L. Hierfür fielen Kosten von 11,2 Mio. EUR an. Der höchste Verkauf fand mit 83 GWh im Juni, ebenfalls im Netzbereich GUD-L, statt und generierte Erlöse von 2,2 Mio. EUR.

Neben den börslichen lokalen Produkten sind auch die im MOL-Rang 4 kontrahierten Produkte – LTO, STB und Flexibility Services – als lokale Produkte einzustufen. Informationen zu deren Einsatz finden sich in Kapitel 2.2.1 sowie 2.4.

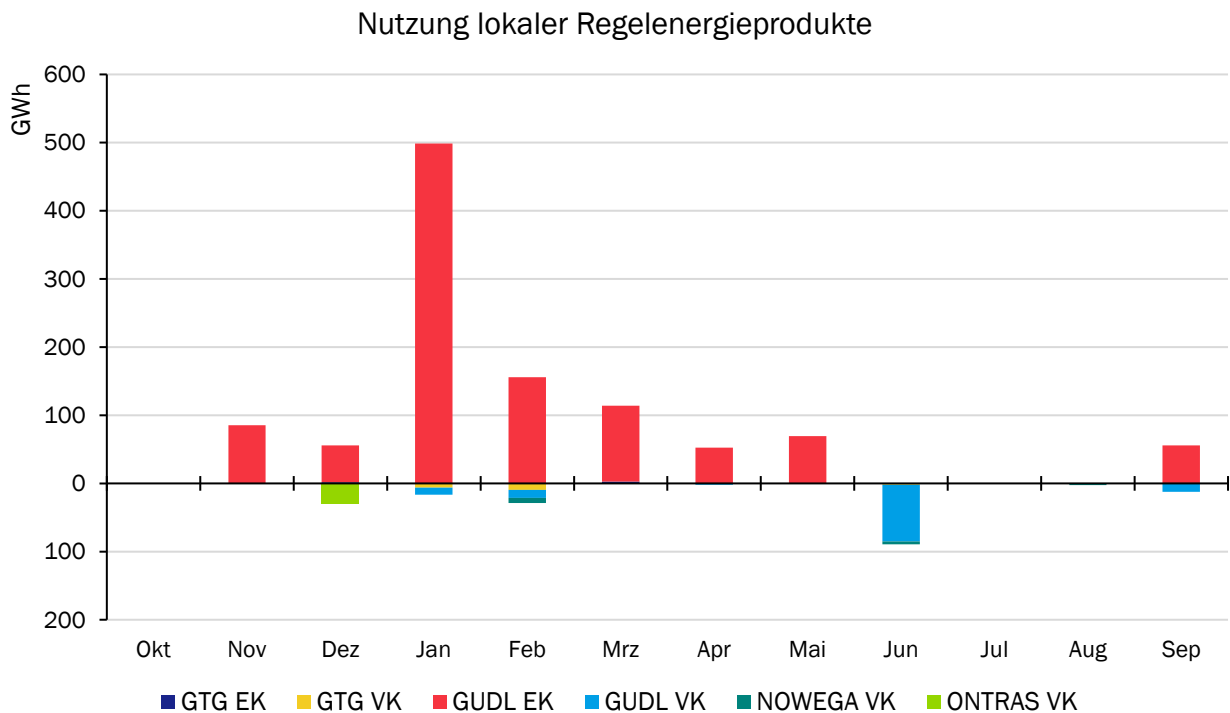


Abbildung 20: GASPOOL – Einsatz lokaler Börsenprodukte im GWJ 20/21

2.6. 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 in den GWJ 19/20 und 20/21 jeweils aufgeteilten Regelenergiekosten und -erlöse sind in Abbildung 21 dargestellt².

Die dem SLP-Umlagekonto zugeordneten Kosten liegen ca. 12 % unter dem Vorjahreswert, die Erlöse liegen ca. 390 % über den Erlösen aus dem Vorjahr. Das RLM-Konto weist im GWJ 20/21 einen fast 350 % höheren Kostenblock auf als im vergangenen GWJ. Die Erlöse im RLM-Bereich liegen ebenfalls mit 378 % deutlich über dem Vorjahreswert. Hauptgrund für die Gesamtentwicklung der Regelenergiekosten und -erlöse in den Umlagekonten ist die deutlich höhere Regelenergiebeschäftigung gepaart mit einem stark gestiegenen Preisniveau am Großhandelsmarkt.

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

² Die Datenbasis beruht auf den gebuchten Beträgen aus dem Abrechnungssystem für die Monate Oktober bis Juni des jeweiligen GWJ, soweit sie zum Redaktionsschluss vorlagen. Kosten für Leistungspreise, Transportkapazitätsbuchungen sowie die Inanspruchnahme von Flexibilitätsdienstleistungen sind nicht enthalten.

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

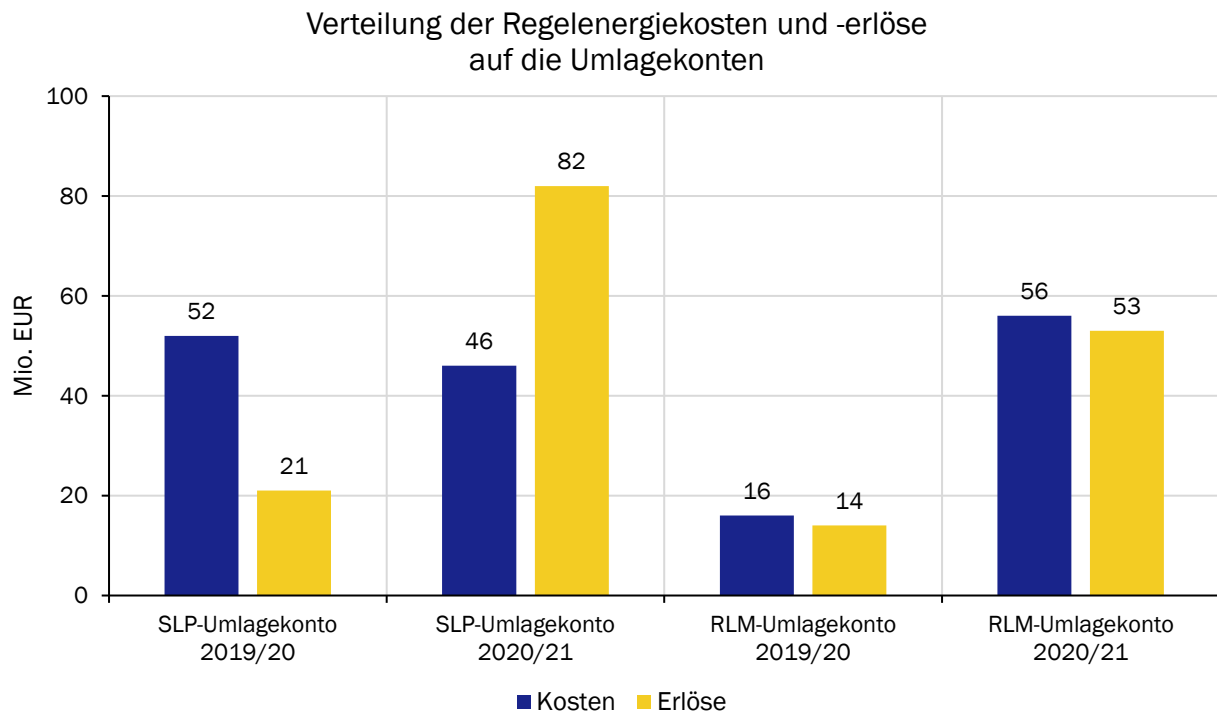


Abbildung 21: GASPOOL – Verteilung der Regelenergiekosten und -erlöse auf die Bilanzierungsumlagekonten in den letzten beiden GWJ

Der vorläufige Verteilungsschlüssel für den Zeitraum Oktober 2020 bis September 2021 liegt für SLP bei 55,03 % und für RLM bei 44,97 %.

Beim Vergleich der Kostenverteilung auf die Umlagekonten weist das SLP-Umlagekonto mit 46 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 52 Mio. EUR, d. h. -12 %) geringere Kosten auf als das RLM-Konto mit 56 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 16 Mio. EUR, d. h. +350 %). Die SLP-Erlöse lagen bei 82 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 21 Mio. EUR, d. h. +390 %) und im RLM-Bereich bei 53 Mio. EUR (vgl. Vorjahr: 14 Mio. EUR, d. h. +378 %).

2.7. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Bilanzierungsumlagen

Alle Kosten und Erlöse aus dem Regel- und Ausgleichsenergiesystem, wie die der Regelenergiebeschäftigung, Bilanzkreis- und Mehr-/Minderungenabrechnung 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 GWJ 20/21 betrug der Liquiditätspuffer für das RLM-Umlagekonto 104 Mio. EUR und für das SLP-Umlage-

konto 324 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 22 sind die Bilanzierungsumlagen im Marktgebiet GASPOOL seit dem GWJ 16/17 aufgetragen. Erkennbar unterscheidet sich die Umlagenhöhe für SLP- und RLM-Kunden. Ursächlich hierfür ist die unterschiedliche Risikostruktur in den Kundengruppen. Während die Bilanzkreise zwei Monate nach Liefermonat abgerechnet werden, erfolgt die Mehr-Minderungenabrechnung 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-/Minderungen stellen eine wesentliche Position im Umlagekonto dar. Die Absenkung der Umlagen auf 0 EUR für das GWJ 20/21 war in erster Linie auf die damals niedrigen Gaspreise am Großhandelsmarkt zurückzuführen. Dies führte zu geringeren Kosten bei der Regelernergiebeschaffung.

In Abbildung 23 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. Im GWJ 20/21 liegt der Ist-Saldo - und damit die Kosten - über der Prognose. Da aber für dieses GWJ noch nicht alle Abrechnungen gelegt wurden, sind die Werte noch nicht vollständig.

In Abbildung 24 sind die Salden für den RLM-Bereich unter den gleichen Prämissen wie beim SLP-Bereich dargestellt.

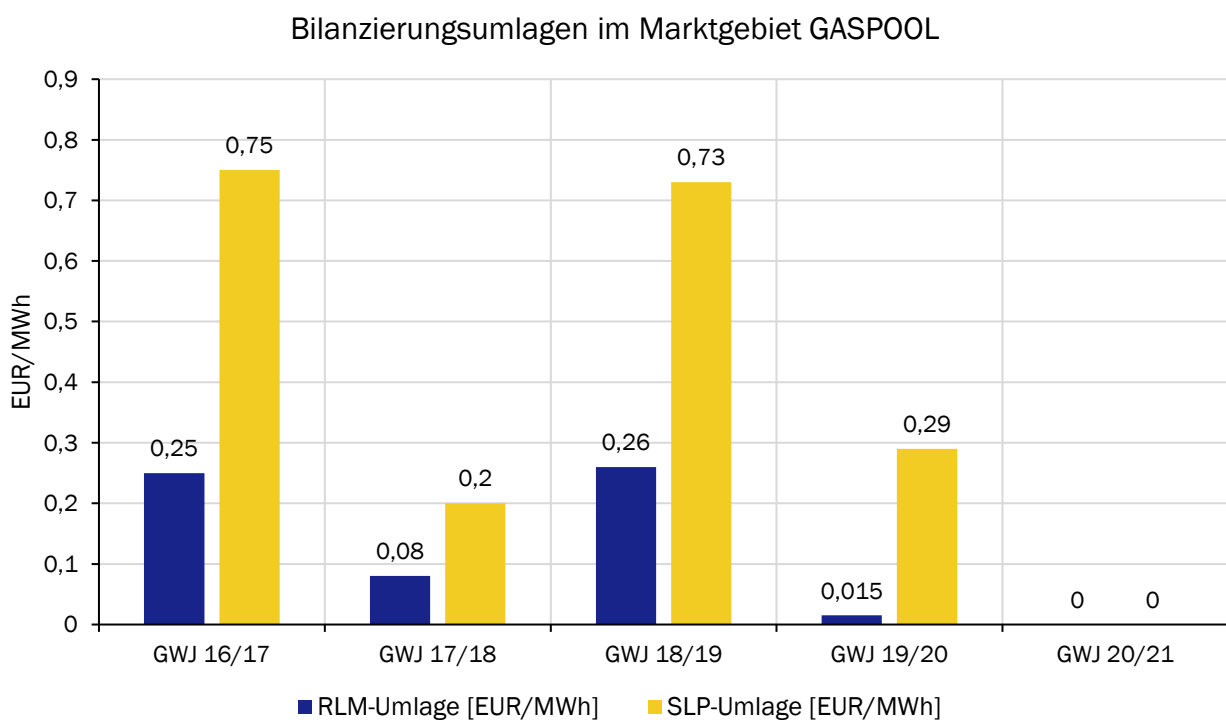


Abbildung 22: GASPOOL – Entwicklung der Bilanzierungsumlagen seit dem GWJ 16/17

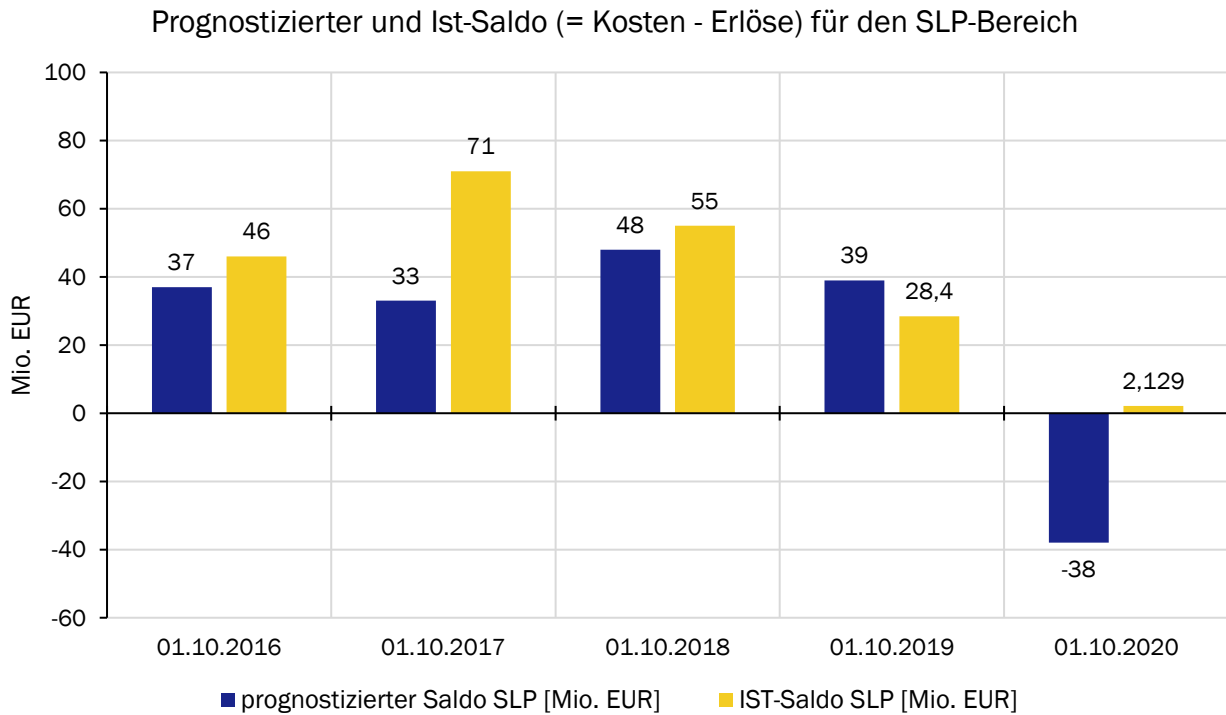


Abbildung 23: GASPOOL – Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den SLP-Bereich

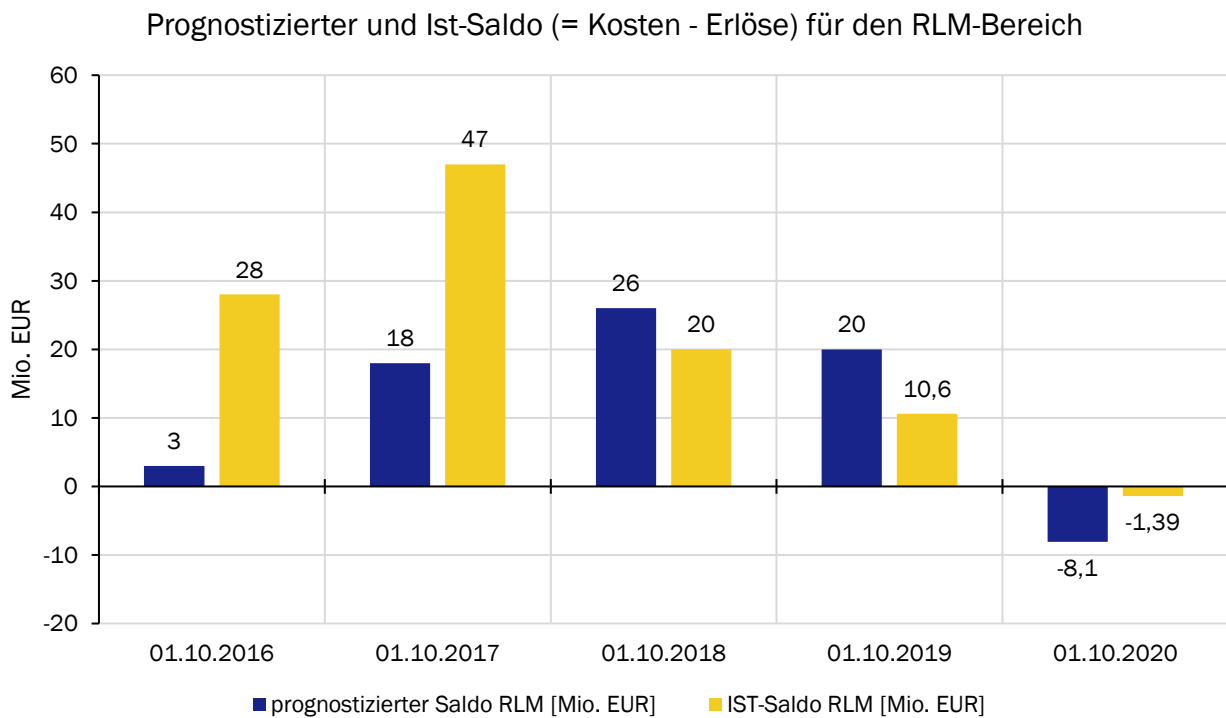


Abbildung 24: GASPOOL – Prognostizierter Saldo und Ist-Saldo (= Kosten - Erlöse) für den RLM-Bereich

Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage

Der qualitätsübergreifende Handel ist in den Marktgebieten durch die Festlegung Konni Gas geregelt. Da bei kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen durch den MGV gegenläufig Regelenergie beschäftigt wird, erfolgt an dieser Stelle eine Darstellung der Entgelte und der Umlage⁴.

In der folgenden Tabelle 5 sind sowohl die Konvertierungsentgelte als auch die Konvertierungsumlage seit Oktober 2015 dargestellt. Das Konvertierungsentgelt und die Konvertierungsumlage im neuen gemeinsamen Marktgebiet THE werden in Kapitel 4 aufgeführt.

	Konvertierungsumlage EUR/MWh	Konvertierungsentgelt H-Gas nach L-Gas EUR/MWh	Konvertierungsentgelt L-Gas 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

Tabelle 5: GASPOOL – Konvertierungsentgelt und -umlage

2.8. Fazit

Der Regelenergieeinsatz im Marktgebiet GASPOOL im GWJ 20/21 zeichnete sich insbesondere aufgrund ungewöhnlich starker Konvertierungsaktivitäten der Marktteilnehmer durch einen enormen Anstieg der Kauf- und Verkaufsmengen im Vergleich zu den Vorjahren aus. Verkäufe fanden dabei im Wesentlichen im H-Gas, Käufe im L-Gas statt. Die insgesamt über den Jahresverlauf eingesetzten Regelenergiemengen (Bruttomengen) verdoppelten sich gegenüber dem Vorjahr. Im Saldo resultierten die Einsätze in einer Netto-Verkaufsmenge, die sich aufgrund der Preisentwicklung im GWJ 20/21 auch in Netto-Erlösen in Höhe von ca. 7 Mio. EUR niederschlug. Die erhöhten Einsatzmengen spiegelten sich ebenfalls in einer Erhöhung der Anzahl der Regelenergieeinsätze wider. Bezüglich der Preisentwicklung lässt sich festhalten, dass das GWJ 20/21 von mehr oder weniger kontinuierlich steigenden Preisen gegenüber dem Vorjahr gekennzeichnet war. Insbesondere gegen Ende des GWJ stiegen die Preise sprunghaft an, was im September 2021 dazu führte, dass sich die monatlichen Kosten gegenüber dem Oktober 2020 trotz vergleichbar hoher Einsatzmengen in etwa vervierfachten.

Wie in den Vorjahren erfolgte auch im GWJ 20/21 eine regelmäßige Beschäftigung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet TTF, wobei sich die dort beschafften Mengen leicht unterhalb der Mengen des Vorjahres bewegten.

⁴ Die Berechnungsgrundlage für das Konvertierungsentgelt und die -umlage sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht. Seit Start des THE-Marktgebiets am 1. Oktober 2021 finden sich die entsprechenden Informationen im GASPOOL-Archiv auf der THE-Webseite: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Archiv-GASPOOL> (dort im Bereich „Preise, Entgelte und Umlagen“).

Der Anteil der über die Börse gehandelten Regelenergie lag nahezu bei 100 % Prozent. Neben den Regelenergiekäufen und -verkäufen an der Börse in den MOL-Rängen 1 und 2 wurden im MOL-Rang 4 auch im GWJ 20/21 wieder Flexibility Services und LTO zur Umsetzung des BMWi-Eckpunktepapiers kontrahiert. Eine Ausschreibung des STB-Produkts war nicht erforderlich.

3. Regelenergiebericht für das Marktgebiet NCG

3.1. Einsatz interner Regelenergie

In diesem Abschnitt wird die im Marktgebiet NCG eingesetzte positive und negative interne Regelenergie getrennt nach den Gasqualitäten H-Gas und L-Gas für das GWJ 19/20 und das GWJ 20/21 grafisch dargestellt. Abbildung 25 stellt den Einsatz der internen Regelenergie im H-Gas-Netzgebiet und Abbildung 26 im L-Gas-Netzgebiet jeweils auf Monatsbasis dar.

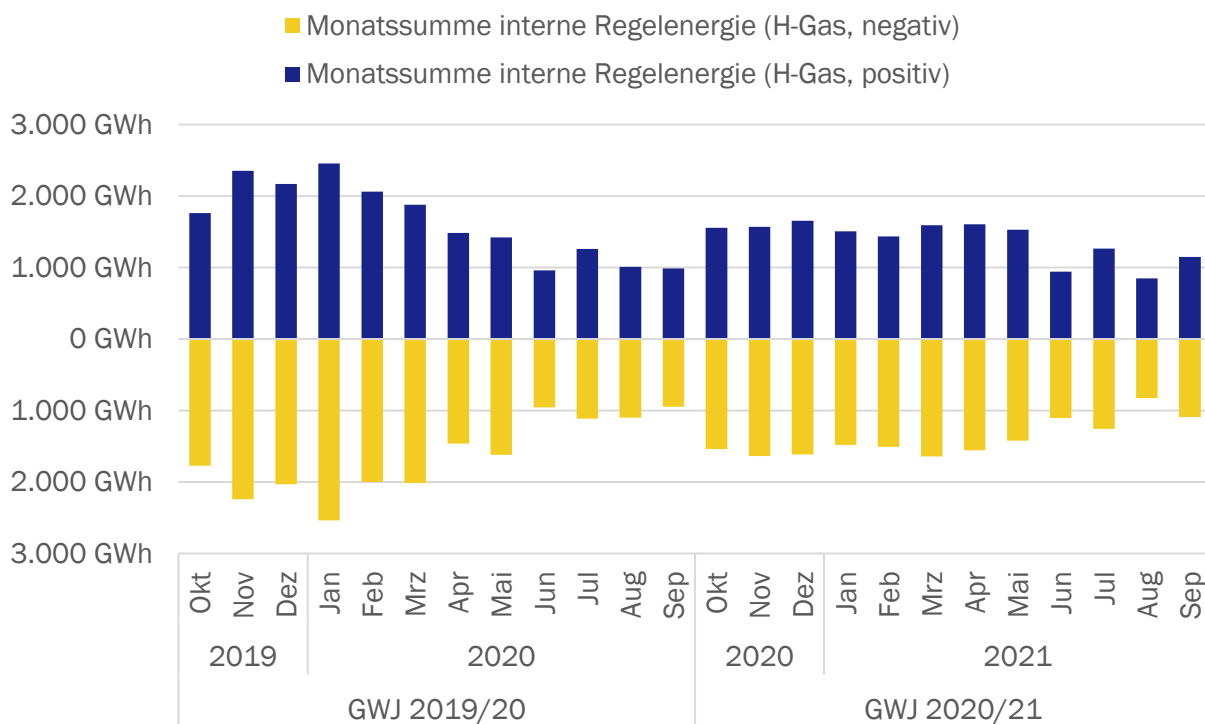


Abbildung 25: NCG – Interne Regelenergie H-Gas (Monatsbasis)

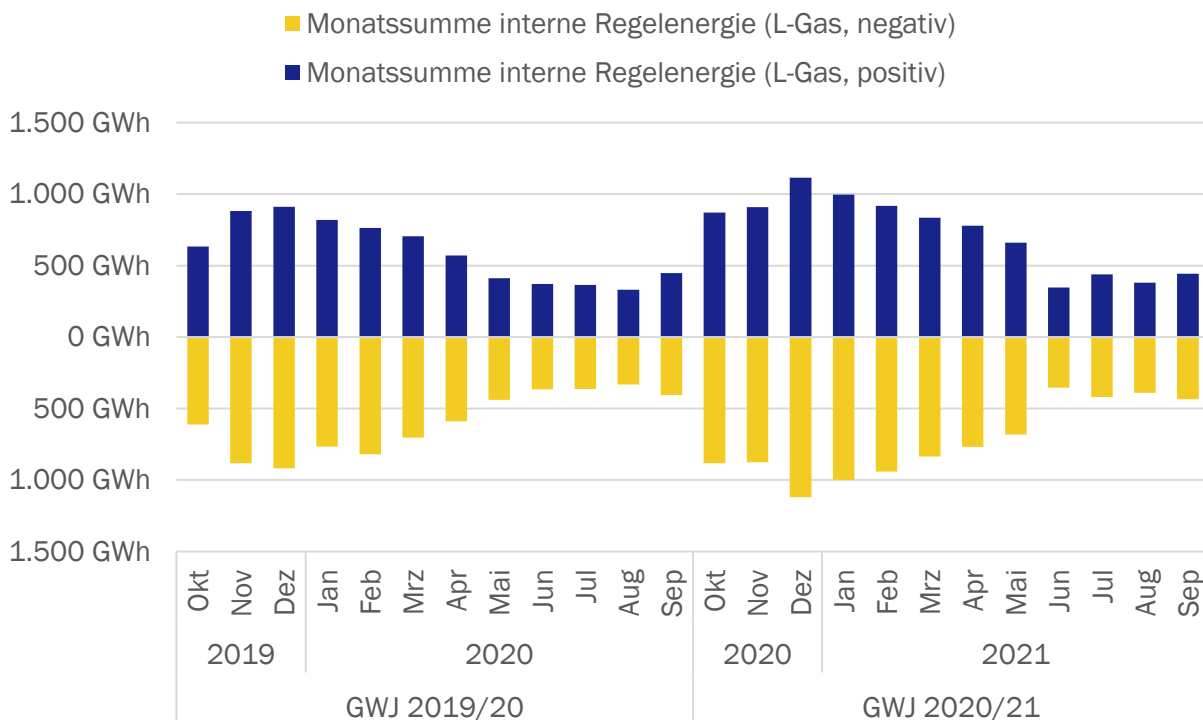


Abbildung 26: NCG – Interne Regelenergie L-Gas (Monatsbasis)

3.2. Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie

3.2.1. Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen

Produktportfolio zur Regelenergiebeschaffung

Im Rahmen der Beschaffung von externer Regelenergie werden Börsenprodukte eingesetzt und zusätzlich bilaterale Regelenergieprodukte kontrahiert.

In Abbildung 27 sind die im GWJ 20/21 im Marktgebiet NCG für die Regelenergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang sowie je Regelenergiebedarfskriterium dargestellt. Das Produktportfolio ist unverändert gegenüber dem Vorjahr.

Bei den Börsenprodukten ist zu berücksichtigen, dass je nach Handelszeitpunkt bzw. Lieferzeitraum unterschiedliche Orderbücher für „Day-Ahead“ (DA), „Within-Day“ (WD), „Saturday“ (SA), „Sunday“ (SU) und „Bank Holiday“ (BH) genutzt werden. Im weiteren Verlauf dieses Berichts wird diese Unterscheidung nicht berücksichtigt. Es wird lediglich zwischen den Produktvarianten „Day-Ahead“ (DA) und „Rest of the Day“ (RoD) bei den Tagesprodukten bzw. „Hour“ für Stundenprodukte unterschieden. Die Produktvariante DA beinhaltet dabei bei Börsengeschäften auch sämtliche SA-, SU- und BH-Kontrakte, die WD-Kontrakte werden stets der Produktvariante RoD zugeordnet.

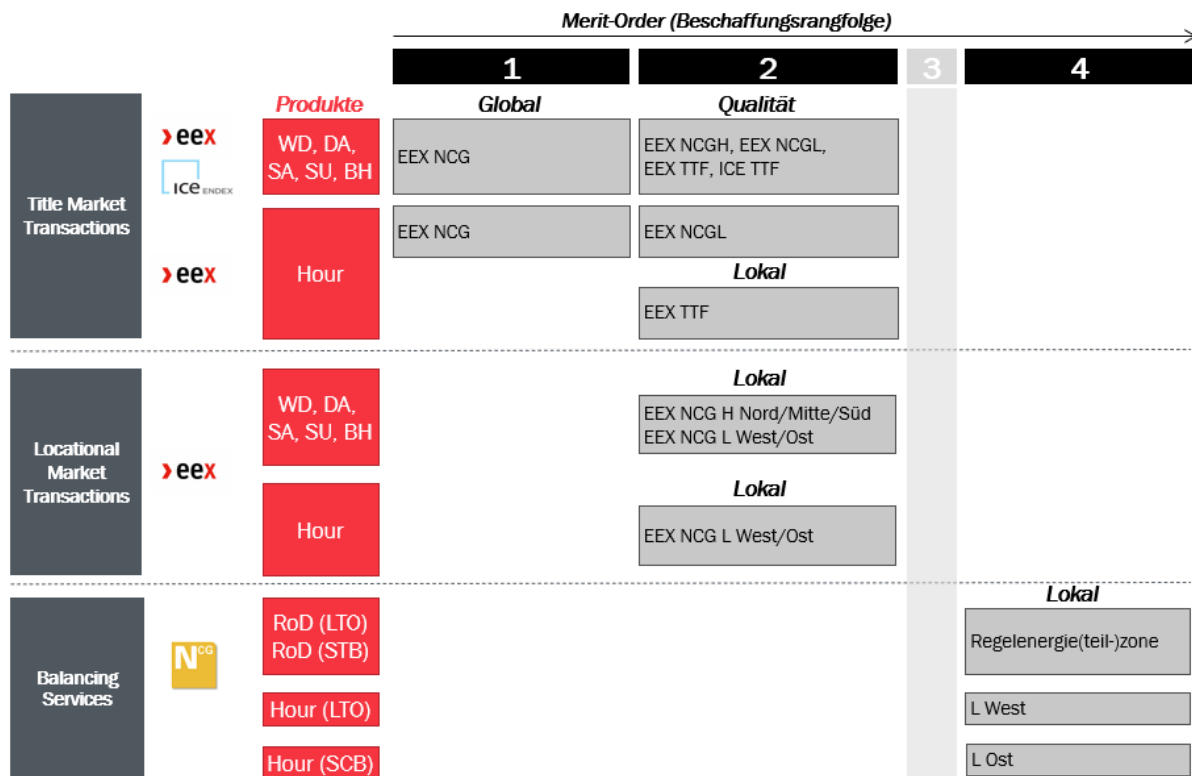


Abbildung 27: NCG – Übersicht Regelenergieprodukte

Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang

Im Folgenden werden die im GWJ 19/20 und im GWJ 20/21 im Marktgebiet NCG beschafften externen Regelenergiemengen sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelenergiekäufe) und SystemSell (Regelenergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt. Eine tabellarische Übersicht über alle MOL-Ränge findet sich am Ende dieses Teilkapitels in Tabelle 6 (Kosten und Erlöse) bzw. Tabelle 7 (Mengen).

Abbildung 28 beinhaltet die beschafften Regelenergiemengen in den Produktvarianten DA sowie RoD je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse⁵.

Der externe Regelenergiebedarf in den **Produktvarianten RoD und DA** (ohne stündliche Regelenergiebedarfe, siehe dazu Textabschnitt weiter unten) im GWJ 20/21 hat sich mit insgesamt 76.000 GWh gegenüber dem üblichen Jahresniveau nahezu verdoppelt (Anstieg um 95 % bei einem Gesamtbedarf für die Produktvarianten RoD und DA im GWJ 19/20 von 39.000 GWh; in den Jahren davor i. d. R. 45.000 GWh). Dieser Anstieg ist primär auf eine enorme Erhöhung der kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen im GWJ 20/21 zurückzuführen (eine nähere Analyse der Entwicklung des Konvertierungssystems erfolgt im entsprechenden Evaluierungsbericht). Diese wirkten sich nicht nur in den Wintermonaten aus, sondern führten teilweise auch in den Frühjahres- und Sommermonaten zu höheren

⁵ Da die DA-Regelenergiebeschaffung im Normalfall in der Stunde von 2 bis 3 Uhr erfolgt und rein preisoptimiert zwischen dem untertägigen Orderbuch („Within-Day“) mit 24 Stunden Laufzeit sowie dem DA-Orderbuch gehandelt wird, wird weitgehend auf eine getrennte Darstellung der Mengen und Kosten/Erlöse für die Produktvarianten DA und RoD verzichtet.

Einsatzmengen als in vergangenen Jahren. Die im Rahmen der kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen erfolgten Verkäufe führten sogar dazu, dass sich über das GWJ 20/21 netto eine Verkaufsposition in Höhe von 133 GWh ergab (GWJ 19/20: Kauf in Höhe von 1.900 GWh). Die Beschaffung im RoD-/DA-Segment erfolgte wie im Vorjahr zu 100 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 sank dabei jedoch erneut, von 16 % im GWJ 19/20 auf 8 % im GWJ 20/21 (wobei die absoluten Gesamtmengen im MOL-Rang 1 im GWJ 20/21 mit 6.200 GWh in etwa auf dem Vorjahresniveau von 6.400 GWh lagen). Eine Beschaffung externer Regelenergie im MOL-Rang 1 kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffungszonen H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Vor dem Hintergrund der erhöhten kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen sank dieser Anteil entsprechend. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag damit bei 92 % (im GWJ 19/20: 84 %).

Aufgrund der ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 mussten die langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO in der Produktvariante „RoD“, siehe dazu Kapitel 3.4.1) in der regulären RoD- und DA-Beschaffungspraxis nicht eingesetzt werden. Die einzigen Abrufe erfolgten zu Testabruf-Zwecken (siehe dazu auch die Teilkapitel zu den MOL-Abweichungen in diesem Kapitel 3.2.1 sowie zu LTO-Testabrufen in Kapitel 3.4.1).

Die Nettokosten für die externe Beschaffung von RoD- und DA-Regelenergiebedarfen (ohne Leistungskosten der langfristig kontrahierten Regelenergieprodukte) halbierten sich fast und sanken auf 42 Mio. EUR (GWJ 19/20: 76 Mio. EUR). Dies ist vor allem auf die höheren Verkäufe im GWJ 20/21 bei steigendem allgemeinem Preisniveau an den Großhandelsmärkten zurückzuführen (zur Preisentwicklung siehe das folgende Teilkapitel).

Der externe Regelenergieeinsatz zur Deckung **stündlicher Strukturierungsbedarfe (Produktvariante „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 29 dargestellt. Die im GWJ 20/21 über Produkte mit stundengenaue Lieferung beschafften Mengen liegen auf Gesamtjahressicht mit 7.300 GWh auf dem Niveau des Vorjahres (GWJ 19/20: 7.000 GWh). Wie bereits im Regelenergiebericht für das GWJ 19/20 erwähnt, ist nach wie vor allgemein aufgrund der voranschreitenden Marktraumumstellung davon auszugehen, dass die Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken. Aufgrund der Belastung der Netzsituation im L-Gas durch die erhöhten Konvertierungsaktivitäten stellten sich im GWJ 20/21 allerdings keine erneuten Reduktionen gegenüber dem Vorjahr ein.

Wie bei den RoD- und DA-Regelenergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe nahezu vollständig über die Börse gedeckt (GWJ 20/21: 99 %). Ein außerbörslicher Regelenergieeinsatz (Produkte im MOL-Rang 4) findet mit Ausnahme von Testabrufen nur statt, sofern die Produkte in den MOL-Rängen 1 und 2 nicht bzw. nicht ausreichend verfügbar (in der Praxis insbesondere bei einer Nichtverfügbarkeit der Börse) oder zur Bedarfsdeckung nicht geeignet sind. Das seit dem GWJ 19/20 im Marktgebiet zur Strukturierung eingesetzte SCB-Produkt mit besonders kurzer Vorlaufzeit wird dabei in den allgemeinen Auswertungen in diesem Kapitel ebenfalls unter der Produktvariante „Hour“ geführt (für Einzelheiten zur Produktausgestaltung sowie zum SCB-Einsatz siehe auch Kapitel 3.4.3).

Für den Einsatz stündlicher Regelenergieprodukte im Marktgebiet NCG entstanden im GWJ 20/21 Nettokosten von 36 Mio. EUR (GWJ 19/20: 22 Mio. EUR). Der starke Anstieg gegenüber dem Vorjahr (+ 63 %)

ist unter anderem auf die im Vergleich zum GWJ 19/20 wieder steigenden Preise (siehe hierzu das folgende Teilkapitel) zurückzuführen.

Weitere Auswertungen zum externen Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG finden Sie in den auf Abbildung 28 und Abbildung 29 folgenden Seiten.

Die je Wochentag beschafften Regelenergiemengen je MOL-Rang werden in Abbildung 30 getrennt nach den Produktvarianten DA/RoD und Hour dargestellt. Die Leistung je Einsatzdauer für die Produkte DA und RoD ist Abbildung 31 zu entnehmen.

Am Ende folgen die bereits eingangs erwähnten tabellarischen Übersichten je MOL-Rang in Tabelle 6 Tabelle 6 (Kosten/Erlöse) und Tabelle 7 (Mengen).

- SystemBuy - MOL 1 - H-Gas ■ SystemBuy - MOL 2 - H-Gas ■ SystemBuy - MOL 2 - L-Gas
- SystemBuy - MOL 4 - H-Gas ■ SystemSell - MOL 1 - H-Gas ■ SystemSell - MOL 2 - H-Gas
- SystemSell - MOL 2 - L-Gas ■ SystemSell - MOL 4 - H-Gas

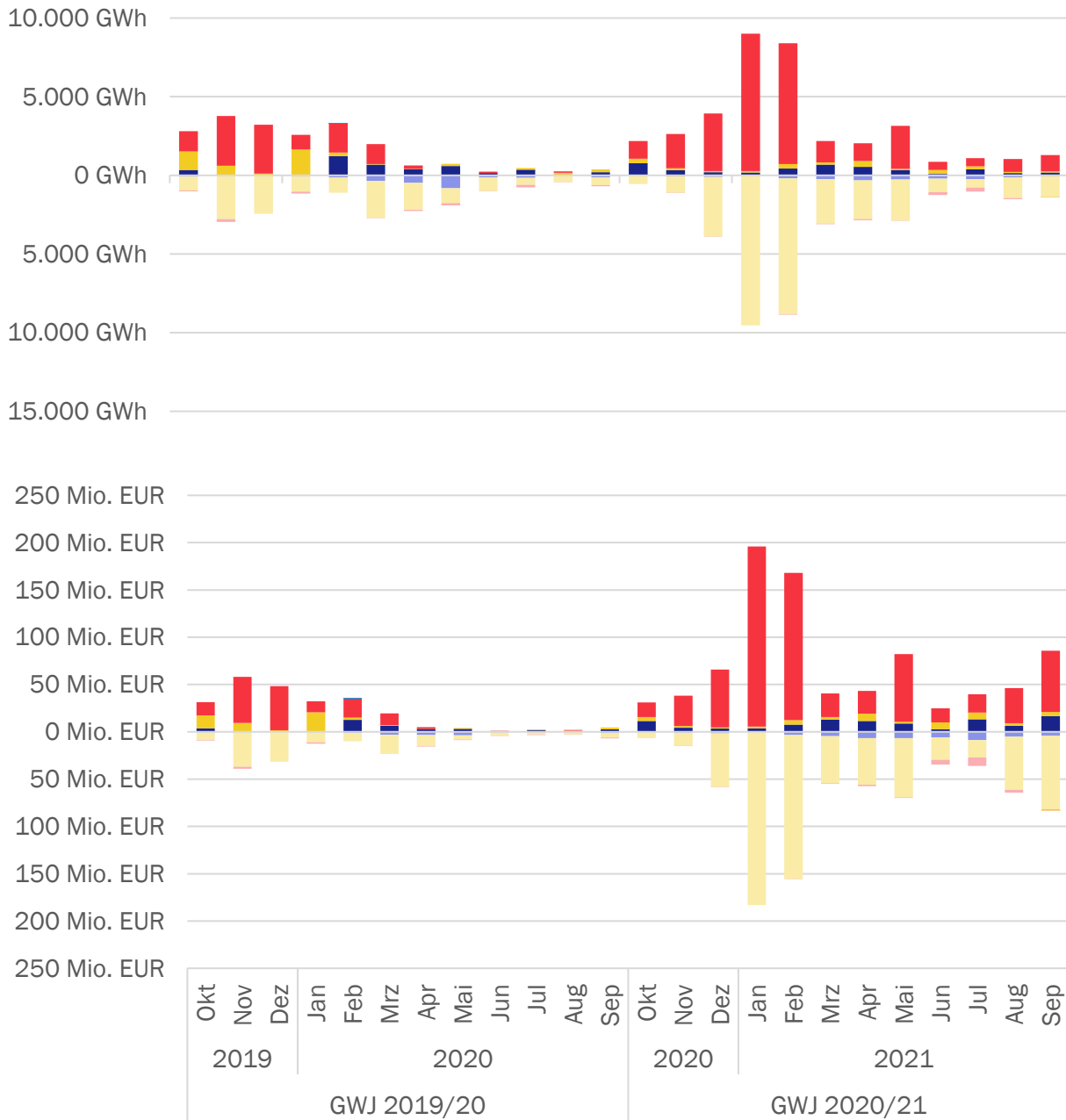


Abbildung 28: NCG – Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA/RoD, Monatsbasis)

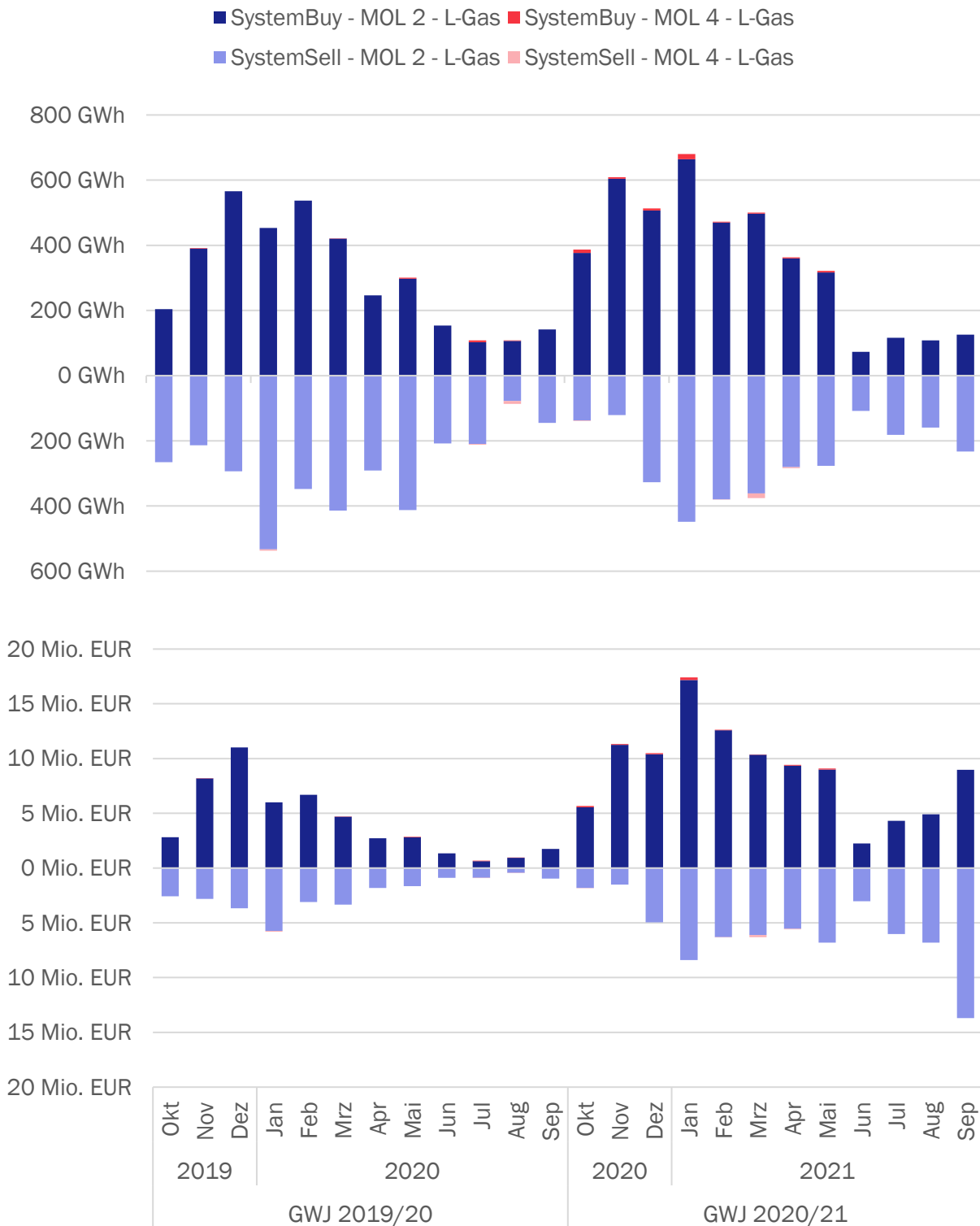


Abbildung 29: NCG – Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

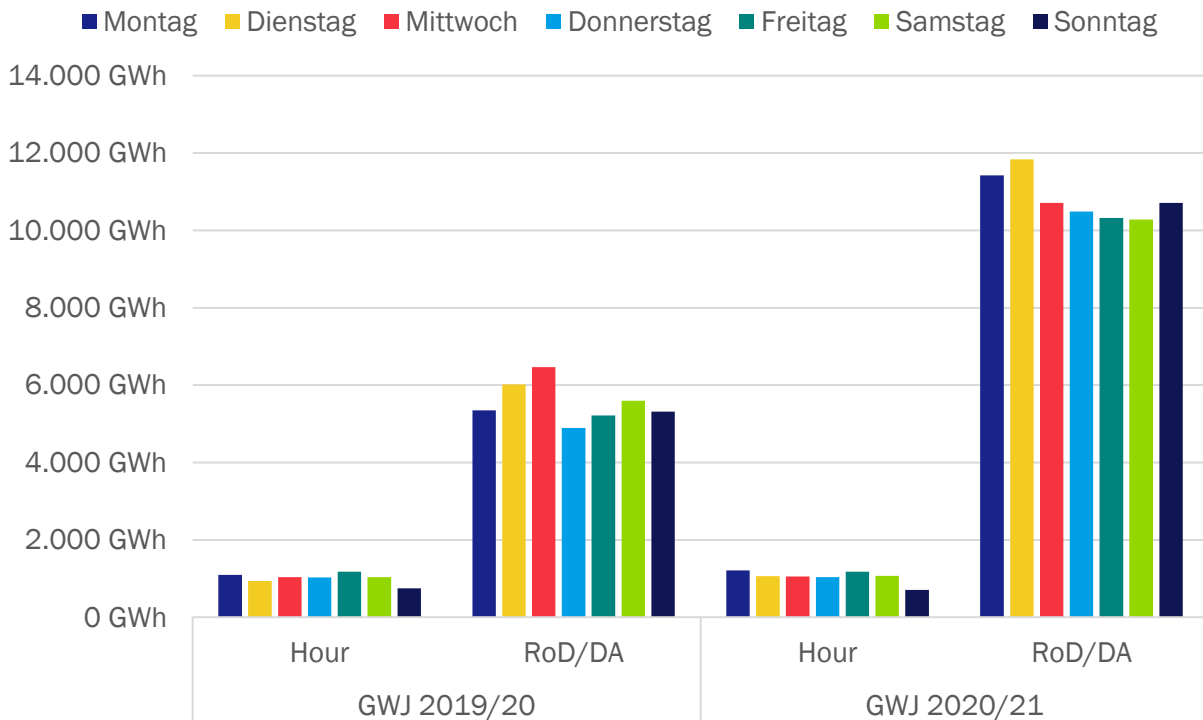


Abbildung 30: NCG – Externe Regellenergie: Mengen nach Wochentag (DA/RoD und Hour)

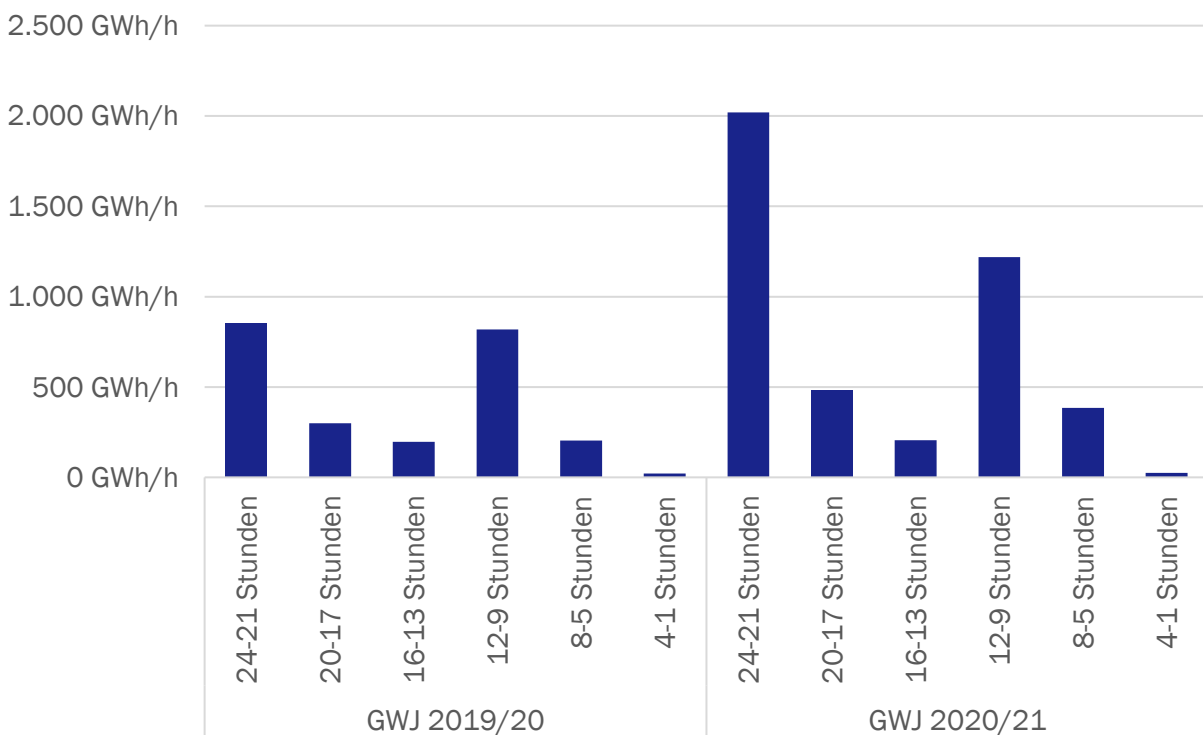


Abbildung 31: NCG – Externe Regellenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA/RoD)

Regelenergie- kosten/-erlöse	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	35.199.183,72 €	15.696.011,45 €	102.528.692,02 €	47.890.150,04 €
DA	16.596.067,80 €	3.102.450,00 €	31.199.147,40 €	2.669.461,80 €
RoD	18.603.115,92 €	12.593.561,45 €	71.329.544,62 €	45.220.688,24 €
MOL 2	258.338.304,93 €	179.750.560,76 €	864.989.717,08 €	842.528.778,37 €
DA	137.606.729,70 €	36.451.629,60 €	493.205.718,60 €	345.294.552,00 €
RoD	71.106.824,83 €	115.432.546,40 €	265.720.929,26 €	426.183.018,21 €
Hour	49.624.750,40 €	27.866.384,76 €	106.063.069,22 €	71.051.208,16 €
MOL 4	284.268,00 €	81.888,80 €	786.422,10 €	302.366,20 €
RoD	141.331,20 €			29.414,00 €
Hour (LTO)	31.874,00 €	60.698,50 €	35.288,10 €	272.952,20 €
Hour (SCB)	111.062,80 €	21.190,30 €	751.134,00 €	
Gesamt	293.821.756,65 €	195.528.461,01 €	968.304.831,20 €	890.721.294,61 €

Tabelle 6: NCG – Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)⁶

Regelenergie- Mengen	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	4.018,27 GWh	2.361,98 GWh	4.293,50 GWh	1.896,97 GWh
DA	1.865,59 GWh	485,38 GWh	1.482,29 GWh	95,21 GWh
RoD	2.152,68 GWh	1.876,60 GWh	2.811,21 GWh	1.801,76 GWh
MOL 2	19.950,38 GWh	19.545,17 GWh	37.741,86 GWh	39.064,16 GWh
DA	10.721,51 GWh	3.788,54 GWh	21.623,06 GWh	16.627,89 GWh
RoD	5.607,90 GWh	12.345,88 GWh	11.899,31 GWh	19.422,65 GWh
Hour	3.620,98 GWh	3.410,75 GWh	4.219,49 GWh	3.013,62 GWh
MOL 4	19,07 GWh	15,29 GWh	52,28 GWh	20,72 GWh
RoD	5,92 GWh			1,10 GWh
Hour (LTO)	2,15 GWh	4,29 GWh	3,28 GWh	19,62 GWh
Hour (SCB)	11,00 GWh	11,00 GWh	49,00 GWh	
Gesamt	23.987,72 GWh	21.922,44 GWh	42.087,64 GWh	40.981,85 GWh

Tabelle 7: NCG – Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)

Preisentwicklung für SystemBuy und SystemSell je MOL-Rang

In diesem Abschnitt werden die minimal, maximal und durchschnittlich realisierten Beschaffungspreise je MOL-Rang für SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe auf Monatsbasis dargestellt.

⁶ Die bilateralen kurzfristigen Regelenergieprodukte im MOL-Rang 3 sind zum 1. Januar 2018 entfallen (siehe Kapitel 8 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18); der MOL-Rang 3 wird daher seit dem Regelenergiebericht für das GWJ 18/19 nicht mehr in den Tabellen aufgeführt.

Das GWJ 19/20 war noch von sehr niedrigen Preisen geprägt. Bereits nach Erreichen des Tiefststandes im Sommer 2020 war jedoch ein erneuter allgemeiner Preisanstieg zu erkennen, der sich mit Beginn des GWJ 20/21 weiter fortsetzte. Über den Sommer 2021 beschleunigte sich diese Entwicklung deutlich, so dass das GWJ 20/21 mit einem mengengewichteten Gasdurchschnittspreis von 84,85 EUR/MWh schloss.

Die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe im NCG-Marktgebiet bewegten sich dabei nach wie vor größtenteils innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen an der Börse. Auf Gesamtjahressicht wurde zu 96 % im MOL-Rang 1 (Vorjahr: 100 %) sowie zu 94 % im MOL-Rang 2 (Vorjahr: 98 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft.

Abbildung 32 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 1 für H-Gas für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe für das GWJ 19/20 und das GWJ 20/21.

Abbildung 33 beinhaltet die Beschaffungspreise ab MOL 2 für L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 19/20 und das GWJ 20/21. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen treten erfahrungsgemäß bei den Maximalpreisen immer wieder auch höhere Abweichungen von den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit besonders hohen Ausreißer-Preisen. Diese Preisausreißer haben in der Regel jedoch keine spürbaren Auswirkungen auf die Gesamtkosten.

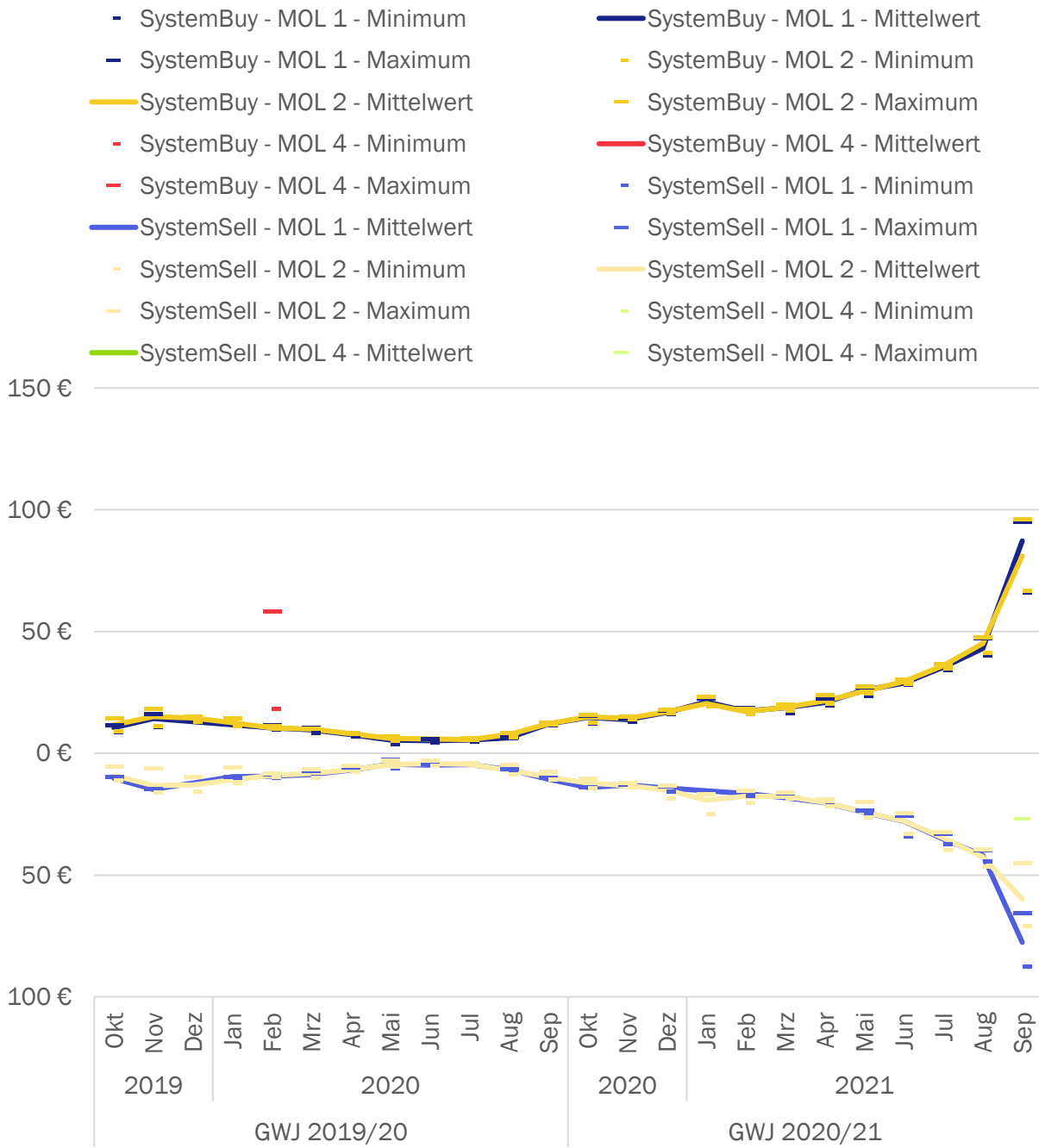


Abbildung 32: NCG – Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

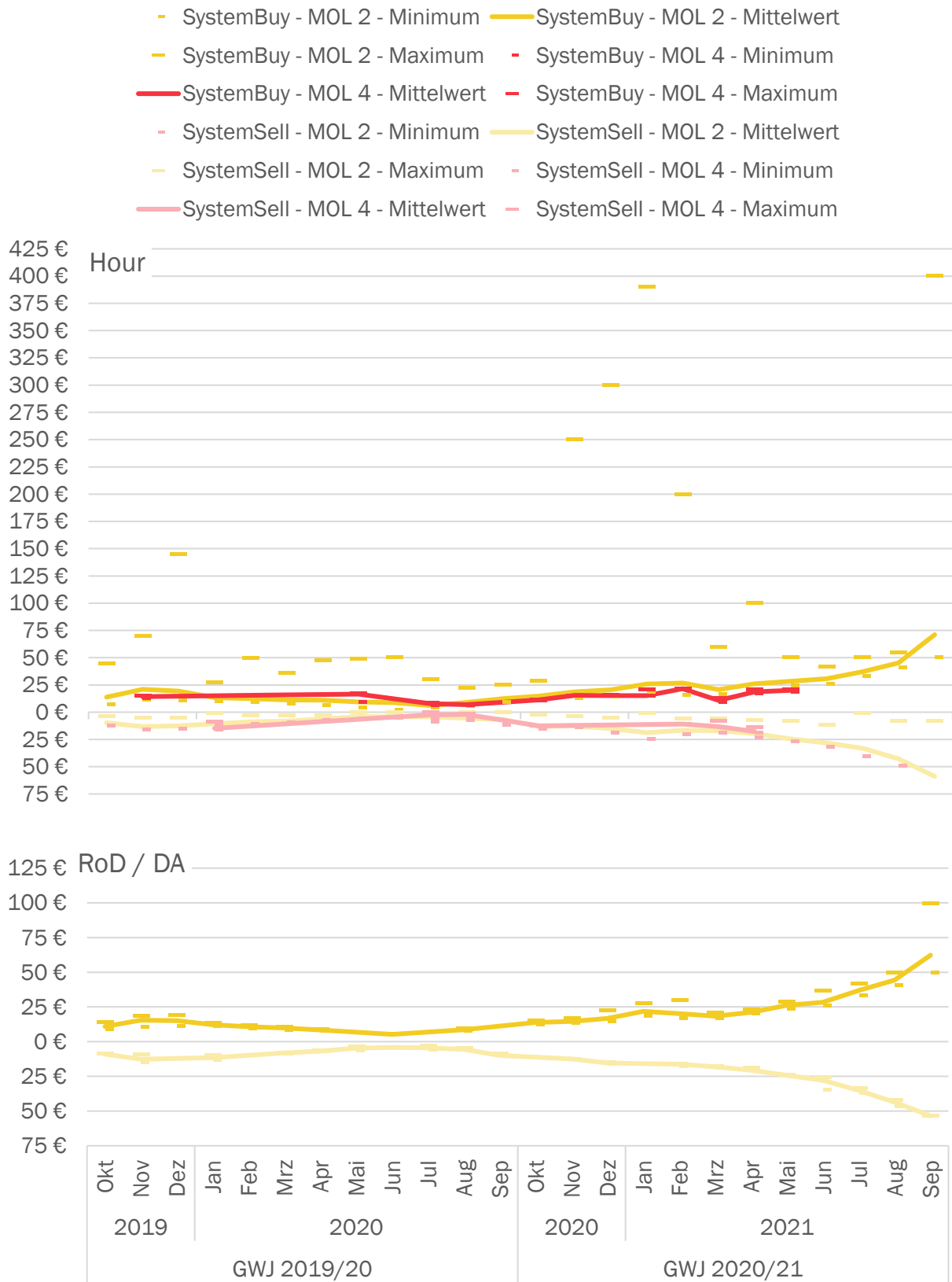


Abbildung 33: NCG – Preise externe Regelenergie L-Gas (DA/RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

Abweichungen von der MOL

Die Beschaffung externer Regelenergie folgt der definierten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0. In Ausnahmefällen kann es zu regulatorisch zulässigen Abweichungen der Abrufreihenfolge kommen. Hierzu zählen insbesondere Testabrufe nach der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 3.4.1). In Tabelle 8 werden die Abweichungen der betroffenen MOL-Ränge im GWJ 20/21 für das Marktgebiet NCG aufgeführt⁷. Abweichungen von der MOL sind im GWJ 20/21 ausschließlich aufgrund von LTO-Testabrufen entstanden.

Datum	Abweichungsrang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
11.02.2021	MOL-Rang 2 – Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
05.03.2021	MOL-Rang 2 – Hour	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
18.09.2021	MOL-Rang 2 – RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen

Tabelle 8: NCG – Übersicht MOL-Abweichungen

3.2.2. Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten (gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung)

Die Zweckmäßigkeit der Beschaffung von Regelenergiemengen in benachbarten Marktgebieten ergibt sich aufgrund der Möglichkeit globale, gasqualitätsscharfe und lokale Effekte durch den Handel von Title-Produkten am TTF (Title Transfer Facility) zu realisieren. Erzielt werden diese durch entsprechende Transportbuchungen und -nominierungen an den relevanten GÜPs bzw. virtuellen Kopplungspunkten (VIPs). Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit grundsätzlich eine geeignete Ergänzung zur Regelenergiebeschaffung dar.

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) der Festlegung GaBi Gas 2.0 wurde den MGV die Beschaffung externer Regelenergie im benachbarten Marktgebiet genehmigt. Entsprechend können die börslichen Spotmarktprodukte der EEX sowie der ICE Endex mit Lieferort am niederländischen TTF für das Marktgebiet NCG genutzt werden.

Beschaffungsmengen und Kosten

Im GWJ 20/21 wurden externe Regelenergiebedarfe vom MGV an drei Tagen im angrenzenden Marktgebiet am TTF gedeckt. Die Mengen sowie Kosten und Erlöse sind in Abbildung 34 dargestellt.

Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung

Im GWJ 20/21 wurde an vier Tagen Transportkapazität kontrahiert, wobei es sich bei einer Kapazitätsbuchung um eine Transportkonvertierung handelte (Abbildung 35 und Abbildung 36).

⁷ Die MOL-Abweichungen werden auch stets auf der Webseite des MGV veröffentlicht. Seit Start des THE-Marktgebiets am 1. Oktober 2021 finden sich die entsprechenden Informationen im NCG-Archiv auf der THE-Webseite: <https://www.tradinghub.eu/de/de/Download/Archiv-NetConnect-Germany> (dort im Bereich „Regelenergie“).



Abbildung 34: NCG – Externe Regelenergiebeschaffung über TTF – Mengen und Kosten/Erlöse (Monatsbasis)

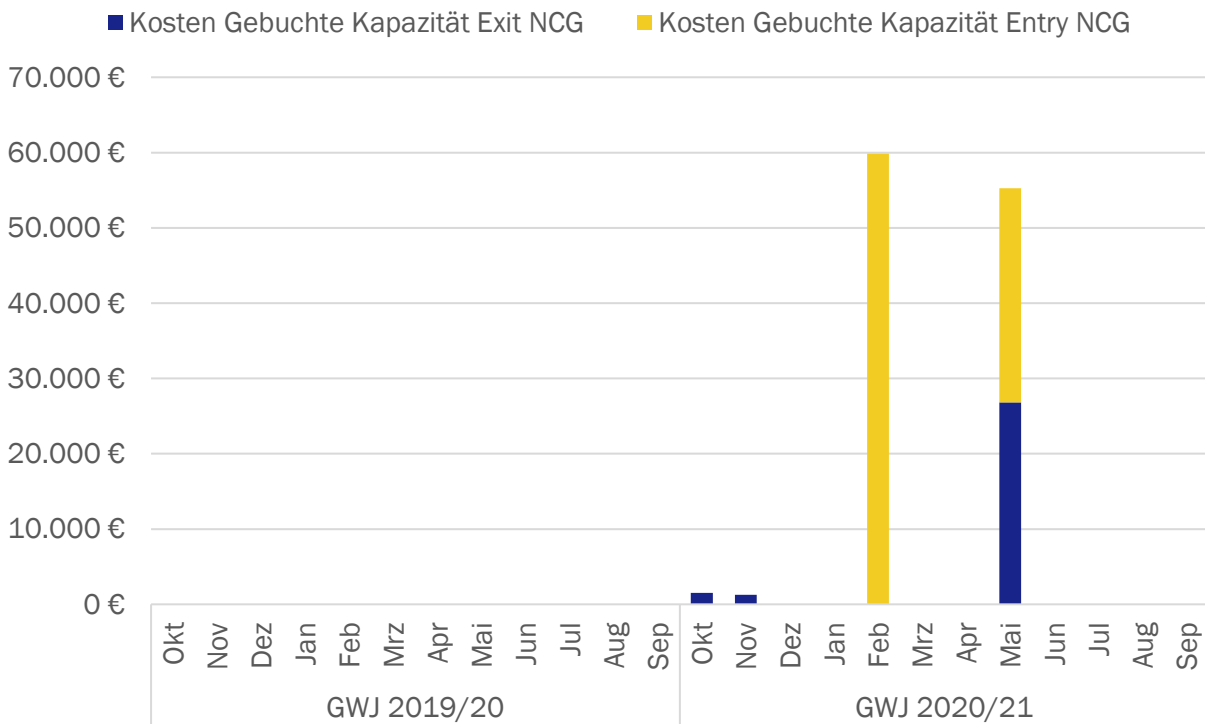


Abbildung 35: NCG – Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

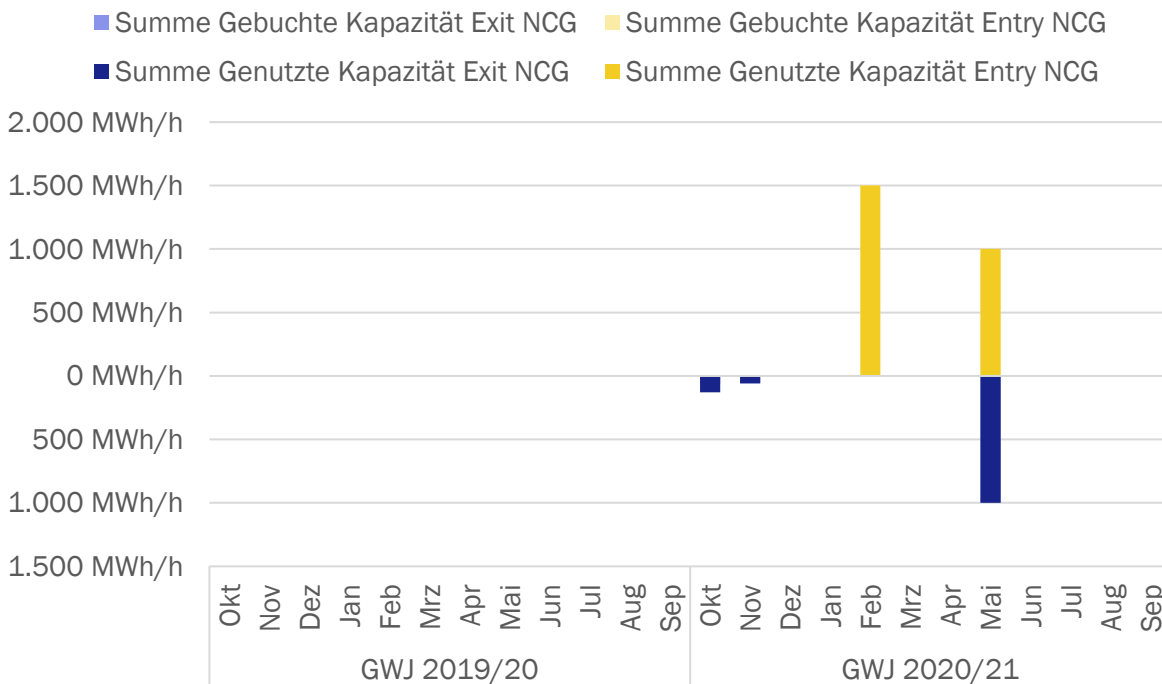


Abbildung 36: NCG – Leistung Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

Aktuelle Beschaffungsmethodik von Kapazitätsbuchungen

Gemäß Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung prüft der MGV jährlich die Bedingungen bezüglich des Handels von Title-Produkten am TTF. Hierzu wurden die Bedingungen für den Handel in den Orderbüchern „ICE TTF“ und „EEX TTF“ sowie die einschlägigen Transportbedingungen für die relevanten Transportbuchungen/-nominierungen geprüft und als ordnungsgemäß eingestuft. Darüber hinaus wurde geprüft, ob die Voraussetzungen für eine Beschaffung in benachbarten Marktgebieten weiterhin vorliegen. Die weitere Möglichkeit der Beschaffung wurde als erforderlich und sinnvoll eingestuft. Die Voraussetzungen von Art. 9 Abs. 3 Satz 3 Netzkodex Gasbilanzierung sind somit erfüllt.

Die jeweils gültigen Konditionen und Preiskomponenten zur Deckung von Regelenergiebedarfen aus benachbarten Marktgebieten werden jährlich evaluiert und die Beschaffungsmethodik an die gegebenenfalls geänderten Rahmenbedingungen angepasst.

Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags

Gemäß Tenor 6 lit. b) bb) letzter Satz der Festlegung GaBi Gas 2.0 sind die bei der Regelenergiebeschaffung oder -bereitstellung in einem benachbarten Marktgebiet für den Transport anfallenden Kosten durch den MGV angemessen zu berücksichtigen. Diese Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge fließen zusammen mit den im benachbarten Marktgebiet angefallenen Commodity-Kosten bzw. -Erlösen in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

Im Folgenden wird die Berechnungsmethodik zur Ermittlung der angemessenen Transportkosten-Aufschläge/-Abschläge beschrieben:

Ermittlung und Anwendung der Transportkosten-Aufschläge/-Abschläge

- Für die SystemBuy- und SystemSell-Regelenergiebedarfe werden jeweils für einen monatlichen Anwendungsbereich Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge in Abhängigkeit der tatsächlichen Einsatzdauer 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 Transportkosten-Aufschläge bzw. -Abschläge werden nach folgender Formel ermittelt:

$$\text{Transportkosten-Aufschlag/-Abschlag} = \frac{\text{Transportentgelt (EUR/MWh/h)}}{\text{Einsatzdauer (h)}}$$

- Ermittlung des Transportentgeltes:
 - Es werden die für die jeweilige Anwendungsperiode gültigen Transportentgelte für DA- bzw. WD-Kapazitätsprodukte (Tagesentgelte) der GÜPs sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite^{8/9} berücksichtigt, über die der MGV den Transport organisiert.
 - Sowohl auf deutscher Seite als auch auf niederländischer Seite werden die DA- bzw. WD-Tarife anteilig herangezogen, unter Berücksichtigung der tatsächlichen Einsatzdauer.
 - Die Formel setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{Transportentgelt} = \left(\frac{\text{Tarif NCG (EUR/MWh/h/d)} + \text{Tarif GTS (EUR/MWh/h/d)}}{24 \text{ h}} \right) * \text{Einsatzdauer (h)}$$

Auf der Folgeseite wird diese Berechnungsmethodik anhand eines Beispiels verdeutlicht.

⁸ Seit dem 1. Januar 2020 kommen gemäß den Festlegungen MARGIT und BEATE 2.0 für Buchungen von Kapazitäten auf der deutschen Seite folgende Multiplikatoren zur Anwendung: 2,0 bei WD-Kapazitätsbuchungen und 1,4 bei DA-Kapazitätsbuchungen.

⁹ Seit dem 1. Januar 2020 wird gemäß der REGENT-Festlegung BK9-18/610-NCG auf Kapazitäten an GÜP-Ausspeisepunkten keine Marktraumumstellungsumlage erhoben.

Beispiel für die Zusammensetzung der Einsatzdauer und des Transportkostenaufschlags in der Richtung SystemBuy im Monat April 2021 bei einer WD-Kapazitätsbuchung:

- Ermittlung der Einsatzdauer:
 - System-Buy-Abruf um 07:15 Uhr (WD)
 - Lieferzeitpunkt: ab 11:00 Uhr
 - Transportkapazitäten: von 11:00 Uhr – 06:00 Uhr (Einsatzdauer 19h)

- Ermittlung des Transportkostenaufschlags:

WD-Tarif NCG:

- Jahresentgelt Entry-Tarif gemäß Preisblatt TSO¹⁰ = 3,77 EUR/kWh/h/y
- WD-Entry-Tarif (Deutschland)¹¹ = 3.770 EUR/MWh/h/y * 2,0 / 365 Tage
= 20,6575 EUR/MWh/h/d
- Die Tarife reduzieren sich auf deutscher Seite in Abhängigkeit zur Einsatzdauer.

WD-Tarif GTS:

- WD-Exit-Tarif (Niederlande) gemäß Preisblatt GTS = 0,00041314 EUR/kWh/h/h¹²
- WD-Exit-Tarif (Niederlande) = 9,91536 EUR/MWh/h/d
- Die Tarife reduzieren sich auf niederländischer Seite in Abhängigkeit zur Einsatzdauer.

- Transportentgelt = (20,6575 EUR/MWh/h/d + 9,91536 EUR/MWh/h/d) / 24h * 19h
≈ 24,2035 EUR/MWh/h/Laufzeit

Transportkostenaufschlag = 24,2035 EUR/MWh/h/Laufzeit / 19h ≈ 1,2739 EUR/MWh

Bei einem WD-Regelenergiekauf (SystemBuy) im benachbarten Marktgebiet wird auf den Börsenpreis, der zu diesem Geschäft gehört, der Aufschlag von 1,2739 EUR/MWh addiert und fließt somit in die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises ein. Der Aufschlag ist für die jeweilige Einsatzdauer konstant, es sei denn, die WD-Tarife ändern sich.

¹⁰ Gültig seit dem 1. Januar 2021.

¹¹ Hierbei sind die Multiplikatoren der BEATE-Festlegung für eine WD-Kapazitätsbuchung zu berücksichtigen.

¹² Gültig für den Monat April 2021.

3.2.3. Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten für Bilanzierungstätigkeiten im Marktgebiet NCG (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang¹³ im GWJ 19/20 und GWJ 20/21 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im benachbarten Marktgebiet separat ausgewiesen.

Ermittlung der Anzahl an Handelsgeschäften für Bilanzierungstätigkeiten

Für jede Stunde innerhalb eines Gastages wird die Anzahl an Handelsgeschäften zur Beschaffung von Regelenergiebedarfen auf Basis der Veröffentlichungen für das NCG-Marktgebiet nach definierten Bedarfskriterien ermittelt. Sofern für ein Bedarfskriterium mehrere Handelsgeschäfte mit gleicher Laufzeit getätigt wurden, wird für dieses Bedarfskriterium nur ein Handelsgeschäft ausgewiesen. Sofern in einer Stunde Handelsgeschäfte aufgrund von mehreren Bedarfskriterien erforderlich wurden, werden diese jeweils als einzelne Handelsgeschäfte gewertet. Die so ermittelten Handelsgeschäfte werden für den gesamten Betrachtungszeitraum aufsummiert.

Dabei wird für das Marktgebiet NCG nach folgenden Regelenergiebedarfskriterien differenziert:

- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 1: Globaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort NCG-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemBuy, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemSell, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf, SystemBuy, Lieferort TTF-VHP
- MOL-Rang 2: Qualitätsspezifischer/lokaler Regelenergiebedarf, SystemSell, Lieferort TTF-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemBuy, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP
- MOL-Rang 4: Lokaler Regelenergiebedarf (einschl. stündlicher Strukturierungsbedarfe), SystemSell, Lieferort NCG-H-/NCG-L-VHP

¹³ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 6.

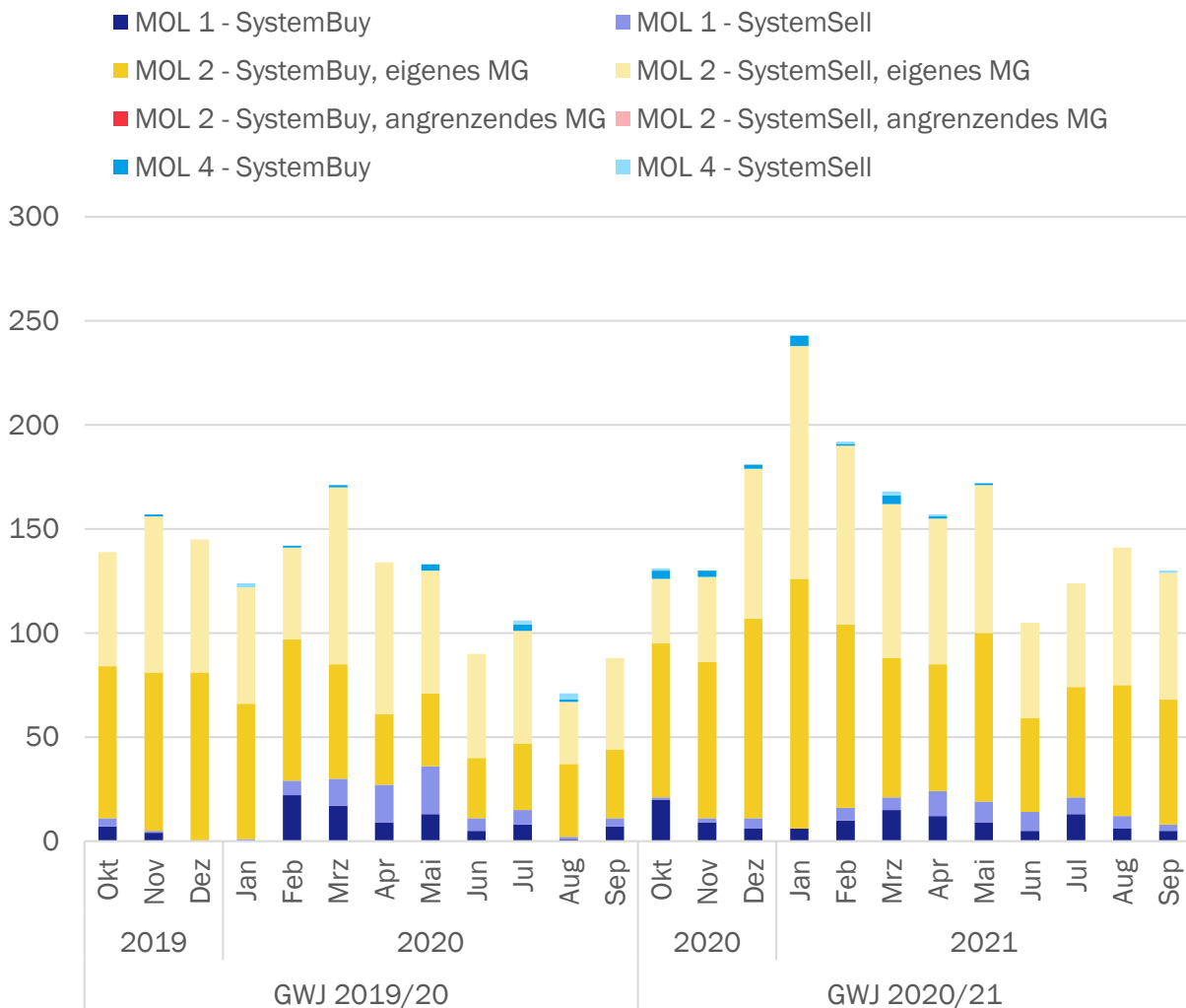


Abbildung 37: NCG – Anzahl Handelsgeschäfte (RoD, DA und Hour, Monatsbasis)

Die gegenüber dem Vorjahr erhöhte Anzahl der Handelsgeschäfte im MOL-Rang 2 steht in engem Zusammenhang mit dem fast verdoppelten Brutto-Regelenergieeinsatz im GWJ 20/21 (siehe hierzu die Ausführungen in Kapitel 3.2.1), welcher auch mit einer Erhöhung der Anzahl der getätigten Regelenergieabrufe einherging.

Die höhere Anzahl an Abrufen im MOL-Rang 4 ist insbesondere auf die Einführung des SCB-Produkts zurückzuführen, welches seit Mai 2020 regelmäßig zu Strukturierungszwecken zum Einsatz kommt.

3.2.4. Situation in der Corona-Krise

Das GWJ 20/21 begann mit einem sogenannten Teillockdown, der mit dem beginnenden November zu einem vollständigen Lockdown wurde und sich bis Ostern 2021 hinzog. Trotz des erneuten Herunterfahrens des öffentlichen Lebens konnte kein signifikanter Einfluss der Corona-Pandemie auf die Regelenergiebeschäftigung ermittelt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Lockdownphasen anders als zum Beginn der Pandemie im März 2020 sämtlich in die Heizperiode des GWJ 20/21 fielen – einer

Zeit, die traditionell mit höherer Regelenergiebeschäftigung verbunden ist – lässt sich kein eigenständiger Corona-Effekt erkennen. Zur Sicherung der Kontinuität der externen Regelenergiebeschaffung wurden im Zuge des ersten Corona-Lockdowns bereits im März 2020 für das Dispatching-Personal umfangreiche Zusatzmaßnahmen bis hin zur örtlichen Abschottung der betroffenen Mitarbeiter ergriffen. Die kontinuierliche Verfügbarkeit des 24/7-Personals in der Dispatching-Zentrale war dadurch jederzeit sichergestellt und die externe Regelenergiebeschaffung im Marktgebiet NCG zu keinem Zeitpunkt gefährdet.

3.3. Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

Dieses Kapitel blickt auf die Entwicklung des untertägigen gegenläufigen Regelenergiebedarfs sowie der Flexibilitätsmengen und Flexibilitätskostenbeiträge.

Aus der unplanbaren Abrechnung von bilanziellen Flexibilitätsmengen mit werthaltigen Flexibilitätskostenbeiträgen soll sich ein Anreiz für die BKV ergeben, die stündlichen Ungleichgewichte in ihren Bilanzkreisen möglichst gering zu halten.

3.3.1. Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen

In Abbildung 38 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) für das GWJ 19/20 und das GWJ 20/21 dargestellt.¹⁴

Insgesamt ist über die vergangenen Jahre anzumerken, dass die gegenläufigen Regelenergieeinsätze keinem eindeutigen systematischen Zusammenhang folgen, sondern sich von Jahr zu Jahr sowie innerhalb der Jahre durchaus unterschiedlich entwickeln, abhängig vom allgemeinen Verhalten der Marktteilnehmer. Auch die Verfügbarkeit netzbezogener Maßnahmen (insbesondere Swaps), die von den Netzbetreibern jeweils nur nach Können und Vermögen genutzt werden können, kann sich auf die getätigten gegenläufigen Regelenergieeinsätze auswirken.

3.3.2. Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen

Die bilanzielle Flexibilitätsmenge stellt die Tagessumme der über die Toleranz hinausgehenden kumulierten stündlichen Bilanzkreisabweichungen dar. Auf diese Menge wird ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben, der sich aus der durchschnittlichen Preisdifferenz gegenläufiger Regelenergiegeschäfte eines Gastages innerhalb des MOL-Rangs 1 ergibt. Die bilanziellen Flexibilitätsmengen werden somit nur an Gastagen abgerechnet, an denen ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz innerhalb des MOL-Rangs 1 aufgetreten ist.

¹⁴ In der Abbildung sind die DA- und RoD-Regelenergieeinsätze zusammengefasst dargestellt, siehe hierzu Fußnote 5.

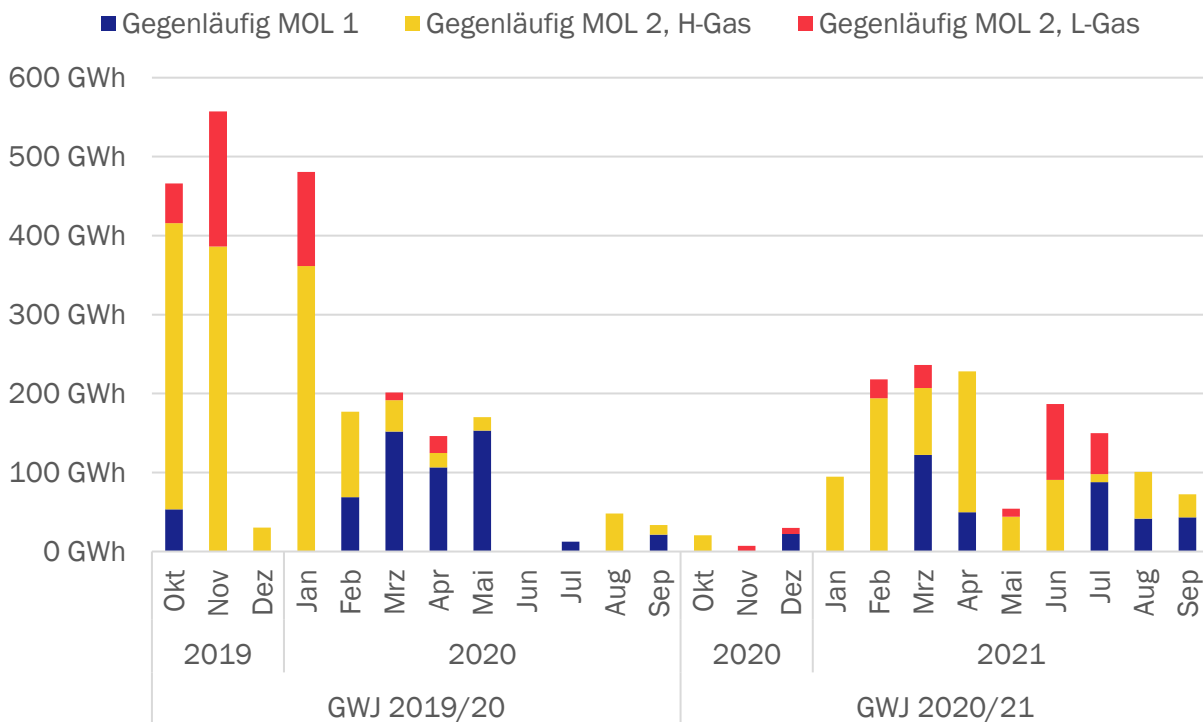


Abbildung 38: NCG – Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA/RoD, Monatsbasis)

Die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen in den GWJ 19/20 und 20/21 sind in Abbildung 39 auf Monatsbasis dargestellt (wobei die Mengen für August und September 2021 vorläufige Werte darstellen). Die Nutzung der untertägigen Flexibilität durch die BKV im GWJ 20/21 hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 5 % verringert, wobei bezüglich der Inanspruchnahme keine systematischen Zusammenhänge erkennbar sind. Während in den GWJ 16/17 und 17/18 noch eine gewisse Saisonalität bei der Entwicklung der bilanziellen Flexibilitätsmengen zu erkennen war, hat sich dies bereits im Verlauf des GWJ 18/19 stark abgeschwächt und ist seit dem GWJ 19/20 nicht mehr zu erkennen.

Abbildung 40 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, lag bei 10 (GWJ 19/20: 17 Tage). Auch wenn es sich hierbei um vergleichsweise wenige Tage handelt, bleiben diese erratisch verteilt, so dass der Flexibilitätskostenbeitrag grundsätzlich geeignet ist, Anreize zu setzen. Für die Höhe der jeweils berechneten Flexibilitätskostenbeiträge ist die Preisdifferenz zwischen den Kauf- und Verkaufspreisen maßgeblich. Die im GWJ 20/21 berechneten Flexibilitätskostenbeiträge lagen dabei lediglich am Ende des GWJ 20/21 stark oberhalb des Vorjahres, was auf die gestiegenen Großhandelspreise zurückzuführen ist.

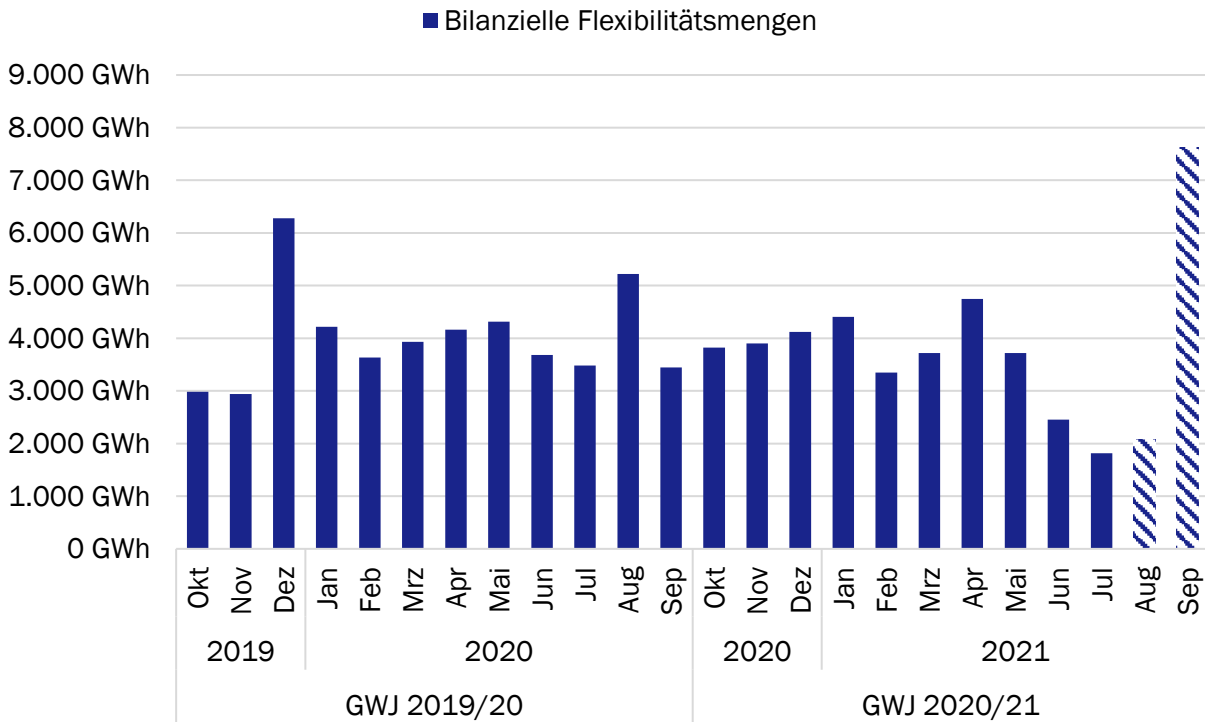


Abbildung 39: NCG – Bilanzielle Flexibilitätsmengen

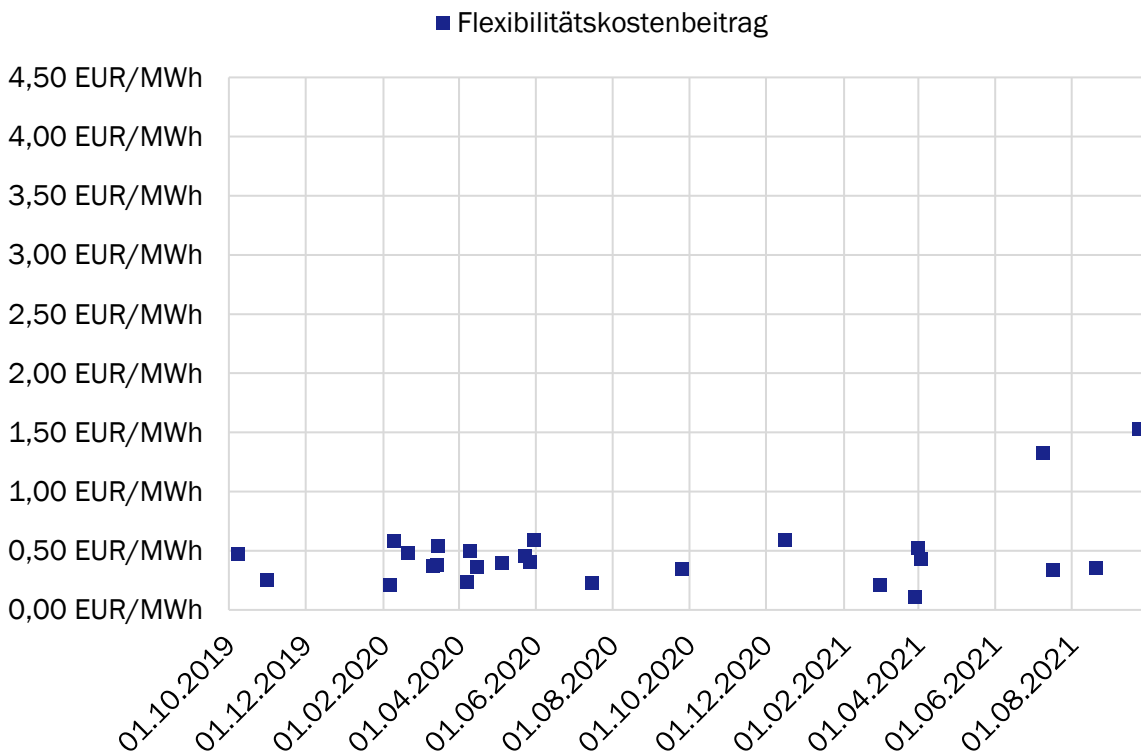


Abbildung 40: NCG – Flexibilitätskostenbeiträge (Tagesbasis)

3.4. Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen im MOL-Rang 4

3.4.1. Long Term Options

Produktbeschreibung

Das bilaterale langfristige Regelenergieprodukt „Long Term Options“ (LTO) dient der langfristigen Absicherung von Regelenergiebedarfen. Es beinhaltet die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen durch den MGW während des vereinbarten Leistungszeitraums und wird im Marktgebiet NCG in zwei Produktvarianten ausgeschrieben.

In der **Produktvariante „RoD“** erfolgt im Abruffall an einem Gastag die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen durch den Anbieter ab der Stunde des Abrufs als konstante Stundenleistung bis zum Ende des Gastages. Einzelne Stunden, mit Ausnahme der letzten Stunde des Gastages, können nicht abgerufen werden. Diese Produktvariante wird zonenbezogen ausgeschrieben und dient zur Absicherung von sogenannten dynamischen Effekten in den einzelnen Regelenergiezonen sowie zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 3.4.4). Bei den dynamischen Effekten handelt es sich um aufgrund besonderer äußerer Umstände kurzfristig erforderliche Leitungsinhaltsveränderungen innerhalb einer spezifischen Regelenergiezone.

Die aktuellen Produktparameter der LTO-Produktvariante RoD sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	Alle Punkte (GÜP, MÜP, Speicher, RLM) innerhalb der ausgeschriebenen Regelenergie(teil-)zone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost Besonderheit H-Gas: GÜPs zu den Niederlanden sind ausgeschlossen Besonderheit L-Gas: GÜPs und MÜPs sind ausgeschlossen
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	An jedem Gastag während des gesamten Ausschreibungszeitraums (maximal jedoch bis Erreichen der definierten Anzahl an Abruftagen)
Abrufkriterium	Ausschöpfung/technische Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 9: NCG – Produktparameter LTO RoD

Die **Produktvariante „Hourly“** dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen in den jeweils ausgeschriebenen Regelenergiezonen. Dabei kann die vom Anbieter vorgehaltene Leistung während des gesamten vereinbarten Leistungszeitraums stundengenau abgerufen werden.

Die aktuellen Produktparameter der Produktvariante Hourly sind in der folgenden Tabelle aufgeführt:

LTO-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	In der ausgeschriebenen Regelenergiezone: je nach Bedarf L-Gas West, L-Gas Ost (in der Praxis erfolgte die Absicherung der Strukturierungsbedarfe der Zone L-Gas Ost im GWJ 20/21 über das SCB-Produkt)
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 10: NCG – Produktparameter LTO Hourly

Die Kontrahierung von LTO sowohl in der **Produktvariante RoD** als auch in der **Produktvariante Hourly** erfolgt im Rahmen transparenter Ausschreibungsverfahren. Die Ausschreibungsbedarfe werden dabei jeweils gemäß den Anforderungen der GaBi Gas 2.0 und des Netzkodex Gasbilanzierung vorher veröffentlicht. An den Ausschreibungen für LTO-Bedarfe können BKV nach erfolgreicher Präqualifizierung als bilateraler Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Angebotsabgabe sowie der Zuschlagsprozess erfolgen über die bilaterale Ausschreibungsplattform im Marktgebiet NCG. Die LTO-Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung (SystemBuy) oder Übernahme (SystemSell) von Gasmengen verlangen. Leistungspreise werden unabhängig vom tatsächlichen Abruf durch den MGV an den Anbieter gezahlt. Für den Fall, dass es zu einem Abruf der angebotenen Leistung kommt, erfolgt bei einer Bereitstellung von Gasmengen eine Zahlung vom MGV an den Anbieter und bei einer Übernahme von Gasmengen eine Zahlung vom Anbieter an den MGV. Dabei werden die abgerufenen Gasmengen mit dem vom Anbieter vorab für den gesamten Ausschreibungszeitraum angebotenen Arbeitspreis in EUR je MWh vergütet.

Die insgesamt im GWJ 19/20 und GWJ 20/21 aus der LTO-Kontrahierung entstandenen Leistungskosten sind in Tabelle 11 zusammengefasst. Die Einzelergebnisse für das GWJ 20/21 je Ausschreibungszeitraum und Bedarfsrichtung (SystemBuy/SystemSell) sowie Angaben zur Einsatzhäufigkeit der LTO-Produktvarianten einschließlich der abgerufenen Mengen und der dafür entstandenen Kosten folgen im Anschluss jeweils separat je Produktvariante. Ergänzende Auswertungen finden sich auch im Anhang. Zur besseren Vergleichbarkeit mit den Daten der Vorjahre enthält Tabelle 11 auch die Leistungspreise aus der Kontrahierung des SCB-Produkts, da dieses ab Mai 2020 die bisherigen Bedarfe für LTO Hourly in L-Gas Ost ersetzte.

	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
LTO RoD	14.454.579,84 €	1.297.966,95 €	15.270.837,44 €	1.387.731,90 €
LTO Hourly	13.315.938,95 €	6.380.493,61 €	9.475.262,55 €	4.300.383,88 €
Vreden/Winterswijk bzw. L-Gas Ost	3.047.822,95 €	1.488.314,30 €		
Elten/Zevenaar bzw. L-Gas West	10.268.116,00 €	4.892.179,31 €	9.475.262,55 €	4.300.383,88 €
SCB	1.603.561,80 €	1.744.118,50 €	3.730.429,60 €	5.062.233,95 €
L-Gas Ost	1.603.561,80 €	1.744.118,50 €	3.730.429,60 €	5.062.233,95 €
Gesamt	29.374.080,59 €	9.422.579,06 €	28.476.529,59 €	10.750.349,73 €

Tabelle 11: NCG – Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (LTO RoD, LTO Hourly und SCB)

Die insgesamt gezahlten Leistungspreise bewegen sich dabei in etwa auf dem Niveau des Vorjahres.

Ausschreibung von LTO RoD

Im Folgenden werden für die verschiedenen LTO-Ausschreibungszeiträume für die Produktvariante RoD die lokalen Regelenenergiebedarfe sowie die zugehörigen Ausschreibungsergebnisse aufgeführt.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h) ¹⁵	Leistungspreis (EUR) ¹⁶	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh) ¹⁷
Q4 2020	2.350	9.002	2.352	1.316.281	13,30
Jan. 2021	4.244	23.362	4.261	1.160.735	19,32
Feb. 2021	11.880	49.720	11.900	4.578.307	17,92
Mrz. 2021	11.880	49.510	11.900	5.109.863	17,81
Mrz. 2021 Sonder.	2.000	4.180	2.000	3.105.652	23,87
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 12: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung, Gesamt)

Bei den Ausschreibungszeiträumen für die SystemBuy-Bedarfe im GWJ 20/21 ist neben der Hauptausschreibung für den Monat März 2021 eine Sonderausschreibung mit eigenen Ergebnissen aufgeführt. Hintergrund hierzu waren die hohen Ausspeicherleistungen im L-Gas im Laufe des Januar 2021 und die zugehörige Entwicklung der Speicherstände, welche dazu führten, dass ein ergänzender LTO-Bedarf ermittelt wurde. Da die übliche Ausschreibung für die Liefermonate im ersten Quartal des Jahres 2021

¹⁵ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen.

¹⁶ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht. Seit Start des THE-Marktgebiets am 1. Oktober 2021 finden sich die entsprechenden Informationen im NCG-Archiv auf der THE-Webseite: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Archiv-NetConnect-Germany> (dort im Bereich „Regelenergie“).

¹⁷ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los zwecks Übersichtlichkeit verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht, siehe hierzu die Hinweise in Fußnote 16.

bereits durchgeführt worden war, wurde für diesen Bedarf im Nachgang eine ergänzende Ausschreibung durchgeführt.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	-	-	-	-	-
Q1 2021	-	-	-	-	-
Q2 2021	2.150	6.620	2.150	634.171	16,81
Q3 2021	2.360	8.395	2.360	753.561	27,01

Tabelle 13: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemSell (Zusammenfassung, Gesamt (= Zone HS¹⁸))

Einsatz von LTO RoD

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 20/21 ausschließlich im Rahmen von Testabrufen. Die abgerufenen Mengen und zugehörigen Kosten bzw. Erlöse sind im Folgenden tabellarisch dargestellt:

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Sep. 21	0	0,00	1.100	29.414,00

Tabelle 14: NCG – Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen

Überprüfung der Reduzierung von LTO RoD gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Die LTO in der Produktvariante RoD dienen als lokales Regelenergieprodukt zur langfristigen Absicherung von Gasmengen in den Regelenergiezonen. Der Umfang der auszuschreibenden Gasmengen basiert zum einen auf den ermittelten abzusichernden dynamischen Effekten in den jeweiligen Regelenergiezonen und zum anderen auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015 (siehe dazu Kapitel 3.4.4). Die insgesamt über LTO in der Produktvariante RoD abzusichernden Leistungen werden nach einer mit dem BMWi abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen. Insbesondere vor dem Hintergrund des im BMWi-Eckpunktepapier genannten Ziels der Stärkung des Regelenergiemarktes durch Ausweitung des Kontrahierungsvolumens langfristiger Regelenergieprodukte geht die THE GmbH ansonsten auch für die nächsten GWJ derzeit nicht von einer substantiellen Reduzierung des Kontrahierungsvolumens von LTO in der Produktvariante RoD aus.

¹⁸ Im GWJ 20/21 wurden LTO in der Produktvariante RoD für die Bedarfsrichtung SystemSell ausschließlich für die Regelenergiezone HS ausgeschrieben.

Ausschreibung und Einsatz von LTO Hourly

Im Folgenden werden für die einzelnen Ausschreibungszeiträume die stündlichen Regelenergiebedarfe für LTO in der Produktvariante Hourly sowie die Ausschreibungsergebnisse je Regelenergiezone aufgeführt.

Wie bereits eingangs erwähnt (siehe Teilkapitel „Produktbeschreibung“), dient die LTO-Produktvariante Hourly der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Seit Einführung des SCB-Produkts zum 1. Mai 2020 erfolgt die langfristige Absicherung der Strukturierungsbedarfe in der Regelenergiezone L-Gas Ost über das SCB-Produkt. Ausschreibungen für die LTO-Produktvariante Hourly wurden daher im GWJ 20/21 nur für die Regelenergiezone L-Gas West durchgeführt.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	2.800	9.100	2.800	3.780.963	13,26
Q1 2021	2.000	7.320	2.000	2.372.387	11,97
Q2 2021	2.000	6.000	2.000	1.808.223	16,67
Q3 2021	2.000	7.720	2.000	1.513.690	27,53

Tabelle 15: NCG – Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	2.800	10.150	2.800	1.836.982	11,37
Q1 2021	2.000	6.350	2.000	1.200.503	13,16
Q2 2021	2.000	7.180	2.000	632.345	17,24
Q3 2021	2.000	6.750	2.000	630.554	27,57

Tabelle 16: NCG – Kontrahierung LTO Hourly L-Gas West: SystemSell (Zusammenfassung)

Die Anzahl der Tage, an denen im GWJ 19/20 sowie im GWJ 20/21 kontrahierte LTO in der Produktvariante Hourly abgerufen wurden, ist der folgenden Tabelle 17 zu entnehmen. Abbildung 41 stellt die in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen über beide Regelenergiezonen im Vergleich für die GWJ 19/20 und 20/21 dar. Tabelle 18 stellt die im GWJ 20/21 in der Produktvariante Hourly jeweils monatlich abgerufenen Mengen dar. Für den Einsatz des SCB-Produkts siehe Kapitel 3.4.3.

MOL 4	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abrufstage	2	3	4	5

Tabelle 17: NCG – Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (LTO Hourly)

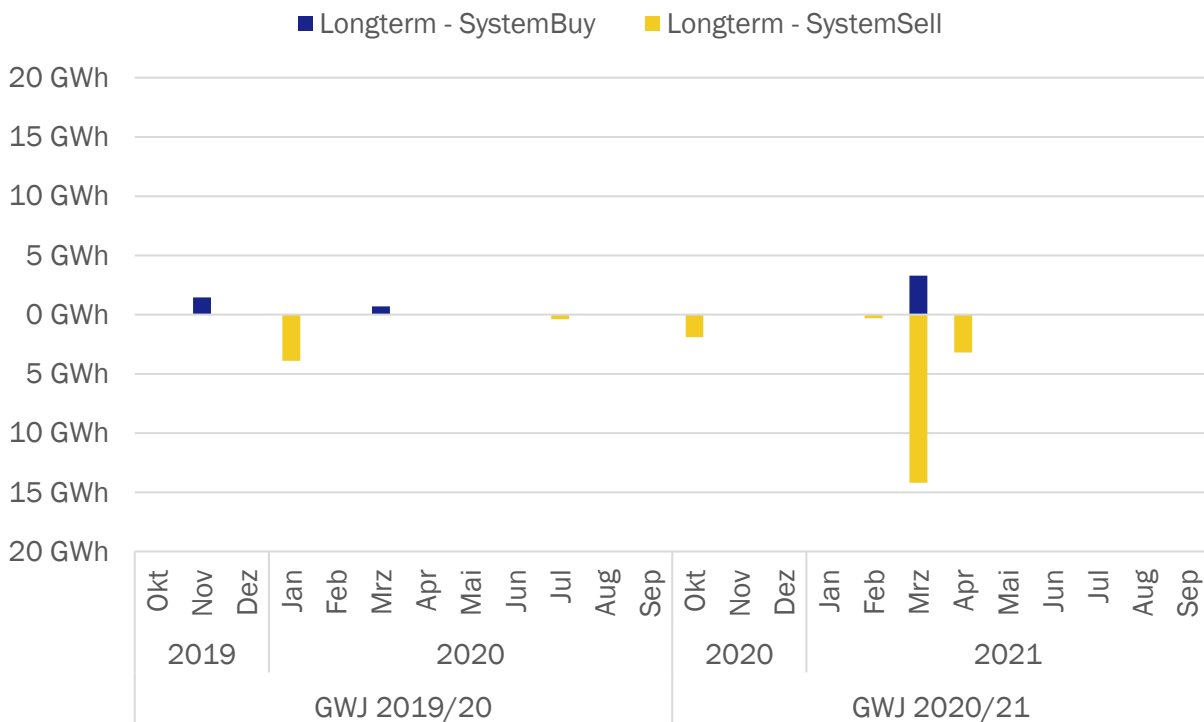


Abbildung 41: NCG – Einsatz externer Regelenergie – Abrufmengen LTO Hourly (beide Regelenergiezonen, Monatsbasis)

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 20	0	0,00	1.910	23.995,00
Nov. 20	0	0,00	0	0,00
Dez. 20	0	0,00	0	0,00
Jan. 21	0	0,00	0	0,00
Feb. 21	0	0,00	300	3.240,00
Mrz. 21	3.280	35.288,10	14.200	188.895,20
Apr. 21	0	0,00	3.210	56.822,00
Mai 21	0	0,00	0	0,00
Jun. 21	0	0,00	0	0,00
Jul. 21	0	0,00	0	0,00
Aug. 21	0	0,00	0	0,00
Sep. 21	0	0,00	0	0,00

Tabelle 18: NCG – LTO Hourly L-Gas West: Abgerufene Mengen

Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Bei Börsenausfällen oder bei fehlender Mengenverfügbarkeit der zu Strukturierungszwecken eingesetzten stündlichen Börsenprodukte an der EEX stellen Produkte im MOL-Rang 4 derzeit die einzige Absicherungsmöglichkeit dar. Das an der ICE Endex handelbare Spotmarktprodukt „NextHour“ mit Lieferort TTF

kann aufgrund kurzer Vorlaufzeiten unterhalb der (Re-)Nominierungsfristen an VIPs nicht zur Deckung der Strukturierungsbedarfe eingesetzt werden.

Ein Verzicht auf die Absicherung der Strukturierungsbedarfe über den MOL-Rang 4 wäre somit nur unter der Voraussetzung möglich, dass eine jederzeitige Mengenverfügbarkeit in den vorhandenen geeigneten stündlichen Börsenprodukten im MOL-Rang 2 in jedem Szenario gesichert ist. Vor dem Hintergrund der auch im GWJ 20/21 jedoch mindestens monatlich aufgetretenen Wartungsfenster (i. d. R. mindestens eine Stunde) bzw. der unregelmäßig hinzukommenden ungeplanten Börsenausfälle kann derzeit nicht auf diese zusätzliche Absicherung verzichtet werden.

Bezüglich der Höhe der über den MOL-Rang 4 abzusichernden Leistungen für Strukturierungsbedarfe im L-Gas-Netzbereich im bisherigen Marktgebiet NCG wird derzeit allgemein erwartet, dass diese im Zuge der voranschreitenden Marktraumumstellung kontinuierlich reduziert werden können.

Die Höhe der konkret über das Produkt LTO Hourly ausgeschriebenen Strukturierungsbedarfe hat sich davon unabhängig mit Einführung des neuen SCB-Produkts reduziert, da die bisher über LTO Hourly abgesicherten Bedarfe in der Regelenergiezone L-Gas Ost seitdem primär über das SCB-Produkt abgesichert werden (siehe dazu Kapitel 3.4.3).

Durchführung von LTO-Testabrufen

Der MGV ist berechtigt, für die kontrahierten LTO in den Produktvarianten RoD und Hourly im MOL-Rang 4 Testabrufe gemäß Ziffer 9.4 der Produktbeschreibung „Long Term Options“ durchzuführen. Im Rahmen der LTO-Testabrufe wird die Einhaltung der vertraglichen kommunikationsbezogenen und physischen Erfüllungspflichten durch die Regelenergieanbieter überprüft, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sowie eine vertragsgemäße Regelenergiebeschaffung sicherzustellen.

Die Auswahl von Regelenergieanbietern für LTO-Testabrufe erfolgt anhand diskriminierungsfreier Kriterien. Ein Testabruf kann insbesondere dann vorgenommen werden, wenn der letzte LTO-Abruf gegenüber einem Regelenergieanbieter geraume Zeit zurückliegt oder aber objektive Anhaltspunkte darauf hindeuten, dass die geschuldete Pflichterfüllung im Abruffall nicht ordnungsgemäß erbracht werden könnte. Die Testabrufe werden im Vorfeld nicht gegenüber den betreffenden Regelenergieanbietern angekündigt, sondern ex-post als Abweichung von der MOL auf der Webseite veröffentlicht. Zudem erfolgen Testabrufe ausschließlich in realen Regelenergiebedarfssituationen entsprechend der Bedarfsrichtung.

Im GWJ 20/21 wurden drei LTO-Testabrufe durchgeführt. In einem Fall wurde ein Teilverstoß festgestellt; von diesem Teilverstoß abgesehen, wurden alle Abrufe ordnungsgemäß erfüllt.

3.4.2. Short Term Balancing Services

Produktbeschreibung

Beim Regelenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ (STB) handelt es sich um ein kurzfristiges, nicht-standardisiertes Regelenergieprodukt, das ebenfalls im MOL-Rang 4 geführt wird.

Das STB-Produkt beinhaltet die Bereitstellung bzw. Übernahme von Gasmengen als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages, d. h. für einen Zeitraum von

mindestens einer Stunde bis maximal 24 Stunden pro Gastag¹⁹. Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen von präqualifizierten Regelenergieanbietern angeboten werden. Die Regelenergieanbieter werden über die kurzfristige Ausschreibung des Regelenergieproduktes STB durch den MGV informiert.

Regelenergieanbieter können über das STB-Produkt auch aktuelle Flexibilitäten des Verbrauchs von industriellen Endverbrauchern anbieten, die sie aufgrund der fest vorgegebenen Produktparameter des LTO-Produktes (insbesondere der Vorlaufzeit von 3 Stunden ab Abruf) nicht über dieses gesichert anbieten können. Wie beim Regelenergieprodukt LTO können für das STB-Produkt auch andere Flexibilitätsquellen wie z. B. Speicher oder GÜPs/VIPs für eine Angebotsstellung genutzt werden. Es ist Regelenergieanbietern darüber hinaus möglich, verschiedene Flexibilitätsquellen zu „poolen“, um die Anforderungen zu erfüllen.

Die wichtigsten Produktparameter sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

STB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Rest of the Day (RoD)
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	Mind. 10 MWh/h je Los (danach ganzzahlig bis max. 1.000 MWh/h)
Übergabeort	Alle Punkte (GÜP, MÜP, Speicher, RLM) innerhalb der ausgeschriebenen Regelenergie(teil-)zone: H-Gas Nord, H-Gas Mitte, H-Gas Süd, L-Gas West, L-Gas Ost
Preis	Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	Kurzfristig im jeweils ausgeschriebenen Zeitraum
Abrufkriterium	Bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung bzw. bei technischer Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge
Vorlaufzeit	Flexibel vom Anbieter wählbar (1 bis 23 Stunden)

Tabelle 19: NCG – Produktparameter STB

Ausschreibung und Einsatz

Das Regelenergieprodukt STB kommt grundsätzlich nur im Falle eines kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpasses oder bei einer technischen Nicht-Verfügbarkeit der höheren MOL-Ränge zum Einsatz und auch dann nur, wenn es unter dem Aspekt der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig und zeitkritisch ist. Im GWJ 20/21 wurde im Marktgebiet NCG keine Ausschreibung für das STB-Produkt durchgeführt.

¹⁹ An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

3.4.3. Short Call Balancing Services

Produktbeschreibung

Beim Regelenenergieprodukt „Short Call Balancing Services“ (SCB) handelt es sich um eine Flexibilitätsdienstleistung mit besonders kurzer Vorlaufzeit im Einsatzfall, die im MOL-Rang 4 zu Strukturierungszwecken kontrahiert wird.

Die über das SCB-Produkt zu deckenden Bedarfe werden jeweils monatsweise in der Regelenenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen können präqualifizierte Regelenenergieanbieter, welche die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenenergiezone L-Gas Ost bereitstellen können. Im Bedarfsfall erfolgt der Abruf mit einer Vorlaufzeit von maximal 60 Minuten in direkter Abstimmung zwischen dem MGV bzw. ggf. dem beteiligten Netzbetreiber und dem Speicherbetreiber bzw. Industriekunden.

Die Vertragskonstellation bei Leistungsvorhaltung an Speicherpunkten ist in der folgenden Abbildung dargestellt:

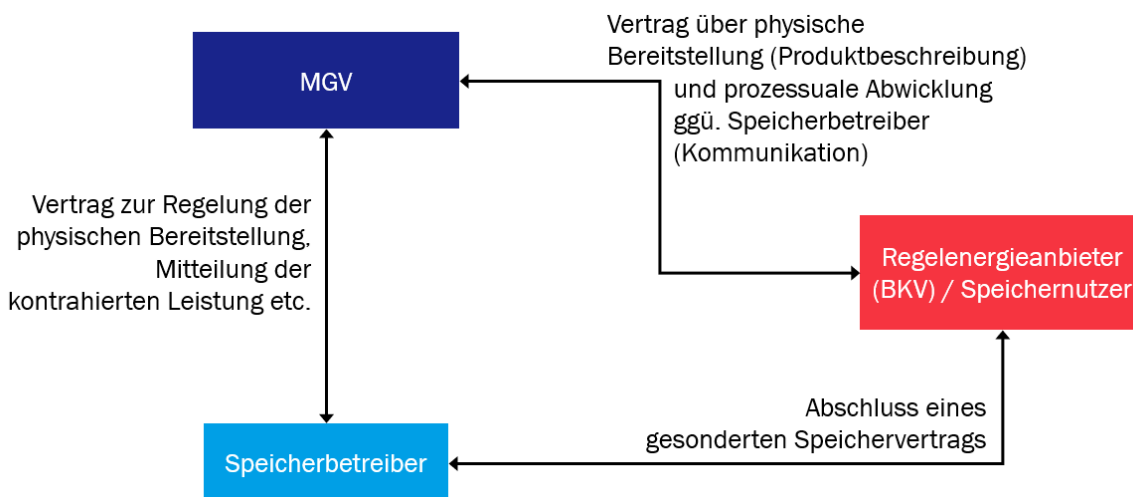


Abbildung 42: NCG – Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

Die aktuellen Produktspezifikationen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

SCB-Parameter	Ausprägung
Produktvariante	Hourly
Produktkategorie	Local
Angebotsleistung	10 MWh/h je Los
Übergabeort	An Speicherpunkten (Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenergiezone L-Gas Ost
Preis	Leistungspreis für Vorhaltung und Arbeitspreis bei Abruf
Leistungsbereitstellung	Max. 4 Abrufe je Los je Gastag des Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	Max. 60 Minuten
Abruf	In direkter Abstimmung zwischen MGV bzw. ggf. Netzbetreiber und Speicherbetreiber bzw. Industriekunde (kein Nominierungsprozess), ggf. unter Berücksichtigung einer definierten Mindestabrufleistung
Abrufkriterium	Strukturierungsbedarf mit Vorlaufzeit < 3 Stunden

Tabelle 20: NCG – Produktparameter SCB

Ausschreibung und Einsatz

Die aus den monatlichen Ausschreibungen für das SCB-Produkt resultierenden Leistungskosten und Arbeitspreise sind den folgenden Tabellen je Abrufrichtung zu entnehmen.

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ²⁰ (EUR)	Ø Arbeitspreis ²¹ (EUR/MWh)
Okt. 2020	1.000	4.120	1.000	271.693	11,27
Nov. 2020	1.000	4.120	1.000	213.609	15,35
Dez. 2020	1.000	4.340	1.000	200.488	15,11
Jan. 2021	1.500	5.270	1.500	284.887	15,78
Feb. 2021	1.500	4.350	1.500	566.039	23,13
Mrz. 2021	1.500	1.760	1.500	751.108	25,79
Apr. 2021	1.500	6.330	1.500	307.278	18,58
Mai 2021	1.500	5.600	1.500	230.614	20,11
Jun. 2021	1.500	5.300	1.500	208.485	24,36
Jul. 2021	1.500	4.940	1.500	219.808	28,47
Aug. 2021	1.500	4.120	1.500	256.389	36,50
Sep. 2021	1.500	4.110	1.500	220.033	42,48

Tabelle 21: NCG – Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

²⁰ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht. Seit Start des THE-Marktgebiets am 1. Oktober 2021 finden sich die entsprechenden Informationen im NCG-Archiv auf der THE-Webseite: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Archiv-NetConnect-Germany> (dort im Bereich „Regelenergie“).

²¹ Aufgrund der Vielzahl der Angebote mit jeweils unterschiedlichen Arbeitspreisen wurde zwecks Übersichtlichkeit auf eine Darstellung der einzelnen Arbeitspreise je Los verzichtet. Die kontrahierten losscharfen Arbeitspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht; siehe hierzu die Hinweise in Fußnote 20.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt. 2020	1.000	2.650	1.000	280.890 €	10,12 €
Nov. 2020	1.000	2.650	1.000	229.934 €	13,02 €
Dez. 2020	1.000	2.660	1.000	363.155 €	13,62 €
Jan. 2021	1.500	2.210	1.500	553.902 €	13,54 €
Feb. 2021	1.500	2.230	1.500	451.328 €	17,74 €
Mrz. 2021	1.500	1.520	1.500	679.188 €	16,93 €
Apr. 2021	1.500	3.170	1.500	396.421 €	15,88 €
Mai 2021	1.500	3.230	1.500	391.036 €	19,39 €
Jun. 2021	1.500	3.260	1.500	388.724 €	23,77 €
Jul. 2021	1.500	2.660	1.500	467.766 €	27,48 €
Aug. 2021	1.500	2.600	1.500	401.584 €	33,75 €
Sep. 2021	1.500	2.110	1.500	458.307 €	42,44 €

Tabelle 22: NCG – Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Wie an den Tabellen erkennbar ist, ergaben sich zwischen den einzelnen Ausschreibungsmonaten bei den Leistungspreisen durchaus Preisunterschiede, allerdings lässt sich insgesamt eine gewisse Stabilisierung auf einem gegenüber dem Vorjahr leicht gesunkenen Preisniveau erkennen (zum Vorjahr siehe Kapitel 5.3 im Regelenergiebericht für das GWJ 19/20). Die im März 2021 erkennbaren Effekte sowohl bei den Preisen als auch bei den angebotenen Leistungen dürften im Zusammenhang mit der für diesen Monat stattfindenden LTO-Sonderausschreibung stehen, bei der ebenfalls im L-Gas Leistungen insbesondere an Speichern kontrahiert wurden.

Die Anzahl der Tage, an denen das SCB-Produkt im GWJ 19/20 sowie im GWJ 20/21 abgerufen wurde, ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

MOL 4	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	SystemBuy	SystemSell	SystemBuy	SystemSell
Abruftage	7	4	17	0

Tabelle 23: NCG – Anzahl Tage mit MOL-4-Einsatz (SCB)

Die höhere Anzahl der Einsatztage in Kaufrichtung im GWJ 20/21 liegt insbesondere daran, dass die Zahlen für das GWJ 19/20 nur den Zeitraum ab Mai enthalten, dem Monat der Einführung des SCB-Produkts. Ein Einsatz in Verkaufsrichtung war im GWJ 20/21 nicht nötig.

Die im Rahmen der SCB-Abrufe eingesetzten Mengen je Monat sind im Einzelnen für das GWJ 20/21 in Tabelle 24 sowie im Jahresvergleich in Abbildung 43 dargestellt.

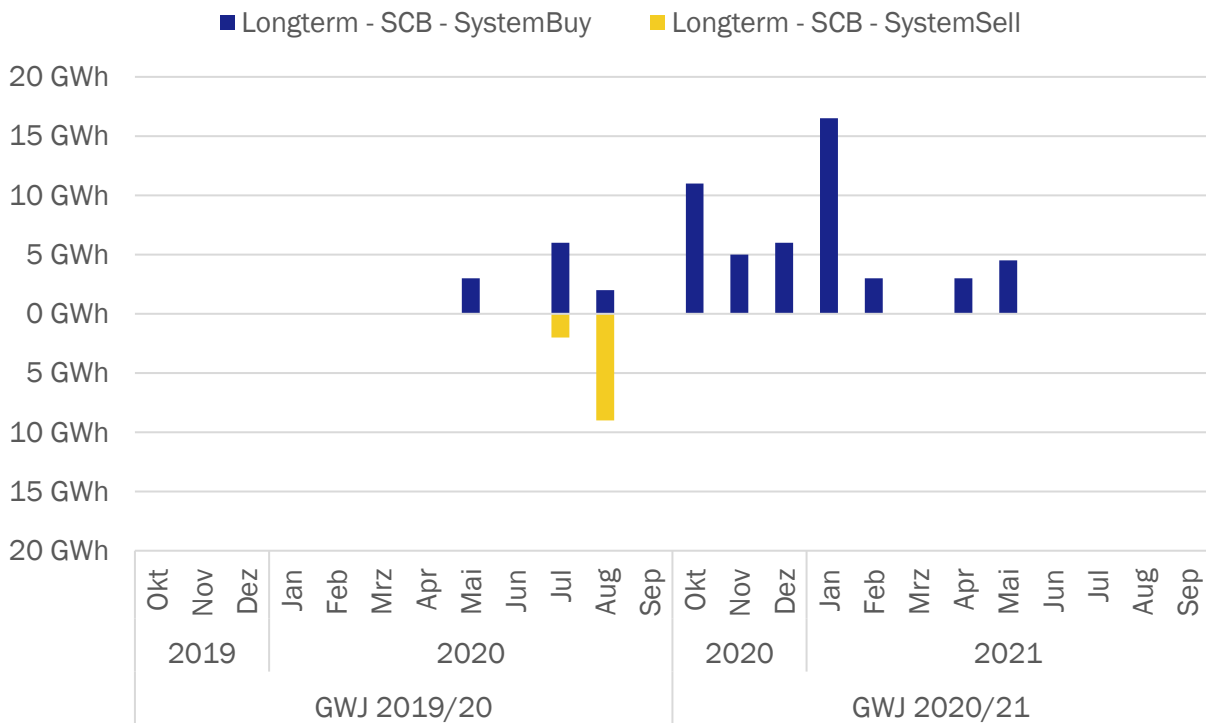


Abbildung 43: NCG – Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2020	11.000	123.981,00	0	0,00
Nov. 2020	5.000	76.756,00	0	0,00
Dez. 2020	6.000	90.649,20	0	0,00
Jan. 2021	16.500	248.925,70	0	0,00
Feb. 2021	3.000	64.575,00	0	0,00
Mrz. 2021	0	0,00	0	0,00
Apr. 2021	3.000	55.735,60	0	0,00
Mai 2021	4.500	90.511,50	0	0,00
Jun. 2021	0	0,00	0	0,00
Jul. 2021	0	0,00	0	0,00
Aug. 2021	0	0,00	0	0,00
Sep. 2021	0	0,00	0	0,00

Tabelle 24: NCG – Einsatz SCB: Abgerufene Mengen

Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Die externen Regelenergiebedarfe im L-Gas-Netzbereich des Marktgebiets NCG sind nur begrenzt mit der für die bisherigen Regelenergieprodukte geltenden Vorlaufzeit von drei Stunden prognostizierbar. Kurzfristige Strukturierungsbedarfe, die eine geringere Vorlaufzeit erfordern, wurden in der Vergangenheit größtenteils über den Leitungsinhalt des L-Gas-Netzes sowie im Rahmen der Abstimmung der Netzfahrweise über bilaterale Vereinbarungen der deutschen FNB mit der GTS abgedeckt. Der Leitungspuffer im L-Gas-Netzbereich ist jedoch nicht immer ausreichend, um solche Strukturierungsbedarfe zu decken und auch im Rahmen der bilateralen Abstimmung können die Strukturierungsbedarfe nur nach Können und Vermögen berücksichtigt werden. Um auch vor dem Hintergrund der Marktraumumstellung eine Deckung dieser kurzfristigen Regelenergiebedarfe gewährleisten zu können, wurde das SCB-Produkt im Mai 2020 eingeführt. Bereits im GWJ 19/20 wurde das Produkt regelmäßig eingesetzt, so auch weiterhin im GWJ 20/21. Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Marktraumumstellung wird derzeit auch weiterhin ein Bedarf für das Produkt gesehen. Die Ausschreibungsbedarfe wurden im GWJ 20/21 aufgrund der guten Erfahrungen mit dem Produkt in der Praxis sogar noch etwas erhöht, wobei gleichzeitig die Bedarfe für die LTO-Produktvariante Hourly reduziert wurden, um eine doppelte Leistungsvorhaltung für Strukturierungsbedarfe zu vermeiden. Inwiefern sich aufgrund der Marktgebietszusammenlegung zum THE-Marktgebiet ab dem 1. Oktober 2021 bezüglich dieser Beurteilung Änderungen ergeben, kann derzeit noch nicht belastbar eingeschätzt werden, hier bleiben die ersten praktischen Erfahrungen im neuen Marktgebiet abzuwarten.

3.4.4. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWi

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMWi am 16. Dezember 2015 ein Eckpunktepapier veröffentlicht, welches die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch die MGV zur Stärkung des Regelenergiemarktes vorsieht. Bei diesen Maßnahmen handelte es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenergieproduktes LTO sowie zum anderen um die Einführung eines langfristigen Regelenergieproduktes DSM. Das eigenständige DSM-Produkt (siehe dazu ausführlich Kapitel 5.4 f. des Regelenergieberichts für das GWJ 16/17 sowie Kapitel 5.1 des Regelenergieberichts für das GWJ 17/18) wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Die Umsetzung des BMWi-Eckpunktepapiers erfolgt seit diesem Zeitpunkt ausschließlich über das LTO-Produkt (Produktvariante RoD).

Wie in den Vorjahren erfolgten die zur Umsetzung des BMWi-Eckpunktepapiers vorgenommenen Ausschreibungen in Abstimmung mit dem BMWi und der BNetzA. Die insgesamt abzusichernde Ausschreibeleistung wurde dabei gemäß der mit dem BMWi und der BNetzA vereinbarten Bedarfsermittlungslogik berechnet. Auf diese Gesamtleistungen war jeweils der Bedarf zur Absicherung gegen dynamische Effekte anzurechnen; die Aufteilung auf die Regelenergiezonen erfolgte jeweils durch die FNB des Marktgebietes.

Im GWJ 20/21 waren zusätzliche Bedarfe nach dem BMWi-Eckpunktepapier nur in den Monaten Januar bis März 2021 zu berücksichtigen. Die Ausschreibungsergebnisse sind in Kapitel 3.4.1 dargestellt.

3.5. Lokale Regelenergieprodukte

Lokale Regelenergieprodukte dienen der Deckung von externen Regelenergiebedarfen in Regelenergiezonen. Handelsteilnehmer bzw. Anbieter von lokalen Regelenergieprodukten sind verpflichtet, einen physischen Effekt in der jeweiligen Regelenergiezone zu bewirken. Bei den zur Strukturierung eingesetzten lokalen Regelenergieprodukten erfolgt die Lieferung exakt in der gehandelten Lieferstunde (Hourly). Bei den sonstigen lokalen Produkten ist eine Lieferung auf RoD- oder DA-Basis möglich.

Der Einsatz von Hourly-Regelenergieprodukten zur untertägigen Strukturierung der Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost wird in Kapitel 3.2.1 dargestellt. Die über den MOL-Rang 4 (LTO und SCB) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 3.4.1 bzw. 3.4.3 dargestellt.

Im GWJ 20/21 wurden im Marktgebiet NCG im MOL-Rang 2 keine lokalen Regelenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode eingesetzt. Im MOL-Rang 4 erfolgten Abrufe ausschließlich zu Testzwecken.

3.6. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen

Im Folgenden wird die Methodik der Kostenallokation auf die Bilanzierungsumlagekonten im Rahmen der Regelenergiebeschaffung beschrieben und die gemäß GaBi Gas 2.0 vorgeschriebene jährliche Überprüfung des angewendeten Verfahrens zur Ermittlung des Jahresverteilungsschlüssels vorgenommen.

Ist eine Verteilung von Regelenergiekosten aufgrund von Netzkonten- oder Bilanzkreisschiefständen auf die Umlagekonten verursachungsgerecht möglich, erfolgt eine Anwendung des sog. Tagesschlüssels. Jahresverteilungsschlüssel werden angewendet, wenn eine Zuordnung von Kosten (z. B. für LTO-Leistungspreise) nicht eindeutig verursachungsgerecht möglich ist. Grundsätzlich wird der Jahresverteilungsschlüssel als Mittelwert der Tagesschlüssel im relevanten Gaswirtschaftsjahr gebildet. Dabei kann der Mittelwert als arithmetisches Mittel oder als Mengengewicht gebildet werden.

Im Marktgebiet NCG wird das arithmetische Mittel aus nachfolgenden Gründen angewandt: Die Anwendung des arithmetischen Mittels ist sachgerecht, da die täglich beschafften Regelenergiemengen nicht unmittelbar mit den Kosten und Erlösen zusammenhängen, die anhand des Jahresverteilungsschlüssels auf die Umlagekonten zugeordnet werden. Im Unterschied zum arithmetischen Mittel ist die Anwendung des mengengewichteten Mittels mit einer erhöhten Komplexität verbunden, ohne hierbei die Verursachungsgerechtigkeit zu erhöhen.

In der nachfolgenden Tabelle werden die sich aus beiden Berechnungsansätzen für das GWJ 20/21²² ergebenden Netto-Kosten je Bilanzierungsumlagekonto gegenübergestellt:

Konto	Jahresschlüssel, arithmetisches Mittel (RLM/SLP 42 %/58 %)	Jahresschlüssel, mengengewichtetes Mittel (RLM/SLP 39 %/61 %)
RLM-Bilanzierungsumlagekonto	+33,1 Mio. EUR	+34,1 Mio. EUR

²² Für die Monate 08/2021 und 09/2021 können nur vorläufige Allokationsdaten aus den Bilanzkreisen für die Berechnung herangezogen werden.

SLP-Bilanzierungsumlagekonto	-99,6 Mio. EUR	-100,5 Mio. EUR
-------------------------------------	----------------	-----------------

Tabelle 25: NCG – Auswirkung der Jahresschlüsselbildung auf die Bilanzierungsumlagekonten

3.7. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

In der folgenden Übersicht (Tabelle 26) werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Periode ab 1. Oktober 2020 bis einschließlich 30. September 2021 dargestellt. Die Entgelte und Umlagen für das neue gemeinsame Marktgebiet THE sind in Kapitel 4 aufgeführt.

Entgelte/Umlagen	Ab 1.Oktober 2020
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,45 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0,10 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh

Tabelle 26: NCG – Aktuelle Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweils aktuellen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage²³ bzw. zu den Bilanzierungsumlagen²⁴ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen finden Sie ab S. 3 des entsprechenden Berechnungsgrundlage-Dokuments.

3.8. Fazit

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelenergiebeschaffung auch im GWJ 20/21 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der Gasbörse EEX. Die dabei erzielten Preise entsprechen in aller Regel dem üblichen Marktpreisniveau. Der allgemeinen Preisentwicklung im Markt folgend, stiegen im GWJ 20/21 auch die Kosten für die börsliche Regelenergiebeschaffung wieder gegenüber dem Vorjahr an. Bei den beschafften Mengen zeichnete sich das GWJ 20/21 im Wesentlichen dadurch aus, dass die insgesamt beschafften Mengen sich nahezu verdoppelten. Dies hatte seinen Hintergrund in den ungewöhnlich hohen Konvertierungsmengen im GWJ. Bei den RoD-/DA-Bedarfen resultierten die hohen Verkäufe auch über den Jahresverlauf in einer Netto-Verkaufsposition, was sich in entsprechend halbierten Netto-Kosten niederschlug. Bei den stündlichen Strukturierungsbedarfen führten u. a. die steigenden Preise wiederum zu einem starken Anstieg der Kosten bei fast identischen Gesamtjahresmengen im Einsatz.

²³ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV. Seit Start des THE-Marktgebiets am 1. Oktober 2021 finden sich die entsprechenden Informationen im NCG-Archiv auf der THE-Webseite: <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Archiv-NetConnect-Germany> (dort im Bereich „Preise, Entgelte und Umlagen“).

²⁴ Siehe Fußnote 23.

Außerhalb des operativen Regelenergiegeschäfts wurde auch das GWJ 20/21 sehr stark von den Arbeiten rund um die anstehende Marktgebietzusammenlegung geprägt. Ein Überblick zum THE-Marktgebiet folgt im nächsten Kapitel.

4. Regelenergie im gemeinsamen Marktgebiet THE

Start des Marktgebiets

Mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 wurden die bisherigen Marktgebiete GASPOOL und NCG zum neuen Marktgebiet THE zusammengelegt. Der Start des neuen Marktgebiets war insgesamt ein Erfolg, die Umstellung der MGV-Systeme und Dispatching-Zentralen konnte trotz der komplexen Systemlandschaft erfolgreich durchgeführt werden. Bei der Börsenanbindung zur externen Regelenergiebeschaffung kam es zunächst auf Seiten der EEX zu technischen Schwierigkeiten an der Schnittstelle zwischen dem MGV und der Börse, weswegen zu Beginn eine Beschaffung über die EEX-Orderbücher nicht möglich war. Während dieses Zeitraums erfolgten Regelenergieabrufe über den MOL-Rang 4. Dabei wurden sowohl LTO in der Produktvariante RoD und Hourly als auch das STB-Produkt eingesetzt. Die technischen Schwierigkeiten bei der Börsenanbindung waren nach etwa zwei Stunden behoben. Seitdem erfolgt die externe Regelenergiebeschaffung wieder reibungslos über die Börse; bis zum Redaktionsschluss des vorliegenden Berichts wurde kein weiterer LTO- oder STB-Abruf nötig.

Die Mengenentwicklung des externen Regelenergieeinsatzes im Oktober und November 2021 entsprach in etwa einem Durchschnittsjahr. Bei der Entwicklung der Kosten bietet sich allerdings ein anderes Bild: Bereits gegen Ende des GWJ 20/21 waren die Großhandelspreise – und damit einhergehend auch die Preise im Regelenergiemarkt – stark angestiegen (siehe hierzu auch die Ausführungen in Kapitel 2.2.1 und 3.2.1). Diese Entwicklung setzte sich auch über den Start des neuen Marktgebiets hinaus weiter fort, so dass der THE GmbH für externe Regelenergie im Oktober und November Gesamtkosten von netto ca. 400 Mio. EUR entstanden. THE geht vor diesem Hintergrund auch in den nächsten Monaten von deutlich erhöhten Kosten im Zusammenhang mit der Regelenergiebeschaffung aus.

Ausführliche Angaben und Auswertungen zum Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE folgen im nächsten Regelenergiebericht, welcher nach Abschluss des GWJ 21/22 veröffentlicht wird. Die folgenden Informationen sollen den Marktteilnehmern einen Überblick über die wesentlichen Rahmenbedingungen für den Bereich Regelenergie bieten.

Gebiete und Zonen im Marktgebiet

Das THE-Marktgebiet ist in die folgenden Gebiete und Zonen unterteilt:

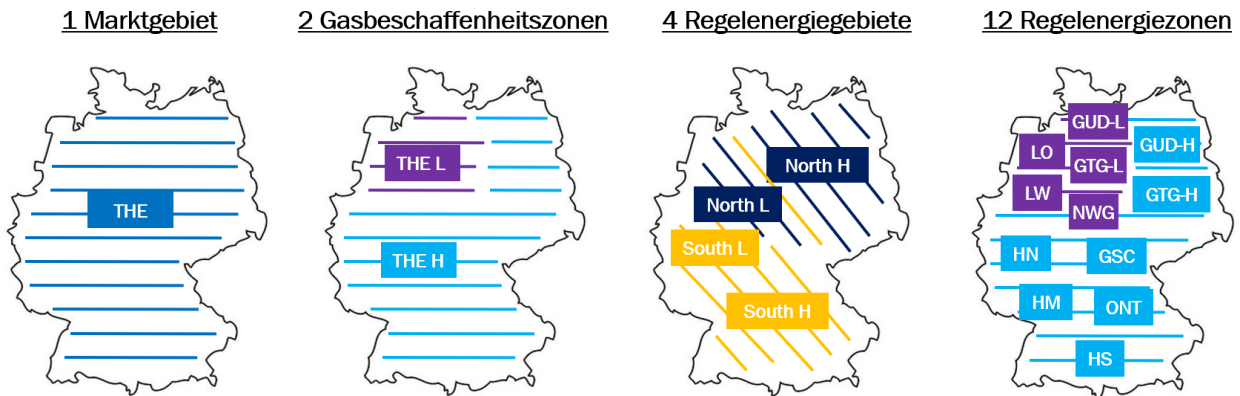


Abbildung 44: THE – Gebiete und Zonen im Marktgebiet

Neu im Vergleich zu den bisherigen Marktgebieten GASPOOL und NCG ist dabei die Unterteilung des Marktgebietes in sogenannte Regelenergiegebiete unterhalb der Ebene der Gasbeschaffheitszonen H-Gas und L-Gas. Der Zuschnitt der einzelnen Gebiete und Zonen ergibt sich aus der THE-Punktliste, welche auf der THE-Webseite im Download-Center veröffentlicht ist.

Produktportfolio

Zur Regelenergiebeschäftigung werden im Marktgebiet THE die folgenden Produkte eingesetzt:

		Merit-Order (Beschaffungsrangfolge)			
		1	2	3	4
Title Market Transactions	eex WD, DA, SA, SU, BH ICE ENDEX	Global	EEX THE	Quality EEX THE H, EEX THE L, EEX TTF, ICE TTF	
		Hour	EEX THE	EEX THE L Local EEX TTF	
	Locational Market Transactions	eex WD, DA, SA, SU, BH Hour		Local EEX THE North H/North H Cluster EEX THE South H/South H Cluster EEX THE North L/South L	
			Local EEX THE L West/East		
Balancing Services	RoD (LTO/STB) Hour (LTO) Hour (SCB) FLEX			Local Kontrahierung bedarfsabhängig für Regelenergie(teil-)zonen 7 Zonen H-Gas: GSC, GTG-H, GUD-H, HM, HN, HS, ONT 5 Zonen L-Gas: GTG-L, GUD-L, LO, LW, NWG	

Abbildung 45: THE – Übersicht Produktportfolio Regelenergie

In den MOL-Rängen 1 und 2 erfolgt wie bisher auch ein direkter Handel an der Börse durch den MGV. Dabei besteht die Genehmigung zur Nutzung des TTF für die Beschaffung von Regelenergie im benachbarten Marktgebiet fort. Alle Informationen zu den erfolgten Regelenergieeinsätzen werden auf der THE-Webseite veröffentlicht.

Für die Produkte im MOL-Rang 4 werden Ausschreibungen über das Balancing Services Portal der THE GmbH durchgeführt, an denen alle präqualifizierten Anbieter teilnehmen können. Alle langfristigen Ausschreibungen werden stets auf der THE-Webseite angekündigt und die Ausschreibungsergebnisse dort auch veröffentlicht. Die Präqualifikationsregeln, Produktbeschreibungen und sonstigen Vertragsunterlagen finden sich ebenfalls auf der THE-Webseite im Download-Center.

Zu den lokalen Börsenprodukten im H-Gas im MOL-Rang 2 ist anzumerken, dass sich gegenüber dem Stand des letztjährigen Regelenergieberichts Änderungen ergeben haben: Mit der Verschiebung der Einführung der THE-VIPs an den Grenzen zu den Niederlanden (TTF-THE-H) und zu Belgien (THE-ZTP) im H-Gas entfällt vorerst die Notwendigkeit für die neuen VIP-Orderbücher im Rahmen des Einsatzes marktbasierter Instrumente (MBI) bzw. von externer Regelenergie, daher wurden diese zum 1. Oktober 2021 noch nicht eingeführt.

Auch das ursprünglich zur Strukturierung geplante Stundenprodukt „North L (Hour)“ wurde zunächst nicht eingeführt. Sollten sich diesbezüglich Änderungen ergeben, wird die THE GmbH die Marktteilnehmer rechtzeitig informieren.

Entgelte und Umlagen

Ab dem 1. Oktober 2021 werden im Marktgebiet THE die folgenden Entgelte und Umlagen erhoben:

SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh
Kovertierungsumlage	0 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt H->L	0,45 EUR/MWh
VHP-Entgelt	0,001 EUR/MWh

Anhang zum Regelenenergiebericht für das Marktgebiet GASPOOL

Übersicht zu Mengen und Kosten des externen Regelenenergieeinsatzes

	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	1.120.696,10	1.003.279,80	636.096,25	2.327.072,77
MOL 2	68.271.550,70	37.396.984,60	265.620.840,22	271.377.922,66
MOL 4	93.712,73	0,00	308.688,65	0,00
Gesamt	69.485.959,50	38.400.264,40	266.565.625,12	273.704.995,43

Tabelle 27: GASPOOL – Kosten und Erlöse nach MOL-Rang in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

		GWJ 19/20		GWJ 20/21	
		Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)	Kosten (System Buy, Entry)	Erlöse (System Sell, Exit)
MOL 1	Day Ahead	463.466,55	262.462,80	191.734,80	484.258,20
	Rest of Day	657.229,50	740.816,98	444.361,45	1.842.814,57
MOL 2	Day Ahead	34.324.179,10	7.337.565,90	229.863.464,40	86.010.052,80
	Rest of Day	33.947.371,62	30.059.418,70	35.757.375,82	185.367.869,86
MOL 4	Day Ahead	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rest of Day	92.997,00	0,00	262.103,40	0,00
	AP Flexibility	715,73	0,00	46.585,25	0,00

Tabelle 28: GASPOOL – Kosten und Erlöse nach MOL-Rang und Fristigkeit in Euro, ohne Kosten für Leistungspreise

	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	System Buy	System Sell	System Buy	System Sell
Leistungspreise				
Flexibility Services	35.534.630,00	0,00	30.582.523	0,00
Leistungspreise LTO - Umsetzung				
Eckpunktepapier	11.998.806,00	0,00	15.317.070,60	0,00

Tabelle 29: GASPOOL – Leistungspreiskosten aus Ausschreibungen in MOL-Rang 4 in Euro

GWJ 19/20		GWJ 20/21	
Flex Parken	Flex Leihen	Flex Parken	Flex Leihen
3	31	49	17

Tabelle 30: GASPOOL – Anzahl der Einsatztage in MOL-Rang 4

	GWJ 19/20		GWJ 20/21	
	System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	98.499	158.378	32.440	98.102
MOL 2	5.386.743	6.104.183	10.666.160	12.030.827
MOL 4	61.730	0	116.350	0
Gesamt [MWh]	5.546.972	6.262.561	10.814.950	12.128.929

Tabelle 31: GASPOOL – Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang in MWh

		GWJ 19/20		GWJ 20/21	
		System Buy, Entry	System Sell, Exit	System Buy, Entry	System Sell, Exit
MOL 1	Day Ahead	43.050	42.192	12.600	16.440
	Rest of Day	55.449	116.186	19.840	81.662
MOL 2	Day Ahead	2.681.180	1.264.562	9.106.367	3.530.064
	Rest of Day	2.705.563	4.839.621	1.559.793	8.500.763
MOL 4	Day Ahead	0	0	0	0
	Rest of Day	3.930	0	10.920	0
	Flex (Summe aus Parken und Leihen)	57.800	0	105.430	0

Tabelle 32: GASPOOL – Beschäftigte Mengen nach MOL-Rang und Fristigkeit in MWh

Anhang zum Regelenenergiebericht für das Marktgebiet NCG

Ausschreibungsergebnisse LTO RoD je Regelenenergiezone

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	2.350	9.002	2.352	1.316.281	13,30
Jan. 2021	2.841	13.601	2.841	760.723	21,74
Feb. 2021	6.274	25.860	6.280	2.412.463	19,58
Mrz. 2021	6.274	26.380	6.280	2.660.106	19,52
Mrz. 2021 Sonder.	-	-	-	-	-
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 33: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	-	-	-	-	-
Jan. 2021	404	4.548	410	53.680	14,37
Feb. 2021	1.615	10.480	1.620	309.095	16,53
Mrz. 2021	1.615	9.780	1.620	348.156	17,30
Mrz. 2021 Son- der.	-	-	-	-	-
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 34: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungs- preis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	-	-	-	-	-
Jan. 2021	404	2.228	410	207.387	14,73
Feb. 2021	1.615	6.510	1.620	764.882	16,25
Mrz. 2021	1.615	6.690	1.620	837.931	15,12
Mrz. 2021 Sonder.	-	-	-	-	-
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 35: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ²⁵ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	-	-	-	-	-
Jan. 2021	595	2.955	600	138.945	14,37
Feb. 2021	2.376	6.840	2.380	1.091.867	15,64
Mrz. 2021	2.376	6.630	2.380	1.263.670	15,47
Mrz. 2021 Son- der.	2.000	4.140	1.980	3.091.653	23,87
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 36: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: LO)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf ²⁶ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2020	-	-	-	-	-
Jan. 2021	595	30	-	-	-
Feb. 2021	2.376	30	-	-	-
Mrz. 2021	2.376	30	-	-	-
Mrz. 2021 Son- der.	2.000	40	20	13.999	23,83
Q2 2021	-	-	-	-	-
Q3 2021	-	-	-	-	-

Tabelle 37: NCG – Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: LW)

²⁵ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

²⁶ Der Regelenergiebedarf für die Bereitstellung von L-Gasmengen wurde gemeinsam für die Regelenergiezonen L-Gas West und L-Gas Ost ausgeschrieben.

Trading Hub Europe GmbH

Kaiserswerther Straße 115

40880 Ratingen

market-development

@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 - 404

F +49 (0) 2102 597 96 - 418

www.tradinghub.eu