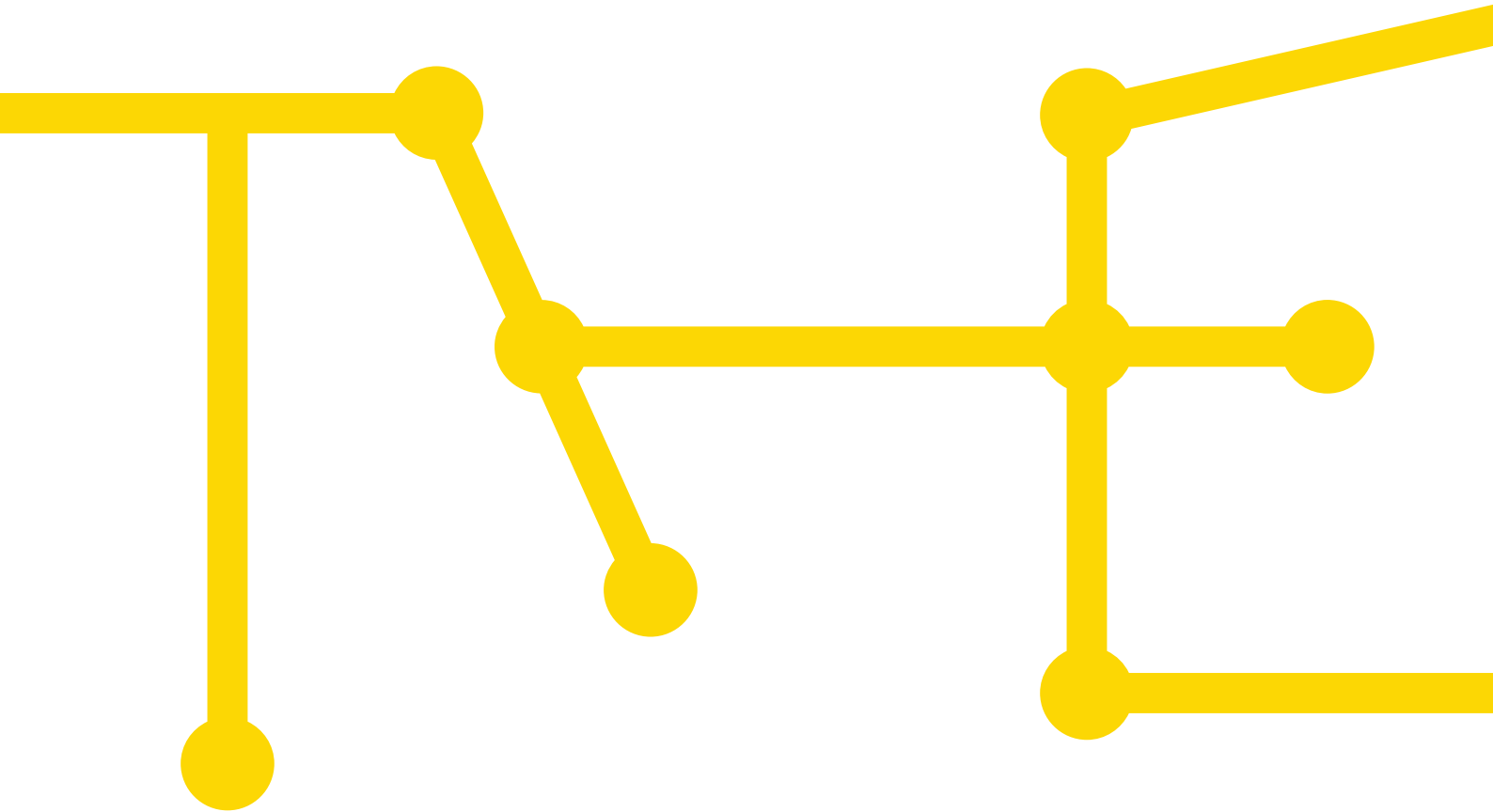


Regelenergiebericht für das GWJ 2023/2024 nach GaBi Gas 2.0



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	7
2.	Einsatz interner Regelenergie	8
3.	Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie	10
3.1.	Übersicht zu Ein- und Verkäufen in den einzelnen MOL-Rängen.....	10
3.1.1.	Gesamtüberblick.....	10
3.1.2.	Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet	12
3.1.3.	Produktportfolio zur Regelenergiebeschaffung	12
3.1.4.	Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang	13
3.1.5.	Preisentwicklung für SystemBuy und SystemSell je MOL-Rang	17
3.1.6.	Abweichungen von der MOL.....	20
3.2.	Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten	21
3.2.1.	Beschaffung von externer Regelenergie in benachbarten Marktgebieten (gemäß Art. 9 Abs. 3 Netzkodex Gasbilanzierung)	21
3.2.2.	Beschaffungsmengen und Kosten	21
3.2.3.	Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung	22
3.2.4.	Aktuelle Beschaffungsmethodik von Kapazitätsbuchungen	22
3.2.5.	Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Transportkosten-Aufschlags/-Abschlags ...	25
3.3.	Anzahl Handelsgeschäfte für Bilanzierungstätigkeit (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung)	25
3.3.1.	Ermittlung der Anzahl an Handelsgeschäften für Bilanzierungstätigkeiten	25
4.	Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen	27
4.1.	Vorbemerkung.....	27
4.2.	Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen	27
4.3.	Entwicklung der aggregierten Flexibilitätsmengen	28
5.	Kontrahierung und Einsatz von Flexibilitätssdienstleistungen im MOL-Rang 4	30
5.1.	Einleitung.....	30
5.2.	Long Term Options	30
5.2.1.	Produktbeschreibung	30
5.2.2.	Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD	31
5.2.3.	Überprüfung der Reduzierung von LTO RoD gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	32
5.2.4.	Ausschreibung und Einsatz von LTO Hourly.....	33
5.2.5.	Überprüfung der Reduzierung von LTO Hourly gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	34
5.2.6.	Durchführung von LTO-Testabrufen	34
5.2.7.	LTO-Sonderausschreibungen	35
5.3.	Short Term Balancing Services	35
5.3.1.	Produktbeschreibung	35

5.3.2. Ausschreibung und Einsatz	36
5.4. Short Call Balancing Services.....	36
5.4.1. Produktbeschreibung	36
5.4.2. Ausschreibung und Einsatz.....	38
5.4.3. Überprüfung der Reduzierung von SCB gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	40
5.5. Flexibility Services	40
5.5.1. Produktbeschreibung	40
5.5.2. Ausschreibung und Einsatz von Flexibility Services	41
5.5.3. Überprüfung der Reduzierung von Flexibility Services gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung	42
5.6. LRD-Produkt	42
5.6.1. Produktbeschreibung	42
5.6.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt.....	42
5.7. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK.....	42
6. Lokale Regelenergieprodukte.....	44
7. Verteilung der Kosten auf die Bilanzierungsumlagen.....	45
8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	46
9. Zusammenfassung.....	47
Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE.....	48

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatz interne Regelenergie H-Gas.....	8
Abbildung 2: Einsatz interner Regelenergie L-Gas	9
Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas.....	10
Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas.....	11
Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet.....	12
Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regelenergie	13
Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)	14
Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)	16
Abbildung 9: Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)	17
Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)	18
Abbildung 11: Preise externe Regelenergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)	19
Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, DA und RoD Monatsbasis).....	23
Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Kosten und Erlöse; Monatsbasis).....	23
Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis).....	24
Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis).....	24
Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)	26
Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)	26
Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis).....	28
Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen	29
Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh.....	29
Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten.....	37
Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)	39
Abbildung 23: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto.....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen	20
Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit.....	22
Tabelle 3: Produktparameter LTO RoD	31
Tabelle 4: Produktparameter LTO Hourly.....	31
Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy).....	32
Tabelle 6: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen	32
Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemBuy (Zusammenfassung).....	33
Tabelle 8: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemSell (Zusammenfassung).....	33
Tabelle 9: LTO Hourly L-Gas Abgerufene Mengen	34
Tabelle 10: Produktparameter STB.....	36
Tabelle 11: Produktparameter SCB	37
Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)	38
Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)	38
Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen	39
Tabelle 15: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)	41
Tabelle 16: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet.....	46
Tabelle 17: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)	48
Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)	48
Tabelle 19: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour).....	49
Tabelle 20: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HS)	49
Tabelle 21: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN).....	49
Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)	50
Tabelle 23: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS).....	50
Tabelle 24: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)	50

Abkürzungsverzeichnis

BH	Bank Holiday
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Post, Telekommunikation und Eisenbahnen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (bis Dezember 2021)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
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
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 den Marktgebietsverantwortlichen (MGV), der Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) einmal jährlich einen zusammenfassenden Bericht über die Beschaffung und den Einsatz von interner und externer Regelenergie im Marktgebiet zu übermitteln.

Der vorliegende Regelenergiebericht betrachtet das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 23/24 und ist der dritte Regelenergiebericht für das gesamtdeutsche Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

Das GWJ 23/24 markiert mit Blick auf die Regelenergiemengen einen Wechsel hin zu einem durch Regelenergiekäufe geprägten GWJ. Nach zwei GWJ in denen die Regelenergieverkäufe überwogen und zu Erlösen führten, übersteigen im GWJ 23/24 die Kosten für Regelenergie die Erlöse und es entstand ein negativer Saldo in Höhe von 508,7 Mio. EUR. Das Gaspreisniveau hat sich im GWJ 23/24 deutlich stabilisiert. Die Regelenergiebeschäftigung zeigte hohe Regelenergieverkaufsmengen im L-Gas, bei gleichzeitig hohen Regelenergieeinkäufen im H-Gas. Die hohen Konvertierungsmengen von L- nach H-Gas bildeten hierfür die Hauptursache, große Biogasunterspeisungen verstärken den Effekt.

Im Laufe des GWJ 23/24 wurde das Produkt „Flexibility Service“ mit dem SCB-Produkt zusammengeführt und wird somit letztmalig in diesem Regelenergiebericht dargestellt.

2. Einsatz interner Regelennergie

Im folgenden Kapitel wird die Nutzung interner Regelennergie im Marktgebiet THE dargestellt. Die Nutzung interner Regelennergie reduziert den Bedarf kostenpflichtiger externer Regelennergie und ist daher gemäß den regulatorischen Vorgaben vorrangig einzusetzen.

Die nachfolgenden Darstellungen illustrieren den Einsatz positiver und negativer interner Regelennergie über beide Gasqualitäten (H- und L-Gas) in den einzelnen Monaten des GWJ 23/24.

Der höchste Einsatz von positiver und negativer interner H-Gas Regelennergie war im Januar 2024 zu verzeichnen. Im vorangegangenen GWJ 22/23 hingegen erfolgte der höchste Einsatz im Oktober 2022. Im GWJ 23/24 wurden insgesamt 49.467 GWh an positiver und 50.834 GWh an negativer interner Regelennergie im H-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 23/24 ist somit der Einsatz der positiven Regelennergie im H-Gas ziemlich gleich geblieben (Rückgang um 0,01%), während der Einsatz negativer Regelennergie um 1,32 % gestiegen ist.

Der höchste Einsatz von positiver interner L-Gas Regelennergie ist ebenfalls im Januar 2024 zu verzeichnen, während der höchste Einsatz interner negativer Regelennergie im L-Gas im Dezember 2023 auftrat. Im vorangegangenen GWJ 22/23 hingegen erfolgte der höchste Einsatz sowohl für positive wie für negative Regelennergie im Oktober 2022. Insgesamt wurden im GWJ 23/24 6.020 GWh an positiver und 6.113 GWh an negativer interner Regelennergie im L-Gas eingesetzt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 22/23 ist der Einsatz im L-Gas an positiver Regelennergie um 15,8 % bzw. an negativer Regelennergie um 13,6 % zurückgegangen. Der Rückgang steht mit der weitergehenden Marktraumumstellung im Zusammenhang. Mit der fortschreitenden Umstellung auf H-Gas geht eine Reduzierung des nutzbaren Netzpuffers im L-Gas einher.

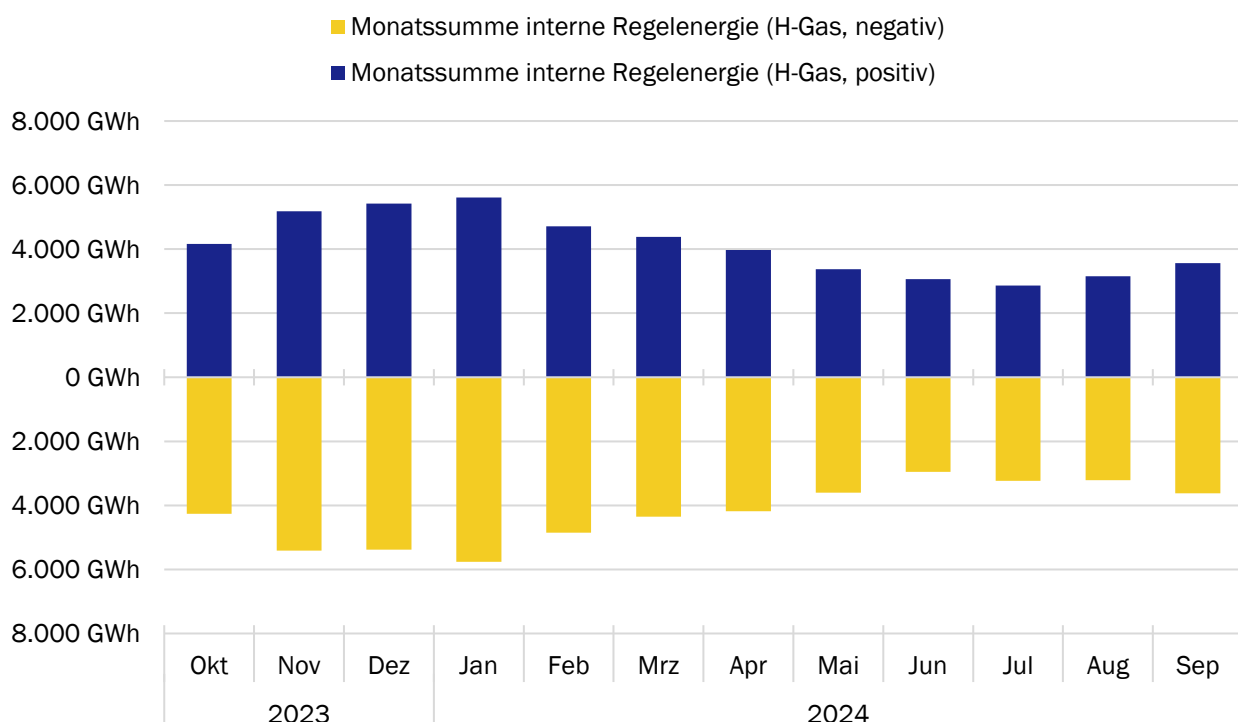


Abbildung 1: Einsatz interne Regelennergie H-Gas

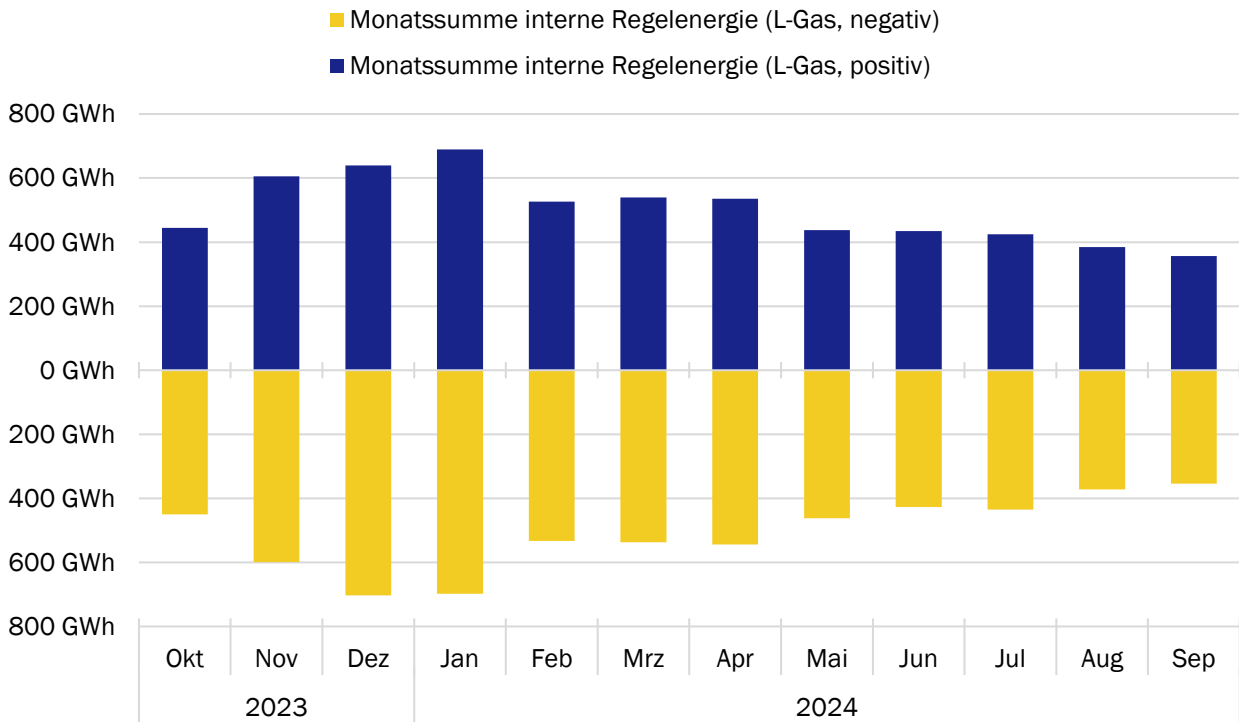


Abbildung 2: Einsatz interner Regellenergie L-Gas

3. Beschaffung und Einsatz externer Regelenergie

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

3.1.1. Gesamtüberblick

Abbildung 3 gibt einen Gesamtüberblick über die externen Regelenergiemengen in den einzelnen Monaten des GWJ 23/24.

Insgesamt wurde im GWJ 23/24 Regelenergie in Höhe von 32.588 GWh gekauft und in Höhe von 26.108 GWh verkauft. Im Vergleich dazu lag der Regelenergieeinsatz im Marktgebiet THE im GWJ 22/23 in Summe bei 32.243 GWh für den Einkauf und bei 55.383 GWh für den Verkauf. Die gesamten Regelenergiemengen erreichten bei einer reinen Mengenbetrachtung wieder ein ähnliches Niveau wie im GWJ 21/22 und lagen 33 % unter denen des GWJ 22/23. Die im Vergleich zum vorangegangenen GWJ gesunkenen Regelenergieverkaufsmengen sind hierfür hauptsächlich verantwortlich. In den Monaten Mai, Juni und September 2024 kam es zu einer saisonal untypisch hohen Regelenergiebeschäftigung, was an hohen Einspeisungen im L- Gas und der anschließenden Konvertierung von L-Gas nach H-Gas lag. Zusätzlich wurde die Regelenergiebeschäftigung durch untypische Unterspeisungen bei Biogasbilanzkreisen beeinflusst.

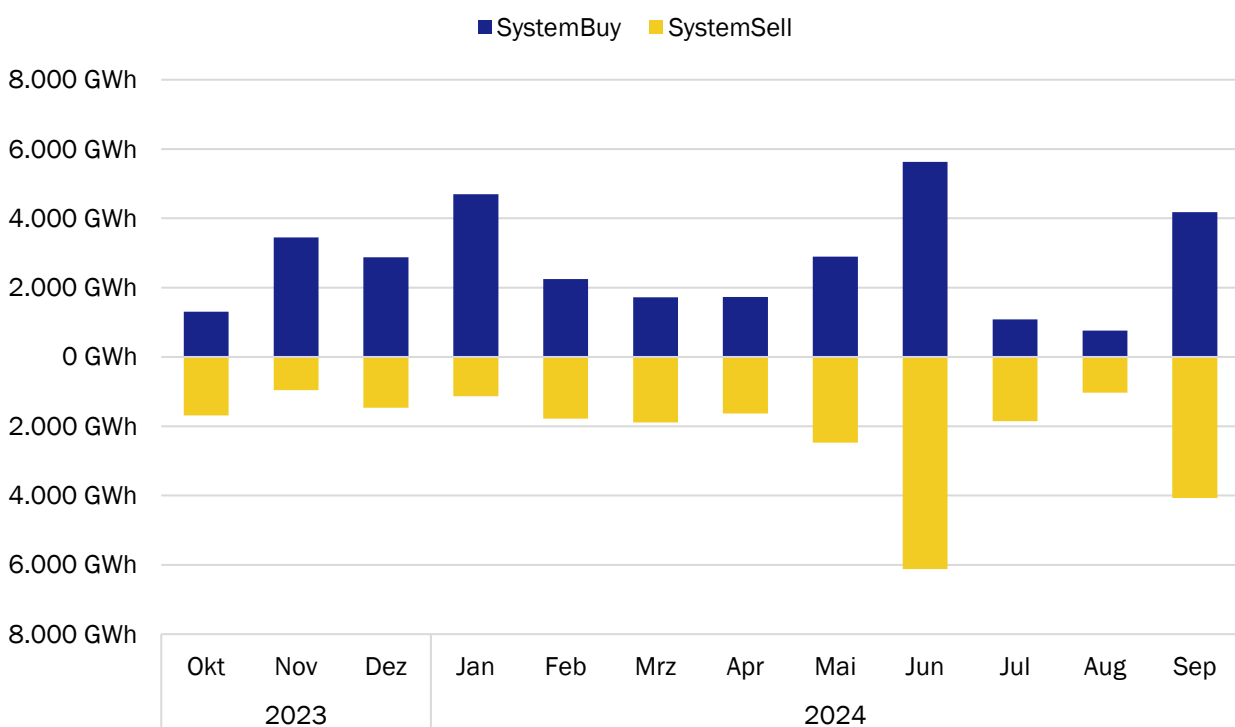


Abbildung 3: Gesamtüberblick zum Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas

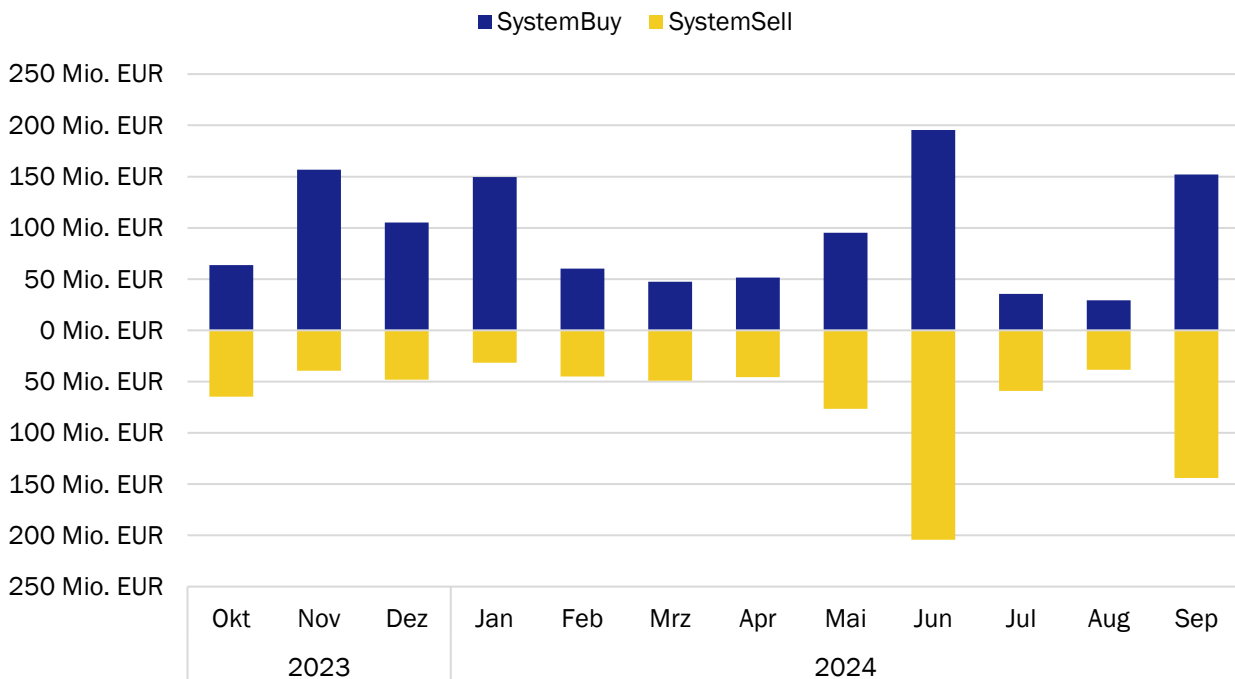


Abbildung 4: Gesamtüberblick zu Kosten und Erlösen durch externe Regelenergie im H- und L-Gas

Monetär war das GWJ 23/24 wieder von RE-Käufen geprägt und entsprach damit dem gewohnten Bild der Gaswirtschaftsjahre vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine. Im gesamten GWJ betrugen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 1.142 Mio. EUR (verglichen mit Kosten im GWJ 22/23 von 2.066 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 23/24 auf 846 Mio. EUR (vgl. Erlöse im GWJ 21/22: 3.253 Mio. EUR). Abbildung 4 stellt den Gesamtüberblick zu den Kosten und Erlösen aus dem Einsatz externer Regelenergie im H- und L-Gas dar.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Leistungspreise überstiegen die Regelenergiekosten im GWJ 23/24 die Erlöse um 508,7 Mio. EUR. Damit zeigt sich nach zwei GWJ in Folge mit einer Verkaufssituation wieder ein gewohntes Bild. Die außergewöhnliche Verkaufssituation hatte in den GWJ 22/23 und 21/22 zu Überschüssen in Höhe von: 739,2 Mio. EUR im GWJ 22/23 und 888,1 Mio. EUR im GWJ 21/22 geführt.

3.1.2. Gebiete und Zonen im THE-Marktgebiet

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

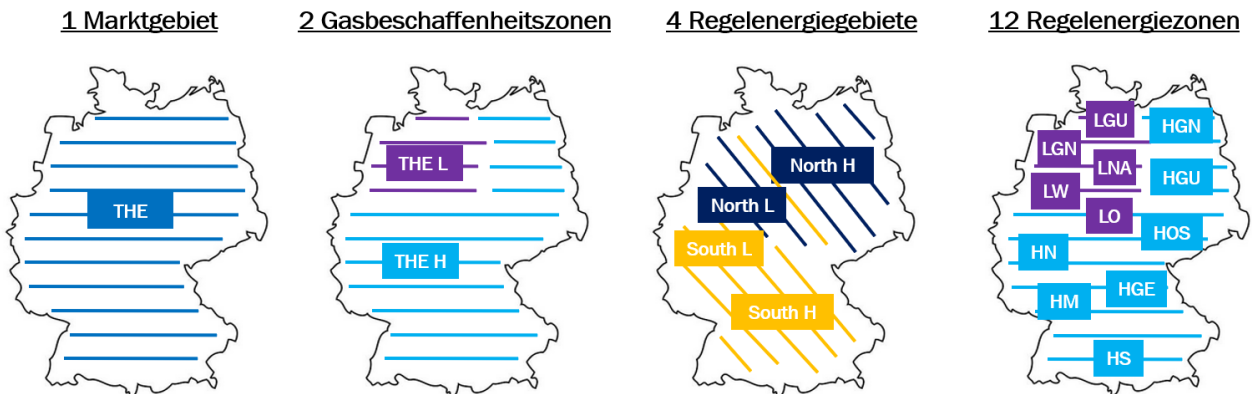


Abbildung 5: Gebiete und Zonen im Marktgebiet

Der Zuschnitt der einzelnen Gebiete und Zonen ergibt sich aus der THE-Punktliste, die auf der THE-Webseite veröffentlicht ist.

3.1.3. Produktportfolio zur Regelenergiebeschaffung

Gemäß den regulatorischen Vorgaben erfolgt die Beschaffung externer Regelenergie gemäß einer definierten Merit-Order Liste (MOL), die den Fokus auf die kurzfristige, börsliche Beschaffung von benötigten Regelenergiemengen legt. Neben dem Einsatz von Börsenprodukten kontrahiert der MGV zusätzlich bilaterale Regelenergieprodukte.

In Abbildung 6 sind die im GWJ 23/24 im Marktgebiet THE für die Regelenergiebeschaffung genutzten Produkte je MOL-Rang und je Regelenergiebedarfskriterium dargestellt.

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.

In den MOL-Rängen 1 und 2 erfolgt ein direkter Handel an der Börse durch den MGV. Dabei besteht die Genehmigung zur Nutzung der EEX als Handelsplattform. Bisher nutzte THE lediglich den TTF für die Beschaffung von Regelenergie in einem benachbarten Marktgebiet. Für diesen besteht auch eine Genehmigung zur Nutzung der Handelsplattform ICE.

Im Laufe des GWJ 23/24 wurden die operativen Grundlagen geschaffen, um weitere benachbarte europäische Handelsplätze zur preisoptimalen Beschaffung von Regelenergie unter Berücksichtigung der jeweiligen Transportkosten nutzen zu können. Zum Ende des GWJ 23/24 wurden Testabrufe an den

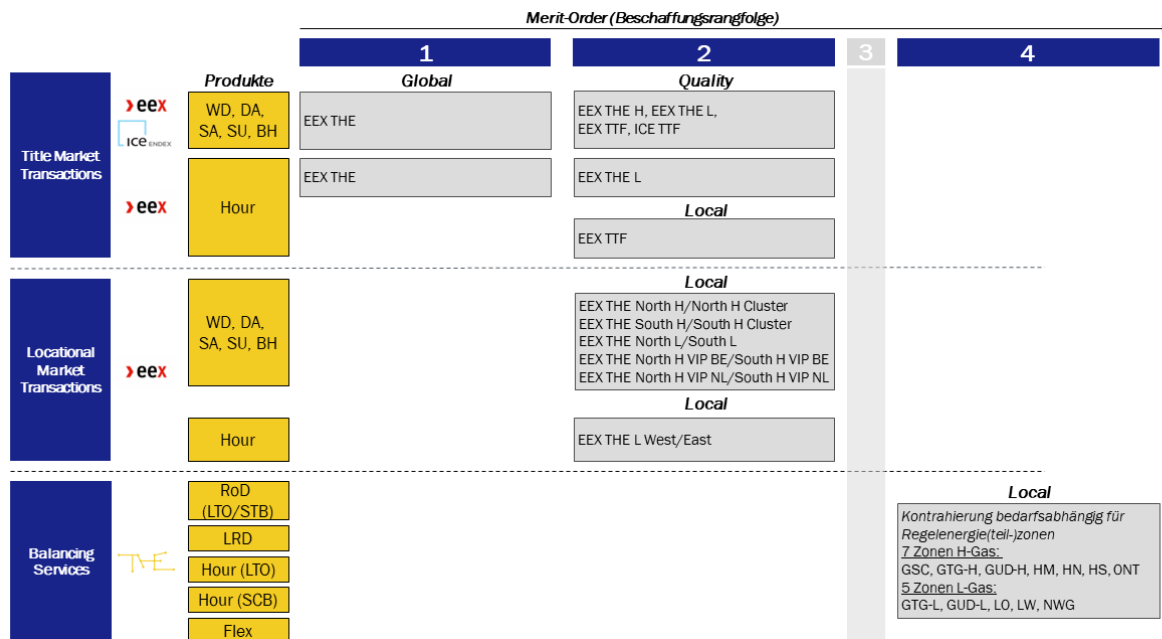


Abbildung 6: Übersicht Produktportfolio Regelernergie

Handelspunkten in Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) erfolgreich durchgeführt. Alle Informationen zu den erfolgten Regelernergieeinsätzen 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 Ausschreibungen werden auf der THE-Webseite angekündigt und die Ausschreibungsergebnisse veröffentlicht. Die Präqualifikationsregeln, Produktbeschreibungen und sonstigen Vertragsunterlagen finden sich ebenfalls auf der THE-Webseite.

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

3.1.4. Beschaffungsmengen und Kosten je MOL-Rang

Im Folgenden werden die im GWJ 23/24 im Marktgebiet THE beschafften externen Regelergieemengen, sowie die Kosten und Erlöse getrennt nach SystemBuy (Regelergiekäufe) und SystemSell (Regelergieverkäufe) je MOL-Rang dargestellt. Eine tabellarische Übersicht über alle MOL-Ränge findet sich im Anhang zu diesem Dokument.

Abbildung 7 beinhaltet die beschafften Regelergieemengen in den Produktvarianten DA sowie RoD je MOL-Rang für die Bedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell auf Monatsbasis sowie die damit verbundenen Kosten und Erlöse¹.

¹ Da die DA-Regelergiebeschaffung im Normalfall in der Stunde von 02:00 bis 03:00 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.

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



Abbildung 7: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (DA und RoD, Monatsbasis)

Die Beschaffung im RoD-/DA-Segment erfolgte zu 99,99 % über die Börse. Der Anteil der globalen Beschaffung im MOL-Rang 1 lag dabei bei 8,7 %. Eine Beschaffung externer Regelenergie im MOL-Rang 1 kommt nur in Frage, wenn ausreichendes technisches Konvertierungsvermögen zwischen den Gasbeschaffungs-zonen H-Gas und L-Gas und kein gegenläufiger qualitätsspezifischer Regelenergiebedarf vorliegt. Der Anteil der Beschaffung im MOL-Rang 2 lag bei 91,3 %.

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 5.2) in der regulären RoD- und DA-Beschaffungspraxis nicht eingesetzt werden. Im Februar und März 2024 erfolgten insgesamt fünf Abrufe zu Testzwecken (siehe dazu auch die Teilkapitel zu den MOL-Abweichungen in diesem Kapitel 3.1 sowie zu LTO-Testabrufen in Kapitel 5.2.6).

Ebenfalls Abbildung 7 zu entnehmen ist, dass der Großteil der Regelenergiebeschäftigung über den MOL-Rang 2 erfolgte, wobei auf die Einkaufsseite im H-Gas mit 26.511 GWh die meisten Mengen entfielen und auf der Verkaufsseite die L-Gas-Mengen mit 20.268 GWh dominierten. Setzt man die im MOL-Rang 2 beschäftigten Mengen ins Verhältnis, dann wurden 54,2% der gesamten MOL-Rang 2 Mengen gekauft und 45,8% veräußert.

Der externe Regelenergieeinsatz zur Deckung **stündlicher Strukturierungsbedarfe (Produktvariante „Hour“)** und die dabei entstandenen Kosten und Erlöse sind in Abbildung 8 dargestellt. Die im GWJ 23/24 über Produkte mit stundengenauer Lieferung beschafften Mengen lagen bei 1.609 GWh. Im gleichen Zeitraum wurden 2.200 GWh über das Stundenprodukt verkauft. Aufgrund der voranschreitenden Markt-raumumstellung ist davon auszugehen, dass die Strukturierungsbedarfe perspektivisch sinken. Auf monetärer Seite standen den Kosten von 59,7 Mio. EUR für den Einsatz stündlicher Regelenergieprodukte im Marktgebiet THE im GWJ 23/24 Erlöse in Höhe von 67,1 Mio. EUR gegenüber. Die Erlöse lagen damit um 7,4 Mio. EUR über den Kosten während der im GWJ 22/23 entstandene Überschuss bei 34,8 Mio. EUR lag.

Wie bei den RoD- und DA-Regelenergiebedarfen wurden auch die Strukturierungsbedarfe mit 98,62 % nahezu vollständig über die Börse gedeckt (GWJ 22/23: 99,86 %). 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 (siehe hierzu Kapitel 5.2.4). Das 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 5.4).

In Abbildung 9 wird die abgerufene Leistung bezogen auf die Einsatzdauer gezeigt. Die höchste Leistung wurde im „Day Ahead“-Bereich für eine Dauer zwischen 21 und 24 Stunden abgerufen, wobei der „Day Ahead“-Handel bis 02:00 Uhr möglich ist. Im „Rest of the Day“-Bereich lagen die höchsten Leistungsabrufe jeweils zwischen 17 und 20 Stunden bzw. zwischen 9 und 12 Stunden.

Eine tabellarische Gesamtübersicht zu den Kosten und Erlösen je MOL-Rang kann dem Anhang entnommen werden.

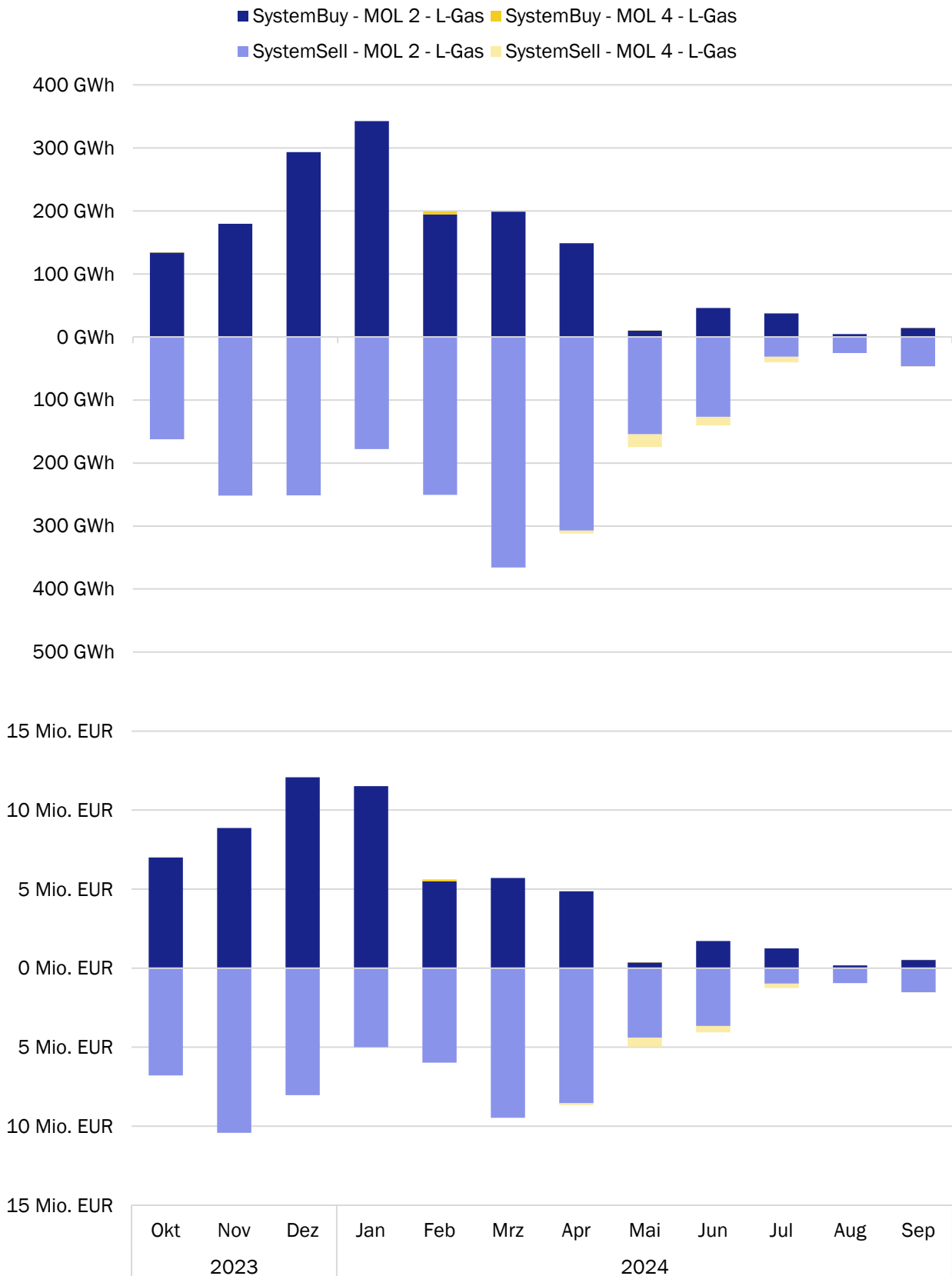


Abbildung 8: Externe Regelenergie: Mengen und Kosten/Erlöse nach MOL (Hour, Monatsbasis)

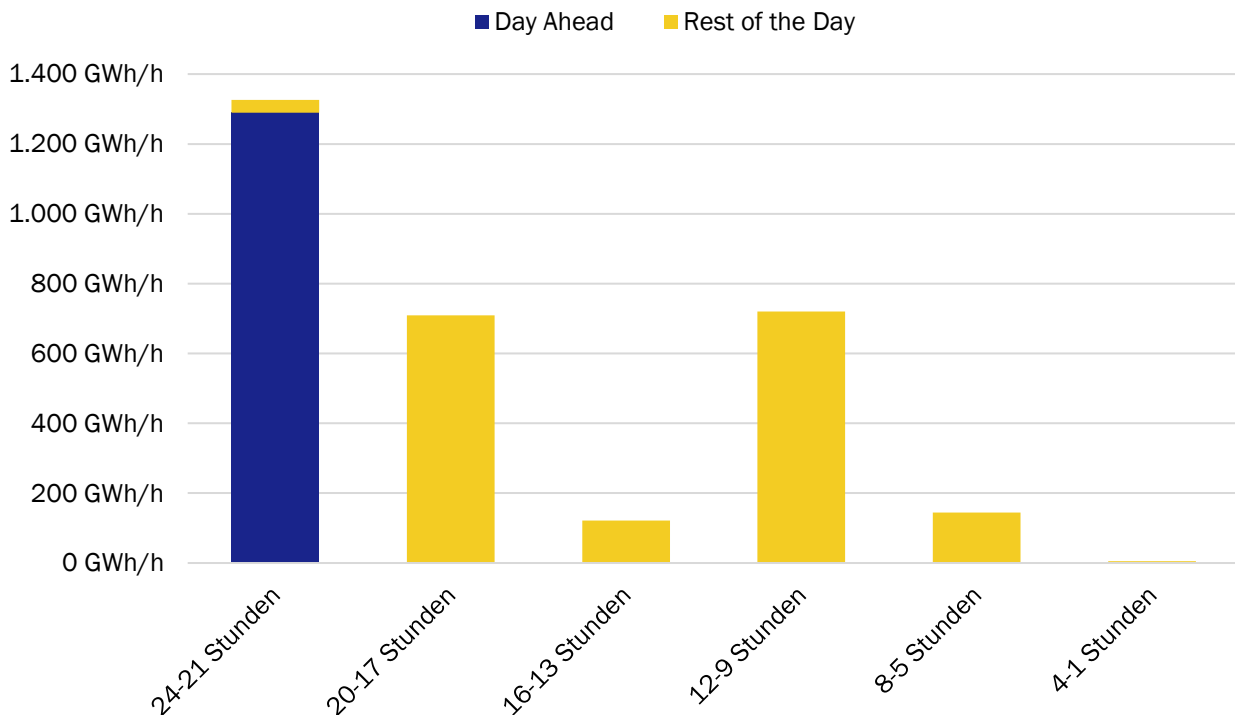


Abbildung 9: Externe Regelenergie: Leistung nach Einsatzdauer (DA und RoD)

3.1.5. 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.

Im H-Gas lag der Mittelwert des Preises im MOL-Rang 1 in der Richtung SystemBuy zum Start des GWJ 23/24 bei knapp unter 50 EUR/MWh. Über den Verlauf des Winters sank er auf unter 27 EUR/MWh im Februar. Von dort bewegte er sich seitwärts und stieg im Mai wieder auf über 30 EUR/MWh an und lag Ende September bei knapp unter 39 EUR/MWh. Der Mittelwert des MOL-Rang 2-Preises für System-Buy wich dabei lediglich zu Beginn und zum Ende des GWJ 23/24 signifikant vom Mittelwert des System-Buy-MOL- Rang 1 Preises ab.

Der Mittelwert des SystemSell-MOL-Rang 1-Preises im H-Gas verlief konkav von knapp unter 36 EUR/MWh im Oktober über knapp unter 26 EUR/MWh im Februar zu knapp über 31 EUR/MWh im August. Der Mittelwert der MOL- Rang 2-SystemSell-Preise wich nur im November signifikant davon ab.

Die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für RoD- und DA-Regelenergiebedarfe im THE-Marktgebiet bewegten sich dabei wieder zu über 90% innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen an der Börse. Auf Gesamtjahressicht wurde zu 97% im MOL-Rang 1 (Vorjahr: 58 %) sowie zu 93 % im MOL-Rang 2 (Vorjahr: 49 %) innerhalb des oben genannten Preiskorridors beschafft.

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Beschaffungspreise für MOL 1, MOL 2 und MOL 4² für H-Gas bzw. L-Gas getrennt nach RoD- bzw. DA- sowie Hour-Regelenergiebedarfen für das GWJ 23/24

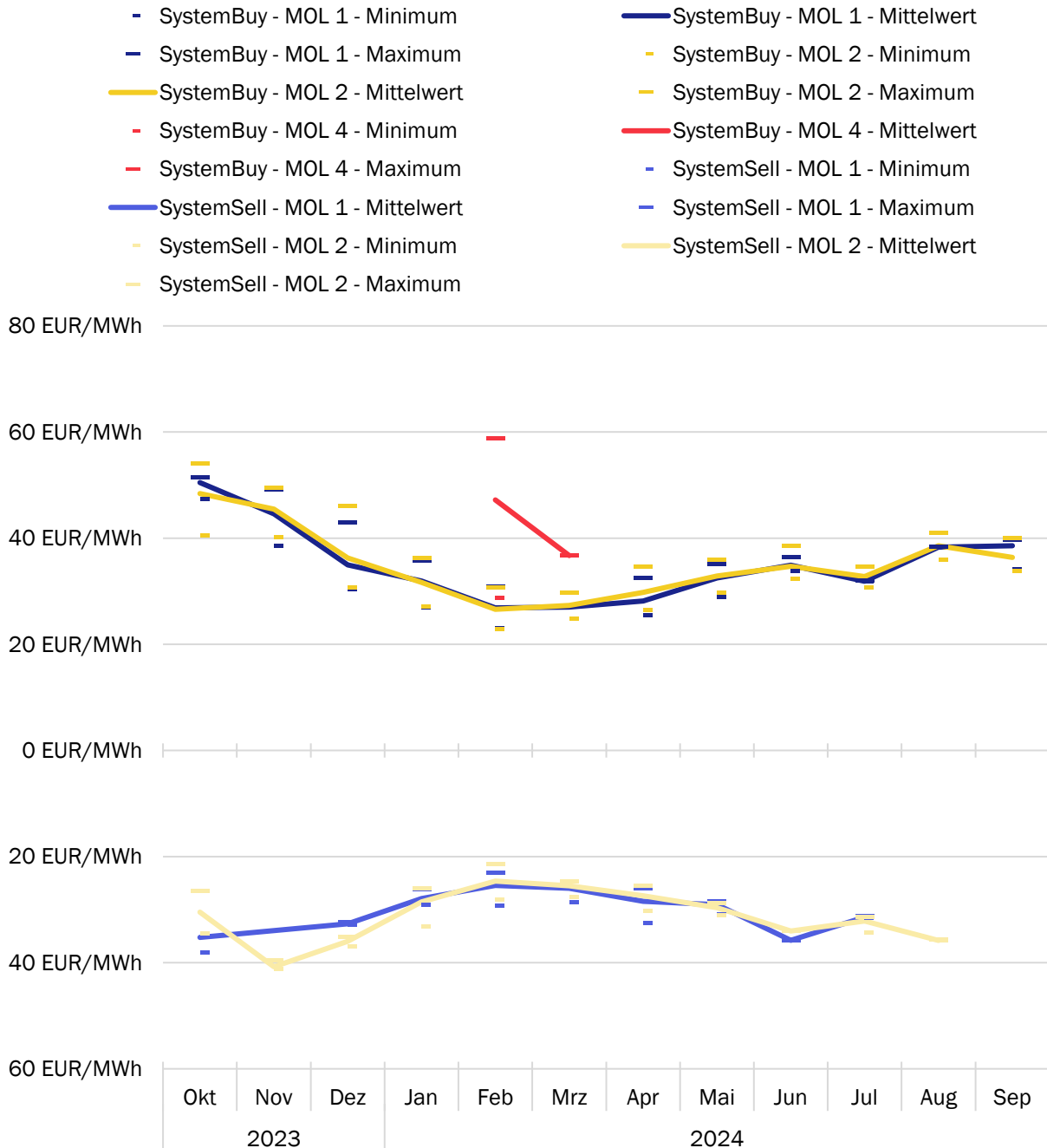


Abbildung 10: Preise externe Regelenergie H-Gas (DA und RoD nach MOL, Monatsbasis)

² 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.

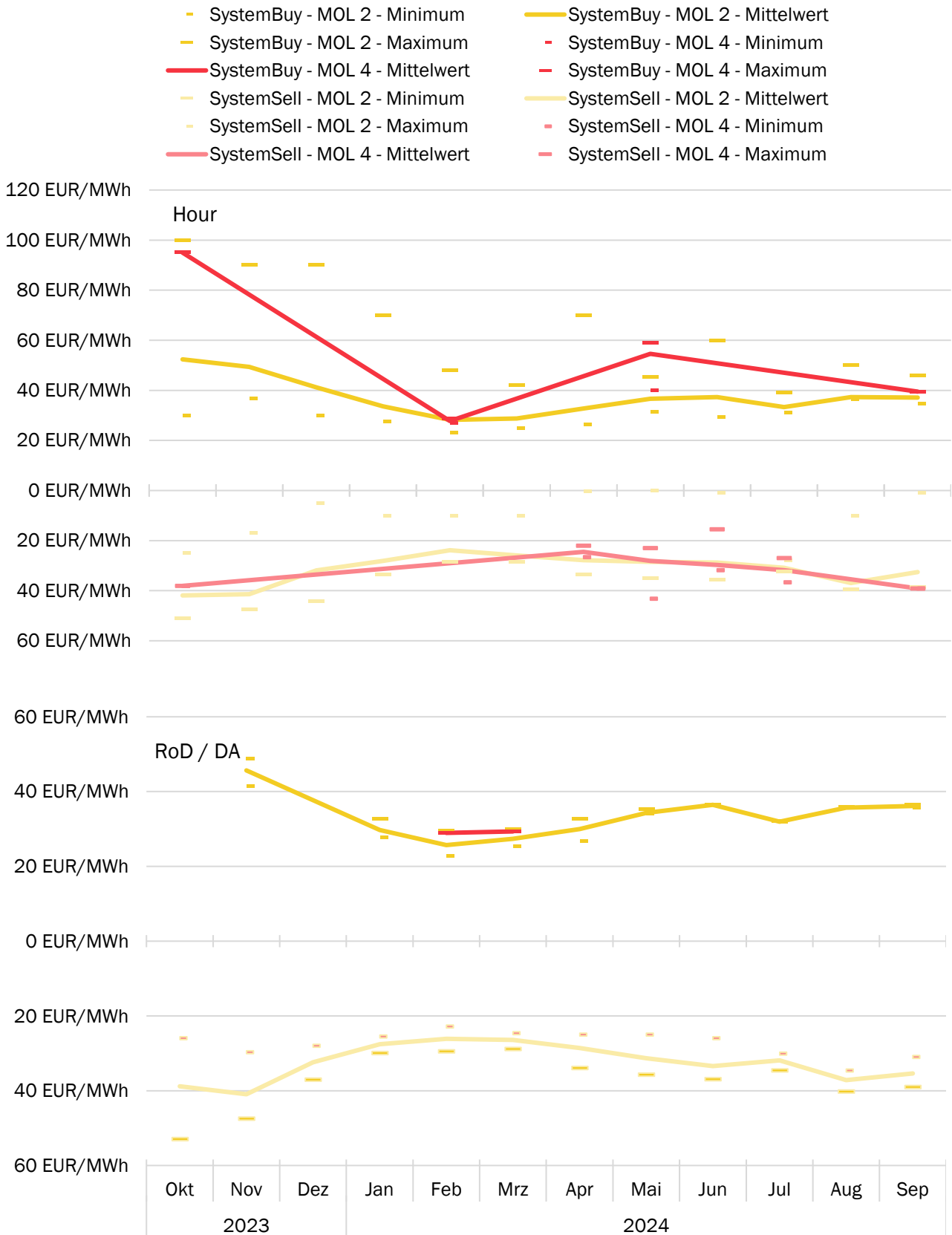


Abbildung 11: Preise externe Regelernergie L-Gas (DA, RoD und Hour nach MOL, Monatsbasis)

Die Preisentwicklung im L-Gas verlief für die DA bzw. ROD Bedarfe im MOL Rang 2 für die Ausprägung SystemBuy ähnlich zum H-Gas, jedoch wurden im Oktober und Dezember keine L-Gasmengen in MOL-Rang 2 beschafft. Ab dem Januar lag der Mittelwert des SystemBuy-MOL-Rang 2 Preises bei knapp unter 30 EUR/MWh und stieg über den Verlauf des GWJ auf knapp unter 37 EUR/MWh Ende September. Für RE im MOL Rang 2 in der Ausprägung SystemSell wurden zu Beginn des GWJ knapp 40 EUR/MWh im Mittel aufgerufen. Nachdem im November sogar über 40 EUR/MWh erreicht wurden, sank der Wert zum März 2024 auf knapp über 26 EUR/MWh. Ab Mai stieg der Mittelwert wieder über 30 EUR/MWh und erreichte zum Ende des GWJ knapp unter 35 EUR/MWh.

Der Verlauf des Mittelwertes für MOL-Rang 2-Hourly-Produkte in der Ausprägung SystemBuy ähnelte dem der oben beschriebenen Produkte. Von über 52 EUR/MWh im Oktober sank der Mittelwert auf knapp über 28 EUR/MWh im März, überschritt die 30 EUR/MWh Marke im April und erreichte zum Ende des GWJ 23/24 knapp über 37 EUR/MWh. Beim Stundenprodukt in der Ausprägung SystemSell war der Verlauf des Mittelwertes für MOL 2 geprägt von Werten knapp über 40 EUR/MWh zu Beginn des GWJ die über den Verlauf des Winter auf unter 30 EUR/MWh und im März sogar auf knapp über 25 EUR/MWh zurückgingen. Ab März stieg der Mittelwert wieder an und erreichte zum Ende des GWJ 38 EUR/MWh. Bei den Hour-Regelenergiebedarfen treten immer wieder auch höhere Abweichungen zu den durchschnittlich erzielten Preisen auf, in einzelnen Beschaffungssituationen auch mit hohen Ausreißer-Preisen.

3.1.6. Abweichungen von der MOL

Die Beschaffung externer Regelenergie folgt der festgelegten MOL entsprechend der Festlegung GaBi Gas 2.0. In Ausnahmefällen kann es zu regulatorisch zulässigen Abweichungen der Abrufreihenfolge kommen. Hierzu zählen insbesondere Testabrufe gemäß der LTO-Produktbeschreibung (siehe Kapitel 5.2). In folgender Tabelle werden die Abweichungen von der MOL im GWJ 23/24 für das Marktgebiet THE aufgeführt³:

Datum	MOL Rang	Ersatzrang	Begründung der Abweichung
17.10.2023	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
07.02.2024	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund dreier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
20.02.2024	MOL-1-RoD	MOL-2-RoD	Operative Probleme (fehlerhaftes menschliches Verhalten)
06.03.2024	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante RoD abgerufen
17.05.2024	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund zweier Testabrufe wurden kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
09.09.2024	MOL-2-Hourly	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurde kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen
18.09.2024	MOL-2-RoD	MOL-Rang 4	Aufgrund eines Testabrufs wurde kontrahierte LTO in der Variante Hourly abgerufen

Tabelle 1: Übersicht MOL-Abweichungen

³ Die MOL-Abweichungen werden auch stets auf der Webseite des MGV veröffentlicht:
<https://www.tradinghub.eu/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Regelenergie/MOL-Abweichungen>

3.2. Beschaffung von Regelenergie in benachbarten Marktgebieten

3.2.1. 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 Title Transfer Facility (TTF) zu realisieren. Erzielt werden diese durch entsprechende Transportbuchungen und Nominierungen an den relevanten Grenzübergangspunkten (GÜPs) bzw. virtuellen Kopplungspunkten (VIPs). Die Regelenergiebeschaffung in benachbarten Marktgebieten stellt somit grundsätzlich eine geeignete Ergänzung zur Regelenergiebeschaffung im eigenen Marktgebiet dar.

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

Im GWJ 23/24 wurden Testmengen an den Handelspunkten von Belgien (ZTP) und Dänemark (ETF) auf der Handelsplattform EEX beschafft. Eine Einbindung der Handelspunkte in die Systeme der THE erfolgte bereits im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben der Verordnung (EU) 2017/1938 („SoS-VO“). Die Nutzung der Handelspunkte ZTP und ETF soll analog zum TTF unter der Maßgabe der preisoptimalen Beschaffung erfolgen, d.h. dass für Transporte aus oder in das angrenzende Marktgebiet möglichst kurzfristige oder unterbrechbare Kapazitäten gebucht werden und die Kosteneffizienz berücksichtigt werden muss.

Der Handelspunkt Belgien bietet durch die nationale LNG-Infrastruktur und die physischen Anbindungen an die Vorkommen in der Nordsee eine hohe Verlässlichkeit in Bezug auf die Versorgungssicherheit. Der Handelspunkt Dänemark verfügt ergänzend zur physischen Anbindung an die Nordseevorkommen auch über hohe nationale Biogasproduktionsmengen.

3.2.2. Beschaffungsmengen und Kosten

Im GWJ 23/24 wurden externe Regelenergiebedarfe vom MGV auch im angrenzenden Marktgebiet am niederländischen TTF gedeckt. Die monatlichen Mengen sind in Abbildung 12 aufgeführt und beinhalten der Vollständigkeit halber auch die kleinen Mengen, welche zu Testzwecken in Dänemark und Belgien beschafft bzw. veräußert wurden, diese werden wegen Geringfügigkeit aber nicht separat dargestellt. Insgesamt wurden dabei 83,0 GWh gekauft und 241 GWh verkauft.

Über das gesamte GWJ 23/24 sind dabei Kosten in Höhe von 2,7 Mio. EUR und Erlöse in Höhe von 8,16 Mio. EUR entstanden (siehe Abbildung 13). Gegenüber dem vorherigen GWJ 22/23 wurden im Berichtszeitraum im angrenzenden Marktgebiet Mengen auf ähnlichem Niveau beschafft (-9 %). Die Verkaufsmengen hingegen liegen sehr stark über dem Vor-GWJ (+875%). Die hohen Verkaufsmengen stehen im Zusammenhang mit der hohen L-Gas Einspeisung.

3.2.3. Kontrahierte Kapazitäten und Nutzung

Für die Regelenergiebeschäftigung im GWJ 22/23 wurden Transportkapazitäten kontrahiert. Tabelle 2 gibt eine Übersicht über Laufzeiten und Produktart. Gebucht wurde stets feste frei zuordenbare Kapazität. Die Laufzeit Day-Ahead beträgt stets 24 Stunden.

Netzknoten	Richtung	DA/WD	Gebuchte Kapazität (MWh)	Kapazitätskosten (EUR)
VIP TTF-THE-H (GUD/GTS)	Entry	DayAhead	76.992	173.889,38
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Entry	WithinDay	15	31,05
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	DayAhead	126.096	182.466,23
VIP TTF-THE-L (TG/GTS)	Exit	WithinDay	115.851	168.760,35
VIP DK-THE (GUD/ENN)	Entry	WithinDay	14	30,21
VIP DK-THE (GUD/ENN)	Exit	WithinDay	24	43,43
VIP THE-ZTP (OGE/FLXB)	Entry	WithinDay	15	20,72
VIP THE-ZTP (OGE/FLXB)	Exit	DayAhead	24	21,51
VIP THE-ZTP (OGE/FLXB)	Exit	WithinDay	17	20,83
Gesamt			319.048	525.283,71

Tabelle 2: Transportkapazitäten nach Produktart und Laufzeit

Die im gesamten Zeitraum genutzte Kapazität gemäß Abbildung 14 lag bei 311.006 MWh. Unter Berücksichtigung der insgesamt gebuchten Kapazität von 319.048 MWh entspricht dies einer Auslastung von 97,48% (vgl. im GWJ 22/23: 75 %).

Die Kosten für die gebuchten Kapazitäten sind in Abbildung 15 aufgeführt. Die Gesamtkosten für die gebuchten Kapazitäten lagen bei 525.284 EUR (Vgl. Vorjahr 820.706 EUR).

3.2.4. 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. Eine initiale Überprüfung der Bedingungen wurde vor Aufnahme des Handels in den Orderbüchern „EEX ZTP“ und „EEX ETF“ ebenfalls durchgeführt.

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 ggf. geänderten Rahmenbedingungen angepasst.

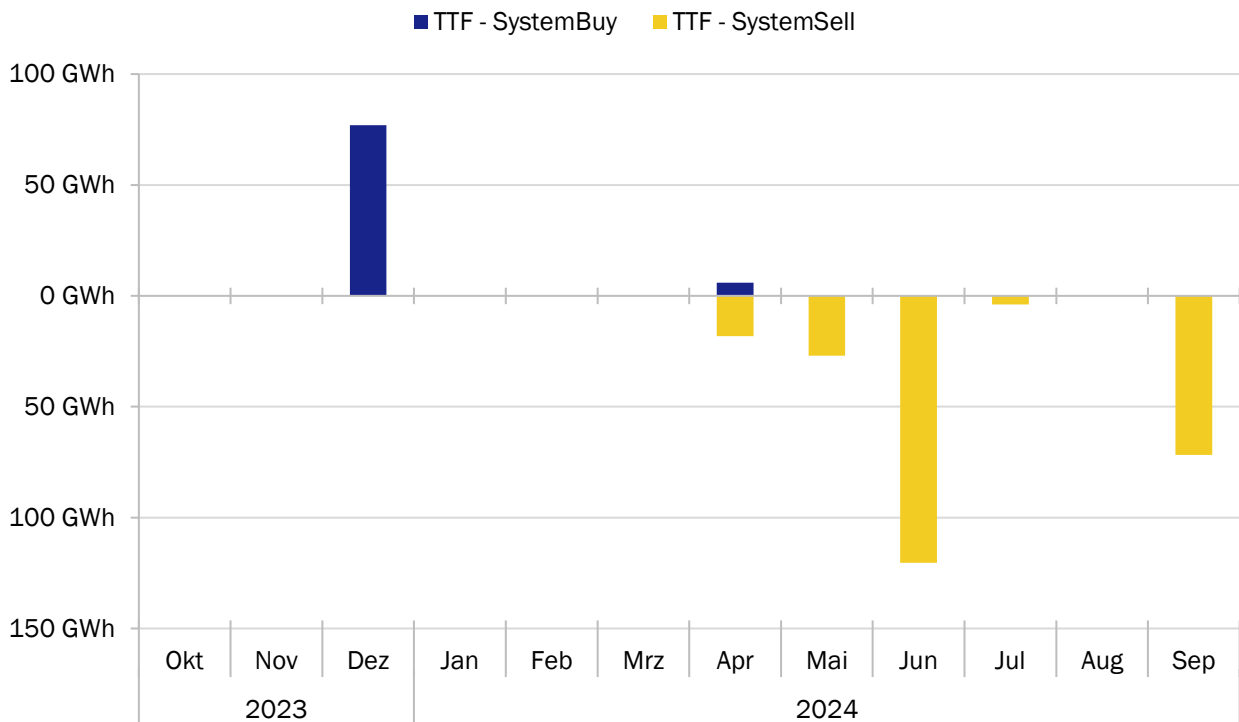


Abbildung 12: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Mengen, DA und RoD Monatsbasis)

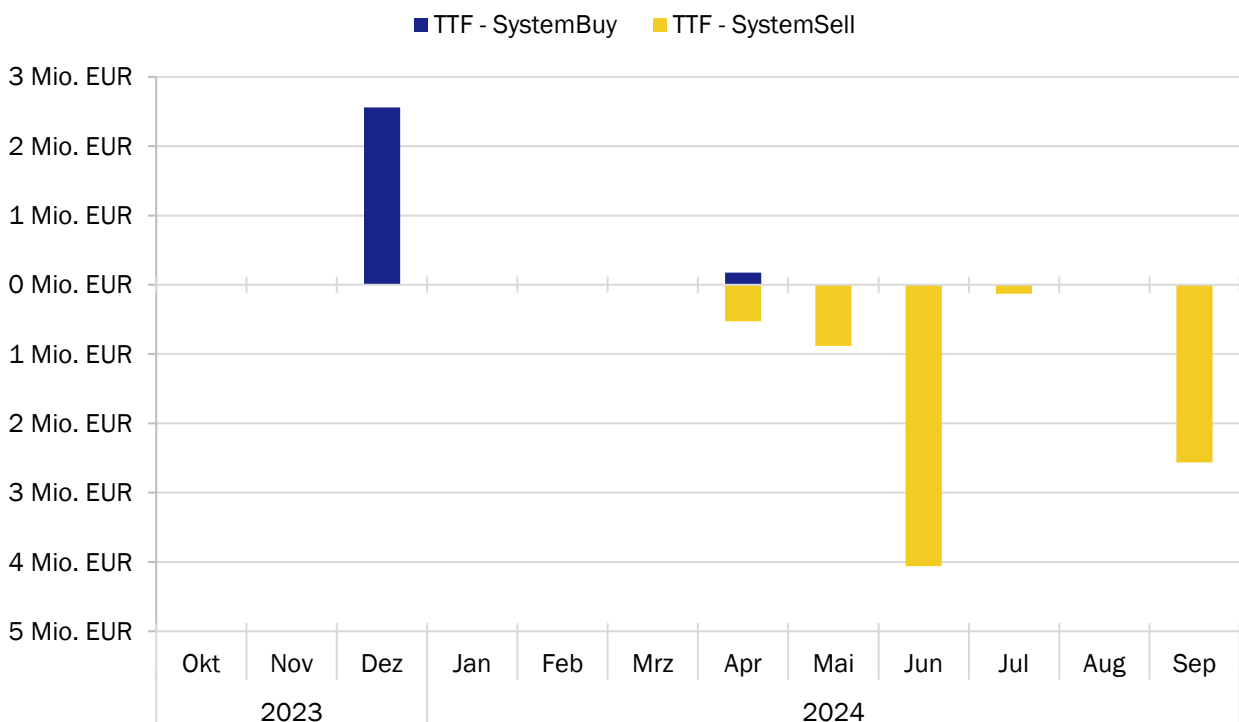


Abbildung 13: Externe Regelenergiebeschaffung über TTF (Kosten und Erlöse; Monatsbasis)

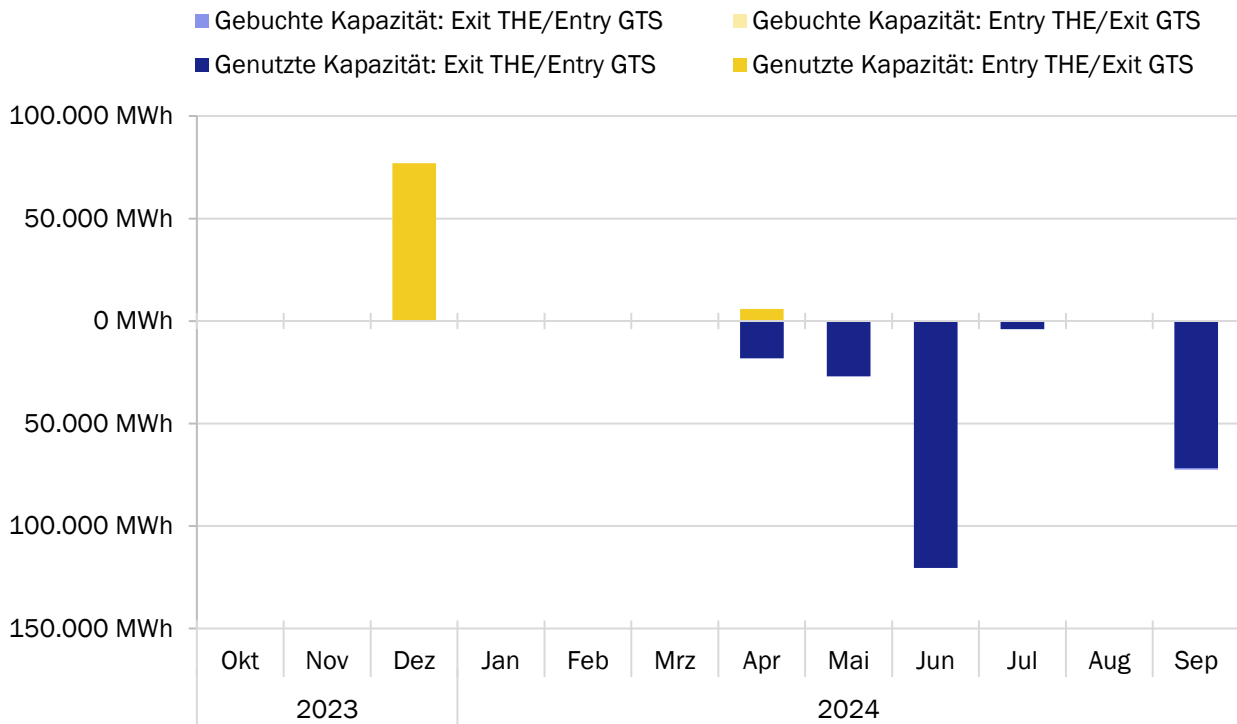


Abbildung 14: Kapazitäten, Kontrahierung und Nutzung (je Richtung, Tagesbasis)

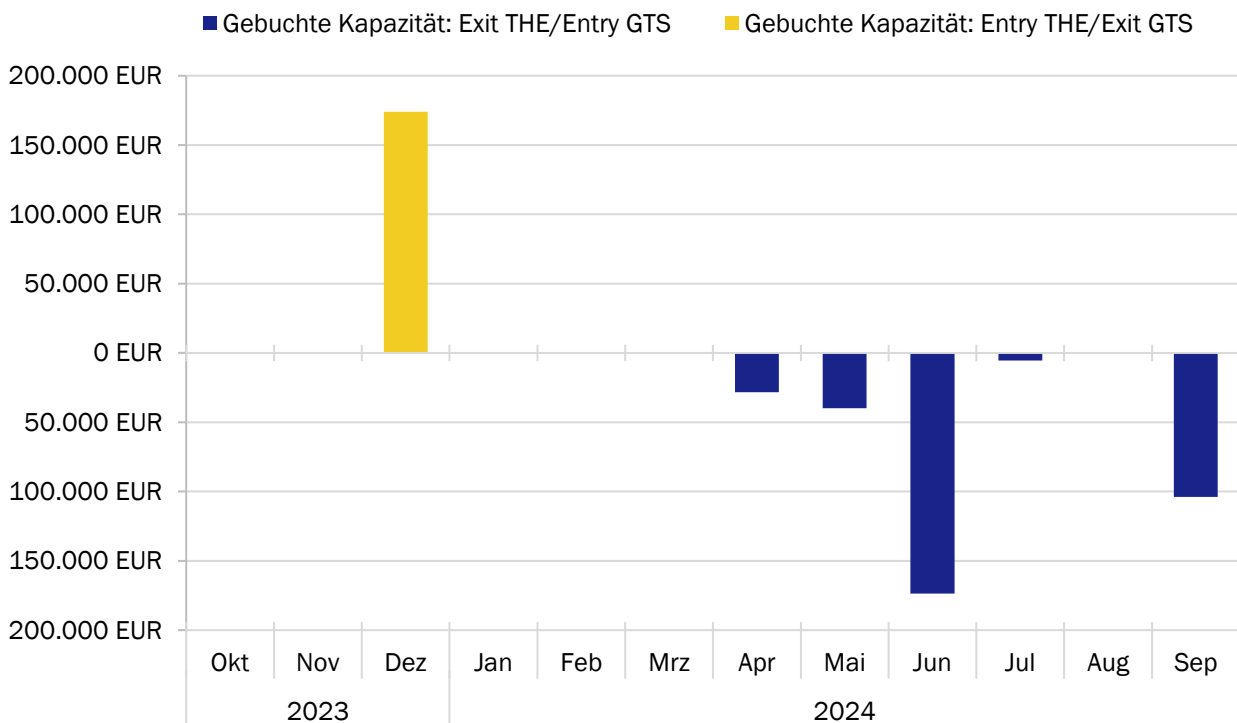


Abbildung 15: Kosten Kapazitäten (je Richtung, Monatsbasis)

3.2.5. 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 Transportkostenaufschläge bzw. -abschläge fließen zusammen mit den im jeweiligen benachbarten Marktgebiet angefallenen Commodity-Kosten bzw. -Erlösen in die Ermittlung der täglichen positiven und negativen Ausgleichsenergiepreise ein.

Für die Regelenergiebedarfsrichtungen SystemBuy und SystemSell werden Transportkostenaufschläge/-abschläge getrennt ermittelt. Für SystemBuy kommt dabei ein Transportkostenaufschlag und für SystemSell ein Transportkostenabschlag auf den zu diesem Geschäft zugehörigen Börsenpreis zur Anwendung. Die marktgebietsscharf ermittelten Transportkostenaufschläge/-abschläge werden für die jeweiligen Liefermonate auf der Webseite der THE veröffentlicht.

Die Systematik der Berechnungsmethodik des Transportkostenaufschlags/-abschlags ist im Dokument „Berechnungsmethodik des Transportkostenaufschlags/-abschlags“, das auf der Webseite der THE zur Verfügung steht, ausführlich beschrieben⁴.

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

Im Folgenden werden die monatlichen Handelsaktivitäten für Bilanzierungstätigkeiten im Marktgebiet THE (gemäß Art. 9 Abs. 4 Netzkodex Gasbilanzierung) je MOL-Rang⁵ im GWJ 23/24 dargestellt. Innerhalb des MOL-Rangs 2 werden zudem Handelsgeschäfte im eigenen sowie im benachbarten Marktgebiet separat ausgewiesen.

3.3.1. 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 THE-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. In Abbildung 16, bzw. Abbildung 17 sind die Anzahl der Abrufe der Regelenergieprodukte der Produktarten DA/RoD, bzw. Hour abgebildet.

⁴ Link zum Dokument: [Berechnungsmethodik Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag \(tradinghub.eu\)](https://tradinghub.eu/Berechnungsmethodik_Transportkostenaufschlag/Transportkostenabschlag)

⁵ Zu MOL-Rang 3 siehe Fußnote 2

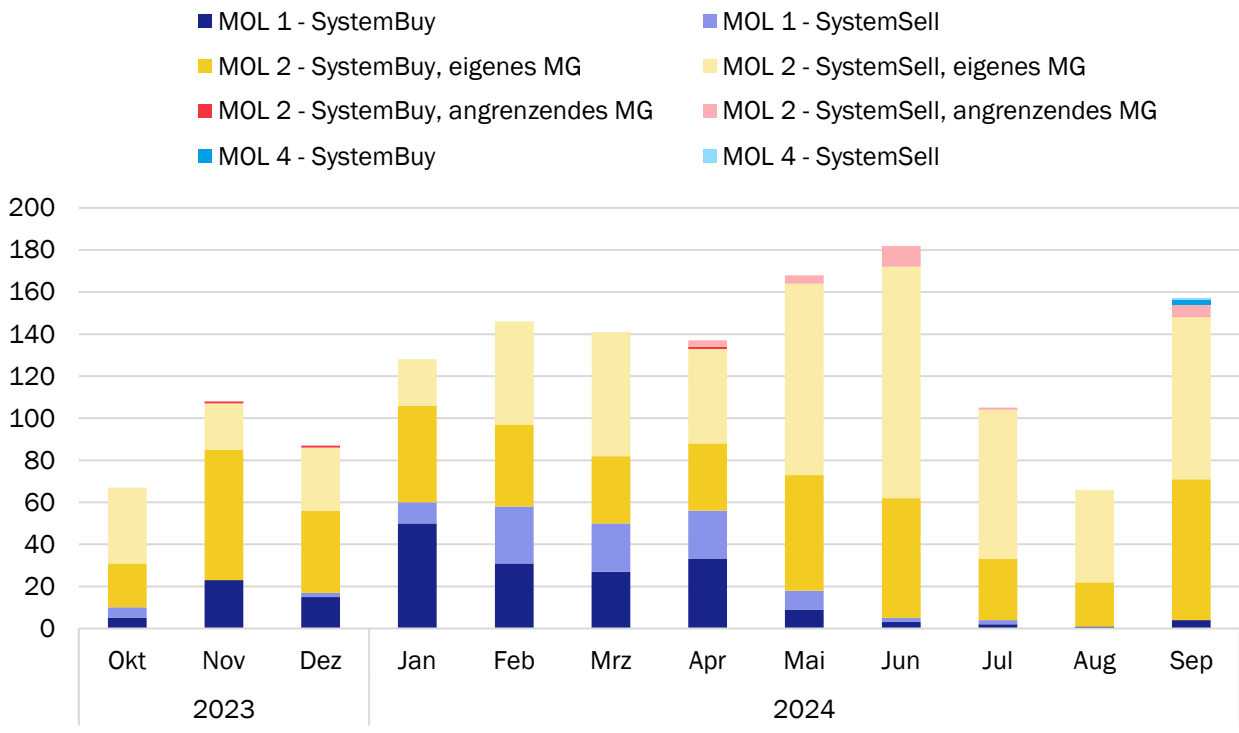


Abbildung 16: Anzahl Handelsgeschäfte (DA und RoD, Monatsbasis)

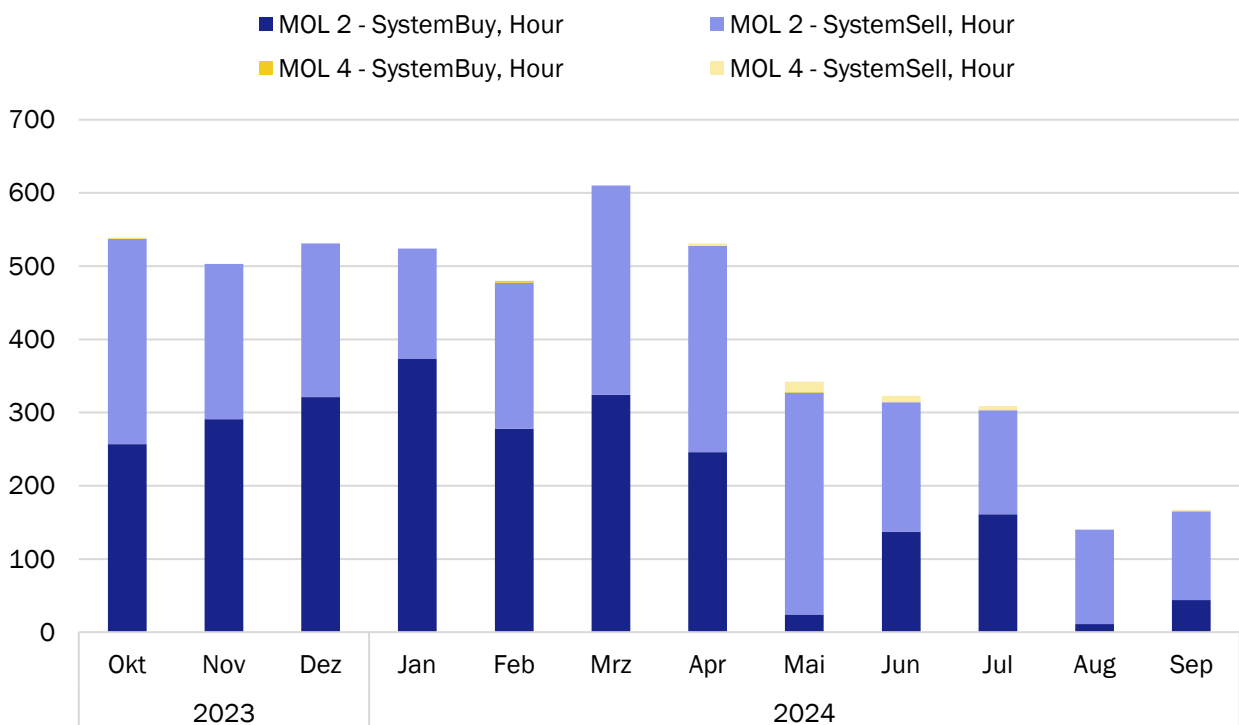


Abbildung 17: Anzahl Handelsgeschäfte (Hour, Monatsbasis)

4. Wirkung und Einsatz der untertägigen Verpflichtungen

4.1. Vorbemerkung

Entsprechend der Vorgaben der GaBi Gas 2.0 besteht auch im Marktgebiet THE das System der untertägigen Verpflichtungen.

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

Das Instrument der untertägigen Verpflichtungen soll den BKV einen Anreiz geben, auch innerhalb des Gastages einen ausgeglichenen Bilanzkreis anzustreben. Stündliche Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeisemengen im Bilanzkreis werden hierfür erfasst und über den Tag kumuliert. Wird dabei eine definierte Grenze überschritten, können diese Stundenmengen abgerechnet werden (sogenannte Flexibilitätsmenge). Die Abrechnung erfolgt jedoch nur, wenn dem MGV an diesem Tag auch durch gegenläufige Regelenergiegeschäfte im MOL-Rang 1 Kosten entstanden sind. Die BKV erhalten für alle RLM-Kunden eine stündliche Toleranz in Höhe von 7,5 % der ausgespeisten RLM-Tagesmenge, so dass nicht jede Prognoseungenauigkeit potenziell zu einer Abrechnung führt. Für alle anderen Zeitreihen wird keine Toleranz gewährt.

4.2. Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz in den jeweiligen MOL-Rängen

Das GWJ 23/24 zeichnet sich kumuliert betrachtet erneut durch eine deutliche Überspeisung in der Gasqualität L-Gas mit einem gleichzeitigen Konvertierungsüberhang in der Richtung L-Gas zu H-Gas aus.

In Abbildung 18 werden die untertägigen gegenläufigen Regelenergieeinsätze je MOL-Rang (innerhalb MOL-Rang 1 bzw. jeweils gasqualitätsspezifisch in MOL-Rang 2) für das GWJ 23/24 dargestellt⁶. Der Januar 2024 weist die höchsten gegenläufigen Regelenergiemengen auf, während es im Oktober und Dezember 2023 gar keinen gegenläufigen Einsatz gab.

Die gegenläufigen Regelenergieeinsätze folgen keinem eindeutigen systematischen Zusammenhang, sondern können sich von Jahr zu Jahr sowie innerhalb der Jahre durchaus unterschiedlich entwickeln. Dies ist 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.

⁶ In der Abbildung sind die DA- und RoD-Regelenergieeinsätze zusammengefasst dargestellt, siehe hierzu Fußnote 1.

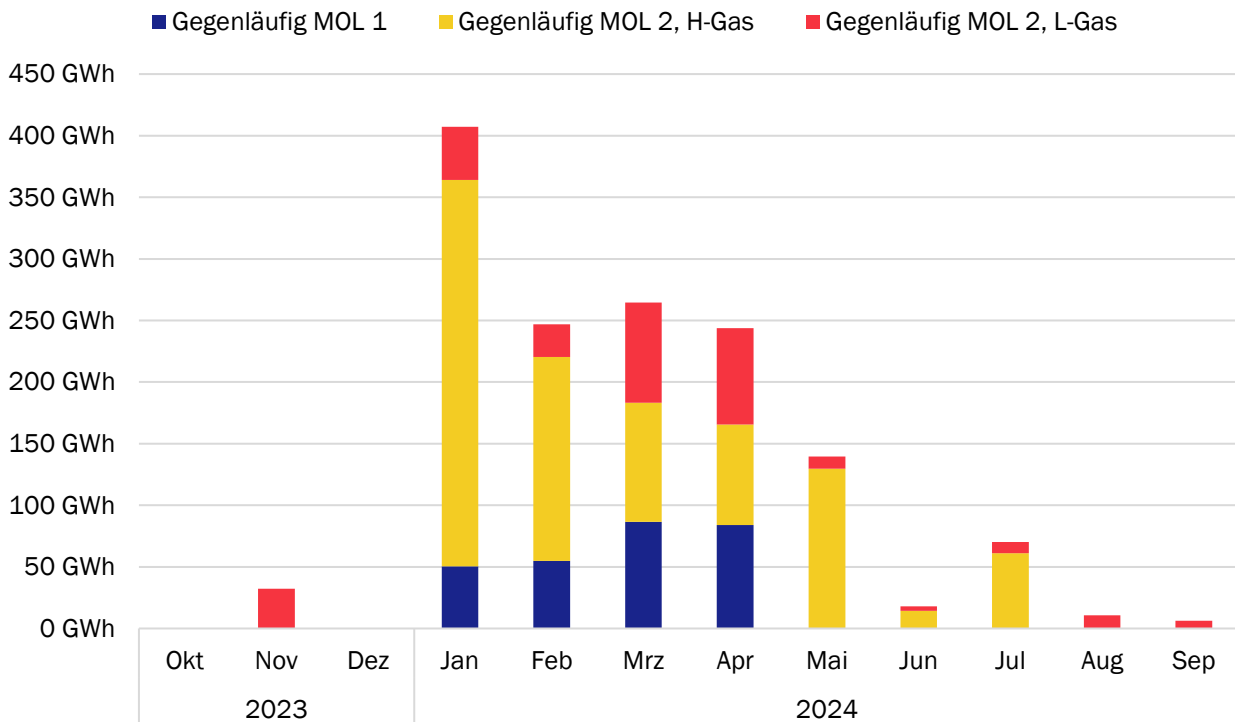


Abbildung 18: Untertägiger gegenläufiger Regelenergieeinsatz (DA und RoD, Monatsbasis)

4.3. 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.

Die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen im GWJ 23/24 sind in Abbildung 19 auf Monatsbasis dargestellt. Gegenüber dem vorangegangenen GWJ 22/23 sind die aggregierten bilanziellen Flexibilitätsmengen um 31 % gesunken (siehe Regelenergiebericht GWJ 22/23). Im Gegensatz zum Vor-GWJ kam es im GWJ 23/24 zu untertägigem gegenläufigem RE-Einsatz im MOL-Rang 1. Abbildung 20 zeigt die sich ergebenden Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh. Die Anzahl der Tage, an denen ein Flexibilitätskostenbeitrag berechnet wurde, lag bei 21 (Vgl. GWJ 22/23: 0). 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.

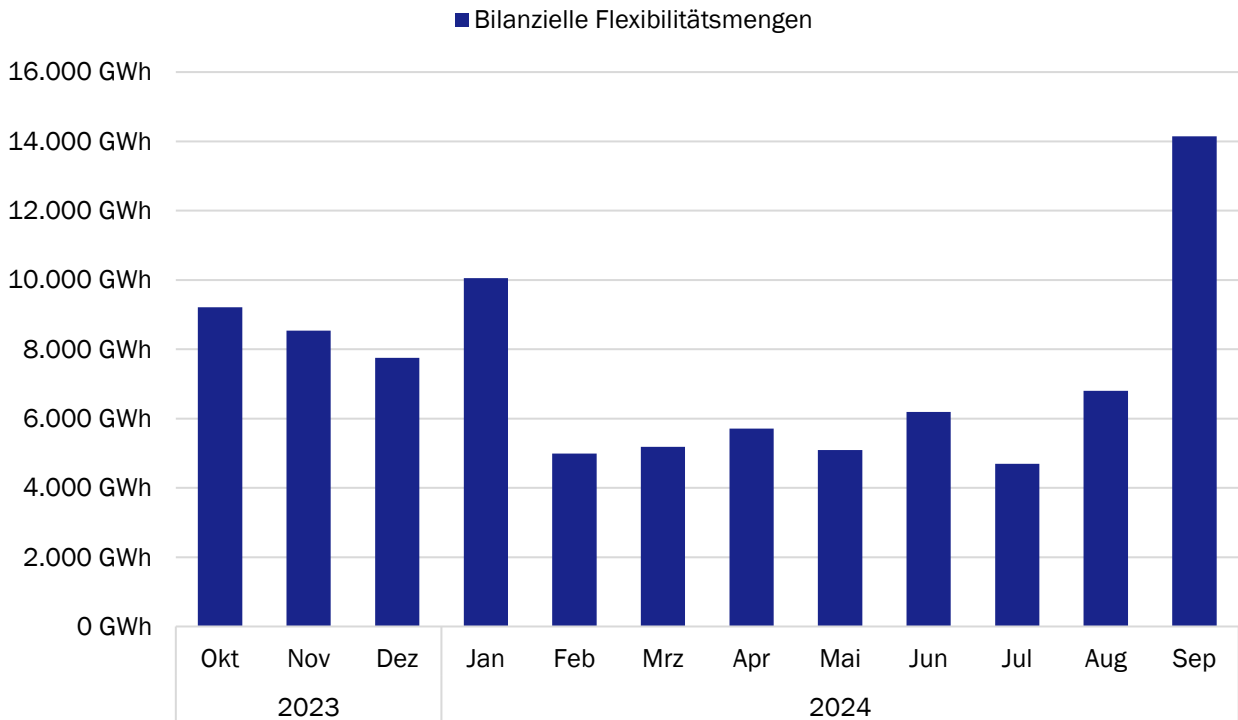


Abbildung 19: Bilanzielle Flexibilitätsmengen

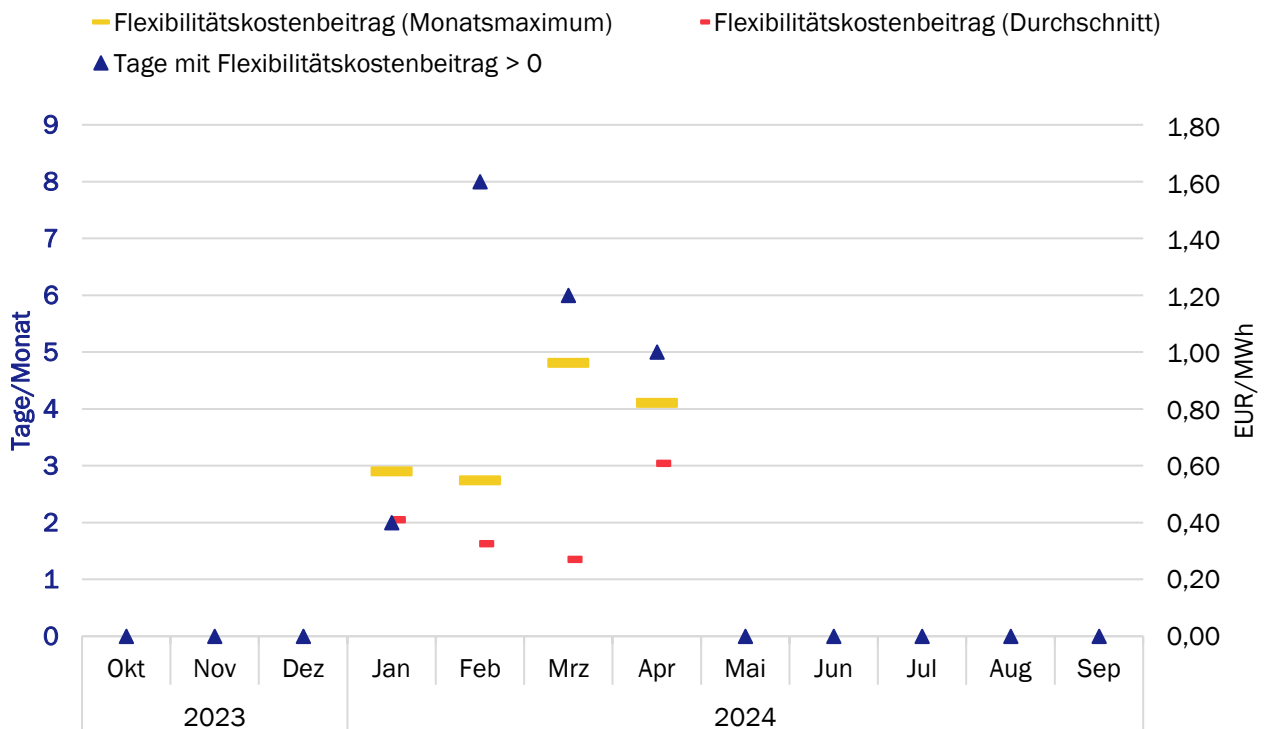


Abbildung 20: Flexibilitätskostenbeiträge größer 0 EUR/MWh

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

5.1. Einleitung

MOL-4-Produkte dienen der Absicherung etwaiger Regelenergiebedarfe für den Fall, dass die entsprechenden Bedarfe nicht über die Börse gedeckt werden können.

Die folgenden Kapitel geben jeweils einen Überblick über die Ausgestaltung der jeweiligen Produkte, durchgeführte Ausschreibungen sowie den Einsatz. Zudem erfolgt die Überprüfung der Reduzierung gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung.

5.2. Long Term Options

5.2.1. Produktbeschreibung

Das bilaterale Regelenergieprodukt „Long Term Options“ (LTO) dient der langfristigen Absicherung von Regelenergiebedarfen. Es beinhaltet die Möglichkeit des Kaufs bzw. Verkaufs von Gasmengen durch den MGV während des vereinbarten Leistungszeitraums und wird im Marktgebiet THE in zwei Produktvarianten ausgeschrieben. THE hat für das GWJ 2023/24 zwei Anpassungen an den vertraglichen Grundlagen (Produktbeschreibung „Long Term Options“/Geschäftsbedingungen Regelenergie) vorgenommen.

Zum einem werden seit dem Leistungszeitraum 01.04.2024 Anschlusspunkte zu LNG-Anlagen analog zu inländischen Produktionsanlagen als zulässige Erfüllungsoption für beide Produktvarianten ausgeschlossen. Zum anderen wird in der Produktvariante „Hourly“ für Leistungszeiträume ab dem 01.07.2024 bei den Erfüllungsvorgaben für die erste Stunde eines Abrufs vom sog. „H-1“-Absatz abgewichen. Damit bildet nur für die Stunde 6-7 im Abruffalle nicht die Allokation der Vorstunde, sondern der Nominierungsstand zum Zeitpunkt des Abrufs den Referenzwert für die Beurteilung der physischen Erfüllung. Diese Änderung wurde in Abstimmung mit der Anbieterseite umgesetzt, um vorliegende Marktgegebenheiten zu berücksichtigen.

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. Diese Produktvariante wird zonenbezogen ausgeschrieben und dient zur Steigerung der Versorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunktepapier (siehe Kapitel 5.7).

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)
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreiszuschlag
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 3: 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
Preis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Leistungsbereitstellung	In jeder Stunde während des gesamten Ausschreibungszeitraums
Vorlaufzeit	3 Stunden

Tabelle 4: Produktparameter LTO Hourly

Die Kontrahierung von LTO – sowohl in der **Produktvariante RoD** als auch in der **Produktvariante Hourly** – erfolgt im Rahmen transparenter Ausschreibungen. 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 Regelenergieanbieter teilnehmen. Die Anbieter können für den gesamten Ausschreibungszeitraum einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Bereitstellung (SystemBuy) oder Übernahme (SystemSell) von Gasmengen verlangen.

5.2.2. Ausschreibung und Einsatz von LTO RoD

Im Folgenden werden die für die verschiedenen LTO-Ausschreibungszeiträume für die Produktvariante RoD ausgeschriebenen Bedarfe sowie die zugehörigen Ausschreibungsergebnisse aufgeführt⁷.

Die Ausschreibungsergebnisse sind in Tabelle 5 dargestellt.

⁷ Etwaige LTO-Sonderausschreibungen werden separat in Kapitel 5.2.7 behandelt.

Ausschreibungszeitraum	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h) ⁸	Leistungspreis (EUR) ⁹	Durchschnittlicher Arbeitspreiszuschlag (EUR/MWh) ¹⁰
Januar 2024	HN, HM, HS, HOS, LW. LO, LGN, LGU, LNA	---	---	---	---	---
Februar 2024	HN, HM, HS, HOS, LW. LO, LGN, LGU, LNA	15.424	76.865	14.408	41.908.551	6,74
März 2024	HN, HM, HS, HOS, LW. LO, LGN, LGU, LNA	15.604	76.220	14.408	48.502.456	7,12

Tabelle 5: THE -Ausschreibung von LTO RoD (SystemBuy)¹¹

Auf Grund der hohen Speicherfüllstände und der beobachteten Verbrauchsreduktionen in den vorangegangenen beiden GWJ wurden für das GWJ 23/24 nach Rücksprache mit der BNetzA und dem BMWK nur die Monate Februar und März 2024 ausgeschrieben.

Der ausgeschriebene Bedarf konnte vollständig gedeckt werden.

Zu einem Abruf der kontrahierten LTO in der Produktvariante RoD kam es im GWJ 23/24 nur 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]
Februar 2024	1.278	54.855,23	0	0,00
März 2024	780	27.315,54	0	0,00

Tabelle 6: Einsatz LTO RoD: Abgerufene Mengen

5.2.3. 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 auf den Maßnahmen zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit gemäß BMWK-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015 (siehe dazu Kapitel 5.7). Die insgesamt über LTO in der Produktvariante RoD abzuschreibenden Leistungen werden nach einer mit dem BMWK abgestimmten Logik auf Basis historischer Daten ermittelt und unterliegen somit grundsätzlich Schwankungen.

Aktuell geht THE davon aus, dass die LTO-Mengen auch in Zukunft weiterhin so ausgeschrieben werden, wie für dieses und das letzte GWJ. Vor dem Hintergrund der Entwicklungen des GWJ 21/22 sowie GWJ 22/23 (insbesondere die historisch einmalige Preisentwicklung, des zum Redaktionsschluss noch

⁸ Abweichungen zwischen den genannten Bedarfen und der kontrahierten Leistung sind auf die angebotenen Losgrößen zurückzuführen.

⁹ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

¹⁰ 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.

¹¹ Eine Aufteilung der Bedarfe und kontrahierten Leistung auf die einzelnen RE-Zonen findet sich im Anhang.

andauernden russischen Angriffskriegs auf die Ukraine, neue gesetzliche Maßnahmen zur Versorgungssicherheit) kann es jedoch ggf. zu einer Anpassung der Höhe der ausgeschriebenen Mengen kommen.

5.2.4. 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.

Die LTO-Produktvariante Hourly dient der langfristigen Absicherung von Strukturierungsbedarfen. Ausschreibungen für die LTO-Produktvariante Hourly wurden mit Ausnahme des Septembers 2024 nur für die Regelenergiezone L-Gas West durchgeführt, da die langfristige Absicherung der Strukturierungsbedarfe in der Regelenergiezone L-Gas Ost in der Regel durch das SCB-Produkt erfolgt (Ausführungen dazu finden sich im Kapitel 5.4). Im September 2024 machten angekündigte längere Wartungsarbeiten im Transportnetz eine Ausschreibung von LTO-Hourly Mengen in der Regelenergiezone L-Gas Ost notwendig.

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2023	SystemBuy	L-Gas West	1.000	4.050	1.000	3.645.036	67,05
Q1 2024	SystemBuy	L-Gas West	500	2.930	500	993.600	33,00
Q2 2024	SystemBuy	L-Gas West	500	4370	500	675.974,40	32,54
Q3 2024	SystemBuy	L-Gas West	500	4770	500	523.134	43,21
Sep 2024	SystemBuy	L-Gas Ost	1.500	9.200	1.500	264.486	41,00

Tabelle 7: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungszeitraum	Richtung	Regelenergiezone	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Q4 2022	SystemSell	L-Gas West	1.000	5.000	1.000	1.217.490	35,16
Q1 2023	SystemSell	L-Gas West	500	2.500	500	649.328	27,50
Q2 2023	SystemSell	L-Gas West	500	3750	500	451.939	20,72
Q3 2023	SystemSell	L-Gas West	500	3660	500	470.000	29,79
Sep 2024	SystemSell	L-Gas Ost	1.500	7.420	500	271.084	37,31

Tabelle 8: Kontrahierung LTO Hourly L-Gas: SystemSell (Zusammenfassung)

Im GWJ 23/24 fanden Testabrufe im Oktober 2023 und im September 2024 in der Richtung SystemSell sowie in der Richtung SystemBuy statt. Zusätzlich fanden im Mai 2024 Testabrufe lediglich in der Richtung SystemBuy statt. In Tabelle 9 sind die jeweils abgerufenen Mengen und die zugehörigen Erlöse bzw. Kosten aufgeführt.

Monat	Regelenergiezone	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2023	L-Gas West	200	19.000,00	200	7.608,00
Nov. 2023	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Dez. 2023	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Jan. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Feb. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Mrz. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Apr. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Mai 2024	L-Gas West	130	7.097,30	0	0,00
Jun. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Jul. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Aug. 2024	L-Gas West	0	0,00	0	0,00
Sep. 2024	L-Gas West	0	0,00	100	3.910,00
	L-Gas Ost	100	3.950,00	0	0,00

Tabelle 9: LTO Hourly L-Gas Abgerufene Mengen

5.2.5. 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 23/24 jedoch weiterhin aufgetretenen Wartungsfenster (i. d. R. mindestens eine Stunde) bzw. der zum Teil 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 Marktgebiet THE wird derzeit allgemein erwartet, dass diese im Zuge der voranschreitenden Marktraumumstellung kontinuierlich reduziert werden können.

5.2.6. Durchführung von LTO-Testabrufen

Der MGV ist berechtigt, für die kontrahierten LTO in den Produktvarianten RoD und Hourly im MOL-Rang 4 Testabrufe gemäß Ziff. 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 und eine vertragsgemäße Regelenergiebeschaffung sicherzustellen.

Die Auswahl von Regelenergieanbietern für LTO-Testabrufe erfolgt anhand diskriminierungsfreier und vorher festgelegter Kriterien, die mit der Bundesnetzagentur besprochen sind. Ein Testabruf kann unter anderem dann vorgenommen werden, wenn der letzte LTO-Abruf gegenüber einem Regelenergieanbieter geraume Zeit zurückliegt, es sich um einen neuen Anbieter handelt oder Anhaltspunkte vorliegen, die darauf hindeuten, dass die geschuldete Pflichterfüllung im Abruffall unter Umständen 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 23/24 wurden insgesamt elf LTO-Testabrufe bei ebenso vielen Anbietern durchgeführt. Vier Abrufe erfolgten in der Produktvariante LTO-Hourly in der Ausprägung SystemBuy und zwei in der Ausprägung SystemSell. Die Produktvariante LTO-RoD SystemBuy wurde fünfmal abgerufen. Bei einem dieser Abrufe wurde ein Verstoß festgestellt und eine Vertragsstrafe verhängt. Die restlichen Abrufe wurden ordnungsgemäß erfüllt.

5.2.7. LTO-Sonderausschreibungen

Im GWJ 23/24 wurden keine LTO-Sonderausschreibungen durchgeführt.

5.3. Short Term Balancing Services

5.3.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenergieprodukt „Short Term Balancing Services“ (STB) handelt es sich um ein kurzfristiges, nicht-standardisiertes Regelenergieprodukt, innerhalb des MOL-Rang 4.

Das STB-Produkt beinhaltet kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an den MGV bzw. zur Übernahme von Gasmengen vom MGV als konstante Stundenleistung ab der abgerufenen Stunde jeweils bis zum Ende des Gastages¹². Es kann nur im Rahmen von kurzfristigen Ausschreibungen von präqualifizierten Regelenergieanbietern angeboten werden. Der Abruf entsteht bei kurzfristigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge.

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. Die wichtigsten Produktparameter sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

¹² An den Tagen der Zeitumstellung sind es jeweils maximal 23 bzw. 25 Stunden.

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)
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 10: Produktparameter STB

5.3.2. 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 23/24 wurde keine Ausschreibung für das STB-Produkt im Marktgebiet THE durchgeführt.

5.4. Short Call Balancing Services

5.4.1. Produktbeschreibung

Beim Regelenergieprodukt „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 Regelenergiezone L-Gas Ost ausgeschrieben. Teilnehmen können präqualifizierte Regelenergieanbieter, die die ausgeschriebene Leistung gemäß den Produktspezifikationen an Speicherpunkten (Speicher Epe-L) oder Ausspeisepunkten zu Industriekunden in der Regelenergiezone 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 Abbildung 21 dargestellt: Zum 01.04.2024 wurde die Anzahl der möglichen Abrufe angepasst und von vier auf nunmehr bis zu zwölf pro Tag heraufgesetzt, jedoch auf maximal 60 Abrufe pro Monat begrenzt. Bei Leistungszeiträumen, die nicht auf volle Monate ausgeschrieben werden, richtet sich die Zahl der insgesamt möglichen Abrufe nach den veröffentlichten Ausschreibungsbedingungen.

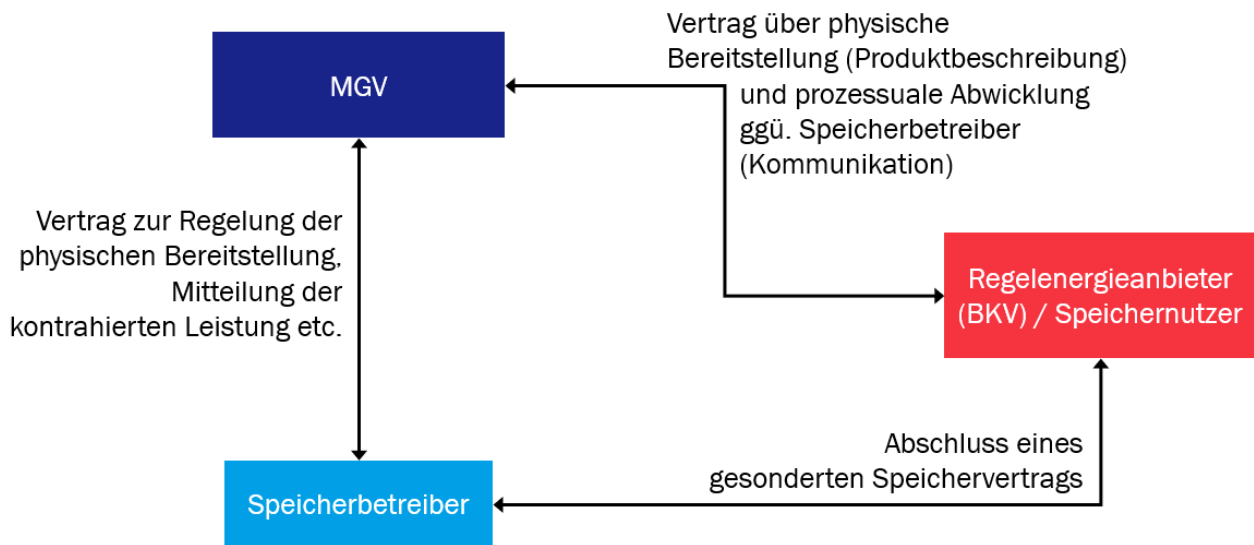


Abbildung 21: Vertragskonstellation SCB-Produkt bei Bereitstellung an Speicherpunkten

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. 12 Abrufe je Los je Gastag des Ausschreibungszeitraums, begrenzt auf 60 Abrufe pro Monat
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 11: Produktparameter SCB

5.4.2. 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)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten ¹³ (EUR)	Ø Arbeitspreis ¹⁴ (EUR/MWh)
Okt. 2023	1.500	5.000	1.500	696.228,00	35,74
Nov. 2023	1.500	4.910	1.500	597.664,00	48,51
Dez. 2023	1.500	4.750	1.500	620.399,00	45,88
Jan. 2024	1.500	4.660	1.500	615.308,55	34,41
Feb. 2024	1.500	3.980	1.500	599.416,00	27,77
Mrz. 2024	1.500	4.500	1.500	584.489,00	26,17
Apr. 2024	1.500	4.440	1.500	537.956,00	25,73
Mai 2024	1.500	4.490	1.500	518.768,00	28,05
Jun. 2024	1.500	4.160	1.500	464.947,00	29,72
Jul. 2024	1.500	4.540	1.500	452.458,00	36,98
Aug. 2024	1.500	4.540	1.500	428.886,00	32,89
Sep. 2024	3.000	7.240	3.000	277.198,18	40,28

Tabelle 12: Kontrahierung SCB: SystemBuy (Zusammenfassung)

Ausschreibungszeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebote Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungskosten (EUR)	Ø Arbeitspreis (EUR/MWh)
Okt. 2023	1.500	1.640	1.500	4.892.998,00	35,54
Nov. 2023	1.440	1.440	1.440	8.127.778,00	46,13
Dez. 2023	1.500	2.380	1.500	8.457.683,00	47,31
Jan. 2024	1.500	1.830	1.500	8.636.388,00	35,96
Feb. 2024	1.500	2.880	1.500	5.478.162,00	28,63
Mrz. 2024	1.500	2.900	1.500	3.932.437,00	26,11
Apr. 2024	1.500	2.240	1.500	2.961.621,00	24,50
Mai 2024	1.500	3.040	1.500	2.809.439,00	27,97
Jun. 2024	1.500	2.660	1.500	2.845.126,00	29,66
Jul. 2024	1.500	3.040	1.500	2.806.355,00	31,76
Aug. 2024	1.500	3.040	1.500	2.662.056,00	29,66
Sep. 2024	2.850	5.740	2.850	2.368.362,60	32,36

Tabelle 13: Kontrahierung SCB: SystemSell (Zusammenfassung)

Die Leistungspreise reduzieren sich tendenziell über das GWJ 23/24 hinweg.

Das SCB-Produkt wurde im GWJ 23/24 an insgesamt neun Tagen im SystemSell abgerufen. Der Einsatz erfolgte teilweise als Reaktion auf kurzfristige starke Renominierungen eines einzelnen Marktteilnehmers. Aus demselben Grund fand im GWJ 23/24 an einem Tag ein Einsatz in Kaufrichtung statt.

¹³ Die je Los zugeschlagenen Leistungspreise sind auf der Webseite des MGV veröffentlicht.

¹⁴ 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.

Die im Rahmen der SCB-Abrufe eingesetzten Mengen je Monat sind im Einzelnen für das GWJ 23/24 in Tabelle 14 sowie in Abbildung 22 im Jahresvergleich dargestellt.

Monat	SystemBuy abgerufene Menge [MWh]	SystemBuy Betrag [EUR]	SystemSell abgerufene Menge [MWh]	SystemSell Betrag [EUR]
Okt. 2023	0	0,00	0	0,00
Nov. 2023	0	0,00	0	0,00
Dez. 2023	0	0,00	0	0,00
Jan. 2024	0	0,00	0	0,00
Feb. 2024	4.500	124.956,60	0	0,00
Mrz. 2024	0	0,00	0	0,00
Apr. 2024	0	0,00	4.500	110.233,50
Mai 2024	0	0,00	20.400	573.037,00
Jun. 2024	0	0,00	13.500	400.554,00
Jul. 2024	0	0,00	9.000	285.865,20
Aug. 2024	0	0,00	0	0,00
Sep. 2024	0	0,00	0	0,00

Tabelle 14: Einsatz SCB: Abgerufene Mengen

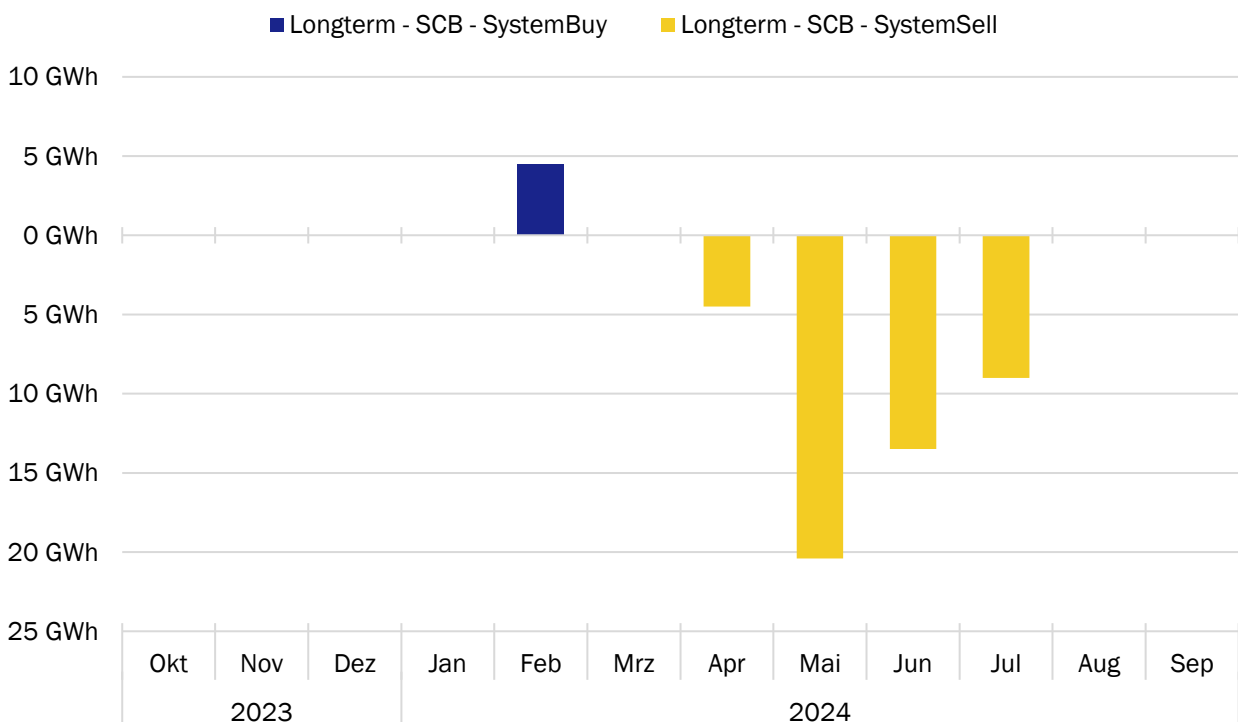


Abbildung 22: Einsatz SCB: Abrufmengen (Monatsbasis)

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

Die externen Regelenergiebedarfe im L-Gas-Netzbereich des Marktgebiets THE 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 niederländischen 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 und seitdem regelmäßig eingesetzt. Vor dem Hintergrund der voranschreitenden Marktraumumstellung und den Erfahrungen mit den kurzfristigen hohen Renominierungen des GWJ 23/24 wird derzeit auch weiterhin ein Bedarf für das Produkt gesehen.

5.5. Flexibility Services

5.5.1. Produktbeschreibung

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

- „an THE“ bedeutet, dass der MGV zeitweise Gasmengen von dem Anbieter übernimmt und die übernommenen Gasmengen wieder an den Anbieter übergibt („Leihen“) bzw.
- „von THE“ 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“, d.h. es findet kein Eigentumsübergang des eingesetzten Gases statt. 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, stattdessen erfolgt 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 THE 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. Sowohl feste als auch unterbrechbare Produkte können 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.

5.5.2. Ausschreibung und Einsatz von Flexibility Services

Für das GWJ 23/24 fand eine Ausschreibung für das Produkt Flexibility Services auf fester Basis ausschließlich in der Gasqualität L-Gas statt, wobei die einzelnen Monate als Leistungszeiträume separat ausgeschrieben wurden.

Die Ausschreibung für die Monate Oktober 2023, November 2023, Dezember 2023, Januar 2024, Februar 2024 und März 2024 wurde am 20. Juni 2023 angekündigt.

Der ausgeschriebene Bedarf (feste Verfügbarkeit in den Regelenergiezonen GUD-L, GTG-L und NWG) belief sich auf 1.300 MWh/h für die Monate Oktober 2023 und November 2023, 1.900 MWh/h für den Dezember 2023 und jeweils 2.300 MWh/h für die Monate Januar 2024, Februar 2024 und März 2024.

Tabelle 15 stellt die Daten zu den kontrahierten Flexibilitätsverträgen auf fester Basis im GWJ 23/24 dar.

Leistungszeitraum	Ausgeschriebene Leistung (MW)	Angebotene Leistung (MW)	Kontrahierte Leistung (MW)	Leistungspreis-Kosten (EUR)
Okt. 2023	1.300	4.180	1.300	2.149.250
Nov. 2023	1.300	4.180	1.300	2.148.161
Dez. 2023	1.900	4.780	1.900	3.965.573
Jan. 2024	2.300	4.080	2.300	10.608.400
Feb. 2024	2.300	4.080	2.300	12.584.390
Mrz. 2024	2.300	3.880	2.300	14.265.396
Apr. 2024	0	0	0	0
Mai 2024	0	0	0	0
Jun. 2024	0	0	0	0
Jul. 2024	0	0	0	0
Aug. 2024	0	0	0	0
Sep. 2024	0	0	0	0

Tabelle 15: Kontrahierung fester Flexibilitätsverträge (nur L-Gas)

Im GWJ 23/24 musste die kontrahierte Leistung für das Produkt „Flexibility Services“ an keinem Tag abgerufen werden, so dass sich die Darstellung in einer separaten Abbildung erübrigt.

5.5.3. Überprüfung der Reduzierung von Flexibility Services gemäß Art. 8 Ziff. 6 Netzkodex Gasbilanzierung

Im Zuge der erfolgten Harmonisierung der Regelenergieprodukte „Flexibility Services“ und „Short Call Balancing Services“ (SCB) hat sich THE in Absprache mit den FNB und der BNetzA entschlossen, das Regelenergieprodukt „Flexibility Services“ zugunsten des Regelenergieprodukts „SCB“ zum Ende des GWJ 23/24 auch unter Berücksichtigung der fortschreitenden Marktraumumstellung auslaufen zu lassen. So konnte bereits nach der Winterperiode auf Ausschreibungen für das Flexibility Produkt verzichtet werden.

5.6. LRD-Produkt

5.6.1. Produktbeschreibung

Das Regelenergieprodukt „Load Reduction“ (LRD) legt einen besonderen Fokus auf die Aktivierung von Abschaltpotenzialen von Industrieverbrauchern für den Regelenergieeinsatz und ermöglicht somit Industrieverbrauchern, ihr nachfrageseitiges Potenzial dem Marktgebietsverantwortlichen jederzeit anzubieten. Die Angebotsabgabe erfolgt allerdings nicht direkt über den Industrieverbraucher, sondern über den BKV als präqualifiziertem Regelenergieanbieter.

Sofern ein entsprechender Regelenergiebedarf bestehen sollte, erfolgt der Abruf kurzfristig für den aktuell betrachteten Gastag. Die Losgröße ist variabel (ab 1 MWh/h). Im Falle eines Abrufs würde durch den MGV das gesamte Angebot abgerufen werden. Die Vorlaufzeit ist durch den Anbieter frei wählbar. Ebenfalls wählbar durch den Anbieter ist das Preismodell (Tagespreis bei Abruf oder Arbeitspreis in EUR/MWh).

Darüber hinaus kann der Anbieter auswählen, ob im Falle eines Abrufs für den betrachteten Gastag auch Abrufe für darauffolgende Gastage erfolgen sollen (D+1 bis D+7).

Die vollständige Produktbeschreibung steht auf der THE-Website zum Download bereit.

5.6.2. Ausschreibung und Einsatz LRD-Produkt

Ein Einsatz des LRD-Produktes fand im GWJ 23/24 nicht statt. Entsprechende Bedarfe traten nicht auf.

5.7. Maßnahmen gemäß Eckpunktepapier BMWK

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit mit Erdgas wurde durch das BMWK am 16. Dezember 2015 ein Eckpunktepapier veröffentlicht, das die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch den MGV zur Stärkung des Regelenergiemarktes vorsieht.

Bei diesen Maßnahmen handelte es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenergieproduktes LTO und zum anderen um die Einführung eines langfristigen Regelenergieproduktes DSM. Das eigenständige DSM-Produkt wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Die

Umsetzung des BMWK-Eckpunktepapiers erfolgt seit diesem Zeitpunkt ausschließlich über das LTO-Produkt (Produktvariante RoD).

Wie in den Vorjahren erfolgten die zur Umsetzung des BMWK-Eckpunktepapiers vorgenommenen Ausschreibungen in Abstimmung mit dem BMWK und der BNetzA. Die insgesamt abzusichernde Ausschreibeleistung wurde dabei gemäß der mit dem BMWK und der BNetzA vereinbarten Bedarfsermittlungslogik berechnet; die Aufteilung auf die Regelenergiezonen erfolgte jeweils durch die FNB des Marktgebietes.

6. 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 3.1 dargestellt. Die über den MOL-Rang 4 (LTO und SCB) abgerufenen Mengen sind in Kapitel 5.2 bzw. 5.4 dargestellt.

Im GWJ 23/24 wurden im Marktgebiet THE im MOL-Rang 2 keine Regelenergieprodukte mit RoD- und/oder DA-Lieferperiode eingesetzt. Im MOL-Rang 4 erfolgten Abrufe ausschließlich zu Testzwecken.

7. 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 Netzknoten- 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 GWJ gebildet. Dabei kann der Mittelwert als arithmetisches Mittel oder als Mengengewicht gebildet werden.

Im Marktgebiet THE wird das arithmetische Mittel angewendet. 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.

Die aus der beschriebenen Aufteilungslogik resultierenden Kosten und Erlöse je Umlagekonto können der Abbildung 23 entnommen werden.

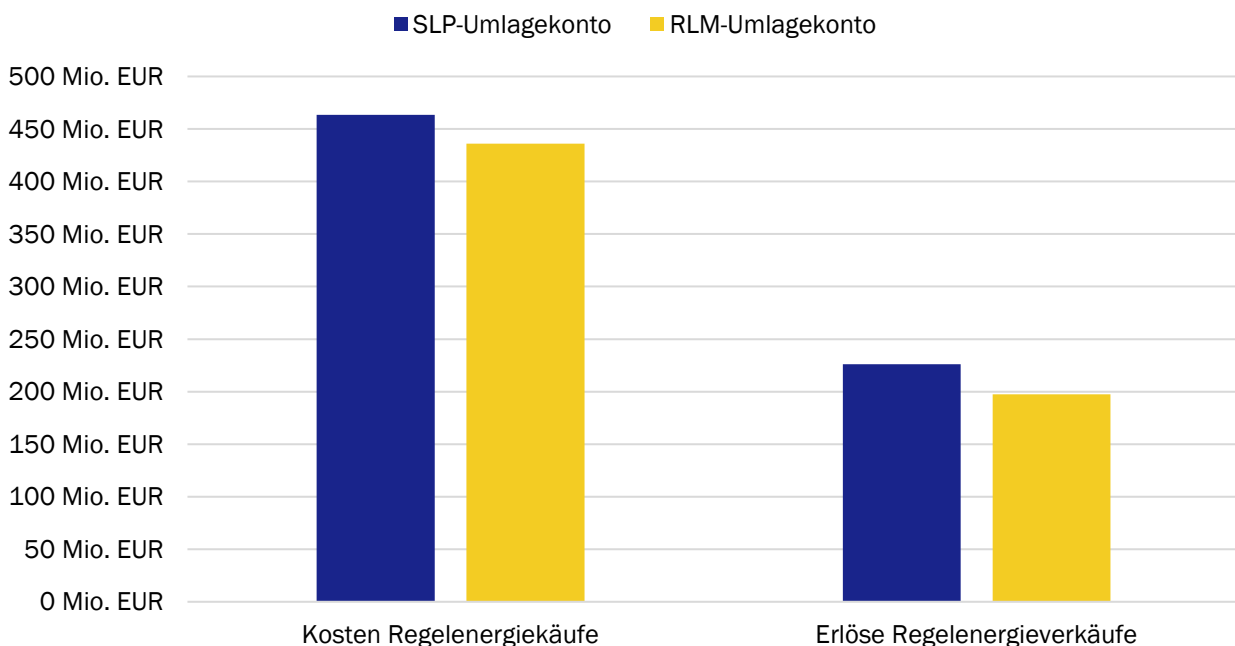


Abbildung 23: Kosten und Erlöse aus Regelenergie je Umlagekonto¹⁵

¹⁵ Die abgebildeten Kosten und Erlöse sind für die Monate 07/2024 - 09/2024 auf vorläufiger Basis ermittelt worden und lagen zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts noch nicht final vor.

8. Entwicklung der Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

In Tabelle 16 werden die Entgelte und Umlagen gemäß GaBi Gas 2.0 und Konni Gas im Marktgebiet für die Perioden ab dem 1. Oktober 2023 bis einschließlich 30. September 2024 bzw. ab dem 1. Oktober 2024 bis einschließlich 30. September 2025 dargestellt.

Entgelte/Umlagen	Ab 1.Oktober 2023	Ab 1.Oktober 2024
Konvertierungsentgelt (H->L)	0,21 EUR/MWh	0 EUR/MWh
Konvertierungsentgelt (L->H)	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen	Keines, in Konni Gas nicht vorgesehen
Konvertierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh
RLM-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh
SLP-Bilanzierungsumlage	0 EUR/MWh	0 EUR/MWh

Tabelle 16: Entgelte und Umlagen im Marktgebiet

Für die Umlageperiode Oktober 2023 bis einschließlich September 2024 (= Überschussperiode) wird THE zum Redaktionsschluss einen Überschuss gemäß GaBi Gas 2.0 im RLM Bilanzierungsumlagekonto erzielen, der unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers den prognostizierten Fehlbetrag für die kommende Umlageperiode übersteigt. Dieser wird im Einklang mit der Festlegung GaBi Gas 2.0 und auf Basis der vertraglichen Regelungen nach Vorlage aller finaler Daten für die potenzielle Überschussperiode an die Bilanzkreisverantwortlichen im Februar 2025 ausgeschüttet. Zum Redaktionsschluss wird davon ausgegangen, dass insgesamt ein hoher 3-stelliger Millionenbetrag ausgeschüttet wird. Zunächst wird eine Ausschüttung an die in der Überschussperiode tätigen Bilanzkreisverantwortlichen bis maximal in Höhe der von ihnen in der Überschussperiode geleisteten RLM-Bilanzierungsumlage erfolgen. Sollten darüber hinaus Überschüsse bestehen, werden diese an alle Bilanzkreisverantwortliche in Abhängigkeit ihrer bilanzrelevanten RLM-Menge in der Überschussperiode unter Berücksichtigung der Brennwertkorrektur ausgeschüttet. Da in der potenziellen Überschussperiode die RLM Bilanzierungsumlage bei 0 lag, wird es eine Ausschüttung bzw. Verrechnung gemäß Stufe 2 geben. Die Ausschüttung wird die Zeitreihentypen RLMoT und RLMmT betreffen.

Es finden keine Ausschüttungen für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto sowie für das Konvertierungskonto statt.

Genauere Informationen zur Berechnung der Entgelte und Umlagen können den jeweiligen Berechnungsgrundlagedokumenten zu Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage¹⁶ bzw. Bilanzierungsumlagen¹⁷ entnommen werden. Detaillierte Ausführungen zur Berücksichtigung der Risiken aus der externen Regelenergiebeschaffung bei der Ermittlung der Bilanzierungsumlagen sind ebenfalls im entsprechenden Berechnungsgrundlagedokument enthalten.

¹⁶ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

¹⁷ Veröffentlicht auf der Webseite des MGV (www.tradinghub.eu)

9. Zusammenfassung

Wie in den Vorjahren erfolgte die Regelenergiebeschaffung der THE auch im GWJ 23/24 fast ausschließlich über die Spotmarktbücher der EEX. Insgesamt wurde im GWJ 23/24 Regelenergie in Höhe von 32.588 GWh (GWJ 22/23: 32.243 GWh) gekauft und in Höhe von 26.108 GWh verkauft (GWJ 22/23: 55.383 GWh). Im gesamten GWJ betragen die Ausgaben für externe Regelenergie (ohne Leistungspreise) 1.142 Mio. EUR (GWJ 22/23: 2.066 Mio. EUR). Die Einnahmen aus Verkäufen externer Regelenergie beliefen sich im GWJ 23/24 auf 846 Mio. EUR (GWJ 22/23 3.253 Mio. EUR)

Im GWJ 23/24 überwiegen die Regelenergiekäufe, was es zu einem eher typischen GWJ macht und was sich bereits zum Ende des GWJ 22/23 abzeichnete. Die Regelenergieverkäufe im GWJ 23/24 liegen auf das gesamte GWJ betrachtet 33% unter denen des vorangegangenen GWJ, während die Käufe in etwa gleichgeblieben sind. Die Preise sind, wie bereits im GWJ 22/23, gefallen. Der VHP-Durchschnittspreis lag bei 34 EUR/MWh und damit niedriger als im GWJ 22/23 (55,43 EUR/MWh). Das Zusammenspiel von stark gesunkenen Verkaufsmengen und Preisen sorgt dafür, dass die Kosten für Regelenergie unter Berücksichtigung der Leistungspreise die Erlöse um 508,7 Mio. EUR übersteigen.

Im GWJ 23/24 wurden kleine Mengen zu Testzwecken an den Handelsplätzen in Dänemark (ETF) und Belgien (ZTP) beschäftigt, was die Möglichkeiten des MGV zur preisoptimalen Beschaffung in der Zukunft vergrößert. Im Vergleich zum VorGWJ wurde signifikant mehr Regelenergie preisoptimal am TTF veräußert, was eine Folge der Überspeisungen im L-Gas war.

Gegenüber dem Vor-GWJ kam es im GWJ 23/24 an 21 Tagen zur Abrechnung eines Flexibilitätskostenbeitrags auf Grund gegenläufigem untertätigem Regelenergieeinsatzes. Auch das SCB-Produkt musste zur kurzfristigen Strukturierung im L-Gas eingesetzt werden. LTO wurden wie auch in den Vor-GWJ lediglich zu Testzwecken abgerufen.

Das Produkt Flexibility Service wurde im GWJ 23/24 letztmalig ausgeschrieben, jedoch nicht eingesetzt. Es wurde zugunsten des Regelenergieprodukts SCB zum Ende des GWJ 23/24 in Rücksprache mit den FNB und der BNetzA auslaufen gelassen und bereits nach der Winterperiode nicht mehr ausgeschrieben.

Das im GWJ 22/23 neu eingeführte LRD-Produkt im MOL-Rang 4 wurde auch im GWJ 23/24 nicht eingesetzt.

Im Februar 2025 wird THE einen Überschuss der RLM-Umlage für die Umlageperiode 2023/2024 an die BKV ausschütten. Ausschüttungen für das SLP-Bilanzierungsumlagekonto sowie für das Konvertierungskonto finden nicht statt.

Anhang zum Regelenergiebericht für das Marktgebiet THE

Gesamtübersicht Regelenergiekosten und -erlöse im GWJ 23/24

Regelenergiekosten/-erlöse	Kosten (SystemBuy)	Erlöse (SystemSell)
MOL 1	127.612.944	26.743.144
DA	34.978.597	3.321.007
RoD	92.634.347	23.422.138
MOL 2	1.014.342.131	818.049.555
DA	535.378.835	482.333.557
RoD	419.370.537	269.990.115
Hour	59.592.759	65.725.883
MOL 4	237.175	1.381.208
RoD ¹⁸	82.171	0
Hour (LTO)	30.047	11.518
Hour (SCB)	124.957	1.369.690
Gesamt	1.142.192.249	846.173.907

Tabelle 17: Regelenergiekosten/-erlöse nach MOL (DA, RoD und Hour; nur Arbeitspreise)¹⁹

Regelenergiekosten	Leistungspreis (SystemBuy)	Leistungspreis (SystemSell)
Long Term Options RoD	90.411.007	0
Long Term Options Hour	7.637.762	4.539.134
Short Call Balancing Services	9.082.204	63.047.895
Flexibility Services	48.444.771	0
Gesamt	155.575.744	67.587.028

Tabelle 18: Kosten aus MOL-4-Kontrahierungen (nur Leistungspreise)

¹⁸ Die Kosten setzen sich aus STB und LTO RoD Arbeitspreisen zusammen.

¹⁹ 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.

Gesamtübersicht Regelenergiemengen im GWJ 23/24

Regelenergiemengen [MWh]	Mengen (SystemBuy)	Mengen (SystemSell)
MOL 1	3.832.576	951.646
DA	1.020.144	104.232
RoD	2.812.432	847.414
MOL 2	28.748.137	25.109.432
DA	15.429.464	14.394.672
RoD	11.714.493	8.562.723
Hour	1.604.180	2.152.037
MOL 4	6.988	47.700
RoD ²⁰	2.058	0
Hour (LTO)	430	300
Hour (SCB)	4.500	47.400
Gesamt	65.175.402	52.217.556

Tabelle 19: Regelenergiemengen nach MOL (DA, RoD und Hour)

Ausschreibungsergebnisse LTO RoD je Regelenergiezone

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis- zuschlag (EUR/MWh)
Feb. 2023	7.411	41.394	7.420	27.124.431,20	8,80
Mrz. 2023	7.411	40.659	7.420	31.172.778,96	9,77

Tabelle 20: 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- zuschlag (EUR/MWh)
Feb. 2023	1.151	7.561	1.151	1.230.526,46	9,70
Mrz. 2023	1.151	6.721	1.151	1.877.804,92	1,91

Tabelle 21: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HN)

²⁰ In den Mengen sind STB und LTO RoD Abrufe enthalten.

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreis- zuschlag (EUR/MWh)
Feb. 2023	1.151	6.551	1.151	1.272.518,00	0,00
Mrz. 2023	1.151	6.551	1.151	1.501.504,00	0,00

Tabelle 22: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HM)

Ausschreibungs- zeitraum	Bedarf (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreiszu- schlag (EUR/MWh)
Feb. 2023	1.223	10.229	1.226	1.115.357,82	11,84
Mrz. 2023	1.223	9.409	1.226	1.154.582,60	16,34

Tabelle 23: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: HOS)

Ausschrei- bungs-zeit- raum	Bedarf ²¹ (MWh/h)	Angebotene Leistung (MWh/h)	Kontrahierte Leistung (MWh/h)	Leistungspreis (EUR)	Ø Arbeitspreiszu- schlag (EUR/MWh)
Feb. 2023	3.454	11.130	3.460	11.165.717	1,78
Mrz. 2023	3.454	12.880	3.460	12.795.786	2,26

Tabelle 24: Kontrahierung LTO RoD: SystemBuy (Zusammenfassung je Ausschreibungszeitraum, Zone: L-Gas: LW, LO, LGN, LGU, LNA)

²¹ 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

EUREF-Campus 1

40472 Düsseldorf

[regulatory-affairs](#)

[@tradinghub.eu](#)

T +49 (0) 211 542000 – 404

F +49 (0) 211 542000 – 418

[www.tradinghub.eu](#)