



Beschaffung externer Regelenergie im Marktgebiet NetConnect Germany im Winter 2017/2018

Einleitung

Die vorliegende zusammenfassende Analyse betrachtet die Monate Oktober 2017 bis einschließlich März 2018 und analysiert – mit Fokus auf die „Rest of the Day (RoD)“- und „Day Ahead (DA)“-Beschaffung – die Regelenergiemengenentwicklung, die Preisentwicklung sowie die Absicherung von Regelenergiebedarfen über langfristige Regelenergieprodukte. Neben der Beschreibung der Regelenergiemengen- und Preissituation werden potenzielle Ursachen des Regelenergiebedarfs dargestellt. Zudem wird der Verlauf und die Wirkungsweise der täglichen Netzkontoabrechnung betrachtet.

Regelenergiemengen

Im Vorjahresvergleich ist eine Steigerung der Nettomengen des kumulierten Regelenergieeinsatzes (H-Gas und L-Gas kombiniert) zu verzeichnen. Während der kumulierte Regelenergieeinsatz im Winterhalbjahr des Gaswirtschaftsjahres 2016/2017 ca. 5.000 GWh betrug, stieg der Wert im Winterhalbjahr des aktuellen Gaswirtschaftsjahres auf ca. 9.500 GWh.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Nettomengen des kumulierten Regelenergieeinsatzes.

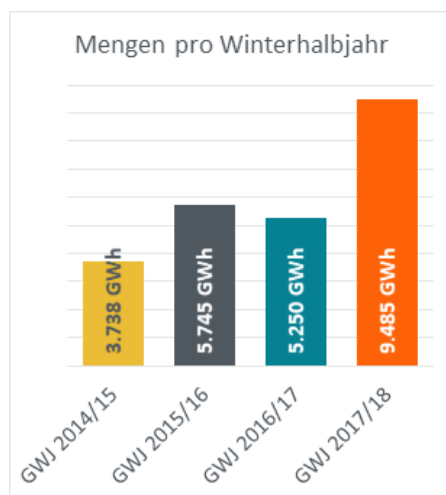


Abbildung 1: Kumulierter Regelenergieeinsatz:
Nettomengen (H & L Gas kombiniert)

Im Betrachtungszeitraum betrug der Anteil globaler Regelenergiebeschaffung am Spotmarkt der PEGAS im MOL-Rang 1 ca. 25 % und lag damit deutlich über dem Anteil im Vorjahreszeitraum (<1 %). Der Anteil an gasqualitätsspezifischen Regelenergiebedarfen im MOL-Rang 2 lag bei ca. 75 % und damit deutlich unter dem Anteil aus dem Vorjahr (nahezu 100 %).

Die Ursachen für den gestiegenen Anteil im MOL-Rang 1 und dem verringerten Anteil im MOL-Rang 2 liegen u. a. im geänderten bilanziellen Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer sowie im derzeit zur Verfügung stehenden technischen Konvertierungsvermögen (maßgeblich für die Ermittlung von Bedarfen im MOL-Rang 1). Dieses ist sowohl von dem gasqualitätsspezifischen Netzzustand der jeweils kalorischen Gaseigenschaften als auch von der Anlagenverfügbarkeit abhängig.

Wie bereits im Vorjahr, konnte aufgrund einer ausreichenden Mengenverfügbarkeit in den MOL-Rängen 1 und 2 nahezu vollständig auf eine Beschaffung von bilateralen kurz- oder langfristigen Produkten in den MOL-Rängen 3¹ und 4 verzichtet werden. Lediglich in Fällen von Börsenausfällen bzw. Wartungen wurde auf die Beschaffung im MOL-Rang 4 zurückgegriffen.

¹ Kurzfristige bilaterale Produkte im MOL-Rang 3 ab dem 1. Januar 2018 abgeschafft

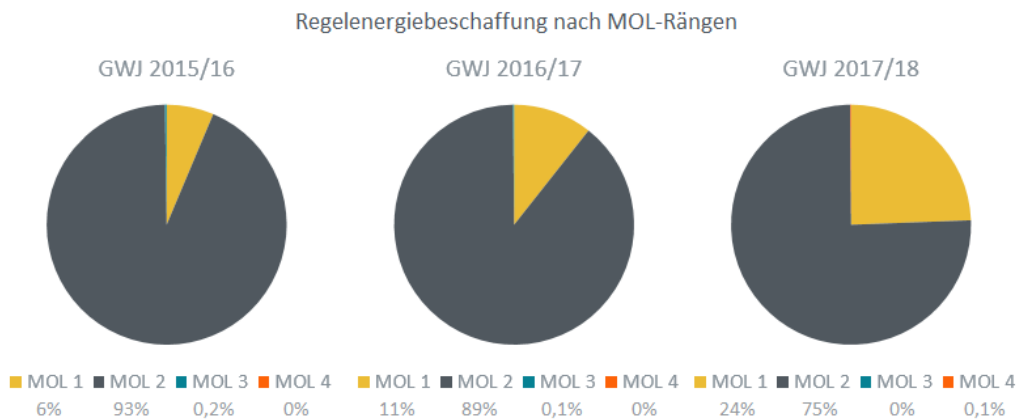


Abbildung 2 Regelenergiebeschaffung nach MOL-Rängen

Regelenergieverursachung

Gemäß den in den Festlegungen Konni 2 sowie GaBi Gas 2.0 festgelegten Zuordnungsregelungen wurden anhand der aktuellen Datenbasis folgende Komponenten der Regelenergieverursachung ermittelt:

- Schiefstände in den Netzkonten der Verteilnetzbetreiber (u.a. aufgrund von Abweichungen bei der Verbrauchsprognose nicht-leistungsgemessener Letztverbraucher) → 45 %
- Schiefstände in Bilanzkreisen (u.a. aufgrund von Abweichungen in der Verbrauchsprognose von leistungsgemessenen Letztverbrauchern) → 30 %
- Kommerzielle Konvertierung (gegenläufiger Regelenergieeinsatz zum Ausgleich bilanzieller Konvertierung) → 25 %

Im Winterhalbjahr des aktuellen Gaswirtschaftsjahres stellten Schiefstände in den Netzkonten der Verteilnetzbetreiber damit eine wesentliche Ursache der Regelenergiebedarfe dar. In diesem Zusammenhang wird die Wirkungsweise der täglichen Netzkontoabrechnung ebenfalls untersucht.

Abbildung 3 zeigt die Verursachungsanteile je Winterhalbjahr seit dem Gaswirtschaftsjahr 2014/2015.

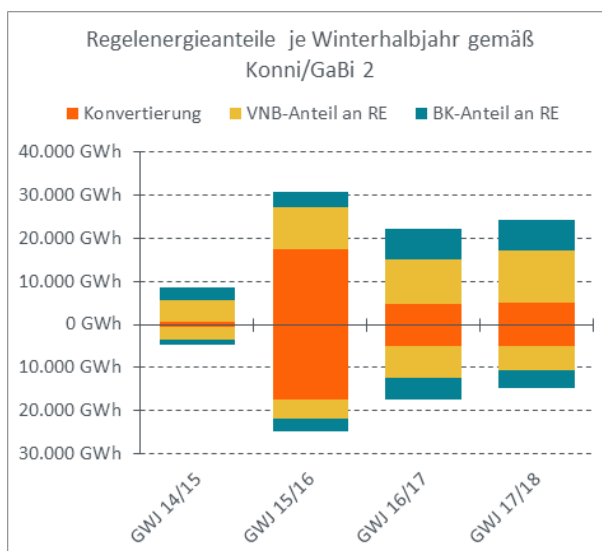


Abbildung 3 Regelenergieanteile je Winterhalbjahr gemäß Konni 2/ GaBi Gas 2.0

Preisentwicklung

Wie bereits im Vorjahr erfolgte die Regelenergiebeschaffung fast ausschließlich auf Marktpreisniveau: So lagen die durchschnittlichen mengengewichteten Beschaffungspreise (Kauf/Verkauf) für Regelenergiebedarfe im MOL-Rang 1 und 2 nahezu vollständig innerhalb eines Preiskorridors von ± 2 EUR/MWh zu den jeweiligen mengengewichteten Gasdurchschnittspreisen der PEGAS.

Eine Ausnahme hierzu stellte der Zeitraum 27. Februar 2018 bis 6. März 2018 dar, welcher gesondert beschrieben wird.

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Regelenergiepreise.

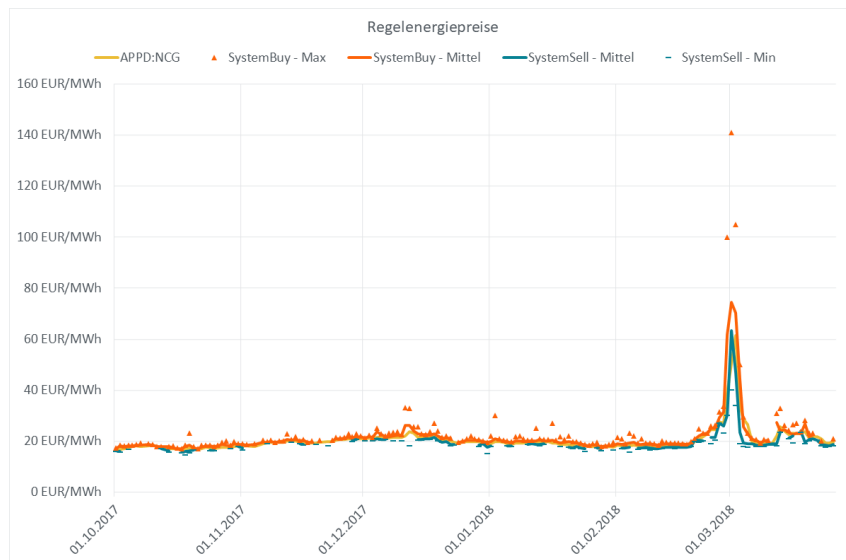


Abbildung 4 Entwicklung der Regelenergiepreise

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise.

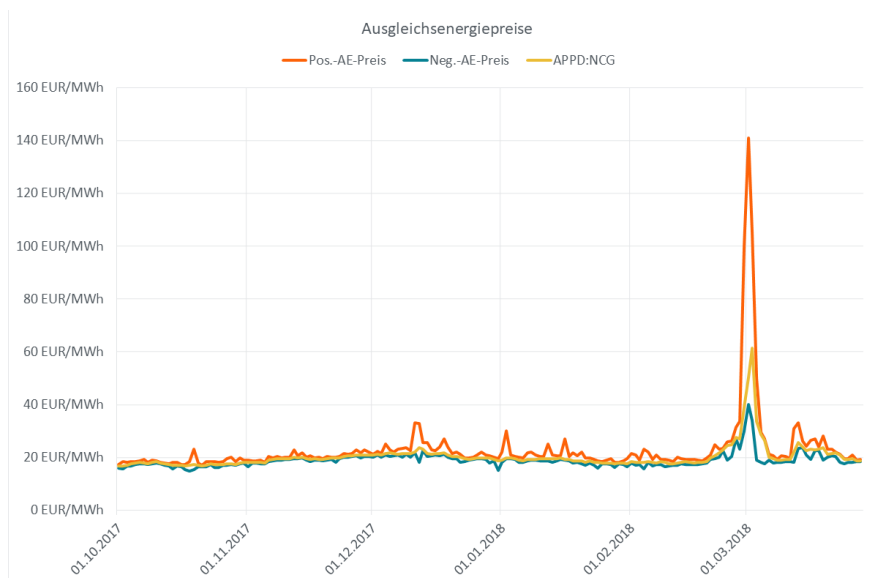


Abbildung 5 Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Die positiven Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet bewegten sich auf einem Niveau zwischen 17 EUR/MWh und 33 EUR/MWh. Eine Ausnahme hierzu stellte ebenfalls der Zeitraum 27. Februar 2018 bis 6. März 2018 dar.

Im Zeitraum 27. Februar 2018 bis 6. März 2018 lag die Preisspanne für L-Gas-Regelenergieeinkäufe im MOL-Rang 2 zwischen 21,00 EUR/MWh und 141,00 EUR/MWh (durchschn. 49,57 EUR/MWh) und für H-Gas-Regelenergieverkäufe im MOL-Rang 2 zwischen 17,60 EUR/MWh und 83,00 EUR/MWh.

Auch die generellen Spotmarkt-Handelspreise am niederländischen TTF sowie dem NCG-VHP lagen in diesem Zeitraum deutlich über den zuvor beobachteten Marktpreisen: So betrug der „European Gas Spot Index“ (EGSI) der PEGAS am 2. März 2018 am Lieferort TTF ca. 57 EUR/MWh und am Lieferort NCG-VHP ca. 60 EUR/MWh für die DA-Beschaffung. Die „Within-Day“-Referenzpreise an den Lieferorten TTF und NCG-VHP lagen mit ca. 75 EUR/MWh bzw. 70 EUR/MWh sogar noch über den DA-Preisen.

Die Regelenenergiebeschaffung konnte in diesem Zeitraum vollständig über den Großhandelsmarkt abgewickelt werden. Nichtsdestotrotz wurden – durch die hohen Gashandelspreise insgesamt – ebenfalls hohe Regelenenergiepreise realisiert, die sich wiederum in den Ausgleichsenergiepreisen wiederfinden.

Während sich die Preise für positive Ausgleichsenergie bis dato auf einem Niveau von im Mittel ca. 20 EUR/MWh bewegten, wurden – insbesondere im Zeitraum 28. Februar 2018 bis 3. März 2018 – deutlich höhere positive Ausgleichsenergiepreise ermittelt, die Tabelle 1 entnommen werden können.

Datum	APDD:NCG	SystemBuy (Maximum)	SystemBuy (Durchschnitt)	Positiver Ausgleichsenergiepreis
26.02.2018	27,46 EUR/MWh	31,50 EUR/MWh	29,29 EUR/MWh	31,50 EUR/MWh
27.02.2018	26,90 EUR/MWh	33,63 EUR/MWh	31,44 EUR/MWh	33,63 EUR/MWh
28.02.2018	39,03 EUR/MWh	99,98 EUR/MWh	61,71 EUR/MWh	99,98 EUR/MWh
01.03.2018	50,18 EUR/MWh	141,00 EUR/MWh	74,30 EUR/MWh	141,00 EUR/MWh
02.03.2018	61,35 EUR/MWh	105,00 EUR/MWh	70,28 EUR/MWh	105,00 EUR/MWh
03.03.2018	33,54 EUR/MWh	50,00 EUR/MWh	43,79 EUR/MWh	50,00 EUR/MWh
04.03.2018	28,71 EUR/MWh	29,50 EUR/MWh	25,73 EUR/MWh	29,50 EUR/MWh

Tabelle 1 Positive Ausgleichsenergiepreise im Marktgebiet NCG

Langfristige Absicherung

Basierend auf dem Bedarf der Marktgebietskooperationspartner führte NCG zur Absicherung der Regelenenergiebedarfe auch für das 4. Quartal 2017 und das 1. Quartal 2018 langfristige Regelenenergieauschreibungen für die Produktvariante RoD im Marktgebiet durch.

Für das 4. Quartal 2017 wurden die dynamischen Bedarfe im Marktgebiet ausgeschrieben und abgesichert. Angebote konnten für die Produkte DSM und LTO abgegeben werden.

In Tabelle 2 werden die ausgeschriebenene RoD-Bedarfe für die Richtung SystemBuy für das 4. Quartal 2017 dargestellt.

Regelenenergiezone	Bedarf
H-Gas Nord	1.320 MWh/h
H-Gas Süd	2.470 MWh/h

Tabelle 2 Ausgeschriebene Bedarfe Q4/2017

Die durch NCG ausgeschriebenene Bedarfe konnten vollständig gedeckt werden, Angebote für das DSM-Produkt wurden hierbei nicht abgegeben. Der Durchschnittspreis für das 4. Quartal lag bei 269,10 EUR/MW. In den Vorjahresquartalen war der Durchschnittspreis deutlich höher und lag bspw. im 4. Quartal 2013 bei 958,41 EUR/MW.

Für das 1. Quartal 2018 wurden die dynamischen Bedarfe sowie die zusätzlichen Bedarfe gemäß BMWi-Eckpunktepapier vom 16. Dezember 2015 ausgeschrieben und abgesichert. Die Monate Januar bis März 2018 wurden – wie im Vorjahr – separat ausgeschrieben. Da das Produkt DSM zum Januar 2018 in ein neues konsolidiertes Gesamtprodukt LTO überführt wurde, konnten Angebote nur für das neue Gesamtprodukt LTO abgegeben werden. Details zu den Langfristprodukten ab dem Kalenderjahr 2018 sind im nächsten Kapitel aufgeführt.

In der folgenden Tabelle werden die ausgeschriebenene RoD-Bedarfe für die Richtung System Buy (in MWh/h) für das 1. Quartal 2018 dargestellt.

Regelenergiezone	Januar 2018	Februar 2018	März 2018
H-Gas Nord	1.308	1.308	1.308
H-Gas Mitte	1.333	1.333	1.333
H-Gas Süd	5.253	5.253	5.253
L-Gas (West und Ost)	1.960	1.960	1.960
Leistung gesamt	9.854	9.854	9.854

Tabelle 3 Ausgeschriebene Bedarfe RoD Q1/2018

Die durch NCG ausgedruckten Bedarfe konnten vollständig gedeckt werden.

Die Durchschnittspreise variierten pro Monat und Gasart: Für H-Gas lagen die Durchschnittspreise für die unterschiedlichen Monate zwischen

267,16 EUR/MW und 443,78 EUR/MW. Für L-Gas lagen die Durchschnittspreise für die unterschiedlichen Monate zwischen 347,90 EUR/MW und 590,00 EUR/MW. Für den Zeitraum Januar 2017 bis März 2017 waren die Durchschnittspreise deutlich geringer als für den hier betrachteten Zeitraum: So wurden die höchsten Durchschnittspreise im Monat März 2017 realisiert, allerdings lag dieser für H-Gas bei 84,69 EUR/MW und für L-Gas bei 132,05 EUR/MW.

Neue Regelenergieprodukte ab dem Jahr 2018

Die Auswertung der Erfahrungen aus den ersten DSM-Ausschreibungen im Winter 2016/2017 durch die MGW und das BMWi im Frühjahr 2017 zeigte einen Anpassungsbedarf an dem Regelenergieprodukt DSM. Somit wurde in Abstimmung mit dem BMWi entschieden, dass die Regelenergieprodukte LTO und DSM ab dem 1. Januar 2018 konsolidiert werden sollen. Für das neue LTO-Gesamtprodukt können somit Angebote für eine Leistungsvorhaltung innerhalb einer Regelenergiezone abgegeben werden, die im Falle eines Abrufs an allen nominierbaren und nicht-nominierbaren Punkten der Regelenergiezone erfüllt werden können. Um die Flexibilität für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, wurde für das LTO-Gesamtprodukt außerdem die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb des Leistungszeitraums für die Bedarfsrichtung SystemBuy beschränkt.

Im Zuge der Weiterentwicklung wurden ebenfalls die Rahmenbedingungen der langfristigen L-Gas-Regelenergieausschreibungen diskutiert. Die wesentliche Änderung ist, dass für L-Gas-LTO-Bedarfe die Leistungsvorhaltung und -erfüllung an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden ab dem 1. Januar 2018 ausgeschlossen wurde.

Um weitere kurzfristige Regelenergiepotentiale erreichen zu können, die nicht über die standardisierten Produkte bzw. das LTO zu erreichen sind, führten die MGW zusätzlich zum 1. Januar 2018 das Regelenergieprodukt STB ein. Bei dem Produkt STB handelt es sich um eine Flexibilitätsdienstleistung im Sinne des Artikel 8 Netzkodex Gasbilanzierung.

Über das kurzfristige Regelenergieprodukt STB können Regelenergieanbieter auch kurzfristige Flexibilität des Verbrauchs von industriellen Endverbrauchern anbieten, die sie aufgrund der fest vorgegebenen Produktparameter des LTO (insb. der Vorlaufzeit von 3 Stunden ab Abruf) nicht über dieses gesichert anbieten können. Wie beim Regelenergieprodukt LTO können für das STB neben der Verbrauchsflexibilität industrieller Endkunden auch andere Flexibilitätsquellen wie z.B. Speicherpunkte oder Grenzübergangspunkte für eine Angebotsstellung genutzt werden. Es ist Regelenergieanbietern darüber hinaus möglich, verschiedene Flexibilitätsquellen zu „poolen“ um die Anforderungen der Regelenergieprodukte LTO und STB zu erfüllen.

Die Einführung des STB stellt aus Sicht der NCG eine geeignetere Alternative im Vergleich zu den standardisierten Kurzfristprodukten im MOL-Rang 3 dar, da die entsprechenden Einsatzfälle komplett und flexibler über das STB abgedeckt werden können. Somit konnten die kurzfristigen bilateralen Produkte

in MOL-Rang 3 zum 1. Januar 2018 abgeschafft werden. Aufgrund der Abschaffung der kurzfristigen bilateralen Produkte in MOL-Rang 3 kann die aktuell gültige Genehmigung der physischen Bilanzierungsplattform zum 16. April 2019 auslaufen. Die nicht-standardisierten Regelenergieprodukte im MOL-Rang 4 (LTO und STB) werden durch NCG auch über den 1. Januar 2018 hinaus weiter genutzt und über eine Ausschreibungsplattform ausgeschrieben sowie kontrahiert.

Entwicklung der täglichen Netzkontoabrechnung

Zum 1. Oktober 2016 wurde die monatliche Netzkontoabrechnung – gemäß den Vorgaben der Festlegung GaBi Gas 2.0 – durch die tägliche Netzkontoabrechnung abgelöst. Ziel der täglichen Netzkontoabrechnung ist die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Entnahmestellen durch die Netzbetreiber zur Reduzierung des Bedarfs an Regelenergie. Dieses Ziel wird in der aktuellen Ausgestaltung des Systems jedoch nur teilweise erreicht.

Zwar wurden für den Oktober 2017 mit 186 Abrechnungen deutlich mehr Abrechnungen durchgeführt als in anderen Monaten, dieser Monat stellt allerdings deutlich eine Ausnahme dar. Für den November 2017 wurden nur 2 und für den Dezember 2017 nur 4 Abrechnungen durchgeführt.² Die abgerechneten Beträge sind entsprechend gering. In gemeinsamer Betrachtung mit den parallel durchgeführten Gutschriften ergibt sich jeweils sogar eine „Netto-Ausschüttung“ in Höhe von jeweils ca. 350.000 EUR.

In Bezug auf die Ausstellung der Gutschriften ist allerdings eine sehr erfreuliche Entwicklung zu verzeichnen: Insgesamt wurden für das Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 von 324 Netzkonten Gutschriftsverzichtserklärungen abgegeben. Ohne diese Verzichtserklärungen würden monatlich noch mehr Gutschriften durchgeführt werden.

Die Schiefstände in den Netzkonten der Verteilnetzbetreiber sind gemäß den in der Festlegung GaBi Gas 2.0 festgelegten Zuordnungsregeln eine wesentliche Ursache der Regelenergiebedarfe im betrachteten Winterhalbjahr. Dennoch kommt es – durch die Ausgestaltung des Systems – regelmäßig zu Nettoausschüttungen seitens des Marktgebietsverantwortlichen. Hierdurch – wie auch durch andere Erfahrungen mit dem derzeit bestehenden System – zeigt sich, dass dessen Anreizwirkung trotz der täglichen Betrachtung der Netzkonten aus Sicht der NCG reduziert ist. Entsprechend ist aus Sicht von NCG ein Überprüfungsbedarf für die Ausgestaltung des Systems der täglichen Netzkontoabrechnung zu erkennen.

² Die Clearingprozesse für die Monate Januar 2018 bis einschließlich März 2018 sind zum Zeitpunkt der Erstellung der Analyse noch nicht abgeschlossen.