BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden

Marktprozesse

Bilanzkreismanagement Gas

Teil 1

Berlin, 31.03.2020

Herausgegeben vom

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.,

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) sowie von

GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 2

Abbildungsverzeichnis 9

Abkürzungsverzeichnis 13

1 Einleitung 16

1.1 Ziel des Leitfadens 16

1.2 Darstellung der verschiedenen Marktrollen 16

2 Grundlagen 18

2.1 Begriffsbestimmungen 18

2.2 Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen 24

2.3 Einrichtung eines Netzkontos beim Marktgebietsverantwortlichen 25

2.4 Bezeichnung Netzkonto und Netzkonto-Bilanzierungsobjekt 25

2.5 Marktgebietsüberlappung 27

2.6 Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zu Bilanzkreisen 32

2.7 Bilanzkreisnummer bzw. Bilanzkreisbezeichnung 33

2.8 Besonderheiten von Biogas-Bilanzkreisen 34

2.9 Verbindung von Bilanzkreisen 36

2.10 Besonderheiten bei der Verbindung von Biogas-Bilanzkreisen 39

2.11 Definition von Zeitreihentypen 39

2.11.1 Entry-Zeitreihentypen 39

2.11.2 Exit-Zeitreihentypen 40

2.11.3 Bilanzierungszeitreihentypen (Netzkonten) 41

2.11.4 Bilanzierungszeitreihentypen (Bilanzkreise) 41

2.11.5 Biogas-Zeitreihentypen 45

2.11.6 Tabellarische Darstellungen Zeitreihentypen 47

3 Vorgelagerte bilanzierungsrelevante Prozesse 51

3.1 Übermittlung der zulässigen BK/SBK für Ein- und Ausspeisepunkte 51

3.2 Durchführung des Fallgruppenwechsels 54

3.3 Erstellung und Versand von Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen 54
3.3.1 Monatliche Erstellung und Versand der Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen 55
3.3.2 Untermonatliche Erstellung und Versand der Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen 56
3.4 Deklarationsclearing 56
3.4.1 Deklarationsclearing (Auslöser BKV/TK) 57
3.4.2 Deklarationsclearing (Auslöser MGV) 58
4 Nominierung 59
4.1 Nominierungen gegenüber dem NB 60
4.1.1 Beschränkungen der Renominierungsrechte an MÜP und GÜP 63
4.1.2 Tägliche Kapazitätsbestandsmeldung und Mitteilung Renominierungsgrenze 65
4.2 Nominierungen gegenüber einem MGV am VHP 65
4.3 Nominierungsersatzverfahren 66
4.4 Technische Mengenmeldung für einzelne Ein- oder Ausspeisepunkte 66
4.5 Netzrelevantes Nominierungsmanagement zwischen einzelnen Netzbetreibern (Mengenanmeldung) 67
5 Allokation 68
5.1 Definition der verschiedenen Allokationsverfahren 69
5.2 Bestimmung des Bilanzierungsbrennwerts 70
5.3 Bereitstellung von monatlichen Gasbeschaffenheitsdaten 71
5.4 Stammdatenaustausch am NKP 72
5.5 Allokation der verschiedenen Zeitreihentypen 73
5.5.1 Allokation von SLP-Ausspeisepunkten (Zeitreihentypen SLPsyn und SLPana) 73
5.5.1.1 Allokation von SLP-Ausspeisepunkten im synthetischen Verfahren (SLPsyn) 73
5.5.1.2 Allokation von SLP-Ausspeisepunkten im analytischen Verfahren (SLPana) 73
5.5.1.3 Täglicher Datenaustausch der SLP-Allokationsdaten 73

5.5.1.4 SLP-Ersatzwertbildung durch den MGV 74
5.5.1.5 Versand von anwendungsspezifischen SLP Parametern 75
5.5.2 Allokation von RLM-Ausspeisepunkten 75
5.5.2.1 Stündliche Energiedatenübermittlung NB an TK 77
5.5.3 Allokation von Nominierungen 78
5.5.3.1 Allokation von Nominierungen gegenüber dem NB 78
5.5.3.2 Allokation von Nominierungen gegenüber dem MGV 78
5.5.4 Allokation von sonstigen Messungen 78
5.5.5 Allokation von Netzkopplungspunkten (Zeitreihentyp „Entry NKP“) 79
5.5.5.1 Allokation von Netzkopplungspunkten bei Instandhaltungsmaßnahmen nach § 24 KoV 84
5.5.6 Allokation im Falle eines Marktgebietswechsels eines (Teil)-Netzes 87
5.5.7 Allokation im Falle einer L-/H-Gas-Marktraumumstellung 89
5.5.7.1 Termine und Allokationsbeispiel 89
5.5.7.2 Teilbilanz und Verrechnung gemäß § 9 f) KoV 91
5.5.8 Allokation Netzpufferfahrweisen und OBA (Zeitreihentypen Entryso und Exitso) 93
5.6 Ausspeisung von Biogas an Letztverbraucher 95
6 Ermittlung der Bilanzkreisstatus und Anreizsystem 99
6.1 Ermittlung der Bilanzkreisstatus 99
6.2 Untertägige Verpflichtungen für Erdgasbilanzkreise 103
6.2.1 Ermittlung von Toleranzen für Zeitreihentypen 104
6.2.2 Berechnung der Flexibilitätskosten 105
6.2.3 Beispiel zur Berechnung der Flexibilitätskosten 105
6.3 Biogasbilanzierung 109
6.3.1 Bilanzierungszeitraum für Biogasbilanzkreise 109
6.3.2 Bilanzierung von RLM-Allokationen für Biogasbilanzkreise 109
6.3.3 Übertragung von Flexibilitäten für Biogasbilanzkreise 109
6.3.4 Berechnung der absoluten Flexibilität für Biogasbilanzkreise 110
6.3.5 Regeln der Flexibilitätsübertragung 110

6.4 Speicherung von Biogas ... 115
7 Konvertierung und Konvertierungsumlage ... 117
7.1 Grundsätze der Konvertierung ... 117
7.2 Qualitätsübergreifende Bilanzierung Erdgas ... 119
7.3 Untertägige Verpflichtung bei einer qualitätsübergreifenden Bilanzierung ... 119
7.4 Berechnung und Abrechnung der Konvertierungsmenge in Erdgasbilanzkreisen ... 119
7.5 Konvertierungsentgelt in Biogasbilanzkreisen ... 123
7.6 Konvertierungsumlage ... 124
8 Allokationsclearing ... 125
8.1 Allokationsclearing SLP ... 126
8.1.1 Abwicklung des Allokationsclearing SLP ... 127
8.1.2 SLP-Summenprüfung ... 129
8.2 Allokationsclearing physischer Zeitreihentypen außer SLP ... 129
8.2.1 Grundsätze für den Ablauf des Allokationsclearings physischer Zeitreihentypen außer SLP ... 130
8.2.2 Gründe für ein Allokationsclearing physischer Zeitreihentypen außer SLP ... 130
8.2.3 Gründe für ein Allokationsclearing an nominierten physischen Ein- bzw. Ausspeisepunkten ... 132
8.2.4 Abwicklung des Allokationsclearings physischer Zeitreihentypen außer SLP ... 132
8.2.4.1 Abwicklung mit BKV-Clearingnummer (für RLM-Zeitreihen, Entry-Zeitreihen und Exitso) ... 133
8.2.4.2 Abwicklung mit NB-Clearingnummer (für RLM-Zeitreihen) ... 134
8.3 Nachträgliche Allokationskorrektur ... 135
8.4 Clearing der Zeitreihentypen „Entry NKP“ und „Entry Flüssiggas“ ... 136
9 Abrechnung von Bilanzkreisverträgen ... 137
9.1 Grundsätze der Bilanzkreisabrechnung ... 137
9.1.1 Mindestinhalte Abrechnung Bilanzkreisvertrag und Abschlagsrechnung auf die SLP- sowie die RLM-Bilanzie-rungsumlage ... 138

9.1.2 Mindestinhalte Abrechnung von Entgelten für die Nutzung des Virtuellen Handelspunktes 140
9.2 RLM-Differenzmengenabrechnung 141
9.3 Abrechnung Biogasbilanzkreise 141
9.3.1 Abrechnung der tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilität bei Biogasbilanzkreisen 141
9.3.2 Abrechnung von Biogas-Differenzmengen außerhalb des Flexibilitätsrahmens eines Biogasbilanzkreises (Ausgleichsenergie) 142
9.3.3 Übertragung oder Abrechnung von Salden am Ende des Bilanzierungszeitraums bei Biogasbilanzkreisen 145
9.3.4 Rechnungserstellung für Überschreitungsmengen bei Biogasbilanzkreisen 146
9.4 Abwicklung von außerordentlichen Kündigungen von Bilanzkreisen 147
10 Mehr-/Mindermengenabrechnung 148
10.1 Vorbemerkung 148
10.2 Beteiligte Marktpartner und Definitionen 148
10.3 Rahmenbedingungen 149
10.4 Grundlagen der Mehr-/Mindermengenabrechnung 150
10.5 Mengenermittlung 151
10.5.1 Rundungsdifferenzen 151
10.5.2 Umgang mit Allokationsersatzwerten des MGV durch den NB 151
10.5.3 Lieferstellenscharfe Ermittlung von Mehr-/Mindermengen 152
10.5.4 Aufteilungsverfahren 156
10.6 Preisermittlung und -veröffentlichung 159
10.7 Prozesse zwischen NB und LF 161
10.7.1 Übermittlung der lieferstellenscharfen Allokationsliste 161
10.7.2 Abrechnung der Mehr-/Mindermengen 163
10.7.3 Nachvollziehbarkeit der Mehr-/Mindermengenabrechnung 164
10.8 Prozesse zwischen NB und MGV 165
10.8.1 Mitteilung des Ableseverfahrens 165
10.8.2 Meldung der Mehr-/Mindermengen 165

10.8.3 Abrechnung der Mehr-/Mindermengen 166
10.8.4 Nachvollziehbarkeit der Mehr-/Mindermengenabrechnung 168
10.8.5 Korrektur einer Mehr-/Mindermengenabrechnung..... 169
10.8.6 Anreizsystem zur Durchführung der Mehr-/Mindermengenabrechnung .. 171
11 Netzkontensystematik..... 173
11.1 Grundlagen der Netzkontensystematik 173
11.2 Definition der Netzkontosalden 176
11.3 Berechnung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung 176
11.3.1 Berechnung von Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung 177
11.3.1.1 Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit getrennten Netzkopplungspunkten je Marktgebiet 177
11.3.1.2 Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten 178
11.3.2 Besonderheiten bei Speichern in Marktgebietsüberlappung 179
11.4 Systematik der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem 179
11.4.1 Eckpunkte zur Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem 179
11.4.2 Abstimmung des Netzkontos 180
11.4.3 Bereitstellung von Netzkontendaten durch den MGV..... 181
11.4.3.1 Netzkontoauszug..... 184
11.4.3.2 Allokationsdatenberichte..... 185
11.4.4 Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem . 188
11.4.5 Auswirkungen auf die Abrechnung der Mehr-/Mindermengen und Rückabwicklung der Netzkontenabrechnung 190
11.5 Meldesystem an die BNetzA nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem 195
11.6 Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem von NB auf der Website des MGV 196
12 Mini-MüT 199
12.1 Beschreibung der Systematik 199

12.2 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazität 201
12.2.1 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazitäten in Verteilernetzen mit Netzpartizipationsmodell 201
12.2.2 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazitäten in Verteilernetzen mit Entry-Exit-System 203
12.3 Operative Durchführung des Mini-MüT 204

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktrollen 17
Abbildung 2: Prozesskette „Durchführung des Netzzugangs“ 18
Abbildung 3: Identifikationsnummer von Netzkonten im Marktgebiet NCG 26
Abbildung 4: Identifikationsnummer von Netzkonten im Marktgebiet Gaspool 26
Abbildung 5: Identifikationsnummer von NKBO im Marktgebiet NCG 26
Abbildung 6: Identifikationsnummer von NKBO im Marktgebiet Gaspool 27
Abbildung 7: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Doppelte Anbindung 29
Abbildung 8: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Doppelte Anbindung in mind. einem Teilnetz 29
Abbildung 9: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Nachgelagert zu einem Netzbetreiber mit doppelter Anbindung 30
Abbildung 10: Beispiel für einen NB der nicht unter die Regelungen der Marktgebietsüberlappung fällt – fehlende strömungsmechanische Möglichkeit 31
Abbildung 11: Beispiel für einen NB der nicht unter die Regelungen der Marktgebietsüberlappung fällt – hydraulisch nicht verbundene Teilnetze 32
Abbildung 12: Kennzeichnung von Bilanzkreisen und Sub-Bilanzkonten 34
Abbildung 13: Beispiel für eine Aufteilung von Biogaseinspeisungen auf verschiedene Bilanzkreise 36
Abbildung 14: Mögliche Verbindungen von Bilanzkreisen in einem qualitätsüber-greifenden Marktgebiet 37
Abbildung 15: Quotale Aufteilung von UBK auf RBK 38
Abbildung 16: Übersicht Zeitreihenversand NB an MGV 47
Abbildung 17: Übersicht Zeitreihenversand MGV an NB 48
Abbildung 18: Übersicht Zeitreihenversand MGV an BKV 50
Abbildung 19: Begrenzung der Renominierungsrechte 64
Abbildung 20: Monitoring der Mengenanmeldung durch den NB 68
Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung verschiedener Messungen an einem Netzanschluss für Biogasaufbereitungsanlagen 79

Abbildung 22: Schema der Marktgebietsüberlappung 81
Abbildung 23: Meldung quotaler NKP 82
Abbildung 24: Versorgung über andere NKP im gleichen Marktgebiet 85
Abbildung 25: Teil-/Versorgung über andere NKP im anderen Marktgebiet 86
Abbildung 26: Ersatzversorgung 87
Abbildung 27: Allokation bei Marktraumumstellung, Allokationsdaten und Regelenergie-Kosten 92
Abbildung 28: NKBO-Allokation bei Netzpuffer 93
Abbildung 29: NKBO-Allokation bei OBA Ausspeicherung 94
Abbildung 30: NKBO-Allokation bei OBA Einspeicherung 95
Abbildung 31: Biogasmischlieferung mit 2 nominierenden Bilanzkreisen 96
Abbildung 32: Biogasmischlieferung mit einem verbundenen Bilanzkreis 97
Abbildung 33: Beispiel Berechnung BKSALD und BKSALDABR 100
Abbildung 34: Schema Stundenmengen und Differenzmengen 101
Abbildung 35: Kaskadische Bilanzkreiskonstruktion – Saldozeitreihen 102
Abbildung 36: Beispiel für die kaskadische Bilanzkreiskonstruktion einer Gasqualität 103
Abbildung 37: Kaskadische Bilanzkreiskonstruktion – Zeitreihen Untertägige Verpflichtung 104
Abbildung 38: Ermittlung der bilanziellen Flexibilitätsmenge 107
Abbildung 39: Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrages 108
Abbildung 40: Beispiel für den Flexibilitätsübertragungsprozess 113
Abbildung 41: Mengenübertragung über den VHP 118
Abbildung 42: Berechnung der Konvertierungsmenge Beispiel 1 120
Abbildung 43: Berechnung der Konvertierungsmenge Beispiel 2 121
Abbildung 44: Berechnung der Konvertierungsmenge 122
Abbildung 45: Bio-Bilanzkreisabbildung im Konvertierungsgebiet 124
Abbildung 46: Zählwertkreislauf 126
Abbildung 47: Abrechnung des Flexibilitätsrahmens eines Biogas-Bilanzkreises 142
Abbildung 48: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens 143
Abbildung 49: Beispiel für die Abrechnung von Überschreitungsmengen 144

Abbildung 50: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens 145
Abbildung 51: Überschreitung und Abrechnung des Flexibilitätsrahmens am 06.03.10 145
Abbildung 52: Erläuterung Mehr-/Mindermenge 150
Abbildung 53: Berechnung des Marktgebiets-Monatsdurchschnittspreises 160
Abbildung 54: Preisbildung gemeinsamer Gasdurchschnittspreis beider Marktgebiete (Monatsdurchschnittspreis) 160
Abbildung 55: Bildung Mehr-/Mindermengenpreis 161
Abbildung 56: Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat 161
Abbildung 57: Grenzen eines Netzkontos 173
Abbildung 58: Berechnung der Netzkontosalden 176
Abbildung 59: Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit getrennten Netzkopplungspunkten je Marktgebiet 177
Abbildung 60: Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten 178
Abbildung 61: Mengen im Marktgebiet bei Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten 179
Abbildung 62: Struktur der Datenelemente im Netzkontoauszug bzw. Allokationsdatenbericht 182
Abbildung 63: Datenspuren im Netzkontoauszug und im Allokationsdatenbericht ... 184
Abbildung 64: Netzkontoauszug, Datenteil 184
Abbildung 65: Netzkontoauszug - Analyseteil 185
Abbildung 66: Allokationsdatenbericht Gesamt 185
Abbildung 67: Allokationsdatenbericht RLM 186
Abbildung 68: Allokationsdatenbericht EntryNKP 186
Abbildung 69: Allokationsdatenbericht Entryso/Exitso 187
Abbildung 69a: Darstellung bei Zeitumstellung in den stundenscharfen Allokationsdatenberichten (RLM, EntryNKP, Entryso/Exitso), am Beispiel RLM 188

Abbildung 70: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsysten für Netzbetreiber mit Stichtagsablesung 193

Abbildung 71: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem für NB mit rollierender Ablesung 195

Abbildung 72: Beschreibung des „Mini-MüT-Mechanismus“ 200

Abbildung 73: Mini-MüT im Netz eines Netzbetreibers mit Netzpartizipationsmodell 202

Abbildung 74: Mini-MüT in Netz eines Netzbetreibers mit Entry-Exit-System 203

Abbildung 75: Tatsächlich nutzbare Mini-MüT Austauschkapazität 205

Abkürzungsverzeichnis

ABW	Abrechnungsbrennwert
ANB	Ausspeisenetzbetreiber
BEATE	Festlegung der Bundesnetzagentur von Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie von Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV vom 24.03.2014 (Az. BK9-14-608)
BBW	Bilanzierungsbrennwert
BDEW	Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BP	Biogas-Bilanzierungsperiode
BW	Brennwert
D	Tag/Betrachtungstag (= Liefertag) im Format Gastag
D+1	Folgetag auf den Liefertag
D+2	Folge-Folgetag auf den Liefertag
D-1	Vortag des Liefertages
D-2	Vor-Vortag des Liefertages
D-3	Vor-Vor-Vortag des Liefertages
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EDM	Energiedatenmanagement
ENB	Einspeisenetzbetreiber
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas	Festlegung der Bundesnetzagentur in Sachen Bilanzierung Gas (Az. BK7-14-020) vom 19. Dezember 2014 (GaBi Gas 2.0).
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GeLi Gas	Festlegung der Bundesnetzagentur zu einheitlichen Geschäftsprozessen und Datenformaten beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Az. BK7-16-142)

GEODE	Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen
GÜP	Grenzübergangspunkt
LV	Letztverbraucher
KoV	Vereinbarung über die Kooperation gemäß § 20 Abs. 1 b) EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
KT	Kalendertag
M	Liefermonat
M+2M	2 Kalendermonate nach Ende des Liefermonats
M+2M-xWT	x-ter Werktag vor Ende des 2.Kalendermonats nach Ende des Liefermonats
M+xWT	x-ter Werktag nach Ende des Liefermonats
M+xKT	x-ter Kalendertag nach Ende des Liefermonats
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MGÜ	Marktgebietsüberlappung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NB	Netzbetreiber
NK	Netzkonto
NKBO	Netzkonto-Bilanzierungsobjekt
RBK	Rechnungsbilanzkreis
PRISMA	Europäische Buchungsplattform für Gaskapazitäten
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofile
SBK	Sub-Bilanzkonto
SSO	Speicherbetreiber
TK	Transportkunde
UBK	Unterbilanzkreis
VHP	Virtueller Handelspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
WT	Werktag

ZRT	Zeitreihentyp

1 Einleitung

1.1 Ziel des Leitfadens

In diesem Leitfaden werden sämtliche relevante Hauptprozesse der Bilanzkreisführung beschrieben und dargestellt. Alle beteiligten Marktteilnehmer sollen in die Lage versetzt werden, die Regelungen der Kooperationsvereinbarung Gas anwenden und umsetzen zu können.

Sämtliche hier verwendete Definitionen sind direkt aus dem Energiewirtschaftsgesetz, den zugehörigen Verordnungen, der Kooperationsvereinbarung Gas sowie aus dem DVGW-Regelwerk zitiert oder abgeleitet. Die agierenden Marktpartner sind in ihrer Funktion im Markt unter dem Oberbegriff „Marktrollen“ beschrieben. Eine Differenzierung erfolgt dabei ausschließlich unter funktionalen Aspekten, da mehrere Funktionen und Aufgaben von ein und demselben Unternehmen wahrgenommen werden können.

Der Leitfaden gliedert sich in 2 Teile:

Teil 1: Textbeschreibung der Prozesse und Abläufe,
Teil 2: Prozessbeschreibung mit Usecases im UML-Format.

1.2 Darstellung der verschiedenen Marktrollen

Folgende Marktrollen sind an den Prozessen des Bilanzkreismanagements beteiligt:

- Bilanzkreisverantwortlicher (BKV),
- Marktgebietsverantwortlicher (MGV),
- Netzbetreiber (NB) in der Ausprägung:
  - Ausspeisenetzbetreiber (ANB),
  - Einspeisenetzbetreiber (ENB),
  - Fernleitungsnetzbetreiber (FNB),
- Speicherbetreiber (SSO),
- Biogas-Einspeiser,
- Transportkunde (TK),
- Letztverbraucher (LV).

Abbildung 1 gibt einen Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktrollen, der Verträge bzw. Vereinbarungen, die für die Bilanzkreisführung notwendig sind, und die abzuwickelnden Hauptprozesse. Der Gesamtprozess kann hinsichtlich der beteiligten Marktrollen in mehrere Ebenen unterteilt werden:

- ENB-Ebene,
- MGV-Ebene,
- ANB-Ebene,

- Weitere Infrastrukturbetreiber, z. B. SSO, welche nicht Unterzeichner der Kooperationsvereinbarung Gas sind.

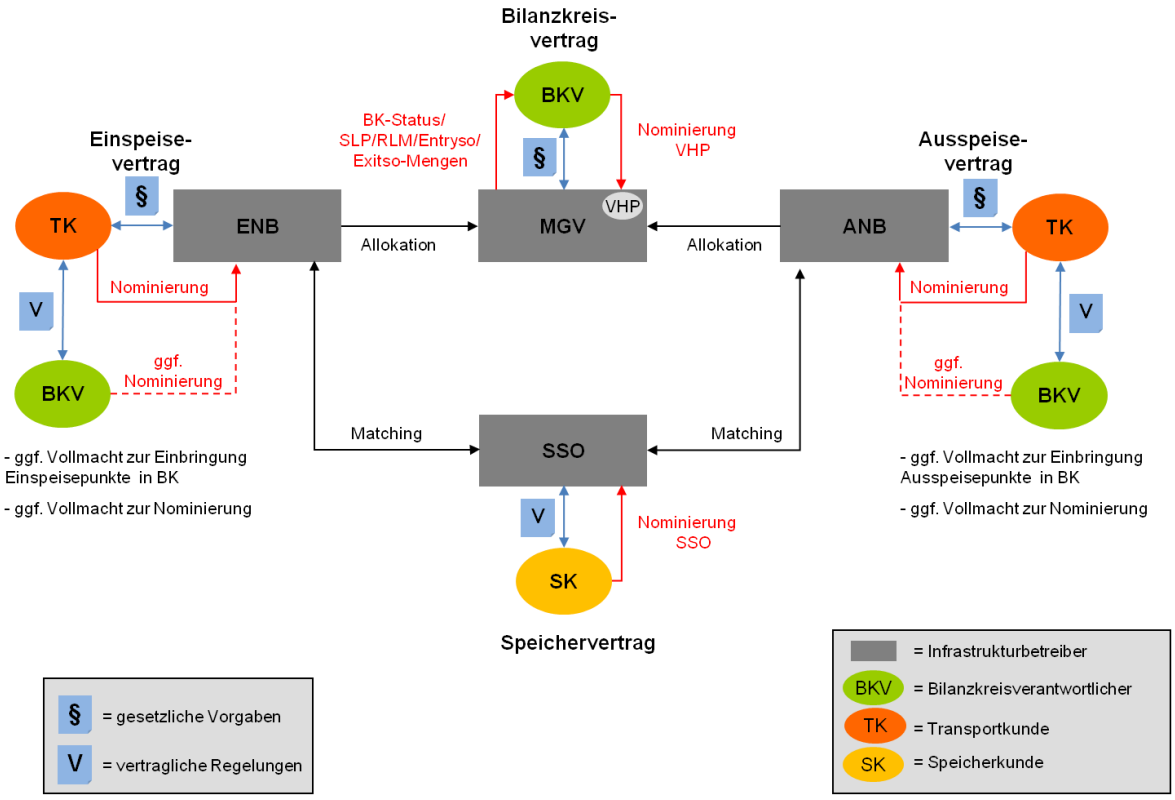


Abbildung 1: Überblick über das Zusammenspiel der einzelnen Marktrollen

Sämtliche Prozesse der Marktrolle SSO sind nicht Teil dieses Leitfadens, mit Ausnahme der in Kap. 6.4 beschriebenen Regeln für die Einspeicherung von Biogas. Es wird den Infrastrukturbetreibern angrenzender Systeme (Speicher, Produktionsanlagen etc.) empfohlen, die Prozesse analog zu den in diesem Leitfaden beschriebenen Prozessen aufzusetzen. Dies betrifft insbesondere die Prozesse für die Nominierung (Kap. 4) und die Allokation von Mengen (Kap. 5).

2 Grundlagen

Die Bilanzkreisführung stellt eine Teilaufgabe innerhalb der gaswirtschaftlichen Prozesskette zur Durchführung von Gastransporten dar.

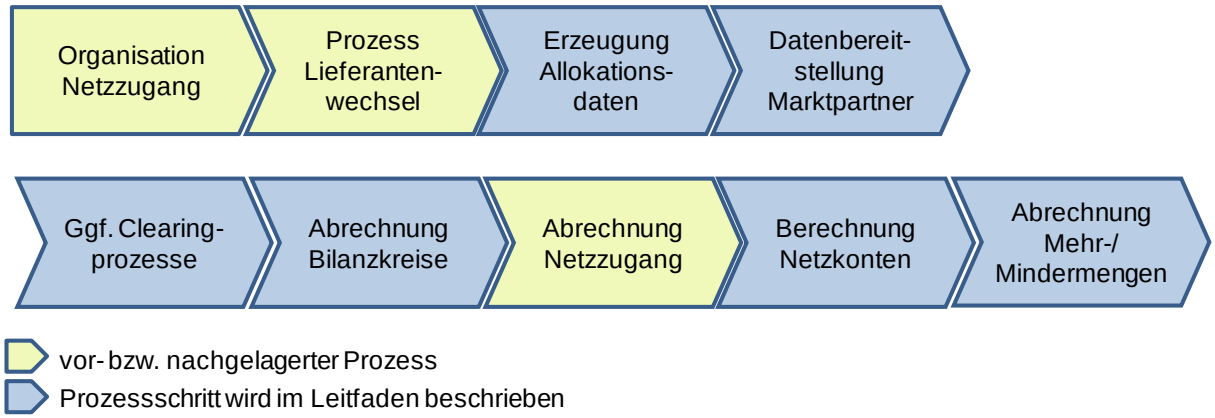


Abbildung 2: Prozesskette „Durchführung des Netzzugangs“

2.1 Begriffsbestimmungen

Allokation

Zuordnung von Gasmengen zu einem Bilanzkreis.

Ausspeisenetzbetreiber (ANB)

Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde nach § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV einen Ausspeisevertrag, auch in Form eines Lieferantenrahmenvertrages, abschließt.

Ausspeisepunkt

Ein Punkt innerhalb eines Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden aus einem Netz eines Netzbetreibers zur Belieferung von Letztverbrauchern oder zum Zwecke der Einspeicherung entnommen werden kann bzw. an Marktgebietsgrenzen oder Grenzübergängen übertragen werden kann. Als Ausspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Ausspeisepunkte zu einer Zone gemäß § 11 Abs. 2 GasNZV.

Bilanzkreis (BK)

Die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.

Bilanzkreisnummer

Eindeutige Nummer, die von dem Marktgebietsverantwortlichen an einen Bilanzkreisverantwortlichen für einen Bilanzkreis vergeben wird und insbesondere der Identifizierung der Nominierungen oder Renominierungen von Gasmengen dient.

Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)

Ist eine natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem Marktgebietsverantwortlichen für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist.

Biogas

Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16) stammen.

Biogas-Bilanzierungsperiode (BP)

Der Bilanzierungszeitraum eines Biogas-BK (maximal 12 Monate).

Differenzmengenpreis

Der tägliche, an der pro Marktgebiet durch die Bundesnetzagentur bestimmten relevanten Handelsplattform gebildete mengengewichtete Gasdurchschnittspreis mit dem Lieferort virtueller Handelspunkt (unter Einbeziehung von Day-Ahead- und Within-Day-Produkten).

Einspeisenetzbetreiber (ENB)

Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde nach § 3 Abs. 1 Satz 1 GasNZV einen Einspeisevertrag abschließt. Dies kann z. B. an Speichern, an LNG-Einspeisungen, inländischen Produktionsanlagen, an Grenzübergängen zu ausländischen Netzen, an Marktgebietskopplungspunkten und Biogaseinspeisepunkten bzw. Mischanlagen der Fall sein. Damit kann jeder Netzbetreiber zum ENB werden, sobald die erste Biogasanlage in seinem Netz in Betrieb geht und Gas einspeist.

Einspeisepunkt

Ein Punkt innerhalb eines Marktgebietes, an dem Gas durch einen Transportkunden von Grenzübergängen, Marktgebietsgrenzen, inländischen Quellen und Produktionsanlagen, LNG-Anlagen, Biogasanlagen oder aus Speichern an einen Netzbetreiber in dessen Netz übergeben werden kann. Als Einspeisepunkt gilt im Fernleitungsnetz auch die Zusammenfassung mehrerer Einspeisepunkte zu einer Zone gemäß § 11 Abs. 2 GasNZV.

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ein Netzbetreiber, bei dem für den Netzzugang Entry- oder Exit-Kapazitäten gebucht werden müssen. Dieser Netzbetreiber wendet nicht das Netzpartizipationsmodell an.

Gastag

Der Gastag beginnt um 06:00 Uhr und endet um 06:00 Uhr des folgenden Tages.

Gebündelter Buchungspunkt

Zusammenfassung von buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten zwischen zwei nationalen oder einem nationalen und einem internationalen Marktgebiet, an denen Transportkunden gebündelte Kapazitäten buchen können.

Gebündelte Nominierung

Einheitliche Nominierungserklärung an einem gebündelten Buchungspunkt.

Grenzübergangspunkt (GÜP)

Netzkopplungspunkt zwischen zwei Netzbetreibern, die unterschiedlichen Ländern zugeordnet sind.

Kapazität

Maximale stündliche Flussrate an einem Ein- oder Ausspeisepunkt in kWh/h.

Letztverbraucher (LV)

Natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

Lieferant (LF)

Lieferant nach § 3 Nr, 19b EnWG ist eine natürliche und juristische Person, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Gas zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist. Im Rahmen der Marktkommunikation ist der Lieferant für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen, und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen, verantwortlich.

Liefermonat

Der Monat M ist der Liefermonat. Der Liefermonat umfasst den Zeitraum vom 1.Tag, 06:00 Uhr des Liefermonats bis zum 1.Tag, 06:00 Uhr des Folgemonats. Bei untermonatlichen Lieferanmeldungen beginnt der Liefermonat am 1.Tag der Belieferung, 06:00 Uhr. Bei untermonatlichen Lieferabmeldungen endet der Liefermonat um 06:00 Uhr des Folgetages.

Marktgebiet (MG)

Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können.

Marktgebietsübergangspunkt (MÜP)

Netzkopplungspunkt zwischen zwei NB, die unterschiedlichen Marktgebieten zugeordnet sind.

Marktgebietsüberlappung

Eine Marktgebietsüberlappung liegt vor, wenn es in einem Netz oder einem Teilnetz strömungsmechanisch möglich ist, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen, d. h., dass mindestens ein Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher oder Netzkopplungspunkt im Netz des jeweiligen NB über beide Marktgebiete erreichbar sein muss. Liegt nur mindestens ein Teilnetz eines Netzbetreibers in der Marktgebietsüberlappung, gilt der Netzbetreiber als in der Marktgebietsüberlappung liegend.

Dies gilt auch, wenn ein Netzbetreiber einem marktgebietsüberlappenden Netz oder Teilnetz nachgelagert ist.

Als aktive Marktgebietsüberlappung bezeichnet man die Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten in beide Marktgebiete. In diesem Fall sind Ein- und Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten eines Netzbetreibers teilweise dem einen und teilweise dem anderen Marktgebiet zugeordnet.

Bei einer passiven Marktgebietsüberlappung sind alle Ein- und Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten vollumfänglich nur einem Marktgebiet zugeordnet.

Marktgebietsverantwortlicher (MGV)

Der MGV ist die von den FNB bestimmte natürliche oder juristische Person, die in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet durch eine Person zu erbringen sind.

Der MGV besitzt keine physischen Ein- oder Ausspeisepunkte. Allein der virtuelle Handelspunkt (VHP) befindet sich im Verantwortungsbereich des MGV. Darüber hinaus ist der MGV für die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie sowie für die Bilanzkreisabwicklung des Marktgebietes zuständig.

Marktlokation[1]In einer Marktlokation wird Energie entweder erzeugt oder verbraucht. Das Objekt ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden.

[1] Für die Institute Ausspeisepunkt, Zählpunkt, Lieferstelle sowie Messstelle wurden auf Grundlage der BNetzA BK7 -16-142 GeLi Gas zur Anpassung der elektronischen Marktkommunikation, die Begrifflichkeiten der Marktlokation sowie der Messlokation eingeführt. Ziel der Begrifflichkeiten ist es, ein einheitliches Verständnis der prozessrelevanten Institute zu erhalten. Die Marktlokation stellt in diesem Zusammenhang stets die kaufmännisch bilanzielle Größe, die Messlokation eine technische Größe dar.

Messlokation[2]

Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. Zusatzinformation: In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

Mini-MüT

Die Übertragung von Gasmengen des jeweiligen Transportkunden zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete im Ausspeisenetz.

Netzbetreiber (NB)

Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Ein- oder Ausspeisevertrag bzw. Lieferantenrahmenvertrag abschließt.

Netzkopplungspunkt (NKP)

Verbindet zwei Gasnetze miteinander.

Netzkonto

Im Netzkonto werden auf Tagesbasis alle Einspeisemengen in ein Netz den allokierten Ausspeisemengen zu Letztverbrauchern und Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, in angrenzende Marktgebiete und in ausländische Netze aus diesem Netz gegenübergestellt.

Zusatzinformation: Der MGV führt für jeden Netzbetreiber für jede Gasqualität ein Netzkonto.

Netzkonto-Bilanzierungsobjekt (NKBO)

Ein Netzkonto-Bilanzierungsobjekt wird eingesetzt um Netzpufferfahrweisen und/oder OBA bei der Netzkontoallokation zu berücksichtigen.

Nominierung

Anmeldung über die innerhalb bestimmter Zeitspannen zu übernehmenden bzw. zu übergebenden Gasmenge in kWh/h.

---

[2] Für die Institute Ausspeisepunkt, Zählpunkt, Lieferstelle sowie Messstelle wurden auf Grundlage der BNetzA BK7 -16-142 GeLi Gas zur Anpassung der elektronischen Marktkommunikation, die Begrifflichkeiten der Marktlokation sowie der Messlokation eingeführt. Ziel der Begrifflichkeiten ist es, ein einheitliches Verständnis der prozessrelevanten Institute zu erhalten. Die Marktlokation stellt in diesem Zusammenhang stets die kaufmännisch bilanzielle Größe, die Messlokation eine technische Größe dar.

Operational Balancing Account (OBA)

Die Differenzen zwischen der Summe der stündlich gemessenen Gasmengen an einem Punkt und der Summe der für diese Stunde allokierten Gasmengen an diesem Punkt werden in einem „Operational Balancing Account" (OBA) laufend fortgeschrieben. Dieses OBA wird zwischen zwei angrenzenden Netzbetreibern vereinbart ("Operating Balancing Agreement"). Ein OBA wird auch an mengengesteuerten Anschlusspunkten zwischen Infrastrukturbetreiber und angrenzenden Netzbetreiber vereinbart, wenn das Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ Anwendung findet.

Rechnungsbilanzkreis (RBK)

Nimmt die Differenzenergiemengen von Unterbilanzkreisen auf, saldiert diese und wird letztendlich abgerechnet. Als Rechnungsbilanzkreis gilt auch ein Bilanzkreis ohne Unterbilanzkreise.

Rundungsregel

Es wird kaufmännisch gerundet.

Online-Flow-Control (OFC)

Das OFC-Verfahren ist die Übermittlung von Messdaten, in der Regel als 3-Minuten-Werte, welche als Basiswert für ein Nominierungsersatzverfahren verwendet werden können.

Renominierung

Änderung der Nominierung.

Restlastkurve

Die Restlastkurve ist die tägliche Differenz zwischen der Einspeisemenge in ein Netz, der Summe der Lastgänge aller RLM-Ausspeisepunkte und der Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, ggf. unter Berücksichtigung des Netzpuffers, in angrenzende Marktgebiete und in ausländische Netze.

Shippercode

Eindeutiger internationaler Code, der von einem Netzbetreiber für einen Transportkunden vergeben wird und der Identifizierung der Nominierungen, Renominierungen oder Konten dient. Einem Shippercode entspricht im Geltungsbereich der GaBi Gas die Bilanzkreisnummer.

Sub-Bilanzkonto (SBK)

Das Sub-Bilanzkonto ist ein Konto, das einem Bilanzkreis zugeordnet ist und die Zuordnung von Ein- und Ausspeisemengen zu Transportkunden und/oder die übersichtliche Darstellung von Teilmengen ermöglicht.

Tagesband

Umrechnung einer Tagesmenge auf gleichgroße Stundenmengen durch Division der Tagesmenge durch 24 h bzw. an den Tagen der Sommer-/Winterzeitumstellung durch 23 h bzw. 25 h.

Transferpunkt Mini-MüT

Ein nicht zu buchender Punkt im Ausspeisenetz, der die Übertragung von Gas zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete ermöglicht.

Transportkunde (TK)

Juristische Person, die mit einem Netzbetreiber einen Ein- oder Ausspeisevertrag bzw. einen Lieferantenrahmenvertrag abschließt.

Unterbilanzkreis (UBK)

Ein mit einem Rechnungsbilanzkreis verbundener Bilanzkreis. Der Saldo dieses Bilanzkreises wird ermittelt und an den Rechnungsbilanzkreis übertragen, aber nicht explizit gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen des Unterbilanzkreises abgerechnet.

Virtueller Handelspunkt (VHP)

Ist ein Punkt im Marktgebiet, an dem Gas zwischen Bilanzkreisen gleicher Gasqualität übertragen werden kann, der jedoch keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht.

2.2 Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen

Bei der Abwicklung der Prozesse sind von den Beteiligten alle Informationen zu übermitteln, die zur vollständigen Umsetzung der einzelnen Prozessschritte erforderlich sind. Den Anforderungen des Datenschutzes ist Rechnung zu tragen. Ist danach eine Verschlüsselung bzw. Signatur der zu übermittelnden Daten erforderlich, so sind die Regelungen von EDI@Energy anzuwenden.

Für die Verarbeitung und den Austausch elektronischer Nachrichten zur Abwicklung der in diesem Leitfaden beschriebenen Geschäftsprozesse ist das Datenformat Edig@s bzw. weitere durch EDI@Energy veröffentlichte Datenformate in der jeweils aktuellen Fassung anzuwenden. Die technischen Details der Erstellung von Edig@s-Nachrichten haben nach dem Dokument „Allgemeine Festlegungen zu den Edig@s-Nachrichten“ in der jeweils aktuellen Fassung oder dem entsprechenden EDI@Energy-Dokument zu erfolgen.

Weitere Informationen zu den jeweils aktuellen Datenformaten findet man auf den Webseiten des DVGW bzw. der EDI@Energy:

http://www.dvgw-sc.de/

http://www.edi-energy.de/

2.3 Einrichtung eines Netzkontos beim Marktgebietsverantwortlichen

Für jeden NB wird zur operativen Abwicklung der Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas in dem jeweiligen Marktgebiet (bei einer Marktgebietsüberlappung in beiden Marktgebieten) ein Netzkonto von dem MGV je Gasqualität eingerichtet und geführt.

Zur Einrichtung eines Netzkontos übermittelt der NB bis drei Monate und 10 WT vor der erstmaligen Durchführung von Allokationsprozessen die erforderlichen Unterlagen an den MGV. Der MGV teilt dem NB innerhalb von 10 WT eine neue Netzkontonummer mit.

Die erforderlichen Unterlagen sind:

- Lieferernachweis des Hauptzollamts;
- Wiederverkäuferbescheinigung vom Finanzamt;
- Stammdaten (Anschrift NB, Bankverbindung, DVGW-Code, SLP-Verfahren, Ableseverfahren);
- Kommunikationsdatenblatt (1:1 Kommunikation) inkl. Mitteilung des gewünschten Kommunikationsweges (Mail, AS2), sofern zwei Kommunikationswege vom MGV angeboten werden;
- Gültigkeitsbeginn Netzkonto;
- Aufstellung aller angrenzenden NB und deren Netzkonten (Angabe je vor- und nachgelagertem NB):
    - DVGW-Code;
    - Netzkontonummer;
    - Angabe der Primär-/Sekundärverantwortlichkeit für die EntryNKP-Allokation;
    - Rückspeisung ja/nein.
- Angabe Gasqualität und Marktgebietsüberlappung;
- Vorliegen von Netzpuffern;
- Ggf. Vorliegen einer Vollmacht für einen Dienstleister.

Änderungen am DVGW-Code oder Abmeldungen des NB beim MGV sind zeitnah durch den NB dem MGV mitzuteilen. Die Beendigung eines Netzkontos erfolgt immer zum letzten Gastag eines Liefermonats.

2.4 Bezeichnung Netzkonto und Netzkonto-Bilanzierungsobjekt

Die Netzkontonummern werden gemäß Vergabelogik des DVGW (Rolle NB) erstellt und durch den MGV vergeben. Eine Netzkontonummer besteht aus einer 16-stelligen Identifikationsnummer.

Marktgebiet	Gasart		DVGW Code (ohne letzte Ziffer)	Beschreibung
NC	HN	00	712345 0000	NCG H-Gas Netzkonto

NC	LN	00	712345 0000	NCG L-Gas Netzkonto

Abbildung 3: Identifikationsnummer von Netzkonten im Marktgebiet NCG

Marktgebiet	Gasart	DVGW Code (6 Stellen)		Beschreibung
GASPOOL	NH	712345	1	Gaspool H-Gas Netzkonto
GASPOOL	NL	712345	1	Gaspool L-Gas Netzkonto

Abbildung 4: Identifikationsnummer von Netzkonten im Marktgebiet Gaspool

Zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und/oder OBA bei der Netzkontoallokation (siehe auch Kap. 5.5.8) kann zu einem Netzkonto ein zugeordnetes Netzkonto-Bilanzierungsobjekt (NKBO) angelegt werden. Die Bezeichnungen werden analog des zugehörigen Netzkontos gemäß Vergabelogik des DVGW (Rolle NB) erstellt und durch den MGV vergeben. Die Bezeichnung eines NKBO besteht aus einer 16-stelligen Identifikationsnummer.

Die Einrichtung eines NKBO kann der NB beim MGV einen Monat vor der erstmaligen Allokation beantragen. Hierfür stellt der MGV ein Antragsformular auf seiner Internetseite oder im Portal bereit. Mit dieser Beantragung fragt der MGV zur Plausibilisierung der gemeldeten Mengen auch ab, ob das Netz druck- oder mengengeregelt ist und/oder, ob ein Speicher mit OBA vorhanden ist.

Marktgebiet	Gasart	Klasse	DVGW Code (8 Stellen)	Beschreibung
NC	HB	NKBO	71234500	NCG H-Gas NKBO
NC	LB	NKBO	71234500	NCG L-Gas NKBO

Abbildung 5: Identifikationsnummer von NKBO im Marktgebiet NCG

Marktgebiet	Gasart	DVGW Code (6 Stellen)		Beschreibung
GASPOOL	PH	712345	1	Gaspool H-Gas NKBO
GASPOOL	PL	712345	1	Gaspool L-Gas NKBO

Abbildung 6: Identifikationsnummer von NKBO im Marktgebiet Gaspool

2.5 Marktgebietsüberlappung

Netze können strömungsmechanisch nur über ein Marktgebiet oder aber über beide Marktgebiete erreichbar sein. Eine Marktgebietsüberlappung liegt hierbei immer dann vor, wenn es in einem Netz oder mindestens in einem Teilnetz strömungsmechanisch möglich ist, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen, d. h., dass mindestens ein Netzanschlusspunkt zu einem Letztverbraucher oder Netzkopplungspunkt im Netz des jeweiligen NB über beide Marktgebiete erreichbar sein muss. Dies gilt auch, wenn ein Netz einem marktgebietsüberlappenden Netz oder Teilnetz nachgelagert ist. Der betroffene NB muss in diesen Fällen die Prozesse und Prozessfristen für NB in einer Marktgebietsüberlappung für sein gesamtes Netz anwenden und einhalten.

Im Falle des Bestehens einer Marktgebietsüberlappung muss jeder Netzanschlusspunkt zu Letztverbrauchern und jeder Einspeisepunkt einer Biogasanlage eindeutig einem Marktgebiet zugeordnet werden. Der NB muss sowohl ein Netzkonto im Marktgebiet NCG als auch ein Netzkonto im Marktgebiet Gaspool anlegen lassen.

Es werden folgende drei Konstellationen unterschieden, die sich aufgrund der Punktzuordnung (für Einspeisepunkte, Ausspeisepunkte, Netzkopplungspunkte) ergeben:

- Alle Punkte sind dem MG NCG zugeordnet.
- Alle Punkte sind dem MG Gaspool zugeordnet.
- Es ist mind. ein Punkt NCG bzw. Gaspool und der Rest dem jeweils anderen MG zugeordnet.

Bei Vorliegen einer Marktgebietsüberlappung wird zwischen einer aktiven Marktgebietsüberlappung und einer passiven Marktgebietsüberlappung unterschieden:

- Eine aktive Marktgebietsüberlappung besteht, wenn Ein- und Ausspeisepunkte teilweise dem einen und teilweise dem anderen Marktgebiet zugeordnet sind. Ein NB benötigt in diesem Fall zwangsweise sowohl ein Netzkonto im Marktgebiet NCG als auch ein Netzkonto im Marktgebiet Gaspool.
- Eine passive Marktgebietsüberlappung besteht, wenn Ein- und Ausspeisepunkte vollumfänglich einem Marktgebiet zugeordnet wurden.

Netzbetreiber in der aktiven Marktgebietsüberlappung sind verpflichtet, die prozentualen Abweichungen der Netzkonten in den jeweiligen Marktgebieten möglichst gering zu halten. Hierzu überprüft der NB eines mengengeregelten Netzes für die gesteuerten Netzkopplungspunkte u.a. in regelmäßigen Abständen, ob das angewendete Verfahren zur Netzsteuerung die Rahmenbedingungen hinreichend berücksichtigt oder ob ein alternatives Verfahren für die Netzsteuerung genutzt werden kann, das zu potentiell geringeren prozentualen Abweichungen

der Netzkontosalden je Marktgebiet führen kann und wendet dieses an. Im Fall, dass Mengenanteile aus weiteren nachgelagerten Netzen für die Netzsteuerung relevant sind, stimmen sich die angrenzenden NB über die geeigneten Verfahren und Informationen ab.

Initial fragen die MGV das Bestehen einer Marktgebietsüberlappung bei den NB ab; eine Überprüfungspflicht der MGV auf Korrektheit der Angaben besteht nicht. Etwaige Änderungen werden anschließend unverzüglich vom NB an den MGV gemeldet. Dies gilt auch für eine beispielsweise Änderung von einer aktiven in eine passive Marktgebietsüberlappung.

Folgende, nicht abschließende Beispiele (Fall 1 bis 3) zeigen marktgebietsüberlappende Netze:

Fall 1: Ein NB mit strömungsmechanischer Möglichkeit, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten zu beziehen und an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen, sodass zumindest ein Netzanschlusspunkt strömungsmechanisch über beide Marktgebiete versorgt werden kann.

Abbildung 7: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Doppelte Anbindung

Fall 2: Ein NB mit hydraulisch nicht verbundenen Teilnetzen, bei denen in mind. einem der Teilnetze die strömungsmechanische Möglichkeit besteht, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten zu beziehen und an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen.

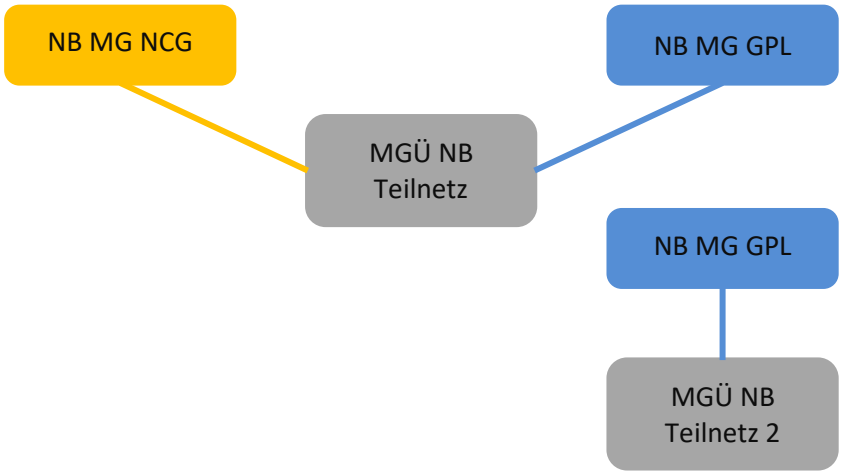


Abbildung 8: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Doppelte Anbindung in mind. einem Teilnetz

Fall 3: Ein NB ist einem marktgebietsüberlappenden NB nachgelagert und in diesem Netz besteht die strömungsmechanische Möglichkeit, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten zu beziehen und an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen.

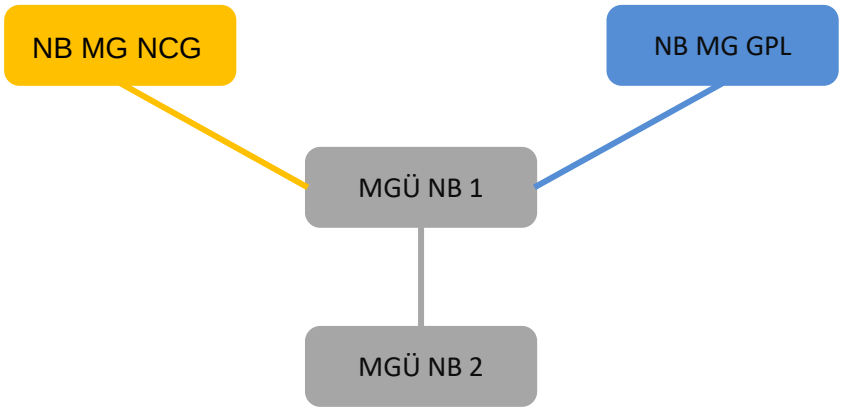


Abbildung 9: Beispiel für einen NB in der Marktgebietsüberlappung – Nachgelagert zu einem Netzbetreiber mit doppelter Anbindung

Folgende Beispiele (Fall 4 und 5) zeigen nicht-marktgebietsüberlappende Netze:
Fall 4: Ein NB ist einem marktgebietsüberlappenden NB nachgelagert und in diesem Netz (vgl. Abbildung 10 - NB MG NCG) besteht jedoch nicht die strömungsmechanische Möglichkeit, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten zu beziehen und an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen, da die entsprechende Gasleitung bzw. die NKP Verbindung zwischen ihm und dem vorgelagerten Netz nur über ein Marktgebiet aufgespeist wird.

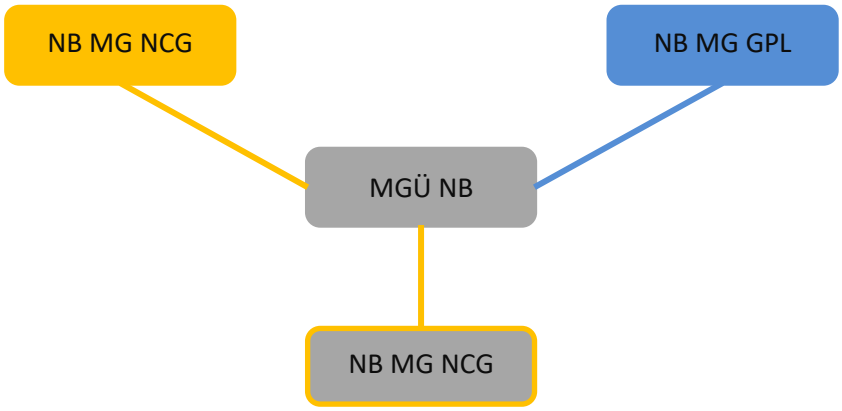


Abbildung 10: Beispiel für einen NB der nicht unter die Regelungen der Marktgebietsüberlappung fällt – fehlende strömungsmechanische Möglichkeit

Fall 5: Ein NB mit 2 oder mehr hydraulisch nicht verbundenen Teilnetzen bei dem in keinem der Teilnetze die strömungsmechanische Möglichkeit besteht, Gasmengen aus verschiedenen Marktgebieten zu beziehen und an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und/oder Netzkopplungspunkten auszuspeisen.

Abbildung 11: Beispiel für einen NB der nicht unter die Regelungen der Marktgebietsüberlappung fällt – hydraulisch nicht verbundene Teilnetze

2.6 Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkten zu Bilanzkreisen

(Rechnungs-)Bilanzkreise, Unterbilanzkreise bzw. Sub-Bilanzkonten werden vom zuständigen MGV eingerichtet und geführt. BK können beim MGV mit dem Status „beschränkt zuordenbare Kapazitäten“ oder mit dem Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ abgeschlossen werden. Im Rahmen der GeLi-Gas-Prozesse werden Marktlokationen (SLP und RLM) einem BK oder SBK zugeordnet. Der TK bringt gebuchte Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in BK oder SBK ein.

Zur Umsetzung von BEATE richtet der MGV BK ein, die ausschließlich für die Einbringung unrabattierter Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten an Gasspeichern, die den Speicherkunden den Übergang zwischen zwei Marktgebieten oder zum Markt eines Nachbarstaates ermöglichen, vorgesehen sind. Dies ist erforderlich, damit der Speicherbetreiber anhand der im Rahmen der Nominierung übermittelten Bilanzkreiscodes die Zuordnung von Mengen zu den in BEATE vorgesehenen Speicherkonten vornehmen kann. Für diese BK reserviert der MGV einen festen Nummernkreis oder er vergibt eine besondere Nomenklatur (siehe Kap. 2.7).

Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten an Gasspeichern, die nicht mit einem rabattierten Entgelt gemäß BEATE bepreist sind (nachfolgend „unrabattierte Kapazität“), dürfen in Höhe der Buchung der unrabattierten Kapazität ausschließlich in einen oder mehrere besonders gekennzeichnete Bilanzkreise/Sub-Bilanzkonten für unrabattierte Kapazität eingebracht werden. Ein SBK für unrabattierte Kapazität kann nur im Rahmen eines bestehenden BK für unrabat-tierte Kapazität gebildet werden. Kapazität an Gasspeichern, die mit einem rabattierten

Entgelt gemäß den Vorgaben des Tenors von BEATE bepreist ist, darf nicht in unrabattierte BK/SBK eingebracht werden.

An MÜP, GÜP und Speichern können Zuordnungen zu mehreren BK/SBK erfolgen. Der NB ermittelt bilanzkreisrelevante Mengen, dies nennt sich Allokation. Diese Mengen werden einem BK/SBK zugeordnet und an den MGV gesendet, welcher seinerseits die Daten an den BKV kommuniziert. Im Rahmen eines bestehenden BK kann der BKV ein SBK beim MGV beantragen. Das SBK ist ein Konto mit einer eigenen Sub-Bilanzkontonummer. Es ist einem BK zugeordnet und ermöglicht die Zuordnung von Ein- und Ausspeisemengen zum TK und/ oder die übersichtliche Darstellung von Teilmengen. SBK können analog zu BK mit einer Frist von drei Monaten beendet werden.

Um die Differenzen im Netzkonto so gering wie möglich zu halten, ordnen die NB ihre Eigenverbrauchsstellen, wie z. B. an Vorwärmungen von Regelanlagen, in Gebäuden etc., einem Bilanzkreis zu.

2.7 Bilanzkreisnummer bzw. Bilanzkreisbezeichnung

Die Bilanzkreisnummer bzw. Sub-Bilanzkontonummer wird gemäß der Vergabelogik des DVGW erstellt und durch den MGV vergeben. Änderungen der Identifikationsnummer werden im Rahmen des Formatänderungsmanagements des DVGW konsultiert und veröffentlicht.

http://www.dvgw-sc.de/

Die Bilanzkreisnummer bzw. die Sub-Bilanzkontennummer besteht aus einer 16-stelligen Identifikationsnummer. Ein Bilanzkreis identifiziert sich über die letzten vier Ziffern des Vergabecodes gleich "0000" oder „9000“. Ein Sub-Bilanzkonto identifiziert sich über den Nummernkreis zwischen "0001" und "9999" an den letzten vier Ziffern des Vergabecodes.

Bei der Bilanzkreiscodevergabe von GASPOOL erfolgt an der zehnten Ziffer die Codierung über alphanummerische Zeichen.

Biogas-Eigenschaft, Gasqualität und Kapazitätsentgeltklasse können anhand von folgenden Codierungen identifiziert werden:

Marktgebiet		Gasart	Klasse				individuelle Nummer					Subkontonummer				Beschreibung
Ziffer 1	Ziffer 2	Ziffer 3	Ziffer 4	Ziffer 5	Ziffer 6	Ziffer 7	Ziffer 8	Ziffer 9	Ziffer 10	Ziffer 11	Ziffer 12	Ziffer 13	Ziffer 14	Ziffer 15	Ziffer 16	
N	C	H	B	4	0	0	1	x	x	x	x	0	0	0	0	NCG H-Gas Bilanzkreis
N	C	L	B	4	0	0	1	x	x	x	x	0	0	0	0	NCG L-Gas Bilanzkreis
N	C	H	B	4	0	0	9	9	x	x	x	0	0	0	0	NCG H-Gas Bilanzkreis, unrabbatiert
N	C	L	B	4	0	0	9	9	x	x	x	0	0	0	0	NCG L-Gas Bilanzkreis, unrabbatiert
N	C	H	B	4	0	0	1	x	x	x	x	x	x	x	x	NCG H-Gas Subbilanzkonto
N	C	L	B	4	0	0	1	x	x	x	x	x	x	x	x	NCG L-Gas Subbilanzkonto
N	C	H	B	4	0	0	9	9	x	x	x	x	x	x	x	NCG H-Gas Subbilanzkonto, unrabbatiert
N	C	L	B	4	0	0	9	9	x	x	x	x	x	x	x	NCG L-Gas Subbilanzkonto, unrabbatiert
N	C	H	B	B	I	O	4	x	x	x	x	0	0	0	0	NCG H-Gas Biogas Bilanzkreis
N	C	L	B	B	I	O	4	x	x	x	x	0	0	0	0	NCG L-Gas Biogas Bilanzkreis
N	C	H	B	B	I	O	9	9	x	x	x	0	0	0	0	NCG H-Gas Biogas Bilanzkreis, unrabbatiert
N	C	L	B	B	I	O	9	9	x	x	x	0	0	0	0	NCG L-Gas Biogas Bilanzkreis, unrabbatiert
N	C	H	B	B	I	O	4	x	x	x	x	x	x	x	x	NCG H-Gas Biogas Subbilanzkonto
N	C	L	B	B	I	O	4	x	x	x	x	x	x	x	x	NCG L-Gas Biogas Subbilanzkonto
N	C	H	B	B	I	O	9	9	x	x	x	x	x	x	x	NCG H-Gas Biogas Subbilanzkonto, unrabbatiert
N	C	L	B	B	I	O	9	9	x	x	x	x	x	x	x	NCG L-Gas Biogas Subbilanzkonto, unrabbatiert

Marktgebiet							Klasse	Gasart	individuelle Nummer			Subkontonummer				Beschreibung
Ziffer 1	Ziffer 2	Ziffer 3	Ziffer 4	Ziffer 5	Ziffer 6	Ziffer 7	Ziffer 8	Ziffer 9	Ziffer 10	Ziffer 11	Ziffer 12	Ziffer 13	Ziffer 14	Ziffer 15	Ziffer 16	
G	A	S	P	O	O	L	E	H	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool H-Gas Bilanzkreis
G	A	S	P	O	O	L	E	L	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool L-Gas Bilanzkreis
G	A	S	P	O	O	L	E	H	x	x	x	9	0	0	0	Gaspool H-Gas Bilanzkreis, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	E	L	x	x	x	9	0	0	0	Gaspool L-Gas Bilanzkreis, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	E	H	x	x	x	x	x	x	x	Gaspool H-Gas Subbilanzkonto
G	A	S	P	O	O	L	E	L	x	x	x	x	x	x	x	Gaspool L-Gas Subbilanzkonto
G	A	S	P	O	O	L	E	H	x	x	x	9	x	x	x	Gaspool H-Gas Subbilanzkonto, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	E	L	x	x	x	9	x	x	x	Gaspool L-Gas Subbilanzkonto, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	B	H	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool H-Gas Biogas Bilanzkreis
G	A	S	P	O	O	L	B	L	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool L-Gas Biogas Bilanzkreis
G	A	S	P	O	O	L	B	H	x	x	x	9	0	0	0	Gaspool H-Gas Biogas Bilanzkreis, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	B	L	x	x	x	9	0	0	0	Gaspool L-Gas Biogas Bilanzkreis, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	B	H	x	x	x	x	x	x	x	Gaspool H-Gas Biogas Subbilanzkonto
G	A	S	P	O	O	L	B	L	x	x	x	x	x	x	x	Gaspool L-Gas Biogas Subbilanzkonto
G	A	S	P	O	O	L	B	H	x	x	x	9	x	x	x	Gaspool H-Gas Biogas Subbilanzkonto, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	B	L	x	x	x	9	x	x	x	Gaspool L-Gas Biogas Subbilanzkonto, unrabbatiert
G	A	S	P	O	O	L	R	H	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool H-Gas Regelenergie Bilanzkreis
G	A	S	P	O	O	L	R	L	x	x	x	0	0	0	0	Gaspool L-Gas Regelenergie Bilanzkreis

Abbildung 12: Kennzeichnung von Bilanzkreisen und Sub-Bilanzkonten

Im Folgenden wird der Begriff „Bilanzkreisnummer“ auch für die Identifikationsnummer von Biogas-BK bzw. Biogas-SBK verwendet.

2.8 Besonderheiten von Biogas-Bilanzkreisen

Biogas-BK erhalten gemäß § 35 Gas NZV einen speziellen erweiterten Bilanzausgleich. Um diesen Status zu erhalten, müssen folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Nur Einspeisepunkte an physischen Anlagen, die Biogas gemäß der oben beschriebenen Definition produzieren, können in den Biogas-BK eingebracht werden. Sollte es sich bei dem eingespeisten Biogas um biogen erzeugten Wasserstoff handeln, so wird dieser mit dem Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff“ allokiert.
- Auf Verlangen des MGV muss der BKV in geeigneter Weise nachweisen, dass es sich bei dem physisch eingespeisten Gas um Biogas handelt.
- Soweit Gas aus anderen BK übertragen wird – sowohl am VHP als auch am MÜP – muss sichergestellt werden, dass dieses Gas ebenfalls aus einem Biogas-BK stammt. Dies wird bei den Nominierungsprozessen am VHP anhand der BK-Nummer, die eine

besondere Kennzeichnung beinhaltet, vom MGV überprüft. Am MÜP wird dies ebenfalls bei den Nominierungsprozessen anhand der Biogas-BK/Biogas-SBK-Nummer vom NB überprüft.

- Biogas-BK können nur mit anderen Biogas-BK zur Verrechnung verbunden werden.
- Die Ausspeisungen aus Biogas-BK unterliegen keinen Beschränkungen. Eine bestimmte Nutzung des Biogases ist nicht vorgeschrieben.

Es besteht keine Verpflichtung, Biogasmengen ausschließlich in Biogas-BK einzuspeisen. Der BKV bzw. der TK kann sich auch dafür entscheiden, eine Biogaseinspeisung in einen regulären Bilanzkreis einzubringen. In diesem Fall genießt er allerdings nicht die Vorteile der besonderen Biogas-Bilanzierung gemäß § 35 GasNZV.

Voraussetzung für die bilanzielle Abwicklung der Einspeisung von Biogas ist die Zuordnung des Einspeisepunktes zu einem Biogas-BK durch den TK beim ENB.

Zur Vermeidung einer rückwirkenden Aberkennung des speziellen Biogasstatus eines Biogas-BK wird – soweit Gas am VHP oder am MÜP übertragen wird – bei der Prüfung der Nominierungen durch den NB am MÜP und dem MGV am VHP geprüft, ob es sich bei dem abgebenden BK um einen Biogas-BK handelt. Andernfalls lehnt der NB am MÜP bzw. der MGV am VHP die Nominierung ab.

Erlangt der BKV Kenntnis darüber, dass die Einspeisemengen nicht mehr den Anforderungen des § 3 Nr. 10c EnWG entsprechen, wird er unverzüglich nach Kenntniserlangung den MGV darüber informieren.

Entspricht nicht die gesamte in den Biogas-BK eingespeiste Gasmenge den Anforderungen des § 3 Nr. 10c EnWG, finden die zusätzlichen Regelungen zur Biogas-Bilanzierung ab dem Zeitpunkt, zu dem der MGV Kenntnis davon erhält, dass nicht ausschließlich Biogas eingespeist wurde, bis zum Ende des Bilanzierungszeitraums keine Anwendung mehr. In diesem Fall wird der Biogas-BK/Biogas-SBK unverzüglich geschlossen und die eingespeiste Gasmenge in einem Erdgas-BK weitergeführt.

Im Falle einer Biogaseinspeisung teilt der TK dem ENB spätestens bis zum 10. WT vor Lieferbeginn die Bilanzkreisnummer des aufnehmenden Biogas-BK und den Beginn der Einspeisung mit. Vor dem Zeitpunkt der ersten Einspeisung wird durch den Einspeisevertrag zwischen dem ENB und dem TK sichergestellt, dass die Einspeisung nur Biogas umfasst. Sofern Marktlokationen der Ausspeisung dem Biogas-BK zugeordnet werden, muss dies nach den Prozessen gemäß GeLi Gas erfolgen.

In Abgrenzung zur Bilanzierung von konventionellem Erdgas ist es wichtig, dass ein Biogas-BK als solcher eindeutig identifiziert werden kann. Die Nomenklatur ist in Abbildung 12 dargestellt.

Für die Einspeisung von Biogas gilt weiterhin:

Ausgehend von dem aufnehmenden Biogas-BK können die eingespeisten Biogasmengen über den Nominierungsprozess gemäß Kap. 4 auf weitere BK, UBK oder SBK aufgeteilt werden, wie z. B. Nominierung von Bändern oder vereinbarte ratierliche Aufteilungen. Bei einer ratierlichen Aufteilung wird der aufnehmende BK mit mehreren BK verbunden. In einer gesondert zum Bilanzkreisvertrag abzuschließenden Vereinbarung zur Verbindung von Bilanzkreisen gemäß Anlage 5 der KoV (siehe auch Kap. 2.9 und 2.10) werden die verbundenen BK und die Quoten festgelegt.

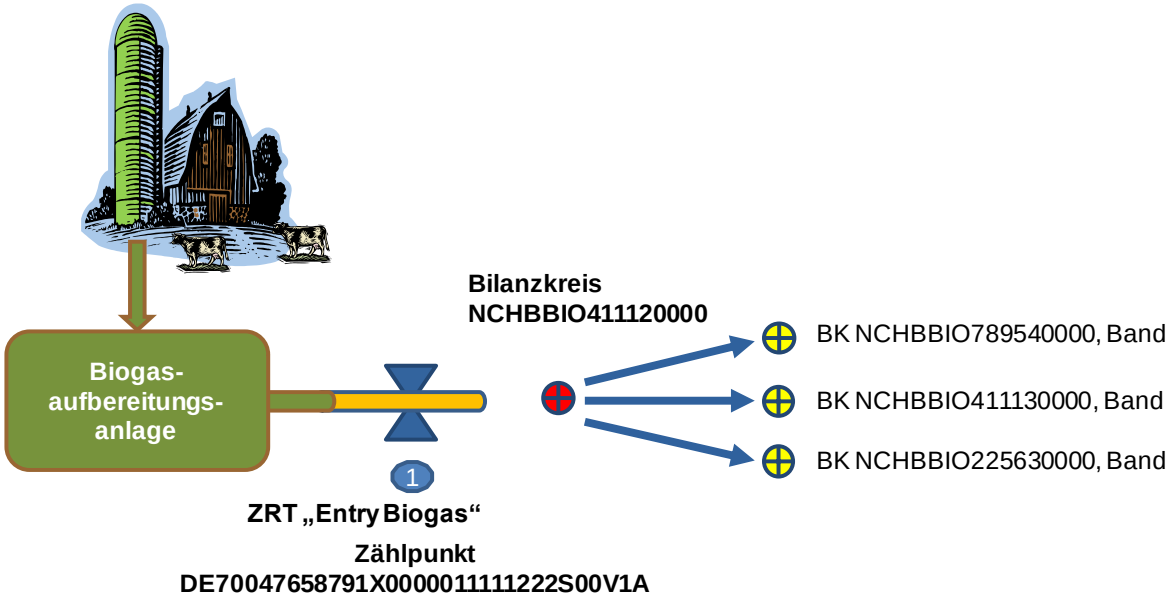


Abbildung 13: Beispiel für eine Aufteilung von Biogaseinspeisungen auf verschiedene Bilanzkreise

2.9 Verbindung von Bilanzkreisen

Bilanzkreise können zum Zweck der gemeinsamen Saldierung und Abrechnung von Bilanzkreissalden verbunden werden. Die BKV, die innerhalb eines Marktgebietes sowohl H- als auch L-Gas bilanzieren, sind verpflichtet, ihre Bilanzkreise mit unterschiedlichen Qualitäten miteinander zu verbinden. Die BKV schließen gemeinsam in schriftlicher Form die “Vereinbarung zur Verbindung von Bilanzkreisen“ gemäß Anlage 5 der KoV mit dem MGV ab. Demnach werden die innerhalb ihrer Bilanzkreise auftretenden täglichen und stündlichen Abweichungen miteinander in einem bestimmten RBK ihrer Bilanzkreise saldiert und dem entsprechenden BKV in Rechnung gestellt. Die Verbindung von UBK mit einem RBK erfolgt in Textform über die „Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen“. Der MGV kann zudem eine elektronische Abwicklung auf einem Portal anbieten. Die „Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen“ muss dem MGV bis spätestens 10 WT vor Beginn der Verbindung vorliegen. Die Mindestlaufzeit einer Verbindung beträgt einen Monat. Eine Verbindung kann

nur zwischen Bilanzkreisen mit dem Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ erfolgen. Bilanzkreise mit dem Status „beschränkt zuordenbare Kapazitäten“ können nicht miteinander verbunden werden.

Unter einem RBK können 10 Ebenen von UBK gebildet werden. In allen RBK und UBK können max. 9999 SBK eröffnet werden.

In der Abbildung 14 werden mögliche Verbindungen von Bilanzkreisen in einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet exemplarisch dargestellt. Ein BKV muss seine Bilanzkreise mit unterschiedlichen Gasqualitäten so miteinander verbinden, dass sichergestellt ist, dass diese Mengen in ein und denselben RBK miteinander saldiert werden. BKV können nur einen RBK führen, wenn Bilanzkreise unterschiedlicher Gasqualität mit dem Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ abgeschlossen wurden. Führt ein BKV nur Bilanzkreise in einer Gasqualität, müssen diese nicht verbunden werden.

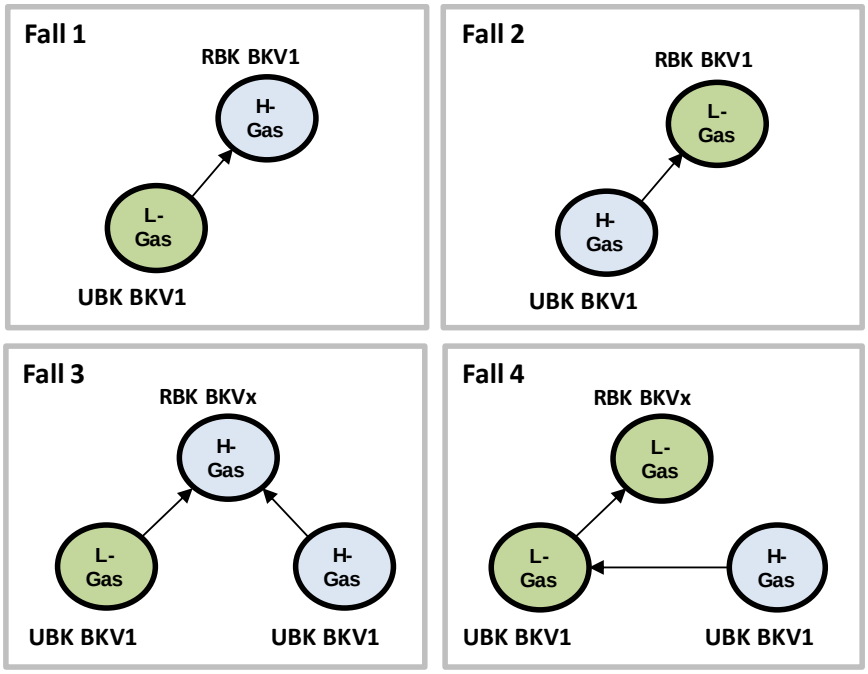


Abbildung 14: Mögliche Verbindungen von Bilanzkreisen in einem qualitätsübergreifenden Marktgebiet

Im RBK werden die Toleranzen der untertägigen Verpflichtungen, die sich aus den aggregierten Mengen aus den UBK ergeben, aggregiert berücksichtigt. Darüber hinaus werden die angefallenen Bilanzierungsumlagen sowie die Konvertierungsumlage aller UBK über den RBK abgerechnet.

Alle UBK werden mit einem RBK verbunden. Die freie Kombinationsmöglichkeit bezieht sich allerdings lediglich auf die Verbindung von H- und L-Gas-Bilanzkreisen, die SBK erhalten automatisch die Gasqualität des Bilanzkreises, dem sie zugeordnet sind. Der BKV legt die Gasqualität des RBK fest.

Alle beteiligten BKV sind ungeachtet der Verbindung ihrer Bilanzkreise weiterhin für die Führung ihrer Bilanzkreise verantwortlich, d. h. der tägliche BK-Status sowie die SLP- und RLM-Allokationen des jeweiligen UBK werden weiterhin an den jeweiligen BKV übermittelt. Der BKV des RBK bekommt zusätzliche Informationen auf aggregierter Ebene – täglich D+1 KT, am Tag M+15 WT und zum Zeitpunkt der Rechnungslegung. Der BKV des RBK übernimmt gegenüber dem MGV die alleinige kommerzielle Gesamtverantwortung für die saldierten Bilanzkreisdifferenzen der UBK.

UBK können mit mehreren RBK verbunden werden. Die Aufteilung kann nur ratierlich erfolgen, die Summe muss 100% ergeben und die Rundung erfolgt kaufmännisch auf ganzzahlige Werte. In Abbildung 15 ist eine einfache Beziehung eines UBK mit zwei direkt verbundenen RBK ohne kaskadische Abhängigkeiten dargestellt.

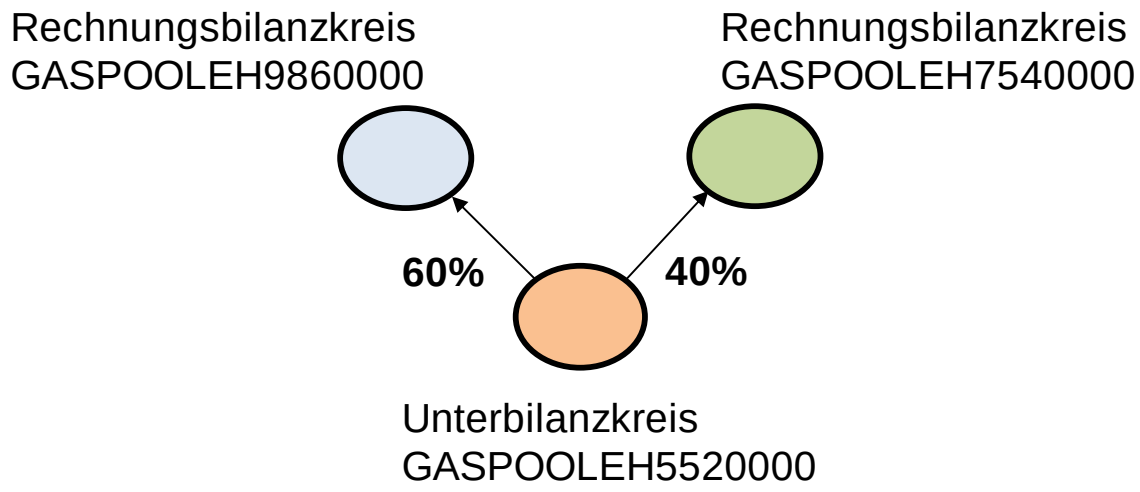


Abbildung 15: Quotale Aufteilung von UBK auf RBK

2.10 Besonderheiten bei der Verbindung von Biogas-Bilanzkreisen

Die GasNZV ermöglicht die Verbindung von Biogas-BK. Die „Vereinbarung über die Verbindung von Bilanzkreisen“ muss dem MGV für Biogas-BK bis spätestens 10 WT vor Ende der Bilanzierungsperiode vorliegen. Der Flexibilitätsrahmen nach § 35 Ziffer 3 wird dabei einheitlich auf den RBK und alle mit ihm verbundenen UBK angewendet. Hierfür werden die Flexibilitäten und Bilanzkreissalden von dem UBK auf den RBK übertragen. Alle so miteinander verbundenen UBK müssen das gleiche Datum für das Ende des Bilanzierungszeitraums haben, das Startdatum kann unterschiedlich sein. Dadurch können Biogas-BK mit unterschiedlichen Rumpfbilanzierungszeiträumen ebenfalls verbunden werden. Der MGV verwendet die am Ende des Bilanzierungszeitraums vorliegende Bilanzkreisverbindung zur Berechnung der absoluten Flexibilitäten und zur Abrechnung der BK. Alle weiteren Details zur Abrechnung der Biogas-BK werden in Kap. 6.3 erläutert.

Die Übertragung von Flexibilitäten und Bilanzkreissalden auf andere Biogas-BK ist nur für den Rechnungsbilanzkreis möglich. Die Details hierzu sind in Kap. 6.3.3 beschrieben.

2.11 Definition von Zeitreihentypen

Für die Übermittlung von verschiedenen Daten in Form von Zeitreihen (z. B. Allokationen oder Bilanzkreissalden) zwischen den Marktrollen NB, MGV und BKV werden nachfolgende Zeitreihentypen (ZRT) definiert. Diese Zeitreihen enthalten jeweils 24 einzelne, ganzzahlige Stundenwerte (bei Zeitumstellung 23 oder 25 Stunden). Korrekturzeitreihen werden vom MGV an den BKV immer als komplette Monatszeitreihen versendet, wobei die komplette Monatszeitreihe als Korrekturzeitreihe zu kennzeichnen ist. Für die Datenmeldungen werden ausschließlich die nachfolgenden ZRT verwendet. Es handelt sich im Folgenden bei den ZRT immer um ein Aggregat aus Einzelzeitreihen, die jeweils je BK bzw. SBK oder NB aggregiert werden.

2.11.1 Entry-Zeitreihentypen

1. Zeitreihentyp „Entryso“: Allokation von Einspeisezeitreihen an GÜP, MÜP, am Mini-MüT-Transferpunkt, an inländischen Produktionsanlagen (ohne Biogas) und an Einspeisepunkten aus einem Speicher in ein Netz sowie zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und OBA-Ständen im NKBO.

Je Einspeisepunkt wird im Einspeisevertrag oder im Lieferantenrahmenvertrag festgelegt, welches Allokationsverfahren zum Einsatz kommt (siehe Kap. 5.1).

2. Zeitreihentyp „Entry NKP“: Allokation von gemessenen Lastgängen an nicht marktgebietsüberschreitenden Netzkopplungspunkten zwischen NB.

Mischanlagen und Konvertierungsanlagen werden ebenfalls mit diesem ZRT allokiert.

3. Zeitreihentyp „Entry VHP“: Allokation der Summe aller Einspeisenominierungen in einen BK den VHP betreffend für Erdgas, Wasserstoff oder Biogas.

Der BKV zahlt für die Nutzung des VHP ein mengenabhängiges Entgelt.

4. Zeitreihentyp „Entry Biogas“: Allokation der gemessenen, aus Biogasproduktionsanlagen eingespeisten stündlichen Biogasmengen. Mit diesem ZRT wird nicht der biogen erzeugte Wasserstoff bilanziert (dies erfolgt über den ZRT „Entry Wasserstoff“).

Bei der Einspeisung von Biogas ist die vom TK angestellte Gasmenge mit dem für den Tag D an der Biogaseinspeisung gemessenen Brennwert vor einer evtl. Zuspeisung von Flüssiggas zur Steuerung des Einspeisebrennwertes vom NB zu allokieren.

5. Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff“: Allokation der gemessenen, aus Wasserstoffproduktionsanlagen eingespeisten stündlichen Wasserstoffmengen.

In der weiteren Verwendung dieses ZRT ist zu beachten, ob eine biogene Erzeugung vorliegt. Nur dann darf dieses Gas auch in Biogas-BK bilanziert werden. Handelt es sich nicht um diese Erzeugungsform, dann ist nur eine Weiterbehandlung in Erdgas-BK zulässig. Die produzierten Gasmengen sind mit dem entsprechenden Brennwert des produzierten Gases in kWh umzuwerten und werden vom NB allokiert.

6. Zeitreihentyp „Entry Flüssiggas“: Meldung der Zeitreihe für die Beimischung von Flüssiggas bei einer Einspeisung von Biogas oder bei einer Ersatzversorgung am Netzkoppelpunkt.

Diese Zeitreihe ist nicht bilanzkreiswirksam, sie verbleibt im Netzkonto. Ist eine Zumischung von Flüssiggas erforderlich, ermittelt der NB die Menge der Flüssiggaseinspeisung, z. B. durch separate Messung der Flüssiggasmenge

2.11.2 Exit-Zeitreihentypen

7. Zeitreihentyp „Exitso“: Allokation von Ausspeisezeitreihen an GÜP, MÜP, am Mini-MüT-Transferpunkt und an Ausspeisepunkten aus dem Netz in einen Speicher. Es wird das Allokationsverfahren „Allokiert wie nominiert“ angewendet sowie zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und OBA-Ständen im NKBO.

8. Zeitreihentyp „Exit VHP“: Allokation der Summe aller Ausspeisenominierungen aus einem BK den VHP für Erdgas, Wasserstoff oder Biogas betreffend.

Der BKV zahlt für die Nutzung des VHP ein mengenabhängiges Entgelt.

9. Zeitreihentyp „RLMmT“: Allokation von RLM- Ausspeisepunkten, an denen diese auf Basis der gemessenen Lastgänge erfolgt. Diese werden jedoch vom MGV auf ein Tagesband umgerechnet (RLM mit Tagesband).

Dem Zeitreihentyp RLMmT können auch solche RLM- Ausspeisepunktenzugeordnet werden, für die am entsprechenden Einspeisepunkt eine Steuerung mittels Nominierungsersatzverfahren erfolgt.

10. Zeitreihentyp „RLMoT“: Allokation von RLM- Ausspeisepunkten, an denen diese Bilanzierung auf Basis der gemessenen Lastgänge erfolgt (RLM ohne Tagesband).

Dem Zeitreihentyp RLMoT können auch solche RLM- Ausspeisepunkten zugeordnet werden, für die am entsprechenden Einspeisepunkt eine Steuerung mittels eines Nominierungsersatzverfahrens erfolgt.

11. Zeitreihentyp „SLPsyn“: Allokationen an SLP- Ausspeisepunkten im synthetischen Verfahren.

12. Zeitreihentyp „SLPana“: Allokationen an SLP- Ausspeisepunkten im analytischen Verfahren.

2.11.3 Bilanzierungszeitreihentypen (Netzkonten)

13. Zeitreihentyp „NKSALD0“: Übermittlung des Netzkontensaldos 0 unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert. Der MGV ermittelt täglich und monatlich für alle NB je Netzkonto den Netzkontosaldo 0 nach Kap. 11 und übermittelt diesen an den NB. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

14. Zeitreihentyp „NKSALD1“: Übermittlung des für die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem relevanten Netzkontensaldos 1 unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der MGV ermittelt monatlich für alle NB je Netzkonto den Netzkontosaldo 1 nach Kap. 11 und übermittelt diesen an den NB. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

2.11.4 Bilanzierungszeitreihentypen (Bilanzkreise)

Die **Zeitreihentypen 15 - 42** werden im Datenformat IMBNOT oder TRANOT vom MGV an den BKV übermittelt. Mit der Bezeichnung „**über**“ werden Zeitreihen beschrieben, die von einem BK auf einen übergeordneten BK übertragen werden. In dieser Mitteilung sind der abgebende und der aufnehmende BK benannt. Diese ZRT erhalten BK, sofern sie mit einem UBK verbunden sind. Mit der Bezeichnung „**nach**“ werden Zeitreihen bezeichnet, die in einem BK

als Summe aus den Salden des BK zzgl. der übertragenen Zeitreihen gebildet werden. Diese ZRT erhalten BK, sofern sie mit einem UBK verbunden sind.

15. Zeitreihentyp „BKSALD“: Saldozeitreihe des BK, unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

16. Zeitreihentyp „BKSALDüber“: Übertragung des „BKSALD“ eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKSALDüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

17. Zeitreihentyp „BKSALDnach“: Saldozeitreihe des BK zur Ermittlung der Ausgleichsenergiemenge einschließlich der aus UBK übertragenen „BKSALDüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

18. Zeitreihentyp „BKSALDABR“: Saldozeitreihe des BK der endgültig zugeordneten Mengen unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

19. Zeitreihentyp „BKSALDABRüber“: Übertragung des „BKSALDABR“ eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKSALDABRüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

20. Zeitreihentyp „BKSALDABRnach“: Saldozeitreihe des BK einschließlich der aus UBK übertragenen „BKSALDABRüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

21. Zeitreihentyp „BKRLMDIF“: Zeitreihe der Differenzmenge des BK zur Berücksichtigung der Brennwertdifferenz zwischen Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert bei RLM Ausspeisestellen. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

22. Zeitreihentyp „BKRLMDIFüber“: Übertragung der Differenzmenge „BKRLMDIF“ eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKRLMDIFüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

23. Zeitreihentyp „BKRLMDIFnach“: Zeitreihe der Differenzmenge eines BK einschließlich der aus UBK übertragenen „BKRLMDIFüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

24. Zeitreihentyp „BKKUM“: Kumulierte Stundensalden des Bilanzkreises. Für jede Stunde innerhalb des Gastages werden die in dieser Stunde bilanzrelevanten Einspeisungen in den Bilanzkreis mit den bilanzrelevanten Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis, unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert, saldiert. Die stündlichen Salden werden über den Gastag kumuliert. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

25. Zeitreihentyp „BKKUMüber“: Übertragung der kumulierten Stundensalden „BKKUM“ eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKKUMüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

26. Zeitreihentyp „BKKUMnach“: Kumulierte Stundensalden des BK einschließlich der aus UBK übertragenen „BKKUMüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können.

27. Zeitreihentyp „BKTOL“: Toleranzzeitreihe für untertägige Verpflichtungen, die auf Basis der stündlichen Allokationsdaten der Kundengruppen RLMmT (Zeitreihe als Tagesband) und RLMoT (strukturierte Zeitreihe) jeweils umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert errechnet wird. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Tageswerten.

28. Zeitreihentyp „BKTOLüber“: Übertragung der Toleranzzeitreihe „BKTOL“ eines UBK einschließlich der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKTOLüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit positiven Tageswerten.

29. Zeitreihentyp „BKTOLnach“: Gesamttoleranzzeitreihe eines BK einschließlich aus UBK übertragenen „BKTOLüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Tageswerten.

30. Zeitreihentyp „UETOL“: Zeitreihe der jeweiligen stündlichen Überschreitung der Toleranz für untertägige Verpflichtungen. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können. Hierbei handelt es sich um positive Werte, wenn der stündlich kumulierte Saldo zwischen Einspeisung abzüglich Ausspeisung oberhalb der oberen Toleranzlinie von „BKTOL“ liegt und um negative Werte, wenn der stündlich kumulierte Saldo unterhalb der unteren Toleranzlinie von „BKTOL“ liegt (siehe Abbildung 38 in Kap.6.2)

31. Zeitreihentyp „UETOLnach“: Zeitreihe der stündlichen Überschreitung der Toleranz, nachdem die Übertragung des stündlich kumulierten Bilanzkreissaldos „BKKUMüber“ und der Toleranzen „BKTOLüber“ aus den UBK stattgefunden hat. Damit stellt diese Zeitreihe die summarische Überschreitung der Toleranzen eines BK, inkl. der UBK dar. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit Stundenwerten, die jeweils positiv oder negativ sein können. Hierbei handelt es sich um positive Werte, wenn „BKKUMnach“ oberhalb der oberen Toleranzlinie „BKTOLnach“ liegt und um negative Werte, sofern der „BKKUMnach“ unterhalb der unteren Toleranzlinie „BKTOLnach“ liegt.

32. Zeitreihentyp „BKFLEX“: Zeitreihe der nach Betrag aufsummierten stündlichen Überschreitungen der Toleranz für untertägige Verpflichtungen („UETOL“). Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten. Der sich in der letzten Stunde ergebende Wert stellt die bilanzielle Flexibilitätsmenge dar, für die ein Flexibilitätskostenbeitrag in Euro pro MWh zu entrichten ist (siehe Kap.6.2). Für UBKs findet keine Abrechnung statt.

33. Zeitreihentyp „BKFLEXüber“: Übertragung der nach Betrag aufsummierten stündlichen Überschreitungen der Toleranz für untertägige Verpflichtungen „BKFLEX“ eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „BKFLEXüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

34. Zeitreihentyp „BKFLEXnach“: Zeitreihe der nach Betrag aufsummierten stündlichen Überschreitungen der Toleranz für untertägige Verpflichtungen „BKFLEX“ einschließlich der aus UBK übertragenen „BKFLEXüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten. Der sich in der letzten Stunde ergebende Wert stellt die bilanzielle Flexibilitätsmenge dar, für die ein Flexibilitätskostenbeitrag in Euro pro MWh zu entrichten ist (siehe Kap.6.2). Für UBKs findet keine Abrechnung statt.

35. Zeitreihentyp „SLPUMLüber“: Übertragung der SLP-bilanzierungsumlagefähigen Ausspeisemenge eines UBK, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „SLPUMLüber“ auf einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

36. Zeitreihentyp „SLPUMLnach“: Zeitreihe der Summe der SLP-bilanzierungsumlagefähigen Ausspeisemenge eines BK, inkl. der aus sämtlichen darunterliegenden UBK übertragenen „SLPUMLüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

37. Zeitreihentyp „RLMUMLüber“: Übertragung der RLM-bilanzierungsumlagefähigen Ausspeisemenge eines UBK umgewertet mit Abrechnungsbrennwert und inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „RLMUMLüber“ auf einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

38. Zeitreihentyp „RLMUMLnach“: Zeitreihe der Summe der RLM-bilanzierungsumlagefähigen Ausspeisemenge eines BK, inkl. der aus sämtlichen darunterliegenden UBK übertragenen „RLMUMLüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

39. Zeitreihentyp „KONVUMLüber“: Übertragung der konvertierungsumlagepflichtigen Mengen, inkl. der aus weiter darunterliegenden UBK bereits übertragenen „KONVUMLüber“ an einen übergeordneten BK. Der Versand erfolgt im Format TRANOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

40. Zeitreihentyp „KONVUMLnach“: Zeitreihe der Summe der konvertierungsumlagepflichtigen Mengen eines BK, inkl. der aus sämtlichen darunterliegenden UBK übertragenen „KONVUMLüber“. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als Zeitreihe mit positiven Stundenwerten.

41. Zeitreihentyp „KONVHL“: Übermittlung der zu konvertierenden Mengen von H- nach L-Gas, unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als positiver Tageswert. Diesen ZRT erhalten RBK.

42. Zeitreihentyp „KONVLH“: Übermittlung der zu konvertierenden Mengen von L- nach H-Gas, unter Berücksichtigung der RLM-Allokationen umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt im Format IMBNOT als positiver Tageswert. Diesen ZRT erhalten RBK.

2.11.5 Biogas-Zeitreihentypen

Die **Zeitreihentypen 43 - 49** werden im Datenformat IMBNOT ausschließlich an Biogas-RBK übersendet.

43. Zeitreihentyp „BIOFLEX“: Wert der absoluten Flexibilität bei der Bilanzierung von Biogasbilanzkreisen (siehe Kap. 6.3.4), umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt als positive Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

44. Zeitreihentyp „BIOFLEXMAX“: Wert der maximalen Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens bei der Bilanzierung von Biogasbilanzkreisen (siehe Kap. 9.3), umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt als positive Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

45. Zeitreihentyp „BIOFLEXSALD“: Täglicher Wert der Über- bzw. Unterschreitung des Flexibilitätsrahmens bei der Bilanzierung von Biogasbilanzkreisen, umgewertet mit Abrechnungsbrennwert (siehe Kap. 9.3.2). Der Versand erfolgt als positive (Überschreitung positiver Flexibilitätsrahmen) und negative (Unterschreitung negativer Flexibilitätsrahmen) Tagessummenzeitreihe in kWh.

46. Zeitreihentyp „BIOABRSALD“: Endgültiger abrechnungsrelevanter Biogasbilanzkreissaldo bei der Bilanzierung von Biogasbilanzkreisen umgewertet mit Abrechnungsbrennwert und unter Einbeziehung eines evtl. Übertrags aus der Vorperiode und eines evtl. Übertrags in die Folgeperiode (siehe Kap. 9.3.3). Der Versand erfolgt als positive oder negative Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

47. Zeitreihentyp „BIOUEBERTR“: Übertrag eines positiven Biogasbilanzkreissaldos in die Folgeperiode (siehe Kap. 9.3.3), umgewertet mit Abrechnungsbrennwert. Der Versand erfolgt als positive Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

48. Zeitreihentyp „BIOKONVHL“: Übermittlung der sich am Ende der Biogasbilanzierungsperiode unter Anwendung des Abrechnungsbrennwertes ergebenden zu konvertierenden Mengen von H- nach L-Gas (siehe Kap.0). Der Versand erfolgt als positive Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

49. Zeitreihentyp „BIOKONVLH“: Übermittlung der sich am Ende der Biogasbilanzierungsperiode unter Anwendung des Abrechnungsbrennwertes ergebenden zu konvertierenden Mengen von L- nach H-Gas (siehe Kap. 0). Der Versand erfolgt als positive Bilanzierungsperiodenzeitreihe in kWh.

2.11.6 Tabellarische Darstellungen Zeitreihentypen

Nr.	Abkürzung	Versand am							Deklarationspflichtig	Meldepflichtig	Formattyp
		D (06:00-12:00) bis 15:00 Uhr	D (06:00-15:00) bis 18:00 Uhr	D-1 KT	D+1 KT	M+12 WT	M+21 WT	M+26 WT (Zwei Marktgebiete)			
1	Entryso				x	(x)					ALOCAT
2	Entry NKP				x		x	x		x	ALOCAT
4	Entry Biogas				x	x					ALOCAT
5	Entry Wasserstoff				x	x					ALOCAT
6	Entry Flüssiggas					x				x	ALOCAT
7	Exitso				x	(x)					ALOCAT
9	RLMmT (BBW)	x	x		x	x			[x]		ALOCAT
	RLMmT (ABW)					x					ALOCAT
10	RLMoT (BBW)	x	x		x	x			[x]		ALOCAT
	RLMoT (ABW)					x					ALOCAT
11	SLPsyn			x					x		ALOCAT
12	SLPana			x					x		ALOCAT

X	Versand immer
(X)	Versand je nach Allokationsverfahren
[X]	Versand nicht verpflichtend für FNB

Abbildung 16: Übersicht Zeitreihenversand NB an MGV

Nr.	Abkürzung	Versand am				Formattyp
		D-1 KT	D+1 KT	M+2M-5WT	M+2M+15WT	
11	SLPsyn	E				ALOCAT
12	SLPana	E				ALOCAT
13	NKSALD0		X	X	X	IMBNOT
14	NKSALD1			X	X	IMBNOT

X Versand immer
E Ersatzwert

Abbildung 17: Übersicht Zeitreihenversand MGV an NB

Nr.	Abkürzung	Versand am									Zeitpunkt der Rechnungslegung	Toleranz untertägige Verpflichtung	Umlagepflichtig	Deklarationspflichtig	Formattyp
		D (06:00-12:00) bis 16:00 Uhr	D (06:00-15:00) bis 19:00 Uhr	D-1 KT	D+1 KT	D+3 WT Korrektur	M+14 WT	M+15 WT nach effekt. Änderungen	BP+2M-4 WT	BP+2M+17 WT					
1	Entryso				x		x				x		x		ALOCAT
3	Entry VHP				x	x									ALOCAT
4	Entry Biogas				x		x				x		x		ALOCAT
5	Entry Wasserstoff				x		x				x		x		ALOCAT
7	Exitso				x		x				x				ALOCAT
8	Exit VHP				x	x									ALOCAT
9	RLMmT (BBW)	x	x		x		x				x	x		x	ALOCAT

Nr.	Abkürzung	Versand am									Zeitpunkt der Rechnungslegung	Toleranz untertägige Verpflichtung	Umlagepflichtig	Deklarationspflichtig	Formattyp
		D (06:00-12:00) bis 16:00 Uhr	D (06:00-15:00) bis 19:00 Uhr	D-1 KT	D+1 KT	D+3 WT Korrektur	M+14 WT	M+15 WT nach effekt. Änderungen	BP+2M-4 WT	BP+2M+17 WT					
	RLMmT (ABW)						x				x		x		ALOCAT
10	RLMoT (BBW)	x	x		x		x				x	x		x	ALOCAT
	RLMoT (ABW)						x				x		x		ALOCAT
11	SLPsyn			x									x	x	ALOCAT
12	SLPana			x									x	x	ALOCAT
15	BKSALD				x			x			x				IMBNOT
16	BKSALDüber				x			x			x				TRANOT
17	BKSALDnach				x			x			x				IMBNOT
18	BKSALDABR							x			x				IMBNOT
19	BKSALDABRüber							x			x				TRANOT
20	BKSALDABRnach							x			x				IMBNOT
21	BKRLMDIF							x			x				IMBNOT
22	BKRLMDIFüber							x			x				TRANOT
23	BKRLMDIFnach							x			x				IMBNOT
24	BKKUM				x			x			x				IMBNOT
25	BKKUMüber				x			x			x				TRANOT
26	BKKUMnach				x			x			x				IMBNOT
27	BKTOL				x			x			x				IMBNOT
28	BKTOLüber				x			x			x				TRANOT
29	BKTOLnach				x			x			x				IMBNOT
30	UETOL				x			x			x				IMBNOT
31	UETOLnach				x			x			x				IMBNOT
32	BKFLEX				x			x			x				IMBNOT
33	BKFLEXüber				x			x			x				TRANOT
34	BKFLEXnach				x			x			x				IMBNOT
35	SLPUMLüber							x			x				TRANOT

Nr.	Abkürzung	Versand am									Zeitpunkt der Rechnungslegung	Toleranz untertägige Verpflichtung	Umlagepflichtig	Deklarationspflichtig	Formattyp
		D (06:00-12:00) bis 16:00 Uhr	D (06:00-15:00) bis 19:00 Uhr	D-1 KT	D+1 KT	D+3 WT Korrektur	M+14 WT	M+15 WT nach effekt. Änderungen	BP+2M-4 WT	BP+2M+17 WT					
36	SLPUMLnach							x			x				IMBNOT
37	RLMUMLüber							x			x				TRANOT
38	RLMUMLnach							x			x				IMBNOT
39	KONVUMLüber							x			x				TRANOT
40	KONVUMLnach							x			x				IMBNOT
41	KONVHL				x			x			x				IMBNOT
42	KONVLH				x			x			x				IMBNOT
43	BIOFLEX								x	x	x				IMBNOT
44	BIOFLEXMAX								x		x				IMBNOT
45	BIOFLEXSALD								x		x				IMBNOT
46	BIOABRSALD								x		x				IMBNOT
47	BIOUEBERTR								x		x				IMBNOT
48	BIOKONVHL								x		x				IMBNOT
49	BIOKONVLH								x		x				IMBNOT

X Versand immer

(X) Versand je nach Allokationsverfahren

Abbildung 18: Übersicht Zeitreihenversand MGV an BKV

3 Vorgelagerte bilanzierungsrelevante Prozesse

3.1 Übermittlung der zulässigen BK/SBK

Täglich aktualisierte BK-Liste

Die MGV stellen in einem den NB im Internet zugängigen Portal eine täglich aktualisierte Liste aller BK/SBK mit Bilanzkreiscode, Gültigkeitszeitraum (Beginn und Enddatum) sowie Angaben zum BKV (Name, Kontaktdaten, Ansprechpartner) als Downloaddatei (xls, csv) zur Verfügung. Der MGV stellt diese Informationen zusätzlich für die FNB des betreffenden Marktgebietes in elektronisch verarbeitbarer Form über eine Schnittstelle zur Verfügung.

Falls ein NB bei einer Überprüfung der vertraglichen Regelungen (z. B. Anlage des Lieferantenrahmenvertrages) feststellt, dass ein BK/SBK für den Liefermonat nicht auf der Liste des MGV aufgeführt oder ungültig ist, darf der Lieferanten- oder der Bilanzkreiswechsel mit Bezug auf diesen BK/SBK abgelehnt werden.

Kündigung von BK/SBK

BK und SBK können nur mit einer Frist von 3 Monaten zum Monatsende vom BKV gekündigt werden. Im Fall einer außerordentlichen Kündigung eines Bilanzkreisvertrages durch den Marktgebietsverantwortlichen oder einer Aufhebung des Bilanzkreisvertrages informiert der Marktgebietsverantwortliche den anderen Marktgebietsverantwortlichen, die Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilnetzbetreiber im Marktgebiet hierüber unter Angabe der Bilanzkreisnummer und des Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich per E-Mail. Bei einer Kündigung oder Aufhebung eines Bilanzkreisvertrages werden automatisch alle zugehörigen SBK geschlossen.

Zuordnung zu BK/SBK

Die Zuordnung der Marktlokationen zu der jeweiligen BK/SBK-Nummer nimmt der TK im Rahmen der Neu-Anmeldung zum Lieferbeginn oder bei Einrichtung neuer BK/SBK vor und sendet sie dem NB zu. Bei erstmaligem Abschluss eines Ausspeisevertrages (ggf. in Form eines Lieferantenrahmenvertrages) übermittelt der TK dem NB gemäß der vertraglichen Regelungen spätestens jedoch 10 WT vor Eingang der Anmeldung zum Lieferbeginn gemäß GeLi Gas die BK/SBK-Nummern, die für die Zuordnung der von ihm belieferten Marktlokationen genutzt werden sollen. Auch bei nachträglichen Änderungen gilt die Frist von 10 WT.

Die NB können Ihren TK eine verbindliche elektronische Lösung anbieten. Soweit und solange der NB keine elektronische Lösung anbietet, nimmt der TK die Meldung per E-Mail an, die für Lieferantenrahmenverträge vom NB auf dessen Internetseite benannte zuständige Stelle durch Übermittlung der geänderten Anlage 2 des Lieferantenrahmenvertrages vor. Die

Änderung ist in der Anlage 2 zu kennzeichnen. Der NB bestätigt den Erhalt ebenfalls per E-Mail, sofern vom Lieferanten gewünscht.

Die zuvor genannte Mitteilung der BK/SBK-Zuordnung der Marktlokation ist in jedem Fall erforderlich, damit der NB die BK/SBK in seinem Kommunikationssystem vor Empfang von UTILMD-Nachrichten in seinen Systemen einrichten kann.

Der TK sichert im Ein-/Ausspeisevertrag bzw. im Lieferantenrahmenvertrag zu, dass er vom BKV ermächtigt wurde, die BK/SBK für die Zuordnung der von ihm belieferten Ausspeisepunkte/Einspeisepunkte verwenden zu dürfen.

Änderungen der Bilanzkreiszuordnung von Marktlokationen auf einem bei dem NB neu hinzugekommenen BK/SBK oder gekündigtem BK/SBK, müssen dem NB ebenfalls bis zum 10. WT vor dem Eingang der Stammdatenänderung gemäß GeLi Gas in gleicher Weise mitgeteilt werden. Die den NB nicht bekannten BK/SBK, bzw. unbekannte Zuordnungen eines TK zu einem BK/SBK, führen zu einer Ablehnung in den Prozessen nach GeLi Gas.

Änderungen an der Bilanzkreiszuordnung auf einem bei dem NB bestehenden BK/SBK werden mit den für den Stammdatenänderungsprozess geltenden Fristigkeiten der GeLi Gas durchgeführt (GeLi-Prozesse, UTILMD). Eine Änderung in einen neuen BK/SBK kann nur durchgeführt werden, wenn der BK/SBK wie zuvor beschrieben dem NB gemeldet wurde.

Im Rahmen einer Marktraumumstellung ist die fristgerechte Bilanzierung mit der geänderten Gasqualität sicherzustellen. Die Bilanzkreiszuordnung der umstellrelevanten Marktlokationen zu H-Gas-Bilanzkreisen/Subbilanzkonten meldet der Transportkunde dem NB mindestens 2 Monate vor dem bilanziellen Umstelltermin mit entsprechenden bilanzierungsrelevanten Änderungsmeldungen (nach GeLi Gas). Damit kann der NB eine Vollständigkeit prüfen und es kann noch innerhalb der Mindestfristen gem. GeLi Gas eine ggf. erforderliche Zuordnungskorrektur erfolgen. Bei neu hinzukommenden BK/SBK oder Änderungen für solche BK/SBK gilt die genannte Frist von 10 WT für die vorherige Mitteilung der BK-/SBK-Nummern vor Eingang der UTILMD entsprechend.

Der bilanzielle Umstellungstermin ist der Monatserste des Monats, ab dem Allokationswerte der umgestellten Ausspeisepunkte ausschließlich für H-Gas-BK/SBK versandt werden.

Die Zuordnung von Einspeisepunkten zu einem Bilanzkreis ist im Einspeisevertrag verankert. Dies gilt auch für Biogas- bzw. Wasserstoffeinspeisungen.

Für Einspeisungen aus Biogasanlagen, inländischer Produktion (ohne Biogas), Wasserstoff-Erzeugungsanlagen und Speichern meldet der TK dem NB vor der geplanten Einspeisung, welchem BK/SBK der Einspeisepunkt zugeordnet wird. Voraussetzung für den Beginn einer Einspeisung ist die Übermittlung der zuvor genannten Zuordnung mittels Einspeisedatenblatt (Biogas-Einspeisung) bzw. auf Grundlage vertraglicher Regelungen 10 WT vor Beginn der Lieferung. Sofern die Zuordnung zum Zeitpunkt der Prüfung durch den NB nicht vorliegt, wird der Einspeisebeginn abgelehnt.

Im begründeten Zweifel kann der NB vom TK eine vom BKV unterschriebene Vollmacht (Zuordnungsermächtigung) verlangen. Das Dokument kann elektronisch übermittelt werden.

3.2 Durchführung des Fallgruppenwechsels

RLM- Marktlokationen können zwei unterschiedlichen Fallgruppen zugeordnet werden. Dies gilt auch für RLM- Marktlokationen die einspeiseseitig einem Nominierungsersatzverfahren zugeordnet sind (RLM Marktlokationen mit Online-Messwertübertragung und zugeordneter flexibler Aufkommensquelle zur Einspeiseabsteuerung):

- RLMmT: RLM- Marktlokationen mit Tagesbandallokation;
- RLMoT: RLM- Marktlokationen mit stundenscharfer Allokation.

Unter dem Begriff „Fallgruppenwechsel“ versteht man den Wechsel von Marktlokationen zwischen den beiden RLM-Zeitreihentypen. Der Fallgruppenwechsel wird vom TK durch eine bilanzierungsrelevante Stammdatenänderung oder durch Anmeldung zur Netznutzung beim NB gemäß Prozessen und Fristen der GeLi Gas abgewickelt. Der Fallgruppenwechsel kann nur für eine komplette RLM- Marktlokation beantragt bzw. deklariert werden, eine Marktlokation kann nicht auf verschiedene Fallgruppen aufgeteilt werden.

Ausspeisungen an RLM- Marktlokationen unterfallen grundsätzlich der Untergruppe RLMmT. Der BKV bevollmächtigt den Transportkunden, gegenüber dem NB zu erklären, dass eine oder mehrere RLM- Marktlokationen seines Bilanzkreises der Untergruppe RLMmT nicht angehören sollen. In diesem Fall finden auf die betroffenen RLM- Marktlokationen die Regelungen der Untergruppe RLMoT Anwendung. Die Erklärung des BKV bzw. des Transportkunden ist für den MGV verbindlich.

3.3 Erstellung und Versand von Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen

Als Deklaration bezeichnet man die verbindliche Mitteilung des NB an den MGV, eine Zeitreihe (Zeitreihentyp je BK/SBK) im täglichen Allokationsprozess zu übermitteln. Deklarationen werden ausschließlich für die Zeitreihentypen SLPana, SLPsyn, RLMoT und RLMmT übermittelt. FNB sind aufgrund der möglichen untertägigen Vergabe von Ausspeisekapazitäten nicht zur Durchführung der Deklaration für die Zeitreihentypen RLMoT und RLMmT verpflichtet.

Als Datenformat für die Versendung der Deklarationsliste vom NB an den MGV und für die Deklarationsmitteilung vom MGV an den BKV wird das Datenformat „TSIMSG“ verwendet. MGV können zusätzlich als Alternative die Eingabe über ein Portal anbieten.

Der NB übermittelt seine Deklaration in Form einer Deklarationsliste. Auf ihr wird jeder BK bzw. SBK für den Liefermonat aufgeführt, inkl. aller zugehörigen Zeitreihentypen. Man unterscheidet zwischen der Deklarationsliste, die vom NB an den MGV gesendet wird, und der Deklarationsmitteilung, die vom MGV zum BKV geschickt wird. Beide sind tagesscharf unter Angabe eines Beginn- und Enddatums im Format TSIMSG zu erstellen. Eine Deklaration er-

folgt immer für Gastage, d. h. mindestens für einen Gastag. Mit der Deklarationsliste kontrolliert der MGV die eingehenden Allokationen für die Zeitreihen SLPana, SLPsyn, RLMoT und RLMmT. Falls für deklarierte Bilanzkreise und Zeitreihentypen im Deklarationszeitraum vom NB keine Allokationen an den MGV versendet werden, erhält der NB unverzüglich bzw. spätestens am Tag D+1 eine Fehlermeldung vom MGV.

Der BKV kann anhand der Deklarationsmitteilung die erwarteten BK/SBK Zeitreihentypen je NB plausibilisieren.

Es wird unterschieden zwischen monatlichen Deklarationen (angelehnt an den GeLi-Prozess) und untermonatliche Deklarationen.

3.3.1 Monatliche Erstellung und Versand der Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen

Gemäß KoV § 46 Ziffer 5 ist der MGV verpflichtet, im Falle von fehlenden SLP-Allokationen Ersatzwerte zu bilden. Anhand der Deklarationsliste erkennt der MGV, falls bei einem NB für einen BK/SBK die SLP-Allokation fehlt. Die Zuordnung von Marktlokationen zu einem BK/SBK erfolgt auf Basis der Ausspeiseverträge (ggf. unter Zuhilfenahme der Bestandsliste) und wird seitens des NB dem MGV in Form einer monatlichen Deklarationsliste mitgeteilt.

In der monatlichen Deklarationsliste des NB sind je aktivem BK/SBK alle deklarationspflichtigen ZRT aufgeführt. Dabei werden alle die ZRT, für die eine Allokation in dem Monat erfolgen soll, durch eine genaue Datumsangabe (von- und bis-Angabe) konkretisiert. Der NB sendet monatlich bis spätestens zum 17. WT des Monats vor dem Liefermonat die vollständige Deklarationsliste für den Folgemonat an den MGV. Sofern durch kalendarische Besonderheiten (z.B. eine Häufung von Feiertagen innerhalb eines Monats) die Situation besteht, dass der 18. WT eines Monats gleichzeitig der letzte WT des Monats vor dem Liefermonat ist oder der Monat vor dem Liefermonat lediglich 17 Werktage hat, sendet der NB auf Verlangen des MGV die vollständige Deklarationsliste bis zum 16. Werktag des Monats vor dem Liefermonat an den MGV. Der MGV bestätigt den Empfang der Deklarationsliste mit einer CONTRL.

Der MGV überprüft die Deklarationsliste auf Gültigkeit der Bilanzkreise für den Folgemonat. Sofern ein BK nicht gültig ist, übersendet der MGV bis spätestens 1 WT nach Eingang der Deklarationsliste dem jeweiligen NB eine Ablehnung mit Angabe der Gründe der Ablehnung und den abgelehnten BK/SBK per APERAK.

Der MGV erstellt aus den Deklarationslisten eine Deklarationsmitteilung je NB und je BK bzw. SBK und sendet diese einzeln 1 WT nach Eingang der Deklarationsliste (i.d.R. am 18. WT) bis 12:00 Uhr an den BKV.

Die Deklarationsmitteilung hat – mit Ausnahme von notwendigen Fehlerbereinigungen – für einen Zeitraum vom 1. KT eines Monats, 06:00 Uhr, bis zum 1. KT des Folgemonats, 06:00 Uhr, Gültigkeit.

Zusätzlich führt der MGV in einem dem BKV zugänglichen Portal eine tagesaktuelle Gesamtübersicht aller Deklarationen je BK mit allen zugehörigen SBK und Zeitreihentypen.

3.3.2 Untermonatliche Erstellung und Versand der Deklarationslisten und Deklarationsmitteilungen

Für RLM-Marktlokationen ist gemäß GeLi Gas ein Lieferende bzw. Lieferbeginn mit Auswirkung auf die Bilanzkreiszuordnung untermonatlich möglich.

Sofern dabei Zeitreihentypen, die eine Deklaration erforderlich machen, betroffen sind, ist unverzüglich die Deklaration durch den NB anzupassen. Dabei gilt:

- Der NB versendet nur die geänderten bzw. hinzukommende Deklarationen der geänderten bzw. hinzukommenden BK/SBK an den MGV mittels der untermonatlichen Deklarationsliste.
- Der NB sendet diese Nachricht bis spätestens am Tag D-1, 21:00 Uhr, an den MGV. Dabei wird entweder der genaue Zeitraum (z. B. 04.-07.11.) oder bis zum Ende des aktuellen Monats deklariert (z. B. 15.11.-30.11). Der MGV verarbeitet diese Deklaration und leitet sie bis spätestens 23:00 Uhr am Tag D-1 an den BKV weiter.

Die Deklarationsmitteilung wird je BK bzw. SBK erstellt. Der MGV versendet die Deklarationsmitteilungen an den BKV. Zusätzlich führt der MGV auf einem dem BKV zugänglichen Portal eine Gesamtübersicht je BK mit allen zugehörigen SBK und ZRT.

3.4 Deklarationsclearing

Eine nachträgliche Änderung oder Löschung einer Deklaration darf auch untermonatlich am oder nach dem 1. WT des Liefermonats erfolgen.

Fehlende oder fehlerhafte SLP-Deklarationen:

Eine Änderung der Deklaration für SLP-Allokationen ist nur für zukünftige Zeiträume möglich, da SLP-Mengen nicht nachträglich allokiert werden dürfen. Die SLP-Mengen für die bereits abgelaufenen Tage verbleiben im Netzkonto des NB.

Fehlende RLM-Deklarationen:

Für RLM-Zeitreihen kann eine fehlende Deklaration auch für zurückliegende Tage des betroffenen Liefermonats, innerhalb der Fristen des Versandes von korrigierten Allokationsdaten bis M+12 WT sowie innerhalb der Fristen des Allokationsclearings der entsprechenden Zeitreihen, nachgeholt werden.

Fehlerhafte RLM-Deklarationen:

In der Zukunft liegende Deklarationen des betroffenen Liefermonats können am Tag D-1 bis 18:00 zurückgezogen werden. Für RLM-Zeitreihen kann die Deklaration auch für zurückliegende Tage des betroffenen Liefermonats, innerhalb der Fristen des Versandes von korrigierten Allokationsdaten bis M+12 WT sowie innerhalb der Fristen des Allokationsclearings der entsprechenden Zeitreihen, nur dann zurückgezogen werden, wenn keine Allokationen erfolgt sind. Bei aufgrund eines Fehlers vorliegenden Deklarationen mit Allokationen, können nur in der Zukunft liegende Deklarationen zurückgezogen werden – die vorliegenden Allokationen müssen anschließend im Rahmen des M+12-Prozesses mit 0-Allokationen überschrieben werden. In den Fällen der Deklarationskorrektur müssen der betroffene bzw. die betroffenen BKV zustimmen.

Falls ein BK fristlos durch den MGV gekündigt wird, wird ab dem Zeitpunkt der Wirksamkeit der Kündigung die Deklaration für den gekündigten BK ungültig. Der MGV teilt die Kündigung unverzüglich allen NB mit.

Verarbeitung der Zeitreihen beim MGV:

- Deklarationen für SLP-Zeitreihen: Eingang beim MGV am Tag D-2, bis 21:00 Uhr. Damit kann die Allokation, die am Tag D-1 durch den NB erzeugt wird, vom MGV verarbeitet werden. Wenn die Deklaration z. B. am Montagabend, bis 21:00 Uhr vorliegt, kann am Dienstag, bis 12:00 Uhr die Allokation für Mittwoch an den MGV gesendet werden.
- Deklarationen für RLM-Zeitreihen: Eingang beim MGV am Tag D-1, bis 21:00 Uhr. Wenn die Deklaration z. B. am Montagabend, bis 21:00 Uhr vorliegt, kann die Allokation vom Gastag Dienstag am Mittwoch an den MGV gesendet werden.
- Der BKV erhält am Tag D-1, bis 23:00 Uhr die korrigierte Deklarationsmitteilung, nur mit den geänderten BK.

Fehlen die Deklarationen von BK/SBK für RLM- Marktlokationen oder wurde der RLM-ZRT nicht deklariert oder wurden RLM- Marktlokationen auf einen falschen BK/SBK deklariert und allokiert, muss parallel eine RLM-Allokationskorrektur bzw. nach M+12 ein Allokationsclearing durchgeführt werden. Wichtig ist, dass jegliche Änderungen oder das Zurückziehen von Deklarationen unverzüglich vorgenommen werden, um den zu clearenden Zeitraum so kurz wie möglich zu halten. Vor Beginn des Liefermonats kann der NB eine erneute Deklaration an den MGV senden.

3.4.1 Deklarationsclearing (Auslöser BKV/TK)

Der BKV ist verpflichtet, die Deklarationsmitteilung zu prüfen und Inkonsistenzen mit dem NB unverzüglich zu klären. Fehler können z. B. sein:

- BK/SBK, die der TK in dem speziellen Netz nicht nutzen darf oder die für den Deklarationszeitraum gekündigt wurden;
- Fehlende BK/SBK;

- Falsche BK-/SBK-Zuordnung zum BKV;
- Fehlende oder falsche Zeitreihentypen je BK/SBK;
- Fehlende Deklarationen eines NB;
- Überzählige Deklaration;
- Falsches Beginn- oder Enddatum.

Der BKV prüft unverzüglich nach Eingang die Deklarationsmitteilung auf Richtigkeit. Er kann mit der Klärung auch den TK beauftragen. Die Mitteilung an den NB über die fehlerhafte Deklaration erfolgt als E-Mail unter detaillierter Angabe der betroffenen BK/SBK und einer Begründung. Der NB ist verpflichtet, die Mitteilung des BKV/TK unverzüglich zu prüfen und – sofern notwendig – dem MGV eine korrigierte Deklarationsliste, auf der nur die zu korrigierenden BK/SBK oder fehlenden BK/SBK aufgeführt werden, zuzusenden. Falls die Deklarationsliste richtig erstellt wurde, teilt der NB dies dem BKV mit.

3.4.2 Deklarationsclearing (Auslöser MGV)

Der MGV prüft die monatlichen und untermonatlichen Deklarationen des NB auf Gültigkeit der BK. Eine Kontrolle der zugeordneten ZRT wird durch den MGV nicht vorgenommen. Sofern ein ungültiger BK enthalten ist, teilt der MGV dieses spätestens 1 WT nach Eingang der Deklarationsliste dem jeweiligen NB mit. In der Ablehnung schickt der MGV dem NB eine Antwort zur Deklarationsliste mit. Ziel ist elektronische Übermittlung vom MGV an den NB in einem Edig@s-Format. Der NB überprüft unverzüglich die Deklarationsliste und stimmt sich bei Bedarf mit dem TK oder/und dem BKV ab. Die Deklaration muss am vorletzten WT des Monats vor der Lieferung korrekt beim MGV vorliegen, ansonsten werden z. B. die SLP-Allokationen für den 1. KT vom MGV nicht angenommen. Es gelten folgende Festlegungen:

Sofern die Deklarationsliste richtig erstellt wurde, setzt sich der NB mit dem MGV in Verbindung. Andernfalls erstellt der NB eine korrigierte Deklarationsliste, auf der nur die zu korrigierenden BK/SBK oder fehlenden BK/SBK aufgeführt werden.

- Jede neue Deklaration für einen BK/SBK überschreibt die vorhergehende innerhalb des Bezugsmonats.
- Ein ungültiger deklarierter BK wird vom MGV abgelehnt und an den NB zurückgemeldet. Der NB sendet eine neue Deklarationsliste mit gültigem BK.

4 Nominierung

An folgenden Punkten sind Nominierungen abzugeben:

- An den virtuellen Handelspunkten wird die Übertragung von Gasmengen vom BKV je BK an den MGV nominiert. Sofern der MGV es zulässt, können auch Nominierungen je SBK abgegeben werden.
- An Einspeisepunkten in das Marktgebiet wie GÜP und MÜP, an Einspeisepunkten aus einem Speicher in ein Netz, am Mini-MÜT-Einspeisetransferpunkt, an Einspeisepunkten von inländischen Produktionsstandorten und an LNG-Einspeisepunkten werden entsprechende Einspeisemengen an den ENB nominiert.
- An Ausspeisepunkten aus dem Marktgebiet wie GÜP und MÜP, an Ausspeisepunkten aus einem Netz in einen Speicher und am Mini-MÜT-Ausspeisetransferpunkt werden entsprechende Ausspeisemengen an den ANB nominiert.

Der NB kann auf Nominierungen an von ihm definierten Einspeisepunkten verzichten.

An allen zu nominierenden Ein- und Ausspeisepunkten gegenüber einem NB ist ein TK für die Nominierung verantwortlich. Er kann einen BKV oder Dienstleister mit der Abwicklung der Nominierung beauftragen.

Am VHP bietet der MGV eine Nominierung zwischen BK/BK an. Der MGV kann darüber hinaus anbieten, Nominierungen zwischen BK/SBK und/oder SBK/SBK abzuwickeln. Er veröffentlicht dies in den ergänzenden Bedingungen. Für eine Nominierung gegenüber einem MGV ist gemäß Bilanzkreisvertrag immer ein BKV oder dessen Dienstleister verantwortlich.

Die Abwicklung erfolgt für alle Beteiligten nach den Regeln der EASEE-Common Business Practice “Harmonisation of the Nomination and Matching Process” in der jeweils gültigen Fassung. Für Nominierungen gegenüber einem SSO sind die Regeln analog wie in diesem Leitfaden beschrieben anzuwenden. Die Bedingungen des SSO sind dabei zu beachten. Für Nominierungen aus dem deutschen Netz in ein ausländisches Netz sind die Regeln der angrenzenden NB am GÜP zu beachten.

Bei der Nominierung von Biogas-BK ist zu beachten, dass Biogas von einem Biogas-BK an einen anderen Biogas-BK oder an einen Erdgas-BK übertragen werden kann, eine Übertragung von Erdgas aus einem Erdgas-BK in einen Biogas-BK jedoch durch den NB/SSO oder MGV im Nominierungsprozess abgelehnt werden muss. Für Übertragungen von Gasmengen auf Speicherkonten beim SSO gelten die vorgenannten Regelungen analog.

In Marktgebieten mit zwei verschiedenen Gasqualitäten werden für die Mengenübertragungen am VHP getrennte Nominierungen für H-Gas-BK und L-Gas-BK gegenüber dem MGV abgegeben. Eine Übertragung aus einem H-Gas-BK in einen L-Gas-BK oder umgekehrt ist nicht zulässig. Die Gasqualität muss in der Nominierung anhand des verwendeten BK/SBK erkennbar sein. Eine Übertragung, z. B. von einem H-Gas-BK in einen L-Gas-BK, erfolgt über den Prozess Konvertierung gemäß Kap. 7.

Nominierungen sind in positiven ganzzahligen kWh/h unter Angabe des Übergabepunktes, der Richtung und der BK- bzw. SBK-Nummern oder des beteiligten Shippercodepaares auf Stundenbasis vorzunehmen. Nominierungen werden zuerst den festen und dann den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten zugeordnet. Eine Nominierung muss für jede Flussrichtung einzeln abgegeben werden.

Nominierungen sind als gültige EDIGAS-Nachricht des EDI@Energy-Subsets zu übermitteln. Dies ist derzeit das Format NOMINT. Es werden immer 24 Stundenwerte abgegeben mit Ausnahme an den beiden Tagen der Sommer/Winterzeitumstellung. Renominierungen sind zulässig im Rahmen der Vorgaben der aktuellen KoV bzw. hierzu ergangener Festlegung der Regulierungsbehörden oder vorrangig anzuwendender Regelungen der EU. Der Eingang einer Nominierung beim NB ist durch eine Edig@s-Nachricht zu bestätigen. Dies geschieht im Format CONTRL. Eine Nominierung ist durch den NB bzw. MGV mit einer Edig@s-Nachricht zu bestätigen. Das geschieht im Format NOMRES.

An Punkten, für die mit einem NB/SSO ein Nominierungsersatzverfahren vereinbart wurde, gelten die übertragenen Steuerungswerte als Nominierung.

4.1 Nominierungen gegenüber dem NB

Die Nominierung erfolgt nach Wahl des BKV als Double-Sided-Nomination oder Single-Sided-Nomination. An Punkten zu Speichern erfolgt die Nominierung als Double-Sided-Nomination.

Eine Double-Sided-Nomination erfolgt durch jeweils eine Nachricht gegenüber beiden betroffenen NB bzw. SSO.

Eine Single-Sided-Nomination erfolgt allein gegenüber dem aktiven NB. Die angrenzenden NB vereinbaren für den jeweiligen Punkt, wer die Rolle des aktiven NB einnimmt, und veröffentlichen dies z. B. auf ihrer Homepage.

Nach Empfang einer Single-Sided-Nomination verarbeitet der aktive NB die Nominierung und leitet diese spätestens 15 Minuten nach Ablauf der Nominierungsfrist an den passiven NB weiter. Der passive NB prüft im Rahmen des Autorisierungsprozesses, inwieweit der nominierende BKV berechtigt ist für den BKV auf der passiven Seite eine Nominierung abzugeben. Nach erfolgreicher Autorisierungsprüfung und Verarbeitung der Nominierung erfolgt das Matching.

Nach Finalisierung des Matching-Prozesses erhalten die BKV vom jeweiligen NB eine Nominierungsbestätigung.

Im Rahmen der Verarbeitung der Nominierung nimmt jeder NB folgende Einzelprüfungen vor:

I. Liegt eine Nominierungsermächtigung vor?
Der NB hat das Recht zu prüfen, ob eine Nominierungsermächtigung des Nominierenden für den zu nominierenden BK/SBK vorliegt. Andernfalls wird die Nominierung abgelehnt.

II. Sind die beiden beteiligten Bilanzkreise Biogas-BK?
Sofern nicht, ist nur die Übertragung von einem Biogas-BK in einen Erdgas-BK zulässig. Eine Übertragung von Erdgas- in einen Biogas-BK wird abgelehnt.

III. Haben die beiden beteiligten Bilanzkreise die gleiche Gasqualität?
Eine Übertragung von Mengen von H- nach L-Gas- bzw. L- nach H-Gas-BK ist nicht zulässig und wird vom NB abgelehnt.

IV. Stimmt die Höhe der abgebenden und aufnehmenden Nominierung stundenscharf überein?
Liegt eine Übereinstimmung vor, so werden beide Nominierungen bestätigt. Wenn keine Übereinstimmung vorliegt, gilt die „lesser rule“, es wird die geringere der beiden Nominierungen gegenüber beiden Nominierenden bestätigt, falls beide Nominierungen die gleiche Flussrichtung aufweisen. Richtungsverschiedene Nominierungen führen zu dem Matchingergebnis 0.

V. An renominierungsbeschränkten Punkten (GÜP, MÜP) werden Renominierungen angenommen. Die Menge, die die durch die initiale Nominierung festgelegte Grenze überschreitet bzw. unterschreitet, wird als unterbrechbar angenommen und ggf. als erstes unterbrochen. Bei Unterschreitung des zulässigen Mindestwertes erfolgt im Falle der Unterbrechung der Gegenrichtung eine Anhebung auf den erforderlichen Mindestwert. Wurde höher nominiert als Kapazität gebucht wurde, dann kann der NB diese Nominierung unterbrechbar annehmen, sofern der Transport durchführbar ist.

VI. Die Mengen in einer an den NB abgegebenen bilanzkreisscharfen Nominierung werden den gebuchten Kapazitäten wie folgt zugeordnet:

(1) Mengen werden festen Kapazitätsbuchungen zugeordnet;

(2) Mengen werden unterbrechbaren Kapazitätsbuchungen nach Buchungsreihenfolge zugeordnet (älteste zuerst);

(3) Mengen werden durch Renominierungsbeschränkung umgewandelten Kapazitätspositionen zugeordnet.

Ist die Summe über alle nominierten Mengen an dem betroffenen Punkt durch den NB nicht erfüllbar, so werden die Nominierungen aller BKV an diesem Punkt nachfolgendem Schlüssel bearbeitet:

(1) Nominierte Mengen aller Biogas-BK/SBK mit fester Kapazität;

(2) Nominierte Mengen zugeordnet zu festen Kapazitäten werden ratierlich nach den zugrundeliegenden festen Kapazitätsbuchungen unterbrochen;

(3) Nominierte Mengen aller Biogas-BK/SBK mit unterbrechbarer Kapazität;

(4) Nominierte Mengen in unterbrechbaren Kapazitäten werden nach Abschlussdatum der zugrundeliegenden Kapazitätsverträge unterbrochen (jüngster zuerst);

(5) Nominierte Mengen, zugeordnet zu dem Teil der festen Kapazitätsbuchungen, der der Renominierungsbeschränkung unterliegt, werden ratierlich unterbrochen.

Die Prüfungen nach Ziffer VI werden für eine Nominierung am Mini-MüT-Transferpunkt nicht durchgeführt.

Nachfolgend wird anhand von Beispielen erläutert, wie der unter Ziffer VI beschriebene Kürzungsmechanismus von Nominierungen funktioniert.

Startbedingungen: max. Stations-TVK = 200, die TKs buchen immer feste Kapazitäten (FZK)

Beispiel 1:
Buchungen: TK1 = 100, TK2 = 100
Nominierungen: TK1 = 100, TK2 = 0
reduzierte TVK: 100

Ergebnis: keine Kürzung, Transportbedarf vollständig befriedigt.

Beispiel 2:
Buchungen: TK1 = 100, TK2 = 100
Nominierungen: TK1 = 100, TK2 = 25
reduzierte TVK: 100

Ergebnis: Kürzung von TK1 auf 75, TK2 ohne Kürzung 25 (zunächst Kürzung der Einzelkapazitäten auf TK1 = 50 und TK2 = 50, TK2 bekommt seine 25 zugeteilt mit ungenutzter Restmenge von 25, dann aber „Restmengenzuteilung“ i.H.v. zusätzlichen 25 für TK1), es verbleiben 25 Einheiten Rest-Bedarf bei TK1 unbefriedigt.

Beispiel 3:
Buchungen: TK1 = 100, TK2 = 100
Nominierungen: TK1 = 100, TK2 = 50
reduzierte TVK: 100

Ergebnis: Kürzung von TK1 auf 50, TK2 ohne Kürzung 50 (zunächst Kürzung der Einzelkapazitäten auf TK1 = 50 und TK2 = 50, diesmal ohne Restmenge bei TK2, deshalb keine Restmengenaufteilung möglich), es verbleiben 50 Einheiten Rest-Bedarf von TK1 unbefriedigt.

Beispiel 4:
Buchungen: TK1 = 100, TK2 = 100
Nominierungen: TK1 = 100, TK2 = 75
reduzierte TVK: 100

Ergebnis: Kürzung von TK1 auf 50 und TK2 auf 50 (keine Restmengen zu verteilen), es verbleiben 50 Einheiten Rest-Bedarf von TK1 und 25 Einheiten Rest-Bedarf von TK2 unbefriedigt.

Nachbedingungen:

Der Kürzungsmechanismus von festen Kapazitäten ist ein iterativer Kürzungsprozess, der solange wiederholt wird, bis a) kein Rest-Bedarf mehr besteht oder b) die Stationskapazität möglichst ohne Rest aufgeteilt ist.

4.1.1 Beschränkungen der Renominierungsrechte an MÜP und GÜP

Die Renominierungsrechte an MÜP und GÜP sind gemäß Beschluss BK7-10-001 der BNetzA eingeschränkt.

Die Höhe der renominierungsbeschränkten festen Kapazität B gemäß Abbildung 19 und die daraus zu berechnende Renominierungsbeschränkung wird um 14:00 Uhr, auf Basis der gemäß Ein-/Ausspeisevertrag gebuchten Kapazität bzw. der in den BK eingebrachten Kapazität abzüglich der bis 14:00 Uhr an den FNB zurückgegebenen Kapazität und der bis 14:00 Uhr erfolgreich über die Kapazitätsbuchungsplattform auf einen Dritten übertragenen Kapazität, durch den FNB bestimmt.

Auf dieser Basis sind alle Betroffenen verpflichtet, bis 14:00 Uhr am Tag D-1 die Nutzung fester Kapazitäten B für den Liefertag D zu nominieren. Diese sogenannte „initiale Nominierung“ kann bis 14:00 Uhr angepasst werden. Wird keine Nominierung abgegeben, so gilt „Null“ als nominiert gegenüber dem FNB, es sei denn, die Vertragspartner haben etwas Abweichendes vereinbart.

Um 14 Uhr D-1 wird einmalig die Renominierungsbeschränkung für alle (Sub)Bilanzkreise und alle relevanten Punkte durch die FNB berechnet. Die Entscheidung, ob ein (Sub)Bilanzkreis an einem Punkt renominierungsbeschränkt ist, wird anhand folgender Prüfung errechnet:

- Besitzt der TK für den Tag D insgesamt feste Kapazitäten, abzüglich Rückgaben und der im Rahmen der Sekundärvermarktung auf Dritte übertragenen Kapazitäten, zuzüglich der im Rahmen der Sekundärvermarktung auf den TK übertragenen Kapazitäten, im Umfang von mindestens 10% der technischen Jahreskapazität am betroffenen Punkt?
- Wurde in den (Sub)Bilanzkreis selbst für den betroffenen Punkt und die betroffene Richtung in Summe mindestens 10% der technischen Jahreskapazität am Netzpunkt eingebracht?

Trifft einer der beiden vorgenannten Punkte zu, werden um 14 Uhr D-1 die Grenzen für die zulässige Renominierung für den entsprechenden Punkt in allen (Sub)Bilanzkreisen, für jede Stunde des Tages in denen obiges Kriterium zutrifft, festgeschrieben.

Die Berechnung der einzuschränkenden Kapazitäten wird auf Stundenbasis durchgeführt. Die FNB stellen anschließend die maximale, durchgehend für den nachfolgenden Gastag verfügbare Kapazität der zuvor entzogenen Kapazitäten über die PRISMA dem Markt wieder zur Verfügung.

Eine Renominierung der initial angemeldeten Mengen ist nach 14:00 Uhr für den Tag D nur noch innerhalb eines zulässigen Renominierungsbereiches von 10 % bis 90 % der bis 14:00 Uhr am Punkt für den Tag D gebuchten Kapazitäten zulässig. Bei initialen Nominierungen von mindestens 80 % der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nicht nominierten Bereiches für die Renominierung nach oben zugelassen. Bei initialen Nominierungen von höchstens 20 % der gebuchten Kapazität wird die Hälfte des nominierten Bereiches für die Renominierung nach unten zugelassen. Die zulässige Renominierung wird kaufmännisch auf ganze Kilowattstunden pro Stunde gerundet. Diese Grenzen sind in der nachfolgenden Grafik veranschaulicht:

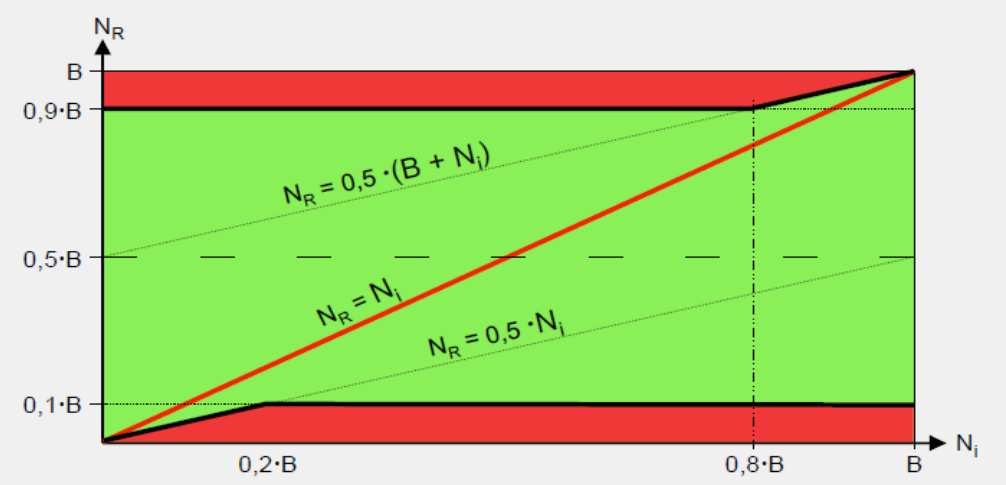


Abbildung 19: Begrenzung der Renominierungsrechte

Überschreitet eine Renominierung an einem Punkt den zulässigen Bereich (grün markierter Bereich) wird diese Renominierung an diesem Punkt angenommen. Der den zulässigen Bereich überschreitende Teil der Renominierung wird wie eine Nominierung von unterbrechbarer Kapazität mit der höchsten Unterbrechungswahrscheinlichkeit behandelt und zuerst unterbrochen. Unterschreitet eine Renominierung den zulässigen Bereich, wird diese angenommen. Falls eine Unterbrechung in Gegenstromrichtung notwendig würde, wird die Renominierung den minimal zulässigen Renominierungswert angehoben.

Sofern der FNB die Kapazitäten im Zeitraum von 14:00 Uhr bis 18:00 Uhr einem Dritten vermarkten kann, werden die entsprechenden Kapazitäten dem TK endgültig entzogen. Ist die Summe aller Nominierungen am Übergabepunkt durch den FNB nicht mehr darstellbar, passt er die Nominierungen an. Dabei werden zunächst die festen Kapazitäten, anschließend unterbrechbar gebuchte Kapazitäten und danach, je nach Verfügbarkeit, Kapazitäten in den rot markierten Bereichen bedient.

Ausgenommen von der Renominierungsbeschränkung sind TK, die in Summe über alle festen Kapazitätsbuchungen am betreffenden Buchungspunkt weniger als 10 % der ausgewiesenen technischen Jahreskapazität gebucht haben, es sei denn, es werden Transportkapazitäten an einem Buchungspunkt von mehreren TK in einen gemeinsamen BK eingebracht. In diesem Fall wird die Summe über alle in den BK eingebrachten Kapazitäten dieser TK an dem betreffenden Buchungspunkt zur Anwendung der Renominierungsbeschränkung herangezogen. Dies kann vermieden werden, indem für die Kapazitäten verschiedener TK jeweils einzelne SBK eingerichtet und die Kapazitäten diesen zugeordnet werden.

Die ausgewiesene technische Jahreskapazität eines MÜP, bzw. die auf der deutschen Seite eines GÜP, wird von den NB einmal jährlich auf der Kapazitätsbuchungsplattform veröffentlicht.

4.1.2 Tägliche Kapazitätsbestandsmeldung und Mitteilung Renominierungsgrenze

Der FNB informiert täglich bis 18:30 Uhr den BKV über dessen Kapazitätsbestand an GÜP und MÜP für den Folgetag. Folgende Inhalte müssen übermittelt werden:

1. Netzpunktbezeichnung;
2. Netzpunkt-ID (möglichst Energy Identification Code des DVGW);
3. Flussrichtung (entry oder exit);
4. Kapazitätsprodukt, sofern das abgestimmte EDIFACT-Datenformat dies ermöglicht;
5. Summe der eingebrachten festen Kapazität ohne etwaige Day-Ahead-Kapazitäten;
6. Angabe, ob eine Renominierungsbeschränkung greift und falls ja, der unteren und oberen Renominierungsgrenze;
7. Summe der eingebrachten festen Day-Ahead-Kapazitäten;
8. Summe der eingebrachten unterbrechbaren Kapazitäten.

Die Mitteilung im Format CHACAP kann durch den FNB auf bis zu zwei Mitteilungen aufgeteilt werden. Der Versand erfolgt je BK/SBK, GÜP bzw. MÜP, Netzpunkt und Richtung.

4.2 Nominierungen gegenüber einem MGV am VHP

Der MGV prüft nach Eingang der Nominierungen folgende Schritte:

1. Stimmen die Bilanzkreisnummernpaarungen der abgebenden und der aufnehmenden Seite überein?
   Sofern zu einer Nominierung eines BKV für eine bestimmte Bilanzkreisnummer keine korrespondierende Gegennominierung vorliegt, kommt keine Übertragung von Gasmengen zustande.
2. Stimmt die Höhe der abgebenden und aufnehmenden Nominierung stundenscharf überein?
   Liegt Übereinstimmung vor, so werden beide Nominierungen bestätigt. Wenn keine Übereinstimmung vorliegt, wird die geringere der stundenscharf nominierten Mengen unter Anwendung der „lesser rule“ gegenüber den beiden BKV bestätigt, falls die Nominierungen richtungsgleich sind. Richtungsverschiedene Nominierungen führen zu dem Matching-ergebnis 0.
3. Besondere Prüfung bei Biogasnominierungen für Biogas-BK bzw. Biogas-SBK:
   Sind beide beteiligten Bilanzkreise Biogas-BK?
   Sofern nicht, ist nur die Übertragung von einem Biogas-BK in einen Erdgas-BK zulässig. Eine Übertragung von Erdgas- in einen Biogas-BK wird abgelehnt.
4. Haben die beiden beteiligten Bilanzkreise die gleiche Gasqualität?
   Eine Übertragung von Mengen von H- nach L-Gas- bzw. L- nach H-Gas-BK ist nicht zulässig und wird vom MGV abgelehnt.

4.3 Nominierungsersatzverfahren

Der NB kann dem TK ein Nominierungsersatzverfahren anbieten. Die Regelungen für die Abwicklung werden in den ergänzenden Geschäftsbedingungen veröffentlicht. Nominierungsersatzverfahren am VHP setzen voraus, dass der anbietende NB die Nominierungsersatzwerte an den MGV übermittelt.

4.4 Technische Mengenmeldung für einzelne Ein- oder Ausspeisepunkte

Sofern für die Belieferung eines RLM-Ausspeisepunktes eine Ausspeisemeldung gemäß § 8 Abs. 5 GasNZV zum sicheren und zuverlässigen Betrieb des Ausspeisenetzes notwendig ist, informiert der NB den TK rechtzeitig in Textform über die Notwendigkeit der Abgabe technischer Ausspeisemeldungen.

An Einspeisepunkten für z. B. Biogasanlagen können die beteiligten Parteien eine technische Einspeisemeldung analog zur technischen Ausspeisemeldung vereinbaren.

Der TK übersendet dem NB am Tag D-1, bis 14:00 Uhr, für den zuvor benannten Ausspeisepunkt eine Meldung auf Stundenbasis. Diese Meldung ist nicht allokationsrelevant für den

BK, sondern dient ausschließlich der sicheren Netzsteuerung. Sofern sich eine relevante Änderung der Ausspeisemengen ergibt, übermittelt der TK eine aktualisierte Meldung am Tag D-1 oder am Tag D. Als Format wird das Datenformat NOMINT vorgeschlagen.

4.5 Netzrelevantes Nominierungsmanagement zwischen einzelnen Netzbetreibern (Mengenanmeldung)

Wenn der vorgelagerte NB wegen einer Überlappung der Marktgebiete oder aufgrund anderer transporttechnischer Erfordernisse gemäß § 28 der KoV eine Mengenanmeldung für Netzkopplungspunkte von dem nachgelagerten NB verlangt, so hat der nachgelagerte NB, bezogen auf das Marktgebiet und den jeweiligen Netzkopplungspunkt bzw. die jeweilige Ausspeisezone, dem verlangenden NB eine stundenscharfe Mengenanmeldung zur Steuerung des Netzes für den nächsten Gastag abzugeben. Sofern sich die Umstände für die Erstellung der Mengenanmeldung wesentlich ändern, teilt der nachgelagerte NB die entsprechende angepasste Mengenanmeldung unverzüglich dem betroffenen NB mit.

Die Mengenanmeldung erfolgt bis 17:00 Uhr im Datenformat SCHEDL oder in einem zwischen den NB abgestimmten elektronischen Format. Sind mehrere NB in einer Kaskade einem FNB nachgelagert, der eine entsprechende Mengenanmeldung verlangt, so stimmen sich diese NB untereinander ab, um die vorgenannte Frist sicherzustellen. Die Mengenanmeldungen sind unverbindlich, aber mit der angemessenen gaswirtschaftlichen Sorgfalt zu erstellen.

Zur Sicherstellung der angemessenen gaswirtschaftlichen Sorgfalt validiert der NB, der die Mengenanmeldung erstellt, diese regelmäßig mit der marktgebietsscharfen Allokation der jeweiligen Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezone. Abbildung 20 stellt den prinzipiellen Ablauf dar. Abweichungen bezogen auf die Tagesmenge zwischen den jeweiligen aggregierten Mengenanmeldungen je Marktgebiet und den jeweiligen aggregierten Netzkopplungspunkt-Allokationen je Marktgebiet sind möglichst gering zu halten. Erkenntnisse aus dem zum M+26WT durchgeführten Monitoring werden bei zukünftigen Mengenanmeldungen berücksichtigt.

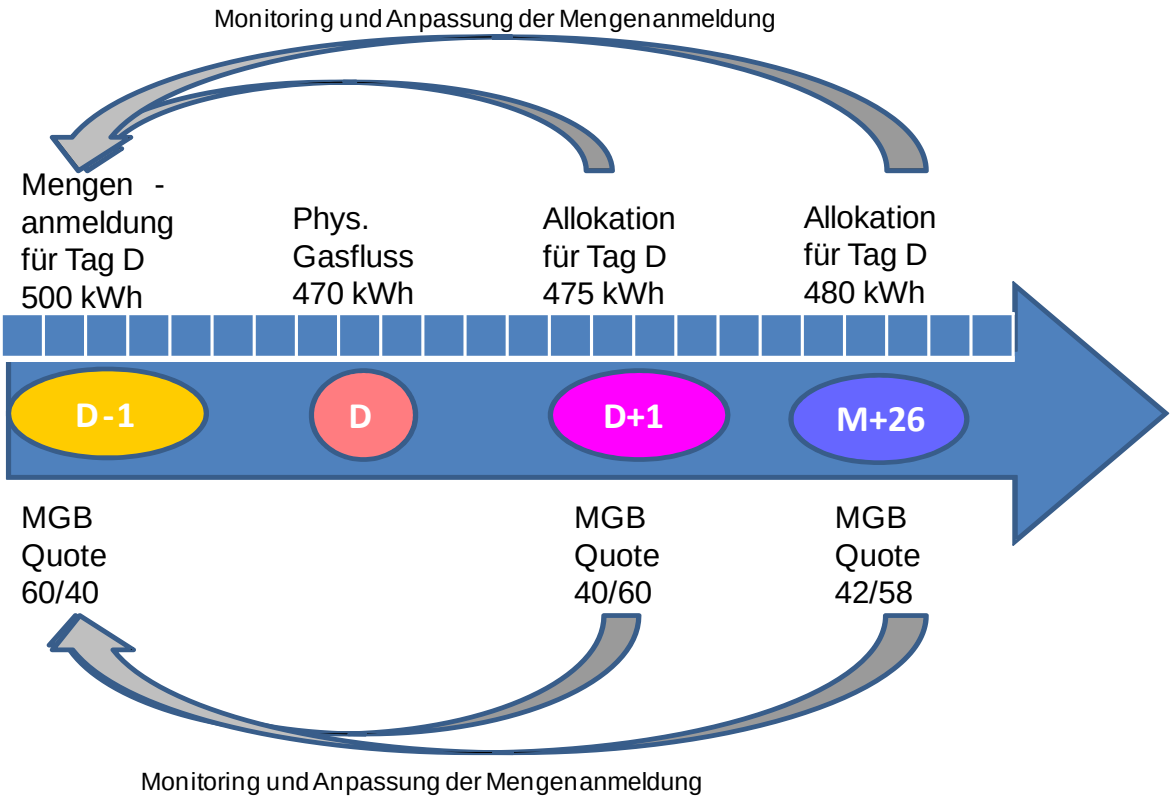


Abbildung 20: Monitoring der Mengenanmeldung durch den NB

5 Allokation

Die Allokation von Gasmengen ist erforderlich, um die Zuordnung dieser Mengen zu Bilanzkreisen bzw. (Sub)Bilanzkonten durchzuführen. Generell müssen Regeln bei der Umstellung der Sommer-/Winterzeit in der Allokation berücksichtigt werden. Für buchbare Ein- und Ausspeisepunkte bzw. -zonen können unterschiedliche Allokationsverfahren Anwendung finden, die entweder durch die KoV vorbestimmt sind oder aber für spezielle Punkte/Zonen im Rahmen des Ein- bzw. Ausspeisevertrages festgelegt werden müssen. Diese individuelle Festlegung wird insbesondere dann notwendig, wenn das Gas an einem Punkt/einer Zone von mehreren TK ungetrennt voneinander übernommen oder an mehrere TK ungetrennt voneinander übergeben wird und dementsprechend ungetrennt voneinander gemessen wird.

Die Aggregation und Allokation von Daten erfolgt je BK bzw. je SBK und ZRT. Nach Ablauf des Liefermonats werden bei bestimmten ZRT – sofern notwendig – Ersatzwerte durch den NB gebildet und/oder Mengen mit Abrechnungsbrennwert umgewertet. Diese werden als korrigierte Allokationsdaten bis spätestens M+12 WT an den MGV erneut versendet. Die Bereitstellung der Allokationsdaten an den BKV erfolgt je BK/SBK, je Zeitreihentyp und je NB. Bei Neugründungen, Zusammenschlüssen oder Übernahmen von Netzen führen NB einen

Monat vor Beginn der ersten Allokation einen Kommunikationstest mit dem MGV durch. Die Modalitäten des Kommunikationstests veröffentlicht der MGV auf seiner Internetseite.

5.1 Definition der verschiedenen Allokationsverfahren

Nachfolgend werden die möglichen Allokationsverfahren an Ein- und Ausspeisepunkten des Marktgebietes beschrieben.

- **Allokation nach Nominierung**

  Die Allokation am VHP erfolgt auf Basis der vom BKV nominierten und vom MGV bestätigten Nominierungen bzw. Renominierungen. Falls Renominierungen durchgeführt wurden, gilt die letzte gültige und vom MGV bestätigte Renominierung für die Allokation.

  Die Allokation von Ein- bzw. Ausspeisungen an Speichern, GÜP, MÜP und inländischen Produktionsanlagen erfolgt auf Basis der vom NB bestätigten Nominierungen bzw. Renominierungen bzw. Nominierungsersatzwerten. Steuerungsdifferenzen, d. h. Differenzen zwischen den Summen der Nominierungen und den tatsächlichen Messwerten, werden auf ein Operational Balancing Account (OBA) gemäß EASEE-Gas CBP 2005-002/02 allokiert. Das OBA wird entweder von einem der beiden angrenzenden NB oder auch von beiden NB geführt und dann monatlich abgeglichen. Im Falle von Ein- bzw. Ausspeisungen an Speichern kann das OBA auch vom SSO geführt werden.

  Im Falle eines Nominierungsersatzverfahrens mit einer OFC (Online-Flow-Control) gilt der von dem RLM-Ausspeisepunkt übertragene stündliche Steuerungswert als Einspeiseallokation. Der NB kann zur Vermeidung von Fehlwerten die Bildung von Ersatzwerten des RLM-Ausspeisepunktes anbieten.

- **Allokation anhand von Standardlastprofilen**

  Diese Allokation erfolgt gemäß BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.

- **Allokation nach Messung**

  Für alle RLM-Ausspeisepunkte, Biogas- und Wasserstoffeinspeisungen erfolgt die Allokation auf Basis der gemessenen Stundenmengen und der daraus gemäß G 685 unter Berücksichtigung des Brennwertes ermittelten Energiemengen. Der NB kann vorgeben, dass die Einspeisung aus inländischen Produktionsanlagen (ohne Biogas) auf Basis von gemessenen Lastgängen allokiert wird. Im Einzelfall werden auch durch die BNetzA genehmigte Ausspeisepunkte an GÜP nach dem Verfahren „allokiert wie gemessen“ als RLM-Ausspeisepunkte abgewickelt.

- **Allokation pro Rata**

  Im Falle einer Pro-Rata-Allokation wird der Messwert des Punktes im Verhältnis der bestätigten Nominierungen für diesen Punkt aufgeteilt. Eine Pro-Rata-Allokation ist gemäß

Network Code Interoperability and Dataexchange Artikel 9 Ziffer 3 für den Fall zulässig, wenn die Grenzen des Operating Balancing Account zwischen den FNB erreicht wurden.

5.2 Bestimmung des Bilanzierungsbrennwerts

Für die tägliche Allokation während des Liefermonats wird ein vorläufiger Brennwert für die Bestimmung der Energiemengen benötigt. Die Festlegung des Bilanzierungsbrennwerts obliegt dem NB. Das Verfahren zur Bestimmung des Bilanzierungsbrennwerts wird so gewählt, dass die Differenz zum Abrechnungsbrennwert so gering wie möglich gehalten wird. Der Bilanzierungsbrennwert für den Tag D wird dem TK am Tag D+1 in der Übermittlung des täglichen Lastgangs mitgeteilt. Der Bilanzierungsbrennwert kann entweder für jeden Monat oder für jeden Tag neu bestimmt werden.

Ein monatlicher Bilanzierungsbrennwert wird je Abrechnungsbrennwertgebiet und für den kompletten Liefermonat bestimmt und am vorletzten Werktag des Vormonats bekanntgegeben. Dabei soll durch die Wahl z. B. durch eines der nachfolgend genannten Verfahren die Differenz zum Abrechnungsbrennwert so gering wie möglich gehalten werden. Mögliche Verfahren können sein:

- Vorvormonatsabrechnungsbrennwert-Verfahren (VM2): Jeden Monat wird der Abrechnungsbrennwert des Vorvormonats als Bilanzierungsbrennwert herangezogen, z. B. Verwendung des monatlichen Abrechnungsbrennwerts von September als Bilanzierungsbrennwert für den Monat November.
- 12 Monatsmittel-Verfahren: Über einen Zeitraum von 12 Monaten – beginnend mit dem Vorvormonat – wird aus den 12 monatlichen Abrechnungsbrennwerten der Durchschnittswert gebildet. Es erfolgt eine monatliche rollierende Aktualisierung.
- 72-Monatsmittel-Verfahren: Über einen Zeitraum von 72 Monaten – beginnend mit dem Vorvormonat – wird aus den 72 monatlichen Abrechnungsbrennwerten ein Durchschnittswert gebildet. Es erfolgt eine monatliche rollierende Aktualisierung.
- Saisonales Verfahren: In einem Brennwertgebiet mit sehr unterschiedlichen saisonal wiederkehrenden monatlichen Abrechnungsbrennwerten, die sich aufgrund vorgegebener Netzfahrweisen ergeben, bietet sich das saisonale Verfahren an. Hierbei wird ein Mittelwert der monatlichen Abrechnungsbrennwerte aus dem Vorjahr der entsprechenden Zeitspanne (im Beispiel der Mittelwert vom 01.04. bis 01.10. für den Sommer und der Mittelwert der monatlichen Abrechnungsbrennwerte vom 01.10. bis 01.04. für den Winter) gebildet. Bei der Zeitspanne kann es sich um einzelne Monate, Quartale oder Halbjahre handeln.
- Brennwertzuordnungsverfahren: Beim Brennwertzuordnungsverfahren wird den Ausspeisepunkten eines Netzes, an denen keine Brennwertmessung installiert ist, ein gemesse-

ner oder rekonstruierter Brennwert zugeordnet. Ausnahme ist der Bilanzierungsbrennwert bei Biogaseinspeisungen. Hier entspricht der Bilanzierungsbrennwert dem täglich gemessenen Abrechnungsbrennwert.

Im Fall einer Marktraumumstellung hat der NB bei der Bestimmung des Bilanzierungsbrennwertes für den Monat, ab dem die Umstellung bilanziell wirksam wird, die geänderte Gasqualität zu berücksichtigen. Der FNB teilt dem nachgelagerten NB je Netzkopplungspunkt mindestens 1 Monat vor dem bilanziellen Umstellungstermin schriftlich einen H-Gas Brennwert mit, der zur Berechnung des Bilanzierungsbrennwertes herangezogen werden kann. An von der Marktraumumstellung betroffene weitere jeweils nachgelagerte NB erfolgt eine Weitergabe entsprechend der für die Netzbetreiberketten im Kap. 5.3 genannten Fristen von NB zu NB jeweils maximal 2 Werktage später. Unter Berücksichtigung dieses Wertes ermittelt der NB den Bilanzierungsbrennwert (für den Umstellmonat, sowie abhängig vom Verfahren ggf. relevante Folgemonate). Dies kann unter Einbeziehung des Termins der Änderung der Gasqualität am Netzkopplungspunkt ein – z. B. mengengewichteter - Mischbrennwert aus L- und H-Gasqualität sein, sofern nicht mit tagesscharfen Brennwerten gerechnet wird. Den Abrechnungsbrennwert teilt der jeweilige vorgelagerte NB dem nachgelagerten NB nachmonatlich nach dem Standardprozess der Bereitstellung von monatlichen Gasbeschaffenheitsdaten gem. Kap. 5.3 mit.

5.3 Bereitstellung von monatlichen Gasbeschaffenheitsdaten

Für die Energieermittlung nach DVGW G 685 sowie zur Erfüllung der Veröffentlichungspflichten benötigt jeder NB einen monatlichen Abrechnungsbrennwert. Da die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes eines Netzes von den zuvor ermittelten Abrechnungsbrennwerten des vorgelagerten Netzes abhängt, ist eine enge Abstimmung der NB untereinander erforderlich, um die Anforderungen und Fristen gemäß GasNZV sowie GeLi Gas und GaBi Gas Prozesse ordnungsgemäß einhalten zu können. Neben dem Abrechnungsbrennwert werden Normdichte und CO_2-Stoffmengenanteil sowie ggfs., soweit verfügbar, H_2-Stoffmengenanteil, Sauerstoff und weitere Kohlenwasserstoffanteile (CH_4, C_2H_6,…) übermittelt.

Dabei gilt folgendes:

- Der erste NB in einer Netzbetreiberkette, der einen Abrechnungsbrennwert ermitteln kann (in der Regel ein FNB) ermittelt diesen und stellt ihn seinen unmittelbar nachgelagerten NB bis spätestens M+5 WT zur Verfügung.
- Die Weitergabe eines ermittelten Abrechnungsbrennwertes an jede weitere Netzebene erfolgt von NB zu NB jeweils maximal 2 Werktage später.
- Es muss aber sichergestellt werden, dass der Abrechnungsbrennwert spätestens M+9 WT der letzten Netzebene übermittelt wird.

- Bei einer Netzbetreiberkette von mehr als 4 Netzebenen stimmen sich die NB untereinander über Anpassungen dieser Fristen ab, so dass der Termin M+9 WT für die letzte Netzebene eingehalten wird.
- Die Gasbeschaffenheitsdaten werden elektronisch im Format MSCONS übermittelt.

Die TK und Letztverbraucher haben ebenfalls Bedarf an endgültigen Gasbeschaffenheitsdaten, z. B. zur Plausibilisierung von Rechnungen oder um den CO2-Emmissionsfaktor ermitteln zu können. Dabei versendet der NB an den TK bis M+10 WT auf dessen einmalige Anfrage fortlaufend für abgestimmte RLM- Marktlokationen die Gasbeschaffenheitsdaten in elektronischer Form. Ein Letztverbraucher wendet sich bei Bedarf primär an seinen Lieferanten, der als TK an der relevanten Marktlokation mit dem NB einen Ausspeise- bzw. Lieferantenrahmenvertrag abgeschlossen hat. Der TK stellt dem Letztverbraucher ab M+10 WT die Gasbeschaffenheitsdaten zur Verfügung. Alternativ kann der Letztverbraucher diese Daten auch vom NB, an dessen Netz der Anschluss besteht, an M+10 WT erhalten. In beiden Fällen erfolgt die Bereitstellung nur auf Anfrage und nur für RLM- Marktlokationen. Ein gesondertes Format ist für die Bereitstellung an Letztverbraucher nicht vorgesehen und wird bilateral abgestimmt.

5.4 Stammdatenaustausch am NKP

Im Rahmen des Abstimmungsprozesses der Netzübergangszeitreihen zwischen den beiden angrenzenden NB am NKP gemäß Kap. 5.5.5 werden Energiezeitreihen zunächst per MSCONS ausgetauscht. Beide NB führen hierzu im Vorfeld eine Energieermittlung gemäß DVGW Arbeitsblättern G 685/G 686 durch. Mögliche Ursachen für Abweichungen in den Ergebnissen bei beiden NB sind dabei:

(1) Unterschiede in der Mittelwertbildung und in den Rechenverfahren (z. B. werden Druck, Temperatur und die Gasbeschaffenheit täglich/monatlich und dabei arithmetisch oder mengengewogen [auf V_B/V_{BU}/V_U/E_U…] gemittelt);

(2) Unterschiede in der angewendeten Ersatzwertstrategie in Störungs-/Revisionssitu-ationen;

(3) Unterschiede in den der Energieermittlung zugrunde gelegten technischen Stammdaten der am NKP eingesetzten Mess- und Übertragungstechnik (Zähler, Umwerter, DFÜ).

Während (1) und (2) nur durch bilaterale Abstimmung zwischen den NB zu lösen sind, kann eine Fehlerquelle (3) durch die Abstimmung einer einheitlichen Stammdatenlage beseitigt werden. Der für den Messstellenbetrieb am NKP verantwortliche NB teilt deshalb angrenzenden NB unverzüglich die Änderung der Stammdatenlage der am NKP eingesetzten Mess- und Übertragungstechnik in dem Formblatt gemäß Anlage 1 mit. Übermittelt werden die Stammdaten zum Zähler, Umwerter und der Abruftechnik sowie die eingestellten Gasbeschaffenheitsparameter.

Auslöser einer solchen Änderung sind z. B. ein Gerätewechsel bei Auslaufen der Eichgültigkeit, Umbau einer Station oder Änderung der eingestellten Gasanalyse im Umwerter.

5.5 Allokation der verschiedenen Zeitreihentypen

5.5.1 Allokation von SLP- Ausspeisepunkten (Zeitreihentypen SLPsyn und SLPana)

5.5.1.1 Allokation von SLP- Ausspeisepunkten im synthetischen Verfahren (SLPsyn)

Für die Allokation ermittelt der NB am Tag D-1 die SLP-Tagesmenge auf Basis der Prognosetemperatur (z. B. geometrische Reihe) für den Folgetag. Es wird immer der Datumsstempel für den Tag D verwendet. Weitere Details zum Ermittlungsprozess der SLP-Tagesmengen finden sich im „BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“.

5.5.1.2 Allokation von SLP- Ausspeisepunkten im analytischen Verfahren (SLPana)

Um den BKV am Tag D-1 die Daten zur Verfügung zu stellen wird die SLP-Menge für den Tag aufgrund der Restlastkurve des Tages D-2 ermittelt je Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto. Es ist zu beachten, dass immer der Datumsstempel für den Tag D verwendet wird. Weitere Details zum Ermittlungsprozess der SLP-Tagesmengen finden sich im „BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“.

5.5.1.3 Täglicher Datenaustausch der SLP-Allokationsdaten

Der NB übermittelt die SLP-Menge entweder als Tagesmenge, als strukturierten SLP-Stundenlastgang pro Tag oder als Tagesband. Der MGV ermittelt daraus ein Tagesband. Folgende Schritte werden durchlaufen, um die allokationsrelevanten Werte zu berechnen:

- NB: Ermittlung der Ausspeisemengen gemäß dem vom NB festgelegten SLP-Verfahren.
- NB an MGV: Übersendung der je BK/SBK aggregierten Tagesmenge oder Stundenzeitreihe täglich am Tag D-1, bis spätestens 12:00 Uhr.
- Optional auf Wunsch BKV: NB an BKV: Übersendung der je BK/SBK aggregierten Tagesmenge oder Stundenzeitreihe täglich am Tag D-1 nach erfolgreichem Versand an MGV.
- MGV: Der MGV ermittelt aus den übersendeten Mengen der Zeitreihentypen SLPsyn und SLPana je Zeitreihentyp und je NB eine Tagesmenge je BK/SBK.

- MGV: Die Tagesmenge wird gleichmäßig und ganzzahlig (kaufmännisch gerundet) als Tagesband auf die Stunden des Gastages aufgeteilt. An den Tagen der Sommer-/Winterzeitumstellung wird durch 23 bzw. 25 Stunden dividiert. Durch diese Berechnung können Rundungsdifferenzen zwischen den Stundenmengen des NB und den bilanzierungsrelevanten Allokationsdaten beim MGV entstehen, die akzeptiert werden. Bei sehr geringen Stundenmengen (z. B. bei der Anwendung von Kochgasprofilen) sind im Zuge der Rundung auch Null-Allokationen möglich.
- MGV: Allokation des Tagesbandes in den Bilanzkreis.
- MGV an BKV: Übersendung der Tagesbänder je BK/SBK je Zeitreihentyp und je NB am Tag D-1, bis spätestens 13:00 Uhr.

Dieses Tagesband dient dem BKV für die Erstellung seiner stundenscharfen Nominierung der Einspeisung. Sofern der BKV genau dieses Tagesband in seinen Bilanzkreis einspeist, fallen weder Ausgleichsenergiekosten noch Flexibilitätskostenbeiträge an.

5.5.1.4 SLP-Ersatzwertbildung durch den MGV

Der MGV ist gemäß KoV § 46 Ziffer 5 Abs. 5 verpflichtet, bei fehlenden Allokationsdaten eine Ersatz-Allokation für SLP- Ausspeisepunkte vorzunehmen. Dieser Fall tritt ein, sofern der MGV bis 12:00 Uhr keine oder unvollständige SLP-Allokationsdaten vom NB erhalten hat. In beiden Fällen bildet der MGV für alle Stunden des Tages D Ersatzwerte.

Im Rahmen der Ersatzwertbildung ist der Vortageswert durch die Anzahl der Stundenwerte des jeweiligen Vortages zu dividieren und mit der Anzahl an Stundenwerten des relevanten Gastages für den der Ersatzwert gebildet werden soll zu multiplizieren. Durch dieses Vorgehen werden abweichende Stundenanzahlen bei Sommer-/Winterzeitumstellungen berücksichtigt.

Der MGV kann anbieten, dass der NB über den Tag D hinaus zusätzlich für D+1 und D+2 auf der Basis einer mehrtägigen Temperaturprognose prognostizierte Allokationswerte bilden und an den MGV versenden kann („3-Tages-Vorausallokation“). Diese zusätzlich prognostizierten Allokationswerte können nur im Rahmen einer möglichen Ersatzwertallokation durch den MGV vorrangig Anwendung finden. Die Ermittlung und Versendung zusätzlich prognostizierter Allokationswerte entbindet den ANB nicht von der Pflicht zur täglichen Ermittlung und Versendung der Allokationsdaten. Bei einem Versand von mehreren Tagen versendet der NB für jeden Tag eine getrennte ALOCAT Meldung. Sollte der NB von der „3-Tages-Vorausallokation“ Gebrauch machen und seiner Pflicht zur täglichen Ermittlung und Versendung der Allokationsdaten anschließend nicht nachkommen, so werden diese Allokationen durch den MGV als Ersatzwert gekennzeichnet.

Die Ersatzwerte werden vom MGV in folgender Reihenfolge gebildet:

- Der Allokationswert aus einer vom NB gelieferten „3-Tages-Vorausallokation“ (sofern der NB von der Möglichkeit Gebrauch macht, dem MGV auf der Basis einer mehrtägigen

Temperaturprognose bereits mehrtägige prognostizierte Allokationswerte zu übersenden);

- Falls ein Wert aus „3-Tages-Vorausallokation“ nicht vorliegt, der Vortageswert;
- Liegt kein Vortageswert vor, wird der stündliche Ersatzwert 0 kWh gebildet.

Ersatzwerte, die ggf. gebildet werden, werden vom MGV bis 13:00 Uhr dem BKV zur Verfügung gestellt. Der MGV übersendet die von ihm auf die jeweiligen BK/SBK allokierten Ersatzwerte je Stunde am Tag D-1 ebenfalls an den NB. Diese Allokation verwendet der NB zur Durchführung seiner Mehr-/Mindermengenabrechnung und zur Kontrolle seines Netzkontostandes.

5.5.1.5 Versand von anwendungsspezifischen SLP Parametern

Wendet ein NB anwendungsspezifische Parameter an, werden diese dem TK täglich D-1 bis spätestens 12:00 Uhr elektronisch übermittelt. Die anwendungsspezifischen Parameter sind im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ definiert.

Die Übermittlung muss auch dann erfolgen, wenn an einzelnen Tagen keine anwendungsspezifischen Parameter verwendet wurden. Die Meldung erfolgt nicht auf Zählpunktebene.

Der NB übermittelt einen oder mehrere Parameter entweder als Tagessumme oder als Stundenwerte im Format SLPASP.

Die BKV können die Weiterleitung der Parameter mit den TK bilateral vereinbaren.

5.5.2 Allokation von RLM- Ausspeisepunkten

Die Allokation von RLM- Ausspeisepunkten erfolgt im Format ALOCAT. Der NB aggregiert alle gemessenen RLM-Stundenlastgänge des Liefertages D getrennt je Zeitreihentyp und je BK/SBK zu einer stündlichen Summenzeitreihe und übersendet diese an den MGV. Der MGV übersendet die gemessenen RLM-Stundenlastgänge getrennt je Zeitreihentyp, je BK/SBK und je NB an den BKV.

Zusätzlich errechnet der MGV aus den übersendeten gemessenen RLM-Stundenlastgängen des ZRT RLMmT den Tageswert und verteilt diesen gleichmäßig und ganzzahlig (kaufmännisch gerundet) auf die Stunden des Gastages (Tagesband). Durch diese Berechnung können Rundungsdifferenzen zwischen den Lastgangdaten des NB und den bilanzierungsrelevanten Allokationsdaten beim MGV entstehen, die akzeptiert werden.

Der Gesamtprozess der Allokation der Zeitreihentypen RLMmT und RLMoT erfolgt im Detail wie folgt (siehe auch Leitfaden Bilanzkreismanagement Teil 2 Kap. 6.4.3):

- Täglich am Tag D, bis spätestens 15:00 Uhr, die stündliche Summenzeitreihe des Tages D, von 06:00 Uhr bis 12:00 Uhr, umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom NB an den MGV.

- Täglich am Tag D, bis spätestens 16:00 Uhr, die stündliche Summenzeitreihe des Tages D, von 06:00 Uhr bis 12:00 Uhr, umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV.
- Täglich am Tag D, bis spätestens 18:00 Uhr, die stündliche und ggf. korrigierte Summenzeitreihe des Tages D, von 06:00 Uhr bis 15:00 Uhr, umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom NB an den MGV.
- Täglich am Tag D, bis spätestens 19:00 Uhr, die stündliche und ggf. korrigierte Summenzeitreihe des Tages D, von 06:00 Uhr bis 15:00 Uhr, umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV.

Für tägliche und monatliche Allokationsprozesse gilt:

- Täglich am Tag D+1, bis spätestens 12:00 Uhr, die stündliche Summenzeitreihe des Gastages D umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom NB an den MGV.
- Täglich am Tag D+1, bis spätestens 13:00 Uhr, die stündliche Summenzeitreihe des Gastages D umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV.
- Täglich am Tag D+1, bis spätestens 19:00 Uhr, alle auf Tagesband umgerechneten stündlichen Summenzeitreihen des Tages D umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV (nur RLMmT).
- Für den Zeitreihentyp RLMmT erfolgt die Tagesbandbildung durch den MGV auch für den Fall einer untertägigen Kapazitätsbuchung des TK beim FNB für den gesamten Gastag.
- Spätestens M+12WT die stündliche Summenzeitreihe des Liefermonats M umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom NB an den MGV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.
- Spätestens M+12WT die stündliche Summenzeitreihe des Liefermonats M umgewertet mit Abrechnungsbrennwert vom NB an den MGV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.
- Spätestens M+14WT die stündliche Summenzeitreihe des Liefermonats M umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.
- Spätestens M+14WT die stündliche Summenzeitreihe des Liefermonats M umgewertet mit Abrechnungsbrennwert vom MGV an den BKV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.
- Spätestens M+14WT alle auf Tagesband umgerechneten stündlichen Summenzeitreihen des Liefermonats M umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV (nur RLMmT). Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.

- Spätestens M+14WT alle auf Tagesband umgerechneten stündlichen Summenzeitreihen des Liefermonats M umgewertet mit Abrechnungsbrennwert vom MGV an den BKV (nur RLMmT). Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.

Darüber hinaus sendet der NB noch Messwerte an den TK nach Geli Gas, die hier der Vollständigkeit halber ergänzend dargestellt werden:

- D+1 sendet der NB an den TK eine MSCONS gemäß GeLi Gas. Die gemessenen Volumina sind mit dem Bilanzierungsbrennwert umzurechnen. Die Nachricht wird mit der OBIS Kennzahl 7-10:99.33.17 „vorläufig“ versendet.
- M+10 WT sendet der NB an den TK eine MSCONS gemäß GeLi Gas. Ersatzwertkorrekturen gemäß DVGW G 685 seitens des NB sind zulässig und zu kennzeichnen. Die gemessenen Volumina sind mit dem Abrechnungsbrennwert umzurechnen bzw. bei vorhandenem Brennwertmengenumwerter wird die gemessene Energie verwendet. Die Nachricht wird mit der OBIS Kennzahl 7-20:99.33.17 „endgültig“ versendet. Sofern Ersatzwertkorrekturen vorgenommen wurden erhält der TK an M+10 WT zusätzlich den ersatzwertkorrigierten Lastgang. Die gemessenen Volumina sind mit dem Bilanzierungsbrennwert umzurechnen. Die Nachricht wird mit der OBIS Kennzahl 7-10:99.33.17 „vorläufig“ versendet.

Dient ein Grenzübergangspunkt ausschließlich der Versorgung von Letztverbrauchern, so kann dieser Punkt nach der Regel „Allokiert wie gemessen“ behandelt werden. In diesem Fall wird der Punkt initial der Fallgruppe RLMmT zugeordnet.

5.5.2.1 Stündliche Energiedatenübermittlung NB an TK

Auf Anfrage des TK werden gemäß Nr. 2 in Prozess D.1, 1.2.5.1.1 Turnusmäßige/Regelmäßige Messwertübermittlung der Festlegung GeLi Gas Messwerte unverzüglich nach der stündlichen Erhebung im Stundentakt vom NB an den TK übermittelt. Dazu versendet der NB stündlich unverzüglich eine MSCONS an den TK. Die Berechnung der Energie in kWh erfolgt mittels des Bilanzierungsbrennwertes durch den NB. Für den NB besteht keine Verpflichtung zur Plausibilisierung / Ersatzwertbildung. Die Qualität der Daten wird durch den Messwertstatus ausgedrückt, der im MSCONS AHB beschrieben ist.

Die Datenübermittlung für die erste Stunde des Gastags startet mit der Energie der ersten Lieferstunde. Mit jeder weiteren Stunde werden neben der letzten Lieferstunde auch die bisherige Energie des Liefertages übersendet.

Wenn der Energiedatenversand aus den IT Systemen des NB im Fehlerfall nicht stündlich erfolgen kann, erfolgt zum nächstmöglichen Zeitpunkt der Versand des Lastgangs mit den bis dahin vorhandenen Lieferstunden.

Der D+1 Versand der MSCONS bleibt davon unberührt.

Die Übermittlung von Zustandszahl und Bilanzierungsbrennwert in der stündlichen MSCONS ist für NB, die eine stündliche Gasbeschaffenheitsrekonstruktion betreiben, nicht möglich.

5.5.3 Allokation von Nominierungen

5.5.3.1 Allokation von Nominierungen gegenüber dem NB

Für die Allokation der Zeitreihentypen Entryso und Exitso nach dem Verfahren „Allokiert wie Nominiert“ wird der stündlich nominierte und vom NB bestätigte Nominierungslastgang zur Allokation herangezogen.

Der NB aggregiert die stündlichen Nominierungslastgänge je BK/SBK und versendet sie am Tag D+1, bis spätestens 12:00 Uhr, an den MGV im Format ALOCAT. Der MGV übernimmt die stündlichen Nominierungslastgänge aller NB je BK/SBK und leitet sie NB-scharf an den BKV am Tag D+1, bis spätestens 13:00 Uhr, weiter im Format ALOCAT. Falls Renominierungen durchgeführt wurden, wird die letzte gültige und vom NB bestätigte Renominierung als Allokation verwendet.

5.5.3.2 Allokation von Nominierungen gegenüber dem MGV

Für die Allokation der Zeitreihentypen Entry VHP und Exit VHP wird der stündlich nominierte und vom MGV bestätigte Lastgang zur Allokation herangezogen.

Der MGV aggregiert die stündlichen Nominierungslastgänge je BK/SBK und versendet sie am Tag D+1, bis spätestens 14:00 Uhr, an den BKV im Format ALOCAT. In technisch bedingten Sonderfällen – die trilateral zwischen dem MGV und den beteiligten BKV abgestimmt werden – kann es zu einer Korrektur der Allokationsdaten kommen, diese werden spätestens am Tag D+3 WT vom MGV an die BKV versandt. Die Nominierungsdaten am VHP bleiben unberührt und werden nicht geändert.

5.5.4 Allokation von sonstigen Messungen

Nach diesem Verfahren werden die Allokationen des Zeitreihentyp Entryso nach dem Verfahren „Allokiert wie Gemessen“ sowie der Zeitreihentypen „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“ abgewickelt. Das Datenformat ist ALOCAT. Der Bilanzierungsbrennwert ist bei den Zeitreihentypen „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“ der am Einspeisepunkt gemessene Brennwert; bei Entryso kann es ein vor Ort gemessener Brennwert sein.

- Täglich am Tag D+1, bis spätestens 12:00 Uhr, alle gemessenen Stundenwerte des Gastages D umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom NB an den MGV.
- Täglich am Tag D+1, bis spätestens 13:00 Uhr, alle gemessenen Stundenwerte des Gastages D umgewertet mit Bilanzierungsbrennwert vom MGV an den BKV.

- Spätestens M+12WT alle gemessenen Stundenwerte des Liefermonats M umgewertet mit Abrechnungsbrennwert vom NB an den MGV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.
- Spätestens M+14WT alle gemessenen Stundenwerte des Liefermonats M mit Abrechnungsbrennwert vom MGV an den BKV. Ersatzwertkorrekturen nach DVGW G 685 werden berücksichtigt.

Bei der Allokation von Biogaseinspeisungen ist zu beachten, dass in den meisten Fällen die Einspeisemessung ungleich der zu allokierenden Zeitreihe „Entry Biogas“ ist und diese Zeitreihe deshalb vom NB berechnet werden muss.

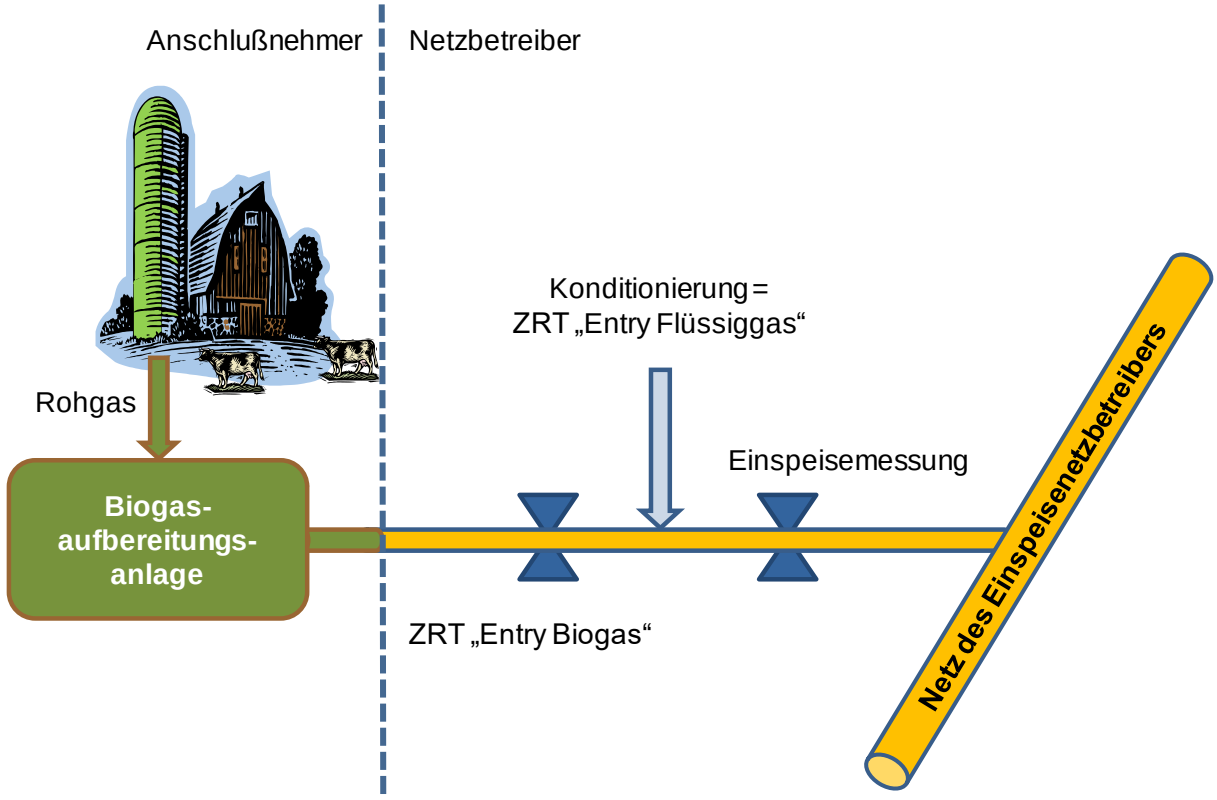


Abbildung 21: Beispielhafte Darstellung verschiedener Messungen an einem Netzanschluss für Biogasaufbereitungsanlagen

5.5.5 Allokation von Netzkopplungspunkten (Zeitreihentyp „Entry NKP“)

Der gemäß § 30 KoV für Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche NB sendet täglich am Tag D+1, bis spätestens 17:00 Uhr, an den MGV und an den/die angrenzenden NB im

Format ALOCAT den Lastgang für den Tag D als Summe aller Netzkopplungspunkte, die einem Netzkonto und einem Marktgebiet zugeordnet sind.

Auch die gemäß § 30 KoV nicht-verantwortlichen NB sind berechtigt, die täglichen Netzkopplungspunkt-Zeitreihen an den MGV zu übersenden und verpflichtet, diese dem jeweils angrenzenden NB zur Verfügung zu stellen. Liegen aggregierte Netzkopplungspunkt-Zeitreihen von beiden angrenzenden NB vor, gelten die von dem gemäß § 30 Ziffer 1 KoV für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortlichen NB allokierten Daten als Grundlage für den Netzkontostand. Die Meldungen erfolgen je Netzkonto unter Angabe der Netzkontonummer des vorgelagerten NB als ZRT „Entry NKP“. Bei der Nachricht an den MGV und der Nachricht an den/die vorgelagerten NB sind je Empfänger die Adressierungsvorgaben der EDIFACT-Nachrichten zu berücksichtigen. Die Allokation am Tag D+1 erfolgt auf Basis eines vorläufigen Einspeisebrennwertes, der dem Bilanzierungsbrennwert gemäß Kap. 5.2 entspricht. Die dabei zu generierende Datenqualität entspricht der Qualität der RLM Allokation im D+1 Prozess. Sofern ein NB mit einem vorgelagerten NB über einen NKP verbunden ist, der auf 2 Marktgebiete aufgeteilt werden muss, meldet der nachgelagerte NB täglich bis spätestens 15:00 Uhr den aufgeteilten Lastgang an den MGV und an den vorgelagerten NB. Für die Aufteilung des NKP wird der gemessene Lastgang mit der Quote der täglichen Allokationsdaten an den beiden Marktgebieten multipliziert. Die Meldung erfolgt im Format ALOCAT.

NB in der aktiven Marktgebietsüberlappung sind verpflichtet, die prozentualen Abweichungen der Netzkonten (auch auf Tagesbasis) in den jeweiligen Marktgebieten möglichst gering zu halten. Vereinfachtes Beispiel zur Verdeutlichung des Prinzips:

NB 2:

Summe ALOCAT GASPOOL = 1000 MWh

Summe ALOCAT NCG = 250 MWh

Verhältnis der Allokation: 1000/250=4:1

Lastgang NKP 1: 1200 MWh

Aufteilung der NKP-Allokation im Verhältnis der Ausspeiseallokation:

ALOCAT NKP 1 Anteil GASPOOL = 960

ALOCAT NKP 1 Anteil NCG = 240

Netzkontosaldo GASPOOL = 40

Netzkontosaldo NCG = 10

NK Abweichung GASPOOL = 4 %

NK Abweichung NCG = 4 %

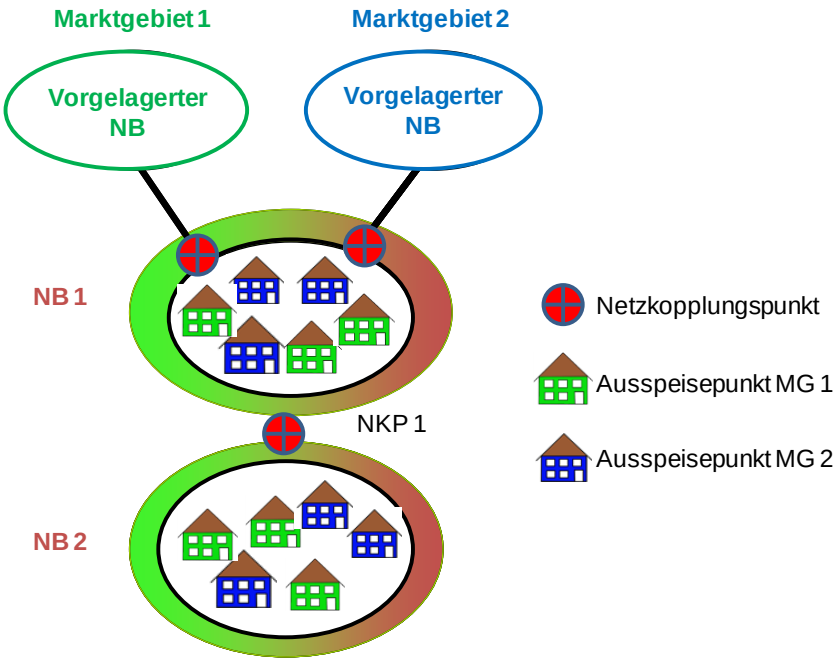


Abbildung 22: Schema der Marktgebietsüberlappung

Nach Ablauf des Liefermonats werden alle Einzellastgänge der NKP gemäß G 685 plausibilisiert und es werden ggf. Ersatzwerte gebildet. Es werden immer (auch im Falle von Gemeinschaftsleitungen) die physikalischen Lastgänge plausibilisiert. Es erfolgt eine Neuermittlung der Energiemenge mit dem endgültigen Einspeisebrennwert für jeden NKP.

Wenn der NB in einem hydraulisch nicht getrennten Netz sowohl mit quotal aufzuteilenden NKP (NKP 1) als auch mit eindeutig einem Marktgebiet zugeordneten NKP (NKP 2 und 3) aufgespeist wird, ergibt sich die Aufteilung des NKP 1 wie folgt:

- Ziel ist, dass die Salden gleichgeartet auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt werden. Dies ist wichtig für die Berechnung des Netzkontos des vorgelagerten NB.
- Summe NKP Tagesmengen der NKP 1+2+3 bilden = 1800.
- Summe der gesamten Allokationen bilden 1750, das Netzkonto weist eine zu niedrige Ausspeiseallokation auf.

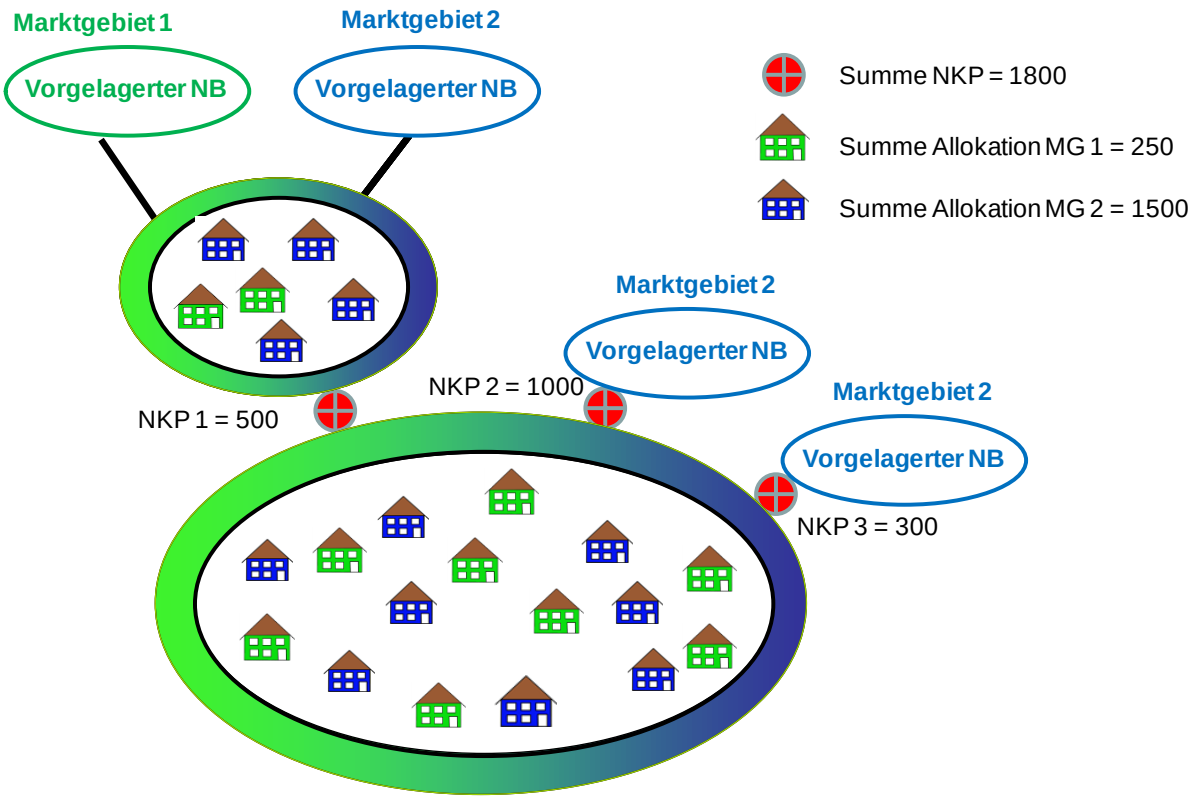


Abbildung 23: Meldung quotaler NKP

- Absolute Differenzmenge des Netzkontos berechnen als Summe der NKP minus der Summe der Allokationen = 50 (= 2,82 %).
- Quote der NKP2 und 3 berechnen an der Summe der NKP Tagesmengen = (1000+300)/1800 = 72 %.
- Absolute Differenzmenge * Quote NKP2/3 = Differenzmenge NKP2/3 = 72 % * 50 = 36
- Absolute Differenzmenge NKP1 = absolute Differenzmenge minus Differenzmenge NKP2/3 = 50 - 36 = 14.
- Summe Allokationen, die nur dem NKP 2 und 3 zugeordnet sind, ist die Menge der NKP2/3 zzgl. bzw. abzüglich der Differenzmenge, die dem NKP zugeordnet sind =1000+300-36 = 1264. Diese Allokationsmenge ist nur dem MGB 2 zugeordnet. Damit ergibt sich von der gesamten Allokationsmenge im MGB 2 noch ein Rest von 1500 minus 1264 = 236.
- Summe der Allokationen, die dem NKP1 – marktgebietsübergreifend – zugeordnet sind, entspricht der NKP1 Menge zzgl. bzw. abzüglich der Differenzmenge = 500 - 14 = 486.

- Die Aufteilung des NKP auf die beiden Marktgebiete ergibt sich zu 236/486 = **49 %** zum MGB 2 und **51 %** MGB 1.

Der NB prüft, ob ein anderes als das oben beschriebene Aufteilungsverfahren zu geringeren prozentualen Abweichungen der Netzkontosalden je Marktgebiet führt und wendet dies nach Abstimmung mit den angrenzenden NB und MGV an.

Insbesondere bei komplizierten NKP-Verbindungen klären die NB und die MGV untereinander die sachgerechte Aufteilung.

Durch Biogaseinspeisungen kann die Notwendigkeit von Rückspeisungen aus dem Netz des nachgelagerten NB in das Netz des vorgelagerten NB entstehen. Eine Rückeinspeisung in das Netz des vorgelagerten NB wird als „Entry NKP“ beim vorgelagerten NB allokiert und vom nachgelagerten NB gemeldet, außer es wurde nach § 30 der KoV geregelt, dass der vorgelagerte NB der Verantwortliche für die Datenmeldung ist.

Der nachgelagerte NB informiert den MGV einen Monat vor Beginn der Rückspeisung. Die Rückspeisung wird nicht gegen die reguläre Einspeisung saldiert. In den Stunden, in denen keine Rückspeisung erfolgt, wird eine „0“ gemeldet.

Bis spätestens zum Zeitpunkt M+20 WT nach Ablauf des Liefermonats findet der gesamte Abstimmungsprozess der Netzübergangszeitreihen zwischen den beiden angrenzenden NB statt. Die Datenbereitstellung für den Abstimmungsprozess erfolgt grundsätzlich netzkopplungspunktscharf. Auf Verlangen eines beteiligten NB findet die Abstimmung der vorgenannten Energiezeitreihen pro Messschiene statt. Die Ermittlung der Netzkopplungslastgänge erfolgt gemäß DVGW Arbeitsblättern G 685/G 686.

Der zur Abstimmung verpflichtete NB stellt bis spätestens M+12 WT dem angrenzenden NB des Netzkopplungspunktes im Format MSCONS eine nach DVGW G 685 mit abrechnungsrelevanten Gasbeschaffenheitsdaten des jeweiligen Netzkopplungspunktes/der jeweiligen Messschiene berechnete Zeitreihe zur Verfügung. Legt der angrenzende NB nach erfolgter Plausibilisierung nicht bis M+16 WT begründeten Widerspruch ein, gilt der übersandte Lastgang als vereinbart. Bei begründetem Widerspruch verständigen sich die beteiligten NB auf den abrechnungsrelevanten Lastgang. Der abgestimmte Lastgang ist von allen beteiligten NB für die nachgelagerten Prozesse zwingend zu verwenden.

Der für die Datenlieferung an den MGV verantwortliche NB sendet bis spätestens M+18 WT dem beteiligten NB den für das jeweilige Netzkonto abrechnungsrelevanten Lastgang im Format ALOCAT zur Vorabprüfung. Legt der beteiligte NB nach erfolgter Plausibilisierung nicht bis M+20 WT begründeten Widerspruch ein, gilt der übersandte abrechnungsrelevante Lastgang für das jeweilige Netzkonto als vereinbart. Bei begründetem Widerspruch verständigen sich die beteiligten NB auf den abrechnungsrelevanten Lastgang für das jeweilige Netzkonto.

Spätestens M+21 WT werden die über die NKP je Netzkonto aggregierten abgestimmten Zeitreihen im Regelfall vom jeweilig nachgelagerten NB an den MGV und an den vorgelagerten NB versendet.

Die Datenlieferung im Format ALOCAT nach Ablauf des Liefermonats umfasst eine vollständige Monatszeitreihe. Damit kann eine Korrektur der D+1 NKP-Allokation nur im Rahmen der gesamtheitlichen monatlichen Datenlieferung erfolgen.

Sofern ein NB mit einem vorgelagerten NB über einen NKP verbunden ist, der auf 2 Marktgebiete aufgeteilt werden muss, verlängern sich die vorstehend mit M+18 WT, M+20 WT und M+21 WT genannten Fristen um jeweils 5 WT.

Der MGV informiert täglich bis 20:00 Uhr und monatlich bis zum M+28 WT beide NB über fehlende Datenlieferungen. Beide NB sind berechtigt, nach Information durch den MGV eine Ausspeisemeldung für ihr Netzkonto an ihrem NKP zu tätigen. Sofern der vorgelagerte NB nicht der für die Netzkopplungspunktmeldungen verantwortliche NB ist, ist der nachgelagerte NB verpflichtet, diese Daten einschließlich ggf. zusätzlicher Informationen zur marktgebietsscharfen Allokation dem vorgelagerten NB zur Verfügung zu stellen.

5.5.5.1 Allokation von Netzkopplungspunkten bei Instandhaltungsmaßnahmen nach § 24 KoV

Mit Kenntnis über eine Maßnahme nach § 24 KoV (Instandhaltung sowie Neubau-, Änderungs- und Erweiterungsmaßnahmen) übermittelt der vorgelagerte NB folgende Informationen in Textform an den nachgelagerten NB sowie im Fall einer Ersatzversorgung bzw. Versorgung aus einem anderen Marktgebiet an den MGV.

a) Informationen des vorgelagerten an den nachgelagerten NB:

- betroffene Netzkopplungspunkte,
- Höhe der vertraglich nicht einzuhaltenden Kapazität,
- Beginn und voraussichtliche Dauer der Maßnahme,
- bei Maßnahme, die zu veränderten Allokationen im Netzkonto führt und bei Ersatzversorgung ggf. Info, dass der MGV informiert wurde.

b) Informationen des vorgelagerten NB an den MGV:

- Beginn und voraussichtliche Dauer der Maßnahme bzw. Ersatzversorgung,
- Nummer des betroffenen Netzkontos.

Dies ist Voraussetzung damit der nachgelagerte NB alle notwendigen Anpassungen wie z. B. eine temporäre Netzabschaltung, den Bau bzw. die Aktivierung von Stationsumgängen, die Anpassung von Allokationsregeln, die Abstimmungen mit den Anschlusskunden, den TK oder weiteren nachgelagerten NB vornehmen kann.

Im Falle von Maßnahmen nach § 24 KoV müssen die bilanzierungsrelevanten Netzkopplungspunktmengen erfasst werden. Dabei unterscheidet man zwei Fälle:

a) Erfassung der Entry-NKP-Allokationen bei Teil-/Versorgung über andere Netzkopplungspunkte

Durch die Versorgung über andere Netzkopplungspunkte entsteht bei einer Maßnahme nach § 24 KoV keine Unter- oder Überversorgung bei den betroffenen Netzen. Die Maßnahme hat keine Auswirkung auf die Allokationsmeldungen für Bilanzkreise. Die Auswirkungen auf die Entry-NKP-Allokation werden in den nachfolgenden Varianten beschrieben. Ggf. können Auswirkungen auf andere Prozesse und Berechnungen (z. B. Brennwertermittlung und Folgeprozesse) entstehen. Generell ist zwischen den zwei folgenden Varianten zu unterscheiden:

Variante 1: Das fehlende Gas fließt über andere Netzkopplungspunkte des gleichen Marktgebietes.

In diesem Fall gibt es bei summarischer Betrachtung grundsätzlich keine Auswirkungen in der EntryNKP-Allokation bzw. in der Bilanzierung beim MGV (Bilanzkreise und Netzkonten).

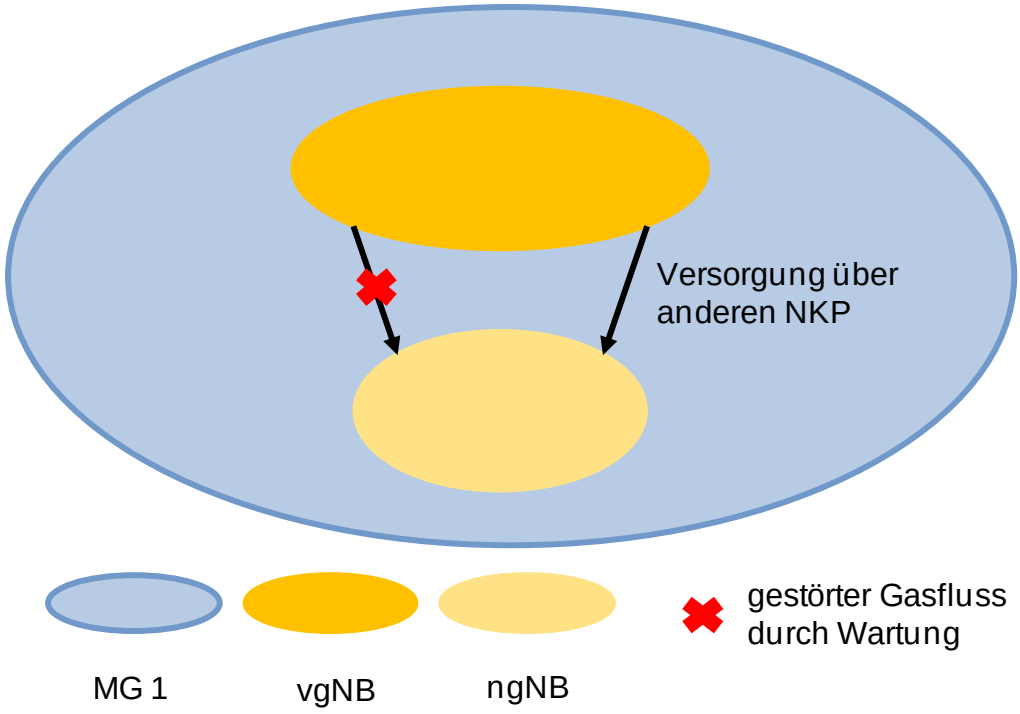


Abbildung 24: Versorgung über andere NKP im gleichen Marktgebiet

Variante 2: Das fehlende Gas fließt ganz oder teilweise über Netzkopplungspunkte eines anderen Marktgebietes.

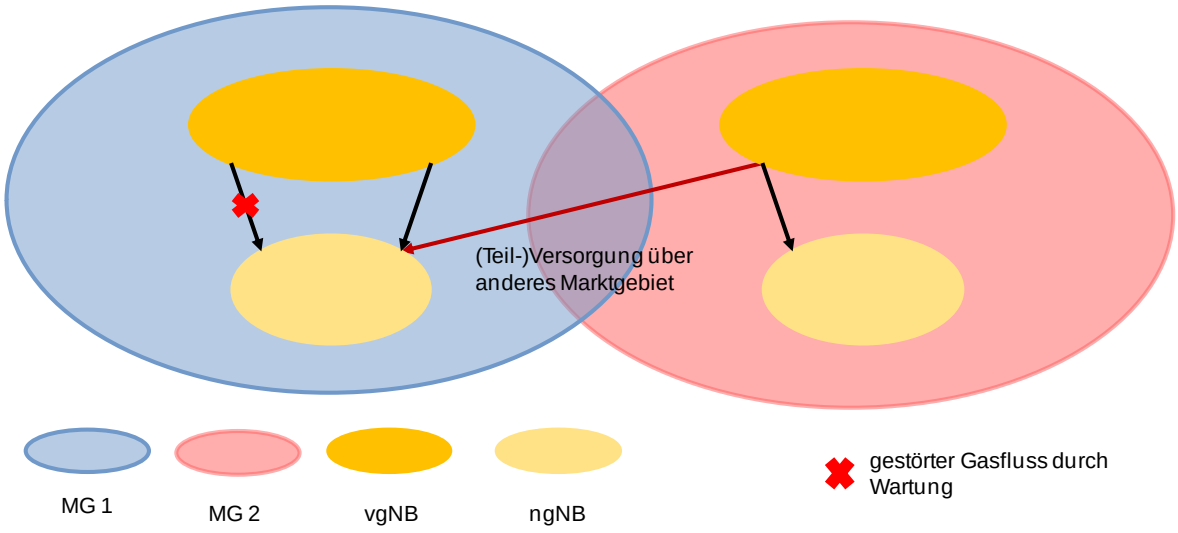


Abbildung 25: Teil-/Versorgung über andere NKP im anderen Marktgebiet

Auch in diesem Fall gibt es bei summarischer Betrachtung über beide Marktgebiete grundsätzlich keine Auswirkungen in der Entry-NKP-Allokation bzw. in der Bilanzierung beim MGV (Bilanzkreise und Netzkonten). Die Entry-NKP-Allokation je Marktgebiet kann jedoch in der Höhe abweichen vom Normalbetrieb. Bei Versorgung nur noch aus einem Marktgebiet sind die Entry-NKP-Allokationen für das andere Marktgebiet für den Zeitraum der Maßnahme null. Zunächst auftretende Abweichungen im Netzkonto je Marktgebiet werden durch die aggregierte Betrachtung der Netzkontosalden über beide Marktgebiete ausgeglichen (vgl. Kap. 11).

b) Erfassung der Netzkopplungspunktmengen bei Ersatzversorgung

Eine Ersatzversorgung während einer Maßnahme nach § 24 KoV hat grundsätzlich keinen Einfluss auf die Nominierungen der Bilanzkreisverantwortlichen (Aufgrund einer Ersatzversorgung erfolgt auch keine Anpassung von Deklarationen und Allokationen für Bilanzkreise bzw. Subbilanzkonten.) oder die Entry-NKP-Allokation und Allokationsmeldungen für Bilanzkreise an den MGV (Meldung der gemessenen Werte; falls durch die Maßnahme kein Gas fließt, ergibt sich dort ein Null-Lastgang). Die Einspeisung aus Ersatzversorgung wird als Zeitreihentyp „Entry Flüssiggas“, auf das Netzkonto des NB, der mit der Ersatzversorgung aufgespeist wird, allokiert.

Damit werden Schiefstände in den Netzkonten des vor- und nachgelagerten NB aufgrund der Ersatzversorgung vermieden. Außerdem sind damit grundsätzlich alle Zeitreihen für die MMMA vorhanden.

Erfolgt aufgrund von Maßnahmen gemäß § 24 KoV Ziffer 1 eine nicht leitungsgebundene Ersatzversorgung, werden dem nachgelagerten NB durch den MGV die Kosten für die eingespeiste Ersatzversorgungsmenge in Höhe des täglichen Differenzmengenpreises über den Zeitraum der Ersatzversorgung erstattet und entsprechend als externe Regelenergiekosten durch Anwendung des jährlichen Verteilungsschlüssels anteilig auf das SLP- und das RLM-Bilanzierungskonto gebucht. Der Begriff "nicht leitungsgebundene Ersatzversorgung" aus § 24 KoV ist hinsichtlich der netztopologischen Einbindung weit zu verstehen, d.h. es ist nicht erforderlich, dass die Ersatzversorgung lediglich im betroffenen nachgelagerten Netz angeschlossen wird; maßgeblich ist, dass es sich um Ersatzversorgung handelt.

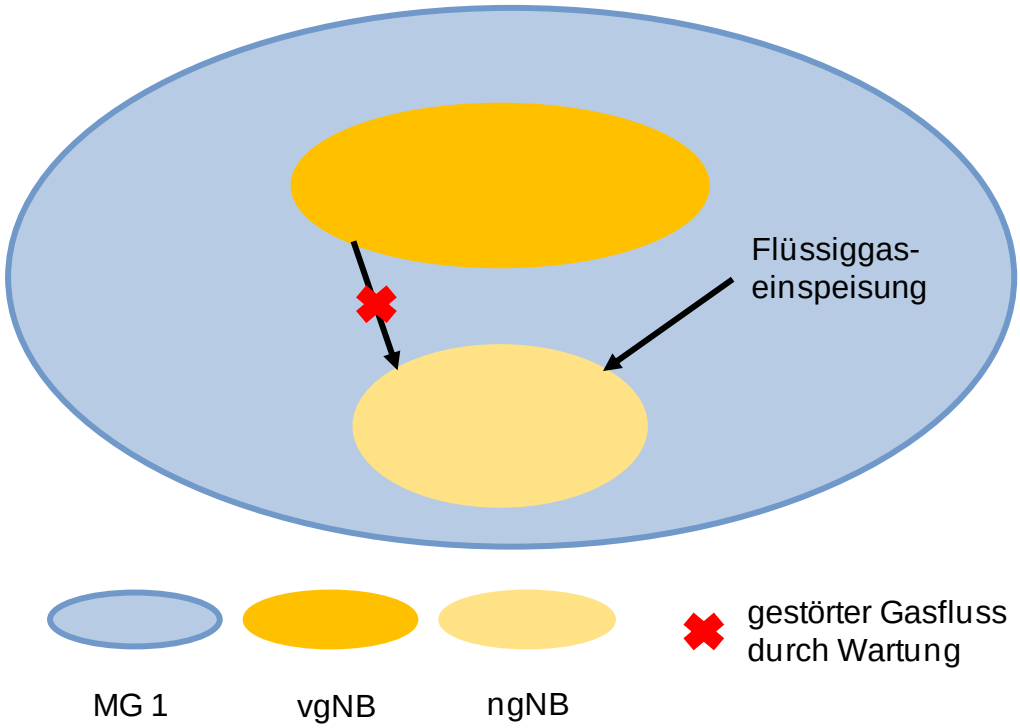


Abbildung 26: Ersatzversorgung

5.5.6 Allokation im Falle eines Marktgebietswechsels eines (Teil)-Netzes

Die FNB können Netzkopplungspunkte zu einem nachgelagerten NB mit einer Vorankündigungsfrist von zwei Jahren und fünf Monaten einem anderen Marktgebiet zuordnen. (siehe KoV, § 5 Ziffer 6).

Sofern der FNB aus zulässigen Gründen die Frist unterschreitet, dürfen Ein- und Ausspeisepunkte für bis zu zwei Jahre und vier Monate in dem bisherigen Marktgebiet verbleiben. Die

daraus entstehenden Salden, also die in die gesondert benannten BK/SBK allokierten Ausspeisemengen, werden zwischen den beiden MGV entgeltlich ausgeglichen. Dazu wird die allokierte Ausspeisemenge des BK/SBK mit dem Durchschnitt der Differenzmengenpreise des bisherigen Marktgebietes bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr in diesem Zeitraum angewendet.

Die Ankündigungsfrist für den Marktgebietswechsel ist größer als die Vorankündigungsfrist.

- Der vorgelagerte FNB informiert den nachgelagerten NB über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels.
- Der NB informiert spätestens einen Monat nach der Mitteilung durch den vorgelagerten NB alle Transportkunden in seinem Netzgebiet über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels des (Teil-) Netzes.
- Der NB informiert unverzüglich nach der Mitteilung durch den vorgelagerten NB alle betroffenen nachgelagerten NB über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels des (Teil-) Netzes.
- Zum Marktgebietswechseltermin führt der TK den „Prozess Stammdatenänderung“ für die betroffenen Marktlokationen gemäß GeLi Gas durch.

Die Ankündigungsfrist für den Marktgebietswechsel ist kleiner als die Vorankündigungsfrist.

- Der vorgelagerte FNB informiert den nachgelagerten NB über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels.
- Der NB informiert spätestens einen Monat nach der Mitteilung durch den vorgelagerten NB alle Transportkunden in seinem Netzgebiet über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels des (Teil-) Netzes.
- Der NB informiert unverzüglich nach der Mitteilung durch den vorgelagerten NB alle betroffenen nachgelagerten NB über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels des (Teil-) Netzes.
- TK, deren Ein- und/oder Ausspeisepunkte aufgrund von bestehenden Beschaffungsverträgen in dem alten Marktgebiet verbleiben sollen, weisen dies dem NB nach.
- Der TK ordnet ausschließlich diese Marktlokationen einem gesonderten BK/SBK zu. Er teilt diesen BK/SBK dem NB mit. Der NB teilt diesen BK/SBK dem MGV (alt) mit. Wenn in mehreren Netzen ein Marktgebietswechsel durchgeführt werden muss, darf der TK dafür einen gemeinsamen BK/SBK nutzen.
- Im Vorfeld des Marktgebietswechseltermins führt der TK für die betroffenen Marktlokationen die Prozesse gemäß GeLi Gas durch.
- Sofern der TK nicht innerhalb der 4 Wochenfrist die notwendigen Nachweise über die Gültigkeit der Bezugsverträge für die betroffenen Marktlokationen über den Zeitpunkt des Marktgebietswechsels hinaus vorlegt oder der TK diese Punkte nicht einem gesonderten

Bilanzkreis/Sub-Bilanzkonto gemäß der Frist nach GeLi Gas zugeordnet hat, werden diese Marktlokationen zum angekündigten Zuordnungswechseltermin innerhalb des neuen Marktgebietes bilanziert.

- Die letzte Umstellung erfolgt spätestens nach 2 Jahren und 4 Monaten.
- Für den NB wird je Marktgebiet ein Netzkonto geführt.
- Der MGV (alt) aggregiert alle Tagesmengen aller gesonderten BK/SBK. Die Tagesmengen werden mit dem Durchschnitt der Differenzmengenpreise des bisherigen Marktgebietes bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr in diesem Zeitraum multipliziert. Alle Beträge werden aggregiert und 15 Monate nach dem Umstelltermin dem MGV (neu) in Rechnung gestellt. Die nächste Abrechnung erfolgt 12 Monate später, bis alle Marktlokationen auf das neue Marktgebiet umgehängt sind.

5.5.7 Allokation im Falle einer L-/H-Gas-Marktraumumstellung

5.5.7.1 Termine und Allokationsbeispiel

Die Marktraumumstellung ist bei der Allokation zu berücksichtigen.

Maßgebliche Termine sind dabei:

1. Bilanzieller Umstellungstermin:
   Der bilanzielle Umstellungstermin im Rahmen der Marktraumumstellung nach § 4 KoV ist der Monatserste des Monats, ab dem Allokationswerte ausschließlich in H-Gas-Bilanzkreise gemeldet werden.
2. Abgrenzungsstichtag:
   Abgrenzungsstichtag im Zusammenhang der Marktraumumstellung ist der Zeitpunkt, ab dem das H-Gas tatsächlich beim Letztverbraucher ansteht. Dieser Termin wird vom Netzbetreiber für interne Prozesse verwendet (z.B. für die Ablesesteuerung, zur Abgrenzung, zur (Zwischen-)Abrechnung der Energiemengen aus Netznutzung.

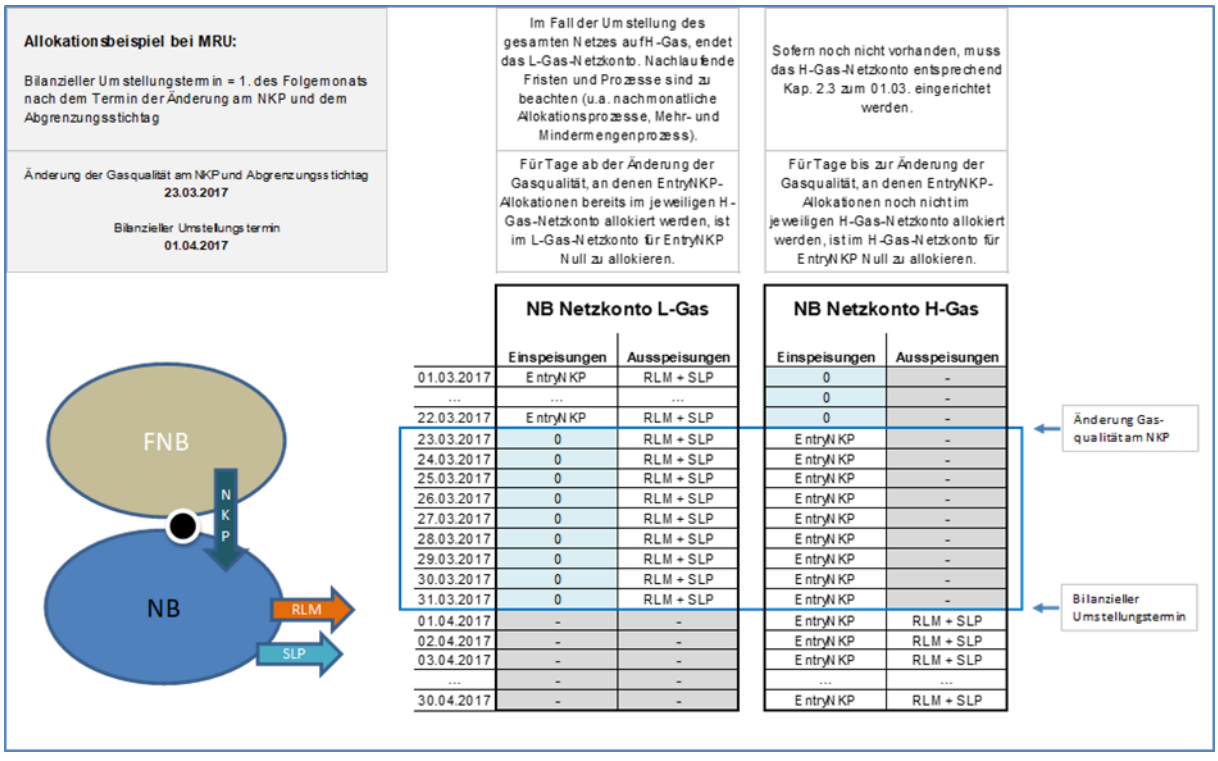
   Der Netzbetreiber bestimmt diesen Termin abhängig von dem Zeitpunkt, an dem durch den Fernleitungsnetzbetreiber am gemeinsamen Netzkopplungspunkt zum direkt dem Fernleitungsnetzbetreiber nachgelagerten Netzbetreiber H-Gas eingespeist wird. Zum Abgrenzungsstichtag bzw. im Zeitraum von 45 Tagen vor bis 31 Tage nach dem Abgrenzungsstichtag muss bei den umstellrelevanten SLP- Marktlokationen die Erfassung des Zählerstandes erfolgen.

Der qualitätsumstellende Netzbetreiber legt den bilanziellen Umstellungstermin in Abhängigkeit von der Terminierung gemäß der Umstellungsplanung auf den ersten Kalendertag des Monats nach dem Abgrenzungsstichtag fest. In dem Fall, dass der Abgrenzungsstichtag auf

einen Monatsersten fällt, können Abgrenzungsstichtag und bilanzieller Umstellungstermin auch auf dem selben Tag liegen. Die zeitliche Abweichung zwischen dem bilanziellen Umstellungstermin und dem Abgrenzungsstichtag sollte nicht mehr als 4 Wochen betragen. Dabei ist insbesondere folgendes zu beachten:

- Die fristgerechte Beantragung und Einrichtung eines H-Gas-Netzkontos, sofern der qualitätsumstellende NB bisher noch keine Allokationen in H-Gas-BK/SBK vornimmt und der MGV noch kein H-Gas-Netzkonto für den NB führt.
- Die Auswirkungen auf den Prozess und die Fristen bei der Zuordnung der bilanzkreisrelevanten Marktlokationen zu H-Gas-BK/SBK (mindestens 2 Monate vor dem bilanziellen Umstellungstermin, siehe Kap. 3.1).
- Die Zuordnung der für das Umstellungsgebiet relevanten NKP zum zugehörigen H- oder L-Gas-Netzkonto bei der Entry-NKP-Allokation.
- Die Meldung der Termine (bilanzieller Umstellungstermin und Zeitpunkt der Änderung der Gasqualität am Netzkopplungspunkt) an den MGV bis spätestens drei Monate vor dem bilanziellen Umstellungstermin, siehe Kapitel 11.4.4.

Folgendes Beispiel verdeutlicht die Allokation im Fall der Marktraumumstellung:



5.5.7.2 Teilbilanz und Verrechnung gemäß § 9 Ziffer 1 f) KoV

Für die Ermittlung der Kosten gemäß § 9 Ziffer 1 f) KoV, die aufgrund der zeitlichen Unterschiede zwischen dem Abgrenzungsstichtag und dem bilanziellen Umstellungstermin entstehen, übersendet der NB dem MGV die Summe der Allokationsdaten der Ausspeisepunkte, bei denen der Abgrenzungsstichtag und der bilanzielle Umstellungstermin auseinanderfällt.

Die Übermittlung erfolgt nach Ablauf der Clearingfristen bis spätestens M+3M auf Tagesbasis für den gesamten Zeitraum, der zwischen Abgrenzungsstichtag und bilanziellem Umstellungstermin liegt, mit dem Formblatt gemäß Anlage 2.

Für Mengen des Zeitreihentyps RLMmT und RLMoT werden bei der Berechnung der Tagessummen die finalen Allokationen auf Basis des Abrechnungsbrennwertes herangezogen.

Die Mengen des Zeitreihentyps SLP werden mit dem finalen Datenstand, d.h. auf Basis der allokierten Werte bzw. gebildeten Ersatzwerte bzw. geclearten Werte, herangezogen.

Allokation im Falle einer L-/H-Gas-Marktraumumstellung
Teilbilanz gem. KoV § 9 (1) f) im Zeitraum zwischen bilanziellem Umstellungstermin und Abgrenzungsstichtag

Netzbetreiber: Musternetzbetreiber

Netzkonto: NCLN007123450000

Umstellgebiet: Mustergebietsname

Bilanzieller Umstellungstermin: 01.04.2017

Abgrenzungsstichtag: 23.03.2017

Allokationsmengen - Vom Netzbetreiber auszufüllen		Regelenergiekosten - vom MGV auszufüllen	
Allokationssumme der umstellrelevanten Marktlokationen Ausfüll-Hinweis: - Einspeisemengen aus vorgelagerten Netzen und Biogas-/ Wasserstoffanlagen sowie Ausspeisemengen an nachgelagerte Netze werden in der Teilbilanz nicht berücksichtigt;		**Tägliche Preisdifferenz zwischen den H-Gas und L-Gas Quality Produkten gem. Rang 2 MOL** Ausfüll-Hinweis: - Bilanzieller Umstellungstermin = 1. des Folgemonats nach dem Abgrenzungs-stichtag, Es ist die Preisdifferenz zwischen L-Gas (Sell) und H-Gas (Buy) heranzuziehen	**Kosten externe Regelenergie** Berechnungs-Hinweis: - Übersteigen die Kosten des MGV die Erlöse, ergibt sich ein Rechnungsbetrag des MGV an den NB; - Übersteigen die Erlöse des MGV die Kosten, ergibt sich ein Gutschriftsbetrag des MGV
Zeitraum **[Gastag]**	**Tagessumme gesamt** **[kWh/d]**	**Tägliche Preisdifferenz** **[€/kWh]**	**Betrag** **[€]**
23.03.2017	179.602	0,0056	1.005,77 €
24.03.2017	196.768	Keine Regelenergie	- €
25.03.2017	184.316	0,0029	534,52 €
26.03.2017	184.608	0,0018	332,29 €
27.03.2017	213.377	0,0022	469,43 €
28.03.2017	242.089	Keine Regelenergie	- €
29.03.2017	182.811	Keine Regelenergie	- €
30.03.2017	209.049	Keine Regelenergie	- €
31.03.2017	186.800	0,0019	354,92 €
Gesamt	**2.958.840**		**2.696,93 €**

Datum: .....

Datum: .....

Abbildung 27: Allokation bei Marktraumumstellung, Allokationsdaten und Regelenergie-Kosten

Der MGV berücksichtigt, ob externe Regelenergie beschafft werden musste und bewertet die Tagesmengen mit der täglichen Preisdifferenz (mengengewichteter Gasdurchschnittspreis)

zwischen den H-Gas und L-Gas Quality Produkten gemäß Rang 2 der Merit-Order Liste der MGV zur Beschaffung externer Regelenergie. Der MGV stellt eine Rechnung an den NB sofern die Kosten die Erlöse übersteigen. Übersteigen die Erlöse die Kosten erstellt der MGV eine Gutschrift für den NB. Die abgerechneten Ausgleichszahlungen berücksichtigt der qualitätsumstellende NB bei seinen umlagefähigen Umstellungskosten.

5.5.8 Allokation Netzpufferfahrweisen und OBA (Zeitreihentypen Entryso und Exitso)

Verfügt ein NB in seinem Netz über einen Netzpuffer, so setzt er diesen Netzpuffer im Rahmen seiner operativen Netzsteuerung mit dem Ziel ein, die innerhalb eines Gastages auftretenden Lastspitzen an den Netzkopplungspunkten bzw. Ausspeisezonen seines Netzes zum vorgelagerten Netz zu glätten und damit die maximale stündliche Einspeiseleistung in sein Netz zu minimieren. Zur Aufnahme von Steuerungsdifferenzen bei Speichern und/ oder GÜP am Verteilnetz kann ein OBA vereinbart sein. Netzpuffer und OBA haben einen Einfluss auf den täglichen Netzkontosaldo. Die Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und OBA-Ständen in dem Netzkonto eines NB kann mittels Entryso und Exitso Allokation in das ggf. hierfür eingerichtete NKBO erfolgen (vgl. Kap. 2.4).

Die Aufpufferung eines Netzes wird über eine stundenscharfe Exitso Allokation, die Abpufferung über eine stundenscharfe Entryso Allokation, gemeldet (Abbildung 29).

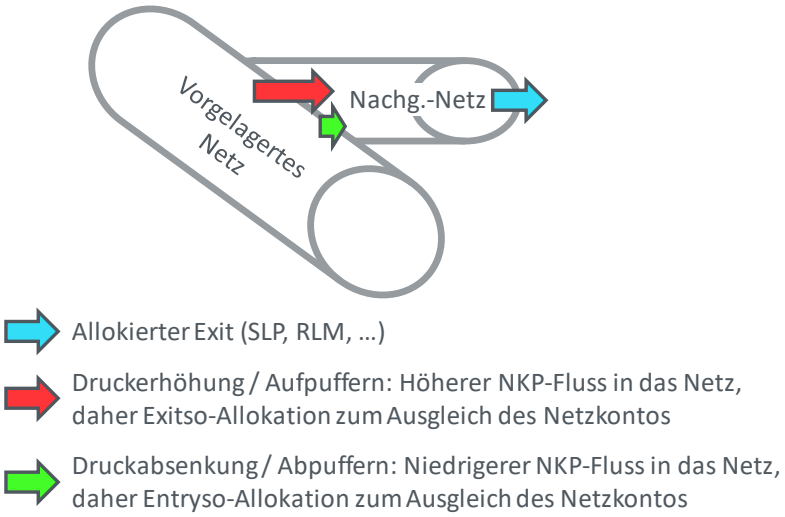


Abbildung 28: NKBO-Allokation bei Netzpuffer

Die Fahrweise eines OBA wird gemäß folgender Fallunterscheidungen gemeldet:

Ist die Messung am Speicher niedriger als die Entryso-Allokation (siehe Abbildung 29, rot) am Speicher (Einspeisung ins Netz), so wird dies über eine stundenscharfe Exitso-Allokation gemeldet.

Ist die Messung am Speicher höher als die Entryso-Allokation (siehe Abbildung 29, grün) am Speicher (Einspeisung ins Netz), so wird dies über eine stundenscharfe Entryso-Allokation gemeldet.

Ist die Messung am Speicher niedriger als die Exitso-Allokation (siehe Abbildung 30, grün) am Speicher (Ausspeisung aus dem Netz), so wird dies über eine stundenscharfe Entryso-Allokation gemeldet.

Ist die Messung am Speicher höher als die Exitso-Allokation (siehe Abbildung 30, rot) am Speicher (Ausspeisung aus dem Netz), so wird dies über eine stundenscharfe Exitso-Allokation gemeldet.

Für Stunden, in denen keine Mengen anfallen, ist der Wert Null zu allokieren. Die Fristigkeiten der Allokationsmeldungen sind analog der Zeitreihentypen Entryso und Exitso zum Zeitpunkt D+1 und M+12WT. Ein Clearing ist nicht möglich.

Auf Nachfrage des MGV muss der NB seine Netzpufferfahrweise und die dazugehörigen Daten zur Verfügung stellen und ggf. darlegen, dass es nicht zu einem missbräuchlichen Einsatz der Netzpuffer- und OBA-Allokationsmeldungen gekommen ist. Sollte eine bilaterale Klärung nicht möglich sein, kann gemäß KoV §50 Ziffer 12 ein unabhängiger Sachverständiger hinzugezogen werden.

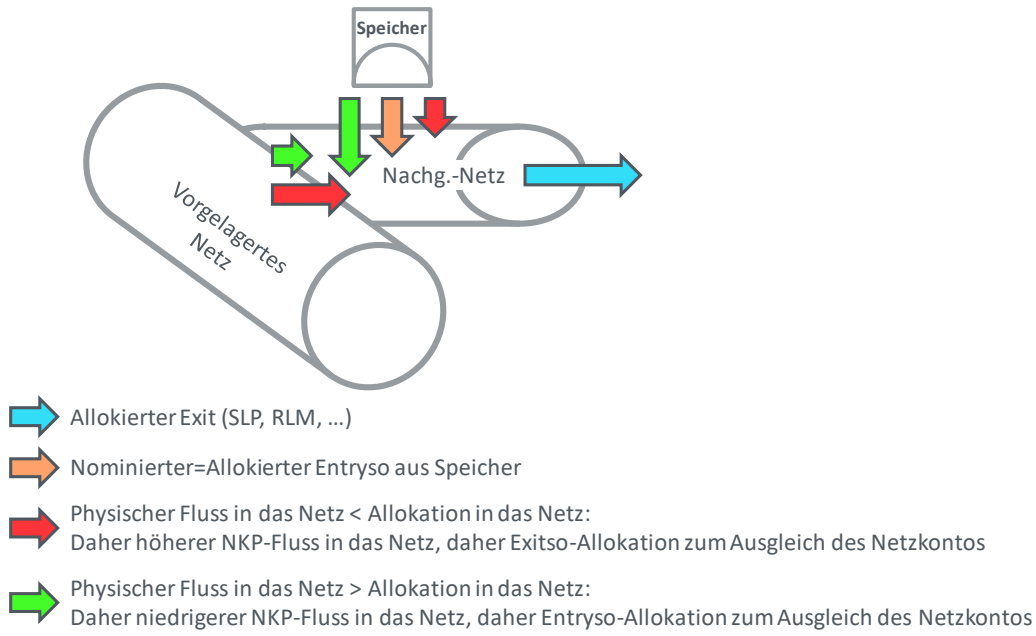


Abbildung 29: NKBO-Allokation bei OBA Ausspeicherung

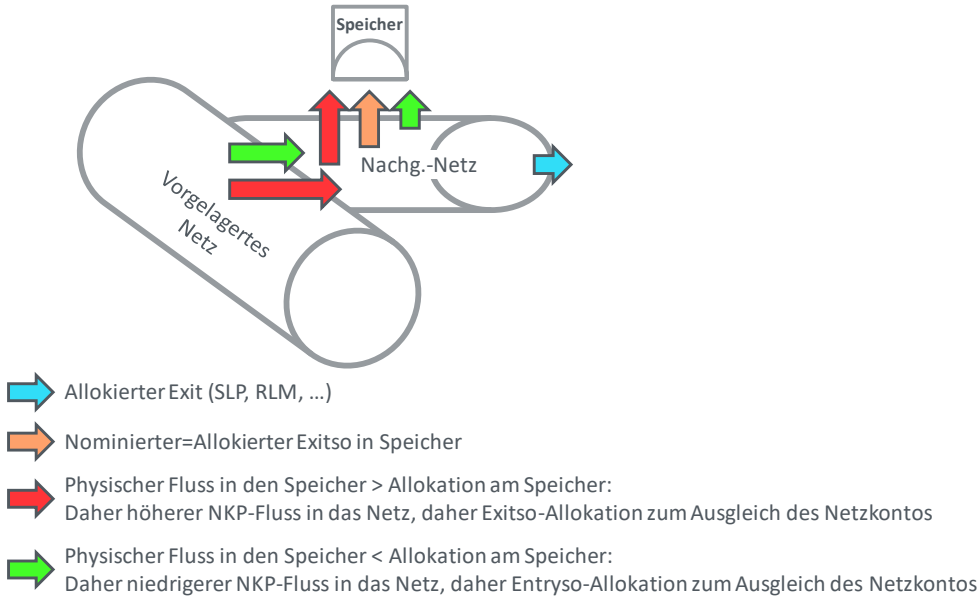


Abbildung 30: NKBO-Allokation bei OBA Einspeicherung

5.6 Ausspeisung von Biogas an Letztverbraucher

Neben der ausschließlichen Belieferung eines Letztverbrauchers mit Biogas gibt es auch eine anteilige Belieferung des Letztverbrauchers mit Biogas in vier Ausprägungen:

Variante 1: Ausschließliche Belieferung mit Biogas. Letztverbraucher können als Marktlokation einem Biogas-Bilanzkreis gemäß GeLi-Gas zugeordnet werden. Die Allokation der Menge erfolgt zu 100 % in den Biogas-Bilanzkreis.

Variante 2: Anteilige Belieferung mit Biogas über drei Bilanzkreise. Marktlokationen – SLP oder RLM – werden in einen Erdgasbilanzkreis eingebracht, in den sowohl Erdgas als auch Biogas per Übertragung über den VHP allokiert werden können.

Die Marktlokationen werden diesem Bilanzkreis zugeordnet und allokiert (= Exit). Der Entry in den Bilanzkreis ergibt sich aus den Nominierungen des Biogas-BKs und des Erdgas-BK.

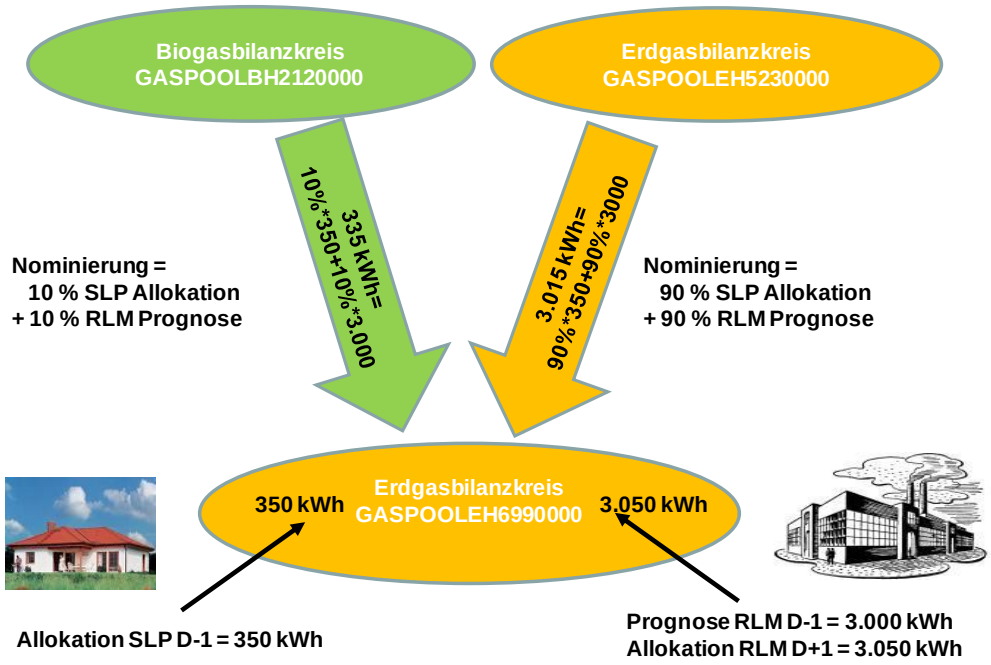


Abbildung 31: Biogasmischlieferung mit 2 nominierenden Bilanzkreisen

Der Bilanzkreis erhält keine Biogasflexibilität. Sofern in diesem Bilanzkreis nur SLP- Marktlokationen abgewickelt werden, besteht für die Nominierungen kein Ausgleichsenergierisiko, der Allokationswert ist immer am Tag D-1 bekannt. Je nach gewünschter Produktaufteilung beim Endkunden nominieren die BKV die Mengen. Falls es sich bei den Verantwortlichen der Bilanzkreise um mehrere BKV handelt, muss der BKV des Bilanzkreises, in den sowohl Erdgas als auch Biogas per Übertragung über den VHP allokiert werden können, die Informationen an die anderen BKV weitergeben, so dass die Nominierungen erstellt werden können.

Zahlen-Beispiel:

Produkt mit 10 % Biogas

+ SLP-Allokation bei 350 kWh

+ RLM-Prognose 3.000 kWh, RLM-Allokation 3.050 kWh

- Nominierung D-1 aus dem Biogas-Bilanzkreises
GASPOOLBH2120000 10 % * 350 kWh + 10 % * 3.000 kWh = 335 kWh

- Nominierung D-1 aus dem Erdgas-Bilanzkreises
GASPOOLEH5230000 90 % * 350 kWh + 90 % * 3.000 kWh = 3.015 kWh

= der Tagessaldo im Erdgasbilanzkreis, in den Erdgas und Biogas als Entry allokiert wurden, liegt bei 50 kWh

Variante 3: Belieferung über einen UBK

In dieser Variante wird die Biogasmenge wie zuvor täglich nominiert. Der Erdgasanteil im Bilanzkreis, in den sowohl Erdgas als auch Biogas per Übertragung über den VHP allokiert werden können, muss nicht nominiert werden. Der tägliche Saldo wird auf den verbundenen Erdgasbilanzkreis übertragen. Der Bilanzkreis, in den sowohl Erdgas als auch Biogas per Übertragung über den VHP allokiert werden können, wird mit einem Erdgasbilanzkreis verbunden.

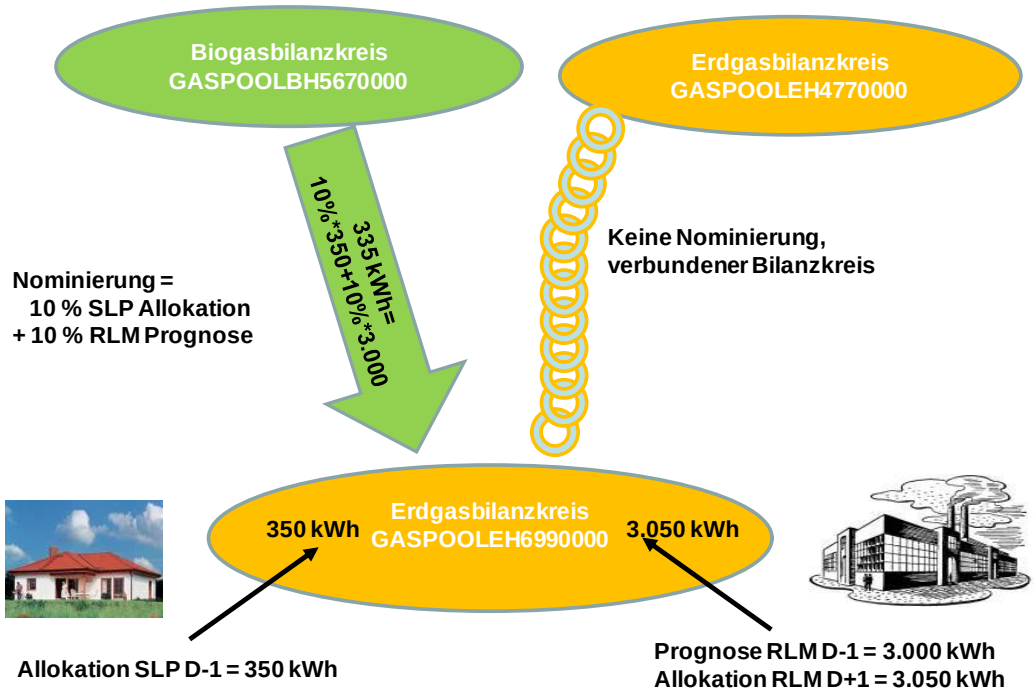


Abbildung 32: Biogasmischlieferung mit einem verbundenen Bilanzkreis

Variante 4: Belieferung mit Erdgas und Biogas über nur eine Marktlokation.

In Konstellationen, in denen die Ausspeisung gleichzeitig sowohl an Biogas- sowie an Erdgasabnahmestellen über nur einen Netzanschluss erfolgt (z. B. Biogas-BHKW und Erdgas-Spitzenlastkessel), können der NB und der Letztverbraucher vereinbaren, dass die Messung physisch an einem Gesamtzähler vorgenommen wird. Der Gesamtzähler gilt in diesem Fall als Marktlokation. Damit erfolgt die Belieferung mit Biogas und Erdgas in dieser Variante über einen gemeinsamen Zähler, der auch als Mess- und Steuereinrichtung gilt. Für Art, Zahl, Größe und Betrieb ggf. weiterer, dem Gesamtzähler nachgelagerter Mess- und Steuereinrichtungen ist der Letztverbraucher verantwortlich.

Die Marktlokation.wird einem Erdgasbilanzkreis zugeordnet und dort allokiert (= Exit). Der Entry in den Bilanzkreis ergibt sich aus den Nominierungen des Biogas-BKs und des Erdgas-BK.

Die Marktlokation (Zähler gesamt) wird durch den NB bilanziell und netznutzungsseitig wie jede andere SLP- oder RLM- Marktlokation. abgewickelt (inkl. MMMA). Der Bilanzkreis erhält keine Biogasflexibilität.

Im Übrigen gelten die Ausführungen zu Variante 2 und 3.

6 Ermittlung der Bilanzkreisstatus und Anreizsystem

Der MGV ermittelt für den BK die Bilanzkreisstatus. Diese teilen sich in folgende vier unterschiedliche Bereiche auf:

- Status bezogen auf die endgültig zugeordneten Mengen, ermittelt auf Basis der mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten Mengen (BKSALDABR)
- Status bezogen auf die tägliche Ausgleichsenergie, ermittelt auf Basis der mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten Mengen (BKSALD)
- Status bezogen auf die Differenzmengen, ermittelt als Differenz zwischen den mit Abrechnungsbrennwert und mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten endgültig zugeordneten Mengen (BKRLMDIF)
- Status bezogen auf die untertäglichen Verpflichtungen (BKKUM, BKTOL, UETOL, BKFLEX).

6.1 Ermittlung der Bilanzkreisstatus

Der MGV ermittelt täglich für jeden BK für den vorangegangenen Gastag sowie nachmonatlich für den Liefermonat auf Tagesbasis die stündlichen Bilanzkreisstatus. Für die tägliche Berechnung werden die an D+1 vorliegenden Stundenwerte der in Kap. 2.11 aufgeführten Entry- und Exitzeitreihen des jeweiligen BK inkl. dessen SBK verwendet. Für die nachmonatliche Berechnung werden die an M+15, bzw. nach Durchführung eines Clearings vorliegenden Stundenwerte der in Kap. 2.11 aufgeführten Entry- und Exitzeitreihen des jeweiligen BK inkl. dessen SBK verwendet.

Die Vorzeichenkonvention ist immer Einspeisung minus Ausspeisung.

Der MGV übermittelt die vorläufigen BK-Status für den Tag D am Tag D+1, bis spätestens 16:30 Uhr, an den BKV. Am Tag M+15 WT und zum Zeitpunkt der Rechnungslegung übermittelt der MGV sowohl den endgültigen BK-Status für den kompletten Monat basierend auf den mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten Mengen als auch die Ausgleichsenergiepflichtige Menge, basierend auf den mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten RLM-Mengen und die Differenzmengen (Abweichung zwischen mit Bilanzierungsbrennwert und Abrechnungsbrennwert umgewerteten RLM-Mengen). Zu Details über den Versand und Formate der verschiedenen ZRT siehe Kap.2.11 .

+ ∑ ENTRY	H-Gas RBK Orangegas		- ∑ EXIT
ENTRY SO	3765	2400	EXIT SO
		960	SLPana
		410	RLMoT (BBW)
		425	RLMoT (ABW)
BKSALD	-5		
BKSALDABR	-20		

Abbildung 33: Beispiel Berechnung BKSALD und BKSALDABR

Für die Berechnung der ausgleichsenergiepflichtigen Menge eines einzelnen Bilanzkreises werden die stündlichen Einspeisemengen in den Bilanzkreis mit der Summe der jeweiligen stündlichen Ausspeisungen aus dem Bilanzkreis verglichen. Für die Ausspeisemengen zu RLMmT- und RLMoT-Entnahmestellen werden für diese Berechnung mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Mengen herangezogen. Die ausgleichsenergiepflichtige Menge ergibt sich als kumulierter Wert der stündlichen Differenzmengen des Bilanzkreises.

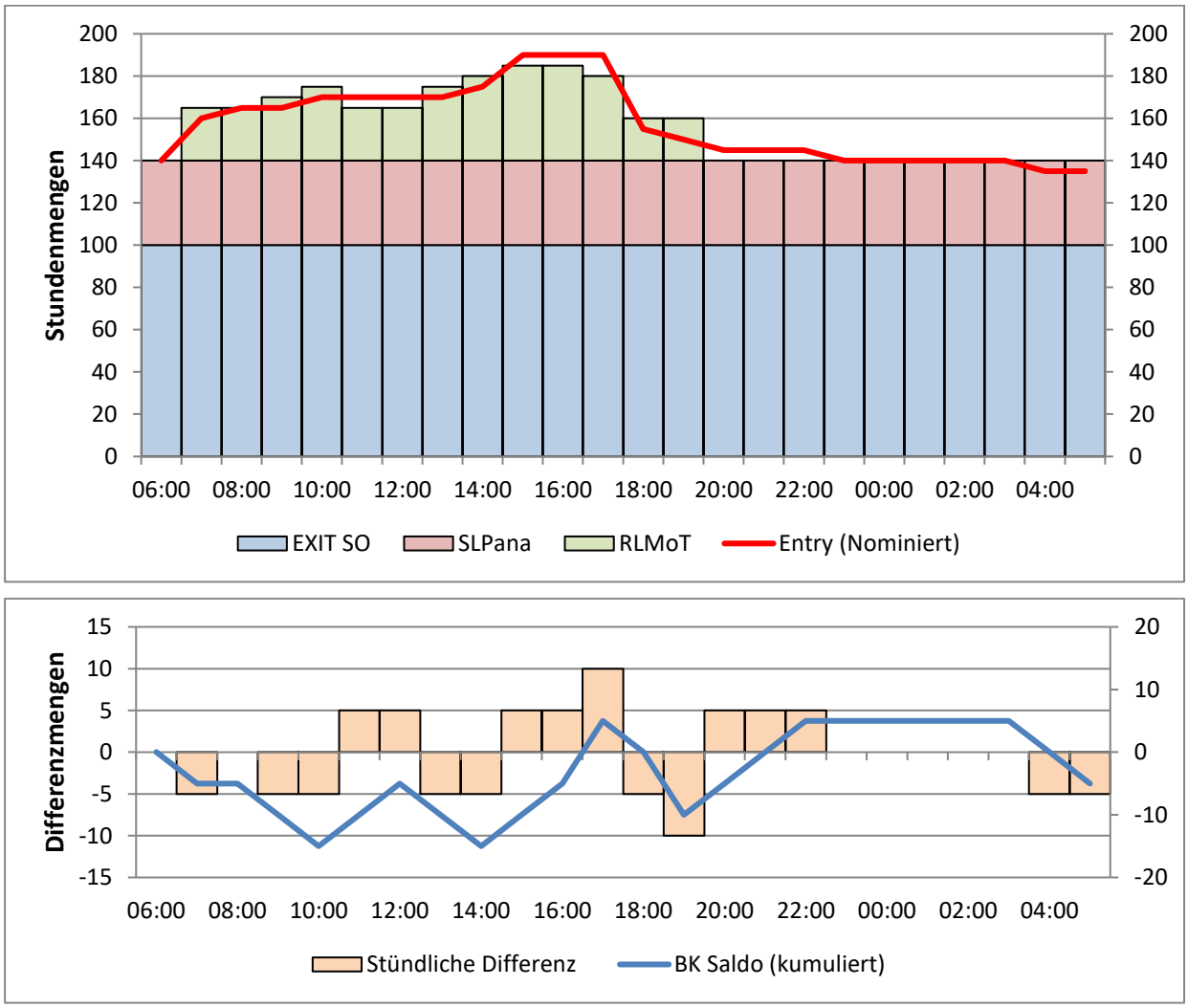


Abbildung 34: Schema Stundenmengen und Differenzmengen

Für SBK wird kein Bilanzkreisstatus berechnet. Für die Berechnung der ausgleichsenergiepflichtigen Differenzmenge eines Rechnungsbilanzkreises werden Bilanzkreissalden von untergeordneten Bilanzkreisen wie folgt berücksichtigt.

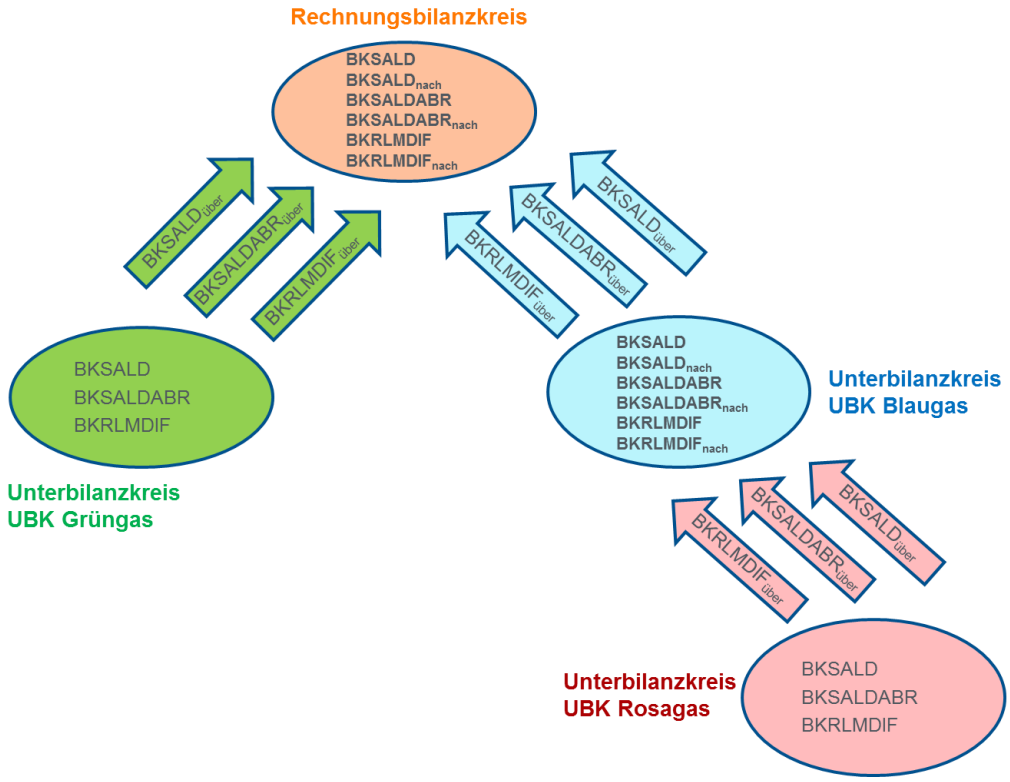


Abbildung 35: Kaskadische Bilanzkreiskonstruktion – Saldozeitreihen

Falls ein BK/RBK mit einem UBK verbunden ist, erhält der übergeordnete BK/RBK eine „über“-Zeitreihe im Format TRANOT und eine aggregierte „nach“-Zeitreihe im Format IMBNOT:

BKSALDnach = BKSALD + BKSALDüber

BKSALDABRnach = BKSALDABR + BKSALDABRüber

BKRLMDIFnach = BKRLMDIF + BKRLMDIFüber

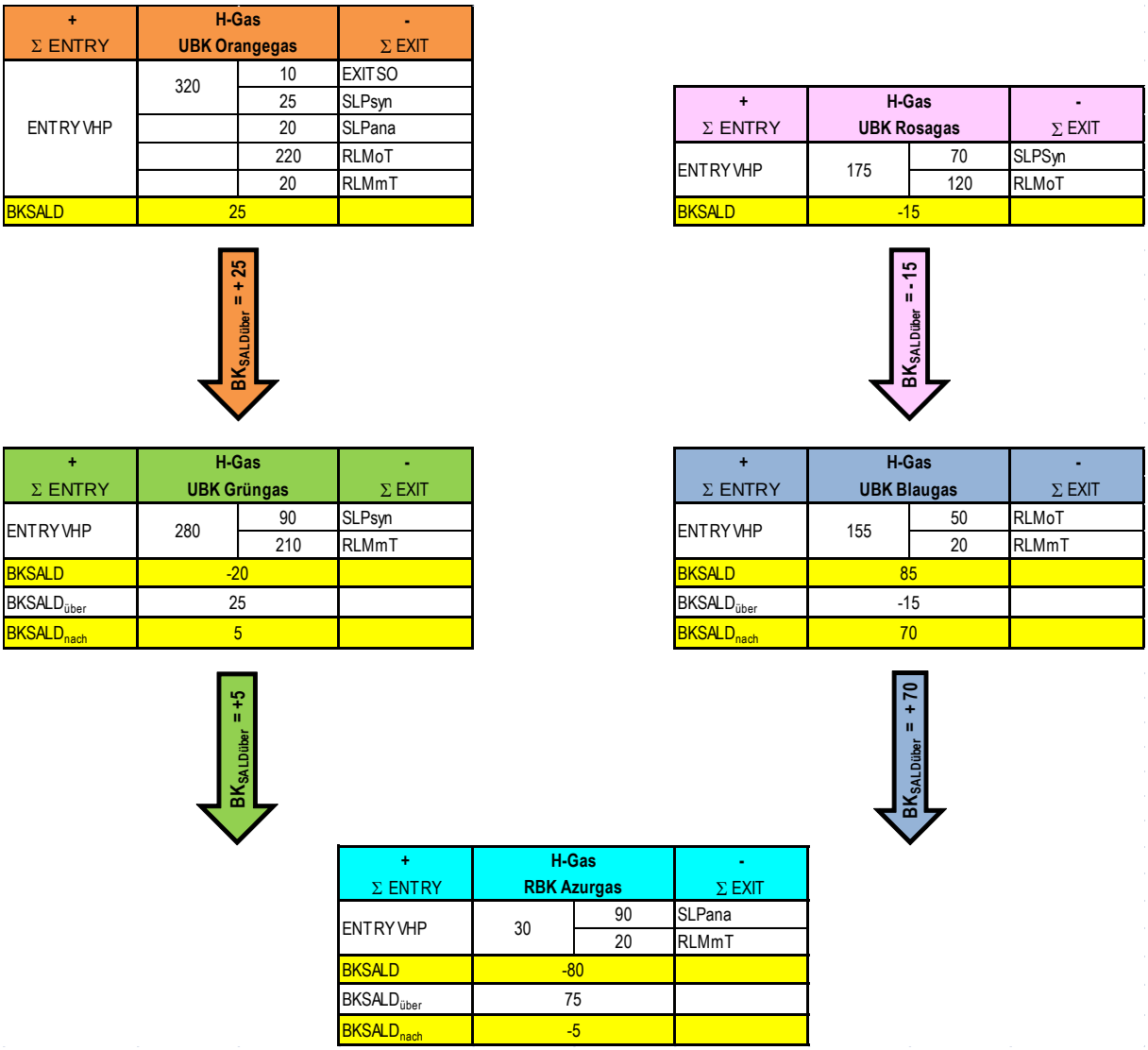


Abbildung 36: Beispiel für die kaskadische Bilanzkreiskonstruktion einer Gasqualität

6.2 Untertägige Verpflichtungen für Erdgasbilanzkreise

Im Rahmen des untertägigen Anreizsystems saldiert der MGV in jeder Stunde alle allokierten Ein- und Ausspeisungen je Rechnungsbilanzkreis. Etwaige Salden (Abweichungen pro Stunde zwischen Ein- und Ausspeisungen) werden über den Gastag kumuliert betrachtet. Für die kumulierte Abweichung hat der BKV, unter Berücksichtigung einer ZRT-abhängigen Toleranz, einen Flexibilitätskostenbeitrag in Euro je MWh an den MGV zu zahlen. Die Toleranz ergibt sich aus der Aggregation der ausgespeisten Tagesmenge gleichverteilt für den gesamten Gastag. Der Flexibilitätskostenbeitrag wird allerdings nur vom MGV gegenüber dem

BKV des Rechnungsbilanzkreises erhoben, wenn durch einen gegenläufigen Regelenergieeinsatz Kosten für das Marktgebiet entstanden sind. Untertägige Verpflichtungen finden auf Biogas-BK keine Anwendung.

Die Berechnung der Toleranzen und des Flexibilitätskostenbeitrags erfolgt auf Rechnungsbilanzkreisebene. Dabei werden die kumulierten stündlichen Salden zwischen Ein- und Ausspeisungen aller untergeordneten Bilanzkreise mit dem kumulierten stündlichen Saldo zwischen Ein- und Ausspeisungen des Rechnungsbilanzkreises verrechnet. Des Weiteren erfolgt eine Meldung der sich aus untergeordneten Bilanzkreisen ergebenden Toleranzen und des kumulierten Betrags der stündlichen Überschreitungen an übergeordnete Bilanzkreise.

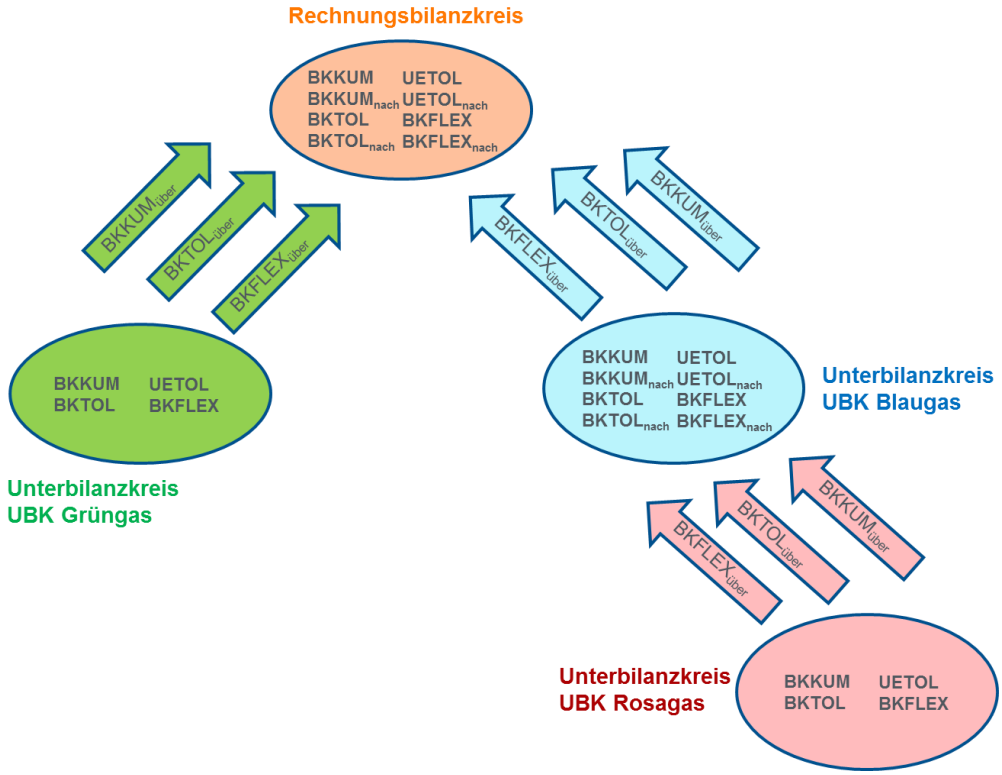


Abbildung 37: Kaskadische Bilanzkreiskonstruktion – Zeitreihen Untertägige Verpflichtung

6.2.1 Ermittlung von Toleranzen für Zeitreihentypen

Der MGV ermittelt Toleranzen auf Basis der in den BK allokierten RLM-Zeitreihentypen RLMmT und RLMoT. Relevant ist nur die allokierte, ersatzwertkorrigierte und mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Entnahmemenge in einen BK.

Für alle RLM- Marktlokationen (RLMmT und RLMoT) wird eine Toleranz in Höhe von + / - 7,5 % der je BK aggregierten ausgespeisten Tagesmenge auf jede Stunde innerhalb des ganzen Gastages gleichverteilt („Toleranzband“).

6.2.2 Berechnung der Flexibilitätskosten

Die Menge, für die der Flexibilitätskostenbeitrag zu entrichten ist, wird als „bilanzielle Flexibilitätsmenge“ bezeichnet. Die bilanzielle Flexibilitätsmenge wird richtungsunabhängig addiert, d. h. stündliche Über- und Unterspeisungen werden – nach Abzug einer eventuell gewährten Toleranz – dem Betrag nach durch den MGV addiert.

- Die Flexibilitätskosten für den BKV ergeben sich aus dem Flexibilitätskostenbeitrag multipliziert mit der bilanziellen Flexibilitätsmenge.
- Der Flexibilitätskostenbeitrag errechnet sich aus den Kosten der Flexibilitätsregelenergiemenge dividiert durch die Menge an Flexibilitätsregelenergie.
- Die Kosten der Flexibilitätsregelenergie wiederum ergeben sich als Differenz zwischen dem mengengewichteten Durchschnittspreis der Regelenergieeinkäufe abzüglich des mengengewichteten Durchschnittspreises der Regelenergieverkäufe multipliziert mit dem kleineren Betrag der gegenläufigen Regelenergiemengen.
- Die Menge der Flexibilitätsregelenergie ergibt sich aus dem kleineren Betrag der gegenläufig über MOL Rang 1 beschafften Regelenergiemenge multipliziert mit zwei, da die Menge einmal verkauft und einmal gekauft wurde.

Die MGV erheben nur an den Tagen einen Flexibilitätskostenbeitrag, an denen im Marktgebiet ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz (Einkauf und Verkauf von Regelenergie) über MOL Rang 1 vorgelegen hat und dem MGV hierdurch Kosten entstanden sind. An Gastagen, an denen diese beiden Kriterien nicht erfüllt werden, ist kein Flexibilitätskostenbeitrag zu erheben.

6.2.3 Beispiel zur Berechnung der Flexibilitätskosten

In dem Folgenden Beispiel werden die erforderlichen Schritte zur Berechnung der Flexibilitätskosten zwischen MGV und BKV dargestellt.

Abbildung 38 stellt das zugehörige Zahlenbeispiel dar.

Schritt I. (Ermittlung von Ein- und Ausspeisungen):

- Die Tagessummen der bilanzkreisrelevanten Ein- und Ausspeisungen werden je BK durch den MGV ermittelt (BKSALD).

Schritt II. (Ermittlung kumulierter Bilanzkreis-Saldo):

- Bezogen auf die Tagessumme der RLM Ausspeisemengen (RLMmT und RLMoT) erhält der BKV je Stunde eine Toleranz i.H.V +/- 7,5 Prozent.
- Dadurch steht dem BKV ein stündliches Toleranzband in gleicher Höhe für den gesamten Gastag zur Verfügung (BKTOL).

- Zudem ermittelt der MGV für jede Stunde innerhalb eines Gastages den Saldo aus Ein- und Ausspeisungen innerhalb des BK und kumuliert die BK-Salden bis zum Ende des Gastages (BKKUM).

Schritt III. (bilanzielle Flexibilitätsmenge):

- Für die jeweiligen Stunden in denen die kumulierten BK-Salden oberhalb des Toleranzbandes liegen (UETOL), werden die Überschreitungsmengen bis zur Toleranzhöhe als bilanzielle Flexibilitätsmenge erfasst.
- Die bilanziellen Flexibilitätsmengen je Stunde werden bis zum Ende des Gastages kumuliert (BKFLEX). Eine Unterschreitung des Toleranzbandes führt hingegen nicht zu einer Reduzierung der kumulierten bilanziellen Flexibilitätsmengen.

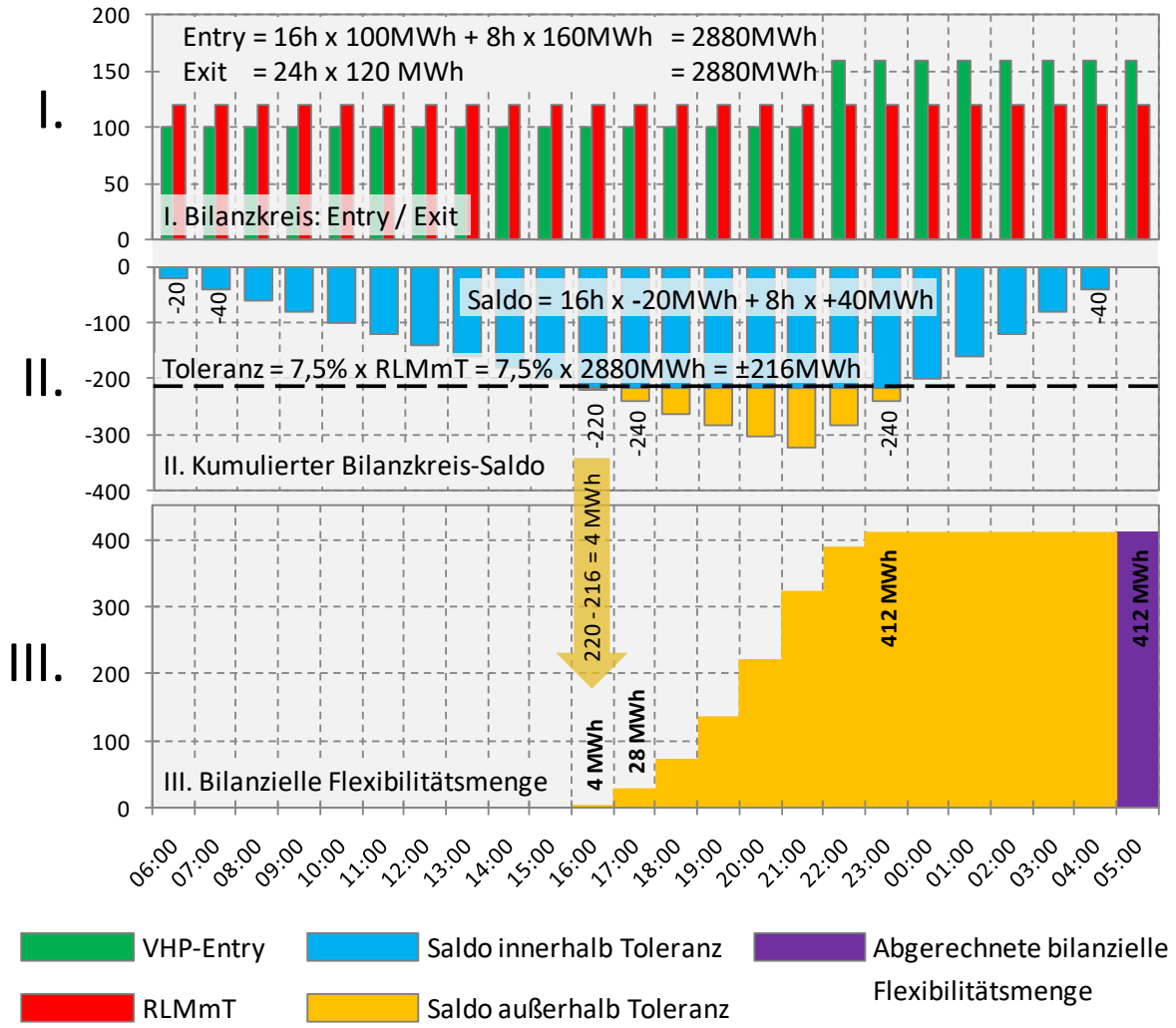


Abbildung 38: Ermittlung der bilanziellen Flexibilitätsmenge

Schritt IV. (Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrages; siehe Abbildung 39)

- Der MGV berechnet das Minimum aus An- und Verkaufsmenge von externer Regelenergie im MOL Rang 1 an einem Gastag und multipliziert dies mit zwei zur Ermittlung der Menge der Flexibilitätsregelenergie.
- Zur Ermittlung der Kosten der Flexibilitätsregelenergie wird das Minimum aus An- und Verkaufsmenge jeweils mit dem mengengewichteten Durchschnittspreis für Ankäufe und dem mengengewichteten Durchschnittspreis für Verkäufe multipliziert und die so ermittelten anteiligen Erlöse der Regelenergie von den anteiligen Kosten für Regelenergie abgezogen.
- Der Flexibilitätskostenbeitrag berechnet sich aus den Netto-Kosten für Flexibilitätsregelenergie dividiert durch die Flexibilitätsregelenergiemenge.

Tag D	Preis	Regelenergiemenge	Kosten (+) / Erlöse (-)
Kauf	30 €	250 MWh	7.500 €
Kauf	50 €	250 MWh	12.500 €
Zwischensumme Kauf		**500 MWh**	**20.000 €**
Verkauf	25 €	- 60 MWh	1.500 €
Verkauf	12,5 €	- 40 MWh	500 €
Zwischensumme Verkauf		**- 100 MWh**	**2.000 €**

Menge Flexibilitäts-Regelenergie: 2*Minimum(500, -100) = 2*100 = 200 MWh

Kosten Flexibilitäts-Regelenergie: 100 * (20.000 / 500) - 100 * (2.000 / 100) = 100 * (40) - 100 * (20) = 4.000 - 2.000 = 2.000 €

Flexibilitätskostenbeitrag: **Kosten** / **Menge** = 2.000 € / 200 MWh = **10 €/MWh**

Abbildung 39: Berechnung des Flexibilitätskostenbeitrages

Schritt V. (Abrechnung der bilanziellen Flexibilitätsmenge):

- Die sich je Rechnungsbilanzkreis ergebende kumulierte bilanzielle Flexibiltiätsmenge am Ende des Gastages wird vom MGV gegenüber dem entsprechenden BKV mit dem Flexibilitätskostenbeitrag des Gastages abgerechnet.

6.3 Biogasbilanzierung

6.3.1 Bilanzierungszeitraum für Biogasbilanzkreise

Der Bilanzierungszeitraum eines Biogas-BK ist mit max. zwölf Monaten definiert. Spätestens nach zwölf Monaten wird der Bilanzkreis vom MGV abgerechnet. Der Biogas-BK kann jedoch auch über mehrere Bilanzierungszeiträume und dementsprechend über einen längeren Zeitraum genutzt werden.

Es ist möglich, im Biogas-Bilanzkreisvertrag eine Rumpfbilanzierung für die erste Bilanzierungsperiode festzulegen. Der BKV teilt dem MGV im Fristenmonat vor der ersten Biogaseinspeisung oder -ausspeisung das Ende des Bilanzierungszeitraums schriftlich mit bzw. vereinbart dies bereits beim Abschluss des Biogas-Bilanzkreisvertrages.

Aus Gründen der zeitlichen Synchronität mit den Vorgaben des EEG bietet sich das Kalenderjahr als Bilanzierungszeitraum an.

6.3.2 Bilanzierung von RLM-Allokationen für Biogasbilanzkreise

Der NB übermittelt gemäß Kap. 5.5.2 an M+12 WT dem MGV die ALOCAT-Nachrichten für RLM-Allokationen sowohl für den mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang als auch für den mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang.

Der MGV übermittelt die vorläufigen BK-Status für den Tag D am Tag D+1, bis spätestens 16:30 Uhr, an den BKV. Am Tag M+15 WT und zum Zeitpunkt der Rechnungslegung übermittelt der MGV den endgültigen BK-Status für den kompletten Monat basierend auf den mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Mengen.

6.3.3 Übertragung von Flexibilitäten für Biogasbilanzkreise

Nach § 35 Abs. 3 GasNZV gewährte Flexibilitäten im Sinne von besonderen Biogas-Bilanzkreistoleranzen können zwischen Biogas-Bilanzkreisen am VHP und MÜP übertragen werden. Wesentliche Voraussetzungen für die Übertragung von Flexibilitäten sind:

- Beide Bilanzkreise sind Biogas-Bilanzkreise;
- Der Bilanzierungszeitraum beider Biogas-Bilanzkreise endet am gleichen Tag;
- Die max. zulässige übertragbare Flexibilität wird nicht überschritten.

Nur Bio-Rechnungs-BK(RBK) können Flexibilitäten übertragen oder empfangen. Eine Übertragung zwischen Biogas-SBK oder Biogas-UBK ist nicht möglich.

6.3.4 Berechnung der absoluten Flexibilität für Biogasbilanzkreise

Bei Beendigung des Bilanzierungszeitraums eines Biogas-Bilanzkreises und Vorliegen der Abrechnungsdaten (Ende Bilanzierungszeitraum +2M-10WT) ermittelt der MGV den absoluten Betrag der Flexibilität pro Biogas-RBK und teilt sie dem jeweiligen BKV mit. Für die Ermittlung des absoluten Betrages der Flexibilität werden nur physische Biogaseinspeisemengen und/oder physische Wasserstoffeinspeisemengen pro Biogas-RBK berücksichtigt, welche mit den Zeitreihentypen „Entry Biogas“ und/oder „Entry Wasserstoff“ allokiert wurden. Einspeisemengen am VHP, am MÜP oder aus Speichern bleiben für die Ermittlung außen vor. Der absolute Betrag der Flexibilität beträgt 25 % der physischen Einspeisemenge innerhalb des Bilanzierungszeitraums in kWh in den Biogas-Bilanzkreis. Es werden alle physischen Biogas- bzw. Wasserstoffeinspeisemengen in Biogas-SBK auf den zugehörigen Biogas-BK aggregiert. Gleiches gilt für die Aggregation der Biogas-UBK auf den Biogas-RBK. Der MGV verwendet die am Ende des Bilanzierungszeitraums vorliegende Bilanzkreisverbindung zur Berechnung der absoluten Flexibilitäten. Innerhalb von 6 WT nach Ende des Bilanzierungszeitraums +2M-10WT teilt der MGV dem BKV die absolute Flexibilität BIOFLEX in kWh im Format IMBNOT mit.

6.3.5 Regeln der Flexibilitätsübertragung

Der BKV hat die Möglichkeit, seinen Bilanzkreis ohne die Übertragung der Flexibilitäten abrechnen zu lassen oder ab dem Tag +2M-4WT nach Ende des Bilanzierungszeitraums 20 WT lang dem MGV die Höhe der jeweiligen Übertragung der Flexibilitäten mitzuteilen.

- Dazu richtet der MGV für jeden BKV pro Biogas-RBK ein Flexibilitätskonto ein. Dieses Konto enthält tagesscharf den aktuellen Stand der Flexibilität. Der initiale Wert ist die vom MGV zuvor ermittelte absolute Flexibilität.

Gemäß dem BDEW-Leitfaden „Bilanzierung Biogas“, der die Vorschrift des § 35 GasNZV konkretisiert, darf es bei der Übertragung von Flexibilität zwischen Biogas-Bilanzkreisen nicht zu einer Erhöhung des Flexibilitätsrahmens kommen.

Der Bilanzkreisverantwortliche kann innerhalb der 20 WT täglich nur maximal den Tagesstartwert des Flexibilitätskontos an Flexibilität übertragen. Am Ende der 20 WT wird dem BKV der finale Stand des Kontos durch den MGV mitgeteilt. Nach Ablauf dieser Frist werden die Bilanzkreise mit dem dann vorliegenden Endsaldo abgerechnet.

Den jeweiligen Saldo des Flexibilitätskontos teilt der MGV dem BKV innerhalb der 20 WT täglich bis spätestens 21:00 Uhr des Vortrages mit. Dieser Saldo ist der Tagesstartwert des nächsten Tages. Die BKV teilen die gewünschte Übertragung der Flexibilität je abgebenden und aufnehmenden Bilanzkreispaar bis 17:00 Uhr des jeweiligen Tages mit. Der MGV sendet dem BKV pro eingegangene Nachricht eine Empfangsbestätigung. Weiterhin prüft der MGV täglich die eingegangenen Nachrichten mit den nachfolgend beschriebenen Prüfungsschritten (Bedingung 1-6).

1. Die Frist zur Mitteilung von Flexibilitätsübertragungen wird eingehalten.
2. Beide Bilanzkreise sind Biogas-Rechnungs-Bilanzkreise.
3. Der Bilanzierungszeitraum der beiden Biogas-Rechnungs-Bilanzkreise endet am gleichen Tag.
4. Die beiden Biogas-Rechnungs-Bilanzkreisnummern in den korrespondierenden Mitteilungen stimmen überein. Sofern diese Bedingung nicht erfüllt ist, erfolgt eine Kürzung auf null.
5. Die Höhe der mitgeteilten Flexibilitätsübertragung eines Biogas-Bilanzkreispaares muss übereinstimmen Flexüber, ab = Flexüber, auf. Wenn die Werte nicht übereinstimmen, dann wird der höhere Wert eingekürzt auf den geringeren der beiden Werte („lesser rule“).
6. Pro Biogas-Rechnungs-Bilanzkreis muss täglich innerhalb der 20 WT die Summe aller übertragenen Flexibilitäten Flexüber an andere Biogas-Bilanzkreise kleiner oder gleich des jeweiligen Tagesstartwertes der Flexibilität sein.

Sollte eine der ersten drei Bedingungen nicht erfüllt sein, so wird die dazugehörige Flexibilitätsübertragung abgelehnt. Bei Bedingung 4, 5 und 6 findet eine Kürzung der Menge statt.

Sofern eine Nachricht des BKV mindestens eine der ersten drei Bedingungen nicht erfüllt, sendet der MGV an den BKV diesbezüglich eine Ablehnungsmeldung.

Die Bedingungen 1 bis 3 werden direkt beim Eingang der Nachrichten geprüft. Die BKV melden die Flexibilitätsübertragung zwischen zwei RBK mit jeweils einer Nachricht. Als Inhalte müssen die Bilanzierungsperiode, die Bilanzkreiscodes sowie die Übertragungsmenge genannt sein. Eine Nachricht darf nur jeweils eine Flexibilitätsübertragung an einen anderen Bilanzkreis enthalten.

Nachrichten innerhalb eines Tages mit Bezug auf dasselbe RBK-Paar überschreiben sich. Nachrichten mit Bezug auf dasselbe RBK-Paar mit verschiedenen Eingangstagen bleiben separat erhalten und ergänzen sich.

Bei einer Flexibilitätsübertragung zwischen den beiden Marktgebieten tauschen sich die beiden MGV über die beantragten Flexibilitätsübertragungsmengen durch Nachrichten aus. Dazu sendet ein MGV ab 17:00 Uhr dem anderen MGV eine Nachricht mit den jeweils empfangenen Flexibilitätsübertragungen zwischen den Marktgebieten. Der andere MGV prüft die Nachricht auf vorliegende entsprechende Gegennachrichten und erstellt entsprechend eine Antwortnachricht, welche er an den ersten MGV sendet. Inhalte dieser beiden Nachrichtentypen sind neben den Biogas-Bilanzkreiscodes und den Übertragungsmengen auch die Bilanzierungsperioden zur Prüfung der 3. Bedingung. Ebenso wird die Eingangsuhrzeit der Nachricht übermittelt, um die Bildung der Reihenfolge erstellen zu können.

Diese erste Abstimmung zwischen den MGV vervollständigt die Menge an zu verarbeitenden Mitteilungspaaren (Nachricht und korrespondierende Gegennachricht), welche sich aus

Übertragungsvorgängen über den VHP sowie über den MÜP zusammensetzt. Diese Abstimmung hat bis 18:00 Uhr zu erfolgen.

Sollte zu einer eingegangenen Nachricht keine korrespondierende Gegennachricht vorhanden sein, sendet der MGV dem BKV eine Mitteilung über die Verwerfung der eingegangenen Nachricht.

Die Bedingungen 4-6 können erst nach Vorliegen der jeweils korrespondierenden Gegennachricht geprüft werden. Bei ungleichen Übertragungsmengen findet durch den MGV eine Kürzung der abgestimmten Übertragungsmenge gemäß „lesser rule“ statt.

Die MGV verarbeiten die Mitteilungspaare der Flexibilitätsübertragung sukzessive nach der Reihenfolge des Eingangs. Dabei definiert der Eingangszeitpunkt der dazugehörigen Gegennachricht beim MGV die Reihenfolge. Bei der Überschreibung von Nachrichten innerhalb eines Tages gilt der Eingangszeitpunkt der überschreibenden Nachricht. Führt die Mitteilung einer Flexibilitätsabgabe insgesamt zu einer Übertragungsmenge, die höher ist als der Tagesstartwert des abgebenden RBK, wird diese abgelehnt.

Über Ablehnungen, die auch das jeweils andere Marktgebiet betreffen, verständigen sich die MGV durch eine zweite Abstimmung untereinander. Der MGV, aus dessen Marktgebiet die Flexibilität abgegeben wird, informiert hierbei den anderen MGV über die jeweilige Ablehnung. Diese Abstimmung hat bis 19:00 Uhr zu erfolgen. Folgende Mitteilungen werden entsprechend geprüft. Eine Ablehnung einer Mitteilung führt nicht zum vollständigen Stopp des Übertragungsprozesses für den Tag.

Im Falle einer positiven Übertragung der Flexibilität versendet der MGV eine Antwortnachricht an den jeweiligen BKV mit dem übertragenen Flexibilitätswert bis 20 Uhr des jeweiligen Tages, im Falle der Ablehnung erfolgt bis zum gleichen Zeitpunkt eine Mitteilung an den jeweiligen BKV mit einem Übertragungswert von Null. Die Übertragungen werden in der Reihenfolge abgearbeitet in der für eine Meldung beide gegenläufigen Nachrichten eingegangen sind – d. h. die spätere Meldung ist ausschlaggebend.

Die abgelehnte Übertragung kann am Folgetag bei Vorhandensein von ausreichend Flexibilität zu diesem Zeitpunkt wiederholt werden. Die erfolgreiche Übertragung des Vortags darf nicht wiederholt werden da sonst die Flexibilität doppelt übertragen wird. Eine Mitteilung mit einer Übertragungshöhe, die die im Konto vorhandene Flexibilität übersteigt, wird abgelehnt, eine zeitlich dahinter liegende, die noch passt, wird angenommen.

Aus den täglich abgegebenen und aufgenommenen Flexibilitätsübertragungsmengen ergibt sich der nachfolgende neue Tagesstartwert der Flexibilität des jeweiligen Biogas-RBK des nächsten Tages.

Bestehende Biogas Rechnungsbilanzkreisverträge mit Tagesstartwert					
NCG-Sicht			Gaspool-Sicht		
BKV1	NCHBBIO1	160	BKV3	GASPOOLBH1	0
BKV2	NCHBBIO2	10	BKV4	GASPOOLBH2	20

		Nachrichteneingang					
Uhrzeit	**Nachrichtentyp**		**Abgebender BK**	**Aufnehmender BK**		**Abgebender BK**	**Aufnehmender BK**
08:00 Uhr	Nachricht von BKV1		NCHBBIO1 -50	NCHBBIO2 +50			
09:00 Uhr	Nachricht von BKV1		GASPOOLBH2 -10	NCHBBIO1 +10			
10:00 Uhr	Nachricht von BKV1		NCHBBIO1 -100	NCHBBIO2 +100			
10:30 Uhr	Gegennachricht von BKV4					GASPOOLBH2 -10	NCHBBIO1 +10
11:00 Uhr	Gegennachricht von BKV2		NCHBBIO1 -80	NCHBBIO2 +80			
12:00 Uhr	Nachricht von BKV1		NCHBBIO1 -90	GASPOOLBH1 +90			
12:10 Uhr	Gegennachricht von BKV3					NCHBBIO1 -90	GASPOOLBH1 +90
13:00 Uhr	Nachricht von BKV1		NCHBBIO1 -15	GASPOOLBH2 +15			
16:00 Uhr	Gegennachricht von BKV4					NCHBBIO1 -15	GASPOOLBH2 +15

Matchingpaare			
Reihenfolge	**Abgebender BK**	**Aufnehmender BK**	**Kommentar**
1.	GASPOOLBH2 -10	NCHBBIO1 +10	Erstes Paar, bei dem Nachricht und Gegennachricht final vorliegen
2.	NCHBBIO1 ~~-100~~ -80	NCHBBIO2 ~~+100~~ +80	2. Nachricht für dieses Matchingpaar überschreibt die 1. Nachricht, dazu Einkürzung auf 80
3.	NCHBBIO1 ~~-90~~ 0	GASPOOLBH1 ~~+90~~ 0	Tagesstartwert wird überschritten und die Nachrichten werden mit Null bestätigt
4.	NCHBBIO1 -15	GASPOOLBH2 +15	Trotz der Ablehnung der vorherigen Übertragung kann der RBK weiter übertragen

Aus der Übertragung resultierende neue Tagesstartwerte für den nächsten Tag					
NCG-Sicht			Gaspool-Sicht		
BKV1	NCHBBIO1	75	BKV3	GASPOOLBH1	0
BKV2	NCHBBIO2	90	BKV4	GASPOOLBH2	25

Abbildung 40: Beispiel für den Flexibilitätsübertragungsprozess

In Abbildung 40 wird der Flexibilitätsübertragungsprozess beispielhaft dargestellt:

Betrachtet wird ein Tag innerhalb der 20 WT des Übertragungszeitraums. Es existieren je zwei BKV im Marktgebiet NCG, BKV1 und BKV2, sowie im Marktgebiet GASPOOL, BKV3 und BKV4. Jeder BKV hat je einen Rechnungsbilanzkreis.

Die Tagesstartwerte sind bei NCHBBIO1 = 160, NCHBBIO2 = 10, GASPOOLBH1 = 0 sowie bei GASPOOLBH2 = 20.

Der Nachrichteneingang läuft folgendermaßen ab:

- Um 08:00 Uhr sendet BKV1 an NCG eine Übertragungsnachricht für eine Übertragung von NCHBBIO1 nach NCHBBIO2 in Höhe von 50.
- Um 09:00 Uhr sendet BKV1 an NCG eine Übertragungsnachricht für eine Mengenaufnahme von GASPOOLBH2 nach NCHBBIO1 in Höhe von 10.
- Um 10:00 Uhr sendet erneut BKV1 an NCG eine Übertragungsnachricht für eine Übertragung von NCHBBIO1 nach NCHBBIO2 in Höhe von 100. Diese Nachricht überschreibt die 1. Nachricht von 08:00 Uhr.
- Um 10:30 Uhr sendet BKV4 an GASPOOL die Gegennachricht zu der bereits bestehenden Nachricht von BKV1 von 09:00 Uhr in Höhe von 10. Da dieses Nachrichtenpaar als erstes vollständig ist, wird dies am Ende des Zeitfensters für den täglichen Nachrichteneingang um 17:00 Uhr das erste Matchingpaar werden.
- Um 11:00 Uhr sendet BKV2 an NCG die Gegennachricht zu der Nachricht von BKV1 von 10:00 Uhr in Höhe von 80. Beide Nachrichten führen ab 17:00 zu einem Matchingpaar, jedoch nur mit einer Höhe von 80, da gemäß „lesser rule“ auf den kleineren Wert gekürzt wird.
- Um 12:00 Uhr sendet BKV1 an NCG eine Übertragungsnachricht für eine Übertragung von NCHBBIO1 an GASPOOLBH1 in Höhe von 90.
- Um 12:10 Uhr sendet BKV3 an GASPOOL die Gegennachricht zu der Nachricht von BKV1 von 12:00 Uhr in Höhe von 90. Beide Nachrichten führen ab 17:00 Uhr zu einem Matchingpaar. Dieses wird durch NCG ab 17:00 jedoch auf 0 gekürzt, da durch das zweite erfolgreiche Matchingpaar mit einer Übertragungsmenge in Höhe von bestätigten 80 der Tagesstartwert (160) für diesen Tag um 10 überschritten würde. Dabei ist es irrelevant, dass BKV1 zuvor durch das erfolgreiche erste Matchingpaar bereits 10 erhalten hatte. NCG teilt die Ablehnung GASPOOL im Rahmen der zweiten Abstimmung bis 19:00 Uhr mit.
- Trotz der vorherigen Ablehnung kann BKV1 danach noch weiter Flexibilitäten übertragen: Um 13:00 Uhr sendet BKV1 an NCG eine Übertragungsnachricht für eine Übertragung von NCHBBIO1 an GASPOOLBH2 in Höhe von 15.
- Um 16:00 Uhr sendet BKV4 an GASPOOL die Gegennachricht zu der bereits bestehenden Nachricht von BKV1 von 13:00 Uhr in Höhe von 15. Dieses Nachrichtenpaar führt ab 17:00 Uhr zu einem erfolgreichen Matchingpaar mit einer Übertragungsmenge in Höhe von 15.

Bis 20:00 Uhr bestätigt NCG dem BKV1 die übertragene Flexibilität von der gematchten Übertragung in Höhe von 80 an BKV2 und von 15 an BKV4. Dazu erhält der BKV1 von NCG eine Bestätigung über eine Übertragungsmenge von 0, aufgrund der gekürzten Übertragung in ursprünglicher Höhe von 90 an BKV3. Ebenso bestätigt NCG dem BKV1 den Empfang der

Flexibilität von BKV4 in Höhe von 10. BKV2 erhält zudem von NCG eine Mitteilung über den erfolgreichen Empfang der Flexibilität in Höhe von 80 von BKV1.

Bis 20:00 Uhr bestätigt ferner GASPOOL dem BKV4 die erfolgreiche Übertragung an BKV1 in Höhe von 10 sowie den erfolgreichen Empfang von BKV1 in Höhe von 15. Weiterhin bekommt BKV3 eine Empfangsbestätigung von 0 aus der gekürzten Übertragung von BKV1 in ursprünglicher Höhe von 90.

Nach der Abwicklung der Flexibilitätsübertragungen ermitteln und versenden die MGV bis 21:00 Uhr die jeweiligen neuen Tagesstartwerte für den folgenden Tag. Diese neuen Tagesstartwerte sind bei NCHBBIO1 = 75, NCHBBIO2 = 90, GASPOOLBH1 = 0 sowie bei GASPOOLBH2 = 25

Eine Übertragung von Flexibilitäten von UBKs kann nicht erfolgen. Die Flexibilität wird nach Ablauf des Bilanzierungszeitraums, aber vor Beginn des Prozesses zur Flexibilitätsübertragung von den Biogas-SBK auf den Biogas-BK und von den Biogas-UBK auf den Biogas-RBK übertragen. Dies macht der MGV und teilt das Ergebnis den jeweiligen BKV mit.

6.4 Speicherung von Biogas

Die Einspeicherung in oder die Ausspeicherung aus einem Speicher darf nicht dazu führen, dass die besondere Eigenschaft eines Biogas-BK verloren geht. Um das zu gewährleisten, muss der BKV – analog wie bei der Mengenübertragung in den Kapiteln zuvor beschrieben – große Sorgfalt darauf legen, dass nur von Biogas-BK an besondere Biogas-Speicherkonten nominiert wird. Natürlich können Biogasmengen auch in ein Erdgas-Speicherkonto übertragen werden, dadurch verlieren sie aber bei der Ausspeicherung ihre speziellen Biogasflexibilitäten und können nicht mehr in Biogas-BK übertragen werden. Für die Allokation wird der Zeitreihentyp Exitso und Entryso verwendet.

Für die Abwicklung von Einspeisungen in und Ausspeisungen aus Speichern gelten folgende Grundregeln:

a. Grundsätzlich kann zu keiner Stunde mehr Biogas aus dem Speicher ausgelagert werden als zuvor eingelagert wurde. Der Speicherbetreiber (SSO) kontrolliert, dass das speicherseitige Biogas-Speicherkonto/der Biogas-Speichervertrag nicht negativ wird.
b. Für die operative Abwicklung der Ein- und Auslagerung von Biogas in den Speicher müssen im Vorfeld ein Speichervertrag abgeschlossen werden durch einen Speicherkunden und besondere Biogas-Konten vom SSO für die Speicherung von Biogas vergeben werden. Die Ein- und Ausspeisung aus dem Netz kann nur unter der besonderen Biogas-Bilanzkreisnummer erfolgen.
c. Der SSO lässt eine Einspeisung in den Speicher in ein besonderes speicherseitiges Biogas-Konto nur dann zu, wenn der abgebende Bilanzkreis im Netz des NB ein Biogas-BK ist.

d. Der NB lässt eine Einspeisung aus einem Speicher in einen Biogas-BK nur dann zu, wenn das abgebende Speicherkonto ein Biogas-Speicherkonto ist.
e. Das vom SSO eingerichtete Biogas-Speicherkonto erhält die gleiche Laufzeit wie der Biogas-BK, vorausgesetzt der Speichervertrag mit dem SSO besteht mindestens bis zum Ende der Laufzeit des Biogas-BK. Der Speicherkunde teilt dem SSO die Laufzeit des Biogas-BK im Vorfeld schriftlich mit.
f. Das Biogas kann – je nach Laufzeit des Speichervertrages – auch länger als über einen Bilanzierungszeitraum gespeichert werden, d. h. es kann in das folgende Kalenderjahr oder GWJ übertragen werden. Hierzu ist es erforderlich, dass der Speicherkunde die Laufzeit des entsprechenden Biogas-Speicherkontos verlängert. Mit einer Verlängerung der Laufzeit erhält das Biogas-Speicherkonto eine neue speicherseitige Bilanzspeicherkontonummer.
g. Das nach der Biogas-Bilanzierungsperiode im Speicher verbleibende nicht ausgelagerte Biogas kann in der nächsten Bilanzierungsperiode in einen Biogas-Bilanzkreis wieder ausgespeist werden. Der Speicherkunde teilt dem NB und dem SSO die neue Biogas-Bilanzkreisnummer mit.
h. Der Speicherkunde hat zusätzlich die Option, das in einem Biogas-Speicherkonto gespeicherte Biogas in ein Erdgas-Speicherkonto zu übertragen. Mit der Übertragung verliert das Biogas den besonderen Biogas-Status und kann nicht mehr in einen Biogas-BK ausgespeist werden. Für die Übertragung gelten die jeweiligen Regelungen der einzelnen SSO.
i. Für die Nominierungen von Biogas für die Ein- und Auslagerung werden spezielle Shippercodepaare zugeordnet. Dabei ist der netzseitige Shippercode identisch mit der Biogas-Bilanzkreisnummer. Der speicherseitige Shippercode soll identisch mit der vom SSO vergebenen Kontonummer des besonderen speicherseitigen Biogas-Kontos sein, sofern der SSO die Einrichtung eines speicherseitigen Biogas-Kontos zulässt.
j. Weitere Festlegungen im Rahmen der operativen Abwicklung sind in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen des jeweiligen SSO geregelt.
k. Sofern ein Speicher eine Anbindung an zwei oder mehrere unterschiedliche Marktgebiete hat, dürfen Biogasmengen im Speicher von einem Biogas-BK in einem Marktgebiet auf einen anderen Biogas-Bilanzkreis im anderen Marktgebiet übertragen werden, sofern der SSO dieses in seinen Geschäftsbedingungen zulässt. Die Regeln für die Übertragung entsprechen dabei denen in Kap. 6.3.3
l. Das Biogas darf dabei nicht den BKV wechseln. Der BKV muss in beiden „Marktgebietsteilen“ des Speichers Biogas-BK besitzen. Bei der Mengenübertragung muss der Speicherbetreiber darauf achten, dass zu keinem Zeitpunkt mehr Biogas aus dem Speicher ausgelagert wird als zuvor eingelagert wurde. Somit darf das besondere speicherseitige Biogas-Speicherkonto/der Biogasspeichervertrag nicht negativ werden.

7 Konvertierung und Konvertierungsumlage

7.1 Grundsätze der Konvertierung

Die in der GasNZV geregelte Möglichkeit qualitätsübergreifende Marktgebiete zu bilden, wird durch die Festlegungen BK7-11-002 und BK7-16-050 der Bundesnetzagentur konkretisiert. Bilanzkreisverantwortliche erhalten in diesen Marktgebieten die Möglichkeit einer qualitätsübergreifenden Gasbilanzierung. Zudem existiert je Marktgebiet nur ein virtueller Handelspunkt (VHP) an dem sowohl L-Gas als auch H-Gas gehandelt wird.

Jede Marktlokation wird durch den NB einem Bilanzkreis mit der entsprechenden Gasqualität zugeordnet. Dies ist abhängig von der vorherrschenden Gasqualität im Netz. Dies gilt auch für Biogaseinspeisepunkte.

Anders als bei einer Marktgebietsüberlappung gibt es keine technische Gasqualitätsüberlappung. Die Möglichkeiten einer qualitätsübergreifenden Bilanzierung können über die Einrichtung einer Rechnungs-/Unterbilanzkreisstruktur durch die BKV genutzt werden. Bei Nutzung der Möglichkeiten einer qualitätsübergreifenden Bilanzierung, werden diese Konvertierungsmengen mit einem Konvertierungsentgelt gegenüber dem BKV abgerechnet.

Darüber hinaus kann der MGV eine Konvertierungsumlage (gemäß 7.6) gegenüber den BKV erheben.

Bei der Übertragung von Gasmengen am VHP ist zu beachten, dass dieses ausschließlich zwischen Bilanzkreisen gleicher Gasart möglich ist (H-Gas zu H-Gas und L-Gas zu L-Gas).

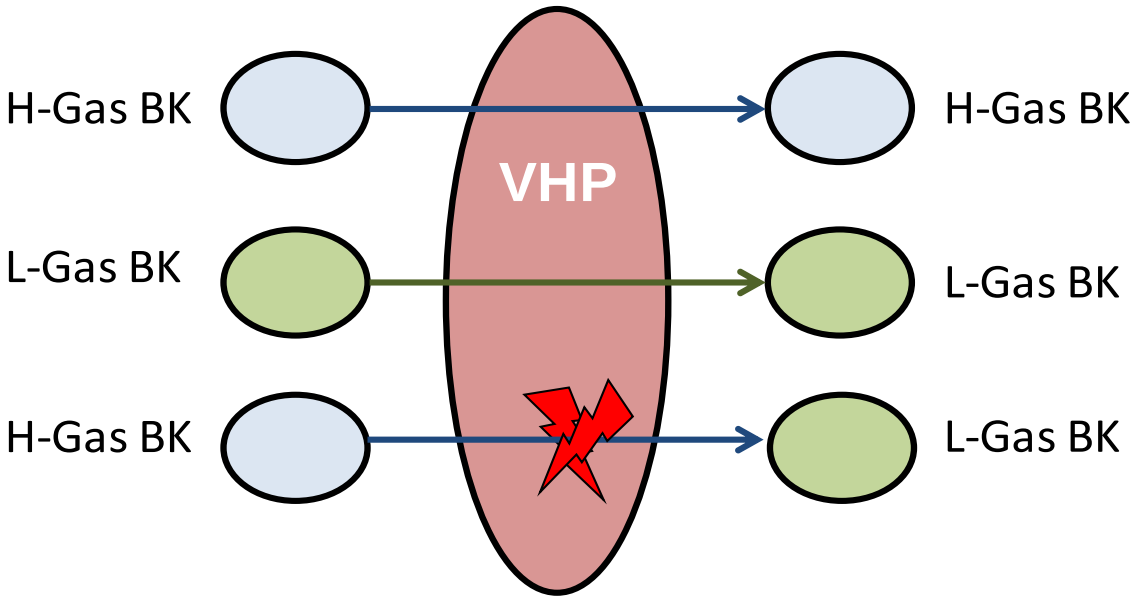


Abbildung 41: Mengenübertragung über den VHP

7.2 Qualitätsübergreifende Bilanzierung Erdgas

Gemäß Festlegung BK7-16-050 der Bundesnetzagentur haben BKV einen verbindenden Rechnungsbilanzkreis zu führen, wenn Bilanzkreise unterschiedlicher Gasqualität mit dem Status frei zuordenbare Kapazitäten eingerichtet wurden. Führt ein BKV nur Bilanzkreise in einer Gasqualität, so müssen diese nicht verbunden werden. Bilanzkreise für beschränkt zuordenbare Kapazitäten können nicht miteinander verbunden werden.

Gemäß Festlegung BK7-16-050 kann seit dem 01. April 2017 ein Konvertierungsentgelt nur für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas erhoben werden. Erhebt der MGV ein Konvertierungsentgelt, werden zur Bestimmung der auf einen Rechnungsbilanzkreisverantwortlichen entfallenden Konvertierungsmengen die im Bilanzierungszeitraum bilanzierten Einspeisemengen und Ausspeisemengen getrennt nach H- und L-Gas über die UBK und den RBK saldiert. Ergibt sich dabei eine Überdeckung im H-Gas und eine Unterdeckung im L-Gas, so erhebt der MGV von dem Rechnungsbilanzkreisverantwortlichen auf den kleineren Betrag der beiden Mengen ein Konvertierungsentgelt je MWh. Im Falle einer Überdeckung im L-Gas und einer Unterdeckung im H-Gas wird kein Konvertierungsentgelt erhoben.

7.3 Untertägige Verpflichtung bei einer qualitätsübergreifenden Bilanzierung

Analog zur Abwicklung der untertägigen Verpflichtung für Erdgasbilanzkreise (Kap. 6.2) werden auch bei qualitätsübergreifender Bilanzierung und Nutzung des Konvertierungssystems die jeweiligen Toleranzen im Rahmen des untertägigen Anreizsystems der einzelnen Kundengruppen (RLMmT und RLMoT) aus den UBK (H- und L-Gas) aggregiert im RBK (H- oder L-Gas) berücksichtigt. Dies erfolgt unabhängig von der Gasqualität der Bilanzkreise, in denen die einzelnen Kundengruppen zugeordnet wurden. Die Summe der außerhalb der kumulierten Toleranz liegenden Mengen wird mit dem Flexibilitätskostenbeitrag abgerechnet.

7.4 Berechnung und Abrechnung der Konvertierungsmenge in Erdgasbilanzkreisen

Der Zeitraum für die Berechnung der Konvertierungsmenge ist analog zur Ausgleichsenergie der Gastag. Die Bilanzkreissalden BKSALDABR werden je UBK und der Bilanzkreissaldo BKSALDABRnach des RBK errechnet. Zur Ermittlung der Konvertierungsmenge werden:

- die Salden BKSALDABR aller H-Gas-UBK aggregiert,
- die Salden BKSALDABR aller L-Gas-UBK aggregiert,
- der BKSALDABR des RBK – d. h. vor Übertragung der BK-Salden aus den UBK – je nach festgelegter Gasqualität des RBK entweder dem Aggregat 1 oder 2 zugeschlagen.

Sollte sich dabei eine Überdeckung (= positives Vorzeichen) im H-Gas und eine Unterdeckung (= negatives Vorzeichen) im L-Gas ergeben, wird auf den kleineren Betrag der beiden

Mengen das Konvertierungsentgelt erhoben. Die Konvertierungsmenge wird mit einem Konvertierungsentgelt (H→L) gegenüber dem BKV abgerechnet. Die Abrechnung des Konvertierungsentgelts erfolgt bei jeder gegenläufigen Über- oder Unterschreitung, dabei werden keine Toleranzen angewandt. Sind beide Salden je Gasart positiv oder negativ, liegt keine Konvertierung vor.

Beispiel 1: unter einem RBK hängen mehrere UBK mit unterschiedlichen Gasqualitäten. Der RBK hat keine eigenen Ein- oder Ausspeisungen, in den UBK sind nur SLP-Mengen allokiert. Für jeden UBK wird der einzelne BK-Saldo BKSALDABR gebildet. Im H-Gas beträgt die Summe der Einzelsalden - 10 und im L-Gas - 30 - 30 - 10 = - 70. Es findet keine Konvertierung statt, beide Summensalden haben das gleiche Vorzeichen.

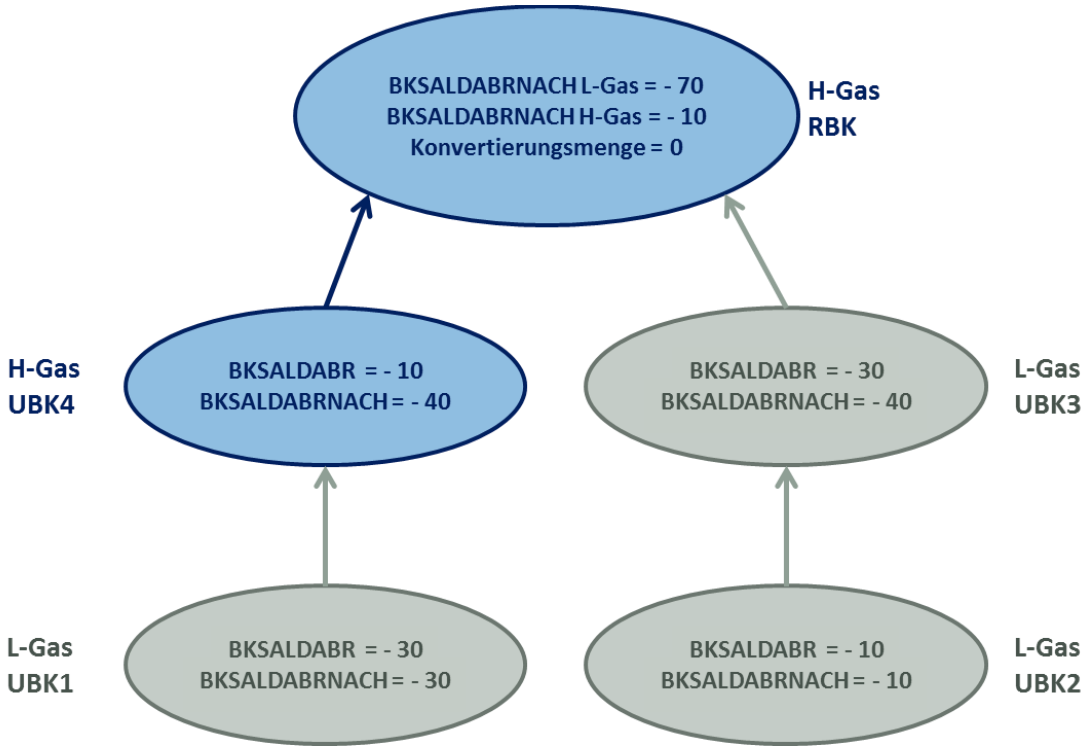


Abbildung 42: Berechnung der Konvertierungsmenge Beispiel 1

Beispiel 2: Im H-Gas beträgt der Saldo + 20 und im L-Gas - 50 + 10 + 30 = - 10. Die Konvertierungsmenge beträgt + 10 von H-Gas zu L-Gas.

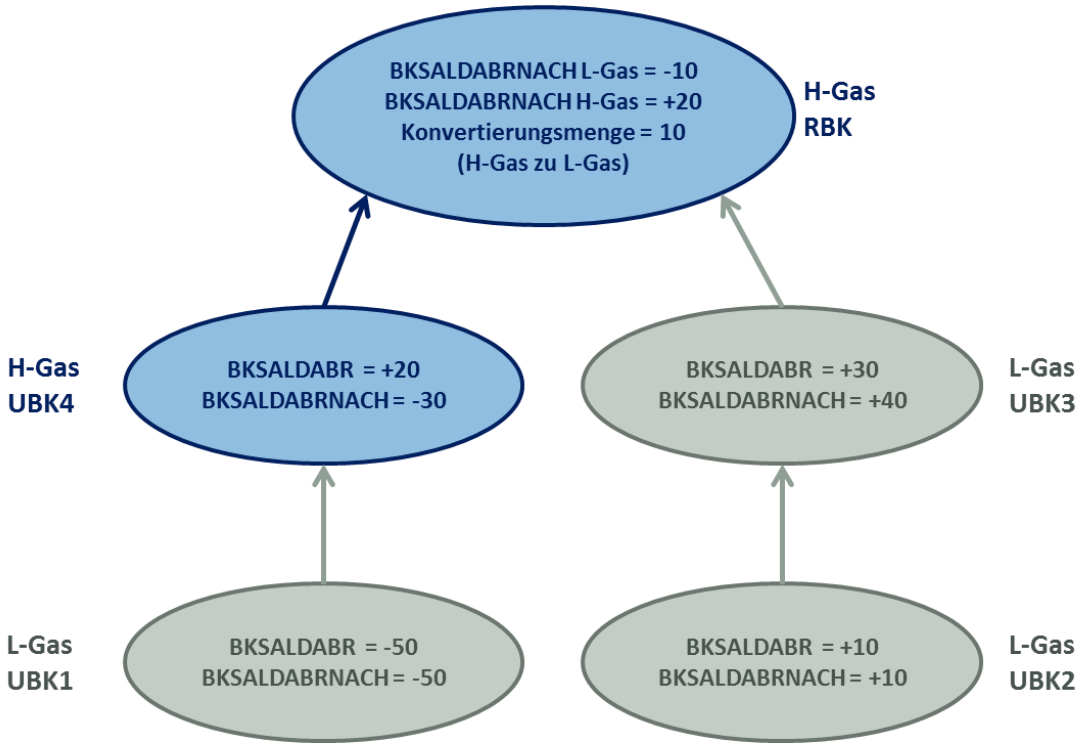


Abbildung 43: Berechnung der Konvertierungsmenge Beispiel 2

Im nachfolgenden Beispiel wird die Konvertierung inkl. eines bewirtschafteten RBK dargestellt. Im Beispiel werden jeweils ein H-Gas-UBK mit einem L-Gas-UBK verbunden. Beide Paare sind parallel mit dem RBK verbunden, welcher der Gasqualität H-Gas zugeordnet ist.

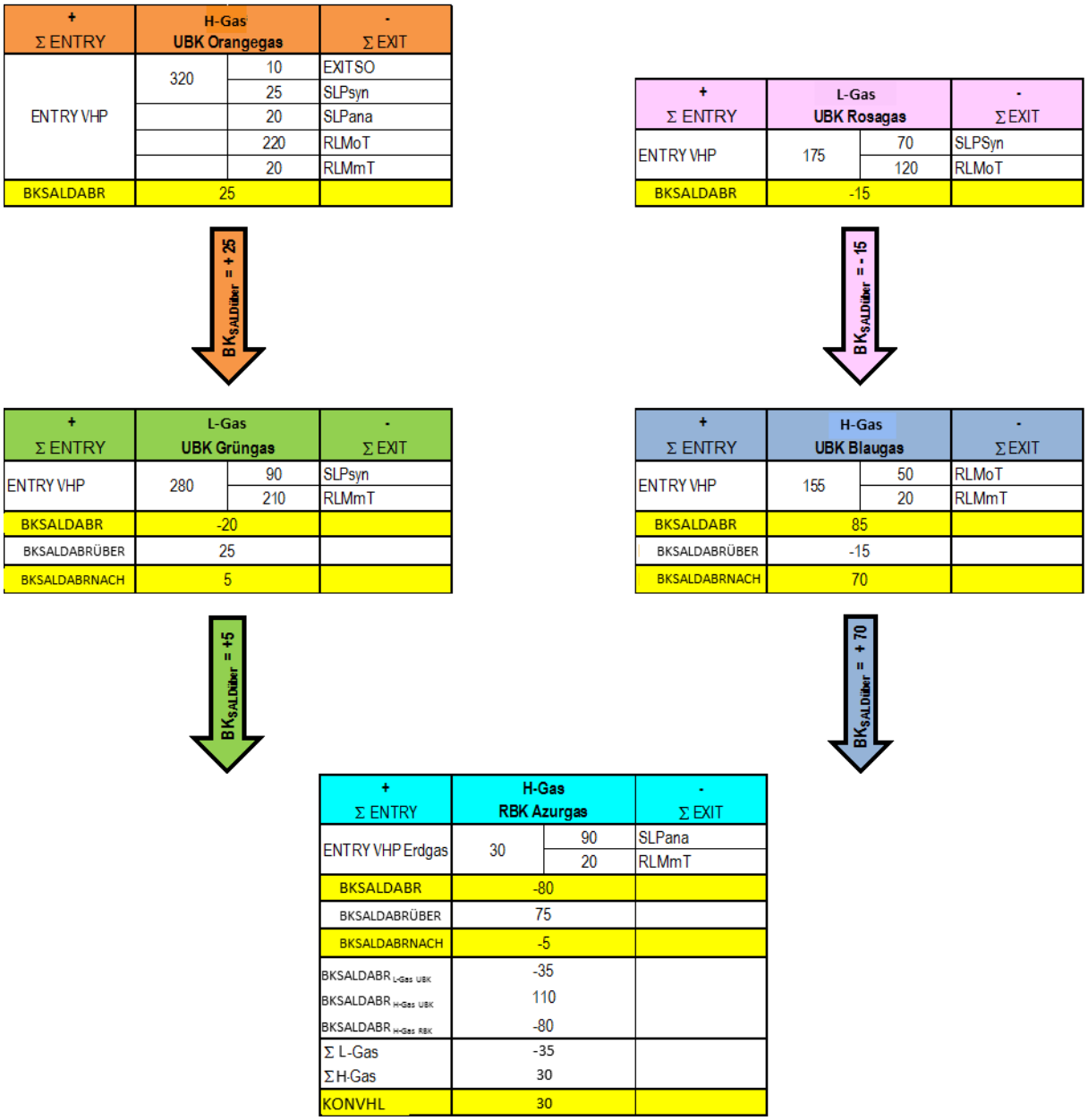


Abbildung 44: Berechnung der Konvertierungsmenge

Für die Berechnung der Konvertierungsmenge sind folgende Daten relevant:

- Die Summe der H-Gas BKSALDABR von UBK Orangegas und UBK Blaugas beträgt + 110.
- Der BKSALDABR des H-Gas RBK beträgt - 80, das Aggregat der beiden Salden beläuft sich auf + 30.
- Die Summe der L-Gas BKSALDABR von UBK Rosagas und UBK Grüngas beträgt - 35.

- Summe der H-Gas Salden + 30 im Verhältnis zu - 35 bei L-Gas. Die Vorzeichen sind verschieden, es wird eine Menge von 30 von H-Gas nach L-Gas konvertiert (KONVLH).
- Die Ausgleichsenergiemenge des RBK BKSALDABRnach beträgt - 5.

Der BKV des RBK erhält den Zeitreihentyp KONVHL im Format IMBNOT täglich bis spätestens 16:30 Uhr. Für Biogas-BK erfolgt diese Übermittlung nicht. Sofern sich aufgrund von geänderten Bilanzkreissalden Änderungen ergeben, wird dies monatlich bis M+15 WT mitgeteilt bzw. zum Zeitpunkt der Rechnungslegung.

Für die Abrechnung der Konvertierung wird täglich die Konvertierungsmenge berechnet und mit dem Konvertierungsentgelt multipliziert. Das Konvertierungsentgelt wird pro Konvertierungsperiode vom MGV auf der Internetseite veröffentlicht. Die Abrechnung des Konvertierungsentgelts wird gemeinsam mit der Bilanzkreisabrechnung nach Ende des Bilanzierungszeitraums durchgeführt.

7.5 Konvertierungsentgelt in Biogasbilanzkreisen

Die zuvor beschriebenen Regelungen zur Verbindung von Bilanzkreisen sowie für die Zuordnung von Punkten zu BK gelten auch analog für Biogas-BK. Erhebt der MGV ein Konvertierungsentgelt, werden für die Ermittlung der Konvertierungsmenge bei Biogasbilanzkreisen zunächst die H- und die L-Gas Salden des Rechnungsbilanzkreises und der Unterbilanzkreise über die Bilanzierungsperiode aggregiert. Sollte sich dabei eine Überdeckung (= positives Vorzeichen) im H-Gas und eine Unterdeckung (= negatives Vorzeichen) im L-Gas ergeben, wird auf den kleineren Betrag der beiden Mengen das Konvertierungsentgelt erhoben. Die Abrechnung der Konvertierungsmenge wird gemeinsam mit der Bilanzkreisabrechnung nach Ende des Bilanzierungszeitraums durchgeführt.

Bei der Abrechnung des Konvertierungsentgeltes für Biogas ist das zeitgewichtete arithmetische Mittel der während des Biogasbilanzierungszeitraums geltenden Konvertierungsentgelte heranzuziehen. Zunächst werden die Preise des Konvertierungsentgeltes der einzelnen Tage über die Dauer des Bilanzierungszeitraumes addiert und dann durch die Anzahl der Tage des Bilanzierungszeitraumes geteilt, um den Preis für das Konvertierungsentgelt für den Bilanzierungszeitraum des jeweiligen Biogas-Bilanzkreises zu bestimmen.

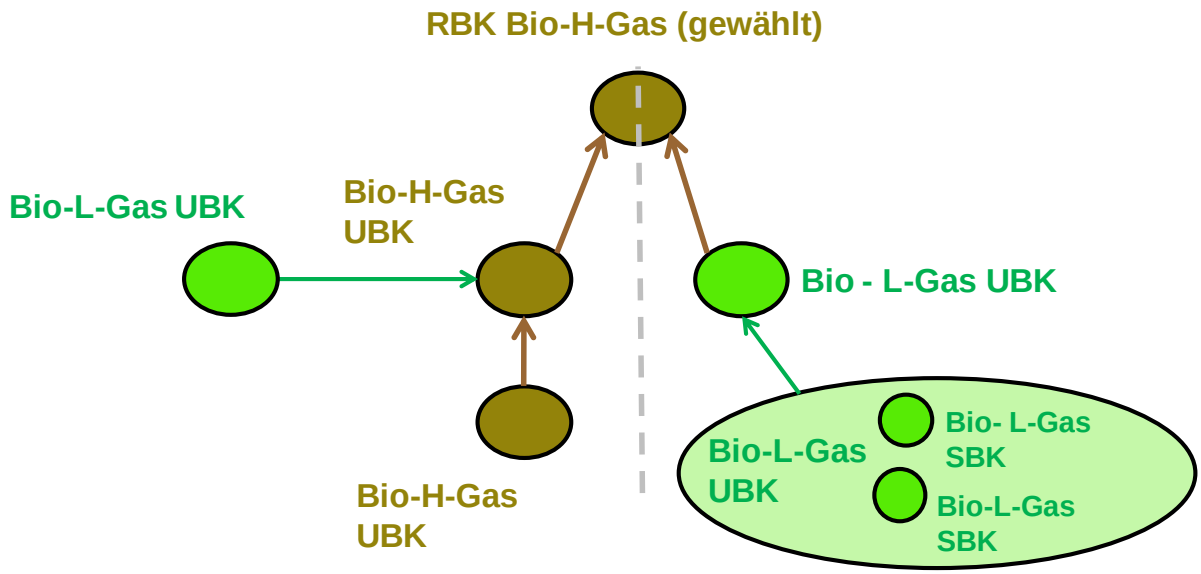


Abbildung 45: Bio-Bilanzkreisabbildung im Konvertierungsgebiet

7.6 Konvertierungsumlage

Zur Deckung der Kosten, die dem MGV durch Konvertierungsmaßnahmen entstehen, kann der MGV eine Konvertierungsumlage vom BKV erheben. Die Konvertierungsumlage wird in EUR pro MWh auf alle täglich in einen Bilanzkreis eingebrachten physischen Einspeisemengen erhoben. Sie fällt auch auf Einspeisungen in UBK und SBK an. Die Konvertierungsumlage wird durch den Zeitreihentyp KONVUMLnach ausgewiesen. Maßgeblich für die Ermittlung der physischen Einspeisung ist die tägliche Allokation unter Berücksichtigung etwaiger Renominierungen. Die Konvertierungsumlage wird auf folgende Zeitreihentypen erhoben:

- Zeitreihentyp „Entryso“ (GÜP, MÜP, Mini-MüT, Speicher und Einspeisungen aus Produktionsanlagen außer Biogas),
- Zeitreihentyp „Entry Biogas“,
- Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff“.

Werden Kapazitäten in einen Bilanzkreis mit Status „beschränkt zuordenbar“ eingebracht, sind die zugehörigen allokierten Einspeisemengen von der Konvertierungsumlage befreit.

Die Konvertierungsumlage wird gleichermaßen in Erdgas- und Biogas-Bilanzkreisen erhoben.

8 Allokationsclearing

Ein Clearingprozess wird angestoßen, wenn einer der Marktteilnehmer nach dem Versand der finalen Allokation – bei SLP ist dies der Tag D-1, 13:00 Uhr, und bei RLM-Ausspeisepunkten sowie Entryso und Exitso, Entry Biogas, Entry Wasserstoff M+14 WT – feststellt, dass sich Abweichungen gegenüber den eigenen Erwartungen ergeben haben. Alle betroffenen Marktteilnehmer sind dazu verpflichtet, den Clearingprozess zügig und effizient abzuwickeln.

Die Bilanzkreisabrechnung wird vom MGV für Erdgasbilanzkreise bis spätestens M+2 Monate erstellt und an den BKV verschickt. Aus diesem Grund muss der Clearingprozess vor M+2 Monate abzüglich 10 WT abgeschlossen sein, damit der MGV mit 10 Werktagen ausreichend Zeit hat, die Ergebnisse des Clearingprozesses zu verarbeiten und für alle BKV die Bilanzkreisabrechnung zu erstellen und zu versenden. Für den Fall, dass der Bilanzkreisverantwortliche erst am letzten Tag der Clearingfrist das Clearing gegenüber dem NB angestoßen hat, kann der NB die Bearbeitung des Clearingfalles ablehnen, wenn ihm die Bearbeitung und Zusendung einer Clearing-ALOCAT an den MGV bis zum Ablauf der Frist M+2 Monate minus 10 Werktage nicht mehr zumutbar ist. Nach dem Versand der Bilanzkreisabrechnung finden grundsätzlich keine Clearingprozesse mehr statt.

Biogas-BK werden erst nach Ablauf des Bilanzierungszeitraums von einem Jahr bzw. nach Ablauf des Rumpfbilanzierungszeitraums abgerechnet. Um Abweichungen so zeitnah wie möglich zu erkennen und zu beheben werden Clearingprozesse für Erdgas- und Biogas-BK analog abgewickelt. Unabhängig vom Clearingprozess müssen Fehler in den der Netznutzungsabrechnung zugrunde liegenden Lastgängen immer korrigiert werden, dies erfordert die Umsetzung der G 685. Damit einher geht der Versand einer korrigierten einzelkundenscharfen MSCONS und INVOIC an den TK, so dass dieser die Endkundenenergieabrechnung ebenfalls korrigieren kann.

Am Clearingprozess können die Marktpartner MGV, TK, BKV und NB beteiligt sein.

Eine Änderung von gemessenen Lastgängen zieht immer Folgeprozesse mit den anderen beteiligten Marktpartnern nach sich (z. B. in einer Marktgebietsüberlappung Auswirkung auf die Aufteilung der Netzkopplungszeitreihen).

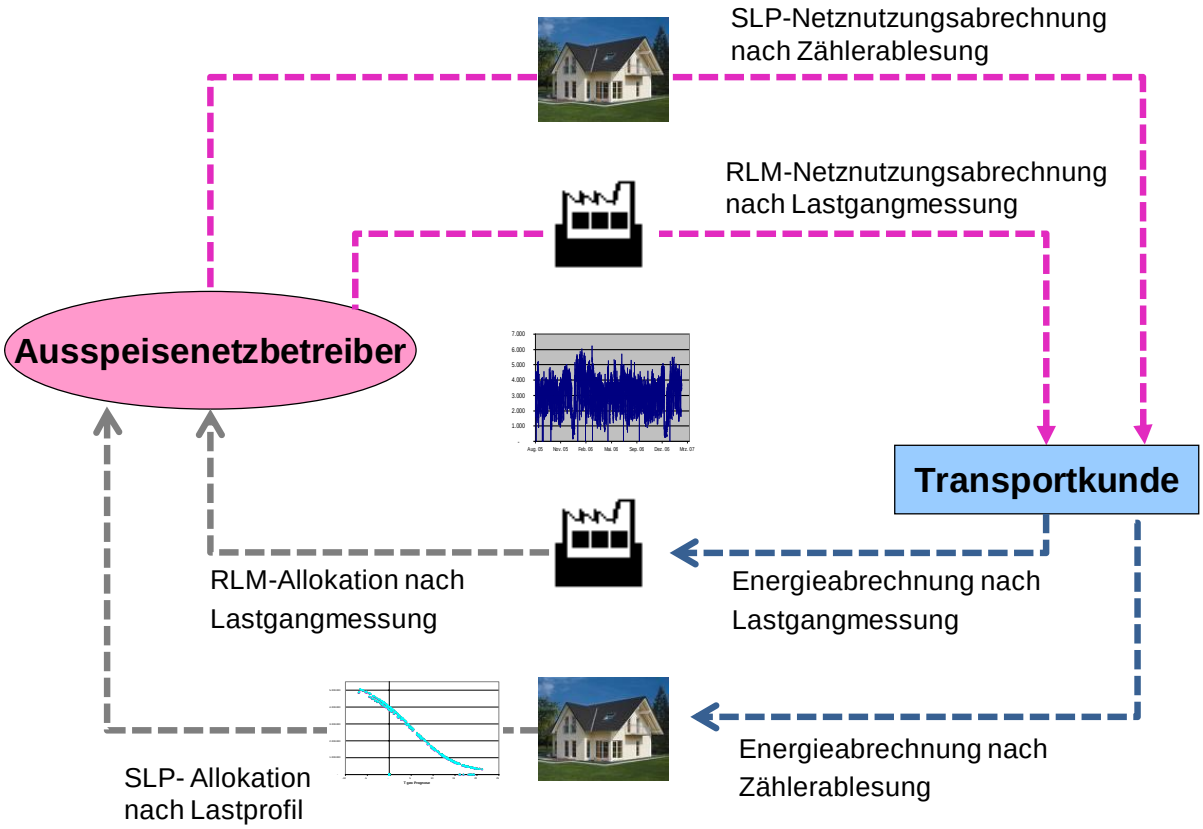


Abbildung 46: Zählwertkreislauf

Die Netznutzungsabrechnung muss bei veränderten Lastgängen angepasst werden, darauf aufbauend auch die Energieabrechnung zum Endkunden. Aus diesem Grund ist es wichtig, dass alle Marktpartner während des Clearingprozesses zusammenarbeiten.

8.1 Allokationsclearing SLP

Um einen SLP-Clearingprozess anzustoßen, muss die Allokation des Tages D (A_D) je Zeitreihentyp und BK bzw. SBK bei einem NB die Allokation am Tag D-1 (A_{D-1}):

- um 100 % oder mehr ($A_D \geq 2 * A_{D-1}$) überschreiten,
- um 50 % oder mehr ($A_D \leq 0{,}5 * A_{D-1}$) unterschreiten,
- und mind. 25.000 kWh ($|A_D - A_{D-1}| \geq 25.000$ kWh) abweichen.

Die Einhaltung der Grenzen wird vom NB überprüft.

Zu den oben genannten Grenzen, gibt es folgende Ausnahmen:

1. Erfolgt erstmals eine SLP-Deklaration für einen BK bzw. ein SBK und keine Allokation durch den NB, kann der MGV keine Ersatzwerte auf Vortagsbasis bilden und es erfolgt eine

Nullallokation. Für diese Daten kann ohne Prüfung auf Grenzwerte immer ein Clearing erfolgen.

2. Erfolgt untermonatlich durch den NB eine fehlerhafte Nullallokation oder eine SLP-Ersatzwertallokation durch den MGV, so kann ohne Prüfung auf Grenzwerte immer ein Clearing erfolgen.

3. Sofern der MGV aufgrund von Verarbeitungsproblemen, die in seinem Verantwortungsbereich liegen, die SLP-Allokationsdaten des NB nicht fristgerecht an die BKV weiterleiten kann, versendet der MGV Ersatzwerte. Ein solcher Fehlertag ist kein Fehlertag im Sinne der Transparenzlistenkriterien und geht nicht in die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem ein. Netzbetreiber und BKV können diese Ersatzwerte ohne Anwendung der Grenzwerte clearen.

Beim SLP-Clearing handelt es sich um ein definiertes Ersatzwertverfahren, um Ausreißer bei der Allokation zu identifizieren und möglichst schnell zu beheben, bevor sie bilanzkreis- und regelenergiewirksam werden. Durch den vordefinierten Prozess wird dem BKV ein Ersatzwert vorgegeben, den er ohne Risiko bei stark abweichenden und damit offensichtlich falschen Allokationen nominieren kann. Mit dem Clearingverfahren soll keine allgemeine ex-post-Verbesserung der Allokation erreicht werden. Prinzipiell gilt die Allokation am Tag D-1 als abgeschlossen und wird nur in den oben definierten Grenzfällen geändert. Reguläre Abweichungen zwischen der Allokation und der Netznutzungsabrechnungsmenge werden über die SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung abgegolten. Zudem darf das Verfahren nicht dazu missbraucht werden, falsche Nominierungen des BKV durch ex-post angepasste Allokationen zu „heilen“.

Die Verantwortung über die Allokation hat immer der NB. Er besitzt alle Stammdaten und notwendigen SLP-Informationen wie Temperaturen oder Restlastmengen und erzeugt die Allokation auf Basis der bestätigten Einzelmeldungen bzw. ergänzend unter Heranziehung der am 16. WT versandten Bestandslisten. Die zu versendende Allokation sollte einer Endkontrolle unterliegen. Der TK überprüft die Angaben der bestätigten Einzelmeldungen bzw. ergänzend die Bestandslisten auf Vollständigkeit aller Kunden, Höhe der Kundenwerte bzw. normierten Jahresverbrauch und Zuordnung zu den SLP-Zeitreihentypen.

Falls der BKV und der NB auch nach 12:00 Uhr einen abgestimmten Ersatzwert für die Nominierung des BKV vereinbaren, darf dieser Wert vom NB in der Clearing-Allokation verwendet werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass diese Abstimmung unbundlingkonform und diskriminierungsfrei allen BKV angeboten werden muss. Die Verwendung des abgestimmten Ersatzwerts ist ebenfalls erst bei Erreichen der definierten Grenzwerte zulässig.

8.1.1 Abwicklung des Allokationsclearing SLP

Alle Prozesse, die vor 12:00 Uhr zwischen dem BKV und dem NB ablaufen, fallen nicht unter das Clearing. Die letzte vom NB bis 12:00 Uhr versendete ALOCAT ist immer die gültige. Um

eventuell vor 12:00 Uhr Korrekturen durchführen zu können, ist es jedoch notwendig, dass der BKV direkt die Allokation vom NB erhält. Dieser Prozess kann vom BKV beim NB beantragt werden. Der BKV bekommt zeitlich nach dem täglichen Versand an den MGV seine Allokation zugesendet. Aufgrund der Tagesbandbildung können geringe Salden auftreten, die jedoch von allen Marktpartnern akzeptiert werden. Der BKV hat dann die Möglichkeit, den NB ggf. auf Unstimmigkeiten in der Allokation hinzuweisen. Sofern dem NB noch ausreichend Zeit bis 12:00 Uhr verbleibt, kann erneut eine korrigierte Allokation erzeugt und wieder an den MGV versendet werden.

Die Ansprechpartner beim BKV und NB für Allokationsdaten werden vom MGV im Portal, auf der Webseite oder über Email im Rahmen des Deklarationslistenversandes veröffentlicht.

Der Clearingprozess hat mehrere Phasen:

- Der BKV erhält vom MGV die SLP-Allokation bis spätestens 13:00 Uhr. Der BKV kontrolliert diese Allokation. Falls der BKV feststellt, dass die Allokation nicht den erwarteten Werten entspricht überprüft er, ob die Clearinggrenzwerte überschritten werden. Besondere Sorgfalt muss auf die Monatsersten gelegt werden, da an diesem Tag auch bei regulären Prozessen größere Sprünge durch Kundenzuwachs oder -verlust entstehen können.
- Sofern die Kriterien erfüllt sind, kann der BKV die Mengen des Tages D-1 (Vortagesmenge) nominieren. Der BKV kann verlangen, dass diese Menge als Clearingmenge vom NB und MGV akzeptiert wird. Wenn der BKV eine andere Menge nominiert, wird Ausgleichsenergie fällig. Ausnahme: der BKV und der NB haben bilateral eine genauere Ersatzmenge abgestimmt. Die Bildung des bilateralen Ersatzwertes muss dokumentiert werden und für einen Dritten (z. B. ein Wirtschaftsprüfer) nachvollziehbar sein.
- Der BKV ordert beim MGV eine Clearingnummer und stößt das Clearing beim NB an. Nach Anforderung einer Clearingnummer durch den BKV, wird der betroffene NB vom MGV über diesen Vorgang informiert. Der MGV übersendet die Details des Clearingvorgangs – bis auf die Clearingnummer – die BK/SBK-Nummer, Zeitraum und Zeitreihentyp an den NB. Der BKV übermittelt die Clearingnummer erst nach der erfolgten Klärung des Clearingsachverhaltes an den NB. Hierfür übersendet der BKV die Details des Clearingvorgangs wie BK/SBK-Nummer, Datum, Zeitreihentyp und Menge. Der NB prüft unverzüglich die Allokation. Sofern die Allokation fehlerhaft war, erstellt der NB eine neue Allokation auf Basis der Vortagesmenge bzw. abgestimmter Mengen und übersendet diese als Clearing-ALOCAT an den MGV. Der MGV erzeugt ein neues Tagesband und verwendet dieses für die Bilanzkreisabrechnung.
- Sofern der NB feststellt, dass die originäre Allokation in Ordnung war, meldet er dies unverzüglich dem BKV. Der NB weist dem BKV die Richtigkeit der Allokation nach. Der BKV trägt somit das Risiko für die Bilanzkreisabweichung, die aus dem Delta zwischen Ersatzwert (Menge D-1) und der NB-Allokation resultiert. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass beide Parteien von unterschiedlichen Kundenzuordnungen ausgehen. TK und BKV klären den Sachverhalt, z. B. durch eine Überprüfung der Bestandslisten.

- Der Clearingprozess kann sofort am Tag D-1, nach 13:00 Uhr, begonnen werden. Das Clearingfenster ist vor M+2 Monate minus 10 WT geöffnet. Clearingallokationen werden vom MGV nur innerhalb dieses Zeitraums angenommen. Aus diesem Grund sollte der BKV möglichst direkt nach dem Clearingtag mit dem Prozess beginnen. Für den Fall, dass der BKV erst am letzten Tag der Clearingfrist das Clearing gegenüber dem NB angestoßen hat, kann der NB die Bearbeitung des Clearingfalles ablehnen, wenn ihm die Bearbeitung und Zusendung einer Clearing-ALOCAT an den MGV bis zum Ablauf der Frist M+2 Monate minus 10 Werktage nicht mehr zumutbar ist.
- Sofern der BK/SBK zuvor noch nicht deklariert wurde, muss zuerst das Deklarationsclearing abgeschlossen sein, bevor die Clearing-ALOCAT versendet werden kann.
- Die Clearingzeitreihe wird innerhalb von 24 Stunden nach Eingang der Clearing-ALOCAT dem NB und dem BKV im Portal des MGV angezeigt.

Auch hier gilt, dass der MGV nicht verpflichtet ist, weitere Prüfschritte mit Hilfe der Clearingnummer durchzuführen. Sie dient ausschließlich der Kennzeichnung der Clearing-ALOCAT. Sowohl BKV, TK als auch der beteiligte NB sind dazu angehalten, die Regeln und Grenzwerte zu prüfen und einzuhalten. Sollte der MGV feststellen, dass ein Clearing unter Missachtung der Grenzwerte und/oder wider besseres Wissen (bspw. bei regulärem SLP-Mengen-sprung durch Kundenzuwachs) eingeleitet wurde, hat er das Recht, dieses wieder rückgängig zu machen, auch wenn die Bilanzkreisabrechnung bereits gelegt worden ist.

8.1.2 SLP-Summenprüfung

Zur weiteren Verbesserung der Qualität überprüfen alle MGV die eingehenden SLP-Allokationen der NB auf Ausreißer. Sobald die Summe der SLP-Allokationen des Tages D (versendet am Tag D-1) die Vortagesmenge um mehr als (≥) 100% überschreitet, bzw. die Vortagesmenge um mehr als (≥) 50% unterschreitet, teilt der MGV den Abweichungsprozentsatz dem betroffenen NB und allen betroffenen BKV am Tag D-1, bis spätestens 15:00 Uhr, in einer Klartextnachricht/E-Mail mit. Sofern der MGV Ersatzwerte bildet, werden diese bei der Summenbildung berücksichtigt.

Hierbei ist zu beachten, dass die Summenprüfung einen Hinweis zur besonderen Sorgfalt basierend auf einer aggregierten Betrachtung pro NB darstellt. Für einen sich möglicherweise ergebenden Clearingprozess ist im weiteren Schritt eine Einzelbetrachtung jedes Bilanzkreises durch den Bilanzkreisverantwortlichen oder NB erforderlich.

8.2 Allokationsclearing physischer Zeitreihentypen außer SLP

Für folgende Zeitreihentypen gilt der nachfolgend beschriebene Prozess:

- Entryso, Entry Biogas, Entry Wasserstoff,
- RLMmT, RLMoT, Exitso.

8.2.1 Grundsätze für den Ablauf des Allokationsclearings physischer Zeitreihentypen außer SLP

Folgende Grundsätze finden Anwendung:

1. Die Netznutzungsabrechnung zwischen dem TK und dem NB wird nach den Regeln der GeLi Gas und der KoV durchgeführt und erfolgt auf Basis von gemessenen einzelkundenscharfen RLM-Lastgängen, umgewertet mit Abrechnungsbrennwerten. Für die Bilanzkreisabrechnung zwischen dem BKV und dem MGV sind die aggregierten Allokationen relevant.
2. Die Abrechnung der Liefermenge zwischen dem BKV und dem TK erfolgt auf Basis vertraglicher Vereinbarungen, die nicht in der KoV geregelt werden. Man unterscheidet die verschiedenen Lieferfälle Vollbelieferung oder Teilbelieferung eines TK. Je nach Lieferfall werden z. B. die aggregierten Allokationen der RLM- Marktlokationen oder vereinbarte Nominierungen oder vereinbarte Bandmengen abgerechnet.
3. Die Energieabrechnung zwischen dem TK und dem Endkunden erfolgt auf Basis der vom NB an den TK übermittelten einzelnen gemessenen und mit Abrechnungsbrennwerten umgewerteten Lastgänge aus Ziffer 1.
4. Um den Abwicklungsaufwand zu verringern, wird ein Grenzwert für das RLM-Allokationsclearing von mindestens 500 kWh angesetzt. Abweichungen <500 kWh je Monat und BK bzw. SBK werden nicht gecleart.
5. Wurden in Folge eines Clearings RLM-Lastgangdaten korrigiert, werden die geclearten RLM-Lastgangdaten dem TK im Format MSCONS übersendet.

8.2.2 Gründe für ein Allokationsclearing physischer Zeitreihentypen außer SLP

Ein Clearingfall kann dann auftreten, wenn ein Marktpartner – BKV, NB oder TK – Differenzen feststellt und eine Korrektur durchgeführt werden soll. Dies kann beispielsweise durch folgende Effekte ausgelöst werden:

Fall 1: Die aggregierten Bilanzierungslastgänge des TK entsprechen nicht der dem BKV vorliegenden Allokation.

In diesem Fall sind in dem Clearingprozess der NB, der MGV, ein TK und ein BKV involviert. Um eine Differenz feststellen zu können, benötigt der BKV von dem/den TK die auf eine BK/SBK-Nummer aggregierten Bilanzierungslastgänge. Wenn ein BKV in einem Bilanzkreis die RLM- Marktlokationen mehrerer TK vereinigt, benötigt der BKV die Informationen von mehreren TK.

Beispiel: Die RLM- Marktlokationen der $TK_{Blaugas}$ und TK_{Rotgas} sind dem $BKV_{Schöngas}$ zugeordnet. Damit der BKV die Allokation der RLM- Marktlokationen in dem Netz des NB auf

den $TK_{Blaugas}$ und TK_{Rotgas} für die Abrechnung der Lieferzwecke aufteilen kann, bildet der $BKV_{Schöngas}$ verschiedene Sub-Bilanzkonten SBK1 und SBK2. Der NB allokiert entsprechend der bereits im Rahmen der Anmeldung nach GeLi-Gas mitgeteilten SBK- bzw. BK-Zuordnung die RLM-Mengen auf das SBK1 und SBK 2.

$TK_{Blaugas}$: Die Summe der Bilanzierungslastgänge der RLM- Marktlokationen je RLM-Zeitreihentyp des $TK_{Blaugas}$ beträgt in Monat Januar 1.020.000 kWh. Die Summe der Allokation des SBK1 je RLM-Zeitreihentyp beträgt 1.000.000 kWh. Das Delta in Höhe von 20.000 kWh von SBK1 ist größer als die Clearinggrenze von 500 kWh, der $TK_{Blaugas}$ kann clearen.

TK_{Rotgas}: Die Summe der Bilanzierungslastgänge der RLM- Marktlokationen je RLM-Zeitreihentyp des TK_{Rotgas} beträgt im Monat Januar 449.800 kWh. Die Summe der Allokation des SBK1 je RLM-Zeitreihentyp beträgt 450.000 kWh. Das Delta von 200 kWh ist geringer als die Clearinggrenze von 500 kWh, der TK_{Rotgas} kann nicht clearen.

Fall 2: Der NB hat einen oder mehrere RLM- Marktlokationen einem falschen Bilanzkreis und/oder einen falschen TK zugeordnet und allokiert. In diesem Fall sind in dem Clearingprozess der NB, ein oder mehrere MGV, TK und BKV involviert.

Beispiel: Der NB hat einen Kunden des $TK_{Blaugas}$ dem Bilanzkreis des TK_{Rotgas} zugeordnet. Zusätzlich wurde ein Kunde des $TK_{Grüngas}$ in den Bilanzkreis des $TK_{Blaugas}$ zugeordnet und umgekehrt.

In Sonderfällen von NB mit Marktgebietsüberlappung oder einem Ausspeisenetz mit zwei verschiedenen Gasqualitäten kann die Marktlokation auch dem falschen Marktgebiet und somit einem falschen Bilanzkreis oder einem Bilanzkreis mit der falschen Gasqualität zugeordnet sein.

Fall 3: RLM- Marktlokationen wurden nicht allokiert. In diesem Fall sind in dem Clearingprozess der NB, ein MGV sowie TK und BKV involviert

Beispiel: Der NB hat einen Kunden des TK_{Rotgas} nicht allokiert. Gründe hierfür könnte z. B. eine ausgefallene Messstation oder eine vergessene Meldung sein.

Fall 4: Fehlerhafte oder fehlende Deklaration.

Im Kap. 3.4 wird beschrieben, wie eine Nachdeklaration bei fehlenden Deklarationen oder Korrektur bei fehlerhaften Deklarationen erfolgt. Im Fall von RLM- Marktlokationen kann die Deklaration auch für zurückliegende Tage des Liefermonats erfolgen. Für die Nachallokation der Mengen oder die Korrektur einer Fehlallokation, z. B. auf einen falschen Zeitreihentyp, wird ebenfalls das Clearingverfahren genutzt.

8.2.3 Gründe für ein Allokationsclearing an nominierten physischen Ein- bzw. Ausspeisepunkten

In der Regel sind physische Ein- und Ausspeisepunkte, die über ein Nominierungsverfahren abgewickelt werden den Zeitreihentypen Entryso bzw. Exitso zugeordnet. Hier gilt in der Regel das Allokationsverfahren „Allokiert wie Nominiert“.

Der BKV kann die durch den NB versendeten Nominierungsbestätigungen (NOMRES) mit den ihm vorliegenden Allokationsdaten an M+14 WT vergleichen. Sollten sich hier Differenzen ergeben oder eines von beiden nicht vorliegen, so kann dies u.a. folgende Ursache haben:

- Der NB hat die Nominierung (NOMINT) erhalten, die Matchingprüfung durchgeführt ohne dabei ein Mismatch festzustellen, die Nominierungsbestätigung (NOMRES) an den BKV versandt, jedoch keine oder eine falsche Allokation (ALOCAT) an den MGV versandt.

Sollte sich aus dem hier Vorstehenden ein Grund für ein Clearing ergeben, so gelten keine Grenzwerte, ab denen ein Clearing durchgeführt werden darf.

Ein Clearing für Entryso/Exitso Zeitreihen, die im Rahmen der Nutzung eines Mini-MüT allokiert wurden, ist ebenfalls zulässig.

8.2.4 Abwicklung des Allokationsclearings physischer Zeitreihentypen außer SLP

Auslöser für den Clearingprozess kann der NB, der BKV oder der TK sein. Um den Clearingprozess eindeutig zu gestalten, wird eine Clearingnummer verwendet. Es ist sicherzustellen, dass der BKV immer in das Clearingverfahren involviert ist, unabhängig davon, wer das Clearingverfahren angestoßen hat. Jede Clearingnummer darf nur entsprechend Ihrer Gültigkeit (Clearingzeitraum) und nur einmal für einen BK/SBK, einen Zeitreihentyp und einen NB verwendet werden. Im Falle des RLM-Clearings wird diese Clearingnummer sowohl für den geclearten mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang als auch für den geclearten mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang verwendet. Für den Clearingzeitraum muss der korrigierte Allokationslastgang für genau diesen Zeitraum geschickt werden, welcher den ursprünglichen Allokationslastgang mit Korrekturen berücksichtigt.

Es wird unterschieden zwischen einem Allokationsclearing mit einer BKV-Clearingnummer und einem Allokationsclearing mit einer NB-Clearingnummer. Die Clearingnummer verfällt entweder nach Versendung einer Clearingallokation oder nach Ablauf des Clearingzeitraums. Sofern der NB den Clearingprozess anstößt, teilt er den Clearingfall dem BKV mit, damit dieser wiederum die BKV-Clearingnummer vom MGV anfordert und an den NB weitergeben kann.

Die Ansprechpartner beim BKV und NB für Allokationsdaten werden vom MGV im Portal, auf der Webseite oder über Email im Rahmen des Deklarationslistenversandes veröffentlicht. In

Abhängigkeit von den Ergebnissen der Abstimmung und der Prüfung durch den NB steht fest, welche Daten fehlerhaft sind. Der NB ermittelt entweder korrigierte Allokationslastgänge und/oder korrigierte Einzelabrechnungslastgänge und Einzelbilanzierungslastgänge. Eine Abstimmung zwischen den Marktpartnern (BKV, TK und NB) erfolgt unverzüglich. Bei einer Anpassung der Netznutzungsabrechnung wird keine Zustimmung des BKV benötigt. Sofern die Allokation fehlerhaft ist und angepasst werden muss, wird keine Zustimmung des TK benötigt. In beiden Fällen muss der NB zustimmen. Wenn mehrere TK und/oder BKV betroffen sind, müssen immer die betroffenen TK bzw. BKV zustimmen. Der Teilnahme am Clearingprozess kann nur in begründeten Fällen widersprochen werden.

Sollte der MGV im Nachgang feststellen, dass ein Clearing unter Missachtung der Grenzwerte eingeleitet wurde, hat er das Recht, dieses wieder rückgängig zu machen, auch wenn die Bilanzkreisabrechnung bereits gelegt worden ist.

Alle notwendigen Informationen werden unter der Clearingnummer abgelegt und nach dem Versand der Daten an den MGV gilt der Vorgang als abgeschlossen.

Die Clearingzeitreihe wird innerhalb von 6 Stunden nach Eingang der Clearing-ALOCAT dem NB und dem BKV im Portal des MGV mit strukturierten Stundenwerten oder als Tagesband angezeigt.

8.2.4.1 Abwicklung mit BKV-Clearingnummer (für RLM-Zeitreihen, Entry-Zeitreihen und Exitso)

Die BKV-Clearingnummer erhält nur der BKV vom MGV. Damit wird gewährleistet, dass die Daten zwischen NB und BKV abgestimmt wurden. Nach Anforderung einer Clearingnummer durch den BKV, wird der betroffene NB vom MGV über diesen Vorgang informiert. Der MGV übersendet die Details des Clearingvorgangs – bis auf die BKV-Clearingnummer – die BK/SBK-Nummer, Zeitraum und Zeitreihentyp an den NB. Der BKV übermittelt die Clearingnummer erst nach der erfolgten Klärung des Clearingsachverhaltes an den NB.

Erst nach erfolgter Abstimmung und den notwendigen Zustimmungen der vom Clearing betroffenen Marktpartner übermittelt der NB dem MGV die Clearing-ALOCAT, in der die vom BKV ihm mitgeteilte Clearingnummer enthalten ist. Bei einem RLM-Allokationsclearing übermittelt der NB dem MGV die Clearing-ALOCAT-Nachrichten mit der mitgeteilten Clearingnummer sowohl für die geclearte mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe als auch für die geclearte mit Abrechnungsbrennwert umgewertete RLM-Zeitreihe. Nur wenn beide ALOCAT-Nachrichten vorliegen, verarbeitet der MGV die ALOCAT-Nachrichten. Ein RLM-Clearing, für das nur eine der beiden Nachrichten (Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert) beim MGV vorliegt, wird nicht durchgeführt. Allokationen von RLM- Ausspeisepunkten, die bis M+12 WT versendet werden, dürfen keine Clearingnummer enthalten, da diese vom MGV abgelehnt werden. Allokationen mit Clearingnummern, die vor dem M+14. WT beim MGV eingehen, werden abgelehnt.

Durch den Eingang der Clearing-ALOCAT-Nachrichten weiß der MGV, dass das Clearing zwischen den betroffenen Marktpartnern einvernehmlich abgeschlossen ist. Der MGV ermittelt daraus einen neuen Allokationslastgang und übermittelt diesen dem BKV unter Angabe der BKV-Clearingnummer bis spätestens 24 Stunden nach Eingang der Clearing-ALOCAT. Dieser Lastgang kann mit strukturierten Stundenwerten oder als Tagesband vom MGV an den BKV übermittelt werden.

Sofern der BK/SBK zuvor noch nicht deklariert wurde, erfolgt dies spätestens 2 WT vor Versand der Clearingallokation.

Der MGV ist nicht verpflichtet, weitere Prüfschritte mit Hilfe der BKV-Clearingnummer durchzuführen. Sowohl BKV, TK als auch der beteiligte NB sind dazu angehalten, die Regeln und Grenzwerte zu prüfen und einzuhalten. BKV und TK müssen in direktem Kontakt miteinander stehen, um die evtl. aufgetretenen Differenzen festzustellen. Zudem muss der Prozess sehr schnell nach Erhalt der Daten angestoßen werden, um innerhalb des Clearingfensters abgewickelt werden zu können. Für den Fall, dass der Bilanzkreisverantwortliche erst am letzten Tag der Clearingfrist das Clearing gegenüber dem NB angestoßen hat, kann der NB die Bearbeitung des Clearingfalles ablehnen, wenn ihm die Bearbeitung und Zusendung einer Clearing-ALOCAT an den MGV bis zum Ablauf der Frist M+2 Monate minus 10 Werktage nicht mehr zumutbar ist.

8.2.4.2 Abwicklung mit NB-Clearingnummer (für RLM-Zeitreihen)

Sollte der BKV dem NB keine Clearingnummer für das Clearing der RLM-Zeitreihen übermitteln, so kann der NB beim MGV eine Netzbetreiber-Clearingnummer anfordern. Nach Anforderung einer Clearingnummer durch den NB, wird der betroffene BKV vom MGV über diesen Vorgang informiert. Der MGV übersendet Netzkonto- und Bilanzkreisnummer, Zeitraum und Zeitreihentyp an den BKV. Der NB übermittelt dem MGV die Clearing-ALOCAT-Nachrichten mit der NB-Clearingnummer sowohl für den geclearten mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang als auch für den geclearten mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang. Nur wenn beide ALOCAT-Nachrichten vorliegen, verarbeitet der MGV die ALOCAT-Nachrichten. Ein RLM-Clearing, für das nur eine der beiden Nachrichten (Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert) beim MGV vorliegt, wird nicht durchgeführt. Der MGV zieht für die Bilanzierung nur die Clearing-ALOCAT-Nachricht mit NB-Clearingnummer heran, welche die mit Abrechnungsbrennwert bewerte Menge enthält und sendet nur diese an den BKV.

Für den Fall, dass ein Clearingvorgang ausschließlich mit einer NB-Clearingnummer durchgeführt wurde, verwendet der MGV die bereits vorliegende mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Menge (D+1 oder M+12 WT) und die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge aus der zuletzt gesendeten Nachricht.

Für den Fall, dass ein Clearingvorgang mindestens mit einer BKV-Clearingnummer und mit mindestens einer NB-Clearingnummer durchgeführt wurde, verwendet der MGV die mit Bilanzierungsbrennwert umgewertete Menge, die zuletzt mit einer Bilanzkreisverantwortlichen-Clearingnummer geschickt wurde und die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge aus der zuletzt gesendeten Nachricht.

8.3 Nachträgliche Allokationskorrektur

Erfolgt innerhalb der Clearingfrist (bis M+2M-10WT) keine Beanstandung der Allokationswerte durch den BKV oder NB, so gelten die Allokationswerte als einvernehmliche Grundlage für die spätere Abrechnung durch den MGV.

Bei Allokationsfehlern eines NB kann aus den nachfolgend genannten Gründen auch nach Ablauf dieser Frist eine nachträgliche Korrektur der Allokationswerte für RLM-Ausspeisepunkte durchgeführt werden, wenn der NB unverzüglich nach Bekanntwerden den MGV über systematische Fehler in technischen Einrichtungen zur Messung informiert.

Voraussetzung für eine nachträgliche Korrektur ist die Bereitstellung einer nachvollziehbaren Dokumentation unter Beachtung der relevanten Vorgaben der Technischen Regel DVGW G 685-B2 (A) durch den NB gegenüber dem MGV.

Relevante Messwerte aus Zählwerk und Registriergerät müssen bei der Überprüfung der Messstelle in einem Protokoll festgehalten werden. Die Dokumentation sollte einen Prüfbericht über die Instandsetzung durch den Gerätehersteller sowie muss den Prüfbericht des Eichamtes oder einer staatlich anerkannten Prüfstelle für Messgeräte für Gas über die Nacheichung enthalten. Der MGV leitet die Dokumentation an den BKV weiter. Innerhalb von 10 WT nach Übermittlung der Dokumentation übermittelt der MGV an den NB eine NB-Clearingnummer für den Vorgang. Anschließend übermittelt der NB dem MGV die Clearing-ALOCAT-Nachrichten mit der NB-Clearingnummer sowohl für den geclearten mit Bilanzierungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang als auch für den geclearten mit Abrechnungsbrennwert umgewerteten RLM-Lastgang innerhalb von 5 WT. Nur wenn beide ALOCAT-Nachrichten vorliegen, verarbeitet der MGV die ALOCAT-Nachrichten. Der MGV zieht für die Bilanzierung der Clearing-ALOCAT mit NB-Clearingnummer nur die mit Abrechnungsbrennwert umgewertete Menge heran. Der MGV storniert dann die zugehörige Bilanzkreisabrechnung und erstellt eine neue Bilanzkreisabrechnung gegenüber dem BKV. Es erfolgt die Anpassung des Netzkontos und der entsprechenden Allokationsdatenberichte, Netzkontoauszüge und Saldomitteilung als IMBNOT um die geclearte RLM-Zeitreihe. Eine Anpassung von bereits durchgeführten Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem erfolgt nicht.

8.4 Clearing der Zeitreihentypen „Entry NKP“ und „Entry Flüssiggas“

Das Kap. 11.4.2 beschreibt die Abstimmung des Netzkontos zwischen MGV und NB. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzkontoauszuges M+2M-5WT können nur noch Differenzen bei den NKP- und Flüssiggas-Zeitreihen vorkommen, da das Clearing der Bilanzkreisdaten bereits abgeschlossen ist. Mit der Bereitstellung des Netzkontoauszugs (M+2 Monate -5 WT) durch den MGV beginnt für den NB die Prüffrist gemäß Kap.11.4.2. Die Frist für das Clearing von NKP- und Flüssiggas-Zeitreihen beginnt M+2M-8 WT und endet M+2M+10WT. Zur Durchführung dieser Clearingfälle ist keine Clearingnummer erforderlich.

Die NB stimmen sich für ein Clearing von NKP-Zeitreihen untereinander über die finalen NKP-Daten ab.

Innerhalb des Clearingzeitraums sind beide NB berechtigt, die korrigierten aggregierten NKP-Daten an den MGV zu übersenden und verpflichtet, diese dem jeweils anderen angrenzenden NB zur Verfügung zu stellen. Die Datenlieferung im Format ALOCAT im Clearingfenster umfasst eine vollständige Monatszeitreihe. Die dabei zu generierende Datenqualität entspricht der Qualität der RLM Allokation im M+12WT Prozess. Der MGV übernimmt innerhalb des Clearingzeitraums übersandte aggregierte NKP-Daten in den Netzkonten auf eine separate Clearingspur. Über die durch den MGV bereit gestellten Netzkontodaten (siehe Kapitel 11.4.3) können die NB das Clearing und den Stand der Verarbeitung der korrigierten NKP-Zeitreihen transparent nachvollziehen.

Liegen korrigierte aggregierte NKP-Daten von beiden angrenzenden NB vor, gelten die von dem sendepflichtigen NB nach § 30 KoV allokierten Daten als Grundlage für den finalen Netzkontostand.

Für ein Clearing von Flüssiggas-Zeitreihen übersendet der NB innerhalb der Frist spätestens bis M+2M+10WT an den MGV die korrigierten Flüssiggas-Allokationsdaten.

Nach der Clearingfrist M+2M+10WT aktualisiert der MGV den Netzkontoauszug und stellt diesen bis M+2M+15 WT gemäß Kap. 11.4.3 bereit.

Der MGV versendet zusätzlich die aktualisierte Saldomitteilung als IMBNOT.

9 Abrechnung von Bilanzkreisverträgen

9.1 Grundsätze der Bilanzkreisabrechnung

Um die endgültige Abrechnung der Bilanzkreisverträge mit gesicherten Daten durchführen zu können, wird ein Allokationsclearing ermöglicht. Der MGV informiert den BKV am M+15WT ohne Gewähr über die zu erwartende Höhe seiner BK-Abrechnungen für den Liefermonat pro Rechnungsbilanzkreis. Dies wird bis zum Vorliegen eines entsprechenden Formates bis mind. zum Zeitpunkt der Rechnungslegung für den jeweiligen Liefermonat in den Portalen der MGV angezeigt.

Die endgültige Abrechnung des Bilanzkreises erfolgt bis spätestens 2 Monate nach dem Liefermonat.

Sofern der MGV die Abrechnung in Gänze oder in Teilen korrigieren muss, erfolgen ein Storno der kompletten Rechnung und ein Neuversand einer neuen Rechnung oder die Erstellung einer Korrekturrechnung. Im Storno wird als Bezug die fehlerhafte Rechnungsnummer angegeben.

Um den umsatzsteuerlichen Erfordernissen zu genügen, muss das Abrechnungsdokument die Pflichtangaben gemäß § 14 Abs. 4 UStG enthalten. Die Behandlung wesentlicher Angaben wird nachfolgend dargestellt.

Der Empfänger von Abrechnungsunterlagen in Papierform ist ausschließlich der BKV des abzurechnenden Bilanzkreises oder (postalisch) der von diesem beauftragten Dienstleister. Unter-Bilanzkreisverantwortliche erhalten keine Abrechnungsunterlagen.

Das kaufmännische Rechnungs-/Gutschriftdokument bezieht sich jeweils auf einen Abrechnungsmonat und auf jeweils nur einen abzurechnenden Bilanzkreis.

Folgende Abrechnungen werden gemeinsam vom MGV an den BKV gesendet:

- Monatliche Abrechnung der täglichen Ausgleichsenergie;
- Monatliche Abrechnung der untertägigen Verpflichtungen;
- Monatliche Abrechnung der SLP-Bilanzierungsumlage;
- Monatliche Abrechnung der RLM-Bilanzierungsumlage;
- Monatliche Abrechnung der RLM-Differenzmengen;
- Monatliche Abrechnung des Konvertierungsentgeltes;
- Monatliche Abrechnung der Konvertierungsumlage;
- Ggf. Ausweis der Erdgassteuer.

Der MGV ist berechtigt, Abschläge für die SLP- sowie die RLM-Bilanzierungsumlage zu erheben. Abschläge auf Ausgleichsenergiekosten und/oder untertägige Verpflichtungen sind

nicht zulässig. Die Abschlagsrechnung wird nach Ablauf des Liefermonats, aber zwingend vor Fristablauf für die endgültige Bilanzkreisabrechnung, ausgestellt. Der Eurobetrag der Abschlagsrechnung wird auf der endgültigen Bilanzkreisabrechnung ausgewiesen und in Abzug gebracht.

9.1.1 Mindestinhalte Abrechnung Bilanzkreisvertrag und Abschlagsrechnung auf die SLP- sowie die RLM-Bilanzierungsumlage

A) Formalitäten:

Vollständiger Name und vollständige Anschrift des leistenden Unternehmers (MGV),

Vollständiger Name und vollständige Anschrift des Leistungsempfängers (BKV),

USt-Identifikationsnummer oder, sofern nicht vorhanden, die Steuernummer des leistenden Unternehmens (bei Rechnungen Leistungserbringer = MGV, bei Gutschriften Leistungserbringer = BKV),

Immer bei Gutschriften durch den MGV: die USt-Identifikationsnummer oder, soweit nicht vorhanden, die Steuernummer des die Gutschrift erhaltenden Unternehmens (BKV) (hier BKV = Leistungserbringer); Dies kann auch bei Rechnungen enthalten sein;

Ausstellungsdatum;

Vertragsnummer und ggf. Bilanzkreisnummer des abzurechnenden Bilanzkreises;

Ggf. Kundennummer des Leistungsempfängers;

Bezeichnung des Beleges als „Rechnung“ oder „Gutschrift“;

Fortlaufende Rechnungsnummer;

EU-Ausländer: Anwendung des Reverse-Charge-Verfahrens (Nettoabrechnung) und Ausweis der USt-Identifikationsnummern oder, soweit nicht vorhanden, der Steuernummer von MGV und BKV; Hinweis zum Übergang der Steuerschuldnerschaft;

Bei Drittland: Beachtung des jeweils lokalen USt-Rechts (Einzelfallbetrachtung).

B) Betreff/Zuordnungsangaben:

„Abrechnung Bilanzkreisvertrag“ bzw. „Stornierung Abrechnung Nr. xxx des Bilanzkreisvertrages“;

„Abschlagsrechnung auf die SLP- und RLM-Bilanzierungsumlage“;

Abrechnungsmonat MM/JJJJ;

Bilanzkreisnummer des abzurechnenden Bilanzkreises.

C) Monatssummen/-beträge für die Bilanzkreisabrechnung:

Kennzeichnung von Überspeisungen des Bilanzkreises mit dem Wort „Überspeisung“;

Kennzeichnung von Unterspeisungen des Bilanzkreises mit dem Wort „Unterspeisung“;

Geldbeträge in der gesetzlichen Währung, derzeit: EUR (€) mit zwei Dezimalstellen;

Preise in Ct/kWh unter Angabe von vier Dezimalstellen;

Ausweis des MwSt.-Satzes und Ausweis des MwSt.-Betrages, der auf das Gesamtentgelt (Geldbetrag netto) entfällt;

Ausweis des Bruttogesamtbetrages;

Fälligkeits-/Wertstellungstermin;

Ggf. Energiesteuersatz;

Ausweisung der monatlichen Mengen für Ausgleichsenergie aus Unterspeisungen in kWh und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen Mengen für Ausgleichsenergie aus Überspeisungen in kWh und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen bilanziellen Flexibilitätsmenge für untertägige Verpflichtungen in kWh und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen Menge für SLP-Bilanzierungsumlage in kWh, die spezifische Höhe der Umlage und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen Menge für RLM-Bilanzierungsumlage in kWh, die spezifische Höhe der Umlage und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen Menge für Konvertierung in kWh, des spez. Konvertierungsentgeltes und des Geldbetrags (netto);

Ausweisung der monatlichen Menge für Konvertierungsumlage in kWh, die spezifische Höhe der Umlage und des Geldbetrages (netto);

Ausweisung der monatlichen RLM-Differenzmengen in kWh und des Geldbetrages (netto);

Ausweis des ggf. nach Steuersätzen aufgeschlüsselten Entgelts (Geldbetrag netto), getrennt nach Unterdeckung und Überdeckung, solange dies entsprechend den gesetzlichen insbesondere umsatzsteuerlichen Vorgaben und ggf. deren Interpretation durch die für einen jeden MGV zuständige Landesfinanzbehörde möglich ist. Ist eine solche Darstellung danach nicht zulässig, folgt die Darstellung den rechtlichen und dabei insbesondere den umsatzsteuerlichen Erfordernissen sowie deren Interpretation durch die vorgenannten Landesfinanzbehörden.

Als Anhang der Rechnung erhält der BKV eine Tagesaufstellung getrennt in Bilanzkreisüberspeisung, Bilanzkreisunterspeisung, bilanzielle Flexibilitätsmengen, RLM-Differenzmengen und Konvertierungsmengen. Auf Wunsch des Kunden und sofern der MGV dies anbietet, werden diese Informationen als elektronischer Anhang per CSV oder Excel übermittelt.

9.1.2 Mindestinhalte Abrechnung von Entgelten für die Nutzung des Virtuellen Handelspunktes

Nach Beschluss der Bundesnetzagentur vom 23. August 2011 (Az.:BK7-11-003) sind die MGV berechtigt, ein VHP-Entgelt von allen Bilanzkreisverantwortlichen zu erheben die innerhalb des Marktgebiets am VHP handeln. Die VHP-Entgelte werden kostenbasiert erhoben und gelten jeweils für die Dauer von 12 Monaten. Beginn des Geltungszeitraums ist der 01.10. eines Kalenderjahres. Die MGV veröffentlichen die jeweiligen VHP-Entgelte (in Ct/MWh) einen Monat vor Beginn des Geltungszeitraums auf deren Internetseiten.

Das VHP-Entgelt wird bei jedem Gasmengenaustausch von BKV sowohl bei dem ausspeisenden als auch einspeisenden Bilanzkreis erhoben und in Rechnung gestellt. Übertragungen von Gasmengen zwischen UBK sind eingeschlossen, soweit diese am VHP nominiert wurden.

Die monatliche Rechnungsstellung für die VHP-Nutzung erfolgt je BKV auf Basis der am VHP nominierten Buy- und Sell-Gasmengen. Wesentliche Bestandteile der Rechnung sind:

- Abrechnungszeitraum,
- Gesamtbetrag,
- Zahlungsziel,
- Bilanzkreisnummer,
- VHP Entgelt in Ct/MWh bzw. EUR/kWh,
- gesamte Gasmenge der Buy-Nominierungen bzw. VHP-Einspeisemengen und Sell-Nominierungen bzw. VHP-Ausspeisemengen (in kWh),
- Rechnungsbetrag in EUR je gesamte Buy/Sell-Nominierungen bzw. je VHP-Einspeisemengen/VHP-Ausspeisemengen,
- Gesamt Nettobetrag,
- Gesamt Betrag der MwSt.,
- Gesamt Bruttobetrag.

9.2 RLM-Differenzmengenabrechnung

Die RLM-Differenzmengen werden monatlich tagesscharf über die Bilanzkreisabrechnung im Verhältnis zwischen dem MGV und dem BKV abgerechnet. Die RLM-Differenzmengen können umfassen:

- Abweichungen, die sich aus der Mengenzuordnung mit Bilanzierungsbrennwert und der Mengenzuordnung mit abrechnungsrelevanten Brennwerten eines Bilanzkreises von RLM-Ausspeisepunkten ergeben nach Kap. 5.5,
- Abweichungen für RLM-Letztverbraucher je Ausspeisepunkt, die durch ein Clearing mit NB-Clearingnummer entstehen nach Kap. 8.2,
- Abweichungen aufgrund einer nachträglichen Allokationsdatenkorrektur nach Kap. 8.3.

Für Tage, an denen der NB dem MGV in Zuge der M+12WT Datenübermittlung keine Mengen mit abrechnungsrelevanten Brennwerten gesendet hat, verwendet der MGV die Mengenzuordnung mit Bilanzierungsbrennwert auch für die abrechnungsrelevante Mengenzuordnung eines Bilanzkreises. Daraus resultiert eine Differenzmenge von Null für die entsprechenden Tage. Der MGV informiert in diesem Fall den NB über das Fehlen der RLM-Allokation umgewertet mit Abrechnungsbrennwert.

Für die Abrechnung ist der tägliche Differenzmengenpreis heranzuziehen. Dieser ist auf die sich ergebenden positiven als auch negativen Differenzmengen anzuwenden.

Eine RLM-Differenzmengenabrechnung für RLM-Ausspeisepunkte, die einem Biogas-Bilanzkreis bzw. Subbilanzkonto zugeordnet sind, entfällt.

9.3 Abrechnung Biogasbilanzkreise

9.3.1 Abrechnung der tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilität bei Biogasbilanzkreisen

Die tatsächlich in Anspruch genommene Flexibilität – ermittelt nach sämtlichen Flexibilitätsübertragungsprozessen – wird als der höchste positive oder negative angefallene kumulierte Saldo zwischen der Ausspeisemenge und der Einspeisemenge auf Tagesbasis bestimmt und während des Bilanzierungszeitraums berechnet. Dabei darf der zuvor ermittelte Flexibilitätsrahmen nicht überschritten werden. Für jede kWh der in Anspruch genommenen Flexibilität innerhalb des Flexibilitätsrahmens hat der Bilanzkreisverantwortliche ein Entgelt von 0,001 EUR zu zahlen.

Für die Berechnung des Saldos werden alle Ein- und Ausspeisungen von Biogas-BK mit ihren zugeordneten Biogas-SBK aggregiert. Das gleiche gilt für die Ein- und Ausspeisemengen von Biogas-RBK und verbundenen UBK.

Der MGV verwendet die am Ende des Bilanzierungszeitraums vorliegende Bilanzkreisverbindung zur Abrechnung der BK.

Die Entgelte für die tatsächlich in Anspruch genommene Flexibilität können erst berechnet werden, wenn der Prozess der Flexibilitätsübertragung abgeschlossen ist. Dieser Zeitpunkt ist spätestens 2M+17 WT nach Ende des Bilanzierungszeitraums.

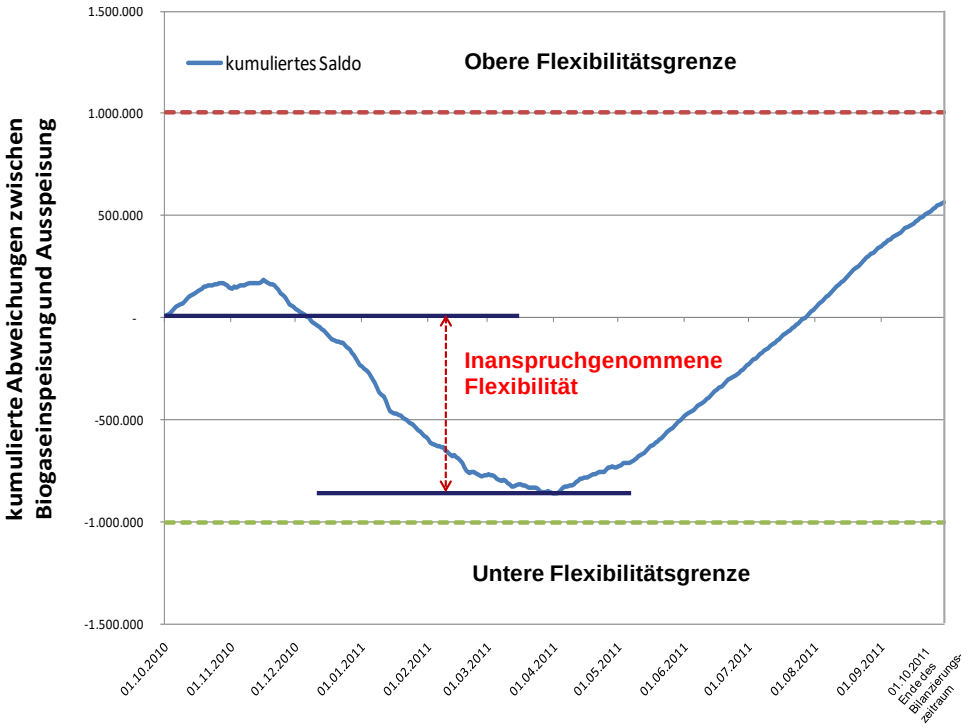


Abbildung 47: Abrechnung des Flexibilitätsrahmens eines Biogas-Bilanzkreises

9.3.2 Abrechnung von Biogas-Differenzmengen außerhalb des Flexibilitätsrahmens eines Biogasbilanzkreises (Ausgleichsenergie)

Sofern der zulässige Flexibilitätsrahmen während des Bilanzierungszeitraums überschritten wird, werden die außerhalb des Flexibilitätsrahmens liegenden Mengen tagesscharf abgerechnet. Solange für Biogas keine Marktpreise veröffentlicht und von der Bundesnetzagentur akzeptiert werden, finden die gleichen Entgelte für den Kauf oder Verkauf von Ausgleichsenergie wie für Erdgas Anwendung. Maßgeblich ist jeweils der Ausgleichsenergiepreis des Tages, an dem die Über- bzw. Unterschreitung stattgefunden hat. Je nach Vorzeichen der Abweichung gilt der Preis für Kauf oder Verkauf von Ausgleichsenergie. Bei Über- bzw. Unterschreitungen des Flexibilitätsrahmens innerhalb des Bilanzierungszeitraums wird der Status als Biogas-Bilanzkreis nicht tangiert.

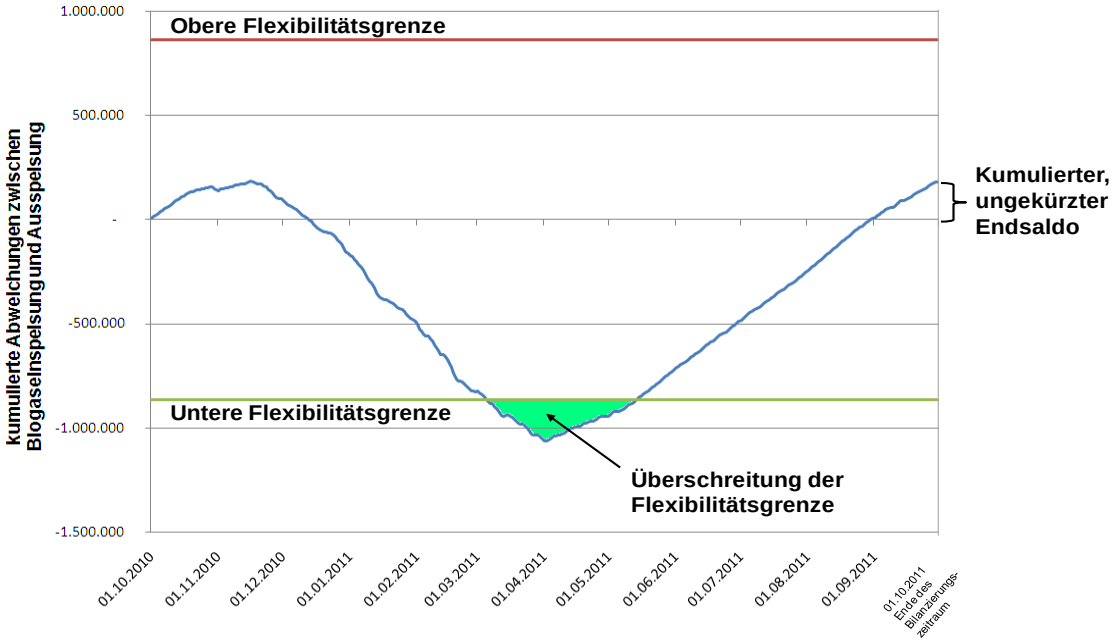


Abbildung 48: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens

Die in Abbildung 48 grün markierte Fläche wird in Realität nicht abgerechnet. Für die Höhe der Abrechnung werden die Tage nacheinander abgearbeitet.

	kum. Saldo ohne Berücksich-tigung der Abrechnung	tägliches Delta	tägliches Kumulativ vor Abrechnung	tägliche Ab-rechnung	tägliches Kumulativ nach Abrechnung	max. Flexibilität
04.03.10	-849.924	keine Ab-rechnung	keine Ab-rechnung	keine Ab-rechnung	-849.924	-866.875
05.03.10	-862.587				-862.587	-866.875
06.03.10	-875.984	-13.397	-875.984	-9.109	-866.875	-866.875
07.03.10	-884.190	-8.206	-875.081	-8.206	-866.875	-866.875
08.03.10	-884.269	-79	-866.954	-79	-866.875	-866.875
09.03.10	-896.315	-12.046	-878.921	-12.046	-866.875	-866.875
10.03.10	-909.819	-13.504	-880.379	-13.504	-866.875	-866.875
11.03.10	-925.079	-15.260	-882.135	-15.260	-866.875	-866.875
12.03.10	-938.726	-13.647	-880.522	-13.647	-866.875	-866.875
13.03.10	-944.579	-5.853	-872.728	-5.853	-866.875	-866.875
14.03.10	-940.238	4.341	-862.534	0	-862.534	-866.875
15.03.10	-936.726	3.512	-859.022	0	-859.022	-866.875

Abbildung 49: Beispiel für die Abrechnung von Überschreitungsmengen

Bis zum 6. März liegen die kumulativen Differenzen oberhalb der unteren Flexibilitätsgrenze von 866.875 kWh. Am 6. März wird die Grenze überschritten um 9.109 kWh. Diese Überschreitung wird dann abgerechnet und die kumulierte Menge wird dann wieder auf die untere Flexibilitätsgrenze gesetzt. Am 7. März ist der Bilanzkreis wieder unterspeist, die kumulierte Biogas-Differenzmenge sinkt wieder unter die Flexibilitätsgrenze. Es werden 8.206 kWh abgerechnet. So erfolgt die Abrechnung bis zum 13. März. Am 14. März ist der Bilanzkreis überspeist, die kumulierte Biogas-Differenzmenge steigt auf -862.534 kWh an, es muss keine Überschreitung abgerechnet werden. Gleiches gilt für den 15. März Der Verlauf der abzurechnenden Menge im Verhältnis zur kumulierten Biogas-Differenzmenge ist in Abbildung 50 aufgetragen. Nur die blau gestrichelte Linie wird abgerechnet. Die grüne kumulierte Biogas-Differenzmenge wird durch die andauernde Abrechnung nicht mehr erreicht.

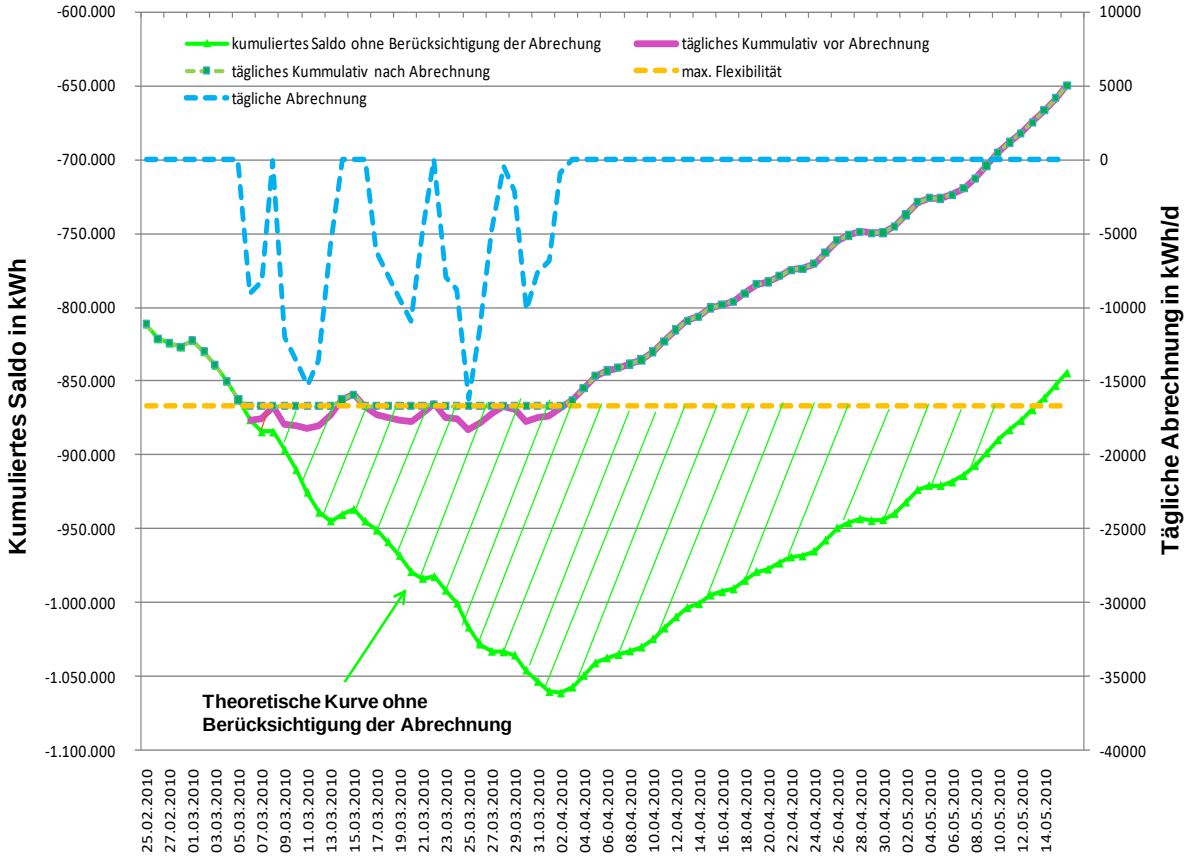


Abbildung 50: Überschreitung des Flexibilitätsrahmens

Bezogen auf einen einzelnen Tag wird zuerst festgestellt, wie hoch der kumulierte Saldo am Ende des Tages ist. Sofern der Saldo – im dargestellten Beispiel um 9.109 kWh – unterhalb der unteren Flexibilitätsgrenze liegt, wird diese Differenz abgerechnet.

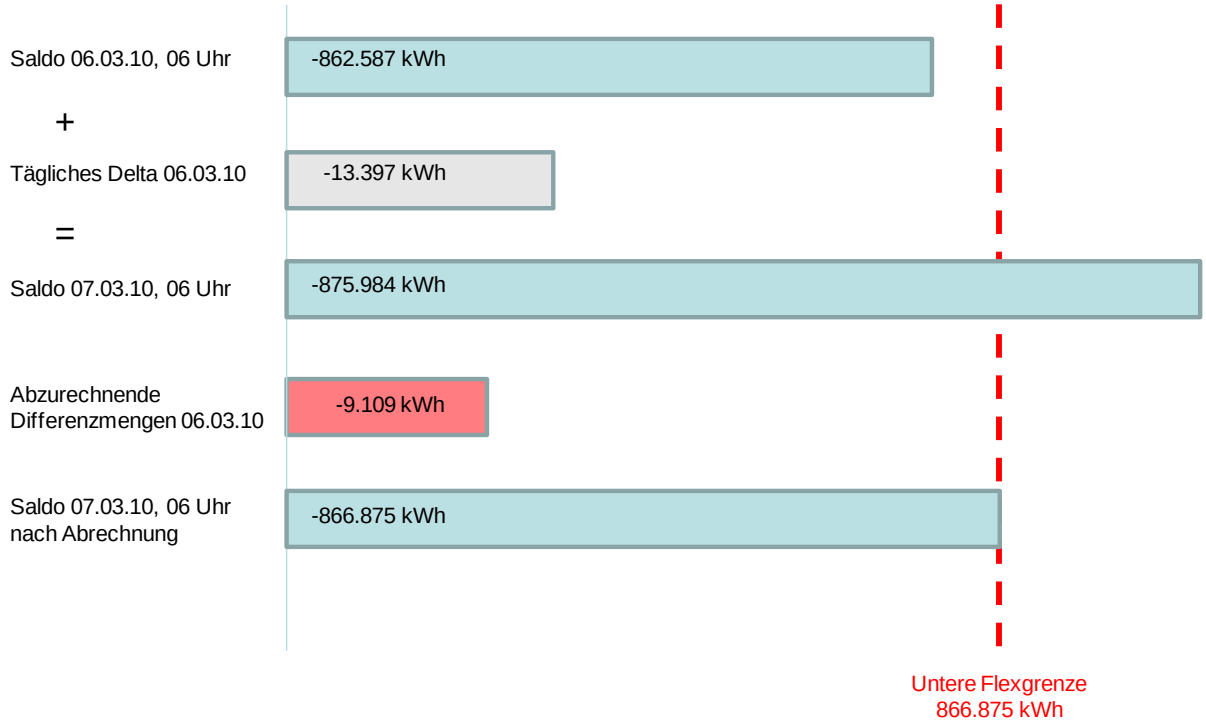


Abbildung 51: Überschreitung und Abrechnung des Flexibilitätsrahmens am 06.03.10

9.3.3 Übertragung oder Abrechnung von Salden am Ende des Bilanzierungszeitraums bei Biogasbilanzkreisen

Am Ende des Bilanzierungszeitraums kann ein positiver oder negativer Endsaldo auftreten. Der Endsaldo ergibt sich aus dem gekürzten kum. Jahressaldo.

Im Rahmen der Biogas-Bilanzierung ist ein Übertrag eines positiven Saldos bis in Höhe des bestehenden Flexibilitätsrahmens auf den nächsten Bilanzierungszeitraum möglich. Die Übertragung erfolgt automatisch, wenn der BKV dem nicht rechtzeitig vor Ablauf des Bilanzierungszeitraums widerspricht. Dieser Saldo wird bei der Ermittlung des im nächsten Bilanzierungszeitraum in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens nicht berücksichtigt, sondern am Ende des nächsten Bilanzierungszeitraums mit dem dann festgestellten Saldo verrechnet. Eine Übertragung auf einen anderen Biogas-BK ist nicht möglich.

Sofern der BKV nicht die Übertragung, sondern die Auszahlung der positiven Salden wünscht, teilt er dieses dem MGV mit. Negative Salden müssen ausgeglichen werden. Für

den Ausgleich wird das arithmetische Mittel aller negativen und positiven Ausgleichsenergiepreise innerhalb des Bilanzierungszeitraums herangezogen. Der Preis für den jeweiligen Bilanzierungszeitraum ist abhängig von Beginn und Enddatum des Bilanzkreises und kann somit je Biogas-Bilanzkreis variieren.

9.3.4 Rechnungserstellung für Überschreitungsmengen bei Biogasbilanzkreisen

Der MGV erstellt die Abrechnung bis auf weiteres in Papierform. Folgende Inhalte werden ausgewiesen:

- Biogas-Bilanzkreisnummer;
- Bilanzierungszeitraum;
- Abrechnung des in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens (absolut) multipliziert mit dem Entgelt für den erweiterten Bilanzausgleich in Höhe von 0,001 €/kWh;
- Gutschrift der Summe aus den täglichen, positiven Salden (Überspeisung) außerhalb des Flexibilitätsrahmens multipliziert mit dem jeweils zugehörigen täglichen Preis für negative Ausgleichsenergie;
- Abrechnung der Summe aus den täglichen, negativen Salden (Unterspeisung) außerhalb des Flexibilitätsrahmens, multipliziert mit dem jeweils zugehörigen täglichen Preis für positive Ausgleichsenergie;
- Übertrag des positiven Saldos innerhalb des bestehenden Flexibilitätsrahmens am Ende des Bilanzierungszeitraums auf den nächsten Bilanzierungszeitraum in kWh;
- Abrechnung des kumulierten, positiven oder negativen (absolut) Saldos des Biogas-BK innerhalb des bestehenden Flexibilitätsrahmens am Ende des Bilanzierungszeitraums in kWh, multipliziert mit dem arithmetischen Mittel negativen und positiven Ausgleichsenergiepreise innerhalb des Bilanzierungszeitraums in €;
- Abrechnung der SLP- sowie der RLM-Bilanzierungsumlage in €.

Es gibt eine Anlage zur Rechnung mit den Salden der Einspeisemengen, Ausspeisemengen, Flexibilitätsrahmenüberschreitungen, des durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreises im Bilanzierungszeitraum der Abrechnung sowie die Summe der Ausgleichsenergiekosten oder -erlöse. Sofern der MGV dies anbietet und der BKV dies wünscht, übermittelt der MGV die Daten zusätzlich in elektronischer Form als Excel- oder CSV-Datei.

Auf einer weiteren Anlage zur Rechnung werden die in den Biogas-BK eingespeisten Biogasmengen, die ausgespeisten Biogasmengen, die eingespeisten Wasserstoffmengen und die nutzbare positive und negative Flexibilitätsgrenze aufgeführt. Dieser Anhang kann zur Bestätigung der Biogasmengen gegenüber dem EEG-Einspeisenetzbetreiber genutzt werden.

9.4 Abwicklung von außerordentlichen Kündigungen von Bilanzkreisen

Im Fall einer außerordentlichen Kündigung eines Bilanzkreisvertrages durch den Marktgebietsverantwortlichen oder einer Aufhebung des Bilanzkreisvertrages informiert der Marktgebietsverantwortliche den anderen Marktgebietsverantwortlichen, die Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilnetzbetreiber im Marktgebiet hierüber unter Angabe der Bilanzkreisnummer und des Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich per E-Mail. Bei einer Kündigung oder Aufhebung eines Bilanzkreisvertrages werden automatisch alle zugehörigen SBK geschlossen.

Sofern die betroffenen TK den NB keine neuen Bilanzkreise bis zur Wirksamkeit der Kündigung des Bilanzkreisvertrages zur Aufnahme der bisherigen Allokationsmeldungen mitteilen, werden die NB ggf. auch die Deklarationsmeldungen ggü. dem MGV auf den Bilanzkreis des Grund-/Ersatzversorgers bzw. auf einen vom Letztverbraucher vorab benannten Ersatzbelieferer gemäß GeLi Gas ändern.

Entsprechend sind auch die Allokationsmeldungen auf den neuen Bilanzkreis durch den NB anzupassen. Für den Fall, dass die Anpassung der Allokationsmeldungen zum Beendigungszeitpunkt des Bilanzkreisvertrages nicht rechtzeitig erfolgen konnte, kann in Abstimmung mit dem MGV ein Allokationsclearing unabhängig von den Grenzwerten erfolgen. Dabei müssen die NB die Gründe für die Erforderlichkeit des Clearings dem MGV in Textform mitteilen. Die Erforderlichkeit wird vermutet, wenn die im GeLi Gas-Prozess „Beginn der Ersatz-/Grundver-sorgung“ vorgesehenen Fristen eingehalten werden.

Schon vorhandene Allokations- und Nominierungsdaten für Zeiträume nach dem Kündigungstermin des Bilanzkreises werden von dem MGV nicht weiter verarbeitet bzw. gelöscht. Schon vorhandene SLP Allokationen werden durch den MGV auf Null gesetzt und als Ersatzwert an den NB zurückgesendet.

10 Mehr-/Mindermengenabrechnung

10.1 Vorbemerkung

Die in diesem Kapitel beschriebenen Prozesse und Inhalte basieren auf der durch die BNetzA veröffentlichten Prozessbeschreibung „Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Strom und Gas“, vom 22. Januar 2015 (Mitteilung Nr. 46, BK7-07-067) und ergänzen diese um die im Leitfaden „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas“ üblichen Informationen.

Sollten sich die Prozessbeschreibung „Prozesse zur Ermittlung und Abrechnung von Mehr-/Mindermengen Strom und Gas“ in ihrer jeweils geltenden Fassung und die Inhalte dieses Kapitels widersprechen, so gilt die Prozessbeschreibung in ihrer jeweils geltenden Fassung.

Um die Wiedererkennung mit der Prozessbeschreibung möglichst groß zu halten, werden nachfolgend die Marktrollen entsprechend Kap. 10.2 „Beteiligte Marktpartner und Definitionen“ und die Objekte so, wie in der Prozessbeschreibung festgelegt, verwendet. Das bedeutet insbesondere, dass der Transportkunde nur in seiner Marktrolle als Lieferant an den Prozessen zur Mehr-/Mindermengenabrechnung beteiligt ist.

Die für die Mehr-/Mindermengenverfahren erforderlichen und jeweils gültigen Formate werden auf der Plattform EDI@Energy veröffentlicht. Dort sind ebenfalls die notwendigen Inhalte der Datenmeldungen beschrieben.

10.2 Beteiligte Marktpartner und Definitionen

Rollen

- Lieferant: LF
- Marktgebietsverantwortlicher: MGV
- Netzbetreiber: NB

Anwendungsmonat

Der Anwendungsmonat ist der Monat, in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet.

Bilanzierte Menge

Die nach Abschluss des Clearingverfahrens tatsächlich dem Bilanzkreis bzw. Subbilanzkonto zugeordnete Menge. Dies entspricht der Allokation gemäß GasNZV.

Bilanzierungszeitraum

Der Bilanzierungszeitraum ist das Zeitintervall für die bilanzierte Menge.

Entnahmemenge

Die Entnahmemenge ist die Energiemenge, die im angegebenen Zeitintervall (= Netznutzungszeitraum) einem Netz direkt oder indirekt entnommen wurde.

Kalkulationsmonat

Im Kalkulationsmonat wird der Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat ermittelt und veröffentlicht. Der Anwendungsmonat folgt auf den Kalkulationsmonat.

Mehr-/Mindermengenzeitraum

Der Mehr-/Mindermengenzeitraum umfasst immer den Netznutzungszeitraum und den Bilanzierungszeitraum. Der Mehr-/Mindermengenzeitraum beginnt mit dem frühesten Beginndatum aus dem Netznutzungszeitraum und dem Bilanzierungszeitraum und endet mit dem spätesten Enddatum aus dem Netznutzungszeitraum und dem Bilanzierungszeitraum.

Beispiel:

Netznutzungszeitraum:	07.01.2017 bis 14.12.2017
Bilanzierungszeitraum:	01.02.2017 bis 31.12.2017
Mehr-/Mindermengenzeitraum:	07.01.2017 bis 31.12.2017

Netznutzungszeitraum

Der Netznutzungszeitraum ist das Zeitintervall, in dem die angegebene Energiemenge an einer Marktlokation einem Netz direkt oder indirekt entnommen wurde.

10.3 Rahmenbedingungen

- Wenn in diesem Kapitel der Begriff „Bilanzkreis“ verwendet wird, so sind damit auch „Sub-Bilanzkonten“ gemeint.
- Die Mehr-/Mindermengen werden immer gegenüber dem LF abgerechnet, auch wenn der Letztverbraucher seine Netznutzungsentgelte selbst entrichtet.
- Für jede Marktlokation ist immer eine Mehr-/Mindermengenabrechnung durchzuführen. Dies gilt auch für Marktlokationen, die einem Biogasbilanzkreis zugeordnet sind.
- Das Mehr-/Mindermengenabrechnungsverfahren ist unabhängig vom Ableseverfahren (Stichtagsablesung oder rollierende Ablesung).
- Jede Marktlokation ist zu jedem Zeitpunkt genau einem LF zur Netznutzung und genau einem LF zur Bilanzierung zugeordnet. Die Zeiträume für Netznutzung und Bilanzierung eines LF für den Zeitraum einer Mehr-/Mindermengenabrechnung müssen nicht übereinstimmen.
- Jede Marktlokation sind die Stammdaten wie z. B. die Lastprofilzuordnung (soweit zutreffend inkl. zugeordneter Temperaturmessstelle und Jahresverbrauchsprognose/Kunden-wert) zugeordnet sowie mit den LF fristgerecht gemäß den Festlegungen der BNetzA (BK7-06-67 "GeLi Gas") ausgetauscht und abgestimmt.

- Eine Anpassung der Jahresverbrauchsprognose sowie vergleichbarer Größen, wie der Kundenwert, ist, wie alle anderen Stammdatenänderungen auch, ausschließlich über elektronische Stammdatenänderungsmeldungen vorzunehmen (siehe zusätzlich auch die o. g. Festlegung der BNetzA).
- Wenn in diesem Kapitel der Begriff „Rechnung“ verwendet wird, so sind damit auch die Fälle gemeint, die aus steuerrechtlichen Gründen als Gutschrift zu bezeichnen sind.

10.4 Grundlagen der Mehr-/Mindermengenabrechnung

Die gesetzliche Grundlage für die Mehr-/Mindermengenabrechnung ist in der Gasnetzzugangsverordnung beschrieben.

Mehr- oder Mindermengen ergeben sich aus der Differenz der bilanzierten Menge für eine Marktlokation und dem tatsächlichen Verbrauch der jeweiligen Marktlokation für einen definierten Zeitraum.

Es wird zwischen Mehr- und Mindermengen unterschieden:

- Mehrmengen entstehen innerhalb des Mehr-/Mindermengenzeitraums als Differenzmenge, sofern die an der Marktlokation ausgespeiste Energiemenge niedriger ist als die Energiemenge, die vom NB in den Bilanzkreis allokiert wurde. In diesem Fall ist die Mehrmenge ein positiver Wert.
- Mindermengen entstehen innerhalb des Mehr-/Mindermengenzeitraums als Differenzmenge, sofern die an der Marktlokation ausgespeiste Energiemenge höher ist als die Energiemenge, die vom NB in den Bilanzkreis allokiert wurde. In diesem Fall ist die Mindermenge ein negativer Wert.

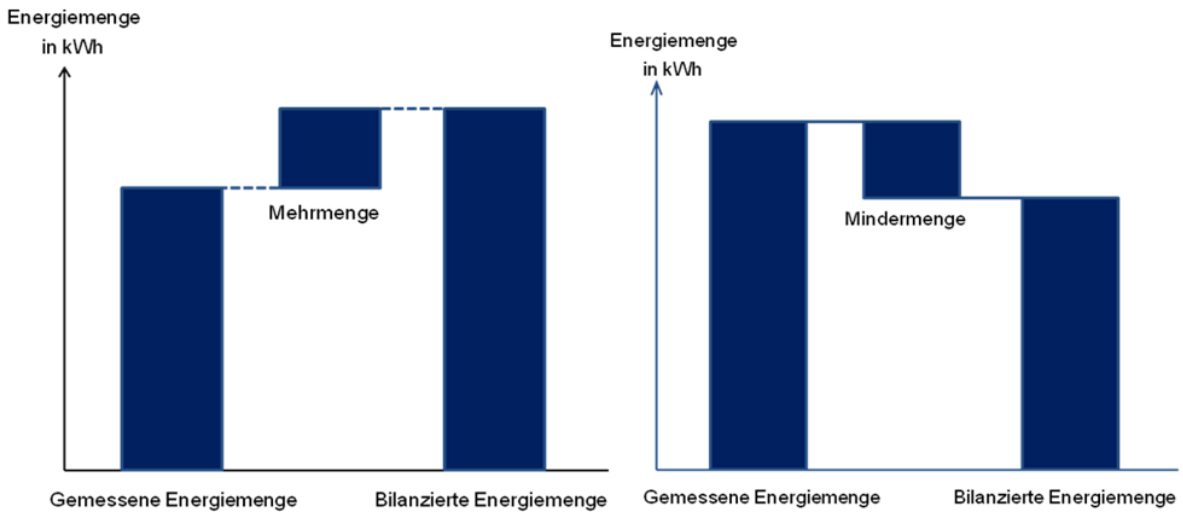


Abbildung 52: Erläuterung Mehr-/Mindermenge

Mehr-/Mindermengen sind nicht prognostizierbar, da sie u. a. vom Verbrauchsverhalten des Kunden, der Güte des zugeordneten Lastprofils und von der Prognosegüte der Anbieter von Temperaturdaten abhängen. Mehr-/Mindermengen können erst ermittelt werden, nachdem der Verbrauch des Kunden an der Marktlokation festgestellt wurde.

10.5 Mengenermittlung

10.5.1 Rundungsdifferenzen

Der NB kann entweder Tageswerte, strukturierte Stundenwerte oder ein Tagesband als Allokationsdaten an den MGV senden. Im Falle eines Tageswertes dividiert der MGV diesen durch 24 (ggf. 23 oder 25 bei Sommer-/Winterzeitumstellung) und erzeugt daraus ein Tagesband. Falls der NB Stundenwerte liefert, addiert der MGV diese 24 (ggf. 23 oder 25 bei Sommer-/Winterzeitumstellung) Stundenwerte und dividiert sie durch 24 (ggf. 23 oder 25 bei Sommer-/Winterzeitumstellung) für die Bildung des Tagesbandes. Bei diesem Rechenverfahren fallen Rundungsdifferenzen an, die akzeptiert werden. Der NB ist nicht verpflichtet, exakt die gleichen Werte wie der MGV als Allokationsdaten in seinen Systemen zu pflegen. Nur im Falle einer Ersatzallokation übernimmt der NB am Tag D-1 die für den Tag D zugesandten Ersatzwerte des MGV.

10.5.2 Umgang mit Allokationsersatzwerten des MGV durch den NB

Im Folgenden wird dargestellt, wie der Umgang mit Allokationsdifferenzen zu erfolgen hat.

Durch den vom MGV für den Tag D für den Bilanzkreis gebildeten Allokationsersatzwert entsteht systembedingt eine Differenz zwischen dem vom MGV gebildeten Allokationsersatzwert für den Tag D des Bilanzkreises und der vom NB für den Tag D ermittelten Allokation für den Bilanzkreis, die vom MGV gemäß Kap. 5.5.1.4 nicht berücksichtigt wurde.

Der Allokationsersatzwert des MGV für den Tag D des Bilanzkreises muss vom NB übernommen sowie transparent und nachvollziehbar für den Tag D auf die einzelnen Marktlokation aufgeteilt werden, die am Tag D diesem Bilanzkreis zugeordnet sind. Dies bedeutet, dass der NB eine mengengewichtete Anpassung der marktlokationsscharf bilanzierten Mengen vorzunehmen hat.

Die marktlokationsscharfe Aufteilung des Allokationsersatzwertes erfolgt über die Anwendung des nachfolgend definierten Ersatzwertfaktors.

Definition Ersatzwertfaktor

Der Ersatzwertfaktor für einen Bilanzkreis BK an einem Tag D ergibt sich durch Division des Allokationsersatzwertes für diesen Bilanzkreis BK am Tag D ($Allokationsersatzwert_{BK,D}$

$AE(BK,D)\,Allokationsersatzwert_{BK,D}$) durch die Allokation für diesen Bilanzkreis BK am Tag D ($Allokation_{BK,D}\,A(BK,D)\,Allokation_{BK,D}$):

$$Ersatzwertfaktor_{BK,D} = \frac{Allokationsersatzwert_{BK,D}}{Allokation_{BK,D}}$$

Dieser Ersatzwertfaktor wird für jede Marktlokation angewendet, welche am Tag D dem betroffenen Bilanzkreis BK zugeordnet ist. Damit wird für jede Marktlokation eine neue bilanzierte Menge ($bilanzierte\ Menge_{neu,LSx(im\ BK),D}$) für diesen Tag D berechnet:

$$bilanzierte\ Menge_{neu,LSx(im\ BK),D} = Ersatzwertfaktor_{BK,D} * bilanzierte\ Menge_{alt,LSx(im\ BK),D}$$

Die Summe der neuen bilanzierten Menge je Marktlokation für den Tag D und den Bilanzkreis BK ($bilanzierte\ Menge_{neu,LSx(im\ BK),D}$) muss dem bilanzkreisscharfen Allokationsersatzwert des MGV ($Allokationsersatzwert_{BK,D}$) entsprechen.

$$\sum_{x=1}^{n} bilanzierte\ Menge_{neu,LSx(im\ BK),D} = Allokationsersatzwert_{BK,D}$$

mit:

n = Anzahl der Marktlokationen, die am Tag D dem Bilanzkreis BK zugeordnet sind.

Falls der NB für den Tag D einen Allokationswert von Null an den MGV meldet, der MGV aber einen Allokationsersatzwert ungleich Null verwendet hat, kann das voranstehende Vorgehen nicht angewandt werden. In diesem Fall ist durch den NB eine Klärung mit allen beteiligten Marktpartnern herbeizuführen.

10.5.3 Marktlokationsscharfe Ermittlung von Mehr-/Mindermengen

Für die Ermittlung der marktlokationsscharfe Mehr-/Mindermengen müssen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Für die Marktlokation liegt die Entnahmemenge durch Ablesung oder Ersatzwertverfahren gemäß DVGW Arbeitsblatt G 685 für den Netznutzungszeitraum vor.
- Die vom NB den Bilanzkreisen zugeordneten Mengen ggfs. inkl. der vom NB aufgeteilten Allokationsersatzwerte des MGV liegen marktlokationsscharfe für den Bilanzierungszeitraum vor.

Daten aus dem Allokationsclearingverfahren werden bei der Berechnung der Mehr-/Mindermengen berücksichtigt.

Im Detail sind bei der Ermittlung der marktlokationsscharfen Mehr-/Mindermengen nachfolgende Regelungen zu berücksichtigen:

Artikel I. Die bilanzierte Menge und die Entnahmemenge in kWh werden auf drei Nachkommastellen kaufmännisch gerundet.

Artikel II. Die ermittelte Mehr-/Mindermenge wird kaufmännisch auf ganze kWh gerundet.

Es gilt: bilanzierte Menge - Entnahmemenge = Mehr-/Mindermenge

Ist der Wert der Mehr-/Mindermenge positiv, so handelt es sich um eine Mehrmenge, ist er negativ, handelt es sich um eine Mindermenge.

Der maßgebliche Zeitraum für die Ermittlung der Entnahmemenge ist der Abrechnungszeitraum der relevanten Netznutzung.

Der maßgebliche Zeitraum für die Ermittlung der bilanzierten Menge ist der für den Abrechnungszeitraum der Netznutzung zugehörige Bilanzierungszeitraum unter Berücksichtigung von asynchronen Zeiträumen.

Der Mehr-/Mindermengenzeitraum wird definiert durch den frühesten Starttermin und den spätesten Endtermin der beiden Zeiträume „Bilanzierungszeitraum“ und „Netznutzungszeitraum“. Somit sind folgende Fälle zu unterscheiden:

<u>Fall 1: Zeiträume von Netznutzung und Bilanzierung sind identisch (synchron):</u>

Für die Mehr-/Mindermengenermittlung ist der Abrechnungszeitraum der Netznutzung (Turnus) maßgeblich. Besteht keine Notwendigkeit, dass der Bilanzierungszeitraum vom Netznutzungszeitraum abweicht, ist der Bilanzierungszeitraum identisch zum Netznutzungszeitraum zu wählen.

Auslöser für die Mehr-/Mindermengenermittlung ist die Netznutzungsabrechnung.

Beispiel:

Netznutzungszeitraum: 07.04.2016 bis 07.04.2017
Entnahmemenge: 10.000 kWh
Bilanzierungszeitraum: 07.04.2016 bis 07.04.2017
bilanzierte Menge: 12.000 kWh
Mehr-/Mindermengenzeitraum: 07.04.2016 bis 07.04.2017
Ermittlung der Mehr-/Mindermenge:
12.000 kWh - 10.000 kWh = 2.000 kWh (Mehrmenge)
Anwendungsmonat: April 2017

<u>Fall 2: Zeiträume von Netznutzung und Bilanzierung sind nicht identisch (asynchron):</u>

Dieser Fall lässt sich unterteilen:

2a: Sowohl der Netznutzungszeitraum als auch der Bilanzierungszeitraum sind vorhanden, jedoch nicht identisch

Auslöser für die Mehr-/Mindermengenermittlung ist die Netznutzungsabrechnung.

Beispiel:

Ein LF meldet vor dem 15. Werktag im Januar 2016 einen Lieferbeginn (Einzug) zum 7. Januar 2016 und vor dem 15. Werktag im Dezember 2016 ein Lieferende (Auszug) zum 14. Dezember 2016.

Netznutzungszeitraum: 07.01.2016 bis 14.12.2016
Entnahmemenge: 11.000 kWh
Bilanzierungszeitraum: 01.02.2016 bis 31.12.2016
bilanzierte Menge: 9.000 kWh
Mehr-/Mindermengenzeitraum: 07.01.2016 bis 31.12.2016
Ermittlung der Mehr-/Mindermenge:
9.000 kWh - 11.000 kWh = -2.000 kWh (Mindermenge)
Anwendungsmonat: Dezember 2016
Ein LF meldet vor dem 15. Werktag im Januar 2016 einen Lieferbeginn (Einzug) zum 7. Januar 2016 und nach dem 15. Werktag im Dezember 2016 ein Lieferende (Auszug) zum 14. Dezember 2016.

Netznutzungszeitraum: 07.01.2016 bis 14.12.2016
Entnahmemenge: 11.000 kWh
Bilanzierungszeitraum: 01.02.2016 bis 31.01.2017
bilanzierte Menge: 9.000 kWh
Mehr-/Mindermengenzeitraum: 07.01.2016 bis 31.01.2017
Ermittlung der Mehr-/Mindermenge:
9.000 kWh - 11.000 kWh = -2.000 kWh (Mindermenge)
Anwendungsmonat: Januar 2017

2b: Netznutzung ohne Bilanzierung

Ist kein Bilanzierungszeitraum vorhanden (bezieht sich nicht auf asynchrone Zeiträume zwischen Bilanzierung und Netznutzung), entspricht der Mehr-/Mindermengenzeitraum dem Netznutzungszeitraum.

Auslöser für die Mehr-/Mindermengenermittlung ist die Netznutzungsabrechnung zum Ende der Netznutzung.

Beispiel:

Ein LF meldet vor dem 15. Werktag im Mai 2016 einen rückwirkenden Lieferbeginn (Einzug) zum 1. April 2016 und meldet vor dem 15. Werktag des Mai 2016 ein Lieferende (Auszug) zum 30. April 2016.

Netznutzungszeitraum: 01.04.2016 bis 30.04.2016
Entnahmemenge: 1.000 kWh
kein Bilanzierungszeitraum
keine bilanzierte Menge
Mehr-/Mindermengenzeitraum: 01.04.2016 bis 30.04.2016
Ermittlung der Mehr-/Mindermenge:
0 kWh - 1.000 kWh = -1.000 kWh (Mindermenge)
Anwendungsmonat: April 2016

Hinweis: Da in diesem Fall kein Bilanzierungszeitraum und keine bilanzierte Menge angegeben werden kann, wird auch keine bilanzierte Menge an den LF übermittelt.

2c: Bilanzierung ohne Netznutzung

Ist kein Netznutzungszeitraum vorhanden (bezieht sich nicht auf asynchrone Zeiträume zwischen Bilanzierung und Netznutzung), entspricht der Mehr-/Mindermengenzeitraum dem Bilanzierungszeitraum.

Auslöser für die Mehr-/Mindermengenermittlung ist das Ende des Bilanzierungszeitraums.

Beispiel:

Der LF „A“ meldet fristgerecht den Lieferbeginn zum 1. April 2016 an. LF „B“ meldet nach dem 16. Werktag im März einen Lieferbeginn (Einzug) zum 1. April 2016 an und LF „A“ stimmt der Abmeldungsanfrage des NB zu.

Für LF „A“:
kein Netznutzungszeitraum
keine Entnahmemenge
Bilanzierungszeitraum: 01.04.2016 bis 30.04.2016
bilanzierte Menge: 1.000 kWh
Mehr-/Mindermengenzeitraum: 01.04.2016 bis 30.04.2016
Ermittlung der Mehr-/Mindermenge:
1.000 kWh - 0 kWh = 1.000 kWh (Mehrmenge)
Anwendungsmonat: April 2016

Hinweis: Da in diesem Fall kein Netznutzungszeitraum und keine Entnahmemenge angegeben werden kann, werden auch keine Zählerstände übermittelt, die im Rahmen der GeLi Gas-Prozesse übermittelt werden würden.

10.5.4 Aufteilungsverfahren

Eine Mengenaufteilung ist nur in Ausnahmen erforderlich, z. B. aufgrund von Steueränderungen, Änderung der Lastprofile bzw. Lastprofilverfahren oder Marktgebietswechsel innerhalb eines Abrechnungszeitraumes und erfolgt nach den Mengenaufteilungsverfahren aus dem DVGW Arbeitsblatt G 685.

10.5.5 Aufteilung der Mehr-/Mindermengen bei Marktraumumstellung

Im Falle einer Marktraumumstellung im Netznutzungszeitraum ändert sich die Gasqualität, daher gilt es bei der Mehr-/Mindermengenermittlung und -abrechnung ein paar Besonderheiten zu beachten.

Der technische Umstellungstermin für die Marktraumumstellung ist zu jedem Datum möglich. Für die Bilanzierung wird die Umstellung immer zum Ersten des Folgemonats wirksam. Beide Umstellungstermine werden im Planungsprozess der Marktraumumstellung festgelegt und an die Beteiligten kommuniziert. Zwischen technischem Umstellungstermin und bilanziellem Umstellungstermin kommt es in der Regel zu einem Zeitversatz und somit zu einer asynchronen Mehr-/Mindermenge:

- Aufgrund der Änderung der Gasqualität erfolgt für die Marktlokation eine Änderung des abrechnungsrelevanten Brennwertes. Somit müssen die Netznutzungsmengen einschließlich des Abgrenzungsstichtages ermittelt werden. Der Abgrenzungsstichtag im Zusammenhang der Marktraumumstellung ist der Zeitpunkt, ab dem das H-Gas tatsächlich beim Letztverbraucher ansteht. Dieser Termin wird vom NB für interne Prozesse verwendet (z. B. für die Ablesesteuerung, zur Abgrenzung, zur (Zwischen-) Abrechnung der Energiemengen aus Netznutzung), siehe Leitfaden Marktraumumstellung.
- Aufgrund der Änderung der Gasqualität erfolgt für die Marktlokation ein Wechsel der Allokation vom L-Gas-BK/SBK in einen H-Gas-BK/SBK und somit vom L-Gas-Netzkonto in das H-Gas-Netzkonto des betroffenen MGV. Daher müssen die bilanzierten Mengen bis zum bilanziellem Umstellungstermin ermittelt werden.

Für die Zeiträume vor und nach der Marktraumumstellung müssen zwei entsprechende Mehr-/Mindermengen gegenüber dem MGV abgerechnet werden. In beiden Teilzeiträumen können jeweils Mehr- oder Mindermengen entstehen, daher ist keine anteilige Aufteilung gegenüber dem MGV zulässig.

Als Grundlage für die Mehr-/Mindermengenermittlung je Marktlokation kann der NB auf Basis des für die Marktraumumstellung abgelesenen Zählerstandes zum Datum der Marktraumumstellung (Ablesung zum Abgrenzungsstichtag, siehe Leitfaden Marktraumumstellung) eine Netznutzungsabgrenzung oder eine Netznutzungsabrechnung als (Zwischen-)Abrechnung durchführen.

Beide Varianten werden nachfolgend beispielhaft beschrieben:

Beispiel für eine Abgrenzung:

Turnusabrechnung 10.01.2018 bis 10.01.2019.

Die Marktraumumstellung erfolgt technisch zum 08.05.2018 (Abgrenzungsstichtag). Der bilanzielle Umstellungstermin ist der Monatserste des Folgemonats, also der 01.06.2018.

- Marktlokation ist vom 10.01.2018 bis 31.05.2018 dem Marktgebiet NCG-L zugeordnet.
- Marktlokation ist ab 01.06.2018 bis 10.01.2019 dem Marktgebiet NCG-H zugeordnet.

Gegenüber dem LF erfolgt lediglich eine Mehr-/Mindermengenabrechnung entsprechend der Netznutzungsabrechnung zum Turnus:

Netznutzungszeitraum:	10.01.2018 - 10.01.2019	20.000 kWh	Netznutzungsmenge
Bilanzierungszeitraum:	10.01.2018 - 10.01.2019	20.100 kWh	bilanzierte Menge
Mehr-/Mindermengenzeitraum:	10.01.2018 - 10.01.2019	100 kWh	Mindermenge

Relevanter Anwendungsmonat: Januar 2019

Gegenüber dem MGV erfolgt die Aufteilung der 100 kWh Mindermenge nach Abgrenzung der korrespondierenden Netznutzungsmengen und bilanzierten Mengen:

Zeitraum für die Aufteilung:	10.01.2018 - 31.05.2018	50 kWh	Mehrmenge NCG-L
Zeitraum für die Aufteilung:	09.05.2018 - 10.01.2019	150 kWh	Mindermenge NCG-H

Relevanter Anwendungsmonat für beide Abrechnungen: Januar 2019

Beispiel für eine (Zwischen-)Abrechnung:

Turnusabrechnung 10.01.2018 bis 10.01.2019.

Die Marktraumumstellung erfolgt technisch zum 08.05.2018 (Abgrenzungsstichtag). Der bilanzielle Umstellungstermin ist der Monatserste des Folgemonats, also der 01.06.2018.

- Marktlokation ist vom 10.01.2018 bis 31.05.2018 dem Marktgebiet NCG-L zugeordnet.
- Marktlokation ist ab 01.06.2018 bis 10.01.2019 dem Marktgebiet NCG-H zugeordnet.

Abrechnung der Netznutzungsmengen zum Abgrenzungsstichtag 08.05.2018 und Zuordnung der zugehörigen bilanzierten Mengen zum 31.05.2018. Gegenüber LF und MGV erfolgt die entsprechende Abrechnung der ermittelten Mehr-/Mindermengen:

L-Gas:

Netznutzungszeitraum:	10.01.2018 – 08.05.2018	9.500 kWh	Netznutzungsmenge
Bilanzierungszeitraum:	10.01.2018 – 31.05.2018	9.550 kWh	bilanzierte Menge

Mehr-/Mindermengenzeitraum:	10.01.2018 – 31.05.2018	50 kWh	Mehrmenge NCG-L

H-Gas:

Netznutzungszeitraum:	09.05.2018 – 09.01.2019	10.500 kWh	Netznutzungsmenge
Bilanzierungszeitraum:	01.06.2018 – 09.01.2019	10.350 kWh	bilanzierte Menge
Mehr-/Mindermengenzeitraum:	09.05.2018 – 09.01.2019	150 kWh	Mindermenge NCG-H

Ab dem Stichtag der vollständigen bilanziellen Umstellung eines Netzes auf H-Gas erwartet der MGV ausschließlich eine Mehr-/Mindermengenabrechnung für das H-Gas Netzkonto. Nach erfolgter Marktraumumstellung und Abrechnung der Mehr-/Mindermengen für alle L-Gas-Kunden im Netz erwartet der MGV keine Mehr/ Mindermengenabrechnung für das L-Gas Netzkonto und dieses wird geschlossen.

10.5.6 Aufteilung der Mehr-/Mindermengen bei Marktgebietswechsel zwischen NB und MGV

Bei einem Marktgebietswechsel müssen entsprechende Mehr-/Mindermengenabrechnungen gegenüber beiden MGV erfolgen.

Zum Datum des Marktgebietswechsels muss keine Netznutzungsabrechnung und keine Mehr-/Mindermengenabrechnung gegenüber dem LF ausgelöst werden. Dagegen müssen für die Zeiträume vor und nach dem Marktgebietswechsel zwei entsprechende Mehr-/Mindermengen gegenüber den beiden MGV ermittelt und abgerechnet werden. Es ergibt sich folglich eine Mehr-/Mindermenge für beide Teilzeiträume.

Damit der Preis und die Summe der Mehr-/Mindermengen in den korrespondierenden Abrechnungen gegenüber dem LF und den beiden MGV identisch sind, darf jeweils nur derselbe Anwendungsmonat angewendet werden. Es empfiehlt sich für die Mengen je MGV die Angabe des Anwendungsmonats anzupassen und analog der Abrechnung gegenüber dem LF zu wählen. Der Mehr-/Mindermengenbetrag gegenüber dem LF muss identisch sein mit dem Saldo der Mehr-/Mindermengenbeträge gegenüber den beiden MGV.

Beispiel:

Turnusabrechnung 01.01.2016 bis 31.12.2016

Marktgebietswechsel zum 01.10.2016

Marktlokation ist vom 01.01.2016 bis 30.09.2016 dem Marktgebiet NCG zugeordnet.

Marktlokation ist vom 01.10.2016 bis 31.12.2016 dem Marktgebiet GASPOOL zugeordnet.

Im gesamten Zeitraum fällt eine Mindermenge in der Höhe von 100 kWh an.

Gegenüber dem LF erfolgt lediglich eine Abrechnung:

01.01.2016 – 31.12.2016: 100 kWh Mindermenge

Relevanter Anwendungsmonat: Dezember 2016

Aufteilung der 100 kWh-Mindermenge beim NB:

01.01.2016 – 30.09.2016: 300 kWh Mindermenge NCG
01.10.2016 – 31.12.2016: 200 kWh Mehrmenge GASPOOL

Gegenüber den MGV erfolgt die Meldung und Abrechnung der aufgeteilten Mindermenge unter Angabe des Anwendungsmonats, der identisch mit dem ist, der in der Mehr-/Mindermengenabrechnung gegenüber dem LF abgerechnet wurde:

01.12.2016 – 31.12.2016: 300 kWh Mindermenge NCG
01.12.2016 – 31.12.2016: 200 kWh Mehrmenge GASPOOL

Relevanter Anwendungsmonat für beide Abrechnungen: Dezember 2016

Dieses Vorgehen bedingt, dass das Netzkonto im Marktgebiet NCG nicht zum Marktgebietswechsel geschlossen wird. Das Netzkonto im Marktgebiet NCG bleibt geöffnet und der betroffene NB sendet weiterhin entsprechende Mehr-/Mindermengen-Meldungen an NCG. Eine Schließung des Netzkontos zum Marktgebietswechsel ist nicht möglich, da ab dem Zeitpunkt der Schließung des Netzkontos keine Mehr-/Mindermengen mehr erwartet und dementsprechend auch nicht akzeptiert werden.

10.6 Preisermittlung und -veröffentlichung

Die MGV ermitteln im sogenannten Kalkulationsmonat den bundesweit einheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat und veröffentlichen diesen bis spätestens zum 15. Werktag des Kalkulationsmonats (M+15WT). Dabei wird auch gekennzeichnet, für welchen Anwendungsmonat der Preis zu verwenden ist. Ab M+15WT sind die veröffentlichten Preise final, Änderungen an den Preisgrunddaten, z. B. durch Preiskorrekturen seitens der Großhandelsplätze, werden bis M+10WT vom MGV berücksichtigt.

Zur Berechnung des Mehr-/Mindermengenpreises bilden die MGV zunächst einen monatlichen Gasdurchschnittspreis anhand der täglichen Differenzmengenpreise je Marktgebiet.

Von jedem MGV wird das arithmetische Mittel aus den veröffentlichten Differenzmengenpreisen berechnet und auf vier Nachkommastellen in Ct/kWh kaufmännisch gerundet. Der ermittelte Wert stellt den sogenannten Marktgebiets-Monatsdurchschnittspreis dar:

Tag	Differenzmengen-preis in Ct/kWh
01.04.2016	2,4576
02.04.2016	2,4924
…	…
30.04.2016	2,9604
Marktgebiets-Monats-durchschnittspreis in Ct/kWh	**2,6708**

Abbildung 53: Berechnung des Marktgebiets-Monatsdurchschnittspreises

Anschließend wird durch die MGV monatlich das arithmetische Mittel der Marktgebiets-Monatsdurchschnittspreise gebildet und als Monatsdurchschnittspreis in der Einheit Ct/kWh auf vier Nachkommastellen kaufmännisch gerundet. Dieser gemeinsame Gasdurchschnittspreis beider Marktgebiete bildet den Monatsdurchschnittspreis.

Tag	GASPOOL-Monatsdurchschnitts-preis in Ct/kWh	NCG-Monatsdurchschnitts-preis in Ct/kWh	Monatsdurchschnitts-preis in Ct/kWh
Apr 2016	2,6708	2,7234	2,6971

Abbildung 54: Preisbildung gemeinsamer Gasdurchschnittspreis beider Marktgebiete (Monatsdurchschnittspreis)

Der bundesweit einheitliche Mehr-/Mindermengenpreis wird anschließend als arithmetisches Mittel der letzten 12 Monatsdurchschnittspreise ermittelt und im Kalkulationsmonat an M+15WT für den Anwendungsmonat, der auf den Kalkulationsmonat folgt, veröffentlicht.

Monat	Monatsdurchschnittspreis in Ct/kWh
Apr 2016	2,6971
Mai 2016	2,8002
…	…

Mrz 2017	2,8616
Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat Mai 2017	2,7153

Abbildung 55: Bildung Mehr-/Mindermengenpreis

Der Mehr-/Mindermengenpreis wird bei der Ermittlung auf 4 Nachkommastellen in Ct/kWh kaufmännisch gerundet und mit 6 Nachkommastellen in EUR/kWh im elektronischen Format (zum Download als .csv-Datei) veröffentlicht.

Bei dem Mehr-/Mindermengenpreis handelt es sich um einen symmetrischen Preis, der für die Mehrmengen und für die Mindermengen identisch ist.

Beispiel:

Der Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat Mai 2017 (grün) ist ein gemittelter 12-Monatswert des Zeitraumes April 2016 bis einschließlich März 2017 (orange), der im Kalkulationsmonat April 2017 (gelb) ermittelt und an M+15WT veröffentlicht wird und als Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat Mai 2017 gekennzeichnet ist.

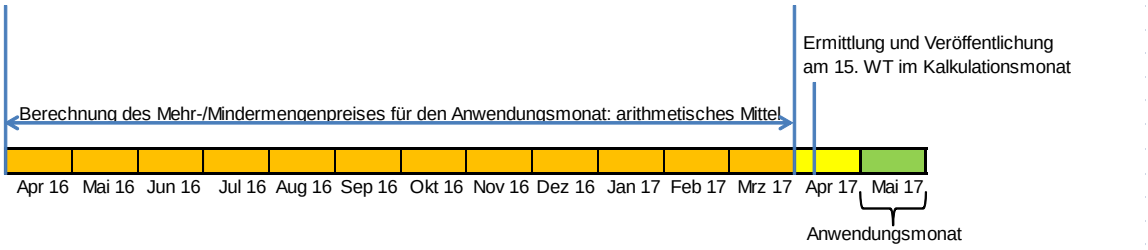


Abbildung 56: Mehr-/Mindermengenpreis für den Anwendungsmonat

10.7 Prozesse zwischen NB und LF

10.7.1 Übermittlung der marktlokationsscharfen Allokationsliste

Der LF kann die monatliche Übermittlung einer tages- und marktlokationsscharfen Aufstellung der Allokationsmengen für die Zukunft frühestens ab dem aktuellen Liefermonat beim NB abonnieren.

Der NB übermittelt die angeforderte Allokationsliste für alle Marktlokationen, die dem LF in dem Liefermonat bilanziell zugeordnet sind. Die Übermittlung der Allokationsliste erfolgt monatlich ab dem Monat, für den die Allokationsliste angefordert wurde, jeweils im dritten Monat nach dem Liefermonat und vor Versand der ersten Mehr-/Mindermengenabrechnung, deren Mehr- bzw. Mindermengenzeitraum diesen Monat enthält. Für Monate, in denen dem LF keine Marktlokation bilanziell zugeordnet sind, erfolgt keine Übermittlung der Allokationsliste. Der LF kann das Abo jederzeit unter Angabe des Monats, für den die Allokationsliste letztmalig übermittelt werden soll, beenden.

Die in der marktlokationsscharfen Allokationsliste enthaltenen bilanzierten Mengen sind auf drei Nachkommastellen kaufmännisch gerundet in kWh anzugeben. Die vom NB übermittelte bilanzierte Menge je Marktlokation für den Mehr-/Mindermengenzeitraum kann aufgrund von Rundungsdifferenzen um max. 1 kWh von der Summe der Tageswerte aus der marktlokationsscharfen Allokationsliste abweichen.

Bei der anschließenden Prüfung der marktlokationsscharfen Allokationsliste gegen das Bilanzkreisergebnis können Rundungsdifferenzen bis zu einer Höhe von max. 744 kWh pro Bilanzkreis und Monat auftreten. Bei Abweichungen, die 744 kWh pro Bilanzkreis übersteigen, ist der LF berechtigt, von dem NB einen Nachweis zu verlangen.

Uhrzeit	ANB - System (h-Werte)	ANB-MSCONS (d-Werte)		ANB - ALOCAT (h-Werte)	MGV-Bilanzkreis Tagesband (h-Werte)
07:00	13,500100			14	26
08:00	14,500100			15	26
09:00	15,500100			16	26
10:00	16,500100			17	26
11:00	17,500100			18	26
12:00	18,500100			19	26
13:00	19,500100			20	26
14:00	20,500100			21	26
15:00	21,500100			22	26
16:00	22,500100			23	26
17:00	23,500100			24	26
18:00	24,500100			25	26
19:00	25,500100			26	26
20:00	26,500100			27	26
21:00	27,500100			28	26
22:00	28,500100			29	26
23:00	29,500100	600,002		30	26

00:00	30,500100			31	26
01:00	31,500100			32	26
02:00	32,500100			33	26
03:00	33,500100			34	26
04:00	34,500100			35	26
05:00	35,500100			36	26
06:00	36,500100			37	26
Summe	**600,002400**	**600,002**		**612**	**624**
				-12	**-24**

Die Rundungsdifferenzen von 744 kWh können auftreten, wenn ein NB beim Versand einer ALOCAT mit Stundenwerten zuerst jede Stunde rundet, um tagesscharfe ganzzahlige Werte für die Allokation zu erhalten und dann im Rahmen der Bandbildung beim MGV ein zweites Mal gerundet wird.
Je Rundungsvorgang können 12 kWh Rundungsdifferenz entstehen. In Summe ist die Rundungsdifferenz pro Tag also max. 24 kWh und im Monat somit 744 kWh.

10.7.2 Abrechnung der Mehr-/Mindermengen

Die Rechnungsstellung des NB an den LF erfolgt im dritten Monat nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet. Der früheste Termin für die Rechnungsstellung liegt nach Ablauf des zweiten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+2M). Der späteste Termin liegt am Ende des dritten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+3M).

Beispiel:

Ende des Mehr-/Mindermengenzeitraums	April 2016
Rechnungsstellung für Mehr-/Mindermengen (frühester Termin)	01.07.2016
Rechnungsstellung für Mehr-/Mindermengen (spätester Termin)	31.07.2016

Die Frist „spätester Termin“ muss nicht abgewartet werden. Der Rechnungsversand erfolgt unverzüglich nach dem „frühesten Termin“ und dem Vorliegen valider Daten.

Vor der Rechnungsstellung übermittelt der NB die bilanzierte Menge in kWh mit drei Nachkommastellen an den LF falls eine Bilanzierung stattgefunden hat. Der NB erstellt fristgerecht die marktlokationsscharfen Mehr-/Mindermengenabrechnung auf Basis ermittelter und ausgetauschter (und ggf. zwischenzeitlich korrigierter) Werte, unter Verwendung des für den Anwendungsmonat veröffentlichten Mehr-/Mindermengenpreises. Die Übermittlung der

Rechnung an den LF erfolgt unverzüglich, spätestens jedoch bis zum Ablauf des 10. Werktages nach Übermittlung der bilanzierten Menge. Rechnungen sind auch bei einer Mehr-/Mindermenge von „Null“ zu stellen.

Eine Mehrmenge führt zu einem Guthaben des LF beim NB.

Eine Mindermenge führt zu einer Forderung des NB gegenüber dem LF.

Abhängig von dem Prüfergebnis der Mehr-/Mindermengenabrechnung übermittelt der LF das Zahlungs- bzw. Nichtzahlungsavis. Bei Vorliegen eines Nichtzahlungsavis, stößt der NB bei Bedarf eine bilaterale Klärung an. Insbesondere Änderungen der Entnahmemenge führen zur Stornierung und zum Neuversand der Mehr-/Mindermengenabrechnung.

Das Zahlungsziel darf 10 Werktage nach Eingang der Mehr-/Mindermengenabrechnung beim LF nicht unterschreiten. Der LF übermittelt spätestens 10 Werktage nach Eingang der Mehr-/Mindermengenabrechnung ein Zahlungsavis an den NB. Ein Nichtzahlungsavis ist unverzüglich zu übermitteln, spätestens jedoch 10 Werktage nach Eingang der Mehr-/Mindermengenabrechnung.

In dem asynchronen Fall Kap. 10.5.3 2b) Netznutzung ohne Bilanzierung, entfällt die Referenz auf die bilanzierte Menge. Bei dem asynchronen Fall Kap. 10.5.3 2c) Bilanzierung ohne Netznutzung, wird in der Rechnung kein Netznutzungszeitraum angegeben.

Korrekturen von Mehr-/Mindermengenabrechnungen zwischen NB und LF nach dem 1. April 2016, deren initiale Rechnungsstellung vor dem 1. April 2016 im Altverfahren erfolgt ist, werden ausnahmslos nach dem Altverfahren (siehe die zum jeweiligen Abrechnungszeitpunkt gültige Kooperationsvereinbarung) durchgeführt. Dabei ist immer die Methode zur Preisermittlung zu verwenden, die zum Zeitpunkt gültig war, als die Mehr-/Mindermenge erstmalig abgerechnet wurde.

10.7.3 Nachvollziehbarkeit der Mehr-/Mindermengenabrechnung

Mit den folgenden Informationen ist der LF in der Lage, die Mehr-/Mindermengenabrechnung zu plausibilisieren.

Entnahmemengen:

Dem LF liegt die Entnahmemenge marktlokationsscharf durch die Mengenmeldungen (Zählerstände, Zustandszahl, Brennwert), auf denen die Netznutzungsabrechnung basiert, vor.

Bilanzierte Mengen:

Dem LF liegt die bilanzierte Menge marktlokationsscharf aus der Übermittlung durch den NB vor. Zusätzlich kann der LF gemäß Kap. 10.7.1 eine marktlokationsscharfe Allokationsliste anfordern, um z. B. eine Prüfung der bilanzierten Menge durchführen zu können.

Mehr-/Mindermengenpreise:

Der LF kann den vom NB verwendeten Preis anhand der veröffentlichten Mehr-/Minder-mengenpreise auf den Internetseiten der MGV prüfen.

10.8 Prozesse zwischen NB und MGV

10.8.1 Mitteilung des Ableseverfahrens

Der NB teilt dem MGV schriftlich sein angewendetes SLP-Ableseverfahren (Stichtag- oder rollierende Ablesung) mit. Im Falle der Stichtagsablesung wird dem MGV zusätzlich der jeweilige Stichtag mitgeteilt.

Die Gasnetzzugangsverordnung lässt dem NB die Wahl, ob die Mehr-/Mindermengenermittlung einmal jährlich für alle Kunden zu einem Stichtag durchgeführt wird oder rollierend über das ganze Jahr erfolgt.

Im Falle des rollierenden Ableseverfahrens ermittelt der NB auf Basis der Zählerablesung die Verbrauchswerte der einzelnen Entnahmestellen. Nach erfolgter Ablesung errechnet der NB auf Basis der nach den im DVGW Arbeitsblatt G 685 vorgegebenen Regeln den jeweiligen Abrechnungsbrennwert, die Zustandszahl etc., um den Verbrauch in der Einheit kWh für den Ablesezeitraum zu ermitteln. Dieser Prozess erfolgt kontinuierlich über das ganze Jahr, so dass in der Regel jeden Monat eine Teilmenge aller Marktlokationen abgelesen wird. Zusätzlich finden weitere Ablesevorgänge statt, wie z. B. aufgrund von durchgeführten Lieferantenwechseln oder bei Ein- und Auszügen.

NB mit Stichtagsverfahren ermitteln die ausgespeiste Energiemenge je Marktlokation für alle Marktlokationen im Netz zu einem bestimmten Stichtag bzw. um einen bestimmten Stichtag herum.

Die Informationen bezüglich des Ableseverfahrens sind notwendig, damit sich der MGV auf den Empfang der Mehr-/Mindermengenmeldungen einstellen kann. In beiden Fällen erwartet der MGV monatliche Mehr-/Mindermengenmeldungen.

Bei einer Fusion von NB mit unterschiedlichen Ableseverfahren, bei Änderung des verwendeten Ableseverfahrens oder bei der Gründung eines neuen NB meldet der NB dem MGV unverzüglich das neue Ableseverfahren ggf. unter zusätzlicher Nennung des verwendeten Stichtages.

10.8.2 Meldung der Mehr-/Mindermengen

Die unter Kap. 10.5.3 ermittelten Mehr-/Mindermengen werden vom NB gegenüber dem MGV (über alle LF aggregiert) verrechnet und zur Führung des Netzkontos übermittelt.

Der NB erstellt für jeden Monat, unabhängig vom Ableseverfahren, je Netzkonto eine Mehr-/Mindermengenmeldung und übermittelt diese an den MGV. Hierzu aggregiert der NB alle gegenüber den LF in Rechnung gestellten Mehr-/Mindermengen, deren Mehr-/Mindermen-genzeitraum im selben Anwendungsmonat endet. Die übermittelten Werte sind immer positive Werte.

Sollte in einem Monat keine Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen NB und LF durchgeführt worden sein, so übermittelt der NB an den MGV eine Mehr-/Mindermengenmeldung mit dem Wert Null.

Die Mehr-/Mindermengenmeldung des NB an den MGV erfolgt im dritten Monat nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet. Der früheste Termin für die Mehr-/Mindermengenmeldung liegt nach Ablauf des zweiten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+2M). Der späteste Termin liegt am Ende des dritten Monats nach Ende des Monats in dem der Mehr-/Mindermengenzeitraum endet (M+3M).

Beispiel:

Ende des Mehr-/Mindermengenzeitraums	April 2016
Mehr-/Mindermengenmeldung (frühester Termin)	01.07.2016
Mehr-/Mindermengenmeldung (spätester Termin)	31.07.2016

Die Mehr-/Mindermengenmeldung erfolgt im Format SSQNOT. Die Datumsangabe auf der SSQNOT ist der erste und der letzte Gastag des Anwendungsmonats.

Der MGV bestätigt die eingegangene SSQNOT mit einer CONTRL oder lehnt die SSQNOT wegen syntaktischer Fehler mit einer CONTRL ab. Syntaktisch richtige SSQNOT unterzieht der MGV anschließend einer Verarbeitbarkeitsprüfung und meldet gefundene Fehler per APERAK.

Zusätzlich können die MGV eine Eingabemöglichkeit über ein Portal oder eine Excel Eingabemaske zur Verfügung stellen.

10.8.3 Abrechnung der Mehr-/Mindermengen

Der NB rechnet die Mehr-/Mindermengen, entsprechend der Mehr-/Mindermengenmeldungen, mit dem MGV ab.

Je Mehr-/Mindermengenmeldung ist vom NB genau eine Rechnung bzw. Gutschrift an den MGV zu stellen. Auch bei einer Mehr-/Mindermengenmeldung mit dem Wert Null erstellt der NB eine Abrechnung in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC.

Im Falle einer Mehrmenge übermittelt der NB eine Mehrmengenrechnung in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC an den MGV. U.a. werden folgende Daten vom NB an den MGV übermittelt:

Rechnung für SLP Mehrmengen (NB an MGV)

Absender NB, identifiziert über Marktpartner-ID

Empfänger MGV, identifiziert über Marktpartner-ID

Bezugsobjekt Netzkontonummer des NB

Bezugszeitraum von Datum des Anwendungsmonats (XX.XX.XXXX)
bis Datum des Anwendungsmonats (XX.XX.XXXX)

Mehrmenge Menge in kWh

Mehrmengenbetrag Betrag in Euro

Mehrmengenpreis in €/kWh

Im Falle einer Mindermenge übermittelt der NB eine Mindermengengutschrift in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC an den MGV. U. a. werden folgende Daten vom NB an den MGV übermittelt:

Gutschrift für SLP Mindermengen (NB an MGV)

Absender NB, identifiziert über Marktpartner-ID

Empfänger MGV, identifiziert über Marktpartner-ID

Bezugsobjekt Netzkontonummer des NB

Bezugszeitraum von Datum des Anwendungsmonats (XX.XX.XXXX)
bis Datum des Anwendungsmonats (XX.XX.XXXX)

Mindermenge Menge in kWh

Mindermengenbetrag Betrag in Euro

Mindermengenpreis in €/kWh mit

Der für den Anwendungsmonat vom MGV veröffentlichte Mehr-/Mindermengenpreis ist vom NB für Mehrmengenrechnungen und Mindermengengutschriften zu verwenden.

Der NB übermittelt die Mehrmengenrechnung bzw. die Mindermengengutschrift spätestens am 10. Werktag nach Übermittlung der Mehr-/Mindermengenmeldung an den MGV. Das Zahlungsziel für NB bzw. MGV beträgt 10 Werktage bezogen auf den Rechnungseingang. Vom MGV wird entweder das Zahlungsavis versandt oder eine bilaterale Klärung mit dem NB durchgeführt.

Im Falle von fehlenden bzw. falschen Angaben auf der Mehrmengenrechnung bzw. der Mindermengengutschrift kann die Mehrmengenrechnung oder Mindermengengutschrift durch den MGV abgelehnt werden (siehe auch Kap. 10.8.5). Hierbei sind die Gründe der Ablehnung mitzuteilen.

Bei Überweisung ist die Nachrichtenreferenznummer, die mit der REMADV generiert wird, als Verwendungszweck anzugeben. Pro Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt eine Banküberweisung, Sammelüberweisungen erfolgen nicht.

Die Beträge der abgerechneten Mehr-/Mindermengen werden vom MGV für Leistungszeiträume vor dem 1. Oktober 2015 im Verhältnis 40:60 auf das SLP- und RLM-Bilanzierungsumlagekonto gebucht. SLP Mehr- und Mindermengenabrechnungen für Leistungszeiträume ab dem 1. Oktober 2015 werden auf das SLP-Bilanzierungsumlagekonto gebucht.

Die Rechnungslegung erfolgt in elektronischer Form mit dem EDIFACT-Nachrichtentyp INVOIC.

10.8.4 Nachvollziehbarkeit der Mehr-/Mindermengenabrechnung

Analog zum LF benötigt der MGV ebenfalls die Möglichkeit die Mehr-/Mindermengen nachzuvollziehen und ist verpflichtet die Mehr-/Mindermengen der NB anhand der Netzkontodaten zu plausibilisieren. Ergibt eine Plausibilitätsprüfung, dass die Menge nicht oder nur teilweise nachvollzogen werden kann oder ein falscher Preis verwendet worden ist, so ist der MGV verpflichtet mit dem jeweiligen NB in einen Klärungsprozess einzutreten. Für den Zeitraum der Klärung erfolgt keine Abrechnung dieser Mehr-/Mindermengen oder, falls die Rechnung bereits gestellt sein sollte, wird die Zahlungsfrist dieser Rechnung für alle Beteiligten ausgesetzt.

Eine Plausibilisierung der Mehr-/Mindermenge durch den MGV erfolgt unverzüglich nach Erhalt der Mehr-/Mindermengenmeldung.

Für NB in der Marktgebietsüberlappung tauschen beide MGV die notwendigen Daten zur Plausibilisierung der Mehr-/Mindermengen aus. Dies impliziert, dass die Mehr-/Mindermengen durch den NB an beide MGVs zeitnah übermittelt wurden.

Die Plausibilisierung der Mehr-/Mindermengen erfolgt auf Basis des Netzkontosaldos 2.

Folgende Prüfroutine wird durch die MGV zur Plausibilisierung der Mehr-/Mindermengen verwendet:

- Überprüfung des vollständigen Vorliegens der SLP Mehr-/Mindermengenmeldungen für vorangegangene Zeiträume;
- Überprüfung der vollständigen Datenlage (NKP Meldungen etc.);
- Überprüfung des beendeten Clearingfensters.

Anschließend berechnet der MGV folgende Prüfgröße:

$$\text{Prüfgröße} = \frac{\text{Netzkontosaldo 2 (Kumuliert)}}{\text{Einspeiseallokation (kumuliert) - NKPExit (kumuliert)}} * 100\%$$

Die Prüfgröße ergibt sich aus dem kumulierten Netzkontosaldo 2 (bezogen auf die letzten 12 Monate) dividiert durch die kumulierte Einspeiseallokation abzüglich der kumulierten NKPExit-Werte des gleichen Zeitraums. Sollte der ungerundete Betrag der Prüfgröße größer oder gleich 3 % sein, so erachtet der MGV die übermittelte SLP Mehr-/Mindermengenmeldung zunächst als unplausibel und stößt einen Klärungsprozess an.

> *Bsp.: Sendet der NB dem MGV eine Mengenmeldung für den Januar 2017, bezieht sich der kumulierte Netzkontosaldo 2 auf den Zeitraum Februar 2016 bis einschließlich Januar 2017. Der gleiche Zeitraum wird zur Berechnung der kumulierten Einspeiseallokation sowie der kumulierten NKPExit-Werte verwendet.*

Auf Nachfrage erhält der MGV eine Gegenüberstellung der der jeweiligen Mehrmengenrechnung oder Mindermengengutschrift zugrunde liegenden Allokations- und Verbrauchsdaten, bei Bedarf auch lieferanten- oder marktlokationsscharf.

Hinweis: Aus gasfachlicher Sicht kann der Netzkontosaldo 2 nach plausibilisierter Mehr-/Mindermengenmeldung wegen Netzverlusten, Brennwertdifferenzen etc. nicht auf null ausgeglichen sein.

10.8.5 Korrektur einer Mehr-/Mindermengenabrechnung

Die Korrektur einer Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt bei fehlerhafter Ermittlung bzw. Verwendung von Mengen oder Preisen oder bei nachträglichen Änderungen von Mengen.

Sofern durch den NB Korrekturen der Mehr-/Mindermengen gegenüber den LF erforderlich sind, die eine Korrektur der Mehr-/Mindermengen ggü. dem MGV notwendig machen, übermittelt der NB eine neue Mehr-/Mindermengenmeldung (jeweils eine für jeden betroffenen Anwendungsmonat) an den MGV. Diese ersetzt die bisherigen Mehr-/Mindermengenmeldungen für diese Monate.

Die ggf. bereits erfolgten Rechnungen bzw. Gutschriften, für die sich Änderungen ergeben haben, werden storniert, korrigiert, neu erstellt und die neuen Mehr-/Mindermengen werden abgerechnet.

Die Korrektur der Mehr-/Mindermengen gegenüber dem MGV kann entweder zeitnah und kontinuierlich im Nachgang zur Mehr-/Mindermengenkorrektur gegenüber dem LF erfolgen oder die Korrekturen werden gesammelt und dann aggregiert abgerechnet.

Beispiel aggregierte Abrechnung von Korrekturen:

Ursprüngliche Mehr-/Mindermengenmeldung April 2016 an MGV= 100 kWh (Mindermenge)

- Mengenkorrektur ggü. LF A am 1. Oktober 2016 für den Monat April 2016 → Verändert Mehr-/Mindermenge an MGV auf 90 kWh (Mindermenge). Da noch weitere Korrekturen ggü. LF erforderlich sein könnten, erfolgt zu diesem Zeitpunkt noch keine Korrektur ggü. dem MGV
- Mengenkorrektur ggü. LF B am 16. Oktober 2016 für den Monat April 2016 → Verändert Mehr-/Mindermenge an MGV auf 85 kWh (Mindermenge). Da noch weitere Korrekturen ggü. LF erforderlich sein könnten, erfolgt zu diesem Zeitpunkt noch keine Korrektur ggü. dem MGV
- Mengenkorrektur ggü. LF C am 15. Dezember 2016 für den Monat April 2016 → Verändert Mehr-/Mindermenge an MGV auf 100 kWh (Mindermenge). Durch die Mengenkorrektur ggü. LF C entfällt zum Zeitpunkt 15. Dezember 2016 das Erfordernis einer Korrektur der Mehr-/Mindermenge ggü. dem MGV.
- Mengenkorrektur ggü. LF D am 22. Februar 2017 für den Monat April 2016 → Verändert Mehr-/Mindermenge an MGV auf 110 kWh (Mindermenge). Der NB rechnet die neue Mindermenge mit dem MGV ab:
    - Übersendung der neuen Mehr-/Mindermengenmeldung April 2016 an MGV = 110 kWh (Mindermenge),
    - Stornierung der ursprünglichen Mindermengengutschrift,
    - Erstellung der neuen Mindermengengutschrift,
    - Abrechnung der neu entstandenen Mindermenge.

Darüber hinaus können Stornierungen von Mehrmengenrechnungen bzw. Mindermengengutschriften aufgrund formaler Fehler im Zuge der Rechnungsstellung (z. B. Angabe falscher Rechnungsadresse) oder falscher Mengenangaben (durch Eingabefehler) erfolgen. In diesem Fall ist ein erneutes Versenden der Mehr-/Mindermengenmeldung nicht erforderlich. Hier sind die Stornierung und der Neuversand der Mehrmengenrechnung bzw. der Mindermengengutschrift ausreichend.

Korrekturen von Mehr-/Mindermengenabrechnungen zwischen NB und MGV nach dem 1. April 2016, deren initiale Rechnungsstellung vor dem 1. April 2016 im Altverfahren erfolgt ist, werden ausnahmslos nach dem Altverfahren (siehe die zum jeweiligen Abrechnungszeitpunkt gültige Kooperationsvereinbarung) durchgeführt. Dabei ist immer die Methode zur Preisermittlung zu verwenden, die zum Zeitpunkt gültig war, als die Mehr-/ Mindermenge erstmalig abgerechnet wurde.

10.8.6 Anreizsystem zur Durchführung der Mehr-/Mindermengenabrechnung für Leistungszeiträume bis 30. September 2020

Im Falle von fehlenden SSQNOT-Meldungen für Leistungszeiträume bis 30. September 2020 wird durch den MGV nach entsprechendem Fristablauf eine Abrechnung erstellt. Diese Abrechnung stellt eine Pönalzahlung dar und erfolgt unabhängig davon, ob es sich um eine Mehr- oder um eine Mindermenge handelt.

Die Höhe der Pönalisierung ist abhängig von:

- der Größe des NB (gemessen an der SLP-Ausspeiseallokation),
- und dem Zeitraum des Verzugs der Datenmeldung.

Zur Berücksichtigung der Größe eines NB werden die NB anhand der SLP-Ausspeiseallokation des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres in Größengruppen eingeteilt, so dass sich die folgenden Größengruppen ergeben:

- Klein = Ausspeiseallokation < 200 Mio. kWh
- Mittel = Ausspeiseallokation ≥ 200 Mio. kWh bis < 5.000 Mio. kWh
- Groß = Ausspeiseallokation ≥ 5.000 Mio. kWh

Sollten keine Vorjahres-Ausspeisewerte vorliegen (z. B. aufgrund von Neugründungen) wird durch den MGV eine Abschätzung bzw. eine Hochrechnung der jährlichen Ausspeiseallokation – auf Grundlage der bereits vorliegenden Werte – vorgenommen. Zur Ermittlung der je Größengruppe anfallenden Höhe der Pönale wurde die anzusetzende vorjährliche Ausspeiseallokation mit dem Faktor 0,0002 bewertet und ein Preis von 3 Ct/kWh angesetzt. Die Pönalzahlungsbeträge werden in § 49, Ziffer 9 im Hauptteil der KoV genannt.

Eine erste Pönalisierung wird durch den MGV zum Zeitpunkt M+5M+1WT in Rechnung gestellt. Anschließend erfolgen ggf. weitere Pönalrechnungen im Rhythmus von jeweils 6 Monaten, bis der Eingang der SSQNOT Meldung erfolgt.

10.8.7 Anreizsystem zur Durchführung der Mehr-/Mindermengenabrechnung für Leistungszeiträume ab Oktober 2020

Im Falle von fehlenden Mehr-/Mindermengenabrechnungen (INVOIC) für Leistungszeiträume ab Oktober 2020 wird durch den MGV nach entsprechendem Fristablauf eine Abrechnung erstellt. Diese Abrechnung stellt eine Pönalzahlung dar und erfolgt unabhängig davon, ob es sich um eine Mehr- oder um eine Mindermenge handelt.

Die Höhe der Pönalisierung ist abhängig von:

- der Größe des NB (gemessen an der SLP-Ausspeiseallokation),
- und dem Zeitraum des Verzugs der Datenmeldung.

Zur Berücksichtigung der Größe eines NB werden die NB anhand der SLP-Ausspeiseallokation des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres in Größengruppen eingeteilt, so dass sich die folgenden Größengruppen ergeben:

- Klein = Ausspeiseallokation < 200 Mio. kWh
- Mittel = Ausspeiseallokation ≥ 200 Mio. kWh bis < 5.000 Mio. kWh
- Groß = Ausspeiseallokation ≥ 5.000 Mio. kWh

Sollten keine Vorjahres-Ausspeisewerte vorliegen (z. B. aufgrund von Neugründungen) wird durch den MGV eine Abschätzung bzw. eine Hochrechnung der jährlichen Ausspeiseallokation – auf Grundlage der bereits vorliegenden Werte – vorgenommen. Zur Ermittlung der je Größengruppe anfallenden Höhe der Pönale wurde die anzusetzende vorjährliche Ausspeiseallokation mit dem Faktor 0,0002 bewertet und ein Preis von 3 Ct/kWh angesetzt. Die Pönalzahlungsbeträge werden in § 49, Ziffer 10 im Hauptteil der KoV genannt.

Eine erste Pönalisierung wird durch den MGV zum Zeitpunkt M+5M+1WT in Rechnung gestellt. Anschließend erfolgen ggf. weitere Pönalrechnungen im Rhythmus von jeweils 6 Monaten, bis der Eingang der Mehr-/Mindermengenabrechnungen (INVOIC) erfolgt.

11 Netzkontensystematik

11.1 Grundlagen der Netzkontensystematik

Die Einrichtung von Netzkonten und NKBO sowie deren jeweiligen Bezeichnungen durch den MGV sind in Kap. 2.3 und 2.4 beschrieben. Die Führung des Netzkontos obliegt dem jeweiligen MGV. Grundlage sind die von den jeweiligen NB mitgeteilten Allokationen und soweit erforderlich die vom MGV gebildeten Ersatzwerte.

In dem Netzkonto werden die marktgebietsscharfen Einspeisungen in das Netz des jeweiligen NB den auf BK/SBK marktgebietsscharf allokierten Ausspeisungen sowie den Ausspeisungen zu nachgelagerten Netzen, Speichern etc. aus diesem Netz gegenüber gestellt.

Zur Berücksichtigung und Allokation von Netzpufferveränderungen und OBAs an Speichern siehe auch Kap. 2.4 und Kap. 5.5.8.

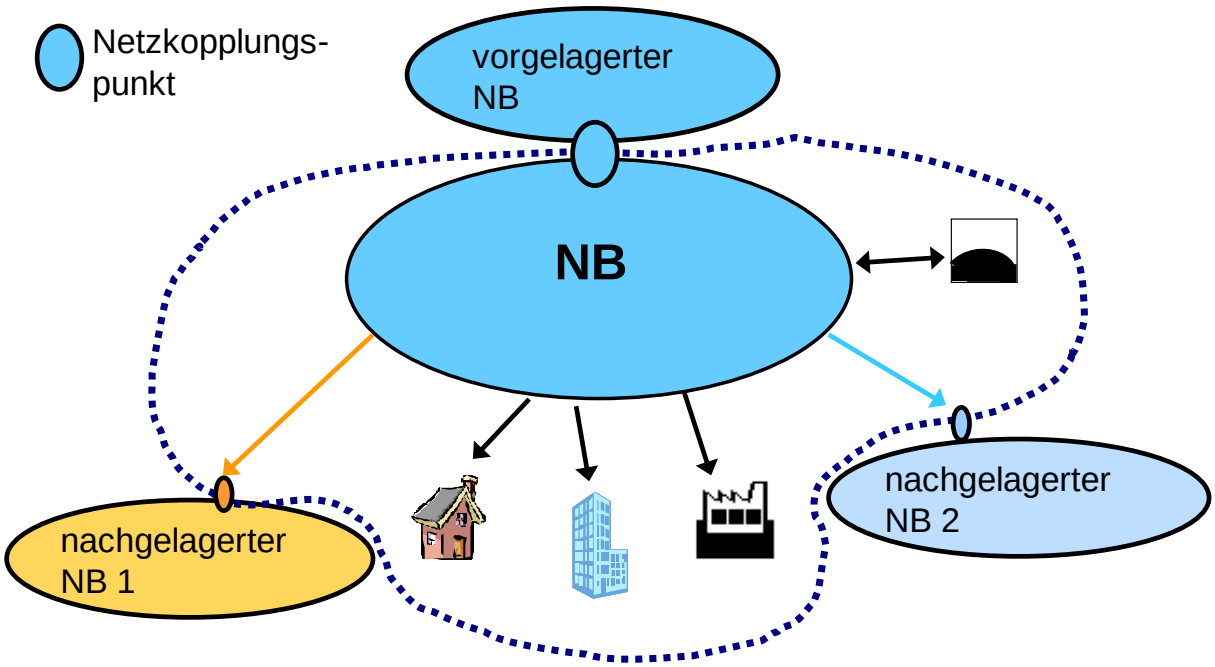


Abbildung 57: Grenzen eines Netzkontos

Folgende Zeitreihen (siehe auch Kap. 2.11) werden im Netzkonto geführt:

- Vom vorgelagerten NB übernommene Gasmengen (Entry NKP) aggregiert über alle Netzkopplungspunkte je Marktgebiet

- An Biogasanlagen eingespeisten Flüssiggasmengen (Entry Flüssiggas)
- Rückspeisungen zum vorgelagerten NB (Entry NKP), aggregiert über die Netzkopplungspunkte je nachgelagerten NB
- An Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten NB übergebenen Gasmengen (Entry NKP), aggregiert über die Netzkopplungspunkte je nachgelagerten NB
- Alle durch den jeweiligen NB durchgeführten, bilanzkreisrelevanten Allokationen der verschiedenen Zeitreihentypen.
- Lastgänge von Netzpuffern (Entryso bzw. Exitso) und ggf. OBA

Einspeisungen	Ausspeisungen
nicht bilanzkreisrelevant - Summe aller NKP zu vorgelagerten NB - evtl. Netzpufferentleerungen sofern gesondert vereinbart - Summe aller NKP-Rückspeisungen von nachgelagerten NB - Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen	**nicht bilanzkreisrelevant** - Summe aller NKP zu nachgelagerten NB - evtl. Netzpufferbefüllungen sofern gesondert vereinbart - Summe aller NKP-Rückspeisungen an vorgelagerte NB
bilanzkreisrelevant - Speicherausspeisungen - (Mini-)MüT-, MÜP-, GÜP-Einspeisungen - Biogaseinspeisungen	**bilanzkreisrelevant** - Speicherbefüllungen - (Mini-)MüT-, MÜP-, GÜP-Ausspeisungen - SLP - RLM

Netzkontosaldo 0 = Summe Einspeisungen - Summe Ausspeisungen

Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:
- Mehr-/Mindermengen für SLP-Ausspeisepunkte
- Mengen aus Brennwertdifferenzen zwischen Bilanzierungs- und Abrechnungsbrennwert für RLM-Ausspeisepunkte (in Erdgas- und in Biogasbilanzkreisen)
- Netzverluste
- Messungenauigkeiten
- Inventardifferenzen im Netzpuffer
- Mengen aus Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685

Netzkontosaldo 1 = Netzkontosaldo 0 +/- RLM-Differenzmengen

Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:
- Mehr-/Mindermengen für SLP-Ausspeisepunkte
- Netzverluste
- Messungenauigkeiten
- Inventardifferenzen im Netzpuffer
- Mengen aus Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685

Netzkontosaldo 2 = Netzkontosaldo 1 +/- SLP Mehr-/Mindermengen

Der Saldo setzt sich u.a. aus folgenden Differenzen zusammen:
- Netzverluste
- Messungenauigkeiten
- Inventardifferenzen im Netzpuffer
- Mengen aus Brennwertdifferenzen aufgrund der Mischbrennwertbildung nach G685

Abbildung 58: Berechnung der Netzkontosalden

11.2 Definition der Netzkontosalden

Positiver Netzkontosaldo (Unterallokation):
Ist für ein NK die Einspeisemenge größer als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem positiven Netzkontosaldo (Unterallokation).

Negativer Netzkontosaldo (Überallokation):
Ist für ein NK die Einspeisemenge geringer als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem negativen Netzkontosaldo (Überallokation).

Der Netzkontosaldo „0“ wird täglich auf Basis des Gastages ermittelt und jeweils an D+1 (bis 20:00 Uhr), sowie monatlich M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGV an den NB übermittelt.

Der Netzkontosaldo „1“ ergibt sich aus dem Netzkontosaldo „0“ unter Berücksichtigung der RLM-Differenzmengen. Der Netzkontosaldo „1“ wird täglich ermittelt und M+2M-5WT und M+2M+15WT) vom MGV an den NB übermittelt.

Der Netzkontosaldo „2“ ergibt sich aus dem Netzkontosaldo „1“ unter Berücksichtigung der SLP-Mehr-/Mindermengen. Der Netzkontosaldo „2“ wird auf Monatsbasis nach Verarbeitung einer SSQNOT beim MGV ermittelt und dem NB im Portal angezeigt.

11.3 Berechnung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung

Grundlage für die Überprüfung von Netzkonten ist der auf Basis der Tagesmengen berechnete tägliche Netzkontosaldo 1.

Netzkonten eines NB mit Marktgebietsüberlappung sowie Netzkonten mit NKP-Aufteilungen aus nachgelagerten Netzen werden bzgl. der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem aggregiert betrachtet. Hierzu tauschen die MGV die notwendigen Daten (täglicher Netzkontosaldo 1, tagesscharfe Summe der SLP-Allokationen) zur Berechnung der aggregierten täglichen prozentualen Netzkontoabweichung aus.

Die Bemessungsgröße innerhalb der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem ist die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung. Diese berechnet sich aus dem Verhältnis des täglichen Netzkontosaldos „1“ zur SLP-Allokation des jeweiligen Tages:

$$\text{tägliche prozentuale Netzkontoabweichung} = \frac{\text{täglicher Netzkontosaldo 1 in kWh}}{\text{tägliche SLP-Allokation in kWh}} \cdot 100\%$$

11.3.1 Berechnung von Netzkonten in Netzen mit Marktgebiets-überlappung

11.3.1.1 Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit getrennten Netzkopplungspunkten je Marktgebiet

Für ein Netz mit Netzkopplungspunkten zu verschiedenen Marktgebieten wird bei jedem MGV jeweils ein Netzkonto geführt. Die Mengen am NKP sind klar einem Marktgebiet zugeordnet.

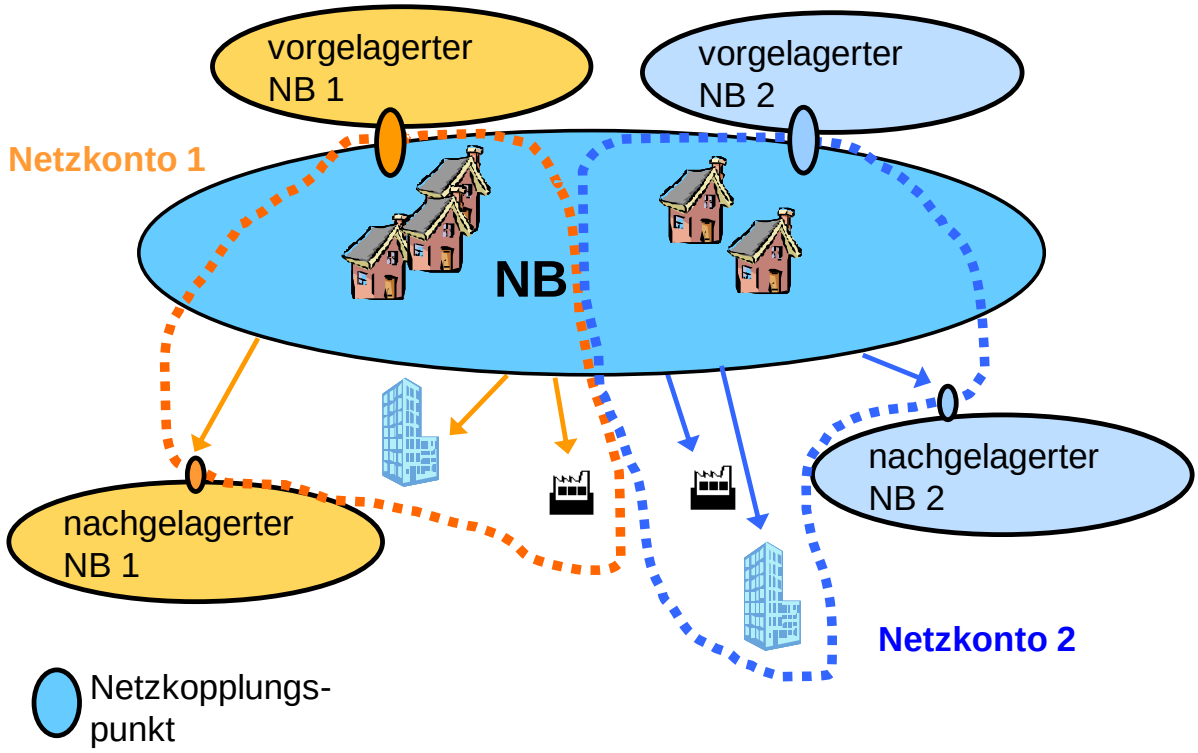


Abbildung 59: Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit getrennten Netzkopplungspunkten je Marktgebiet

11.3.1.2 Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten

Physikalisch wird das Gas der verschiedenen Marktgebiete am Netzkopplungspunkt ungetrennt übergeben. Für die Berechnung der Netzkonten hat der NB die Aufgabe, die Gasmengen am Netzkopplungspunkt auf die beiden Marktgebiete aufzuteilen. Grundlage für die Aufteilung des gemessenen Lastgangs am Netzkopplungspunkt sind die marktgebietsscharfen Ein- und Ausspeiseallokationen.

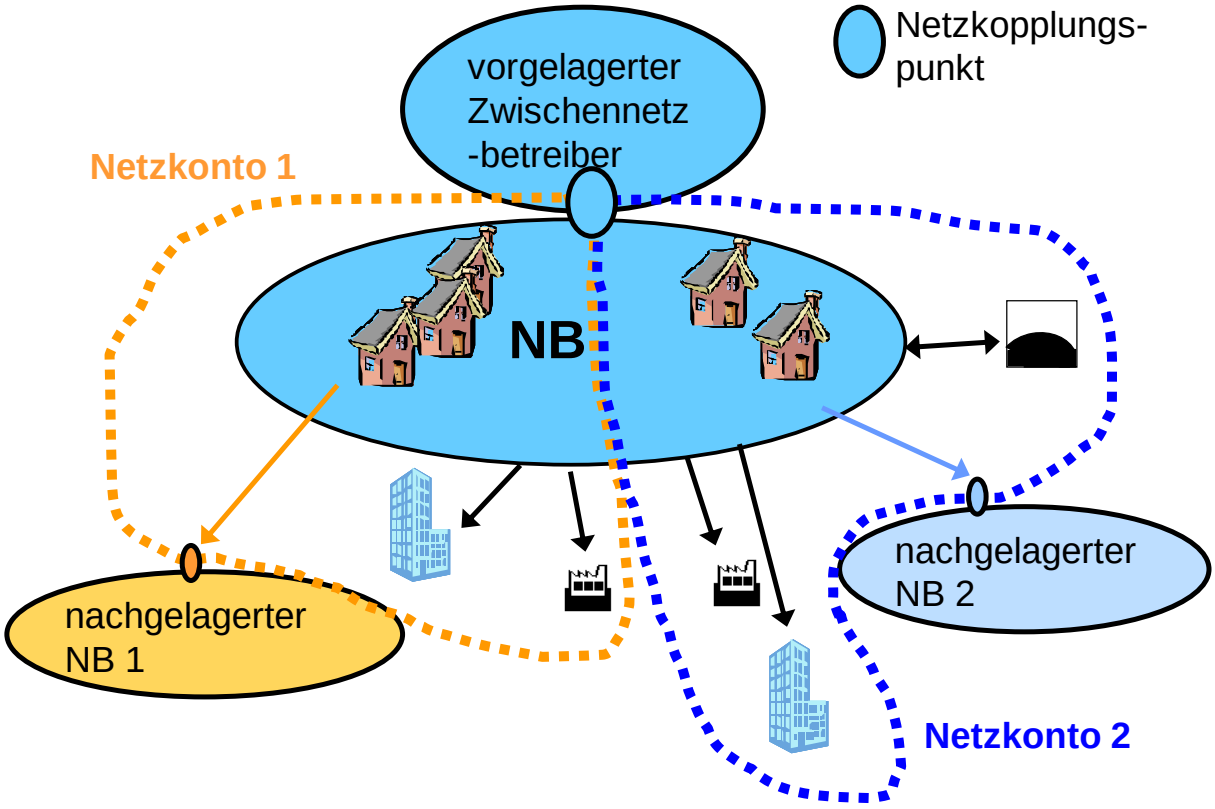


Abbildung 60: Netzkonten in Netzen mit Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten

Nach der Meldung der bilanzkreisrelevanten Aus- und Einspeisezeitreihen an den MGV führt der NB gemäß Kap. 5.5.5 die Aufteilung der Mengen am NKP durch. Hierfür bildet der NB den Saldo aus an den MGV gemeldeten bilanzkreisrelevanten Ein- und Ausspeisezeitreihen je Marktgebiet. Im Verhältnis des Saldos wird die Zeitreihe am NKP aufgeteilt zwischen den angrenzenden NB bis M+20 WT bzw. M+25 WT abgestimmt. Die Meldung der aggregierten NKP-Zeitreihe an den vorgelagerten NB und den jeweiligen MGV erfolgt bis M+21 WT bzw. M+26 WT.

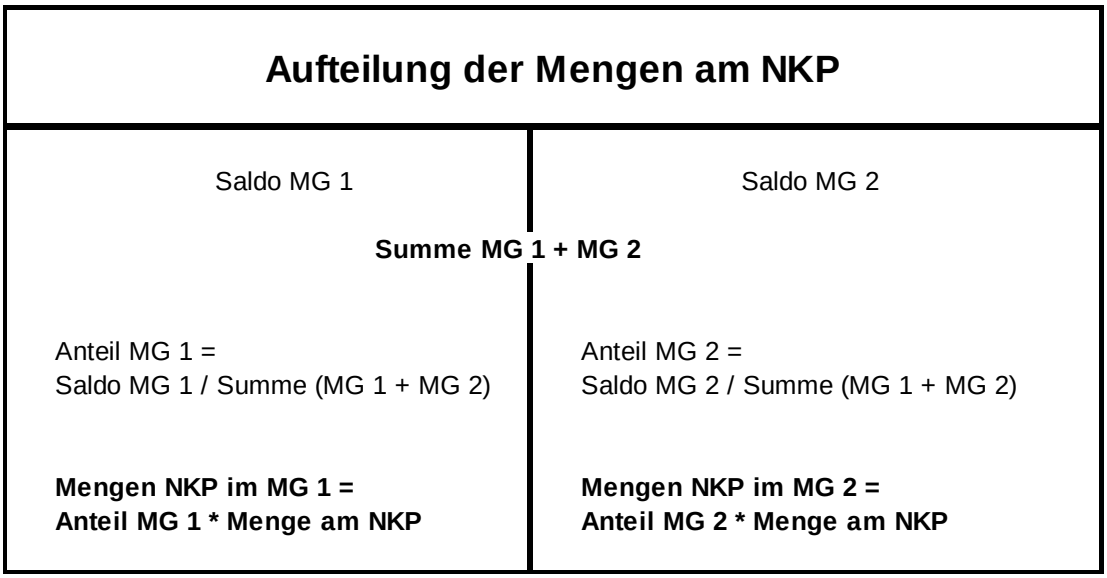


Abbildung 61: Mengen im Marktgebiet bei Marktgebietsüberlappung mit ungetrennt aufgespeisten Netzkopplungspunkten aus verschiedenen Marktgebieten

Die Allokationsdaten werden getrennt von den physischen Gasmengen der Netzkopplungspunkte ermittelt. Dadurch treten täglich und fortlaufend Differenzen aus verschiedenen Gründen auf.

11.3.2 Besonderheiten bei Speichern in Marktgebietsüberlappung

NB in einer Marktgebietsüberlappung, in deren Netz ein Speicher vorhanden ist, der beiden Marktgebieten zugeordnet ist, haben – um § 50 Abs. 7 KoV IX zu erfüllen – hierbei insbesondere darauf zu achten, dass täglich die Ausspeicherungen den Ausspeisungen zu Letztverbrauchern möglichst entsprechen. Somit ist die Aufnahmefähigkeit des Netzes marktgebiets- und tagesscharf berücksichtigt.

11.4 Systematik der Abrechnung, Meldung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem

11.4.1 Eckpunkte zur Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem

Die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem, die durch den MGV durchgeführt wird, setzt die erfolgte Abstimmung des Netzkontos voraus (siehe Kap. 11.4.2).

Grundlage für die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem bildet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung (siehe Kap. 11.3). Es werden einerseits Unterallokationen von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von größer 35% vom MGV abgerechnet, sofern die Anzahl von 6 Karenztagen im jeweiligen Monat (M) überschritten wird. Andererseits werden im jeweiligen Monat (M) Überallokationen von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von unter 0% bis -3% vom MGV an den NB ausgezahlt (siehe Kap. 11.4.4)

Der MGV rechnet die einzelnen Tagesabweichungen für Über- und Unterallokation des jeweiligen Monats (M) summiert im Rahmen einer Monatsrechnung oder Monatsgutschrift ab. Die geleisteten Zahlungen des NB an den MGV oder des MGV an den NB stellen eine Zahlung auf die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem dar. Es handelt sich nicht um eine Strafzahlung. Der NB kann jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem MGV den Verzicht bis zum 1. Oktober eines Jahres erklärt. Hierzu stellen die MGV jeweils auf Ihrer Internetseite ein einheitliches Formular oder eine Eingabemöglichkeit im Portal zur Verfügung.

Die Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem ist an die Durchführung der SLP-Mehr-/Min-dermengenabrechnung gekoppelt und unterscheidet sich in Abhängigkeit vom gewählten Ableseverfahren für SLP-Marktlokationen des NB. Eine buchhalterische Verrechnung aus der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem mit den Beträgen aus der SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt nicht zwingend. Die FNB sind gemäß GaBi Gas Artikel 8 von der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem ausgenommen.

11.4.2 Abstimmung des Netzkontos

Alle Netzkopplungspunkt-Daten zur Berechnung des Netzkontosaldos liegen bis spätestens zum Zeitpunkt vor M+2M-8 WT beim MGV vor. Die bilanzkreisrelevanten Allokationsdaten liegen endgültig zum Zeitpunkt M+2M-10 WT vor.

Daraufhin berechnet der MGV die täglichen Netzkontosalden und stellt bis zum Zeitpunkt M+2M-5 WT einen Netzkontoauszug gemäß Kap. 11.4.3 bereit, der auf den Netzkopplungspunktdaten von vor M+2M-8 WT und den bilanzkreisrelevanten Allokationsdaten vom M+2M-10 WT basiert.

Der MGV stellt den Netzkontoauszug für den jeweiligen Monat (M) im Portal sowie als Abonnement zur Verfügung. Bei Abweichungen legt der NB innerhalb einer Prüffrist von 10 WT gegenüber dem MGV einen Widerspruch ein und legt dar, an welchen Tagen die im Netzkonto gebuchten Daten nicht mit den von ihm versandten Daten oder nicht mit den mit den angrenzenden NB abgestimmten Daten übereinstimmen oder die Berechnung des Saldos durch den MGV fehlerhaft erfolgt ist. Legt der NB Widerspruch ein, muss unverzüglich eine

Klärung mit dem MGV stattfinden. Hierbei werden nur nachweisliche Fehler bei der Netzkontoauszugerstellung behoben. Eine Anpassung von Allokationsdaten kann nicht mehr erfolgen, da der entsprechende Clearingprozess abgeschlossen ist. Ein Clearing von Zeitreihentypen „Entry NKP“ und „Entry Flüssiggas“ ist entsprechend der Regelungen in Kap. 8.4 möglich. In den begründeten Fällen entsprechend der Regelungen in Kap. 8.3 ist eine nachträgliche Allokationskorrektur möglich.

Bei NB, für die zur Berücksichtigung von Netzpufferfahrweisen und/oder OBA beim MGV ein NKBO nach Kap. 2.4 geführt wird, hat der MGV das Recht bei unplausiblen Kontoständen eine Erläuterung der Kontoabweichungen zu verlangen.

Den finalen Netzkontoauszug als Basis für eine eventuelle Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem gemäß Kap. 11.4.4. berechnet der MGV bis M+2M+15 WT und stellt diesen gemäß Kap. 11.4.3 bereit.

11.4.3 Bereitstellung von Netzkontendaten durch den MGV

Jeder MGV betreibt für die in seinem Marktgebiet befindlichen NB ein zugängliches Onlineportal. In diesem Portal werden alle verarbeiteten Allokationsdaten (inkl. Clearingzeitreihen) und NKP-Zeitreihen dem jeweiligen NB zur Einsicht und zum Download zur Verfügung gestellt.

Sofern ein MGV Ersatzwerte für die SLP-Allokationen gemäß KOV § 46 Ziffer 5 Abs. 5 gebildet hat, werden diese als eigene Spur im Portal als Ersatzwert dargestellt.

Netzkontoauszüge und Allokationsdatenberichte werden von allen MGV einheitlich nach folgender Struktur - zum Download sowie zur Übermittlung an den NB über ein Abonnement vom MGV als CSV-Datei zur Verfügung gestellt.

Element	Feld	Erläuterung	Beispiel
Zeitreihen-Stand	Zeile "Zeitreihen-Stand"	Zeitstempel des Kontoauszuges	29.12.2016 10:18
Bilanzkreis	Spalte "Bilanzkreis/Netzkonto/NK-Bilanzierungsobjekt", Zeilen bei BK/SBK	Code des Bilanzierungsobjektes	NCHB123456789000
Netzkonto	Spalte "Bilanzkreis/Netzkonto/NK-Bilanzierungsobjekt", Zeilen bei EntryFLG	Code des Netzkontos	NCHN007001230000
Netzkonto-Bilanzierungs-objekt	Spalte "Bilanzkreis/Netzkonto/NK-Bilanzierungsobjekt", Zeilen bei Entryso/Exitso	Code des NK-Bilanzierungsobjektes	NCHBNKBO70012300
Netzkonto Vorgelagertes und nachgelagertes Netzkonto	Spalte "Bilanzkreis/Netzkonto", Zeilen bei EntryNKP	Für Bilanzierungsobjekt Netzkonto (ZRT EntryNKP), Netzkonto-Codes des vor- und nachgelagerten NB, Trennzeichen Unterstrich	NCHN007123456000_NCHN007001230000
Netzbetreiber	Spalte "Netzbetreiber", Zeilen bei BK/SBK	ID des Netzbetreibers	9871234560000
Netzbetreiber Vor- und nachgelagerter Netzbetreiber	Spalte "Netzbetreiber", Zeilen bei EntryNKP	Für Bilanzierungsobjekt Netzkonto (ZRT EntryNKP), ID des vor- und nachgelagerten NB, Trennzeichen Unterstrich	9871234560000_9870012300001
Bezeichnung Netzbetreiber	Spalte "Bezeichnung Netzbetreiber", Zeilen bei BK/SBK	Klartextname des Netzbetreibers	Netz GmbH
Bezeichnung Netzbetreiber Vor- und nachgelagerter Netzbetreiber	Spalte "Bezeichnung Netzbetreiber", Zeilen bei EntryNKP	Für Bilanzierungsobjekt Netzkonto (ZRT EntryNKP), Klartextnamen des vor- und nachgelagerten NB, Trennzeichen Unterstrich	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH
Datum Monat	Spalte "Datum Monat", bei tagesscharfen Kontoauszügen	Bei tagesscharfen Kontoauszügen, Angabe des Bezugsmonats	Oktober 2016
Datum Tag	Spalte "Datum Tag", bei stundenscharfen Kontoauszügen	Bei stundenscharfen Kontoauszügen, Angabe des Bezugstages	01.10.2016

Abbildung 62: Struktur der Datenelemente im Netzkontoauszug bzw. Allokationsdatenbericht

Datenspur der Zeitreihe	Qualität	Erläuterung	
RLMMT	BestOf BBW	BestOf-Wert, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMMT	BestOf ABW	BestOf-Wert, Basis Abrechnungsbrennwert	
RLMMT	Vorläufig	D, untertägig, erste Datenlieferung 6 Stundenwerte, aktualisiert durch zweite Datenlieferung 9 Stundenwerte	
RLMMT	Endgültig	D+1	
RLMMT	Korrigiert BBW	M+12, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMMT	Korrigiert ABW	M+12, Basis Abrechnungsbrennwert	
RLMMT	Clearing BBW	M+2M-10WT-1KT, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMMT	Clearing ABW	M+2M-10WT-1KT, Basis Abrechnungsbrennwert	
RLMOT	BestOf BBW	BestOf-Wert, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMOT	BestOf ABW	BestOf-Wert, Basis Abrechnungsbrennwert	
RLMOT	Vorläufig	D, untertägig, erste Datenlieferung 6 Stundenwerte, aktualisiert durch zweite Datenlieferung 9 Stundenwerte	
RLMOT	Endgültig	D+1	
RLMOT	Korrigiert BBW	M+12, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMOT	Korrigiert ABW	M+12, Basis Abrechnungsbrennwert	
RLMOT	Clearing BBW	M+2M-10WT-1KT, Basis Bilanzierungsbrennwert	
RLMOT	Clearing ABW	M+2M-10WT-1KT, Basis Abrechnungsbrennwert	
SLPSYN	Ersatzwert	D-1, SLP-Ersatzwert MGV	
SLPSYN	BestOf	BestOf-Wert	
SLPSYN	Endgültig	D-1	
SLPSYN	Clearing	M+2M-10WT-1KT	
SLPANA	Ersatzwert	D-1, SLP-Ersatzwert MGV	
SLPANA	BestOf	BestOf-Wert	
SLPANA	Endgültig	D-1	
SLPANA	Clearing	M+2M-10WT-1KT	
NKPENTRY	BestOf	BestOf-Wert, gemäß Rangfolge, aus den Datenspuren des primär datenverantwortlichen NB und des sekundär datenverantwortlichen NB. Rangfolge für BestOf-Wert, bei Vorliegen der Daten von beiden NB: 1=höchste, 6=niedrigste	Rangfolge zur Bildung BestOf:
NKPENTRYPRI	Endgültig	D+1, primär datenverantwortlicher NB	5
NKPENTRYPRI	Korrigiert	bis M+21/26WT, bzw. bis vor M+2M-8WT, primär datenverantwortlicher NB	3
NKPENTRYPRI	Clearing	Im Zeitfenster M+2M-8WT bis M+2M+10WT, primär datenverantwortlicher NB. (Gemeldet vom NB im Nachrichtenformat mit X2G=korrigiert, wird vom MGV auf Datenspur "Clearing" abgebildet)	1
NKPENTRYSEK	Endgültig	D+1, sekundär datenverantwortlicher NB	6
NKPENTRYSEK	Korrigiert	bis M+21/26WT, bzw. bis vor M+2M-8WT, sekundär datenverantwortlicher NB	4
NKPENTRYSEK	Clearing	Im Zeitfenster M+2M-8WT bis M+2M+10WT, sekundär datenverantwortlicher NB. (Gemeldet vom NB im Nachrichtenformat mit X2G=korrigiert, wird vom MGV auf Datenspur "Clearing" abgebildet)	2
ENTRYSO	BestOf	BestOf-Wert	
ENTRYSO	Endgültig	D+1	
ENTRYSO	Korrigiert	M+12	
ENTRYSO	Clearing	M+2M-10WT-1KT	
EXITSO	BestOf	BestOf-Wert	
EXITSO	Endgültig	D+1	
EXITSO	Korrigiert	M+12	
EXITSO	Clearing	M+2M-10WT-1KT	
ENTRYBIO	BestOf	BestOf-Wert	
ENTRYBIO	Endgültig	D+1	
ENTRYBIO	Korrigiert	M+12	
ENTRYBIO	Clearing	M+2M-10WT-1KT	
ENTRYH2	BestOf	BestOf-Wert	
ENTRYH2	Endgültig	D+1	
ENTRYH2	Korrigiert	M+12	
ENTRYFLG	BestOf	BestOf-Wert	
ENTRYFLG	Korrigiert	M+12	

Abbildung 63: Datenspuren im Netzkontoauszug und im Allokationsdatenbericht

11.4.3.1 Netzkontoauszug

Der Netzkontoauszug wird vom MGV als Grundlage der Abstimmung des Netzkontos gem. Kap. 11.4.2 bis zum Zeitpunkt M+2M-5WT sowie final als Grundlage für eine eventuelle Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem gemäß Kap. 11.4.4 zum Zeitpunkt M+2M+15WT bereitgestellt. Nach der Bereitstellung werden diese Netzkontoauszüge für den jeweiligen Monat (M) nicht mehr verändert, außer im Fall eines durchgeführten nachträglichen Allokationsclearings unter den in Kap. 8.3 beschriebenen Grundsätzen.

Der Netzkontoauszug besteht aus einem Datenteil und einem Analyseteil. Beide Teile sind getrennt voneinander zu betrachten.

Im Datenteil werden die Zeitreihentypen gemäß Kap. 2.11.1, 2.11.2 und 2.11.3 tagesscharf in der Qualität Best-Of getrennt je Bilanzkreis bzw. je Netzkonto dargestellt.

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/Netzkonto/NK-Bilanzierungsobjekt	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Monat**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Monats-Wert**	**1.**	**2.**	**...**
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf BBW	37.326.077	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf ABW	38.070.170	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	SLPSYN	BestOf	...	...	...	...
...usw. alle BK/SBK	...	...	...	...	...	...	...	...	...
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	Oktober 2016	NKPENTRY	BestOf	2.367.405	98.912	...	...
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	ENTRYFLG	BestOf	34.224	1.104	...	...
... usw. alle NK und NK-BO	...	...	...	...	...	...	...	...	...
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	NKSALD1	SALDO1	418.276	12.588	...	...

Abbildung 64: Netzkontoauszug, Datenteil

Im Analyseteil des Netzkontoauszugs werden die verschiedenen Daten zu den nachfolgend dargestellten Netzkontosalden (siehe Abbildung 65) aufgeführt.

Hinweis: NB in Marktgebietsüberlappung erhalten an M+2M-5 WT einen marktgebietsscharfen Analyseteil im Netzkontoauszug. Ein Austausch des NK Saldo 1 und der täglichen Summe der SLP Allokationen zwischen den MGV findet erst nach M+2 M+10 WT statt, so dass der aggregierte Analyseteil erst im Rahmen des finalen Netzkontoauszugs vom MGV bereitgestellt wird. Der Datenteil bleibt marktgebietsscharf.

Stammdaten						
Netzkontonummer	GASPOOLNH700xxxx					
Stand des Netzkontos	26.12.2016, 7:11:48					
Bezugsmonat	Oktober 2016					
Ermittlung der prozentualen täglichen Abweichung						
Tag des Monats	[Tag]	1	2	3	…	
Täglicher Netzkontosaldo 1	[kWh]	…	…	…	…	
Tägliche SLP-Allokation	[kWh]	…	…	…	…	
Tägliche Abweichung NKSald1 / Summe SLP	[+/- %]	38,63	-0,92	12,45	…	
Abweichung > Schwellenwert 35% (Unterallokation)	[ja/nein]	ja	nein	nein	…	
Abweichung im Bereich 0 bis -3% (Übererallokation)	[ja/nein]	nein	ja	nein	…	
Anzahl Abweichungstage > Schwellenwert 35% (Abrechnung, wenn Anzahl > 6 Tage)	[Anzahl Tage]	2				
Mengen Abrechnung / Gutschrift						
Abrechnungswert für Monat	[kWh]	xxx				
Gutschriftswert für Monat	[kWh]	yyy				

Abbildung 65: Netzkontoauszug - Analyseteil

11.4.3.2 Allokationsdatenberichte

Für das Netzkonto-Monitoring und zu Clearing- und Analysezwecken stellen alle MGV folgende einheitliche Allokationsdatenberichte bereit.

1) Allokationsdatenbericht Gesamt. Tagesscharf, alle ZRT, spezifische Qualitäten

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/Netzkonto/NK-Bilanzierungsobjekt	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Monat**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Monats-Wert**	**1.**	**2.**	**…**
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf BBW	37.326.077	1.301.068	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf ABW	38.070.170	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Endgültig	37.016.077	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Korrigiert BBW	37.636.790	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Korrigiert ABW	37.639.810	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Clearing BBW	37.326.077	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Clearing ABW	38.070.170	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	SLPSYN	Ersatzwert	…	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	SLPSYN	BestOf	…	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	SLPSYN	Endgültig	…	…	…	…
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	SLPSYN	Clearing	…	…	…	…
…usw. alle BK/SBK	…	…	…	…	…	…	…	…	…
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	Oktober 2016	NKPENTRY	BestOf	2.367.405	98.912	…	…
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	Oktober 2016	NKPENTRYPRI	Endgültig	1.988.681	84.416	…	…
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	Oktober 2016	NKPENTRYPRI	Korrigiert	1.976.250	83.744	…	…
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	Oktober 2016	NKPENTRYSEK	Clearing	2.367.405	98.912	…	…
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	ENTRYFLG	BestOf	34.224	1.104	…	…
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	ENTRYFLG	Korrigiert	34.224	1.104	…	…
… usw. alle NK und NK-BO	…	…	…	…	…	…	…	…	…

Abbildung 66: Allokationsdatenbericht Gesamt

2) Allokationsdatenbericht RLM. Stundenscharf, alle ZRT RLM, alle Qualitäten

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/Netzkonto	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**H 07-08**	**...**
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf BBW	1.204.067	54.482	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	BestOf ABW	1.228.070	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Vorläufig	475.232	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Endgültig	1.194.067	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Korrigiert BBW	1.214.090	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Korrigiert ABW	1.219.454	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Clearing BBW	1.204.067	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	Oktober 2016	RLMMT	Clearing ABW	1.228.070	...	...	...
...usw. alle BK/SBK	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/Netzkonto	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**H 07-08**	**...**
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	BestOf BBW	1.204.067	54.482	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	BestOf ABW	1.228.070	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Vorläufig	475.232	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Endgültig	1.194.067	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Korrigiert BBW	1.214.090	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Korrigiert ABW	1.219.454	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Clearing BBW	1.204.067	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	RLMMT	Clearing ABW	1.228.070	...	...	...
...usw. alle BK/SBK	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...

Der Allokationsdatenbericht RLM enthält bei allen Qualitäten die Daten mit der stundenscharfen Struktur wie durch den NB allokiert. Eine Bandbildung bei RLMmT findet nicht statt.

Abbildung 67: Allokationsdatenbericht RLM

3) Allokationsdatenbericht EntryNKP. Stundenscharf, alle ZRT „ENTRYNKP“ und „ENTRYFLG“, alle Qualitäten

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/Netzkonto	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**H 07-08**	**...**
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	01.10.2016	NKPENTRY	BestOf	63.755	3.538	...	...
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	01.10.2016	NKPENTRYPRI	Endgültig	64.151	3.559	...	...
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	01.10.2016	NKPENTRYPRI	Korrigiert	63.750	3.531	...	...
NCHN007123456000_NCHN007001230000	9871234560000_9870012300001	Netz GmbH_ngNB Netz GmbH	01.10.2016	NKPENTRYSEK	Clearing	63.755	3.538	...	...
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYFLG	BestOf	1.104	46	...	...
NCHN007123456000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYFLG	Korrigiert	1.104	46	...	...
... usw. alle NK	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...

Abbildung 68: Allokationsdatenbericht EntryNKP

4) Allokationsdatenbericht Entryso/Exitso. Stundenscharf, alle ZRT „ENTRYSO“, „EXITSO“, „ENTRYBIO“ und „ENTRYH2“, alle Qualitäten

Zeitreihen-Stand	29.12.2016 10:18								
Bilanzkreis/NK-Bilanzierungsobjekt	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung Netzbetreiber**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**H 07-08**	**...**
NCLB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYSO	BestOf	127.510	7.063	...	...
NCLB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYSO	Endgültig	128.302	7.102	...	...
NCLB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYSO	Korrigiert	127.500	7.060	...	...
NCLB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYSO	Clearing	127.510	7.063	...	...
NCLBBIO123000002	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYBIO	BestOf	...	...	...	...
NCLBBIO123000002	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYBIO	Endgültig	...	...	...	...
NCLBBIO123000002	9871234560000	Netz GmbH	01.10.2016	ENTRYBIO	Korrigiert	...	...	...	...
...usw. alle BK/SBK und NK-BO	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...

Abbildung 69: Allokationsdatenbericht Entryso/Exitso

5) Allokationsdatenbericht bei Zeitumstellung, am Beispiel RLM. Alle Qualitäten

Zeitreihen-Stand	23.01.2017 11:21:05												
Bilanzkreis/Netzkonto	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung N**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**...**	**H 02-03**	**H 02*-03**	**H 03-04**	**H 04-05**	**H 05-06**
...	...	...	...		...	...	...	...	...	...	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	BestOf ABW	39.355	1.767	...	1.434		1.523	1.469	1.658
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	BestOf BBW	39.013	1.752	...	1.421		1.509	1.456	1.643
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	Endgültig	36.957	1.752	...	1.325		1.413	1.350	1.514
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	Korrigiert ABW	39.355	1.767	...	1.434		1.523	1.469	1.658
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	Korrigiert BBW	39.013	1.752	...	1.421		1.509	1.456	1.643
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	28.10.2016	RLMMT	Vorläufig	15.081	1.752	...					
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	BestOf ABW	38.657	1.592	...	1.646	1.681	1.632	1.672	1.664
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	BestOf BBW	38.328	1.578	...	1.632	1.666	1.618	1.657	1.650
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	Endgültig	35.640	1.477	...	1.516	1.516	1.478	1.515	1.516
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	Korrigiert ABW	38.657	1.592	...	1.646	1.681	1.632	1.672	1.664
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	Korrigiert BBW	38.328	1.578	...	1.632	1.666	1.618	1.657	1.650
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	29.10.2016	RLMMT	Vorläufig	14.380	1.477	...					
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	BestOf ABW	37.670	1.664	...	1.636		1.628	1.847	1.859
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	BestOf BBW	37.346	1.650	...	1.622		1.614	1.831	1.844
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	Endgültig	37.346	1.650	...	1.622		1.614	1.831	1.844
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	Korrigiert ABW	37.670	1.664	...	1.636		1.628	1.847	1.859
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	Korrigiert BBW	37.346	1.650	...	1.622		1.614	1.831	1.844
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	30.10.2016	RLMMT	Vorläufig	12.703	1.516	...					
...usw. alle BK/SBK	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...	...	...	...	...

Zeitreihen-Stand	23.06.2017 11:09:10												
Bilanzkreis/Netzkonto	**Netzbetreiber**	**Bezeichnung N**	**Datum Tag**	**Zeitreihe**	**Qualität**	**Tages-Wert**	**H 06-07**	**...**	**H 01-02**	**H 02-03**	**H 03-04**	**H 04-05**	**H 05-06**
...	...	...	...		...	...	...	...	...	...	...	...	...
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	BestOf ABW	105.686	6.315	...	2.751	2.657	2.493	2.738	3.298
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	BestOf BBW	105.958	6.337	...	2.758	2.666	2.502	2.748	3.309
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	Endgültig	104.587	6.337	...	2.189	2.738	2.423	2.701	3.121
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	Korrigiert ABW	105.686	6.315	...	2.751	2.657	2.493	2.738	3.298
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	Korrigiert BBW	105.958	6.337	...	2.758	2.666	2.502	2.748	3.309
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	24.03.2017	RLMMT	Vorläufig	54.599	6.337	...					
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	BestOf ABW	67.125	3.501	...	1.255	1.450	1.662	2.171	
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	BestOf BBW	67.282	3.512	...	1.258	1.454	1.668	2.179	
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	Endgültig	66.034	3.093	...	1.063	728	1.181	827	
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	Korrigiert ABW	67.125	3.501	...	1.255	1.450	1.662	2.171	
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	Korrigiert BBW	67.282	3.512	...	1.258	1.454	1.668	2.179	
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	25.03.2017	RLMMT	Vorläufig	34.670	3.093	...					
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	BestOf ABW	68.647	2.451	...	3.032	2.523	2.936	3.827	6.186
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	BestOf BBW	68.802	2.458	...	3.041	2.530	2.946	3.839	6.206
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	Endgültig	68.802	2.458	...	3.041	2.530	2.946	3.839	6.206
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	Korrigiert ABW	68.647	2.451	...	3.032	2.523	2.936	3.827	6.186
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	Korrigiert BBW	68.802	2.458	...	3.041	2.530	2.946	3.839	6.206
NCHB123456789000	9871234560000	Netz GmbH	26.03.2017	RLMMT	Vorläufig	17.158	2.458	...					
...usw. alle BK/SBK	...	...	... usw. alle Tage		...	...	...	...	...	...	...	...	...

Abbildung 70a: Darstellung bei Zeitumstellung in den stundenscharfen Allokationsdatenberichten (RLM, EntryNKP, Entryso/Exitso), am Beispiel RLM

11.4.4 Abrechnung– nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem

Die Durchführung des Abrechnungsprozesses erfolgt nach Ablauf aller Clearingfristen auf Basis des abgestimmten Netzkontos. Dabei bildet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung (in %) (Verhältnis aus täglichem Netzkontosaldo 1 zur Summe der täglichen SLP-

Allokation) die Grundlage für die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem:

a) tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im Bereich 0% bis 35% (Unterallokation) werden vom MGV nicht zur Abrechnung herangezogen;

b) überschreitet die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als 6 Tagen eines Monats den Schwellenwert von 35% (Unterallokation), werden abweichend von lit a) alle täglichen Netzkontosalden 1 mit täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen größer 35% des Monats (M) vom MGV gegenüber dem NB abgerechnet;

c) tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von kleiner 0% bis einschließlich -3% (Überallokation) werden vom MGV gegenüber dem NB gezahlt. Bei täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen von kleiner -3% findet keine Auszahlung statt. Der NB kann jeweils für ein Gaswirtschaftsjahr auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem MGV den Verzicht bis zum 1.Oktober eines Jahres erklärt. Hierzu stellen die MGV auf Ihrer jeweiligen Internetseite ein einheitliches Standard-Formular zur Verfügung oder eröffnen eine technische Übermittlungsmöglichkeit im Portal. Im letzteren Fall wird der MGV den NB mindestens zwei Monate im Voraus informieren.

Der MGV erstellt monatlich, im Zeitraum M+2M+15 WT bis M+2M + 25 WT, die Abrechnungen (Rechnung /Gutschrift) zzgl. Umsatzsteuer. Sollten die – im Sinne der Rückabwicklung - relevanten Mehr-/Mindermengenabrechnungen bereits durchgeführt worden sein, wird auf die Erstellung der Abrechnung verzichtet. Im Rahmen der Abrechnung werden alle gemäß lit. b) bis c) abzurechnenden täglichen Netzkontosalden 1 mit dem veröffentlichten bundesweit einheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis des Anwendungsmonats nach § 49 Ziffer 6 KoV multipliziert. Die Verrechnung der Bruttobeträge aus dem Rechnungs-/Gutschriftbetrag erfolgt, soweit keine abweichende Vereinbarung zwischen Marktgebietsverantwortlichem und Netzbetreiber getroffen wurde. Die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem wird in Papierform erstellt.

Netzkonten eines NB mit Marktgebietsüberlappung sowie Netzkonten mit NKP-Aufteilungen aus nachgelagerten Netzen werden bzgl. der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem aggregiert betrachtet.

Für Unterallokationen bedeutet die aggregierte Betrachtung, dass für den Monat geprüft wird, ob es auch bei aggregierter Betrachtung an mehr als 6 Tagen zu einer Überschreitung des Schwellenwertes von 35% kommt. Wenn ja, wird von beiden MGV die gesamte in ihrem Marktgebiet unterallokierte Menge der jeweiligen Tage jeweils abgerechnet. Kommt die Überschreitung des Schwellenwertes ausschließlich durch eine Unterallokation in einem Marktgebiet zustande, rechnet auch nur dieser MGV den Tag gedeckelt auf die aggregierte Menge ab.

Für Überallokationen bedeutet die aggregierte Betrachtung, dass nur Tage, an denen die aggregierte tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im Bereich zwischen 0% und -3% liegt,

zu einer Gutschrift führen. Für jeden dieser Tage wird, begrenzt auf die aggregierte Menge, diese dem NB gutgeschrieben. Kommt die Gutschrift ausschließlich durch eine Überallokation in einem Marktgebiet zustande, schreibt auch nur dieser MGV dem NB die aggregierte Tagesmenge gut. In begründeten Fällen hat der MGV das Recht, insbesondere bei erheblichen Differenzen zwischen den täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen in den beiden Marktgebieten, die keine üblichen, systembedingten Netzkontoabweichungen darstellen, eine Erläuterung für Netzkontoabweichungen im jeweiligen Marktgebiet zu verlangen. Ist diese Erläuterung nicht hinreichend begründet, erfolgt eine marktgebietsscharfe Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem.

Im Fall einer Marktraumumstellung im Netzgebiet eines NB oder in einem Teilnetz davon können zwischen bilanziellem Umstellungstermin und dem Zeitpunkt der Änderung der Gasqualität am Netzkopplungspunkt zeitliche Unterschiede auftreten.

Der betroffene NB teilt dem MGV diese Termine bis spätestens drei Monate vor dem bilanziellen Umstellungstermin mit. Sofern eine Marktgebietsüberlappung vorliegt, teilt der betroffene NB die Termine beiden MGV mit.

In der Mitteilung gibt der NB dem bzw. den MGV ebenfalls bekannt, ob ein H-Gas-Netzkonto neu einzurichten ist (entsprechend dem Prozess und Unterlagen gemäß Kap. ***Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.***), ob das bisherige L-Gas-Netzkonto geschlossen werden kann (beispielsweise im Fall der vollständigen Umstellung des bisherigen L-Gas-Netzes auf H-Gas), welche Änderungen sich bezüglich der Topologie der angrenzenden Netzkonten ergeben sowie welche Änderungen bezüglich einer Marktgebietsüberlappung und / oder eines Marktgebietswechsels zu berücksichtigen sind.

Für den gesamten Zeitraum zwischen diesen Terminen für ein Netzgebiet bzw. ein Teilnetzgebiet erfolgt eine aggregierte Betrachtung der Netzkontoabweichungen der H-Gas- und L-Gas-Netzkonten. Im Falle der Umstellung von Teilnetzen erfolgt die aggregierte Betrachtung jedoch nur in den Monaten, in denen es tatsächlich einen zeitlichen Versatz zwischen technischer und bilanzieller Umstellung eines (Teil-)Netzes gibt. Es wird die gleiche Systematik bzgl. der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem, wie bei Netzkonten eines NB mit Marktgebietsüberlappung, angewendet.

11.4.5 Auswirkungen auf die Abrechnung der Mehr-/Mindermengen und Rückabwicklung der Netzkontenabrechnung

Die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik gemäß Tenor 8 lit. a) der Festlegung GaBi Gas 2.0 erfolgt neben der SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung als Anreizsystematik. Im Zuge der Mehr-/Mindermengenabrechnungen werden die – soweit erfolgten – Monatsrechnungen oder -gutschriften der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik

als Anreizsystem rückabgewickelt und somit diese Zahlungen der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem vollständig zurückgezahlt. Der Zeitpunkt der Abwicklung und der Rückzahlung hängen vom gewählten Verfahren der Ablesung (stichtagsbezogene oder rollierende Ablesung) für SLP-Marktlokationen des NB ab. Eine buchhalterische Verrechnung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem mit den Beträgen aus der SLP- Mehr-/Mindermengenabrechnung erfolgt nicht zwingend.

Fall 1: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem für NB mit dem marktlokationsscharfen, rollierenden Verfahren bei stichtagsbezogener Ablesung

Rückabwicklung der Monatsrechnungen:

Der vom Netzbetreiber gemäß Beleg der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem zu zahlende Betrag aus der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem wird bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtags der Ablesung, bei erfolgter SLP-Mehr-Mindermengenabrechnung zwischen MGV und NB für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate, vom MGV an den NB erstattet.

Das bedeutet, dass nach Durchführung der 12 SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnungen zwischen NB und MGV (unabhängig, ob Mehr- oder Mindermengenabrechnung) der MGV für die durchgeführten Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem der letzten 12 Monate eine Rückzahlung an den NB durchführt. Die Rückzahlung beinhaltet die gesamten Zahlungen zur Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats M sowie der 11 vorangegangenen Monate. Die Rückzahlung erfolgt unter Angabe der Rechnungsnummer(n) der Zahlungen/ Abrechnung(en) nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem. Des Weiteren wird auf dem Beleg aufgeführt, dass die Rückzahlung aufgrund der durchgeführten SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnungen erfolgt. Sofern im Zeitraum der Mehr-/Mindermengenabrechnung mehrere Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem erfolgt sind, werden diese getrennt voneinander aufgeführt.

Beispiel für die Rückabwicklung der Monatsrechnungen:

Ein NB wendet das marktlokationsscharfe, rollierende Verfahren mit stichtagsbezogener Ablesung zum 31.Dezember an. Im Fall einer Monatsrechnung für ein Netzkonto (MGV an NB), beispielsweise wie in Abbildung 71 für den Monat Januar 2017, wird dieser Monat als Zahlung auf die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem im April 2017 nach Ablauf der Clearingfrist abgerechnet. Wird im März 2018 (M+3M) die Mehr-/Mindermengenabrechnung für den Monat Dezember 2017, in welchem der Stichtag liegt, fristgerecht durchgeführt und liegen auch die Mehr-/Mindermengenabrechnungen der 11 vorange-

gangenen Monate vor und sind abgerechnet, führt der MGV in diesem Fall über die für Januar 2017 durchgeführte Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem eine Rückzahlung an den NB durch.

Rückabwicklung der Monatsgutschriften:

Die Rückabwicklung der Monatsgutschriften nach einer erstellten Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem erfolgt immer bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtags der Ablesung unabhängig davon, ob zuvor die 12 monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung vom NB gegenüber dem MGV durchgeführt wurden. Das bedeutet, dass der MGV die erfolgten Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem der letzten 12 Monate den NB in Rechnung stellt, auch wenn die relevanten monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet worden sind. Es werden die gesamten Zahlungen der Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem der letzten 12 Monate in Rechnung gestellt. Dies erfolgt unter Angabe der Gutschriftnummer(n) der Zahlungen/ Abrechnung(en) nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem. Sofern im Zeitraum der Mehr-/ Mindermengenabrechnung mehrere Abrechnungen nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem erfolgt sind, werden diese getrennt voneinander aufgeführt.

Beispiel für die Rückabwicklung der Monatsgutschrift:

Ein NB wendet das marktlokationsscharfe, rollierende Verfahren mit stichtagsbezogener Ablesung zum 31. Dezember an. Im Fall einer Monatsgutschrift für ein Netzkonto (MGV an NB), beispielsweise wie in Abbildung 71 für den Monat Januar 2017, wird dieser Monat bereits als Zahlung auf die Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem im April 2017, nach Ablauf der Clearingfrist vergütet. In M+3M (März 2018), bezogen auf den Monat, in dem der Stichtag liegt (Dezember 2017), wird über die für Januar 2017 und im April 2017 vergütete Zahlung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem vom MGV eine Rechnung an den NB erstellt, auch wenn die relevanten monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengen (Januar 2017 bis Dezember 2017) nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet worden sind.

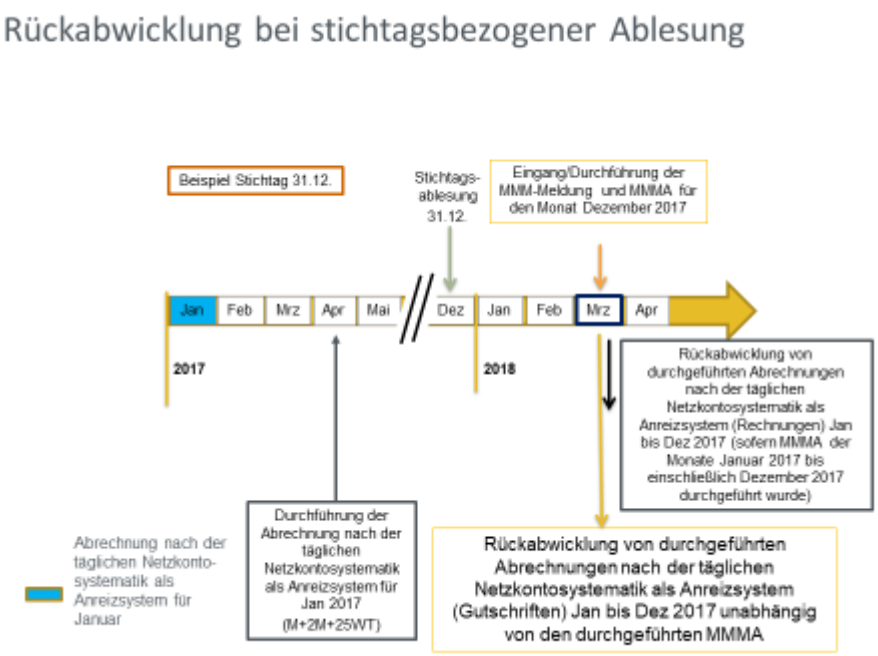


Abbildung 71: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem für Netzbetreiber mit Stichtagsablesung

Fall 2: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem für NB mit dem marktlokationsscharfen, rollierenden Verfahren bei rollierender Ablesung

Rückabwicklung der Monatsrechnungen:

Vom Netzbetreiber zu zahlende Beträge laut Beleg aus der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem gemäß 11.4.4 lit. b) für den Monat M werden bis zum

Ende M+8 Monate bei erfolgter SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnung zwischen Marktgebietsverantwortlichen und Netzbetreiber für die Monate M bis einschließlich M+5 Monate vom Marktgebietsverantwortlichen an den Netzbetreiber erstattet.

Das bedeutet, dass nach Durchführung dieser sechs SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnungen (unabhängig, ob Mehrmengen oder Mindermengenabrechnung) der MGV für die erfolgte Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats M eine Rückzahlung an den NB durchführt. Die Rückzahlung beinhaltet die gesamte Zahlung zur Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats M. Die Rückzahlung erfolgt unter Angabe der Rechnungsnummer der gesamten Zahlung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem. Des Weiteren wird auf dem Beleg aufgeführt, dass die Rückzahlung aufgrund der durchgeführten SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnungen erfolgt.

Beispiel für die Rückabwicklung der Monatsrechnungen:

Ein NB wendet das marktlokationsscharfe, rollierende Verfahren mit rollierender Ablesung an. Im Fall einer Monatsrechnung für ein Netzkonto (Zahlung des NB an den MGV), beispielsweise wie in Abbildung 72 für den Monat Januar 2017 (M), wird dieser Monat bereits als Zahlung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem im April 2017, nach Ablauf der Clearingfristen abgerechnet. Wird im September 2017 (M+8M) die Mehr-/Mindermengenabrechnung für den Monat Juni 2017 (M+5M) fristgerecht durchgeführt und liegen auch die Mehr-/Mindermengenabrechnung der Monate Januar 2017 bis einschließlich Mai 2017 vor und sind abgerechnet, führt der MGV für die Zahlung/Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats Januar 2017 eine Rückzahlung an den NB durch.

Rückabwicklung der Monatsgutschriften:

Die Rückabwicklung der Monatsgutschriften nach einer erstellten Abrechnung nach der täglichen Netzkontoabrechnung als Anreizsystem erfolgt immer in M+8M, bezogen auf den Monat M der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem, unabhängig davon, ob zuvor die monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengenabrechnungen vom NB gegenüber dem MGV durchgeführt wurden. Das bedeutet, dass der MGV eine Rechnung für die erfolgte Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats M an den NB erstellt, auch wenn die relevanten monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengen nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet worden sind. Die Rechnung beinhaltet die gesamte Zahlung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem des Monats M. Die Rechnung erfolgt unter Angabe der Gutschriftnummer der Zahlung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem.

Beispiel für die Rückabwicklung der Monatsgutschrift:

Ein NB wendet das marktlokationsscharfe, rollierende Verfahren mit rollierender Ablesung an. Im Fall einer Monatsgutschrift für ein Netzkonto (MGV an NB), beispielsweise wie in Abbildung 72 für den Monat Januar 2017 (M), wird dieser Monat bereits als Zahlung auf die

Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem im April 2017, nach Ablauf der Clearingfristen vergütet. In M+8M (September 2017), bezogen auf den Monat M (Januar 2017) der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem, wird vom MGV eine Rechnung an den NB erstellt, auch wenn die relevanten monatlichen SLP-Mehr-/Mindermengen (Januar 2017 (M) bis Juni 2017 (M+5M)) nicht (vollständig) vorliegen oder nicht abgerechnet worden sind.

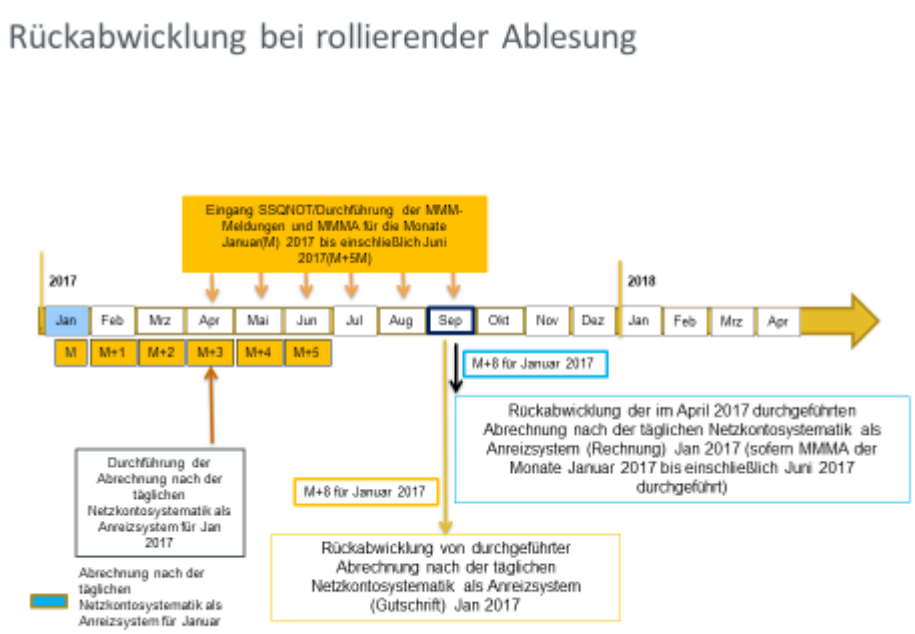


Abbildung 72: Rückabwicklung der Abrechnung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem für NB mit rollierender Ablesung

11.5 Meldesystem an die BNetzA nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem

Der MGV ist verpflichtet, monatlich alle Zeitreihentypen aller NB tagesscharf je Netzkonto der BNetzA zur Verfügung zu stellen. Die sichere Bereitstellung der Daten wird zwischen den MGV und der BNetzA bilateral vereinbart.

11.6 Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem von NB auf der Internetseite des MGV

Die Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem von NB basiert auf der Berechnung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen nach Kap. 11.3. NB, die in einem Monat mindestens 10 Fehlertage durch eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung in ihrem Netzkonto von mehr als 50 % bzw. weniger als -50% aufweisen, werden auf der Internetseite des MGV im öffentlich zugänglichen Bereich veröffentlicht. Diese 10 Fehlertage gelten allgemein für Tage mit Über- und Unterallokation.

Netzkonten eines NB mit Marktgebietsüberlappung sowie Netzkonten mit NKP-Aufteilungen aus nachgelagerten Netzen werden bzgl. der Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontosystematik als Anreizsystem aggregiert betrachtet.

Die Veröffentlichung von NB durch die MGV erfolgt rollierend, wobei jeweils die Listen der vergangenen 12 Monate historisiert zur Verfügung gestellt werden.

11.7 Prüfungspflicht bei dauerhaft unüblicher Netzkontoabweichung

Netzbetreiber mit Netzkonten, die SLP-Allokationsmengen enthalten, sind zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Anwendung von Standardlastprofilen verpflichtet, wenn sich die kumulierte absolute Netzkontoabweichung über den Zeitraum von 12 Monaten bezogen auf das Kalenderjahr, außerhalb des 90% Quantils der nachstehenden Größengruppen befindet. Hierzu werden die Netzkonten anhand der kalenderjährlichen SLP-Ausspeiseallokation im Betrachtungszeitraum in folgende Größengruppen eingeteilt:

Klein: SLP Ausspeiseallokation < 100 Mio. kWh/Kalenderjahr

Mittel: SLP Ausspeiseallokation ≥ 100 Mio bis < 250 Mio. kWh/Kalenderjahr

Groß: SLP Ausspeiseallokation ≥ 250 Mio. kWh/Kalenderjahr

Netzbetreiber mit einer kumulierten absoluten Netzkontoabweichung je Kalenderjahr unterhalb von 130 kWh/MWh je betrachtetem Kalenderjahr unterliegen nicht der Prüfungspflicht, auch wenn diese sich außerhalb des 90% Quantils ihrer jeweiligen Größengruppe befinden.

Netzkonten von Netzbetreibern in der Marktgebietsüberlappung sowie in der Marktraumumstellung als auch beim unterjährigen Marktgebietswechsel werden bezüglich der Ermittlung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung aggregiert betrachtet und entsprechend der Größengruppe zugeordnet. Hierzu tauschen die MGV die notwendigen Daten zur Berechnung der aggregierten kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen aus.

Die Prüfungspflicht bezieht sich immer auf das vom Netzbetreiber angewandte synthetische oder analytische Lastprofilverfahren.

Der Marktgebietsverantwortliche ermittelt nach Abschluss der relevanten Clearingzeiträume die Netzkonten je Größengruppe, die der oben genannten Prüfungspflicht unterliegen, und fordert die betroffenen Netzbetreiber bis zum 1. April des Jahres auf, die Prüfungspflicht unter Verwendung der im BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas hinterlegten Prüfroutine zu erfüllen. Die Prüfungen umfassen zwei Kalenderjahre und erfolgen auf Basis von bereinigten Daten M+2M+10 WT. Die betroffenen Netzbetreiber informieren den Marktgebietsverantwortlichen bis zum 1. Juli des gleichen Jahres über die Ergebnisse der Prüfungen. Ergeben sich Erkenntnisse mit Auswirkung auf die Datenbasis der Prüfung, z.B. aufgrund von nachträglichen Allokationskorrekturen gemäß Kapitel 8.3 oderzukünftig geplanten Marktraumumstellungen, so ist dies vom NB im Ergebnis der Prüfung zu vermerken. Die Prüfungsergebnisse, die zugrundeliegenden ausgefüllten Tools (Anlage 2 oder Anlage 3 zum Leitfaden SLP) sowie die ausgefüllte Prüfroutine SLP-Checkliste (Anlage 1 zum Leitfaden SLP) sind vom Netzbetreiber per E-Mail an den Marktgebietsverantwortlichen zu übermitteln. Die Marktgebietsverantwortlichen verwenden die von den Netzbetreibern im Rahmen des vorstehend beschriebenen Verfahrens erhaltenen Daten ausschließlich zum Zweck der Durchführung dieses Verfahrens.

Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial, hat der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 1. Juli des Folgejahres zu implementieren. In begründeten Einzelfällen kann in Absprache mit dem Marktgebietsverantwortlichen eine längere Implementierungsfrist vereinbart werden.

Von einem signifikanten und nachhaltigen Verbesserungspotenzial wird ausgegangen, sofern die Prüfung eine mögliche Verringerung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung von durchschnittlich 10 % über die beiden betrachteten Kalenderjahre ergibt. Ebenfalls muss sich in beiden betrachteten Kalenderjahren eine Verringerung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung im jeweiligen Kalenderjahr ergeben.

Folgende Beispiele verdeutlichen ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial:

Beispiel 1:

NB A könnte im Betrachtungsjahr 1 seine kumulierte absolute Netzkontoabweichung um 8% und im Betrachtungsjahr 2 um 13 % verringern. Im Durchschnitt über die zwei Jahre betrachtet, liegt das Verbesserungspotenzial der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung bei über 10 %. Daher müssen die entsprechenden Maßnahmen zur Verbesserung implementiert werden.

Beispiel 2:

NB B könnte im Betrachtungsjahr 1 seine kumulierte absolute Netzkontoabweichung nicht verbessern, sondern um 8 % erhöhen und im Betrachtungsjahr 2 um 23 % verringern. Da das Verbesserungspotenzial nicht in beiden Jahren positiv ist, müssen keine Maßnahmen

gemäß der o.g. Logik zur Verbesserung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung implementiert werden.

Beispiel 3:

NB C könnte im Betrachtungsjahr 1 seine kumulierte absolute Netzkontoabweichung um 4 % und im Betrachtungsjahr 2 um 13 % verbessern. Im Durchschnitt über die zwei Jahre betrachtet, liegt das Verbesserungspotenzial der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung bei unter 10 %. Daher müssen keine Maßnahmen gemäß der o.g. Logik zur Verbesserung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung implementiert werden. Zweifelt der Marktgebietsverantwortliche die Inhalte und / oder Ergebnisse der Prüfung an und können diese Zweifel nicht ausgeräumt werden, so stimmen sich der Netzbetreiber und der Marktgebietsverantwortliche über einen unabhängigen Sachverständigen ab, damit dieser die Ergebnisse der Prüfung überprüft. Der Marktgebietsverantwortliche trägt die Kosten für die Beauftragung dieses unabhängigen Sachverständigen, sofern der Sachverständige die Richtigkeit der Prüfung bestätigt; ansonsten trägt der Netzbetreiber die Kosten. Für den Fall, dass der Sachverständige die Richtigkeit der Prüfung nicht bestätigt, ist der Netzbetreiber verpflichtet, unverzüglich eine erneute Prüfung durchzuführen.

Hat der Netzbetreiber ausreichend dargelegt, dass eine Verbesserung strukturell bedingt nicht möglich ist und wurde dies vom Marktgebietsverantwortlichen akzeptiert, so gilt dieses Ergebnis für die beiden folgenden Kalenderjahre, sofern sich diese strukturellen Bedingungen nicht geändert haben.

Kommt der Netzbetreiber der Pflicht zur Prüfung und Vorlage der Ergebnisse nicht oder nicht ausreichend nach oder werden die Maßnahmen zur Verbesserung entsprechend des durch die Prüfung festgestellten signifikanten und nachhalten Verbesserungspotentials nicht innerhalb der vorgesehenen oder vereinbarten Implementierungsfrist umgesetzt, erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale, die vom betroffenen Netzbetreiber innerhalb von 10 Werktagen nach Zugang der Abrechnung des Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten ist. Die Höhe der Pönalzahlung bemisst sich an der kalenderjährlichen SLP-Ausspeiseallokation des betroffenen Netzbetreibers im Betrachtungsjahr:

Bis einschließlich 100 Mio. kWh:	3.000 EUR
Von > 100 Mio. kWh bis einschließlich 175 Mio. kWh:	5.000 EUR
Von > 175 Mio. kWh bis einschließlich 250 Mio. kWh:	7.500 EUR
Von > 250 Mio. kWh bis einschließlich 1.000 Mio. kWh:	10.000 EUR
Von > 1.000 Mio. kWh bis einschließlich 5.000 Mio. kWh:	15.000 EUR
Ab > 5.000 Mio. kWh:	20.000 EUR

Der Marktgebietsverantwortliche erfasst die entsprechenden Erlöspositionen auf dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto, meldet die betroffenen Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur

und veröffentlicht für den betroffenen Betrachtungszeitraum die Namen der pönalisierten Netzbetreiber unter Angabe des Grundes der Pönalisierung auf seiner Internetseite. Darüber hinaus erstellt und veröffentlicht der Marktgebietsverantwortliche einmal pro Jahr einen Kurzbericht über die in diesem Kapitel beschriebenen Vorgänge auf seiner Internetseite. In diesem Bericht sind folgende Informationen darzustellen:

- Grenzwerte der 10 %Quantile je Größengruppe
- Anzahl der angeschriebenen Netzbetreiber
- Anzahl der Netzbetreiber, für die ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial ermittelt werden konnte
- Anonymisierte Information über das identifizierte relative und absolute signifikante und nachhaltige Verbesserungspotenzial je Netzbetreiber
- Identifizierte Verbesserungsansätze
- Anonymisiert die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen der Netzkonten der letzten zwei Jahre

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind von dieser Thematik ausgenommen.

12 Mini-MüT

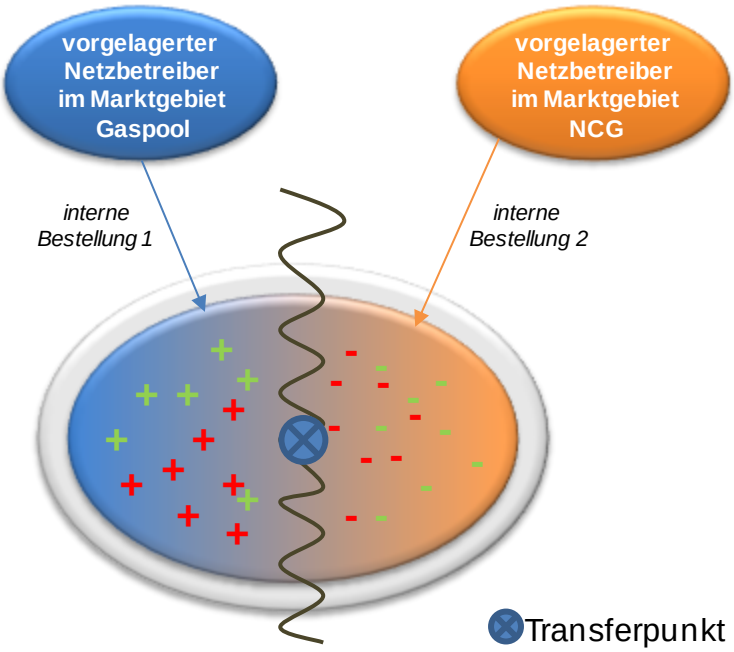
12.1 Beschreibung der Systematik

Um Gas zwischen BK unterschiedlicher Marktgebiete gemäß § 51 KoV übertragen zu können, müssen Ausspeisepunkte, wie z. B. Letztverbraucher oder Speicheranlagen, in einem Ausspeisenetz direkt oder indirekt über die VHP mehrerer Marktgebiete erreichbar sein. Dieser Sachverhalt wird als Marktgebietsüberlappung bezeichnet. Die Möglichkeit, Gas zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete in einem Verteilernetz zu übertragen, wird als Mini-MüT bezeichnet. TK können bei einem NB die Nutzung des Mini-MüT anmelden, wenn im Netz des NB eine aktive Marktgebietsüberlappung vorliegt und dem TK entsprechend in beiden Marktgebieten Ausspeisepunkte zugeordnet sind. Diese Nutzungsmöglichkeit kann der TK auf den BKV gem. § 51 Ziff. 1 KoV übertragen.

Die grundsätzliche Möglichkeit für die Nutzung des Mini-MüT entsteht dadurch, dass ein NB Kapazitäten bei seinem bzw. seinen vorgelagerten NB im Rahmen der internen Bestellung bestellt hat und sie dadurch den TK in seinem Netz für das gesamte Kalenderjahr zur Verfügung stehen. Die Höhe der kalenderjährlichen internen Bestellung von Transportkapazitäten gem. § 8 KoV bleibt durch den Mini-MüT unbeeinflusst.

Eine unentgeltliche Nutzung des Mini-MüT ist nur auf unterbrechbarer Basis möglich. Diese Nutzung kann dem TK immer dann gewährt werden, wenn die gebuchten Transportkapazitäten je Marktgebiet nicht vollständig durch den tatsächlichen Transport für die Ausspeisepunkte des TK im gleichen Markgebiet in Anspruch genommen werden und keine weiteren netztechnisch bedingten Restriktionen vorliegen.

Der Austausch von Gasmengen zwischen unterschiedlichen Marktgebieten erfolgt über einen Transferpunkt in Form eines virtuellen Ein- und Ausspeisepunktes. Der Transferpunkt wird im jeweiligen den Mini-MüT durchführenden Netz als zwei virtuelle Punkte eingerichtet (Ein- bzw. Ausspeisepunkt). Auf Mengen, die über den Transferpunkt ausgetauscht werden, wird ebenfalls die Konvertierungsumlage erhoben.



Transportkunden:
TK 1: 7 (+) Auspeisestellen bei Gaspool zu 8 (-) Ausspeisestellen bei NCG
TK 2: 6 (+) Ausspeisestellen bei Gaspool zu 8 (-) Ausspeisestellen bei NCG

Abbildung 73: Beschreibung des „Mini-MüT-Mechanismus“

Eine aktive Marktgebietsüberlappung kann sowohl in einem Verteilernetz mit Netzpartizipation als auch in einem Verteilernetz mit Entry-Exit-System vorliegen. In beiden Fällen bildet die aktuelle Zuordnung der Ausspeisepunkte zu BKV bzw. zu TK je Marktgebiet der Höhe nach die Limitierung des möglichen Mini-MüT. Diese Limitierung wird als Grenzaustauschkapazität oder maximale Austauschkapazität bezeichnet und im zweiten Schritt anteilig für jeden TK individuell vom NB bestimmt. Für eine Erhöhung dieser Grenzaustauschkapazität kann ein NB grundsätzlich zusätzliche Kapazitäten beim vorgelagerten NB bestellen. Detaillierte Regelungen zur täglichen operativen Durchführung sind dem Kap. 12.3 zu entnehmen.

12.2 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazität

Die Höhe der Grenzaustauschkapazität wird durch den NB ermittelt, wenn ein TK den Mini-MüT beantragt. Die Grenzaustauschkapazität ist dabei die absolute und für alle Mini-MüT-Nutzer gemeinsame Begrenzung für die Nominierung in beiden Transportrichtungen und wird in Abhängigkeit von der internen Bestellung errechnet. Der individuelle Anteil an der Grenzaustauschkapazität eines Gasnetzes, den der einzelne TK nutzen kann, wird als Austauschkapazität bezeichnet.

Zur Berechnung dieses individuellen Anteils an der Grenzaustauschkapazität wendet der NB ein diskriminierungsfreies Verfahren an. Er kann dazu Größen wie z. B. die Vorhalteleistung, Kundenwerte oder gemessene Leistungen verwenden. Sofern nur ein TK eine Mini-MüT-Nutzung angemeldet hat, darf der NB diesem TK bis auf Weiteres die volle Grenzaustauschkapazität zur Mini-MüT-Nutzung zur Verfügung stellen.

Die Höhe der internen Bestellung und die damit korrespondierende maximale Grenzaustauschkapazität können sich grundsätzlich im Jahresverlauf verändern. Aus diesem Grund wird die zulässige Austauschkapazität, d. h. der jeweilige Anteil des TK an der Grenzaustauschkapazität, immer dann angepasst, wenn sich die Höhe der internen Bestellung unterjährlich wesentlich verändert oder sich unterjährlich wesentliche Veränderungen durch den Lieferantenwechsel ergeben.

12.2.1 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazitäten in Verteilernetzen mit Netzpartizipationsmodell

Liegt in einem Verteilernetz mit Netzpartizipationsmodell bzw. in einem Teilnetz des NB eine aktive Marktgebietsüberlappung vor und beliefert der Mini-MüT begehrende TK Ausspeisepunkte in mindestens zwei Marktgebieten, kann ein Übertrag von Gas zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete angeboten werden.

Das Minimum der beiden internen Bestellungen 1 und 2 bildet zunächst die Grenzaustauschkapazität. Der individuelle Anteil an der Grenzaustauschkapazität, d. h. der Anteil je TK, wird als Austauschkapazität je TK bezeichnet.

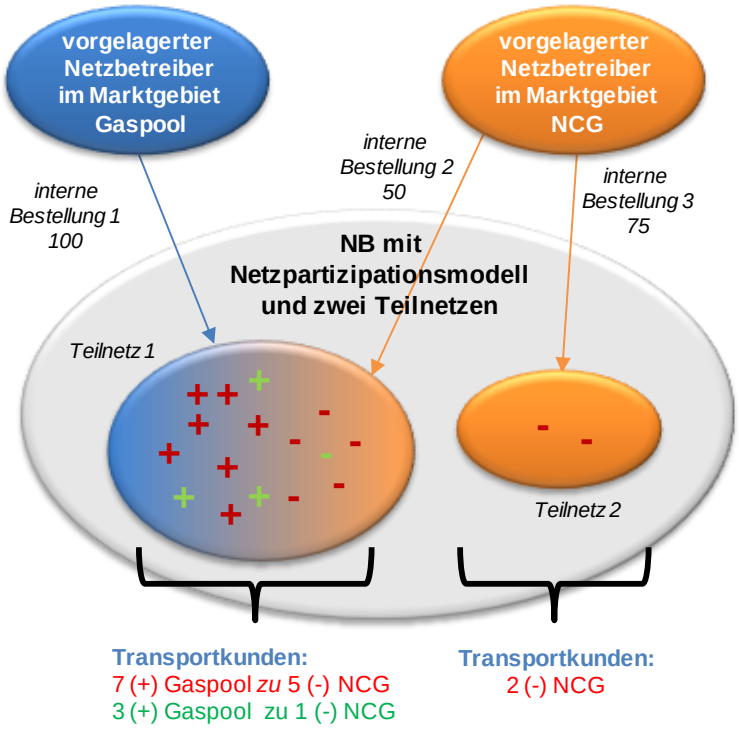


Abbildung 74: Mini-MüT im Netz eines Netzbetreibers mit Netzpartizipationsmodell

Im Beispiel in

Abbildung 74 besitzt der NB verschiedene Teilnetze: Teilnetz 1 ist an zwei verschiedene Marktgebiete angeschlossen, das Teilnetz 2 ist nur an ein Marktgebiet angeschlossen. Der Mini-MüT kann nur für die Ausspeisepunkte im Teilnetz 1 durchgeführt werden. Der TK 1 versorgt sieben Ausspeisepunkte, die dem Marktgebiet der Gaspool und fünf Ausspeisepunkte, die dem Markgebiet der NCG zugeordnet sind. Der TK 2 versorgt drei Ausspeisepunkte, die dem Marktgebiet Gaspool zugeordnet sind und einen Ausspeisepunkt, der dem Marktgebiet der NCG zugeordnet ist. Das Minimum der beiden internen Bestellungen 1 und 2 bildet zunächst die Grenzaustauschkapazität. Sofern beide TK die Nutzung des Mini-MüT beim NB beantragen, muss die Grenzaustauschkapazität auf die beiden TK aufgeteilt werden. Dieser individuelle Anteil an der Grenzaustauschkapazität wird als Austauschkapazität je TK bezeichnet.

Wesentliche Änderungen der Grenzaustauschkapazität – und dadurch auch der Austauschkapazität des jeweiligen TK – durch monatliche Kundenwechsel teilt der Verteilernetzbetreiber mit Netzpartizipationsmodell den Mini-MüT-Nutzern nach Abschluss des monatlichen Lieferantenwechselprozesses mit. Die tatsächlich zur Verfügung stehende jeweilige Austauschkapazität bestimmt der NB unter Berücksichtigung der Prüfschritte in Kap. 12.3.

12.2.2 Bestimmung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazitäten in Verteilernetzen mit Entry-Exit-System

Die Ermittlung der Grenzaustauschkapazität und der Austauschkapazität in einem Verteilnetz mit Entry-Exit-System verläuft grundsätzlich analog zu der Ermittlung in einem Verteilernetz mit Netzpartizipationsmodell. Neben die unmittelbar angeschlossenen Ausspeisepunkte treten aber noch die mittelbar an das Verteilernetz mit Entry-Exit-System angeschlossenen Ausspeisepunkte in nachgelagerten Netzen. Teilnetze ohne Marktgebietsüberlappung bleiben bei der Ermittlung der Austauschkapazität außen vor.

Wenn TK in dem NB mit Entry-Exit-System nachgelagerten Netzen Ausspeisepunkte beliefern, können sie auf der Ebene des Verteilernetzes mit Entry-Exit-System einen Mini-MüT durchführen.

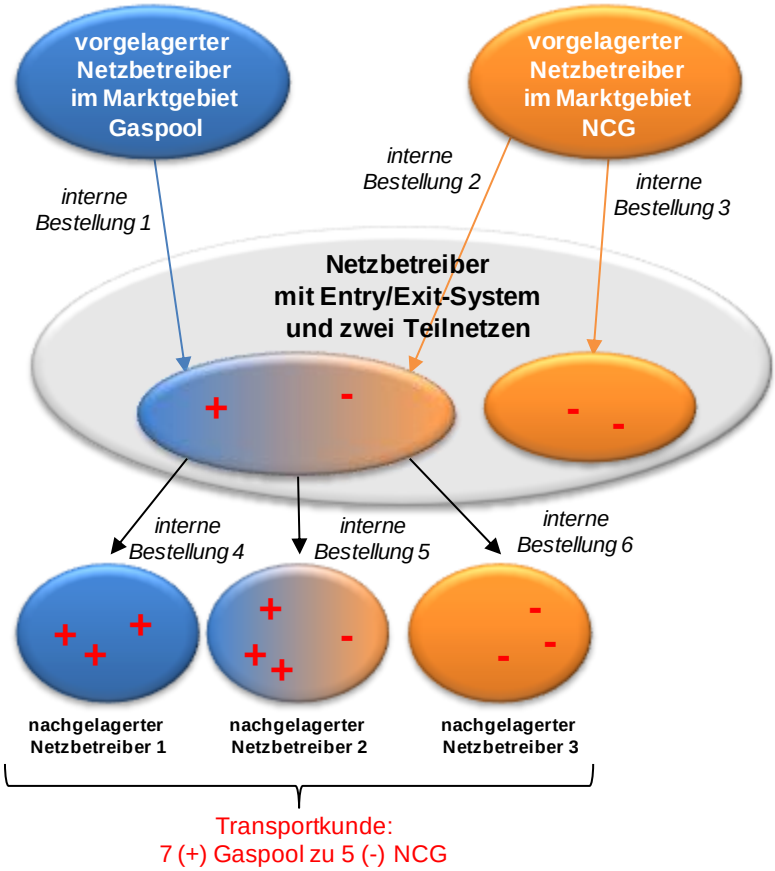


Abbildung 75: Mini-MüT in Netz eines Netzbetreibers mit Entry-Exit-System

Im Beispiel in Abbildung 75 könnte der TK auf Ebene der drei nachgelagerten NB nur beim NB 2 einen Mini-MüT beantragen und durchführen. Nur in diesem nachgelagerten Netz liegt eine aktive Marktgebietsüberlappung vor. Im Netz des NB 2 stehen drei Ausspeisepunkte in

einem Marktgebiet nur einer aus dem anderen Marktgebiet gegenüber. Sofern der TK die Ausspeisepunkte in den Netzen 1 und 3 ebenfalls für den Mini-MüT nutzen möchte, muss er die Nutzung beim Verteilernetzbetreiber mit Entry-Exit-System anmelden und auch bei diesem NB abwickeln. Im Beispiel stehen dem TK somit die anteiligen Kapazitäten von insgesamt fünf Ausspeisepunkten zur Verfügung.

TK können ihre Mini-MüT-Nutzungsmöglichkeiten an andere TK oder an BKV übertragen. Wenn diese die überlassenen Mini-MüT-Kapazitäten nutzen möchten, teilen sie dies dem NB mit Entry-Exit-System in Textform unter Nennung der TK mit.

Der NB mit Entry-Exit-System ermittelt die grundlegende Grenzaustauschkapazität für sein Netz mit Hilfe der nachgelagerten NB. Diese teilen ihm bis zum 17. WT im Dezember den jeweiligen voraussichtlichen Anteil der TK an den internen Bestellungen je Marktgebiet für das Folgejahr mit.

Der vorgelagerte NB mit Entry-Exit-System bildet auf Basis dieser Angaben und der Leistungsbedarfe der Ausspeisepunkte in seinem Netz die jeweiligen Austauschkapazitäten für den TK für das folgende Kalenderjahr (Bestellperiode der internen Bestellung gemäß § 11 KoV).

Bei unterjährlichen wesentlichen Änderungen der Anteile an den Transportkapazitäten der internen Bestellung durch Änderungen der Zuordnung von Ausspeisepunkten ist der TK eigenverantwortlich verpflichtet, dies dem NB mit Entry-Exit-System mitzuteilen. Dieser fordert dann aktuellere Daten zur Aufteilung der Grenzaustauschkapazität auf die TK bei den nachgelagerten NB mit Netzpartizipationsmodell an, in deren Netz der BKV bzw. der TK zusätzliche oder weniger Ausspeisepunkte beliefert (Kundengewinne oder -verluste).

12.3 Operative Durchführung des Mini-MüT

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, den Mini-MüT zeitgleich in beiden Richtungen für mehrere TK durchzuführen. Da die Ausspeisepunkte eines TK zumeist in beiden Marktgebieten täglich einen Verbrauch größer Null haben, steht aber in der Regel nicht die volle Austauschkapazität zur Verfügung.

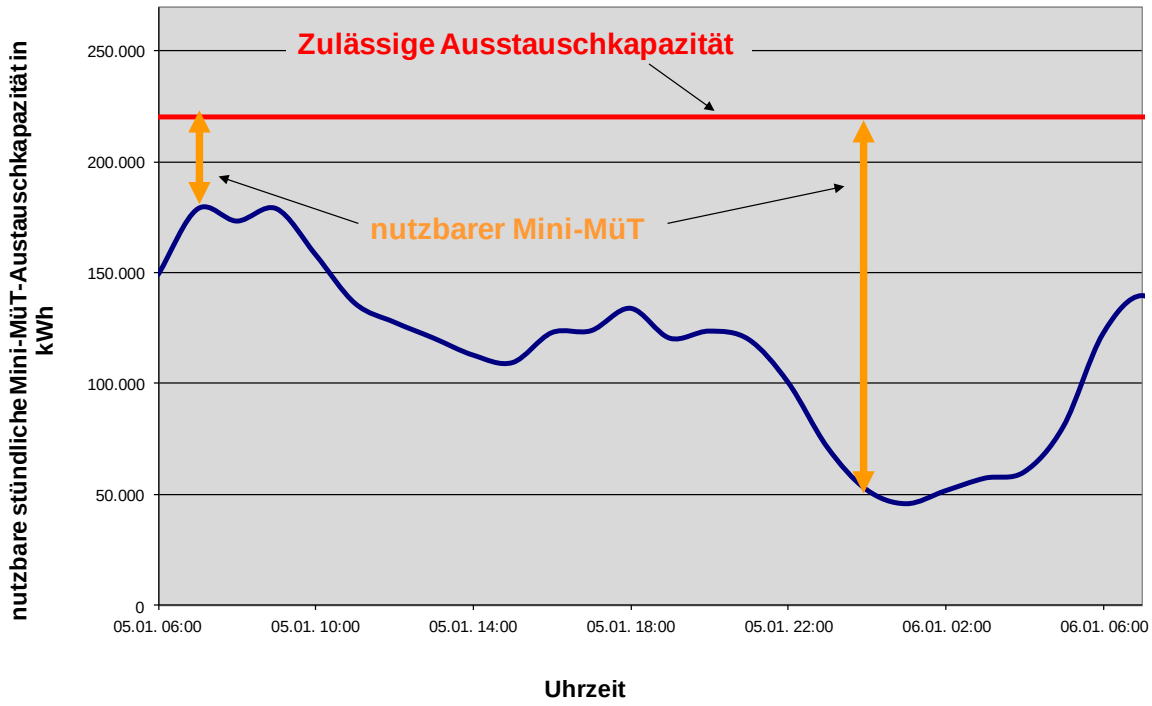


Abbildung 76: Tatsächlich nutzbare Mini-MüT Austauschkapazität

In

Abbildung **76** ist erkennbar, dass durch den höheren Bezug der Ausspeisepunkte am Vormittag in einem Marktgebiet die Nutzungsmöglichkeit des Mini-MüT eingeschränkt wird und dieser jede Stunde in seiner tatsächlich zur Verfügung stehenden Höhe schwanken kann. Die Austauschkapazität wird zum einen durch den temperatur- bzw. produktionsgetriebenen Transport zu den Ausspeisepunkten in dem jeweiligen Marktgebiet und zum anderen durch den Anteil der internen Bestellung begrenzt. Die Höhe des möglichen Mini-MüT schwankt demnach täglich zwischen Null und der errechneten Austauschkapazität.

Prinzipiell gilt die Regel: Je kälter, desto weniger Austauschkapazität steht zur Verfügung!

Bei Eintreten der Auslegungstemperatur ist von einer vollständigen Ausnutzung der internen Bestellung und somit eines zulässigen Mini-MüT von Null auszugehen. Auch in den Sommermonaten kann die zulässige Höhe der Austauschkapazität, ggf. aufgrund von Min-Flow-Re-striktionen, an den Netzkopplungspunkten nur in reduzierter Höhe möglich sein.

Die maximal zur Verfügung stehende Austauschkapazität, die dem TK in einem Netz unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden kann, unterliegt daher Prüfmechanismen, die im Ergebnis zu einer Reduktion der zur Verfügung stehenden Mini-MüT-Kapazität führen können.

Folgende Prüfschritte können die maximal nutzbare Austauschkapazität beeinflussen:

- grundsätzliche technische Machbarkeitsprüfung des NB,
- Absatzprognose des TK im abgebenden Markgebiet,
- Absatzprognose des TK im aufnehmenden Marktgebiet,
- Überschreitung der internen Bestellung.

Der TK kann einen BKV oder Dienstleister im Rahmen einer Nominierungsermächtigung mit der Abwicklung der Nominierung beauftragen. Die Mini-MüT-Nominierung wird gemäß Kap.4 an den Mini-MüT durchführenden NB als Lastgang mit jeweils 24 einzelnen Stundenwerten abgegeben. Der NB kann eine strukturierte oder bandförmige Nominierung vorschreiben. Genereller Betrachtungszeitraum für eine Mini-MüT-Nominierung ist stets der Gastag.

Grundsätzlich gilt die Allokationsregel „allokiert wie nominiert“. Die Nominierungen werden vom NB bestätigt. Er hat das Recht, die Nominierung zu kürzen, insbesondere dann, wenn die realen Gasflüsse dies notwendig machen. In diesem Fall versendet der NB in den in Kap.4 festgelegten Formaten und Fristen gekürzte Nominierungsbestätigungen. Die letzte bestätigte Nominierung wird vom NB allokiert. Zusätzlich zu den für Nominierungen an Entrys und Exits geltenden Regeln sind folgende Regeln zu beachten:

- Die Summe der Nominierungen zzgl. der geplanten Netzlast im „aufnehmenden“ Marktgebiet muss geringer sein, als die interne Bestellung dieses Marktgebiets. Wenn die Mini-MüT-Nominierung und die Netzlast im aufnehmenden Marktgebiet doch größer sind, erfolgt eine ratierliche Kürzung aller Mini-MüT-Nominierungen auf den zulässigen Wert. Ein VNB ermittelt die Netzlast je Marktgebiet dabei mit Hilfe der Mengenanmeldungen seiner nachgelagerten NB.
- Der TK bzw. der beauftragte BKV oder Dienstleister muss darauf achten, dass nicht mehr Mini-MüT nominiert wird, als der prognostizierte Absatz seiner Ausspeisepunkte beträgt. Wenn die Mini-MüT-Nominierung größer ist als der am Tag D+1 allokierte Absatz, wird die Nominierung nachträglich durch den NB gekürzt und allokiert.

Es wird darauf hingewiesen, dass bei dem Mini-MüT jede Stunde betrachtet wird und keine gegenseitige Saldierung von stündlichen Mehr- und Mindermengen des Mini-MüT erfolgen kann.

Das Risiko der Fehlprognose trägt der TK bzw. der beauftragte BKV oder Dienstleister. Die Mini-MüT-Nominierung darf durch den TK bzw. den beauftragten BKV oder Dienstleister bis D+3 WT angepasst werden. Dies ist nur unter der Maßgabe möglich, dass der NB eine Korrektur zulässt. Sofern der TK bzw. der beauftragte BKV oder Dienstleister eine nachträgliche Korrektur nominiert, wird dies durch den NB bestätigt oder angepasst. Eine solche Anpassung der Nominierung darf die Netzkonten nur bis maximal Null reduzieren. Eine Anpassung der Nominierung, ausgelöst durch ein RLM- oder SLP-Clearing, ist zulässig.