

Bericht:

Evaluierungsbericht der Verteilnetzbetreiber zu der Prognosegüte der Standardlastprofile Gas und dem Anreizsystem für SLP-Entnahmestellen nach Tenor 9 lit. b der BNetzA-Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gas-bilanzierung, „GaBi Gas 2.0“) vom 19.12.2014 (BKZ-14020)

Inhalt

Abbildungen	7
Tabellen	13
Abkürzungsverzeichnis.....	18
1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	20
1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung.....	20
1.2 Ausgangslage	21
1.3 Regulatorische und Rechtliche Vorgaben.....	21
1.4 Begriffsbestimmungen.....	23
2 Netzkontensystematik und Anreizsystem	30
2.1 Anzahl der Netzkonten	30
2.1.1 Marktgebiet NCG	30
2.1.2 Marktgebiet GASPOOL	31
2.1.3 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten	31
2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der monatlichen Netzkontensystematik.....	31
2.2.1 Grundlagen	31
2.2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der monatlichen Netzkontensystematik im zeitlichen Verlauf.....	34
2.2.2.1 Marktgebiet NCG	34
2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL.....	39
2.2.2.3 Vergleich der Abrechnung der monatlichen Netzkontensystematik in den Marktgebieten	43
2.3 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik.....	44
2.3.1 Grundlagen	44
2.3.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf	47

2.3.2.1	Marktgebiet NCG	48
2.3.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	53
2.3.2.3	Vergleich der Abrechnung der täglichen NKS in den Marktgebieten.....	56
2.4	Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der monatlichen und nach der täglichen Netzkontensystematik.....	58
2.4.1	Marktgebiet NCG	58
2.4.2	Marktgebiet GASPOOL.....	62
2.4.3	Vergleich der Marktgebiete.....	65
3	Prognosegüte der SLP	67
3.1	Grundlagen der Anwendung der SLP Gas	67
3.2	Statistische Grundlagen	67
3.3	Datenanalyse	70
3.3.1	SLP- und RLM-Allokationsmengen.....	71
3.3.1.1	Marktgebiet NCG	72
3.3.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	73
3.3.1.3	Vergleich der Marktgebiete.....	73
3.3.2	SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren	74
3.3.2.1	Marktgebiet NCG	75
3.3.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	77
3.3.2.3	Vergleich der Marktgebiete.....	78
3.3.3	NKS auf Tagesbasis.....	79
3.3.3.1	Marktgebiet NCG	80
3.3.3.2	Marktgebiet GASPOOL.....	81
3.3.3.3	Vergleich der Marktgebiete.....	82
3.3.4	NKS auf Monatsbasis.....	83
3.3.4.1	Marktgebiet NCG	84
3.3.4.2	Marktgebiet GASPOOL.....	86
3.3.4.3	Vergleich der Marktgebiete.....	88

3.3.5	Allokationsgüter.....	89
3.3.5.1	Allokationsgüter auf Jahresbasis	89
3.3.5.1.1	Marktgebiet NCG	90
3.3.5.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	92
3.3.5.1.3	Vergleich der Marktgebiete	94
3.3.5.2	Allokationsgüter auf Monatsbasis	95
3.3.5.2.1	Marktgebiet NCG	96
3.3.5.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	102
3.3.5.2.3	Vergleich der Marktgebiete	107
3.3.6	NKS in Abhängigkeit von der Temperatur	111
3.3.6.1	Synthetisches Verfahren	112
3.3.6.1.1	Marktgebiet NCG	112
3.3.6.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	117
3.3.6.1.3	Vergleich der Marktgebiete	121
3.3.6.2	Analytisches Verfahren	122
3.3.6.2.1	Marktgebiet NCG	122
3.3.6.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	127
3.3.6.2.3	Vergleich der Marktgebiete	131
3.3.7	Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet.....	132
3.3.7.1	Synthetisches Verfahren	132
3.3.7.1.1	Marktgebiet NCG	132
3.3.7.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	134
3.3.7.1.3	Vergleich der Marktgebiete	135
3.3.7.2	Analytisches Verfahren	136
3.3.7.2.1	Marktgebiet NCG	136
3.3.7.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	138
3.3.7.2.3	Vergleich der Marktgebiete	139

3.3.8	Externe Netto-Regelenergie	140
3.3.8.1	NKS und externe Netto-Regelenergie auf Monatsbasis.....	140
3.3.8.1.1	Marktgebiet NCG	140
3.3.8.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	141
3.3.8.1.3	Vergleich der Marktgebiete	141
3.3.8.2	NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate	142
3.3.8.2.1	Marktgebiet NCG	143
3.3.8.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	147
3.3.8.2.3	Vergleich der Marktgebiete	150
3.4	Kompensationsfaktor.....	161
3.4.1	Kompensationsfaktor und NKS auf Tagesbasis.....	162
3.4.1.1	Marktgebiet NCG	162
3.4.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	170
3.4.1.3	Vergleich der Marktgebiete.....	177
3.4.2	Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und zu kompensierendem täglichem NKS	179
3.4.2.1	Marktgebiet NCG	179
3.4.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	181
3.4.2.3	Vergleich der Marktgebiete.....	182
3.4.3	Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und Durchschnittstemperatur	183
4	Schlussfolgerung und Empfehlungen	185
4.1	Netzkontensystematik und Anreizsystem	185
4.2	Zusammenhang zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie	187
4.3	Prognosegüte der SLP	188

Abbildungen

Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	30
Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	31
Abbildung 3: Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG	34
Abbildung 4: Abrechnungsmengen (in Mio. kWh) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG.....	36
Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG.....	37
Abbildung 6: Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	39
Abbildung 7: Abrechnungsmengen (in Mio. kWh) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	41
Abbildung 8: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	42
Abbildung 9: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18 NCG.....	48
Abbildung 10: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG.....	50
Abbildung 11: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18 GASPOOL	53
Abbildung 12: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL	54
Abbildung 13: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG.....	58
Abbildung 14: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG.....	60
Abbildung 15: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	62

Abbildung 16: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL	64
Abbildung 17: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm	69
Abbildung 18: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG...	72
Abbildung 19: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	73
Abbildung 20: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	75
Abbildung 21: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	77
Abbildung 22: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	80
Abbildung 23: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	81
Abbildung 24: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	82
Abbildung 25: NKS auf Monatsbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	84
Abbildung 26: addierter positiver und negativer NKS und kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	85
Abbildung 27: NKS auf Monatsbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	86
Abbildung 28: addierter positiver und negativer NKS und kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL....	87
Abbildung 29: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	88
Abbildung 30: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	90
Abbildung 31: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	91

Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	92
Abbildung 33: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	93
Abbildung 34: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	96
Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	97
Abbildung 36: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	98
Abbildung 37: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	102
Abbildung 38: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	103
Abbildung 39: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	104
Abbildung 40: SLP-Allokation bzw. Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	112
Abbildung 41: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	113
Abbildung 42: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	115
Abbildung 43: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	117
Abbildung 44: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	118
Abbildung 45: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	120

Abbildung 46: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	122
Abbildung 47: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	123
Abbildung 48: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	125
Abbildung 49: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	127
Abbildung 50: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	128
Abbildung 51: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	130
Abbildung 52: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	132
Abbildung 53: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	134
Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	136
Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	138
Abbildung 56: externes Netto-Regelenergieaufkommen und NKS auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	140
Abbildung 57: externes Netto-Regelenergieaufkommen und NKS auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	141
Abbildung 58: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	143
Abbildung 59: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	144

Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	145
Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	146
Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	147
Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	148
Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	149
Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	150
Abbildung 66: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	152
Abbildung 67: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	154
Abbildung 68: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	157
Abbildung 69: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	160
Abbildung 70: Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG.....	162
Abbildung 71: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 14/15, NCG.....	163
Abbildung 72: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 15/16, NCG.....	164
Abbildung 73: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 16/17, NCG.....	166
Abbildung 74: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 17/18, NCG.....	168
Abbildung 75: Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL ..	170
Abbildung 76: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 14/15, GASPOOL ..	171
Abbildung 77: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 15/16, GASPOOL ..	172
Abbildung 78: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 16/17, GASPOOL ..	174

Abbildung 79: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 17/18, GASPOOL .176

Abbildung 80: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom zu kompensierenden NKS auf
Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG179

Abbildung 81: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom zu kompensierenden NKS auf
Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....181

Abbildung 82: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der
Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 2007-2016 auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ
2014/15 und 2015/16, NCG.....183

Abbildung 83: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der
Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 1997-2016 auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ
2014/15 und 2015/16, NCG.....184

Tabellen

Tabelle 1: Systematik der Abrechnung der monatlichen NKS.....	33
Tabelle 2: Verlauf der Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG	38
Tabelle 3: Verlauf der Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	43
Tabelle 4: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG.....	52
Tabelle 5: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL	56
Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG.....	59
Tabelle 7: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG.....	61
Tabelle 8: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL	63
Tabelle 9: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL	65
Tabelle 10: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient	68
Tabelle 11: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms.....	70
Tabelle 12: Prämissen in der Datenanalyse	71
Tabelle 13: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	74
Tabelle 14: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	76
Tabelle 15: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	78
Tabelle 16: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	79

Tabelle 17: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	82
Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	83
Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	88
Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	89
Tabelle 21: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	94
Tabelle 22: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	107
Tabelle 23: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	108
Tabelle 24: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	109
Tabelle 25: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	110
Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	114
Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	116

Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	119
Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	121
Tabelle 30: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	124
Tabelle 31: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	126
Tabelle 32 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	129
Tabelle 33: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL.....	131
Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	133
Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	135
Tabelle 36: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG	137
Tabelle 37: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL	139
Tabelle 38: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, GWJ 14/15 bis 17/18 NCG und GASPOOL.....	142
Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	151

Tabelle 40: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	152
Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL.....	153
Tabelle 42: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	155
Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	156
Tabelle 44: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	158
Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	159
Tabelle 46: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	161
Tabelle 47: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15, NCG.....	163
Tabelle 48: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 15/16, NCG.....	165
Tabelle 49: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 16/17, NCG.....	167
Tabelle 50: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 17/18, NCG.....	169
Tabelle 51: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15, GASPOOL ..	171
Tabelle 52: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 15/16, GASPOOL ..	173
Tabelle 53: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 16/17, GASPOOL ..	175
Tabelle 54: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 17/18, GASPOOL ..	177
Tabelle 55: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf täglicher Basis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL	178

Tabelle 56: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor NCG und
Kompensationsfaktor GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und
GASPOOL.....178

Tabelle 58: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und
Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom 10- bzw. 20-jährigen Mittel auf Tagesbasis,
GWJ 14/15 und 15/16, NCG.....184

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
FfE	Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas	Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (Umsetzung des Netzkodexes Gasbilanzierung, „Gabi Gas 2.0“)
GasNZV	Verordnung über den Zugang von Gasversorgungsnetzen
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GEODE	Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilern
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr(e)
Konni Gas	Anpassung der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten vom 27.03.2012
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
M	Monat
MMMA	Mehr/Mindermengenabrechnung
MGV	Marktgebietsverantwortliche(r)
Mini-MüT	Übertragung von Gasmengen des jeweiligen Transportkunden zwischen Bilanzkreisen unterschiedlicher Marktgebiete im Ausspeisernetz
Mio.	Million(en)
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
M+2M-XWT	x-ter Werktag <u>vor</u> Ende des 2. Kalendermonats nach Ende des Liefermonats
M+2M+XWT	x-ter Werktag <u>nach</u> Ende des 2. Kalendermonats nach Ende des Liefermonats
NB	Netzbetreiber
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NK	Netzkonto/-en
NKP	Netzkopplungspunkt
NKS	Netzkontosaldo/-en
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil(e)



TAR-Diagramm

VKU

VNB



Temperatur-Allokation-Restlast-Diagramm

Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Verteilnetzbetreiber



1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts

Im Rahmen der Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas (BKZ-14-020) „GaBi Gas 2.0“ hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) den Verteilernetzbetreibern unter der Ziffer 9 b folgende Berichtspflicht auferlegt:

- Unter Mitwirkung der Marktgebietsverantwortlichen (MGV) haben die Verteilnetzbetreiber (VNB) die Prognosegüte der Standardlastprofile (SLP) und das Anreizsystem für SLP-Ausspeisepunkte regelmäßig zu überprüfen.
- Die BNetzA ist nach Einführung des Anreizmechanismus alle zwei Jahre über die Ergebnisse der jeweiligen Evaluierung zu informieren.
- Der Bericht soll Angaben über die in dem Berichtszeitraum erzielte Prognosegenauigkeit der von den VNB eingesetzten SLP-Verfahren sowie Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der SLP und zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus enthalten.
- Die MGV stellen die für die Evaluierung notwendigen Daten zur Verfügung.

Der vorliegende Bericht dient der Erfüllung dieser Aufgabe.

1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung

Beteiligt an der Erstellung des Berichts waren die im Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), im Verband kommunalen Unternehmen e. V. (VKU) und im Europäischen Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen (GEODE) organisierten Verteilnetzbetreiber Gas sowie die Marktgebietsverantwortlichen. Die redaktionelle Unterstützung bei der Erstellung des Berichts erhielten die Verbände durch PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.

Bei der Bearbeitung wurden die folgenden Schwerpunkte gesetzt:

- Erstellung eines Berichts zur Prognosegüte von SLP über die Gaswirtschaftsjahre (GWJ) 2014/15, 2015/16, 2016/17 und 2017/18.
- Darstellung der monatlich durchschnittlichen und täglichen Netzkontoabweichungssystematik in den genannten GWJ.
- Bestandsaufnahme und Formulierung von Empfehlungen zu möglichen Verbesserungen der SLP.
- Empfehlung zu möglichen Änderungen am Anreizmechanismus.

Die Verbände haben während der Erarbeitungszeit des Evaluierungsberichtes den Dialog mit der BNetzA gepflegt.

1.2 Ausgangslage

Netzkontensystematik und Anreizsystem

Die Netzkontensystematik in Verbindung mit dem täglichen SLP-Anreizsystem wurde mit der GaBi Gas 2.0 durch die BNetzA festgelegt und ist seit Beginn des GWJ 2016/17 in Kraft. Der Anreizmechanismus sieht gemäß GaBi Gas 2.0 sowohl Gutschriften als auch Rechnungen der MGV an die VNB, bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen unter Berücksichtigung der Parameter des Anreizsystems der Netzkontensystematik, vor. Diese Netzkontensystematik als Anreizsystem löste die, bis einschließlich zum GWJ 2015/16 gültige - zum 1. Oktober 2012 eingeführte - monatliche durchschnittliche Netzkontensystematik als Anreizsystem ab.

Betrachtung der SLP

Netzbetreiber (NB) wenden für die Allokation der Ausspeisemengen von Letztverbrauchern nach § 24 Abs. 1 der Verordnung über den Zugang von Gasversorgungsnetzen (GasNZV) vereinfachte Methoden (SLP) an. Dies gilt soweit es sich nicht um täglich gemessene Letztverbraucher handelt.

SLP ersetzen die nicht vorhandene Lastganglinie von Letztverbrauchern durch eine errechnete, hinreichend genaue Mengenermittlung der Gasabnahme in Abhängigkeit von der Vorhersagetemperatur des Betrachtungstages. Ohne SLP ist eine Bilanzierung von kleinen, nicht täglich gemessenen Letztverbrauchern unmöglich.

1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben

Netzkontensystematik und Anreizsystem

Gemäß GaBi Gas 2.0 haben die NB unter Mitwirkung der MGV den Vorschlag für einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genaueren Prognose bei SLP-Ausspeisepunkten entwickelt und in der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) IX zum 1. Oktober 2016 aufgenommen. Folgende Vorgaben wurden durch die Festlegung vorgegeben:

- Die NB haben der BNetzA unter Mitwirkung der MGV einen Anreizmechanismus für die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Ausspeisepunkten vorzuschlagen.
- Der Anreizmechanismus soll Zahlungen der MGV an die VNB und Zahlungen der VNB an die MGV bei gegenüber den prognostizierten und allokierten Mengen eines Tages auftretenden höheren oder niedrigeren Ausspeisungen vorsehen.
- Die Bestimmung der Differenzmengen ist auf Basis der Gegenüberstellung der prognostizierten Tagesmengen mit den vorläufig ermittelten Ausspeisungen im Rahmen einer Kontensystematik vorzunehmen.
- Die Differenzmengen von Ausspeisepunkten mit registrierender Leistungsmessung (RLM) sind herauszurechnen.
- Die Anreizwirkung ist durch eine vorläufige Abrechnung sicherzustellen.
- Die Festlegung der täglichen Prognosegüte der SLP-Ausspeisepunkte erfolgt unabhängig von dem eingesetzten SLP-Verfahren nach einer einheitlichen Systematik.
- Für die Bewertung der Höhe der täglich aufgetretenen Prognoseabweichung ist für die Über- und Unterspeisung jeweils ein Grenzwert zu bestimmen und gegebenenfalls anhand weiterer geeigneter Kriterien zu bewerten.

Die genaue Ausgestaltung des Systems der Abrechnung der täglichen Netzkontosalden¹ (NKS) als Anreizsystem wurde verbändeübergreifend erarbeitet und in die KoV aufgenommen.

Die Abrechnung der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem erfolgt auf Basis des prozentualen Verhältnisses des täglichen NKS 1 (NKS 0 unter Berücksichtigung der täglichen RLM-Differenzmengen) zur Summe der täglichen Allokationen der SLP-Ausspeisepunkte (tägliche prozentuale Netzkontoabweichung) des jeweiligen Netzkontos (NK) und unter Berücksichtigung der Prüffrist des Netzkontoauszugs durch den NB gemäß der folgenden Grundsätze:

a) Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen 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 NKS 1 mit täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen größer 35 % des Monats (M) vom MGV gegenüber dem NB abgerechnet.

¹ In der KoV wurde der Begriff „Netzkontoabweichung“ statt „Netzkontosaldo“ verwendet.

c) Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen zwischen 0 % und 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 GWJ auf die Gutschriften für Überallokationen verzichten, indem er schriftlich gegenüber dem MGV den Verzicht bis zum 1.10. 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.

Die Abrechnung erfolgt durch den MGV monatlich zwischen M+2M+15 Werktage und M+2M+25 Werktage. Alle täglichen NKS 1 nach den Grundsätzen b) und c) werden mit dem bundeseinheitlichen Mehr-/Mindermengenpreis des Anwendungsmonats multipliziert.

Die Verrechnung der Bruttobeträge aus dem Rechnungs-/Gutschriftbetrag erfolgt, soweit keine abweichende Vereinbarung zwischen MGV und NB getroffen wurde.

Betrachtung der SLP

Für die Anwendung der SLP-Verfahren sind insbesondere die verordnungsrechtlichen Bestimmungen der zuletzt am 11.8.2017 geänderten GasNZV (BGBl. I S. 3194) sowie der Beschluss der BNetzA zu GaBi Gas vom 28. Mai 2008 (BK7-08-002) und der Weiterentwicklung GaBi Gas 2.0 vom 19. Dezember 2014 (BK7-14-020) relevant. Gemäß § 24 GasNZV haben sich die SLP am typischen Abnahmeprofil verschiedener Letztverbrauchergruppen zu orientieren. Dabei sind insbesondere Heizgaskunden, Gewerbebetriebe und Kochgaskunden zu unterscheiden.

1.4 Begriffsbestimmungen

Für die weitere Betrachtung werden folgende Begriffe definiert und erläutert.

Netzkonto

Im Netzkonto (NK) 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.

Marktgebiet (§ 2 Nr. 10 GasNZV)

Ein Marktgebiet ist die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können. In Deutschland bestehen zwei Marktgebiete: GASPOOL und NetConnect Germany (NCG).

SLP-Allokation

Die SLP-Allokation ist die Summe der auf Basis eines synthetischen oder analytischen Lastprofilverfahrens (SLP-Verfahren) ermittelten Prognosemenge eines Tages. Als Einheit wird kWh verwendet.

Restlast

Die Restlast ist die tägliche Differenz zwischen der Einspeisemenge in ein Netz, der Summe der Lastgänge aller RLM-Kunden und der Übergaben in nachgelagerte Netze, Speicher, ggf. unter Berücksichtigung des Netzpuffers, in angrenzende Marktgebiete und in ausländische Netze.²

Sie ergibt sich für das im vorliegenden Bericht betrachtete GWJ 2014/15 als Summe aus NKS 0 und SLP-Allokation und ab dem im vorliegenden Bericht betrachteten GWJ 2015/16 als Summe aus NKS 1 und SLP-Allokation für das jeweilige Marktgebiet.

Die Einheit der Restlast ist kWh.

NKS 0

Der NKS 0 ergibt sich aus der Summe aller Einspeisungen abzüglich der Summe aller Ausspeisungen.

Bei Einspeisungen sind zu berücksichtigen:

- Summe aller Netzkopplungspunkte (NKP) zu vorgelagerten NB
- evtl. Netzpufferentleerungen sofern gesondert vereinbart
- Summe aller NKP-Rückspeisungen von nachgelagerten NB
- Flüssiggaseinspeisung bei Biogasanlagen
- Speicherausspeisungen
- (Mini-)MüT, MÜP, GÜP-Einspeisungen
- Biogaseinspeisungen

Als Ausspeisungen sind zu berücksichtigen:

² Siehe § 4 Nr. 26 KoV X

- Summe aller NKP zu nachgelagerten NB
- Evtl. Netzpufferbefüllungen sofern gesondert vereinbart
- Summe aller NKP-Rückspeisungen an vorgelagerte NB
- Speicherbefüllungen
- (Mini-)MüT, MÜP, GÜP-Ausspeisungen
- SLP
- RLM

Der NKS 0 beinhaltet u.a. die SLP- und RLM-Mehr-/Mindermengen bzw. RLM-Differenzmengen, Messungenauigkeiten, Inventardifferenzen im Netzpuffer, Netzverluste sowie Brennwertdifferenzen aufgrund der Brennwertermittlung nach G685.

Der NKS 0 wird täglich auf Basis der Daten des Gastages ermittelt und jeweils an D+1 (bis 20:00 Uhr), sowie monatlich an M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGW an den NB übermittelt.

Die Einheit des NKS 0 ist kWh.

Im vorliegenden Bericht bezieht sich der Begriff NKS sofern nicht explizit abweichend angegeben für das GWJ 2014/15 auf den NKS 0. Ab dem GWJ 2015/16 bezieht sich der Begriff hingegen auf den NKS 1.

NKS 1

Der NKS 1 ergibt sich aus dem NKS 0 unter Berücksichtigung der RLM-Mehr-/Mindermengen (bis 30. September 2015) bzw. RLM-Differenzmengen (ab 1. Oktober 2015). Der NKS 1 wird täglich auf Basis der Daten des Gastages ermittelt und an M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGW an den NB übermittelt.

Die Einheit lautet kWh.

Positiver NKS (Unterallokation)

Ist für ein NK die Einspeisemenge größer als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem positiven NKS (Unterallokation). Der Begriff positiver NKS wird im vorliegenden Bericht auch auf Marktgebietsebene verwendet und bezeichnet in diesem Zusammenhang die Summe aller positiven NKS in dem Marktgebiet.

Der positive NKS (GWJ 2014/15: positiver NKS 0, ab GWJ 2015/16 positiver NKS 1) wird in kWh angegeben.

Negativer NKS (Überallokation)

Ist für ein NK die Einspeisemenge kleiner als die Ausspeisemenge (Allokation) kommt es zu einem negativen NKS (Überallokation). Der Begriff negativer NKS wird im vorliegenden Bericht auch auf Marktgebietsebene verwendet und bezeichnet in diesem Zusammenhang die Summe aller negativen NKS in dem Marktgebiet.

Der negative NKS (GWJ 2014/15: negativer NKS 0, ab GWJ 2015/16 negativer NKS 1) wird in kWh angegeben.

Addierter positiver und negativer Netzkontosaldo

Der addierte positive und negative Netzkontosaldo wird im vorliegenden Bericht auf Marktgebiets- und Tagesbasis berechnet. Er stellt somit im vorliegenden Bericht die Summe aus dem positiven NKS eines Marktgebietes (siehe oben: Summe aller positiven NKS auf Netzkontoebene innerhalb des Marktgebietes) und dem negativen NKS eines Marktgebietes (siehe oben: Summe aller negativen NKS auf Netzkontoebene innerhalb des Marktgebietes) dar.

Überwiegen in einem Marktgebiet an einem Tag in Summe die positiven Netzkontosalden, so ist der addierte positive und negative Netzkontosaldo des Marktgebietes an diesem Tag positiv. Überwiegen in einem Marktgebiet an einem Tag in Summe die negativen Netzkontosalden, so ist der addierte positive und negative Netzkontosaldo des Marktgebietes an diesem Tag negativ.

Netzkontoabweichung

Die Netzkontoabweichung berechnet sich aus dem Verhältnis des NKS zur SLP-Allokation des jeweiligen Betrachtungszeitraums (täglich, monatlich, jährlich). Soweit nicht anders angegeben, ist die Einheit der Netzkontoabweichung kWh/MWh.

Tägliche prozentuale Netzkontoabweichung

Die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung Δr berechnet sich aus dem Verhältnis des täglichen NKS 1 zur SLP-Allokation des jeweiligen Tages.

$$\text{tägliche prozentuale Netzkontoabweichung} = \Delta r = \frac{\text{täglicher NKS 1 in kWh}}{\text{tägliche SLP-Allokation in kWh}} \cdot 100 \%$$

Formel 1 tägliche prozentuale Netzkontoabweichung

Diese Größe wird folglich in der Einheit % angegeben.

Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung

Der Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung bezeichnet den mathematischen Betrag des Wertes der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Der Betrag ordnet der

täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ihren Abstand zur Null zu bzw. wird durch Weglassen des Vorzeichens erreicht.

$$\begin{aligned} \text{Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung} &= |\Delta r| \\ &= \left| \frac{\text{täglicher NKS 1 in kWh}}{\text{tägliche SLP-Allokation in kWh}} \right| \cdot 100 \% \end{aligned}$$

Formel 2 Betrag der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung

Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung

Die monatliche prozentuale Netzkontoabweichung berechnet sich aus dem Verhältnis des monatlichen NKS 0 zur SLP-Allokation des jeweiligen Monats.

$$\text{monatliche prozentuale Netzkontoabweichung} = \frac{\text{monatlicher NKS 0 in kWh}}{\text{monatliche SLP-Allokation in kWh}} \cdot 100 \%$$

Formel 3 monatliche prozentuale Netzkontoabweichung

Diese Größe wird folglich in der Einheit % angegeben.

Kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung

Die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung liefert eine normierte Aussage über den Gesamtbetrag der Differenz zwischen Restlast und Allokation (Summe der NKS aller NB (i) ohne Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) pro Marktgebiet) pro allozierter MWh für einen bestimmten Zeitraum (im vorliegenden Bericht: Tag oder Monat).

$$\text{kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung} = \frac{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t \sum_{\text{Netzbetreiber}}^i \text{NKS}_{t,i}}{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t \sum_{\text{Netzbetreiber}}^i A_{t,i}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

Formel 4 kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung

Die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung wird somit in kWh/MWh angegeben.

Im vorliegenden Bericht wird die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung als Größe pro Marktgebiet berechnet und sowohl für tagesweise als auch monatsweise Betrachtungen verwendet. Für das GWJ 2014/15 wird der NKS 0 zur Berechnung herangezogen, ab dem GWJ 2015/16 der NKS 1.

Kumulierte absolute Netzkontoabweichung

Die kumulierte absolute Netzkontoabweichung ermöglicht eine Beurteilung der Allokationsgüte eines Netzkontos innerhalb eines bestimmten Zeitraums unabhängig davon, ob es insgesamt zu einer Über- oder Unterallokation kam.

$$\text{kumulierte absolute Netzkontoabweichung} = \frac{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t |\text{NKS}_t|}{\sum_{\text{Zeitschritte}}^t A_t} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right]$$

Formel 5 kumulierte absolute Netzkontoabweichung

Die kumulierte absolute Netzkontoabweichung ist dabei pro NK des jeweiligen Betrachtungszeitraums (monatlich, jährlich) definiert.

Regelenergie

Regelenergie wird im Rahmen des technisch Erforderlichen zum Ausgleich von Schwankungen der Netzlast mit dem Ziel eingesetzt, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. Der MGV steuert den Einsatz der Regelenergie, die von den NB im Marktgebiet benötigt wird.

Interne Regelenergie

Schwankungen der Netzlast werden zunächst durch folgende Maßnahmen ausgeglichen:

1. Nutzung der Speicherfähigkeit des Netzes;
2. Einsatz des Teils von Anlagen zur Speicherung von Gas im Sinne des § 3 Nummer 31 des Energiewirtschaftsgesetzes, der ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten ist (netzzugehöriger Speicher) und der der Regulierungsbehörde vom NB angezeigt worden ist;
3. Nutzung der Speicherfähigkeit der an das betroffene Netz angrenzenden Netze sowie netzzugehöriger Speicher in anderen Netzen innerhalb und außerhalb des Marktgebiets.

Externe Regelenergie

Können Schwankungen der Netzlast nicht durch Maßnahmen mittels interner Regelenergie ausgeglichen werden, kommen Dienstleistungen Dritter zum Einsatz, bei denen von Transportkunden oder Speicherbetreibern Gasmengen aus dem Marktgebiet entnommen oder zur Verfügung gestellt werden.

Innerhalb eines Tages kann es sowohl zu positiven (Kauf) als auch zu negativen (Verkauf) externen Regelenergieeinsätzen kommen.

Externe Netto-Regelenergie

Die externe Netto-Regelenergie stellt die Summe aus den positiven und negativen externen Regelenergieeinsätzen eines Betrachtungszeitraums (im vorliegenden Bericht: Tage und Monate) dar.

Sommermonate

Die Monate April bis einschließlich September werden als Sommermonate bezeichnet.

Wintermonate

Die Monate Oktober bis einschließlich März werden als Wintermonate bezeichnet.

Übergangsmonate

Die Monate April und Oktober werden ergänzend als Übergangsmonate bezeichnet.

2 Netzkontensystematik und Anreizsystem

2.1 Anzahl der Netzkonten

Gemäß den Regelungen der jeweils geltenden KoV richtet der MGV für jeden NB zur operativen Abwicklung der Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas ein NK – wenn nötig – je Gasqualität ein.

Im Folgenden wird pro Marktgebiet eine Übersicht der monatscharfen Anzahl der NK (VNB mit SLP) über die vier betrachteten GWJ 2014/15 bis einschließlich 2017/18 gegeben.

2.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 1 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet NCG im Betrachtungszeitraum Oktober 2014 bis einschließlich September 2018.

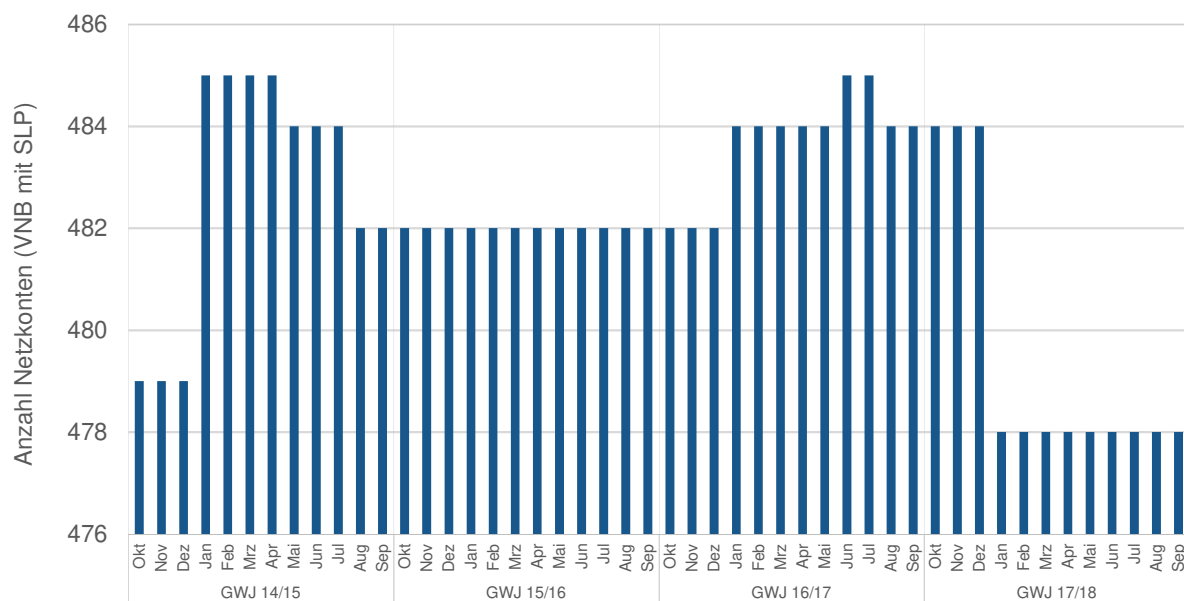


Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

2.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet GASPOOL im Betrachtungszeitraum Oktober 2014 bis einschließlich September 2018.

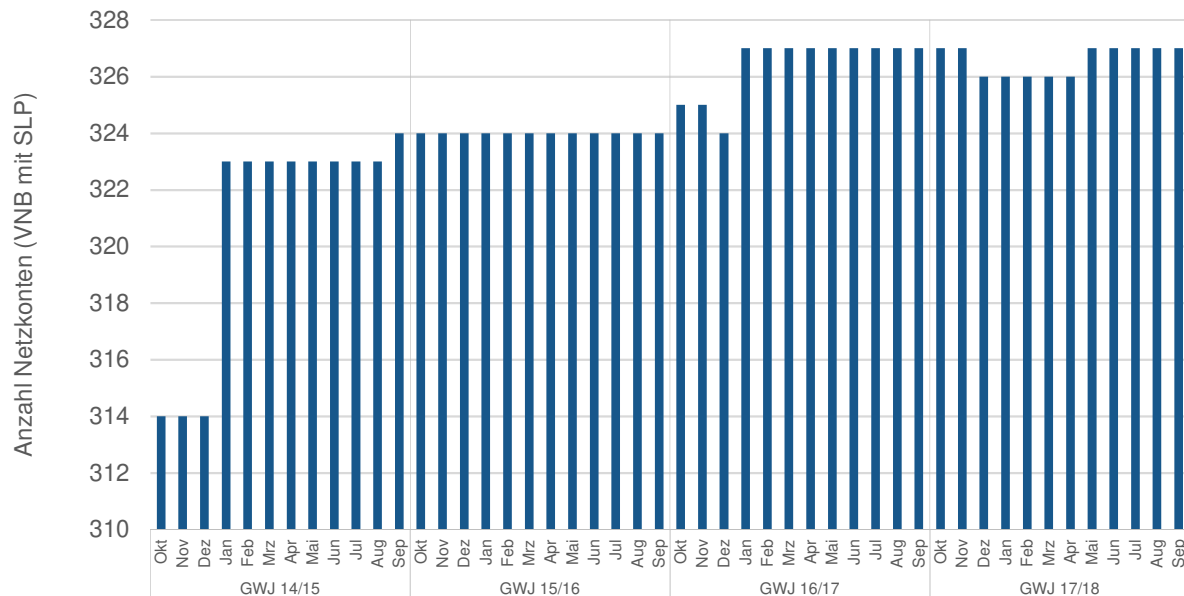


Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

2.1.3 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten

Änderungen in der Anzahl der NK ergaben sich im Wesentlichen durch Netzübernahmen und damit potenzielle Schließungen von NK oder die Einrichtung neuer NK sowie durch die Marktraumumstellung, die die Einrichtung neuer H-Gas NK und nach vollständiger Umstellung eine Schließung der L-Gas NK bedingt.

2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der monatlichen Netzkontensystematik

2.2.1 Grundlagen

Zum 1. Oktober 2012 wurde die Meldungs-, Veröffentlichungs- und Abrechnungssystematik gemäß der Mitteilung Nr. 4 der BNetzA vom 24. März 2010 zur Festlegung GaBi Gas durch die monatliche durchschnittliche Netzkontensystematik als Anreizsystem abgelöst.

Die Meldung, Veröffentlichung und die Abrechnung der NKS erfolgte monats-scharf.

Zur monatscharfen Betrachtung wurde auf den monatlichen NKS 0 zurückgegriffen, der die Differenz zwischen den monatlichen Einspeisungen und den monatlichen Ausspeisungen erfasst.

Zur Berechnung der relevanten Kennzahl, der sogenannten monatlichen prozentualen Netzkontoabweichung, wurde der monatliche NKS 0 in das Verhältnis zu den monatlichen SLP-Allokationen gesetzt. Dies gilt im Betrachtungszeitraum GWJ 2014/15 und GWJ 2015/16.

Eine Meldung an die BNetzA erfolgte, sofern die monatliche prozentuale Netzkontoabweichung größer als +5 % oder kleiner als -5 % war.

Eine Veröffentlichung auf der Website der MGV erfolgte, sofern die monatliche prozentuale Netzkontoabweichung größer als +50 % oder kleiner als -50 % war.

Die Abrechnung des NKS erfolgte, sofern die monatliche prozentuale Netzkontoabweichung den Wert von +10 % überschritt.

Zur Abrechnung wurde hierbei der monatliche NKS 0 mit dem RLM-Mehr-/Mindermengenpreis (bis zum 30. September 2015³) bzw. mit dem Monatsdurchschnittspreis (ab 1. Oktober 2015) multipliziert.

Beispielrechnung für den Monat Januar 2015:

Summe Entry	130.000.000 kWh
Summe RLM-Allokationen	30.000.000 kWh
Summe SLP-Allokationen	90.000.000 kWh
Monatlicher NKS 0	10.000.000 kWh
Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung	$(10.000.000 \text{ kWh} / 90.000.000) \times 100 \% = 11,1 \%$
RLM-Mehr-/Mindermengenabrechnungs(MMMA)-Preis Januar 2015	2,1164 ct/kWh
Abrechnungswert	211.640 €

Die ggf. erfolgte monatliche Abrechnung des NKS stellte keine Pönale dar, sondern wurde bei erfolgter SLP-MMMA rückabgewickelt.

³ Zum 1. Oktober 2015 wurde der Prozess der RLM-MMMA durch die RLM-Differenzmengenabrechnung abgelöst.

Marktgebietsüberlappende NK wurden bzgl. der Meldung an die BNetzA sowie bzgl. der Veröffentlichung marktgebietsscharf betrachtet. Zwecks Berechnung der monatlichen prozentualen Netzkontoabweichung zur Abrechnung des NKS erfolgte eine aggregierte Betrachtung der marktgebietsüberlappenden NK.

Zur aggregierten Betrachtung wurden die relevanten Netzkontodaten nach Abschluss des NKP-Clearings zwischen den beiden MGV ausgetauscht und die aggregierten Zeitreihen berechnet.

Sofern die aggregierte monatliche prozentuale Netzkontoabweichung den Schwellenwert von +10 % überschritt, erfolgte eine Abrechnung in den Marktgebieten bzw. in dem Marktgebiet, in denen/ dem die jeweilige marktgebietsscharfe monatliche prozentuale Netzkontoabweichung einen positiven Wert (Wert > 0) aufgewiesen hat.

Hierbei wurden folgende Fälle unterschieden:

Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung	Abrechnung NKS
• Aggregierte monatliche prozentuale Netzkontoabweichung > +10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet A > 10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet B > 10 %	• Abrechnung erfolgt in beiden Marktgebieten. Abgerechnet wird jeweils der marktgebietsscharfe monatliche NKS.
• Aggregierte monatliche prozentuale Netzkontoabweichung > +10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet A > 10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet B < 10 % und > 0	• Abrechnung erfolgt in beiden Marktgebieten. Abgerechnet wird jeweils der marktgebietsscharfe monatliche NKS.
• Aggregierte monatliche prozentuale Netzkontoabweichung > +10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet A > 10 % • Monatliche prozentuale Netzkontoabweichung im Marktgebiet B < 0	• Abrechnung erfolgt im Marktgebiet A. Abgerechnet wird der aggregierte monatliche NKS aufgrund der negativen Abweichung im Marktgebiet B.

Tabelle 1: Systematik der Abrechnung der monatlichen NKS

Überschritt die aggregierte monatliche prozentuale Netzkontoabweichung die Schwelle von +10 % nicht, erfolgte keine Abrechnung.

2.2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der monatlichen Netzkontensystematik im zeitlichen Verlauf

Im Folgenden werden die Anzahl der Meldungen an die BNetzA, die Anzahl der veröffentlichten NK und die Anzahl der Abrechnungen der monatlichen NKS monatsscharf dargestellt. Anschließend folgen Abbildungen mit den monatsscharf abgerechneten Energiemengen und den zugehörigen Abrechnungsbeträgen.

2.2.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 3 zeigt die Anzahl der Meldungen an die BNetzA, die Anzahl der veröffentlichten NK sowie die Anzahl der Abrechnungen der monatlichen NKS im Marktgebiet NCG in den GWJ 2014/15 sowie 2015/16.

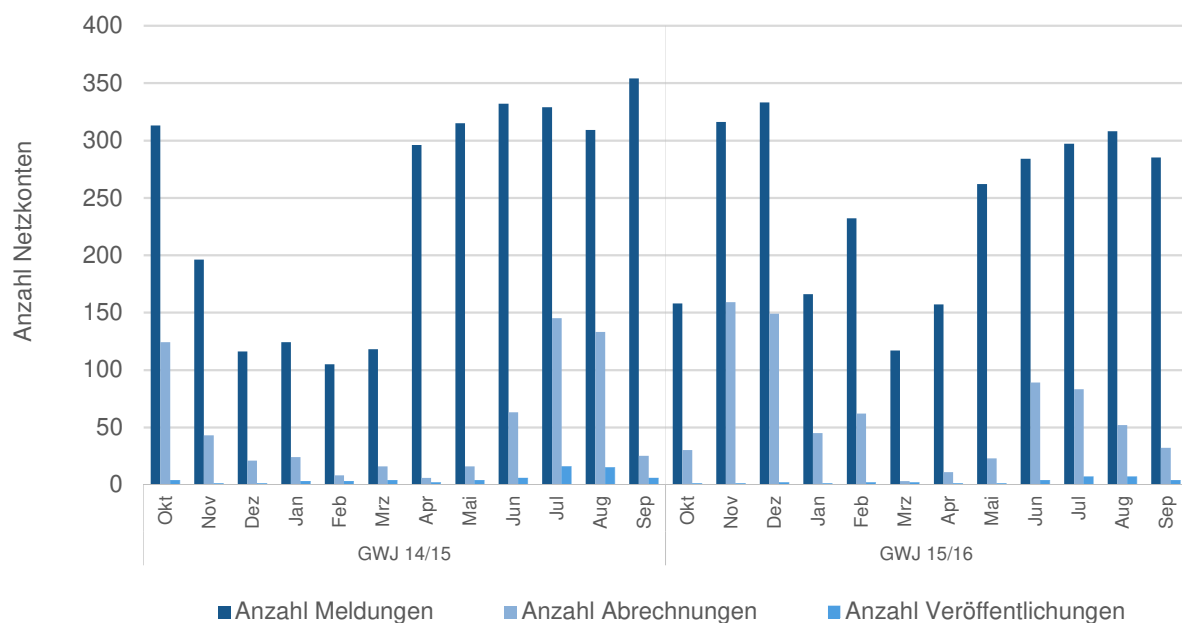


Abbildung 3: Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

Während im Oktober 2014 313 NK an die BNetzA gemeldet wurden, sank die Anzahl der Meldungen in den folgenden Wintermonaten. Ab April 2015 wurde wieder ein Anstieg der Meldungen an die BNetzA verzeichnet.

Die geringste Anzahl an Meldungen im GWJ 2014/15 erfolgte im Februar 2015 (105 NK), die maximale Anzahl im September 2015 (354 NK).

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 2.907 Meldungen an die BNetzA vorgenommen.

Im GWJ 2015/16 wurden im Monat Oktober 2015 – im Vergleich zum vorangegangenen GWJ – weniger Meldungen an die BNetzA vorgenommen (158 Meldungen). Ebenfalls konträr entwickelte sich die Anzahl der Meldungen in den Monaten November und Dezember 2015. Hier wurde ein Anstieg der Meldungen (jeweils über 300) verzeichnet, während im vorangegangenen GWJ die Anzahl der Meldungen in diesen Monaten im Vergleich zum Oktober sank. In den Sommermonaten des GWJ 2015/16 wurden – im Vergleich zum vorangegangenen GWJ – weniger Meldungen an die BNetzA vorgenommen.

Die geringste Anzahl an Meldungen im GWJ 2015/16 erfolgte im März 2016 (117 NK), die maximale Anzahl im Dezember 2015 (333 NK).

Insgesamt wurden im GWJ 2015/16 2.915 Meldungen an die BNetzA vorgenommen.

Im Vergleich zu den Meldungen an die BNetzA ist die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen eher gering. In beiden GWJ 2014/15 und 2015/16 wurde pro Monat minimal ein NK veröffentlicht (November 2014, Dezember 2014, Oktober 2015, November 2015, Januar 2016, April 2016, Mai 2016). Maximal wurden im GWJ 2014/15 16 Veröffentlichungen in einem Monat (Juli 2015) vorgenommen. Im GWJ 2015/16 waren es 7 (Juli 2016, August 2016).

Erkennbar ist hierbei, dass in den Sommermonaten tendenziell mehr NB veröffentlicht wurden.

Die Anzahl der Abrechnungen belief sich im Oktober des GWJ 2014/15 auf 124, in den folgenden Monaten (November bis einschließlich Mai) des GWJ sank die Anzahl der erstellten Abrechnungen. Im Juni 2015 stieg die Anzahl der Abrechnungen wieder an (63), im Juli - mit 145 - sowie August 2015 - mit 133 Abrechnungen - war die Anzahl der Abrechnungen höher als die bis dato in diesem GWJ maximal erreichte Anzahl von 124 (Oktober 2014). Im September 2015 sank die Anzahl der Abrechnungen auf 25.

Während im Oktober 2014 124 Abrechnungen im Marktgebiet NCG durchgeführt wurden, wurden im Oktober des GWJ 2015/16 30 Abrechnungen durchgeführt. Die Anzahl der durchgeführten Abrechnungen stieg im Vergleich mit dem vorangegangenen GWJ in den Monaten November und Dezember 2015 an. Im November 2015 erreichte die Anzahl der Abrechnungen im Betrachtungszeitraum der GWJ 2014/15 und 2015/16 ihr Maximum (159 Abrechnungen). In den Monaten Januar bis Mai 2016 sank die Anzahl, wenn gleich im Vergleich zum vorangegangenen GWJ in diesen Monaten (mit Ausnahme des Monats März 2016) mehr Abrechnungen durchgeführt wurden. Die Anzahl der Abrechnungen stieg in den Sommermonaten Juni bis August 2016 an. Die Anzahl der Abrechnungen im September 2016 war mit 32 Abrechnungen auf einem ähnlichen Niveau wie die Anzahl im Vorjahr (September 2015: 25 Abrechnungen).

Abbildung 4 gibt einen Überblick über die im Zuge der durchgeführten Abrechnungen der monatlichen NKS abgerechneten Energiemengen im Marktgebiet NCG.

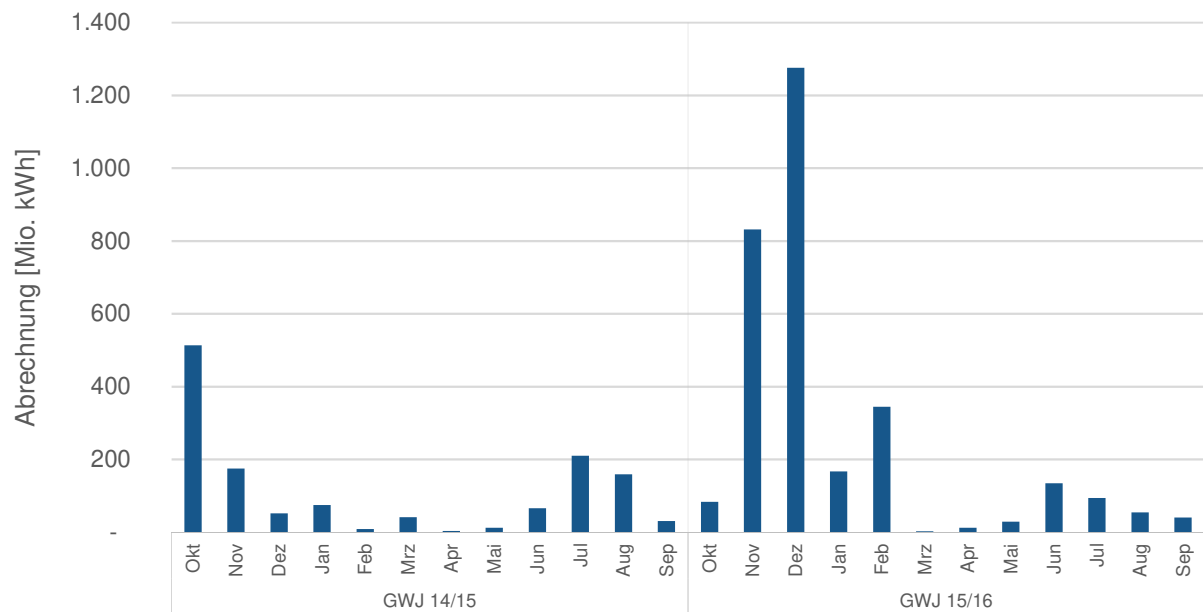


Abbildung 4: Abrechnungsmengen (in Mio. kWh) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

Die höchsten Abrechnungsmengen im Betrachtungszeitraum traten in den Monaten November 2015 (832 Mio. kWh) und Dezember 2015 (1.276 Mio. kWh) auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 1.344 Mio. kWh und im GWJ 2015/16 3.067 Mio. kWh abgerechnet.

Abbildung 5 zeigt die mit den abgerechneten Energiemengen korrespondierenden Abrechnungsbeträge im Marktgebiet NCG in Mio. €.

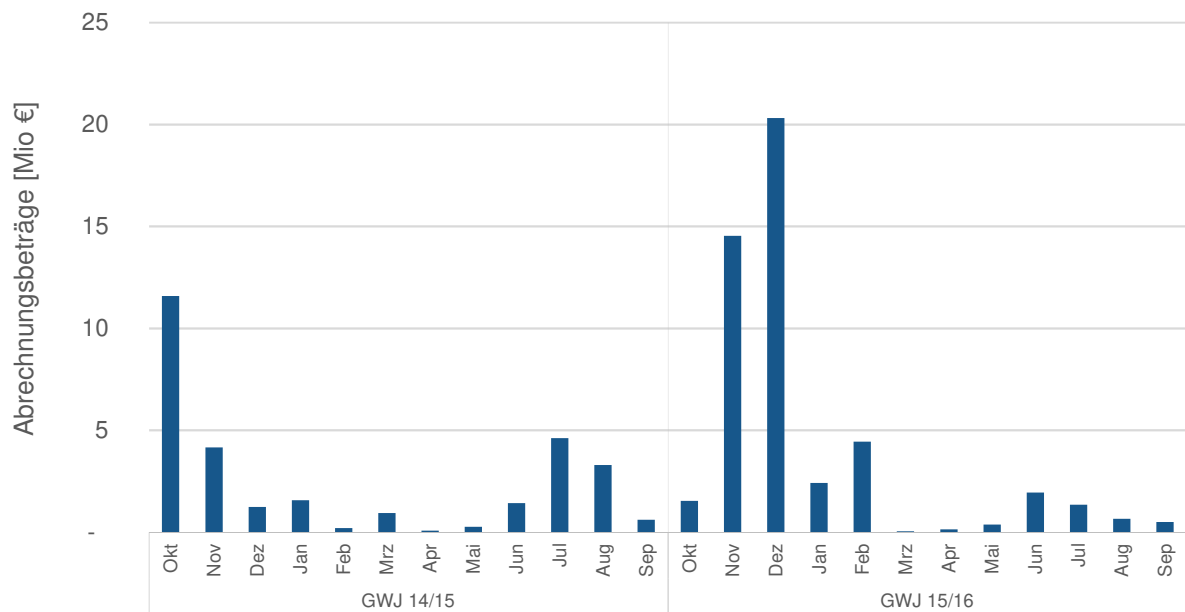


Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

Auch hier zeigt sich, dass insbesondere in den Wintermonaten die Verläufe der beiden betrachteten GWJ unterschiedlich sind. Während im GWJ 2014/15 im Monat Oktober der höchste Abrechnungsbetrag zu verzeichnen war, war der abzurechnende Betrag des Oktobers des folgenden GWJ vergleichsweise gering. In den Monaten November und Dezember verhält es sich gegensätzlich, hier lagen die Abrechnungsbeträge im GWJ 2015/16 deutlich oberhalb der Beträge im GWJ 2014/15. Die Monate April, Mai, Juni und September wiesen in beiden GWJ vergleichbare Abrechnungsbeträge auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 29,97 Mio. Euro und im GWJ 2015/16 48,21 Mio. Euro abgerechnet.

Tabelle 2 gibt einen Gesamtüberblick über die in den GWJ 2014/15 und 2015/16 durchgeführten Meldungen, Veröffentlichungen und Abrechnungen mit den korrespondierenden Energiemengen und Abrechnungsbeträgen im Marktgebiet NCG.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten			Abrechnung	
		Meldungen	Veröffent- lichungen	Abrechnungen	Mio. kWh	€
14/15	Okt	313	4	124	513	11.584.154 €
	Nov	196	1	43	174	4.160.943 €
	Dez	116	1	21	52	1.238.914 €
	Jan	124	3	24	74	1.572.397 €
	Feb	105	3	8	8	196.195 €
	Mrz	118	4	16	41	939.976 €
	Apr	296	2	6	3	76.790 €
	Mai	315	4	16	12	268.453 €
	Jun	332	6	63	66	1.423.384 €
	Jul	329	16	145	210	4.612.369 €
	Aug	309	15	133	159	3.287.208 €
	Sep	354	6	25	30	609.787 €
15/16	Okt	158	1	30	83	1.527.845 €
	Nov	316	1	159	832	14.531.273 €
	Dez	333	2	149	1.276	20.311.674 €
	Jan	166	1	45	167	2.416.599 €
	Feb	232	2	62	344	4.434.154 €
	Mrz	117	2	3	3	34.448 €
	Apr	157	1	11	12	142.192 €
	Mai	262	1	23	29	373.366 €
	Jun	284	4	89	135	1.939.636 €
	Jul	297	7	83	94	1.348.975 €
	Aug	308	7	52	54	655.899 €
	Sep	285	4	32	40	494.603 €

Tabelle 2: Verlauf der Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 6: zeigt die Anzahl der Meldungen an die BNetzA, die Anzahl der veröffentlichten NK sowie die Anzahl der Abrechnungen der monatlichen NKS im Marktgebiet GASPOOL in den GWJ 2014/15 sowie 2015/16.

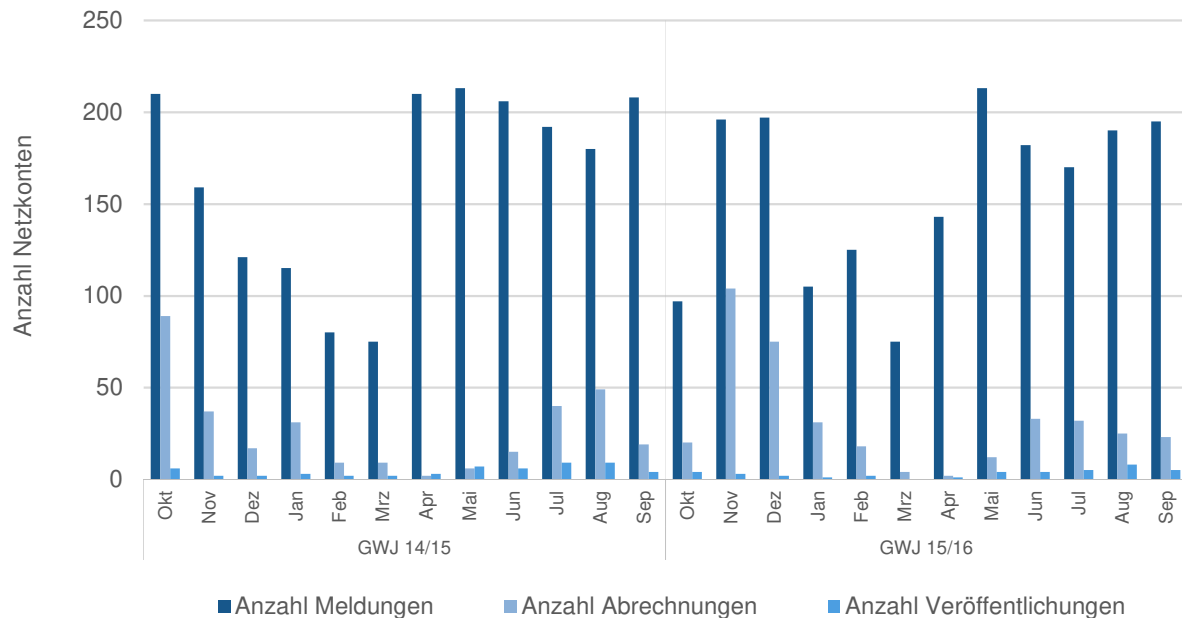


Abbildung 6: Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

Während im Oktober 2014 210 NK an die BNetzA gemeldet wurden, sank die Anzahl der Meldungen in den kommenden Wintermonaten. Ab April 2015 wurde wieder ein Anstieg der Meldungen an die BNetzA verzeichnet.

Die geringste Anzahl an Meldungen im GWJ 2014/15 erfolgte im März 2015 (75 NK), die maximale Anzahl im Mai 2015 (213 NK).

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 insgesamt 1.969 Meldungen an die BNetzA vorgenommen.

Im GWJ 2015/16 wurden im Monat Oktober 2015 – im Vergleich zum vorangegangenen GWJ – weniger Meldungen an die BNetzA vorgenommen (97 Meldungen). Ebenfalls konträr entwickelte sich die Anzahl der Meldungen in den Monaten November und Dezember 2015. Hier wurde ein Anstieg der Meldungen (jeweils knapp unter 200) verzeichnet, während im vorangegangenen GWJ die Anzahl der Meldungen in diesen Monaten im Vergleich zum Oktober sank. In den Sommermonaten des GWJ 2015/16 wurden jedoch – im Vergleich zum vorangegangenen GWJ – weniger Meldungen an die BNetzA vorgenommen (Ausnahmen: Mai und August).

Die geringste Anzahl an Meldungen im GWJ 2015/16 erfolgte im März 2016 (75 NK), die maximale Anzahl im Mai 2016 (213 NK).

Insgesamt wurden im GWJ 2015/16 1.888 Meldungen an die BNetzA vorgenommen.

Im Vergleich zu den Meldungen an die BNetzA ist die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen wie im Marktgebiet NCG eher gering. Im GWJ 2014/15 wurden pro Monat minimal zwei NK veröffentlicht (November 2014, Dezember 2014, Februar 2015, März 2015), im GWJ 2015/16 gab es auch Monate ohne Veröffentlichungen (März 2016) oder mit einem veröffentlichten NK (Januar 2016 und April 2016).

Maximal wurden im GWJ 2014/15 9 Veröffentlichungen (Juli 2015, August 2015) vorgenommen. Im GWJ 2015/16 waren es 8 (August 2016).

Erkennbar ist hierbei, dass in den Sommermonaten tendenziell mehr NB veröffentlicht wurden.

Die Anzahl der Abrechnungen belief sich im Oktober des GWJ 2014/15 auf 89, in den folgenden Monaten (November bis April) des GWJ sank die Anzahl der erstellten Abrechnungen auf 2 im April 2015. Ab Mai 2015 stieg die Anzahl an Rechnungen wieder auf bis zu 49 im August 2015 an. Im September 2015 sank die Anzahl der Rechnungen auf 19.

Während im Oktober 2014 89 Abrechnungen der monatlichen NKS im Marktgebiet GASPOOL durchgeführt wurden, wurden im Oktober des GWJ 2015/16 20 Abrechnungen der monatlichen NKS durchgeführt. Die Anzahl der durchgeführten Abrechnungen stieg im Vergleich mit dem vorangegangenen GWJ in den Monaten November und Dezember 2015 an. Im November 2015 erreichte die Anzahl der Abrechnungen im Betrachtungszeitraum der GWJ 2014/15 und 2015/16 ihr Maximum (104 Abrechnungen). In den Monaten Januar bis April 2016 sank die Anzahl. Die Anzahl der Abrechnungen stieg in den Sommermonaten Mai bis Juli 2016 an. Die Anzahl der Abrechnungen im September 2016 war mit 23 Abrechnungen auf einem leicht höheren Niveau als die Anzahl im Vorjahr (September 2015: 19 Abrechnungen).

In beiden betrachteten GWJ war ein Anstieg bei der Anzahl der Abrechnungen in den Sommermonaten zu beobachten, während die Anzahl der Abrechnungen in den Monaten Oktober bis einschließlich Februar schwankte.

Abbildung 7 gibt einen Überblick über die im Zuge der durchgeführten Abrechnungen der monatlichen NKS abgerechneten Energiemengen im Marktgebiet GASPOOL.

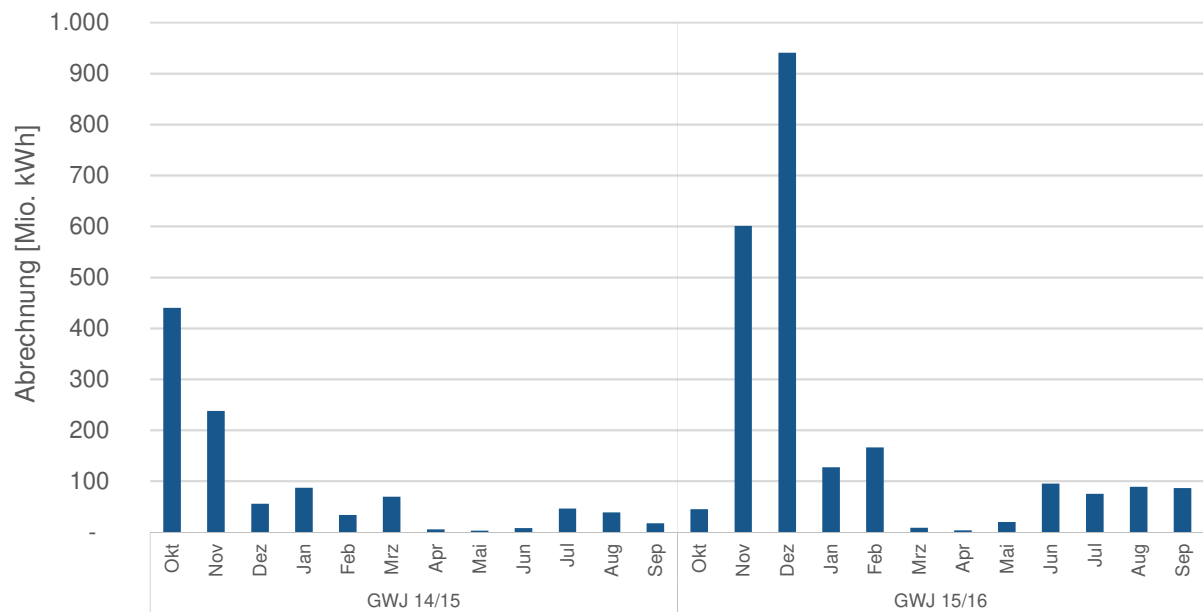


Abbildung 7: Abrechnungsmengen (in Mio. kWh) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

Die höchsten Abrechnungsmengen im Betrachtungszeitraum traten in den Monaten November 2015 (601 Mio. kWh) und Dezember 2015 (940 Mio. kWh) auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 1.043 Mio. kWh und im GWJ 2015/16 2.258 Mio. kWh abgerechnet.

Abbildung 8 zeigt die mit den abgerechneten Energiemengen korrespondierenden Abrechnungsbeträge im Marktgebiet GASPOOL in Mio. €.

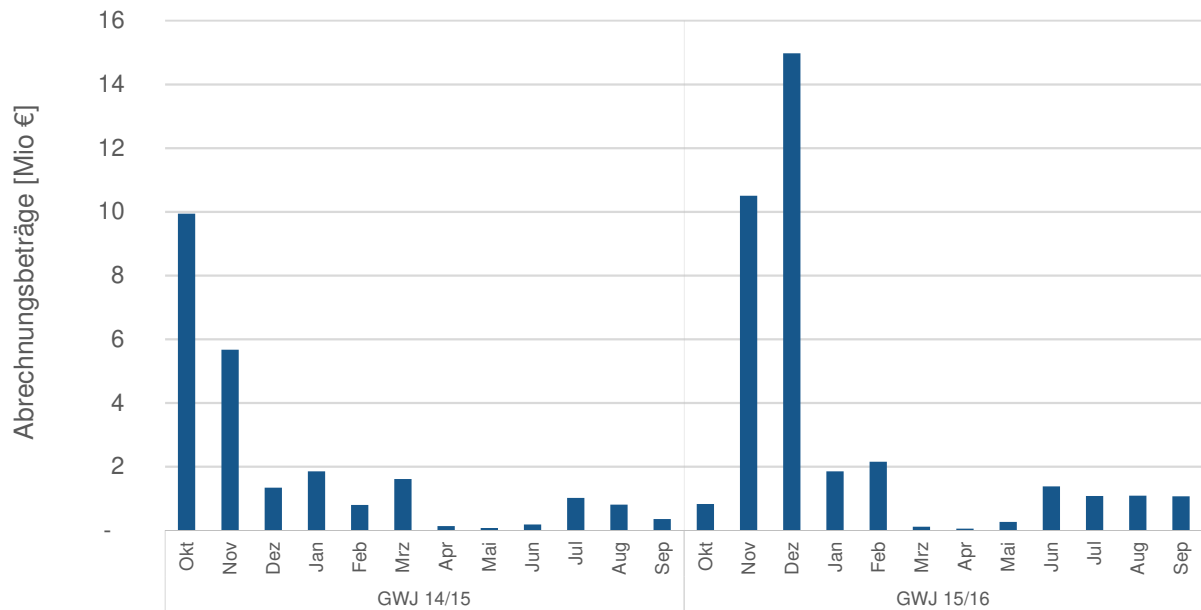


Abbildung 8: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

Auch hier zeigt sich, dass insbesondere in den Wintermonaten die Verläufe der beiden betrachteten GWJ unterschiedlich sind. Während im GWJ 2014/15 im Monat Oktober der höchste Abrechnungsbetrag zu verzeichnen war, war der abzurechnende Betrag des Oktobers des folgenden GWJ vergleichsweise gering. In den Monaten November und Dezember verhält es sich gegensätzlich, hier lagen die Abrechnungsbeträge im GWJ 2015/16 deutlich oberhalb der Beträge im GWJ 2014/15. Die Monate April, Mai, Juli und August wiesen in beiden GWJ vergleichbare Abrechnungsbeträge auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2014/15 23,7 Mio. Euro und im GWJ 2015/16 35,3 Mio. Euro abgerechnet.

Tabelle 3 gibt einen Gesamtüberblick über die in den GWJ 2014/15 und 2015/16 durchgeführten Meldungen, veröffentlichten NK und Abrechnungen mit den korrespondierenden Energiemengen und Abrechnungsbeträgen im Marktgebiet GASPOOL.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten			Abrechnung	
		Meldungen	Veröffentlichungen	Abrechnungen	Mio. kWh	€
14/15	Okt	210	6	89	440	9.935.528 €
	Nov	159	2	37	238	5.667.758 €
	Dez	121	2	17	56	1.335.359 €
	Jan	115	3	31	87	1.845.345 €
	Feb	80	2	9	33	790.955 €
	Mrz	75	2	9	70	1.599.967 €
	Apr	210	3	2	6	129.076 €
	Mai	213	7	6	3	67.626 €
	Jun	206	6	15	8	174.285 €
	Jul	192	9	40	46	1.014.387 €
	Aug	180	9	49	39	803.563 €
	Sep	208	4	19	17	349.838 €
15/16	Okt	97	4	20	45	822.358 €
	Nov	196	3	104	601	10.500.249 €
	Dez	197	2	75	940	14.973.571 €
	Jan	105	1	31	127	1.848.821 €
	Feb	125	2	18	166	2.142.790 €
	Mrz	75	-	4	8	105.726 €
	Apr	143	1	2	4	43.130 €
	Mai	213	4	12	20	260.586 €
	Jun	182	4	33	95	1.373.612 €
	Jul	170	5	32	75	1.075.353 €
	Aug	190	8	25	89	1.085.470 €
	Sep	195	5	23	86	1.063.916 €

Tabelle 3: Verlauf der Anzahl der Abrechnungen, Veröffentlichungen und Meldungen nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

2.2.2.3 Vergleich der Abrechnung der monatlichen Netzkontensystematik in den Marktgebieten

Ein Vergleich der beiden Marktgebiete für das GWJ 2014/15 kommt zu folgendem Ergebnis: Während in beiden Marktgebieten in den Monaten November 2014 bis einschließlich März 2015 immer weniger als 50 % der NK pro Monat an die BNetzA gemeldet wurden, wurden in

beiden Marktgebieten in den Monaten April 2015 bis einschließlich September 2015 immer mehr als 50 % der NK an die BNetzA gemeldet. Im Durchschnitt wurden im gesamten GWJ in beiden Marktgebieten jeden Monat ca. 50 % der NK an die BNetzA gemeldet.

Bezüglich der Veröffentlichungen kann festgehalten werden, dass in beiden Marktgebieten tendenziell mehr Veröffentlichungen in den Sommermonaten vorgenommen werden mussten.

Ebenfalls vergleichbar ist die Anzahl der durchgeführten Abrechnungen in beiden Marktgebieten.

Der Monat mit der höchsten Abrechnungsanzahl unterscheidet sich hingegen in den beiden Marktgebieten. Im Marktgebiet GASPOOL wurde die höchste Anzahl im Oktober 2014 durchgeführt, im Marktgebiet NCG im Monat Juli 2015.

Ein Vergleich der beiden Marktgebiete für das GWJ 2015/16 kommt zu folgendem Ergebnis:

Im GWJ 2015/16 stieg die Anzahl der Meldungen im Marktgebiet NCG leicht an, im Marktgebiet GASPOOL sank die entsprechende Anzahl leicht. Wie im vorherigen GWJ wurden in beiden Marktgebieten monatlich knapp 50 % aller NK an die BNetzA gemeldet.

Die Anzahl der Veröffentlichungen sank im Vergleich zum Vorjahr in beiden Marktgebieten. Wie bereits im Vorjahr gab es weiterhin tendenziell mehr Veröffentlichungen in den Sommermonaten.

In beiden Marktgebieten wurden im Oktober 2015 - im Vergleich zum Oktober des Vorjahres - sehr wenig Abrechnungen durchgeführt. In den Monaten November und Dezember wurden - im Vergleich zum Vorjahr - viele Abrechnungen durchgeführt. In beiden Marktgebiet ist die Gesamtanzahl an Abrechnungen im Vergleich zum Vorjahr angestiegen.

2.3 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik

2.3.1 Grundlagen

Zum 1. Oktober 2016 wurde die Abrechnung der monatlichen Netzkontensystematik als Anreizsystem – gemäß den Vorgaben der Festlegung GaBi Gas 2.0 – durch ein System, das die täglichen Abweichungen betrachtet, abgelöst.

Anders als im System der Abrechnung der monatlichen Netzkontensystematik ist die Bemessungsgrundlage in der Abrechnung der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung (siehe Formel 1).

Folgende Schwellenwerte und Karenztage für die Abrechnung sind innerhalb der Ausgestaltung festgelegt worden:

- > 35 % für Unterallokationen
- 6 Karenztage auf Unterallokationen
- 0 bis -3 % für Überallokationen

Bis zum Zeitpunkt M+2M-5WT berechnen die MGV die täglichen NKS und stellen den NB die vorläufigen Netzkontoauszüge bereit. NB in der Marktgebietsüberlappung erhalten zum Zeitpunkt M+2M-5WT einen marktgebietsscharfen Analyse- und Datenteil.

Nach Bereitstellung prüfen die NB die vorläufigen Netzkontoauszüge und können – bei festgestellten Abweichungen – ein NKP-Clearing⁴ bis M+2M+10WT durchführen.

Nach M+2M+10WT tauschen die MGV die NK-Daten der marktgebietsüberlappenden NK aus und stellen bis M+2M+15WT die finalen Netzkontoauszüge für alle NB bereit. Im Zuge der finalen Netzkontoauszüge erhalten NB in der Marktgebietsüberlappung einen aggregierten Analyse- und einen weiterhin marktgebietsscharfen Datenteil.

Im Unterschied zur Systematik der Abrechnung der monatlichen Netzkontoabweichungen als Anreizsystem werden nach GaBi Gas 2.0 alle NK-Daten aller VNB an die BNetzA gemeldet.

Eine Veröffentlichung von NK erfolgt, sofern in einem Monat an mindestens zehn Tagen eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von > 50 % bzw. < -50 % aufgetreten ist. Die „Fehlertage“ gelten allgemein für Unter- und Überallokationen. NB in der Marktgebietsüberlappung werden bezüglich der Veröffentlichung aggregiert betrachtet. Die Veröffentlichung erfolgt zwischen M+2M+15WT und M+2M+25WT.

Ebenfalls zwischen M+2M+15WT und M+2M+25WT wird durch den MGV die Erstellung der Rechnung bzw. Gutschrift vorgenommen.

Eine Rechnung wird erstellt, sofern die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mehr als sechs Tagen im Betrachtungsmonat einen Wert von > 35 % aufweist. Eine Gutschrift wird erstellt, sofern die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung an mindestens einem Tag im Betrachtungsmonat einen Wert zwischen 0 und -3 % aufweist. NB können jeweils für ein GWJ auf die Erstellung der Gutschriften verzichten.

Sowohl im Falle der Unterallokationen als auch im Falle der Überallokationen stellt – bei Erreichung der relevanten Schwellenwerte bzw. Karenztage – der jeweilige tägliche NKS 1 den

⁴ Das NKP-Clearing ist ab M+2M-8WT möglich

abzurechnenden Betrag dar. Dieser wird mit dem MMM-Preis des Anwendungsmonats multipliziert.

NK von NB in der Marktgebietsüberlappung werden aggregiert betrachtet, wobei folgende Systematik gilt:

- Unterallokationen
 - Kommt es an mehr als sechs Tagen bei aggregierter Betrachtung zur Überschreitung des Schwellenwertes, wird von beiden MGV die gesamte an den jeweiligen Tagen pro Marktgebiet unterallokierte Menge abgerechnet.
 - An Tagen, an denen die Überschreitung ausschließlich aus Unterallokationen in einem Marktgebiet resultiert, rechnet der entsprechende MGV nur die aggregierte Menge ab.
- Überallokationen
 - Tage, an denen der aggregierte Schwellenwert zwischen 0 und -3 % liegt, führen bei beiden MGV zu Gutschriften über die gesamte Menge.
 - An Tagen, an denen die Unterschreitung ausschließlich durch Überallokationen in einem Marktgebiet resultiert, schreibt der entsprechende MGV nur die aggregierte Menge gut.

Im Zuge der MMMA werden ggf. gezahlte bzw. erhaltene Beträge der Abrechnung der täglichen NKS rückabgewickelt. Der Zeitpunkt der Rückabwicklung ist vom gewählten Verfahren der Ablesung und im Falle von Rechnungen zusätzlich von der Durchführung der MMMA abhängig.

Für NB mit stichtagsbezogener Ablesung gelten folgende Rückabwicklungsmechanismen:

- Rechnungen
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Rechnungen (Unterallokationen) erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung, sofern die MMMA zwischen MGV und NB für den Monat des Stichtages sowie der 11 vorangegangenen Monate durchgeführt worden sind.
 - Bsp. Stichtag 31.12, Betrachtungsjahr 2017: Die Rückabwicklung von durchgeführten Abrechnungen der täglichen NKS (Rechnungen) im Betrachtungsjahr 2017 erfolgt, sofern die MMMA der Monate Januar bis einschließlich Dezember 2017 durchgeführt wurden.
- Gutschriften
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Gutschriften (Überallokationen) erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages der Ablesung.

- Bsp. Stichtag 31.12, Betrachtungsjahr 2017: Die Rückabwicklung von durchgeführten Abrechnungen der täglichen NKS (Gutschriften) im Betrachtungsjahr 2017 erfolgt bis Ende M+3M bezogen auf den Monat des Stichtages (=März 2018) unabhängig von der Durchführung der MMMA.

Für NB mit rollierender Ablesung gelten folgende Rückabwicklungsmechanismen:

- Rechnungen
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Rechnungen (Unterallokationen) erfolgt bis Ende M+8M bezogen auf den Monat M (Monat der Abrechnung der täglichen NKS), sofern die MMMA der Monate M bis einschließlich M+5M durchgeführt worden sind.
 - Bsp.: Abrechnung der täglichen NKS für den Monat Januar 2017 (M). Die Rückabwicklung erfolgt, sofern die MMMA zwischen MGV und NB der Monate Januar 2017 bis einschließlich Juni 2017 durchgeführt worden sind.
- Gutschriften
 - Die Rückabwicklung von erfolgten Gutschriften (Überallokationen) erfolgt bis Ende M+8M bezogen auf den Monat M
 - Bsp.: Abrechnung der täglichen NKS für den Monat Januar 2017 (M). Die Rückabwicklung erfolgt bis Ende M+8M (September 2017).

2.3.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf

Im Folgenden werden die Anzahl der veröffentlichten NK und der Gutschriften sowie der Rechnungen der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem monats-scharf dargestellt. Anschließend folgt die Darstellung der monats-scharfen Abrechnungsbeträge.

Bei den dargestellten Gutschriften handelt es sich um die tatsächlich durchgeführten Gutschriften.⁵

⁵ Die Anzahl an Gutschriften, die vor dem Hintergrund einer möglichen Gutschriftverzichtserklärung nicht durchgeführt worden sind, lassen sich aus der Differenz zwischen der Spalte „Gutschrift Anzahl Gesamt“ und „Gutschrift Anzahl Abrechnungen“ aus Tabelle 4 und Tabelle 5 berechnen.

2.3.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 9 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG in den GWJ 2016/17 sowie 2017/18.

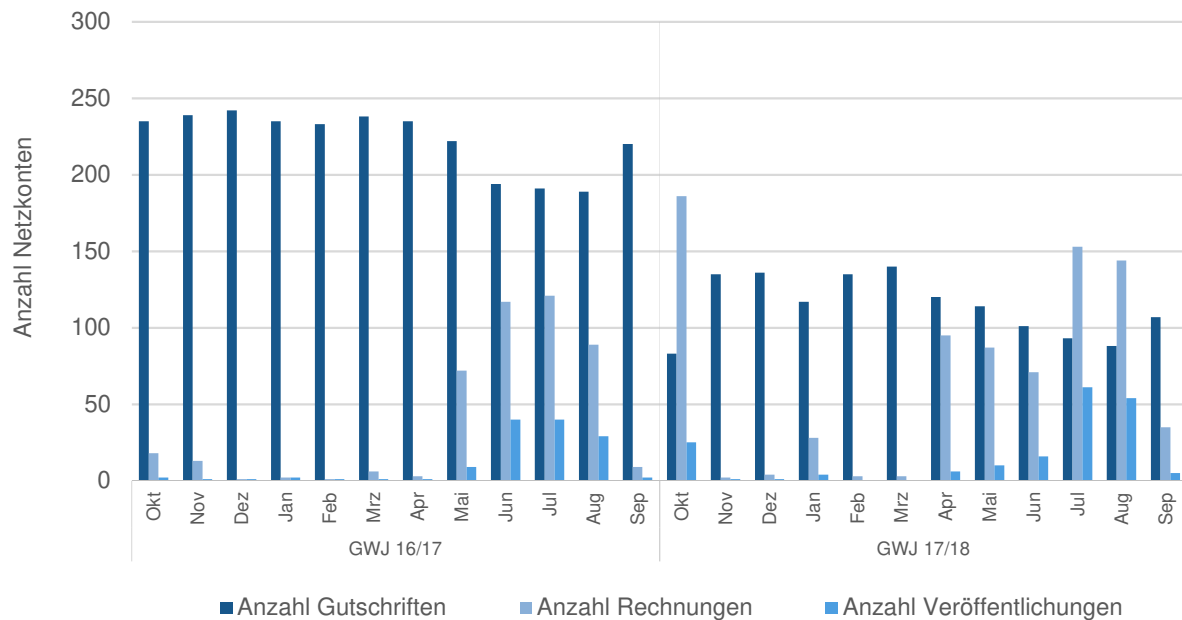


Abbildung 9: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18 NCG

Da alle VNB-NK an die BNetzA gemeldet werden, ist die Anzahl der Meldungen in obiger Abbildung nicht aufgeführt.

Im GWJ 2016/17 wurde im Monat Dezember 2016 mit 242 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat August 2017 mit 189 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg jedoch ausgeglichen. „Ausreißermonate“, in denen eine auffällig geringe oder auffällig hohe Anzahl an Gutschriften durchgeführt wurden, tauchen nicht auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 im Marktgebiet 2.673 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2017/18 liegt die Anzahl der Gutschriften in allen Monaten unterhalb der Anzahl im Vorjahr. Im Monat März 2018 wurde mit 140 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Oktober 2017 mit 83 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Insgesamt zeigt sich für das GWJ 2017/18 eine sinkende Tendenz bei der Anzahl der Gutschriften.

Insgesamt wurden im GWJ 2017/18 1.369 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2016/17 haben insgesamt 219 NB im Marktgebiet NCG auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Im GWJ 2017/18 haben insgesamt 322 NB auf die Erstellung von Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet NCG verzichten

damit knapp 45 % (GWJ 2016/17) bzw. knapp 67 % (GWJ 2017/18) aller aktiven NB auf die Erstellung der Gutschriften aus der Abrechnung der täglichen NKS. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2016/17 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2016/17 (Oktober 2016 bis einschließlich März 2017) insgesamt 8 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Juni, Juli und August 2017 stark an (jeweils 40 Veröffentlichungen in den Monaten Juni und Juli 2017, 29 im August 2017). Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 129 Veröffentlichungen durchgeführt.

Im GWJ 2017/18 verhielt es sich tendenziell ähnlich, mit Ausnahme des Monats Oktober 2017, in welchem mit einer Anzahl von 25 vergleichsweise viele Veröffentlichungen für einen Wintermonat vorgenommen wurden. In den übrigen Wintermonaten November 2017 bis März 2018 wurden insgesamt 6 Veröffentlichungen durchgeführt. In den Sommermonaten stieg die Anzahl erneut stark an auf 61 (Juli 2018) bzw. 54 (August 2018) Veröffentlichungen.

Die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im GWJ 2016/17 ist im Jahresverlauf unterschiedlich. Während in den Wintermonaten (Oktober 2016 bis einschließlich März 2017) insgesamt 41 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen in den Sommermonaten Mai 2017 bis einschließlich August 2017 auf insgesamt 399 an. Im Monat Juli 2017 wurde mit 121 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl, in den Monaten Dezember 2016 sowie Februar 2017 mit jeweils einer erstellten Rechnung die minimale Anzahl im GWJ 2016/17 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 452 Rechnungen erstellt.

Auch im GWJ 2017/18 schwankte die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im Jahresverlauf. Während in den Wintermonaten November 2017 bis einschließlich März 2018 insgesamt 40 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen in den Sommermonaten April 2018 bis einschließlich September 2018 auf insgesamt 585 an. Im Monat Oktober 2017 wurde mit 186 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl und insbesondere im Vergleich zum Vorjahr eine deutlich höhere Anzahl an Rechnungen erstellt, im November 2017 mit 2 erstellten Rechnungen die minimale Anzahl im GWJ 2017/18 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2017/18 811 Rechnungen erstellt.

Insgesamt übersteigt die Anzahl der durchgeführten Gutschriften die Anzahl der durchgeführten Rechnungen in jedem Monat der GWJ 2016/17 und 2017/18 mit Ausnahme der Monate Oktober 2017, Juli 2018 und August 2018 deutlich.

Abbildung 10 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2016/17 und 2017/18 im Marktgebiet NCG.

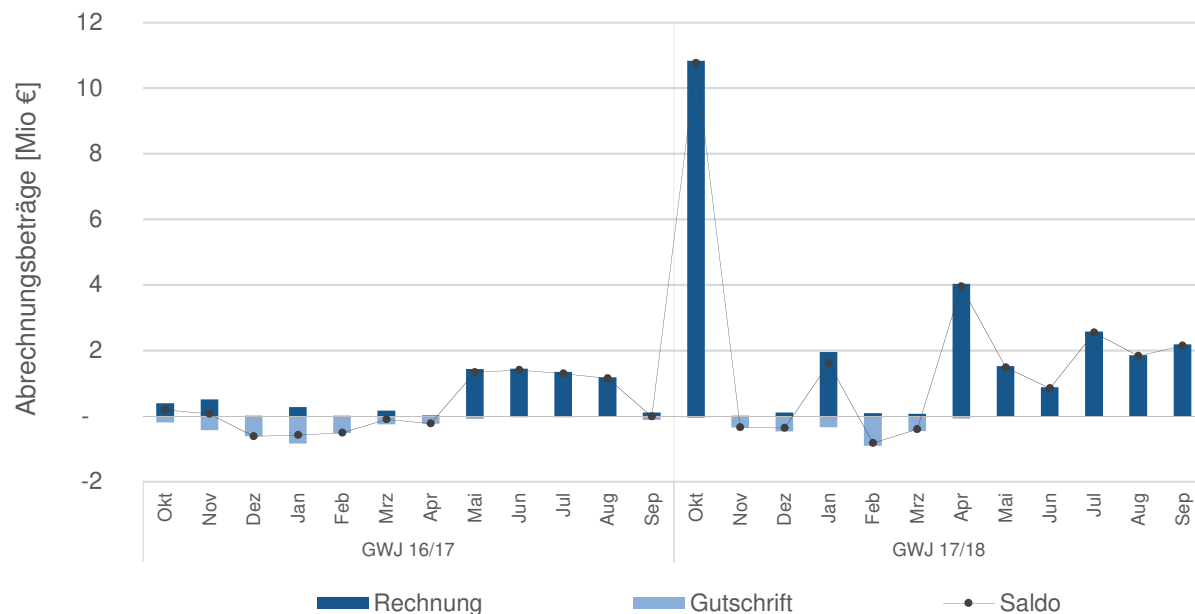


Abbildung 10: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG

Während in den Monaten Oktober und November 2016 die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften noch überstiegen, änderte sich anschließend das Verhältnis. In den Monaten Dezember 2016 bis einschließlich April 2017 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten Mai 2017 bis einschließlich August 2017. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

Grundsätzlich ist im GWJ 2016/17 damit eine Sommer-/Winter-Verteilung erkennbar. In den Wintermonaten überwiegen vermehrt die Gutschriftsbeträge im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen vermehrt die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat Juni 2017 stellte im GWJ 2016/17 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (1.443.817 Euro) und der Monat Dezember 2016 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (3.094 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2017 den Monat mit der höchsten Gutschriftssumme (847.692 Euro) und der Monat August 2017 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftssumme (36.735 Euro) dar.

Im Monat Oktober 2016 wurden 18 Rechnungen erstellt, im Oktober 2017 waren es 186 Rechnungen. Dies stellt die bis dato höchste Anzahl an durchgeführten Rechnungen innerhalb der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet NCG dar. Die hohe Anzahl an Rechnungen spiegelt sich auch in den Abrechnungsbeträgen wieder. Im Oktober 2017 wurden knapp

11 Mio. Euro in Rechnung gestellt, was beinahe 8-mal so hoch war wie die bis dato höchste Abrechnungssumme im Marktgebiet NCG.

Während in den Monaten Oktober 2017 und Januar 2018 die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften (insbesondere im Oktober deutlich) überstiegen, überstieg hingegen die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge in den übrigen Wintermonaten. Dies änderte sich in den Sommermonaten April 2018 bis einschließlich September 2018. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

Grundsätzlich ist damit ebenfalls im GWJ 2017/18 eine Sommer-/Winter-Verteilung, mit Ausnahme der Monate Oktober und Januar erkennbar. In den Wintermonaten überwiegen die Gutschriftsbeträge meist im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat Oktober 2017 stellte im GWJ 2017/18 den Monat mit der höchsten Summe der Abrechnungsbeträge (10.831.680 Euro) und der Monat November 2017 den Monat mit der niedrigsten Summe der Abrechnungsbeträge (8.324 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Februar 2018 den Monat mit der höchsten Gutschriftssumme (907.197 Euro) und der Monat August 2018 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftssumme (19.320 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 ca. 6,8 Mio. Euro über Rechnungen und ca. 3,4 Mio. Euro über Gutschriften abgerechnet. Im GWJ 2017/18 wurden 26,1 Mio. Euro in Summe über Rechnungen sowie in Summe 2,8 Mio. Euro über Gutschriften abgerechnet.

Tabelle 4 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet NCG.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Mel- dungen	Veröffent- lichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrech- nungen	Mio. kWh	€	€
16/17	Okt	500	2	18	26	390.717 €	427	235	-13	- 196.164 €	194.553 €
	Nov	500	1	13	35	500.591 €	431	239	-31	- 435.388 €	65.202 €
	Dez	500	1	1	0	3.094 €	441	242	-44	- 619.415 €	- 616.321 €
	Jan	503	2	2	19	267.203 €	422	235	-60	- 847.692 €	- 580.489 €
	Feb	503	1	1	0	3.669 €	428	233	-37	- 518.331 €	- 514.662 €
	Mrz	503	1	6	11	158.574 €	437	238	-17	- 255.042 €	- 96.468 €
	Apr	503	1	3	1	16.518 €	427	235	-16	- 240.005 €	- 223.487 €
	Mai	503	9	72	92	1429.956 €	396	222	-6	- 91.279 €	1338.677 €
	Jun	504	40	117	91	1443.817 €	349	194	-3	- 40.995 €	1402.822 €
	Jul	504	40	121	83	1343.798 €	344	191	-3	- 44.150 €	1299.649 €
	Aug	503	29	89	73	1180.707 €	342	189	-2	- 36.735 €	1143.972 €
	Sep	503	2	9	6	104.535 €	410	220	-7	- 118.544 €	- 14.009 €
17/18	Okt	502	25	186	654	10.831.680 €	265	83	-4	- 64.027 €	10.767.652 €
	Nov	502	1	2	0	8.324 €	448	135	-21	- 356.277 €	- 347.953 €
	Dez	503	1	4	6	102.837 €	424	136	-28	- 470.675 €	- 367.838 €
	Jan	497	4	28	113	1.953.030 €	345	117	-20	- 349.927 €	1.603.104 €
	Feb	497	-	3	5	82.531 €	431	135	-52	- 907.197 €	- 824.665 €
	Mrz	497	-	3	3	60.193 €	449	140	-27	- 466.282 €	- 406.089 €
	Apr	497	6	95	232	4.025.364 €	368	120	-4	- 77.551 €	3.947.813 €
	Mai	497	10	87	84	1.521.183 €	363	114	-2	- 36.120 €	1.485.062 €
	Jun	497	16	71	48	871.747 €	342	101	-1	- 26.638 €	845.109 €
	Jul	497	61	153	137	2.573.959 €	315	93	-2	- 30.412 €	2.543.547 €
	Aug	497	54	144	96	1.853.738 €	317	88	-1	- 19.320 €	1.834.418 €
	Sep	497	5	35	110	2.180.808 €	360	107	-2	- 33.059 €	2.147.749 €

Tabelle 4: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG

2.3.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 11 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL in den GWJ 2016/17 sowie 2017/18.

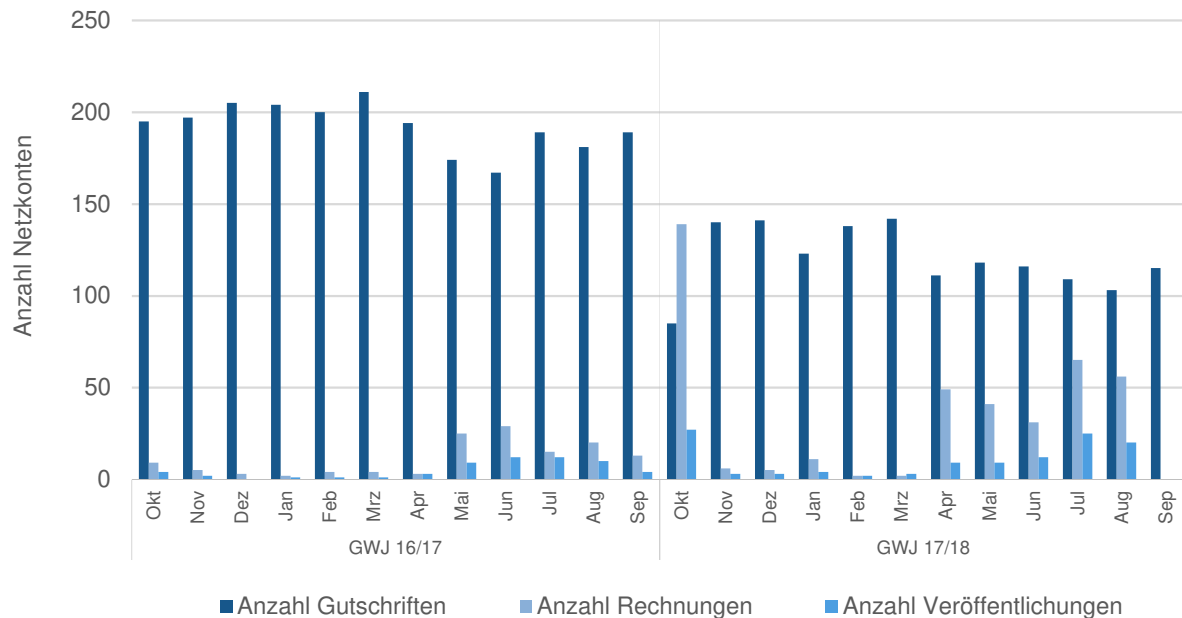


Abbildung 11: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18 GASPOOL

Da alle VNB-NK an die BNetzA gemeldet werden, ist die Anzahl der Meldungen in obiger Abbildung nicht aufgeführt.

Im GWJ 2016/17 wurde im Monat Dezember 2016 mit 205 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Juni 2017 mit 167 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg jedoch ausgeglichen. „Ausreißermonate“, in denen eine auffällig geringe oder auffällig hohe Anzahl an Gutschriften durchgeführt wurden, tauchen nicht auf.

Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 2.306 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2017/18 liegt die Anzahl der Gutschriften in allen Monaten unterhalb der Anzahl im Vorjahr. Im Monat März 2018 wurde mit 142 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Oktober 2017 mit 85 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Insgesamt wurden im GWJ 2017/18 1.441 Gutschriften erstellt. Insgesamt zeigt sich für das GWJ 2017/18 eine sinkende Tendenz bei der Anzahl der Gutschriften.

Im GWJ 2016/17 haben insgesamt 97 NB im Marktgebiet GASPOOL auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Im GWJ 2017/18 haben insgesamt 165 NB auf die Erstellung von Gutschriften verzichtet. Die Option der Verzichtserklärung für Gutschriften ist in der KoV geregelt und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2016/17 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2016/17 (Oktober 2016 bis einschließlich März 2017) insgesamt 9 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten April bis einschließlich August 2017 an (jeweils 12 Veröffentlichungen in den Monaten Juni und Juli 2017, 10 im August 2017). Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 59 Veröffentlichungen durchgeführt.

Im GWJ 2017/18 verhielt es sich tendenziell ähnlich, mit Ausnahme des Monats Oktober 2017, in welchem mit einer Anzahl von 27 vergleichsweise viele Veröffentlichungen für einen Wintermonat vorgenommen wurden. In den übrigen Wintermonaten November 2017 bis einschließlich März 2018 wurden insgesamt 15 Veröffentlichungen durchgeführt. In den Sommermonaten stieg die Anzahl erneut stark an auf 25 (Juli 2018) bzw. 20 (August 2018) Veröffentlichungen.

Abbildung 12 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2016/17 und 2017/18 im Marktgebiet GASPOOL.

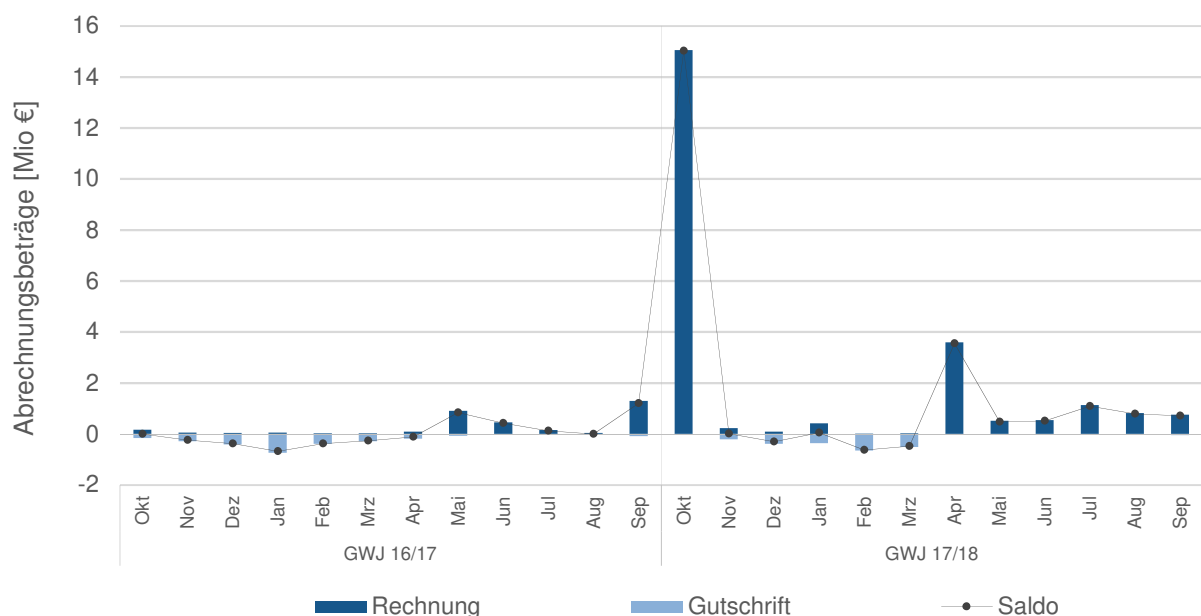


Abbildung 12: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL

In den Monaten November 2016 bis einschließlich April 2017 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten

Mai 2017 bis einschließlich Juli 2017 sowie September 2017. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

Grundsätzlich ist im GWJ 2016/17 damit eine Sommer-/Winter-Verteilung erkennbar. In den Wintermonaten überwiegen vermehrt die Gutschriftsbeträge im Vergleich zu den Rechnungsbeträgen, in den Sommermonaten überwiegen vermehrt die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen.

Der Monat September 2017 stellte im GWJ 2016/17 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (1.288.266 Euro) und der Monat Februar 2017 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (20.722 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2017 den Monat mit der höchsten Gutschriftssumme (737.238 Euro) und der Monat Juli 2017 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftssumme (24.868 Euro) dar.

Im Monat Oktober 2016 wurden 9 Rechnungen erstellt, im Oktober 2017 waren es 139 Rechnungen. Dies stellt die bis dato höchste Anzahl an durchgeführten Rechnungen innerhalb der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet GASPOOL dar. Die hohe Anzahl an Rechnungen spiegelt sich auch in den Abrechnungsbeträgen wieder. Im Oktober 2017 wurden ca. 15 Mio. Euro in Rechnung gestellt, was beinahe 12-Mal so hoch war, wie die bis dato höchste Abrechnungssumme im Marktgebiet GASPOOL.

Während in den Monaten Oktober 2017, November 2017 und Januar 2018 die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften (insbesondere im Oktober deutlich) überstiegen, überstieg hingegen die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge in den übrigen Wintermonaten. In den Sommermonaten April 2018 bis einschließlich September 2018 überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

Grundsätzlich fällt damit im GWJ 2017/18 die im GWJ 2016/17 beobachtete Sommer-/Winter-Verteilung weniger deutlich aus. Zwar überwiegen in den Sommermonaten die Rechnungsbeträge im Vergleich zu den Gutschriftsbeträgen deutlich, doch im Winter überwogen Rechnungsbeträge und Gutschriftsbeträge jeweils in 3 Monaten.

Der Monat Oktober 2017 stellte im GWJ 2017/18 den Monat mit der höchsten Summe der Abrechnungsbeträge (15.057.407 Euro) und der Monat Februar 2018 den Monat mit der niedrigsten Summe der Abrechnungsbeträge (13.158 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Februar 2018 den Monat mit der höchsten Gutschriftssumme (645.602 Euro) und der Monat Juni 2018 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftssumme (25.999 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2016/17 ca. 3,3 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 2,7 Mio. Euro Gutschriften erstellt. Im GWJ 2017/18 wurden 23,2 Mio. Euro als Rechnungen sowie in Summe 2,4 Mio. Euro als Gutschriften abgerechnet.

Tabelle 5 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet GASPOOL.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Meldungen	Veröffentlichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrechnungen	Mio. kWh	€	€
16/17	Okt	343	4	9	10,7	158.621 €	280	195	10,7	- 158.426 €	195 €
	Nov	343	2	5	3,7	51.794 €	280	197	20,3	- 288.092 €	- 236.298 €
	Dez	343	-	3	2,6	35.885 €	291	205	29,5	- 412.692 €	- 376.807 €
	Jan	346	1	2	4,1	56.918 €	295	204	52,6	- 737.238 €	- 680.321 €
	Feb	346	1	4	1,5	20.722 €	286	200	27,6	- 390.703 €	- 369.981 €
	Mrz	346	1	4	1,7	25.183 €	298	211	19,7	- 287.743 €	- 262.560 €
	Apr	346	3	3	5,5	83.044 €	275	194	12,5	- 190.633 €	- 107.589 €
	Mai	346	9	25	58,2	905.144 €	254	174	4,4	- 68.148 €	836.997 €
	Jun	346	12	29	28,8	456.483 €	240	167	1,7	- 26.666 €	429.817 €
	Jul	346	12	15	9,0	145.317 €	262	189	1,5	- 24.868 €	120.449 €
	Aug	346	10	20	2,6	42.871 €	254	181	2,6	- 42.872 €	1 €
	Sep	346	4	13	79,2	1.288.266 €	272	189	5,0	- 81.072 €	1.207.194 €
17/18	Okt	346	27	139	908,7	15.057.407 €	184	85	1,8	- 30.335 €	15.027.072 €
	Nov	346	3	6	13,6	230.845 €	292	140	12,6	- 213.472 €	17.373 €
	Dez	346	3	5	5,1	86.470 €	291	141	22,7	- 387.927 €	- 301.457 €
	Jan	346	4	11	23,8	410.165 €	265	123	21,0	- 361.053 €	49.112 €
	Feb	346	2	2	0,8	13.158 €	291	138	37,0	- 645.602 €	- 632.443 €
	Mrz	346	3	2	1,6	27.569 €	303	142	29,3	- 508.521 €	- 480.952 €
	Apr	346	9	49	207,1	3.595.162 €	230	111	2,3	- 40.504 €	3.554.658 €
	Mai	347	9	41	28,6	514.444 €	237	118	1,7	- 31.337 €	483.107 €
	Jun	347	12	31	29,3	535.968 €	236	116	1,4	- 25.999 €	509.968 €
	Jul	347	25	65	60,2	1.128.317 €	234	109	2,0	- 36.702 €	1.091.615 €
	Aug	347	20	56	42,5	820.531 €	225	103	1,4	- 26.836 €	793.695 €
	Sep	347	7	17	38,0	757.346 €	246	115	2,3	- 45.990 €	711.355 €

Tabelle 5: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL

2.3.2.3 Vergleich der Abrechnung der täglichen NKS in den Marktgebieten

Eine vergleichende Betrachtung des Anreizsystems für das GWJ 2016/17 kommt zu folgenden Ergebnissen:

Im Marktgebiet NCG ist in jedem Monat des betrachteten GWJ mindestens eine Veröffentlichung vorgenommen worden, im Marktgebiet GASPOOL wurde in einem Monat keine Veröffentlichung vorgenommen. Insgesamt wurden im Marktgebiet NCG mehr Veröffentlichungen durchgeführt, die höchste Anzahl lag hier bei 40 Veröffentlichungen (entspricht ca. 8 % der

NK⁶) während die höchste Anzahl bei GASPOOL nur 12 (entspricht ca. 4 % der NK) betrug. In beiden Marktgebieten stellen die Monate Juni und Juli die Monate mit der höchsten Anzahl an Veröffentlichungen dar. Zudem sind in beiden Marktgebieten tendenziell weniger Veröffentlichungen in den Wintermonaten als in den Sommermonaten durchgeführt worden.

In beiden Marktgebieten wurden mehr Abrechnungen in den Sommermonaten durchgeführt, wobei die Anzahl der Abrechnungen im Marktgebiet NCG im Vergleich zu denen im Marktgebiet GASPOOL in den Monaten Juni und Juli deutlich höher war (Juni: ca. 24 % der NK im Marktgebiet NCG, ca. 9 % der NK im Marktgebiet GASPOOL; Juli: ca. 25 % der NK im Marktgebiet NCG, ca. 5 % der NK im Marktgebiet GASPOOL).

Bezüglich der durchgeführten Gutschriften kann festgehalten werden, dass die Anzahl der erstellten Gutschriften in beiden Marktgebieten in jedem Monat höher war als die Anzahl der erstellten Rechnungen. Tendenziell wurden in beiden Marktgebieten mehr Gutschriften in den Wintermonaten erstellt.

Während im Marktgebiet NCG die Beträge der Abrechnungen die Beträge der Gutschriften in 6 Monaten übersteigen, übersteigen die Abrechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge im Marktgebiet GASPOOL nur in 5 Monaten.

Eine vergleichende Betrachtung des Anreizsystems für das GWJ 2017/18 kommt zu folgenden Ergebnissen:

Während im Marktgebiet GASPOOL in jedem Monat Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, kam es im Marktgebiet NCG in 2 Monaten zu keiner Veröffentlichung. In beiden Marktgebieten stieg die Anzahl der Veröffentlichungen jedoch – im Vergleich zum vorherigen GWJ – an. Insgesamt wurden abermals mehr Veröffentlichungen im Marktgebiet NCG durchgeführt. Die höchste Anzahl lag hier bei 61 (ca. 13 % der NK) im Monat Juli, im Marktgebiet GASPOOL lag die höchste Anzahl bei 27 (ca. 8 % der NK) im Monat Oktober. In beiden Marktgebieten wurden in den Wintermonaten tendenziell weniger Veröffentlichungen als in den Sommermonaten durchgeführt.

In beiden Marktgebieten stellt der Monat Oktober 2017 den Monat im Betrachtungszeitraum dar, in dem mit Abstand die meisten Abrechnungen durchgeführt worden sind. Abermals wurden in beiden Marktgebieten – mit Ausnahme des Monats Oktober – tendenziell mehr Abrechnungen in den Sommermonaten durchgeführt.

In beiden Marktgebieten sank die Anzahl der erstellten Gutschriften im Vergleich zum vorherigen GWJ. Während im Marktgebiet NCG im vorherigen GWJ in jedem Monat mehr als 180 Gutschriften durchgeführt wurden (im Marktgebiet GASPOOL in jedem Monat mehr als 160),

⁶ Als Grundgesamtheit wird die durchschnittliche monatliche Anzahl an NK (VNB mit SLP) pro GWJ angesetzt.

wurden im GWJ 2017/18 als Maximum in beiden Marktgebieten knapp 140 Gutschriften erstellt.

Während im Marktgebiet NCG die Beträge der Abrechnungen die Beträge der Gutschriften in 8 Monaten überstiegen, überstiegen die Abrechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge im Marktgebiet GASPOOL in 9 Monaten.

2.4 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der monatlichen und nach der täglichen Netzkontensystematik

Im Folgenden wird dargestellt, wie häufig (in wie vielen Monaten eines GWJ) NK von VNB mit SLP im System der monatlichen (GWJ 2014/15 und 2015/16) bzw. täglichen (GWJ 2016/17 und 2017/18) Netzkontensystematik als Anreizsystem pro GWJ abgerechnet wurden.

2.4.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 13 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der monatlichen Netzkontensystematik in den GWJ 2014/15 und 2015/16 im Marktgebiet NCG.

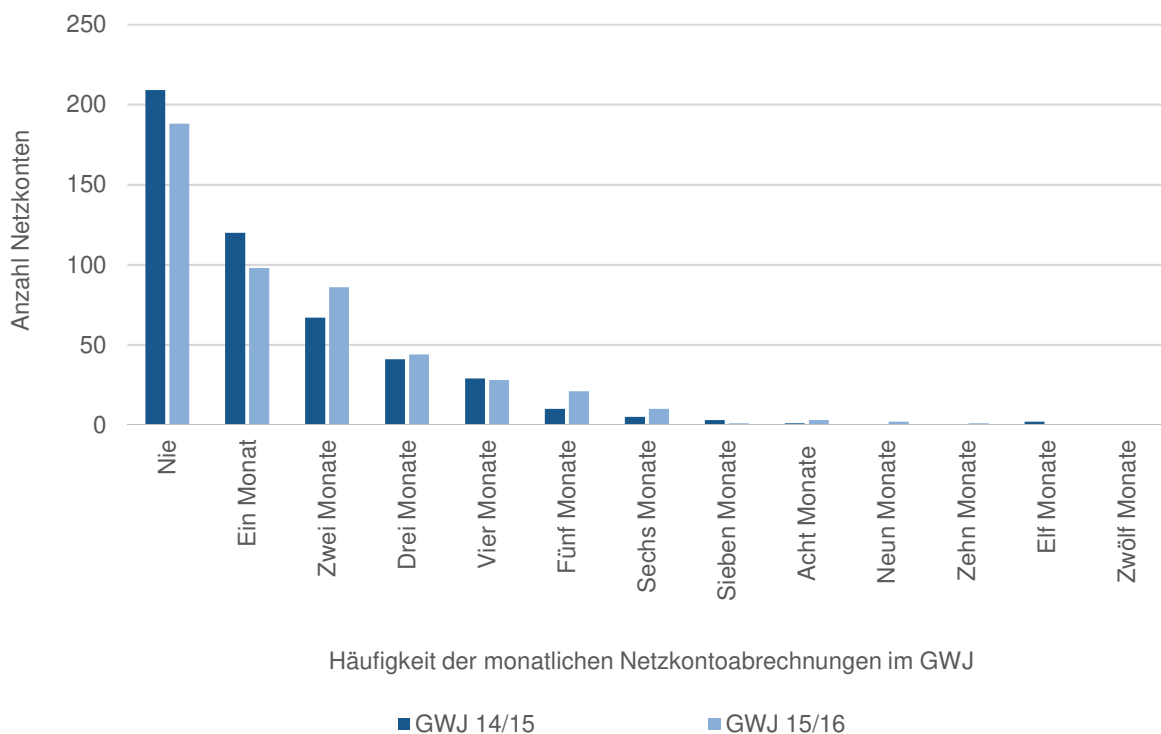


Abbildung 13: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

Im GWJ 2014/15 wurden 209 NK nie abgerechnet (ca. 43 %⁷). Zwei NK im betrachteten GWJ wurden in insgesamt 11 Monaten abgerechnet. Bei keinem NK erfolgten 12 Abrechnungen im GWJ.

Im GWJ 2015/16 verringerte sich die Anzahl der Netzkonten, die nie abgerechnet wurden, um ca. 10 % auf 188 (ca. 39 % der NK). Abrechnungen für 11 oder 12 Monate fanden bei keinem NK statt.

Tabelle 6 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der durchgeführten Abrechnungen der NK nach der monatlichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG:

Anzahl Monate mit Abrechnung des monatlichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten	
	GWJ 14/15	GWJ 15/16
Nie	209	188
Ein Monat	120	98
Zwei Monate	67	86
Drei Monate	41	44
Vier Monate	29	28
Fünf Monate	10	21
Sechs Monate	5	10
Sieben Monate	3	1
Acht Monate	1	3
Neun Monate	0	2
Zehn Monate	0	1
Elf Monate	2	0
Zwölf Monate	0	0

Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

⁷ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB-Netzkonten mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2014/15 waren dies 487 NK, 2015/16 waren es 482 NK.

Abbildung 14 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik in den GWJ 2016/17 und 2017/18 im Marktgebiet NCG.

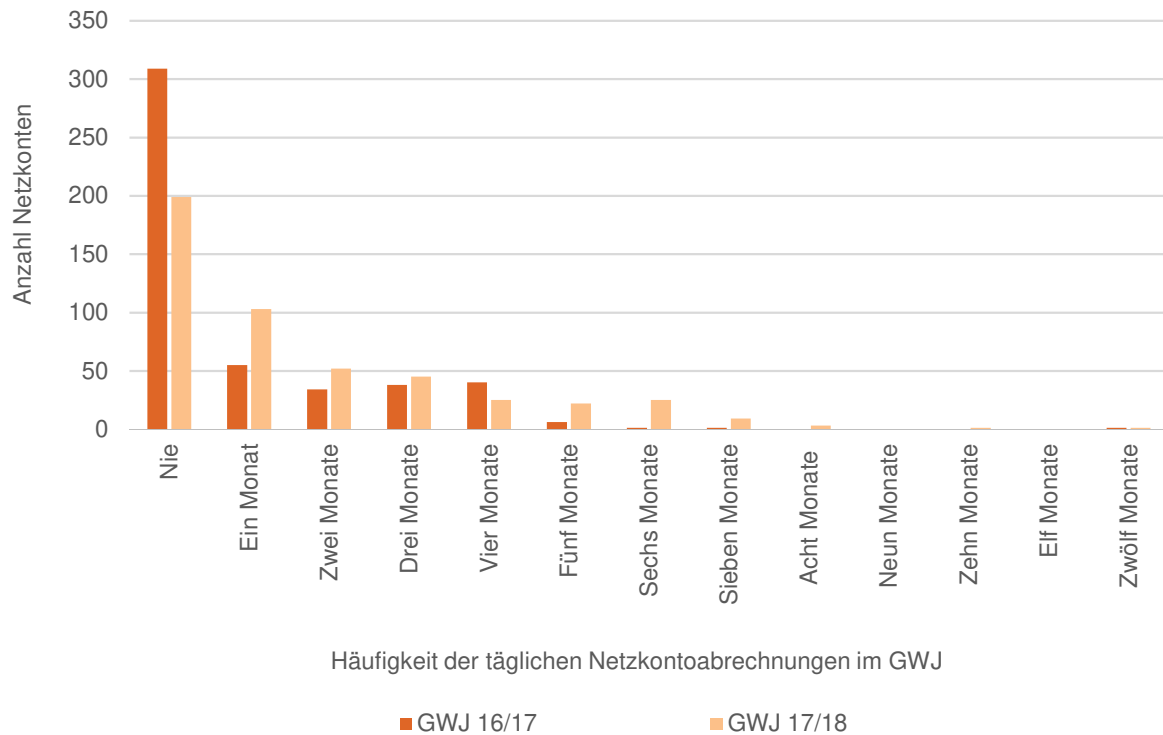


Abbildung 14: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG

Im GWJ 2016/17 wurde für 309 NK (ca. 63⁸ %) keine Abrechnung erstellt. Ein NK wurde jeden Monat abgerechnet.

Im GWJ 2017/18 wurde für 199 NK (ca. 41 %) keine Abrechnung erstellt. Ein NK wurde jeden Monat abgerechnet.

⁸ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2016/17 waren dies 485, für das GWJ 2017/18 waren es ebenfalls 485.

Tabelle 7 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten	
	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Nie	309	199
Ein Monat	55	103
Zwei Monate	34	52
Drei Monate	38	45
Vier Monate	40	25
Fünf Monate	6	22
Sechs Monate	1	25
Sieben Monate	1	9
Acht Monate	0	3
Neun Monate	0	0
Zehn Monate	0	1
Elf Monate	0	0
Zwölf Monate	1	1

Tabelle 7: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, NCG

2.4.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 15 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen nach der monatlichen Netzkontensystematik im GWJ 2014/15 und 2015/16 im Marktgebiet GASPOOL.

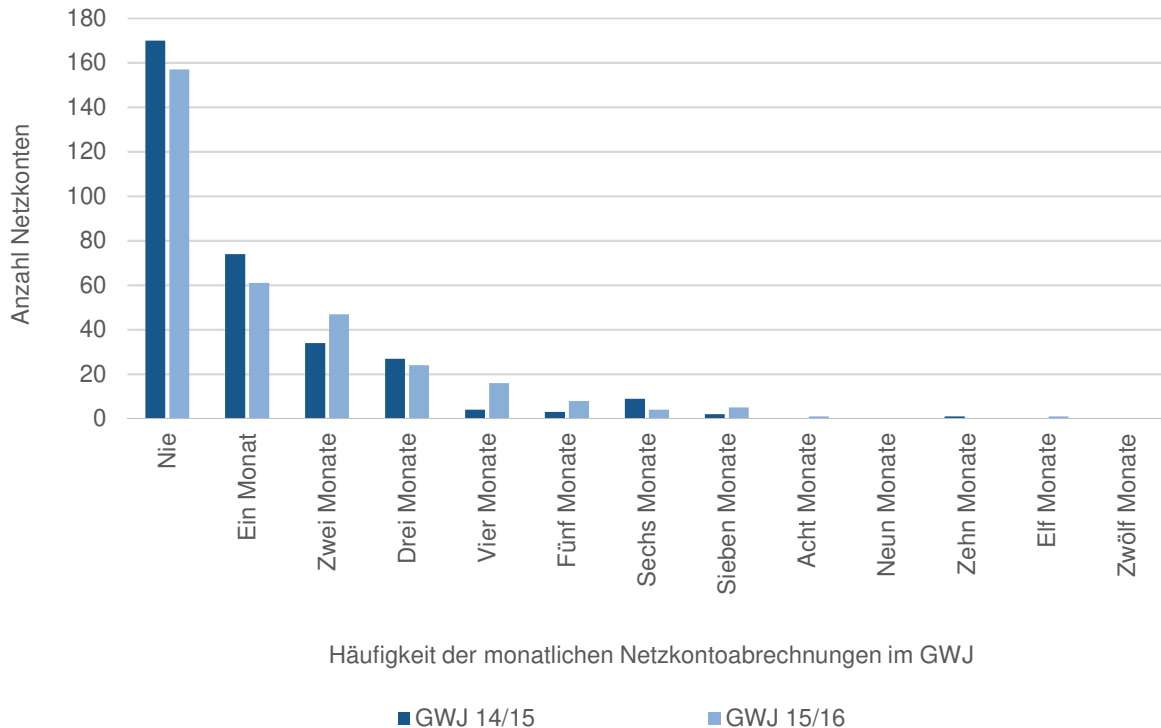


Abbildung 15: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

Im GWJ 2014/15 wurden 170 NK nie abgerechnet (ca. 52⁹ %). Ein NK im betrachteten GWJ wurde in insgesamt 10 Monaten abgerechnet. Bei keinem NK erfolgten 11 oder 12 Abrechnungen im GWJ.

Im GWJ 2015/16 verringerte sich die Anzahl der Netzkonten, die nie abgerechnet wurden, auf 157 (ca. 48 %). Ein NK wurde in insgesamt 11 Monaten abgerechnet. Abrechnungen für 12 Monate fanden bei keinem NK statt.

⁹ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2014/15 waren es 324, für das GWJ 2015/16 waren es ebenfalls 324.

Tabelle 8 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der durchgeführten Abrechnungen der NK nach der monatlichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL:

Anzahl Monate mit Netzkontoabrechnung	Anzahl Netzkonten	
	GWJ 14/15	GWJ 15/16
Nie	170	157
Ein Monat	74	61
Zwei Monate	34	47
Drei Monate	27	24
Vier Monate	4	16
Fünf Monate	3	8
Sechs Monate	9	4
Sieben Monate	2	5
Acht Monate	0	1
Neun Monate	0	0
Zehn Monate	1	0
Elf Monate	0	1
Zwölf Monate	0	0

Tabelle 8: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach monatlicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 14/15 und 15/16, GASPOOL

Abbildung 16 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2016/17 und 2017/18 im Marktgebiet GASPOOL.

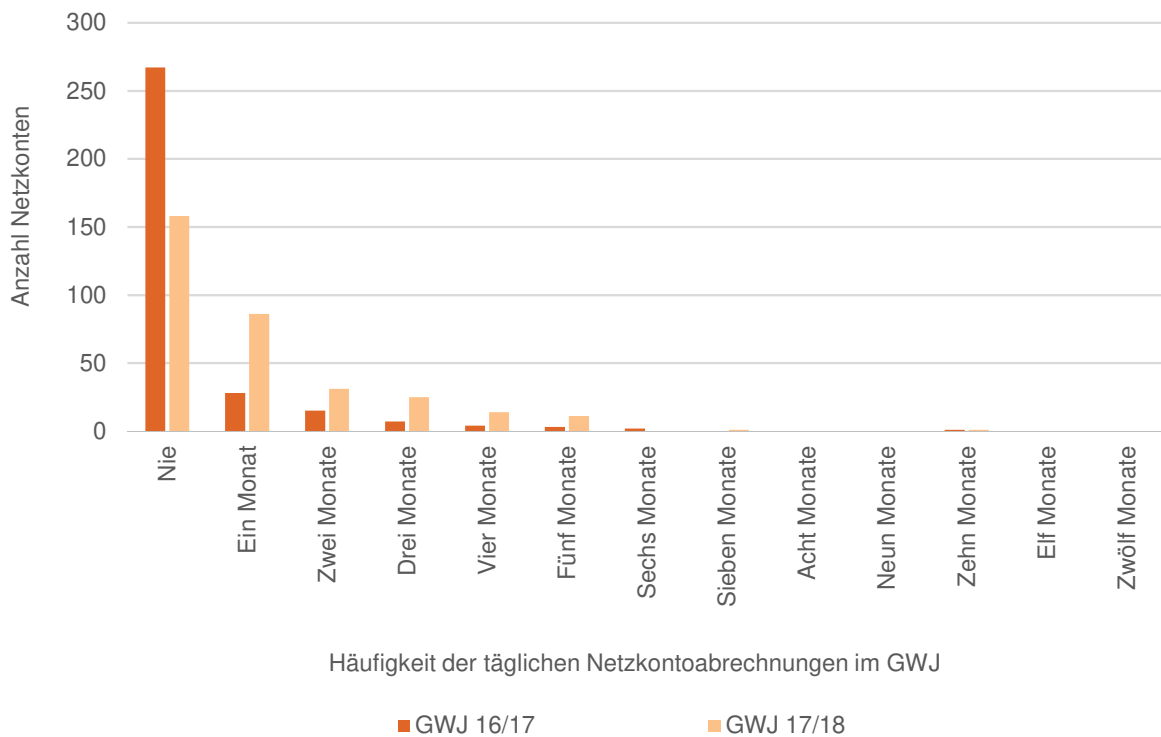


Abbildung 16: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL

Im GWJ 2016/17 wurde für 267 NK (ca. 82¹⁰ %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde in 11 oder 12 Monaten abgerechnet.

Im GWJ 2017/18 wurde für 158 NK (ca. 48 %) keine Abrechnung erstellt. Kein NK wurde in 11 oder 12 Monaten abgerechnet.

¹⁰ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2016/17 waren es 327, für das GWJ 2017/18 waren es ebenfalls 327.

Tabelle 9 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL:

Anzahl Monate mit Netzkontoabrechnung	Anzahl Netzkonten	
	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Nie	267	158
Ein Monat	28	86
Zwei Monate	15	31
Drei Monate	7	25
Vier Monate	4	14
Fünf Monate	3	11
Sechs Monate	2	0
Sieben Monate	0	1
Acht Monate	0	0
Neun Monate	0	0
Zehn Monate	1	1
Elf Monate	0	0
Zwölf Monate	0	0

Tabelle 9: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 16/17 und 17/18, GASPOOL

2.4.3 Vergleich der Marktgebiete

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2014/15 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden knapp 43 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 53% aller NK.
- Im Marktgebiet NCG wurde kein NK 12 Mal abgerechnet, zwei NK wurden 11 Mal abgerechnet. Im Marktgebiet GASPOOL wurde kein NK mehr als 10 Mal abgerechnet.

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2015/16 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden knapp 39 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 48 % aller NK.
- Im Marktgebiet NCG wurde kein NK mehr als 10 Mal abgerechnet. Im Marktgebiet GASPOOL wurde ein NK 11 Mal abgerechnet.

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2016/17 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden knapp 63 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 82 % aller NK.
- Im Marktgebiet NCG wurde ein NK 12 Mal abgerechnet., im Marktgebiet GASPOOL wurde kein NK mehr als 10 Mal abgerechnet.

Eine vergleichende Betrachtung der Entwicklungen in beiden Marktgebieten im GWJ 2017/18 kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Im Marktgebiet NCG wurden ca. 41 % aller NK nie abgerechnet, im Marktgebiet GASPOOL 48 %.
- Im Marktgebiet NCG wurde ein NK 12 Mal abgerechnet. Im Marktgebiet GASPOOL wurde kein NK mehr als 10 Mal abgerechnet.

3 Prognosegüte der SLP

Im folgenden Kapitel wird die Prognosegüte der SLP analysiert. Um diese messbar darzustellen, wurden geeignete Kennzahlen entwickelt, die in Kapitel 1.4 näher erläutert wurden und im Folgenden in Abbildungen über die vier betrachteten GWJ 2014/15, 2015/16, 2016/17 und 2017/18 dargestellt werden. Darüber hinaus werden auch statistische Zusammenhänge untersucht, weshalb zunächst die notwendigen statistischen Grundlagen erläutert werden.

3.1 Grundlagen der Anwendung der SLP Gas

Nach § 24 Abs. 3 GasNZV hat jeder NB darauf zu achten, dass durch die Anwendung der SLP zur Prognoseberechnung für die nicht gemessenen Kunden der Einsatz von Regelenergie möglichst reduziert wird.

Des Weiteren wird für die SLP-Prognose der Begriff der SLP-Allokation verwendet.

Derzeit wird für die Berechnung der SLP-Allokation unterschieden zwischen dem analytischen und dem synthetischen SLP-Verfahren, wobei ein NB zwischen den Verfahren nach eigenem Ermessen wählen kann¹¹.

3.2 Statistische Grundlagen

Im Folgenden werden unterschiedliche Kenngrößen zur Bewertung der Allokationsgüte nicht nur einzeln betrachtet, sondern auch miteinander verglichen. Hierbei werden diese Größen auf mögliche Zusammenhänge untersucht. Zu diesem Zweck werden an dieser Stelle die beiden statistischen Kennzahlen Korrelationskoeffizient und Bestimmtheitsmaß eingeführt sowie deren Interpretationsmöglichkeiten dargestellt.

Darüber hinaus werden vereinzelt sogenannte Boxplot-Diagramme verwendet, um Datensätze möglichst informationsreich darzustellen. Der Aufbau eines Boxplot-Diagramms wird daher ebenfalls erläutert.

Varianz

Die Varianz ist ein Maß für die Streuung von Messwerten und kennzeichnet die Verteilung der Werte um den Mittelwert. Sie berechnet sich als Summe der quadrierten Abweichungen aller

¹¹BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas vom 30.06.2016

Messwerte vom arithmetischen Mittel, dividiert durch die Anzahl der Messwerte. Die Varianz ist das Quadrat der Standardabweichung.

Kovarianz

Die Kovarianz ist ein Maß für die gegenseitige Abhängigkeit zweier Variablen.

Korrelationskoeffizient nach Pearson

Die Korrelation ist ein Maß für die statistische Beziehung zwischen zwei Variablen.

Der Korrelationskoeffizient r nach Pearson (im Folgenden kurz „Korrelationskoeffizient“) zweier Variablen X und Y misst den linearen statistischen Zusammenhang (im Folgenden als „linearer Zusammenhang“ bezeichnet) zwischen zwei Variablen und entspricht dem Quotienten aus der Kovarianz beider Variablen und dem Produkt der Standardabweichungen beider Variablen:

$$r = \frac{Cov(X,Y)}{S_x S_y}$$

Formel 6 Korrelationskoeffizient

Der Korrelationskoeffizient nimmt stets einen Wert zwischen -1 und 1 an. Für die Interpretation kann folgende Richtlinie zugrunde gelegt werden:

Korrelationskoeffizient r	Interpretation
• -1 bis -0,8	• starker negativer linearer Zusammenhang
• -0,8 bis -0,5	• mittlerer negativer linearer Zusammenhang
• -0,5 bis < 0	• schwacher negativer linearer Zusammenhang
• 0	• kein linearer Zusammenhang
• > 0 bis 0,5	• schwacher positiver linearer Zusammenhang
• 0,5 bis 0,8	• mittlerer positiver linearer Zusammenhang
• 0,8 bis 1	• starker positiver linearer Zusammenhang

Tabelle 10: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient¹²

Im Rahmen der statistischen Betrachtungen werden analog zum Anreiz der monatlichen und täglichen Netzkontensystematik ausschließlich die linearen Abhängigkeiten zweier Größen

¹² Interpretationsgrenzen nicht einheitlich festgelegt, hier Interpretationsrichtlinie der Fernuniversität in Hagen; https://www.fernuni-hagen.de/KSW/neuestatistik/content/MOD_23196/html/comp_23414.html

(bspw. Netzkontensalden und externer Regelenergieeinsatz)“ betrachtet (Korrelationskoeffizient nach Pearson). Darüberhinausgehende mögliche nichtlineare Abhängigkeiten sind nicht Gegenstand des Berichts.

Bestimmtheitsmaß

Das Bestimmtheitsmaß R^2 ist eine Kennzahl zur Bewertung der Anpassungsgüte einer Regression. Je größer das Bestimmtheitsmaß ist, desto besser passt das Regressionsmodell zu den beobachteten Werten. Bei der Verwendung einer Geraden als Regressionsmodell, das heißt im Falle einer linearen Regression, wird das Bestimmtheitsmaß als Quadrat des Korrelationskoeffizienten berechnet:

$$R^2 = r^2$$

Formel 7 Bestimmtheitsmaß bei linearer Regression

Das Bestimmtheitsmaß liegt stets zwischen 0 und 1 und gibt an, welcher Anteil der Varianz einer abhängigen Variable durch die unabhängige Variable erklärt werden kann.

Boxplot-Diagramm

Die Darstellung von Daten mit Hilfe eines Boxplots erlaubt die gleichzeitige Veranschaulichung von Streuungs- und Lagemaßen. Ein Boxplot-Diagramm gibt einen Überblick über die Verteilung von Daten innerhalb eines Datensatzes.

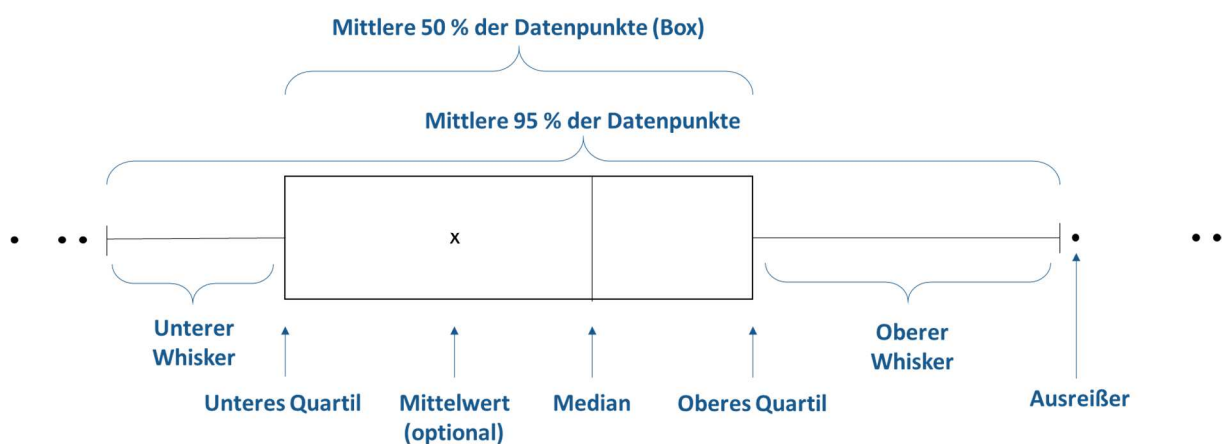


Abbildung 17: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm

Die einzelnen Bestandteile werden in der folgenden Tabelle 11 erläutert:

Teil des Boxplots	Erläuterung
Kasten in der Mitte („Box“)	- Umschließt die mittleren 50 % der Datenpunkte - Unteres Quartil: 25 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes, 75 % oberhalb - Oberes Quartil: 75 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes, 25 % oberhalb
Strich innerhalb der Box („Median“)	50 % der Datenpunkte liegen oberhalb dieses Wertes 50 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes
Antennen ober- und unterhalb der Box („Whisker“)	- Oberer Whisker: oberhalb/außerhalb des Whiskers liegen 2,5 % der Datenpunkte - Unterer Whisker: unterhalb/außerhalb des Whiskers liegen 2,5 % der Datenpunkte → zwischen den beiden Whisker liegen insgesamt 95 % der Datenpunkte
Einzeln dargestellte Datenpunkte („Ausreißer“)	Ausreißer, die die oberen bzw. unteren 2,5 % der Daten darstellen
X („Mittelwert“)	- Arithmetischer Mittelwert der Datenpunkte - Kein obligatorischer Bestandteil im Boxplot, optional

Tabelle 11: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms

3.3 Datenanalyse

Für den vorliegenden Evaluierungsbericht werden bei der Datenanalyse Prämissen zu Grunde gelegt, die in folgender Tabelle 12 dargestellt werden und für alle folgenden Abbildungen gelten:

Sachverhalt	Erläuterung/Prämisse
• Betrachtungszeitraum	• GWJ 2014/15, 2015/16, 2016/17, 2017/18
• Betrachtete Netzknoten	• NK der VNB mit SLP-Allokation
• Betrachteter NKS	• GWJ 2014/15: NKS 0 • Ab GWJ 2015/16: NKS 1
• Betrachtete RLM-Allokation	• GWJ 2014/15: RLM-Allokationsmengen mit Bilanzierungsbrennwert (X6G) • Ab GWJ 2015/16: RLM-Allokationsmengen mit Abrechnungsbrennwert (X7G)
• NK in Marktgebietsüberlappung	• Keine separate Betrachtung, sondern in beiden Marktgebieten enthalten
• Gruppierung der NK (Cluster) pro GWJ	• Cluster nach SLP-Allokationsmenge: ○ „Klein“: bis 100 Mio. kWh/a ○ „Mittel“: 100 bis 250 Mio. kWh/a ○ „Groß“: ab 250 Mio. kWh/a
• Regelenergie-Daten	• Daten des externen Regelenergieaufkommens ohne kommerzielle Konvertierung ¹³ (GaBi Gas 2.0, nicht Konni Gas)

Tabelle 12: Prämissen in der Datenanalyse

3.3.1 SLP- und RLM-Allokationsmengen

Im Folgenden werden die monatlichen Summen der Allokationsmengen für SLP- und RLM-Kunden dargestellt. Diese Auswertung zeigt die saisonale Abhängigkeit der Allokationsmengen von SLP- und RLM-Kunden. Ein Datenpunkt stellt dabei die Summe der Allokationsmengen über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats getrennt nach SLP und RLM dar.

¹³ Kommerzielle Konvertierung: Die Menge an externer Regelenergie, die auf Grund der Inanspruchnahme der Konvertierung durch die Bilanzkreisverantwortlichen hervorgerufen und dem Konvertierungssystem zugeordnet wird.

3.3.1.1 Marktgebiet NCG

Die folgende Abbildung 18 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 im Marktgebiet NCG.

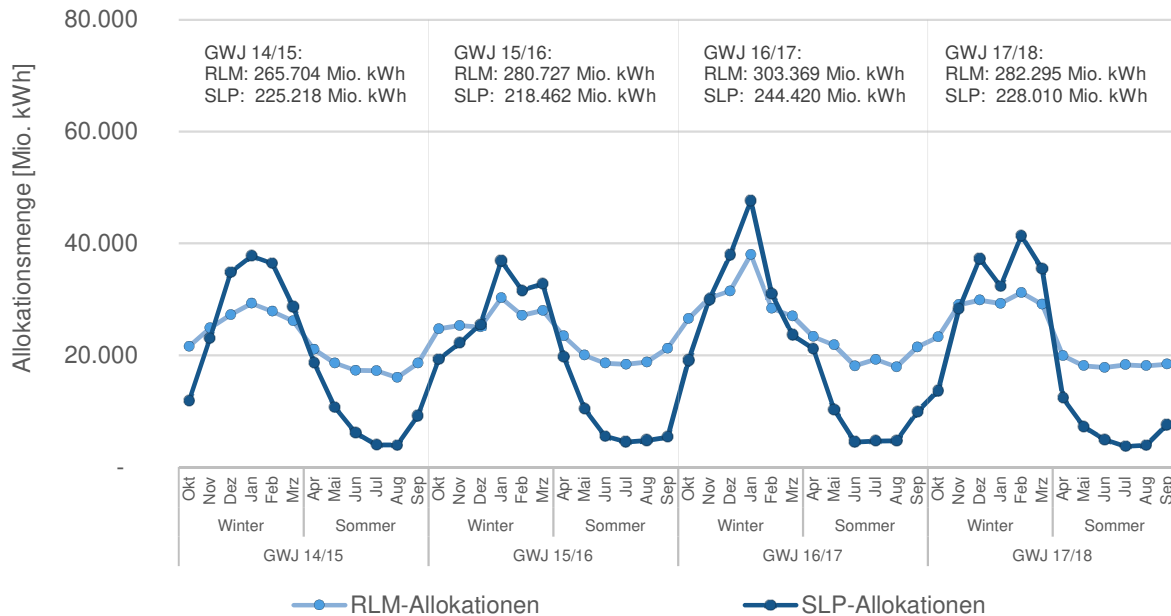


Abbildung 18: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Bei den SLP-Kunden ist das charakteristische Abnahmeverhalten in Form einer sogenannten „Badewannen“-Kurve klar zu erkennen. In den Sommermonaten wird deutlich weniger Gas allokiert als im Winter. Auch die RLM-Kunden unterliegen saisonalen Schwankungen, mit einer höheren Allokationsmenge im Winter und einer geringeren Allokationsmenge im Sommer. Diese Sommer- und Winterschwankungen sind bei den RLM-Kunden jedoch deutlich geringer ausgeprägt als bei den SLP-Kunden.

In den Wintermonaten steigt die SLP-Allokation regelmäßig über die Allokation der RLM-Kunden. In den Sommermonaten dreht sich dieses Verhältnis um. Insgesamt liegt die Jahresallokationsmenge der RLM-Kunden jedes Jahr zwischen +18 % (GWJ 2014/15) und +29 % (GWJ 2015/16) über der Menge der SLP-Kunden.

Das GWJ 2016/17 wies sowohl bei den RLM- als auch SLP-Mengen einen höheren Energiebedarf als die beiden GWJ zuvor auf. Im GWJ 2017/18 sanken die Mengen wieder, blieben jedoch oberhalb des Niveaus 2014/15 und 2015/16.

3.3.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Die folgende Abbildung 19 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 im Marktgebiet GASPOOL.

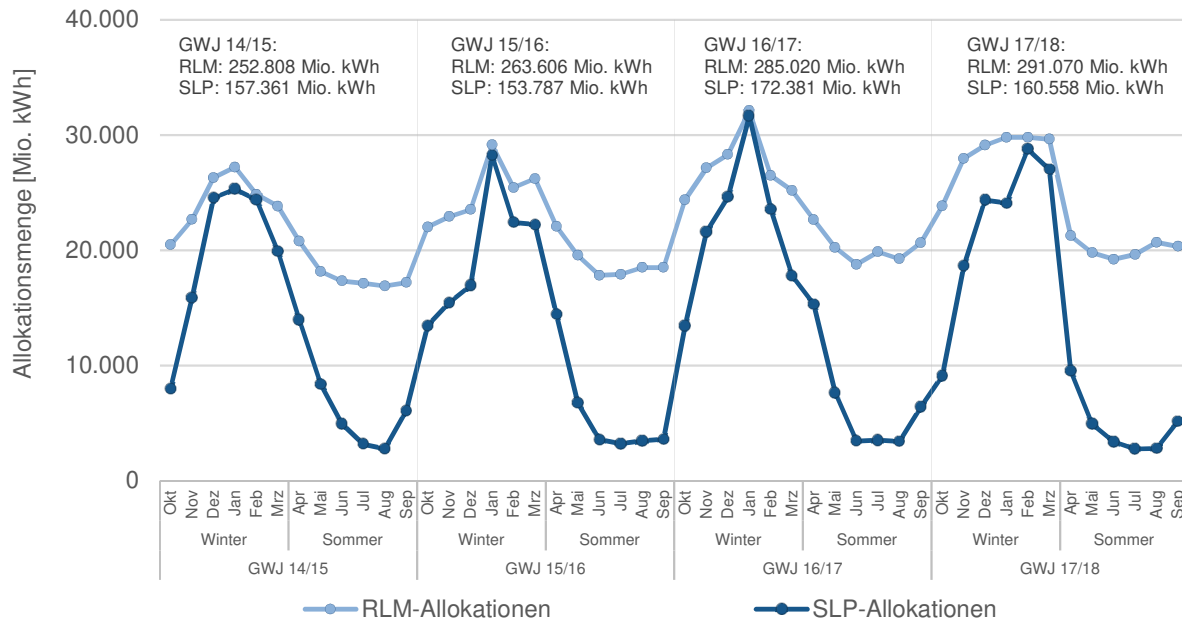


Abbildung 19: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Bei den SLP-Kunden ist das charakteristische Abnahmeverhalten in Form einer sogenannten „Badewannen“-Kurve klar zu erkennen. In den Sommermonaten wird deutlich weniger Gas allokiert als im Winter. Auch die RLM-Kunden unterliegen saisonalen Schwankungen, mit einer höheren Allokationsmenge im Winter und einer geringeren Allokationsmenge im Sommer. Diese Sommer- und Winterschwankungen sind bei den RLM-Kunden jedoch deutlich geringer ausgeprägt als bei den SLP-Kunden.

Die monatlichen RLM-Allokationsmengen liegen ausnahmslos über den SLP-Allokationsmengen. Der Abstand der RLM zu den SLP variiert dabei stark und liegt zwischen +1 % (Januar 2017) und +637 % (August 2018). Insgesamt liegt die Jahresallokationsmenge der RLM-Kunden jedes Jahr zwischen +61 % (GWJ 2014/15) und +81 % (GWJ 2017/18) über der Menge der SLP-Kunden.

Die höchste jährliche Allokationsmenge trat bei den RLM im GWJ 2017/18 auf, bei den SLP im GWJ 2016/17.

3.3.1.3 Vergleich der Marktgebiete

Beide Marktgebiete weisen im Verlauf der SLP-Allokationsmengen einen deutlichen und bei den RLM-Allokationsmengen einen gemäßigten „Badewannen“-Kurvenverlauf auf.

Während bei den RLM-Allokationsmengen im Marktgebiet GASPOOL über die vier GWJ ein konstant steigender Trend abzulesen ist, stiegen die RLM-Allokationsmengen im Marktgebiet NCG bis 2016/17 und sanken in 2017/18 wieder. Die SLP- Allokationsmenge sank in beiden Marktgebieten im GWJ 2015/16 leicht gegenüber dem Vorjahr, um anschließend im GWJ 2016/17 über das Niveau 2014/15 zu steigen und im GWJ 2017/18 erneut zu sinken.

Darüber hinaus weisen die RLM-Allokationsmengen in beiden Marktgebieten einen höheren Anteil an der Jahresallokationsmenge auf. Während die RLM-Allokationsmengen im Marktgebiet GASPOOL jedoch auch auf Monatsebene durchgängig über der Allokationsmenge der SLP-Kunden liegen und die Jahresallokationsmenge der RLM-Kunden in den vier GWJ mindestens 61 % oberhalb der SLP-Allokationsmenge liegt, übersteigen die RLM-Jahresallokationsmengen im Marktgebiet NCG die SLP-Jahresallokationsmengen höchstens um 29 % und liegen nur in den Sommermonaten oberhalb der SLP-Allokation.

Tabelle 13 zeigt die Monate mit den höchsten und geringsten Allokationsmengen für SLP und RLM und den GWJ 2014/15 bis 2017/18 sowie die zugehörigen Allokationsmengen. Es ist zu erkennen, dass die höchsten und geringsten Allokationsmengen in beiden Marktgebieten in denselben Monaten auftraten.

Kenngröße	NCG	GASPOOL
Monat mit geringster SLP-Allokationsmenge	Jul 18	Jul 18
Monat mit geringster RLM-Allokationsmenge	Aug 15	Aug 15
Geringste SLP-Monatsallokationsmenge	3.680 Mio. kWh	2.758 Mio. kWh
Geringste RLM-Monatsallokationsmenge	16.015 Mio. kWh	16.890 Mio. kWh
Monat mit höchster SLP-Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
Monat mit höchster RLM-Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
Höchste SLP-Monatsallokationsmenge	47.690 Mio. kWh	31.663 Mio. kWh
Höchste RLM-Monatsallokationsmenge	38.001 Mio. kWh	32.114 Mio. kWh

Tabelle 13: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

3.3.2 SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren

Im Folgenden werden die monatlichen SLP-Allokationsmengen getrennt nach Allokationsverfahren (synthetisch, analytisch) dargestellt. Die Abbildungen zeigen das allokationsmengenmäßige Verhältnis auf, in dem NB mit synthetischem und analytischem Verfahren zueinander stehen. Ein Balken stellt dabei die Summe der SLP-Allokationsmengen über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats getrennt nach analytischem und synthetischem Verfahren dar.

Da der Gasverbrauch der SLP- Kunden sehr stark von der Temperatur abhängt, kann es allein durch die unterschiedlichen Temperaturverläufe der GWJ zu sehr unterschiedlichen Allokationsmengen für die SLP-Kunden kommen. Es wurde bei den folgenden Mengenvergleichen der einzelnen GWJ auf eine Temperaturbereinigung verzichtet.

Darüber hinaus wird eine Übersicht zur Anzahl der NK im analytischen und synthetischen Verfahren je Cluster gemäß Tabelle 12 gegeben. Die Aufteilung der NK in die Cluster „Klein“, „Mittel“ und „Groß“ kommt im Folgenden nur in einem sogenannten Boxplot-Diagramm zur Allokationsgüte (Abbildung 30 und Abbildung 32) zum Einsatz. Diese Aufteilung dient der Übersichtlichkeit und soll ein differenziertes Bild zur Allokationsgüte in Bezug auf die Jahresmenge des NK ermöglichen. Die Aufteilung zwischen den Clustern erfolgt Allokationsmengenabhängig. Die Grenzen wurden dabei so gewählt, dass sich über beide Marktgebiete ungefähr gleich viele NK in den drei Clustern befinden (Cluster-Grenzen siehe Tabelle 12).

3.3.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 20 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 im Marktgebiet NCG dar.

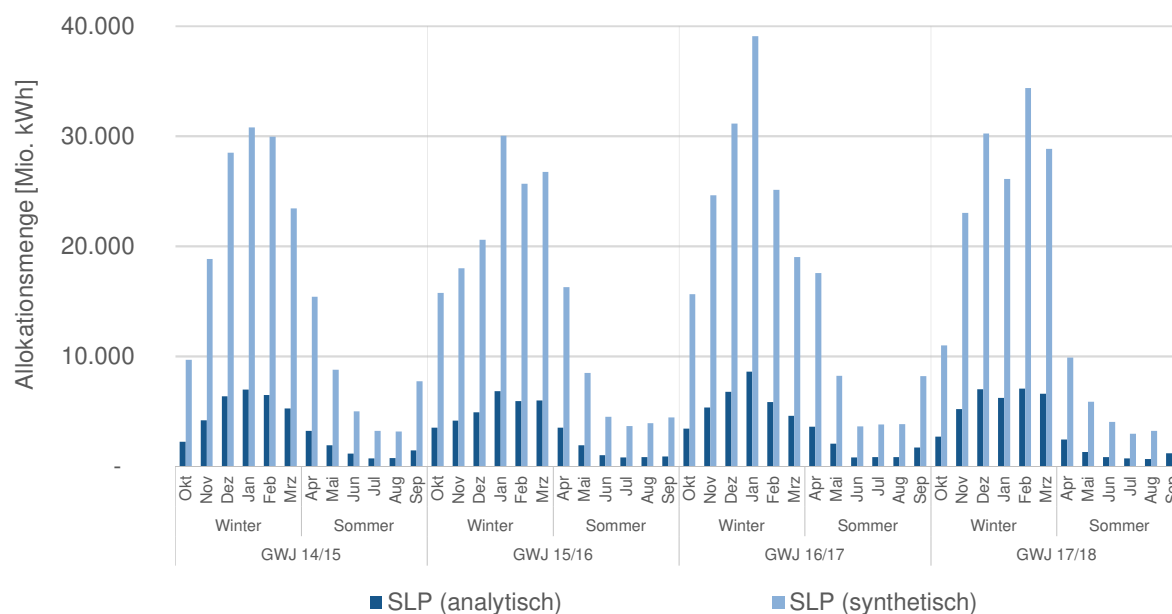


Abbildung 20: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Allokationsmengen im synthetischen Verfahren liegen deutlich über den Mengen im analytischen Verfahren. Der Anteil der Allokationsmengen im analytischen Verfahren an den gesamten jährlichen Allokationsmengen liegt nahezu konstant bei 18 % bis 19 %.

In beiden Verfahren sank die Gesamt-Allokationsmenge im GWJ 2015/16 gegenüber dem Vorjahr ab, stieg jedoch im GWJ 2016/17 wieder deutlich über den Wert im GWJ 2014/15. Im

GWJ 2017/18 sanken die Mengen wieder, blieben jedoch oberhalb des Niveaus in den GWJ 2014/15 und 2015/16.

In der folgenden Tabelle 14 werden die Daten, die Abbildung 20 zu Grunde liegen, dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren anwenden. Sofern für ein NK innerhalb eines GWJ ein Verfahrenswechsel zwischen synthetischem und analytischem Verfahren stattfand, kommt dieses NK in folgender Tabelle doppelt vor. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 12 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
14/15	Klein	7.371	469	6.902	158	12	146
	Mittel	23.243	2.065	21.178	142	13	130
	Groß	194.605	38.202	156.403	187	27	160
	SLP Gesamt	225.219	40.736	184.483	487	52	436
15/16	Klein	7.531	474	7.058	156	11	145
	Mittel	23.966	2.030	21.936	145	13	132
	Groß	186.965	37.828	149.137	181	27	154
	SLP Gesamt	218.462	40.332	178.130	482	51	431
16/17	Klein	6.662	322	6.340	139	9	130
	Mittel	21.889	2.088	19.801	137	14	124
	Groß	215.868	42.081	173.786	209	31	179
	SLP Gesamt	244.419	44.491	199.928	485	54	433
17/18	Klein	7.248	134	7.114	151	7	144
	Mittel	24.121	2.205	21.916	146	16	130
	Groß	196.642	39.672	156.970	188	30	159
	SLP Gesamt	228.011	42.011	186.000	485	53	433

Tabelle 14: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Es wird ersichtlich, dass die Anzahl der NK in Summe kaum variiert, auch die Aufteilung zwischen synthetischem und analytischem Verfahren ist relativ konstant.

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt bei der Anzahl der NK in allen GWJ zwischen 10 % und 11 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen zwischen 18 % und 19 % liegt.

3.3.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 21 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 im Marktgebiet GASPOOL dar.

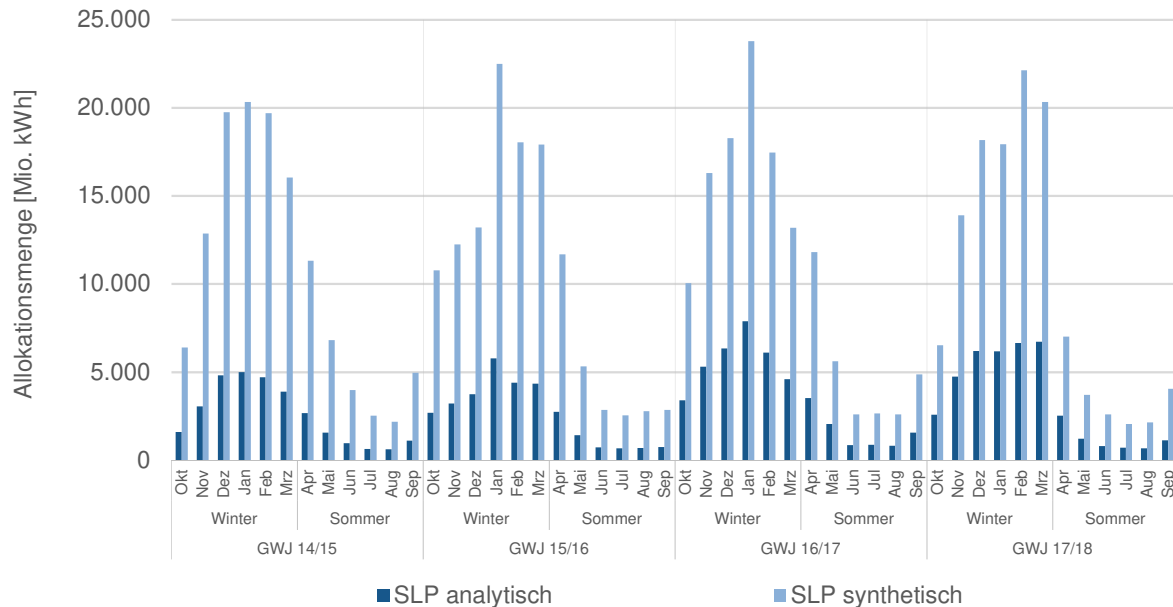


Abbildung 21: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Allokationsmengen im synthetischen Verfahren liegen deutlich über den Mengen im analytischen Verfahren. Der Anteil der Allokationsmengen im analytischen Verfahren ist jedoch zunehmend. Während die Allokationsmenge im analytischen Verfahren im GWJ 2014/15 noch 19 % der gesamten SLP-Allokationsmenge ausmachte, stieg der Anteil im GWJ 2015/16 auf 20 %, im GWJ 2016/17 weiter auf 25 % und blieb im GWJ 2017/18 nahezu konstant im Vergleich zum Vorjahr bei 25 %.

Beide Verfahren weisen in den Allokationsmengen die typischen Schwankungen in der Sommer- bzw. Winterzeit auf („Badewannen“-Kurve).

Im synthetischen Verfahren sank die Gesamt-Allokationsmenge im GWJ 2015/16 gegenüber dem Vorjahr ab, stieg jedoch im GWJ 2016/17 wieder deutlich über den Wert im GWJ 2014/15. Im GWJ 2017/18 sank die Menge im synthetischen Verfahren auf den geringsten Jahreswert im Betrachtungszeitraum. Im analytischen Verfahren nahm die jährliche Allokationsmenge seit dem GWJ 2014/15 bis zum GWJ 2016/17 stetig zu, sank jedoch im GWJ 2017/18 wieder.

In der folgenden Tabelle 15 werden die Daten, die Abbildung 21 zu Grunde liegen, übersichtlich dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren anwenden. Sofern für ein NK innerhalb eines GWJ ein Verfahrenswechsel zwischen synthetischem

und analytischem Verfahren stattfand, kommt dieses NK in der folgenden Tabelle doppelt vor. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 12 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
14/15	Klein	5.174	1.195	3.980	108	28	81
	Mittel	16.246	2.668	13.578	109	19	90
	Groß	135.941	26.682	109.259	109	24	86
	SLP Gesamt	157.361	30.545	126.816	326	71	257
15/16	Klein	5.380	1.456	3.923	113	30	84
	Mittel	17.548	2.763	14.785	113	18	95
	Groß	130.859	26.887	103.973	99	23	76
	SLP Gesamt	153.787	31.106	122.681	325	71	255
16/17	Klein	5.108	1.284	3.823	107	26	81
	Mittel	18.692	2.930	15.762	114	20	95
	Groß	148.582	39.011	109.571	108	27	81
	SLP Gesamt	172.381	43.225	129.156	329	73	257
17/18	Klein	5.424	1.188	4.236	110	27	85
	Mittel	18.308	3.013	15.295	114	20	94
	Groß	136.827	35.864	100.963	104	26	79
	SLP Gesamt	160.558	40.064	120.494	328	73	258

Tabelle 15: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Es wird ersichtlich, dass die Anzahl der NK in Summe kaum variiert, auch die Aufteilung zwischen synthetischem und analytischem Verfahren ist relativ konstant.

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt bei der Anzahl der NK in allen GWJ zwischen 21,6 % und 22,1 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen zwischen 19,4 % und 25,1 % liegt.

3.3.2.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten überwiegt die Anwendung des synthetischen Verfahrens deutlich. Während der Anteil des analytischen Verfahrens bei den Allokationsmengen jedoch im Marktgebiet NCG nahezu konstant bei 18 % liegt, zeigt sich im Marktgebiet GASPOOL ein steigender Anteil im analytischen Verfahren auf ca. 25 % in den GWJ 2016/17 und 2017/18.

Die Anzahl der NK ist in beiden Marktgebieten nahezu konstant, die Aufteilung in synthetisches und analytisches Verfahren auf die Cluster „Groß“, „Mittel“ und „Klein“ weicht jedoch in den Marktgebieten ab.

Im Marktgebiet NCG sind die durchschnittlichen Allokationsmengen der analytisch bilanzierenden Netzbetreiber in allen vier GWJ höher als die der synthetisch bilanzierenden Netzbetreiber. Im Marktgebiet GASPOOL ist dies seit dem GWJ 2016/17 der Fall.

Tabelle 16 zeigt die Monate mit den höchsten und geringsten Allokationsmengen für SLP im synthetischen und analytischen Verfahren in den GWJ 2014/15 bis 2017/18 sowie die zugehörigen Allokationsmengen. In beiden Marktgebieten trat das monatliche Allokationsmaximum für synthetisches und analytisches Verfahren im Januar 2017 auf. Das Allokationsminimum für das synthetische Verfahren trat in beiden Marktgebieten im Juli 2018 (Juli bzw. August 2018) auf. Das Allokationsminimum im analytischen Verfahren lag in beiden Marktgebieten im Monat August, jedoch im Marktgebiet NCG im Jahr 2018 und bei GASPOOL im Jahr 2015.

Kenngröße	NCG	GASPOOL
Monat mit geringster analytischer Allokationsmenge	Aug 18	Aug 15
Monat mit geringster synthetischer Allokationsmenge	Jul 18	Jul 18
geringste analytische Allokationsmenge	675 Mio. kWh	610 Mio. kWh
geringste synthetische Allokationsmenge	2.952 Mio. kWh	2.050 Mio. kWh
Monat mit höchster analytischer Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
Monat mit höchster synthetischer Allokationsmenge	Jan 17	Jan 17
höchste analytische Allokationsmenge	8.603 Mio. kWh	7.877 Mio. kWh
höchste synthetische Allokationsmenge	39.086 Mio. kWh	23.786 Mio. kWh

Tabelle 16: Übersicht höchste und geringste monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

3.3.3 NKS auf Tagesbasis

Im Folgenden wird der Verlauf der täglichen NKS getrennt nach NK mit Überallokation (negativer NKS) und NK mit Unterallokation (positiver NKS) dargestellt. Ein Datenpunkt stellt dabei die Summe der NKS (*NKS eines NK*: siehe Kapitel 1.4) über alle NK des Marktgebietes pro Tag getrennt nach positivem und negativem NKS dar. Für das GWJ 2014/15 wird der NKS 0 dargestellt, ab GWJ 2015/16 wird der NKS 1 betrachtet.

3.3.3.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 22 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes NCG in den GWJ 2014/15 bis 2017/18.

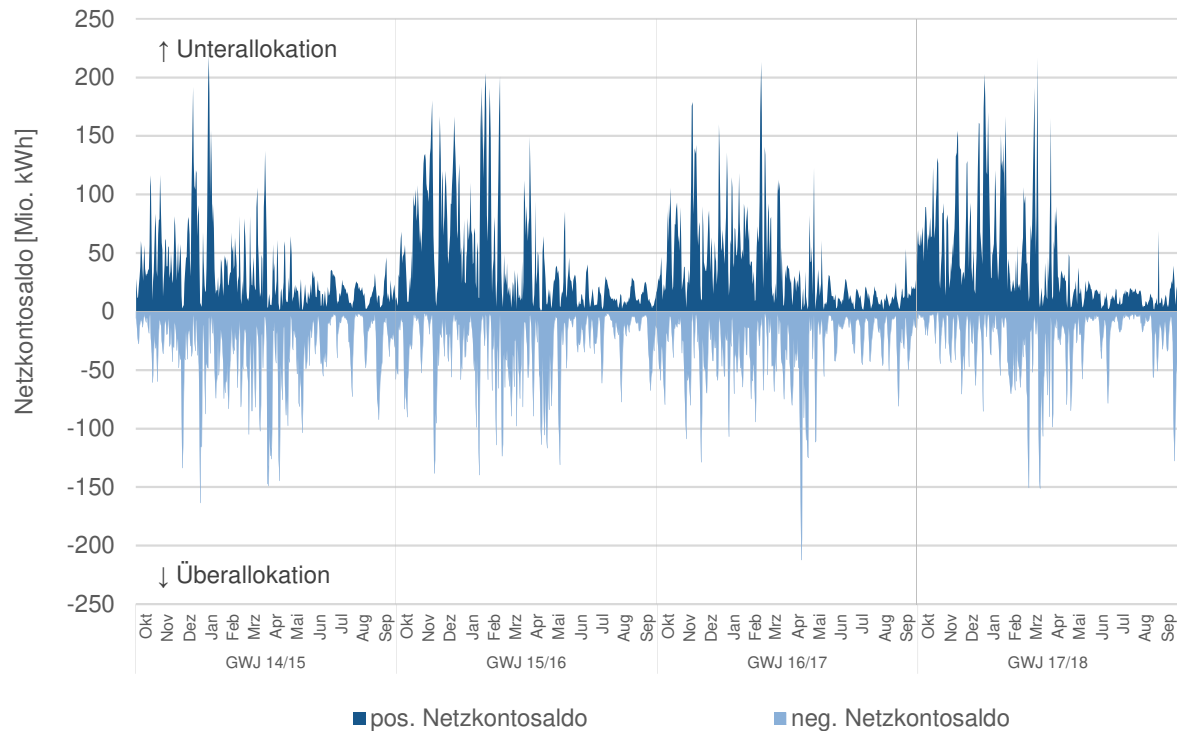


Abbildung 22: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Abbildung 22 zeigt eine saisonale Abhängigkeit der NKS. In den Wintermonaten sind die NKS tendenziell höher als in den Sommermonaten. Dies bedeutet jedoch nicht zwingend eine geringere Allokationsgüte in den Wintermonaten. Auf Grund des „Badewannen“-Verlaufs der SLP-Allokation (siehe auch Abbildung 18) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 23 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL in den GWJ 2014/15 bis 2017/18.

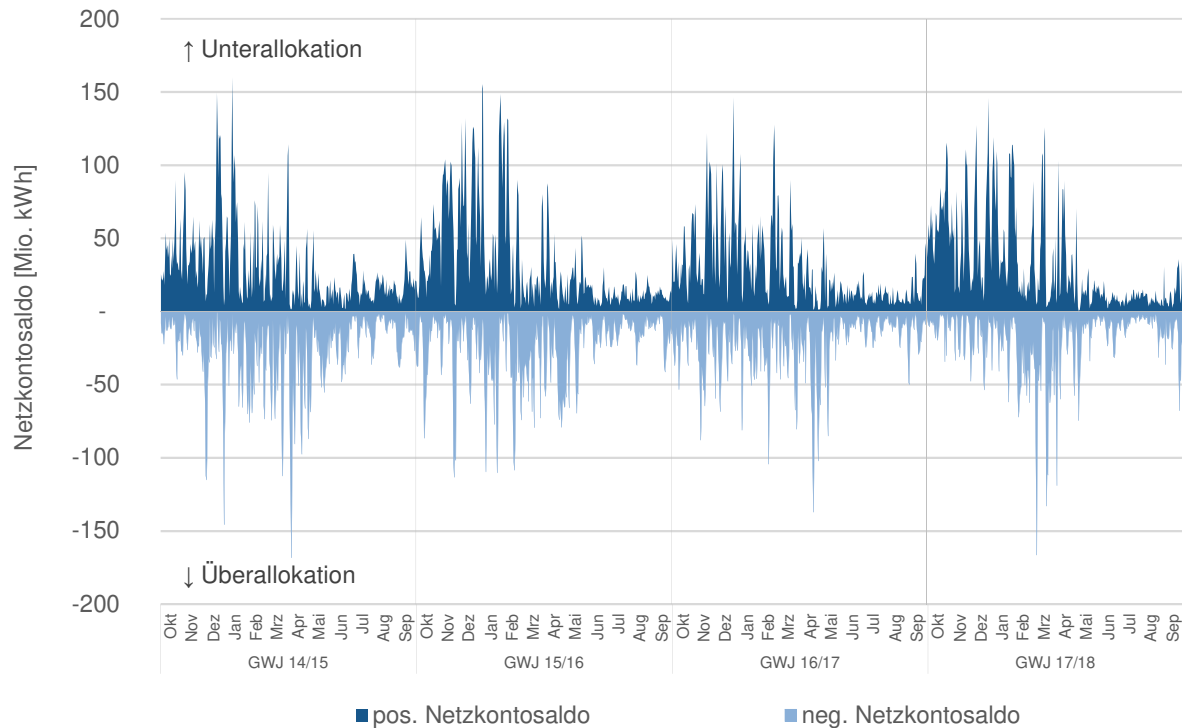


Abbildung 23: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Abbildung 23 zeigt eine saisonale Abhängigkeit der NKS. In den Wintermonaten sind die NKS tendenziell höher als in den Sommermonaten. Dies bedeutet jedoch keine geringere Allokationsgüte in den Wintermonaten. Auf Grund des „Badewannen“-Verlaufs der SLP-Allokation (siehe auch Abbildung 19) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.3 Vergleich der Marktgebiete

Die folgende Abbildung 24 zeigt den positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis für die Marktgebiete NCG und GASPOOL.

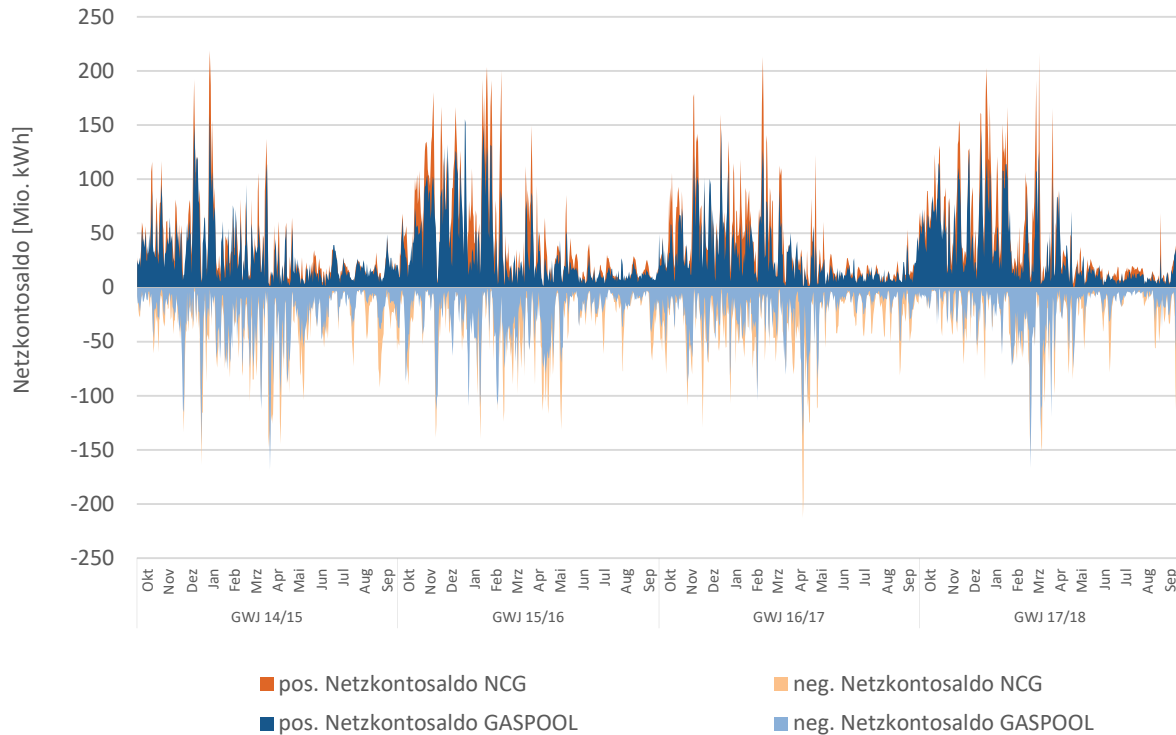


Abbildung 24: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

In Tabelle 17 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem täglichen positiven NKS im Marktgebiet NCG und dem täglichen positiven NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem positivem NKS im Marktgebiet NCG und täglichem positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,89	0,87	0,86	0,89	0,88
Bestimmtheitsmaß R^2	0,80	0,76	0,73	0,80	0,77

Tabelle 17: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

In Tabelle 18 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem täglichen negativen NKS im Marktgebiet NCG und dem täglichen negativen NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem negativem NKS im Marktgebiet NCG und täglichem negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,86	0,80	0,84	0,85	0,84
Bestimmtheitsmaß R ²	0,74	0,63	0,71	0,72	0,70

Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Marktgebiete von NCG und GASPOOL zeigen jeweilig zwischen den täglichen positiven und negativen NKS („Marktgebietssalden“) in der Vergleichsbetrachtung der Untersuchungsmonate eine mittlere bis starke Korrelation.

3.3.4 NKS auf Monatsbasis

Im Folgenden wird in Abbildung 25 bzw. Abbildung 27 zunächst der Verlauf der monatlichen NKS pro Marktgebiet (jeweils positiv und negativ) sowie der addierten positiven und negativen NKS dargestellt. Ein Balken in Abbildung 25 bzw. Abbildung 27 stellt dabei die Summe der NKS über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats getrennt nach positivem und negativem NKS dar. Ein Datenpunkt der dargestellten Linien berechnet sich in Abbildung 25 bzw. Abbildung 27 als Summe aus positivem und negativem NKS.

In Abbildung 26 bzw. Abbildung 28 werden die addierten positiven und negativen NKS (Linie) anschließend durch die Summe der SLP-Allokationsmengen über alle NK des Marktgebietes und Tage eines Monats geteilt, somit ergibt sich die Darstellung der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis (als Linie).

3.3.4.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 25 stellt als Balken jeweils den positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes NCG und alle Tage im jeweiligen Monat für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 dar. Die dargestellte Linie zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS.

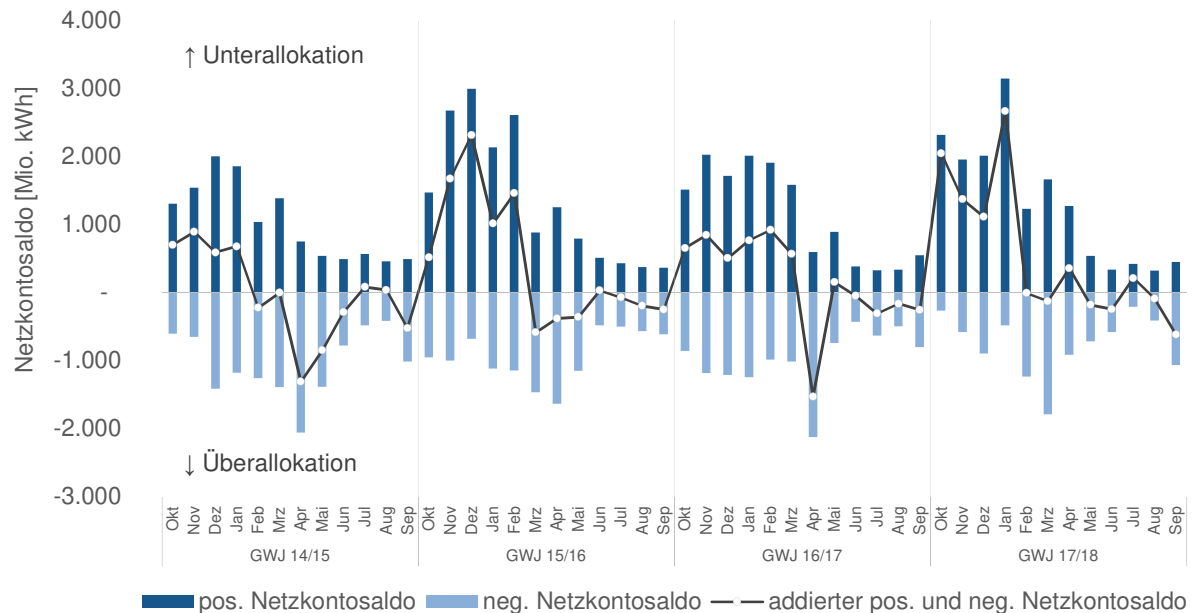


Abbildung 25: NKS auf Monatsbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Abbildung 25 zeigt, dass in allen Monaten sowohl Unter- also Überallokationen auftreten, jedoch ein abgeschwächter Sommer-/Wintereffekt zu erkennen ist. In den Wintermonaten kommt es auf Monatsebene vermehrt zu Unterallokationen, während in den Frühlings- und Sommermonaten (insbesondere April, mit Ausnahme des GWJ 2017/18) die Überallokationen überwiegen. Vereinzelt kommt es jedoch auch in den Wintermonaten zu einem negativen addierten positiven und negativen NKS und in den Sommermonaten zu einem positiven addierten positiven und negativen NKS.

Darüber hinaus ist ersichtlich, dass sowohl der positive als auch der negative NKS sowie der addierte positive und negative NKS in den Wintermonaten betragsmäßig deutlich höher ausfallen als in den Sommermonaten. Dies ist auf vor allem auf das allgemein höhere Allokationsniveau in den Wintermonaten zurückzuführen, wie die folgende Abbildung 26 zeigt. Diese stellt neben dem addierten positiven und negativen NKS (schwarze Linie) auch die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis (orange Linie) dar. Die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung ergibt sich aus dem addierten positiven und negativen NKS im Verhältnis zur Allokationsmenge.

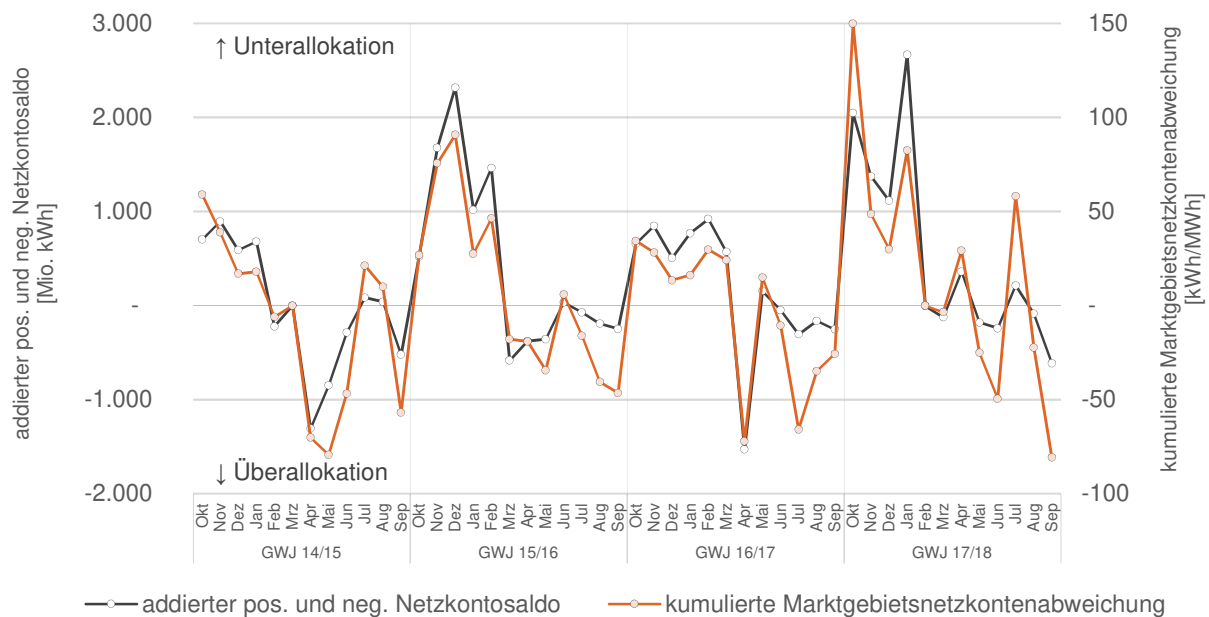


Abbildung 26: addierter positiver und negativer NKS und kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Aus dem Verlauf der orangenen Linie in Abbildung 26 wird deutlich, dass bei Betrachtung der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis auch in den Sommermonaten ähnlich starke Ausschläge wie in den Wintermonaten auftreten.

3.3.4.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 27 stellt als Balken jeweils den positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL und alle Tage im jeweiligen Monat für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 dar. Die dargestellte Linie zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS.

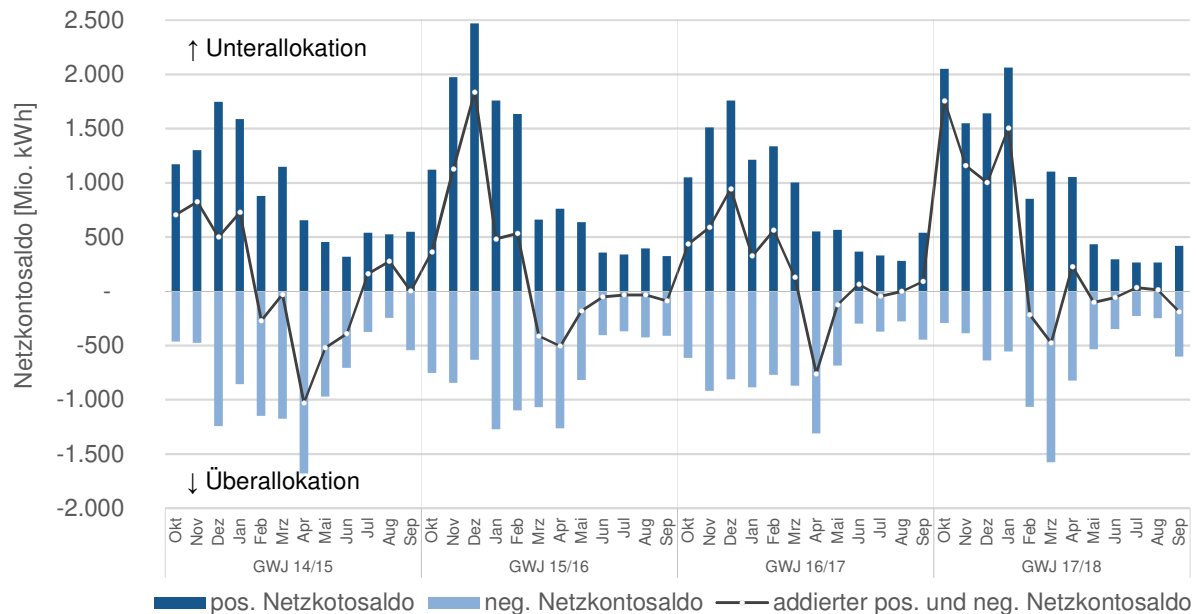


Abbildung 27: NKS auf Monatsbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Abbildung 27 zeigt, dass in allen Monaten sowohl Unter- also Überallokationen auftreten, jedoch ein abgeschwächter Sommer-/Wintereffekt zu erkennen ist. In den Wintermonaten kommt es auf Monatsebene vermehrt zu Unterallokationen, während in den Frühlings- und Sommermonaten (insbesondere April, mit Ausnahme des GWJ 2017/18) die Überallokationen überwiegen. Vereinzelt kommt es jedoch auch in den Wintermonaten zu einem insgesamt negativen addierten positiven und negativen NKS und in den Sommermonaten zu einem insgesamt positiven addierten positiven und negativen NKS.

Darüber hinaus ist ersichtlich, dass sowohl der positive als auch der negative NKS sowie der addierte positive und negative NKS in den Wintermonaten betragsmäßig tendenziell höher ausfallen als in den Sommermonaten. Dies ist auf vor allem auf das allgemein höhere Allokationsniveau in den Wintermonaten zurückzuführen, wie die folgende Abbildung zeigt. Die folgende Abbildung 28 stellt den addierten positiven und negativen NKS im Verhältnis zur Allokationsmenge (ergibt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis) als Linie dar. Die Balken zeigen, wie zuvor in Abbildung 27, jeweils den positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL und alle Tage im jeweiligen Monat.

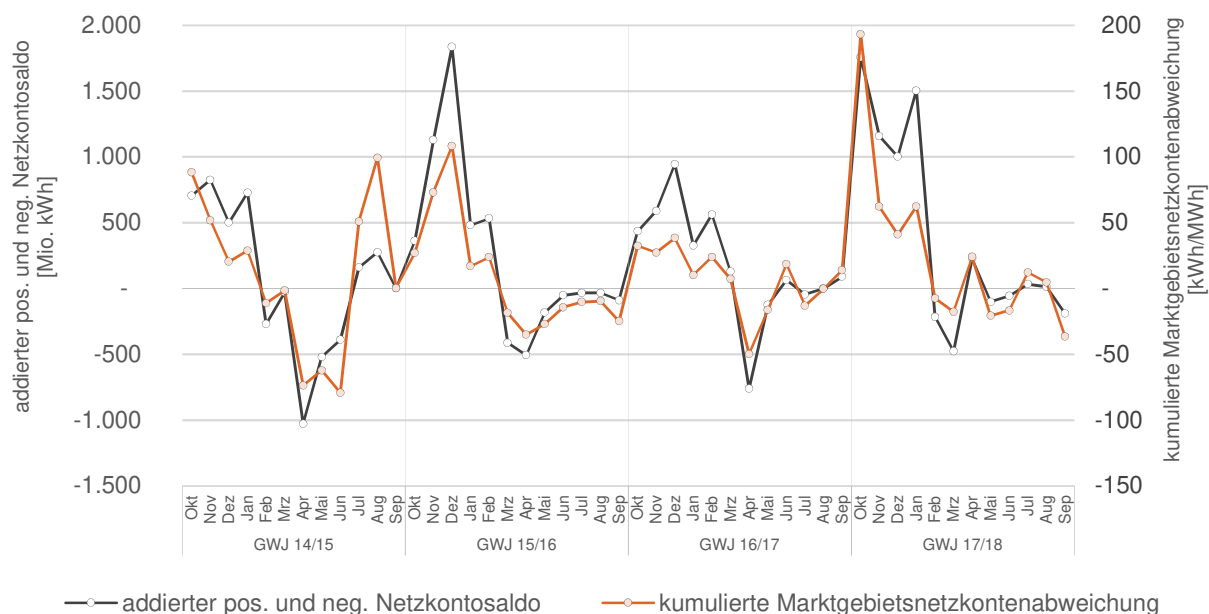


Abbildung 28: addierter positiver und negativer NKS und kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Aus dem Verlauf der Linie in Abbildung 28 wird deutlich, dass bei Betrachtung der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Monatsbasis auch in den Sommermonaten ähnlich starke Ausschläge wie in den Wintermonaten auftreten.

3.3.4.3 Vergleich der Marktgebiete

Die folgende Abbildung 29 zeigt den positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Monatsbasis für die Marktgebiete NCG und GASPOOL in einer gemeinsamen Grafik.

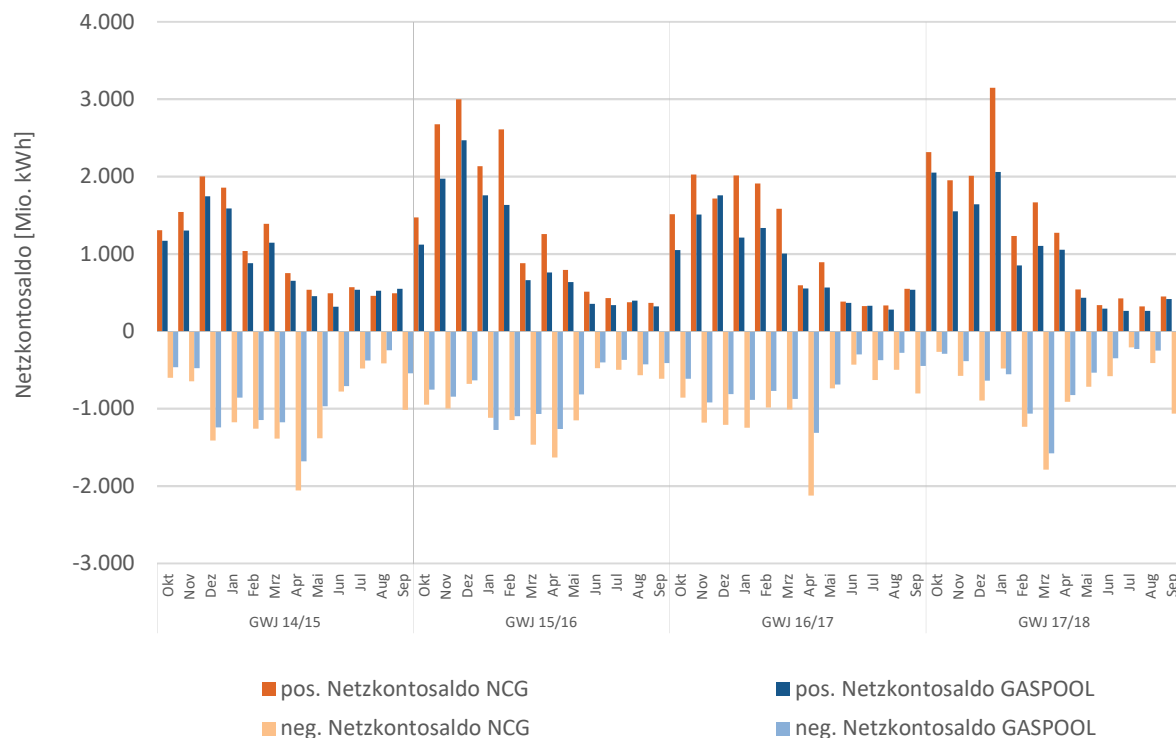


Abbildung 29: positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

In Tabelle 19 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem monatlichen positiven NKS im Marktgebiet NCG und dem monatlichen positiven NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen monatlichem positivem NKS im Marktgebiet NCG und monatlichem positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,99	0,98	0,93	0,98	0,97
Bestimmtheitsmaß R ²	0,98	0,96	0,87	0,95	0,94

Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen positivem NKS im Marktgebiet NCG und positivem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

In Tabelle 20 werden der Korrelationskoeffizient und das Bestimmtheitsmaß als Maß für den linearen Zusammenhang zwischen dem monatlichen negativen NKS im Marktgebiet NCG und dem monatlichen negativen NKS im Marktgebiet GASPOOL pro GWJ dargestellt.

	linearer Zusammenhang zwischen monatlichem negativem NKS im Marktgebiet NCG und monatlichem negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,97	0,91	0,94	0,95	0,94
Bestimmtheitsmaß R^2	0,93	0,83	0,89	0,90	0,88

Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen negativem NKS im Marktgebiet NCG und negativem NKS im Marktgebiet GASPOOL auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Marktgebiete von NCG und GASPOOL zeigen jeweilig zwischen den monatlichen positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) in der Vergleichsbetrachtung der Untersuchungsmonate eine starke positive Korrelation.

3.3.5 Allokationsgüte

3.3.5.1 Allokationsgüte auf Jahresbasis

Im Folgenden wird die Allokationsgüte auf Jahresbasis anhand der Kenngröße kumulierte absolute Netzkontoabweichung (*kumulierte absolute Netzkontoabweichung*: siehe Kapitel 1.4) analysiert. Dabei ist zu beachten, dass die Allokationsgüte umso höher ist, je geringer die Kennzahl kumulierte absolute Netzkontoabweichung ausfällt.

Hierfür werden Boxplot-Diagramme verwendet. Die Analyse erfolgt Cluster-scharf (Einteilung Cluster siehe Tabelle 12). Die Boxplot-Diagramme basieren auf den kumulierten Jahreswerten pro NK im Marktgebiet.

Eine Erläuterung der einzelnen Bestandteile der gezeigten Boxplot-Diagramme erfolgte in Kapitel 3.2.

Pro Marktgebiet werden zwei Abbildungen dargestellt. Abbildung 30 und Abbildung 32 geben zunächst einen gesamthaften Überblick der jährlichen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen. Hierbei werden sämtliche Daten einschließlich Ausreißern dargestellt. Die dargestellten Daten entsprechen kumulierten Jahreswerten pro NK im Marktgebiet. Die gesamthafte Darstellung ermöglicht einen Überblick zur Entwicklung insbesondere von Ausreißern und Antennen der Boxplots. Auf Grund der Höhe von einzelnen Ausreißern wurde hier eine logarithmische Skalierung (Basis 10) zur Darstellung gewählt.

Im Anschluss zeigen Abbildung 31 und Abbildung 33 dieselben Daten wie die gesamthaften Darstellungen, jedoch wurde die y-Achse so angepasst, dass nur die Ausschnitte der Boxen detailliert gezeigt werden, um die Entwicklung der Boxen (Lage der Mediane, Höhe und Breite der Boxen) genauer analysieren zu können.

3.3.5.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 30 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis im Marktgebiet NCG inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

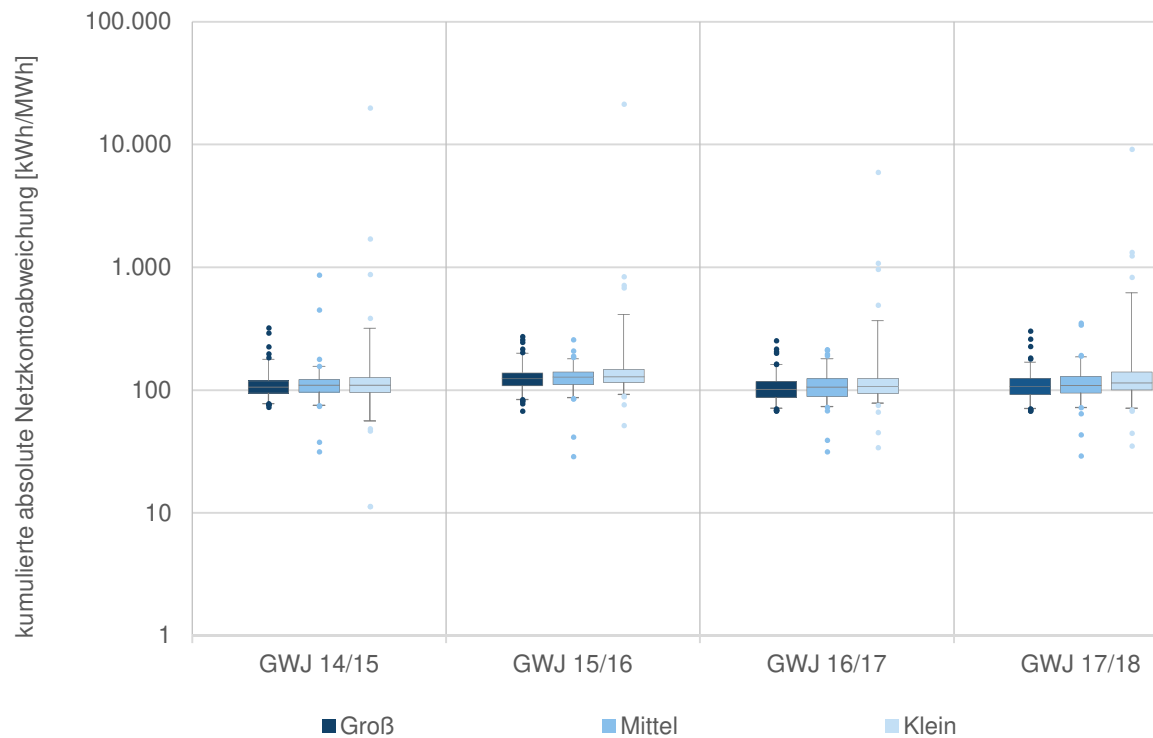


Abbildung 30: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Abbildung 31 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 30, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

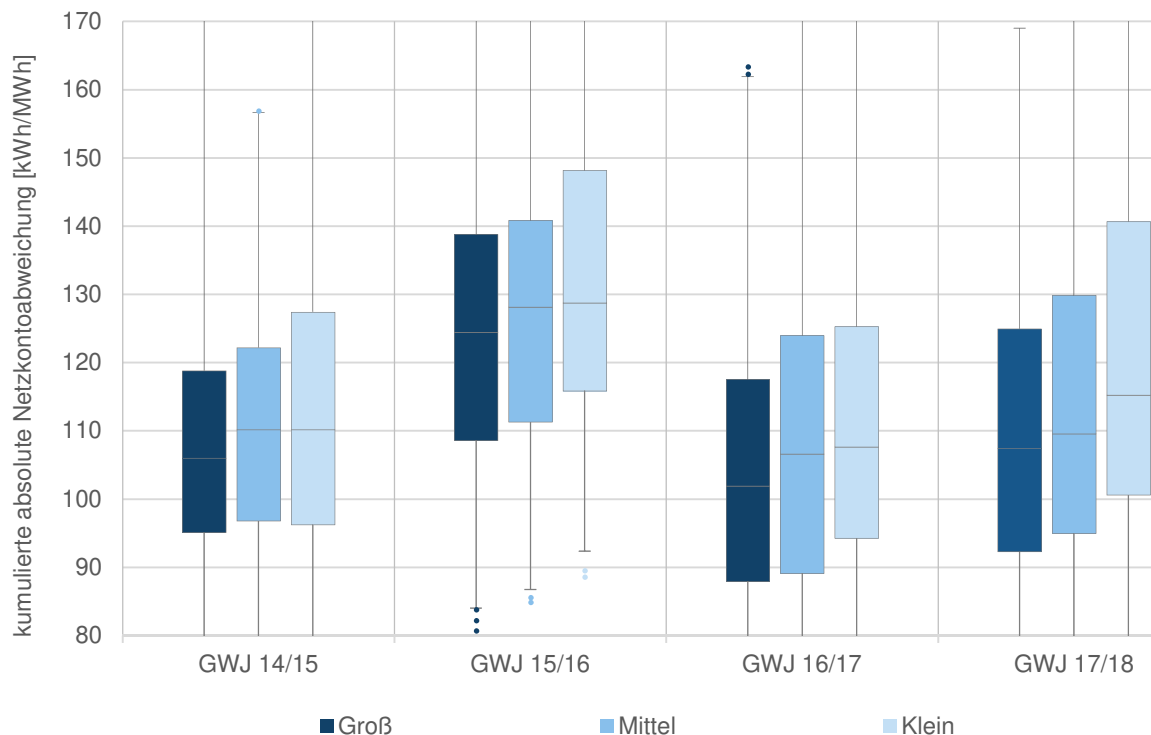


Abbildung 31: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Ein Vergleich zwischen den Clustern zeigt, dass der Median der Verteilung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung im Cluster der kleinen NK in der Regel höher ausfällt als für die mittleren und großen NK. Auch die Streuung ist bei den kleinen NK meistens am stärksten ausgeprägt, gut zu erkennen an den breiteren Boxen (Abbildung 31) und vor allem den langen Antennen (Abbildung 30). Darüber hinaus weisen einige Netzkonten Werte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in Abbildung 31 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in Abbildung 30 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 98 Einzelwerte zwischen dem in Abbildung 31 dargestellten Maximum von 170 kWh/MWh und dem Maximalwert in Höhe von 21.326 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 170 kWh/MWh) in den untersuchten GWJ einen Anteil zwischen 1,4 % und 2,9 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im NCG Marktgebiet aus. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5% der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper.

3.3.5.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 32 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis im Marktgebiet GASPOOL inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

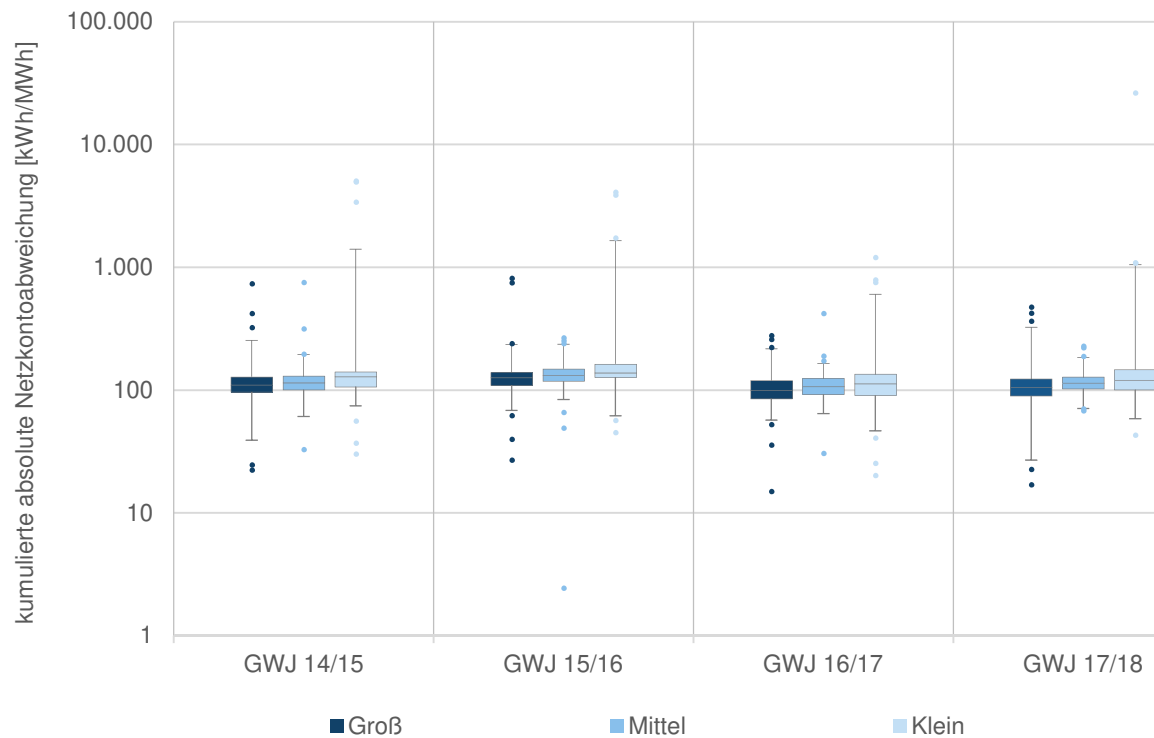


Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Abbildung 33 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 32, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

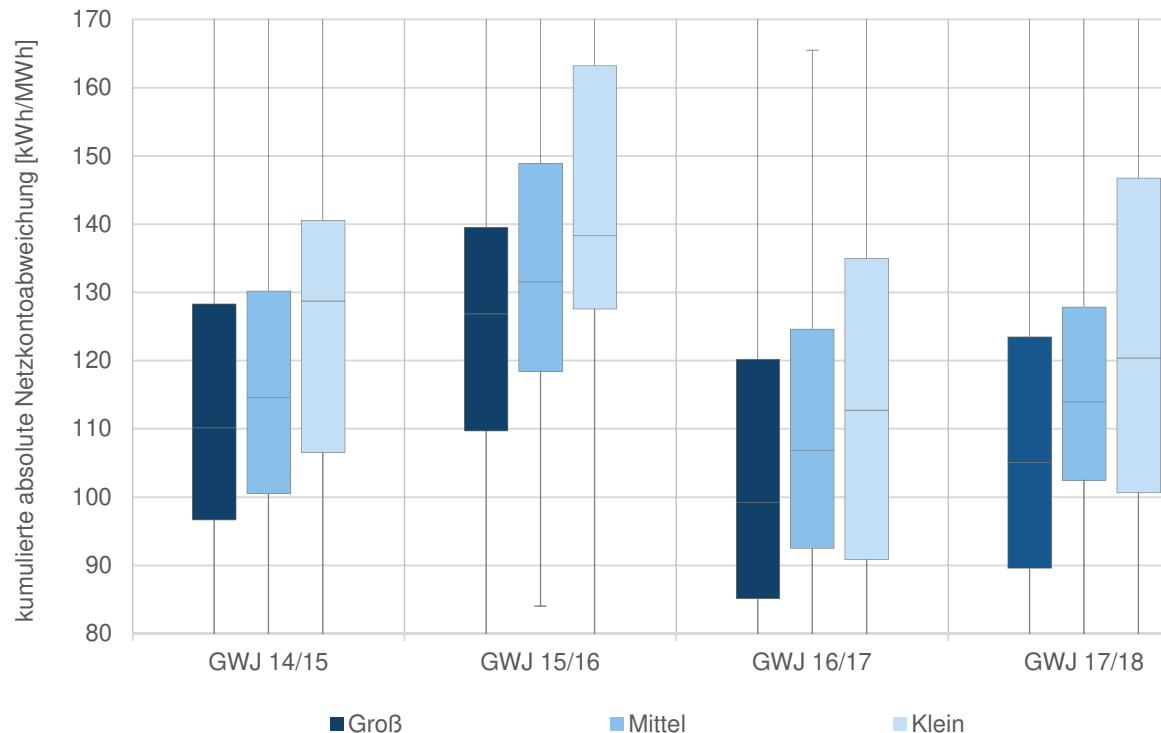


Abbildung 33: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Ein Vergleich zwischen den Clustern zeigt, dass der Median im Cluster der kleinen NK höher ausfällt als für die mittleren und großen NK (Abbildung 33). Auch die Streuung ist bei den kleinen NK am stärksten ausgeprägt, gut zu erkennen an den breiteren Boxen (Abbildung 33) und vor allem den langen Antennen sowie hohen Ausreißer-Werten (Abbildung 32). Sie zeigen, dass bei den kleinen NK nicht nur wenige Ausreißer (die oberen 2,5 % der Daten) extrem hohe Werte haben, sondern dass auch die mittleren 95 % der Daten eine sehr hohe Bandbreite an Einzelwerten aufweisen.

Darüber hinaus weisen einige Netzkonten hohe Ausreißerwerte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in Abbildung 33 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in Abbildung 32 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 142 Einzelwerte zwischen dem dargestellten Maximum von 170 kWh/MWh und dem Maximalwert von 26.370 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 170 kWh/MWh) im ersten betrachteten GWJ (2014/15) einen Anteil von 14,1 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im GASPOOL-Marktgebiet aus. In den folgenden drei GWJ beträgt der Anteil der SLP-Allokationen mit einer kumulierten absoluten Netzkontoabweichung > 170 kWh/MWh im Mittel zwischen 4,7 % und 8,1 % der SLP-Allo-

kationen im gesamten Marktgebiet. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5% der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper.

3.3.5.1.3 Vergleich der Marktgebiete

Tabelle 21 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	Groß		Mittel		Klein	
			NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL
14/15 Angaben in kWh/MWh	Untere Antenne	0,025	78	39	75	61	56	74
	Unteres Quartil	0,25	95	97	97	101	96	107
	Median	0,5	106	110	110	115	110	129
	Oberes Quartil	0,75	119	128	122	130	127	141
	Obere Antenne	0,975	179	254	157	195	320	1.405
15/16 Angaben in kWh/MWh	Untere Antenne	0,025	84	68	87	84	92	62
	Unteres Quartil	0,25	109	110	111	118	116	128
	Median	0,5	124	127	128	132	129	138
	Oberes Quartil	0,75	139	139	141	149	148	163
	Obere Antenne	0,975	200	235	180	237	414	1.643
16/17 Angaben in kWh/MWh	Untere Antenne	0,025	71	57	74	64	78	47
	Unteres Quartil	0,25	88	85	89	92	94	91
	Median	0,5	102	99	107	107	108	113
	Oberes Quartil	0,75	118	120	124	125	125	135
	Obere Antenne	0,975	162	216	180	166	368	606
17/18 Angaben in kWh/MWh	Untere Antenne	0,025	71	27	72	71	71	58
	Unteres Quartil	0,25	92	90	95	103	101	101
	Median	0,5	107	105	110	114	115	120
	Oberes Quartil	0,75	125	123	130	128	141	147
	Obere Antenne	0,975	169	325	187	184	619	1.048

Tabelle 21: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Aus der Tabelle 19 ist deutlich zu erkennen, dass der Median in beiden Marktgebieten in allen drei Clustern – klein, mittel und groß – im GWJ 2015/16 am höchsten (zwischen 138 kWh/MWh und 124 kWh/MWh) und im GWJ 2016/17 am niedrigsten ausgefallen ist (zwischen 99 kWh/MWh und 113 kWh/MWh). Im GWJ 2017/18 liegt der Median im Marktgebiet der NCG in allen drei Clustern tendenziell über dem Niveau des GWJ 2014/15, im Marktgebiet GASPOOL unter dem Niveau des GWJ 2014/15.

Die Streuung der mittleren 95 % der Datenpunkte (Abstand zwischen der unteren und oberen Antenne) hat im Marktgebiet der NCG in den mittleren und großen Clustern über die vier GWJ tendenziell und in den kleinen Clustern deutlich zugenommen. Im Marktgebiet der GASPOOL

fällt das Streuungsmaß der mittleren 95 % der Datenpunkte deutlich schlechter aus als bei NCG.

Die Streuung der mittleren 50 % der Daten hat im Marktgebiet der NCG über alle drei GWJ in allen drei Clustern zugenommen. Im Marktgebiet der GASPOOL nimmt die Streuung des kleinen Clusters zu, das mittlere nimmt tendenziell zu und das Streuungsmaß für das große Cluster schwankt von GWJ zu GWJ. In beiden Marktgebieten sind die Werte für das Streuungsmaß der mittleren 50% der Datenpunkte sehr ähnlich.

Auffällig ist, dass die Werte der Allokationsgüte der unteren Antenne im Marktgebiet GASPOOL über alle GWJ und Cluster teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Die Werte des unteren Quartils sind über alle Cluster in allen 4 GWJ sehr ähnlich, wobei in den GWJ 2014/15 und 2015/16 die Werte bei NCG leicht geringer ausfallen. In den anderen beiden GWJ hält es sich die Waage.

Ein Vergleich aller Werte der Tabelle 19 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle GWJ und Cluster zeigt, dass in den GWJ 2014/15 und 2015/16 bis auf den Wert der unteren Antenne die Werte bei NCG geringer sind. Im GWJ 2016/17 sind die Werte der unteren Antenne und des unteren Quartils bei GASPOOL geringer, die Werte des oberen Quartils und der oberen Antenne sind bei NCG geringer. Im GWJ 2017/18 sind die Werte der unteren Antenne über alle Cluster bei GASPOOL, die der oberen Antenne bei NCG geringer. Bei den Werten des unteren bzw. oberen Quartils fallen diese in den großen Clustern bei NCG und im kleinen Cluster bei GASPOOL geringer aus. Im mittleren Cluster sind die Werte in beiden Marktgebieten ähnlich, ohne dass ein Marktgebiet mit geringeren Werten auffällt.

3.3.5.2 Allokationsgüte auf Monatsbasis

Im Folgenden wird in Abbildung 34 und Abbildung 37 zunächst die Temperaturverteilung in den Marktgebieten anhand von Boxplot-Diagrammen monats-scharf dargestellt.

Anschließend wird die Allokationsgüte auf Monatsbasis anhand der Kenngröße kumulierte absolute Netzkontoabweichung analysiert. Hierfür werden ebenfalls Boxplot-Diagramme verwendet. Die Boxplot-Diagramme basieren auf den kumulierten Monatswerten pro NK im Marktgebiet.

Pro Marktgebiet werden zwei Abbildungen zur kumulierten absoluten Netzkontoabweichung dargestellt. Abbildung 35 und Abbildung 38 geben zunächst einen gesamthaften Überblick der monatlichen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen. Hierbei werden sämtliche Daten einschließlich Ausreißern dargestellt. Die gesamthafte Darstellung ermöglicht einen Überblick zur Entwicklung insbesondere von Ausreißern und Antennen der Boxplots. Auf Grund der

Höhe von einzelnen Ausreißern wurde hier eine logarithmische Skalierung (Basis 10) zur Darstellung gewählt.

Im Anschluss zeigen Abbildung 36 und Abbildung 39 dieselben Daten wie die gesamthaften Darstellungen, jedoch wurde die y-Achse so angepasst, dass nur die Ausschnitte der Boxen detailliert gezeigt werden, um die Entwicklung der Boxen (Lage der Mediane, Höhe und Breite der Boxen) genauer analysieren zu können.

Eine Erläuterung der einzelnen Bestandteile der gezeigten Boxplot-Diagramme erfolgte in Kapitel 3.2.

3.3.5.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 34 stellt die Temperaturwerte detailliert in einem sogenannten Boxplot-Diagramm dar (zur Erläuterung der Bestandteile des Boxplot-Diagramms siehe Kapitel 3.2). Basis der Auswertung sind die mittleren Tagesmitteltemperaturen von 42 Wetterstationen der NCG, die jedoch zum Teil auch im Marktgebiet der GASPOOL liegen.

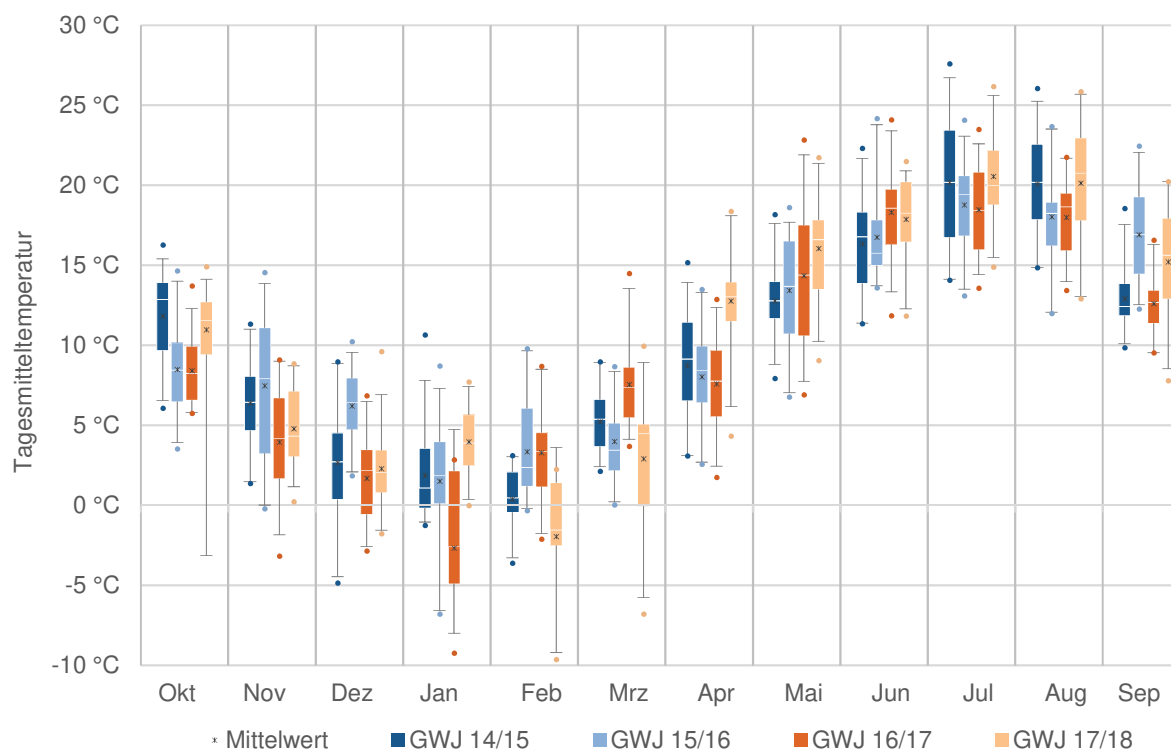


Abbildung 34: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats („Badewannenkurve“) mit den niedrigsten Temperaturen im Januar und Februar und den höchsten Temperaturen im Juli und August jeden Jahres.

Die Darstellung im Boxplot-Diagramm erlaubt insbesondere eine Identifikation von Monaten mit auffälligen Temperaturniveaus und –streuungen.

Abbildung 35 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet NCG inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

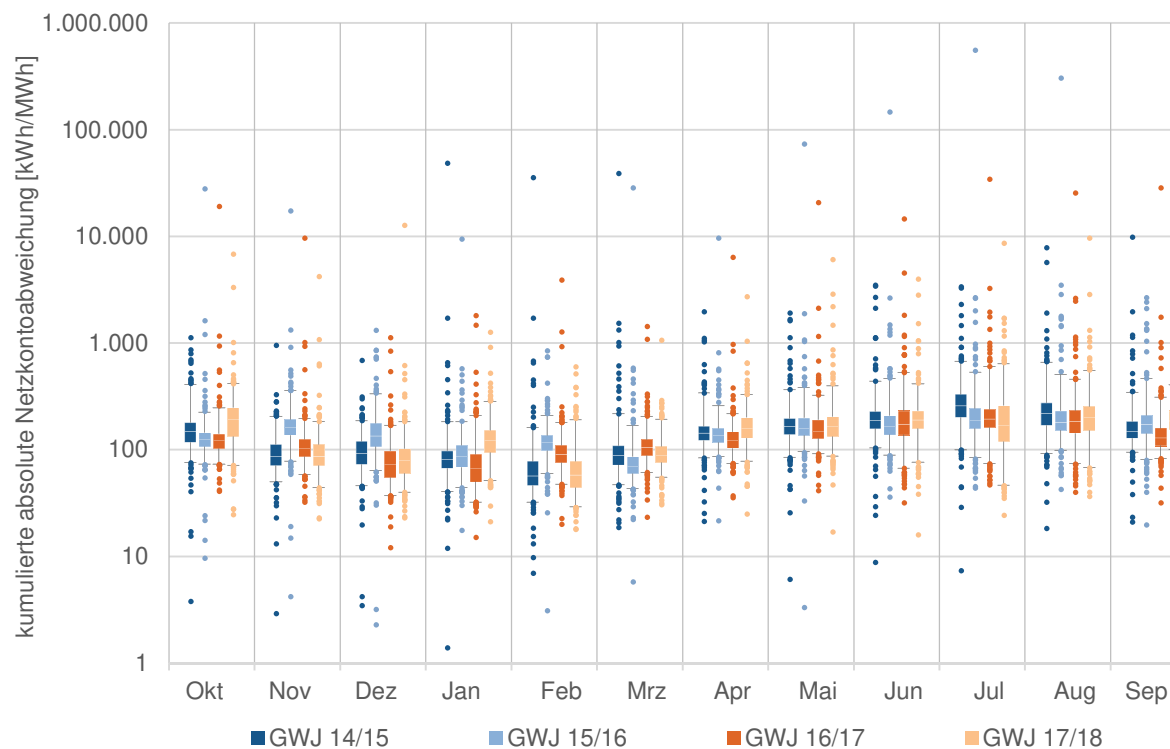


Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Abbildung 36 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 35, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

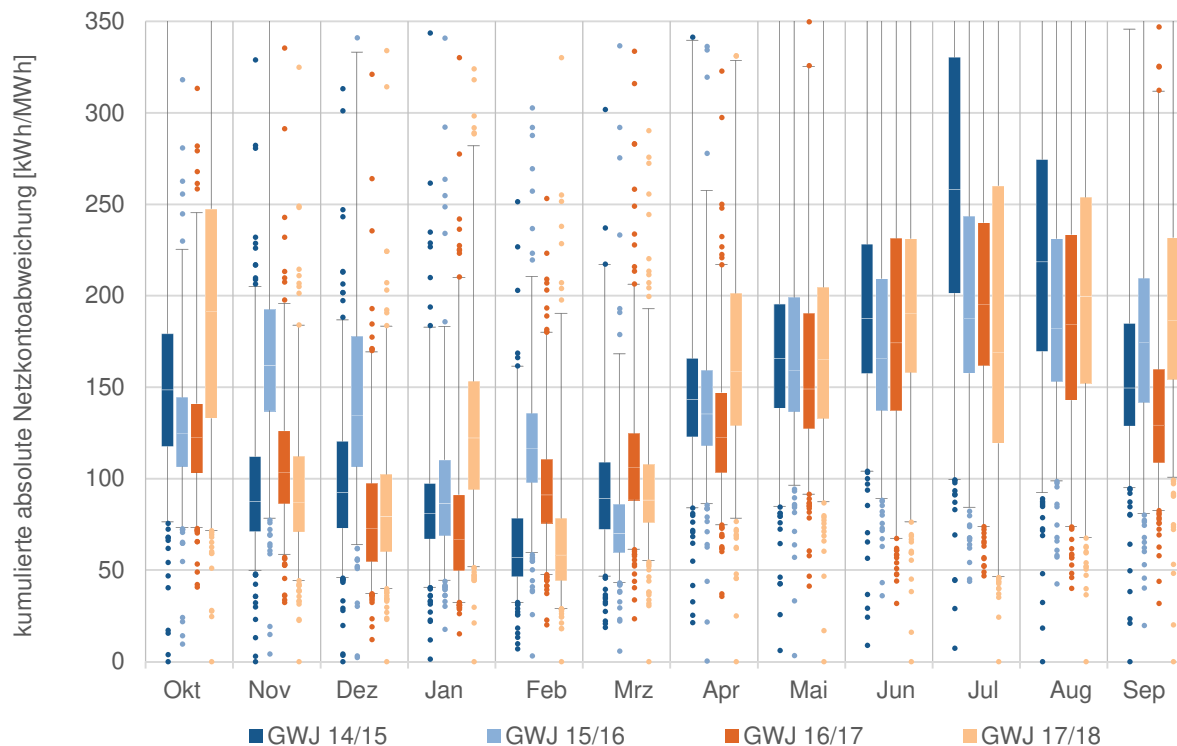


Abbildung 36: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte, jedoch auch Unterschiede zwischen den gleichen Monaten in unterschiedlichen GWJ. In allen GWJ lässt sich eine Abhängigkeit der Allokationsgüte von den Jahreszeiten beobachten. So fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen im Sommer tendenziell höher aus als im Winter (Abbildung 36) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 35).

Auf Monatsebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise November, Dezember und Februar des GWJ 2015/16 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 36), fielen die Werte des Monats März im selben GWJ im Vergleich zu den anderen drei betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 35) fiel in den Monaten November und Dezember des GWJ 2015/16 sowie in den Monaten Juni bis August aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

Im GWJ 2014/15 stellen die Monate Oktober und April bis September diejenigen Monate mit den höchsten Boxen und Antennen dar.

Im GWJ 2015/16 liegt die Verteilung in den Monaten November, Dezember und Mai bis September am höchsten.

In den GWJ 2016/17 und 2017/18 fällt der Median der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in den Monaten Oktober und April bis September höher aus als in den übrigen Monaten.

Im Folgenden wird eine Beurteilung der Allokationsgüte (siehe Abbildung 34) für vier ausgewählte Monate (Oktober, Februar, April und Juli) im Zusammenhang mit den aufgetretenen Temperaturen vorgenommen.

Oktober

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen mit sehr unterschiedlichen Antennen zu erkennen, in unterschiedlichen Gesamthöhen. Der Temperatur-Boxplot des Oktobers 2014 sieht in seinen Ausmaßen dem Boxplot des Oktobers 2017 sehr ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung deutliche Unterschiede in der Lage des Medians und des Mittelwertes zu erkennen sind. Die Boxplots der Monate Oktober 2015 und 2016 weisen bezüglich des Mittelwertes und der Lage des Medians Gemeinsamkeiten auf. In diesen beiden Monaten liegen die mittleren 50 % der Daten gleichmäßig um den Median verteilt. Allerdings weist der Oktober 2015 auffällig kalte, und auch hohe Temperaturen auf. Dagegen sind die Temperaturwerte des Oktobers 2014 und 2017 deutlich höher als die dazwischenliegenden Jahre. Die kälteste Temperatur ergibt sich im Oktober 2017 mit $-3,1^{\circ}\text{C}$. Dieser Wert wurde in einer Wetterstation im Allgäu gemessen und zeigt deutlich, wie unterschiedlich Übergangsmonate sein können.

Vergleicht man nun die Allokationsgüte (anhand der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung) dieser 4 Monate mit den Boxplots der Temperaturen, dann fällt auf, dass die Boxplots der Allokationsgüte den Boxplots der Temperaturen des Oktobers 2014 und 2017 insgesamt sehr ähnlich sind. Die zum Teil sehr ungewöhnlichen Temperaturen fallen mit hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen zusammen. Auffällig war der Oktober 2017 mit insgesamt ungewöhnlich warmen Temperaturen und gleichzeitig einer großen Temperaturspanne (Streuung). Die Temperatur-Boxplots der Monate Oktober 2015 und 2016 dagegen spiegeln durchschnittliche Oktobermonate wider, womit auch die vergleichsweise niedrigen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen gut zu begründen sind.

Februar

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Ausprägungen zu erkennen. Sowohl die Lage als auch Breite der Boxen und Antennen weisen ein unterschiedliches Niveau auf. Dabei sieht der Boxplot des Februars 2015 dem Boxplot des Februars 2018 ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung deutliche Unterschiede in der Lage des Medians und des Mittelwertes zu erkennen sind. Darüber hinaus traten im Februar 2018 zum Teil sehr niedrige Temperaturen auf. Das bedeutet insgesamt, dass dieser Monat kalt mit einer großen Temperaturspanne war. Die Boxplots der Monate Februar 2015 und 2016

sehen wiederum sehr ähnlich aus. Die Mittelwerte liegen auf etwa der gleichen Höhe, der Unterschied dieser beiden Betrachtungszeiträume zeigt sich aber im Median. Außerdem traten hier ungewöhnliche hohe Temperaturen bis knapp 10 °C auf.

Vergleicht man nun die Allokationsgüte (anhand der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung) dieser 4 Monate mit den Boxplots der Temperaturen, so fällt auf, dass die Boxplot-Diagramme der Temperaturen der Monate Februar 2015 und 2018 insgesamt sehr ähnlich sind. In beiden Monaten fielen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen vergleichsweise gering aus. Insbesondere auffällig war der Februar 2018 mit insgesamt sehr niedrigen Temperaturen und gleichzeitig einer sehr kleinen Temperaturspanne. Die Temperatur-Boxplots der Monate Februar 2015 und 2016 dagegen spiegeln einen nicht typischen Wintermonat Februar wider, womit auch die vergleichsweise hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen gut zu erklären sind.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Die Diagramme der Monate April 2015, 2016 und 2017 sehen in ihren Ausmaßen insgesamt ähnlich aus. Der April 2018 hingegen ist auffällig, da sowohl das Maximum mit 18,8°C ungewöhnlich hoch ausfiel als auch in den niedrigeren Temperaturen hohe Schwankungen (lange untere Antenne) auftraten.

Das Verbrauchsverhalten der Gaskunden im April ist unter anderem durch die starken Temperaturschwankungen des Monats April sehr unterschiedlich. Vergleicht man die Allokationsgüte der drei April-Monate des Betrachtungszeitraums 2015, 2016 und 2017 mit den Diagrammen der Temperaturen, dann zeigt sich, dass je kühler die Temperaturen sind, umso geringer fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen aus. Auffällig ist der April 2018 mit zum einen sehr niedrigen Temperaturen und gleichzeitig einer sehr großen Temperaturspanne. Diese große Spanne kann eine Erklärung für die vergleichsweise hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen sein.

Juli

In den Sommermonaten fehlt der Heizgasbedarf als Führungsgröße für die Allokationsmengenermittlung. Das Verbrauchsverhalten der SLP-Kunden wird nicht nur durch die Außentemperatur, sondern auch durch andere Umweltbedingungen und weiteren Einflussgrößen (z.B. regelmäßiges Aufheizen der Warmwasserspeicher zur Legionellen-Desinfektion) bestimmt. Besonders kritisch sind die Sommermonate, die ein ungewöhnliches Temperaturspektrum, wie der Juli 2015, haben. Der ungewöhnliche Temperaturbereich von 14,1°C bis 26,7°C erklärt dann auch die geringste monatliche Allokationsgüte der ganzen 4 Jahre. Es werden bei 14,1°C

die gleichen Mengen allokiert, wie z.B. in den Übergangsmonaten März/April, obwohl die Heizungen sicherlich nicht in Betrieb sind. Es kommt also zu einer Überallokation. Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasserbedarf, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2016 und 2017 weisen dagegen ein vollkommen unauffälliges Temperaturspektrum bis maximal 23,1°C auf. Die Allokationsgüte ist dementsprechend für einen Sommermonat durchschnittlich. Der Juli 2018 wiederum ist ein extremer Monat in einem der wärmsten Sommer seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Dieser große Temperaturbereich von über 15°C bis über 25°C begründet die extrem große Box im Diagramm der Allokationsgüte.

Zusammenfassung

Insgesamt ist die Interpretation der Boxplots festzustellen, dass die Allokationsgüte in allen betrachteten Monaten von den aufgetretenen Temperaturen abhängt.

Bei gleichgebliebenen Rahmenbedingungen der täglichen Allokationsmengenermittlung wird eine von den jeweiligen aufgetretenen, unüblichen oder auch üblichen, Temperaturen abhängige Allokationsgüte erreicht. Erst wenn die für die Allokation verwendete Einflussgröße sich ändert, kann auch eine positive Veränderung in der Allokationsgüte erreicht werden.

Als ein wichtiger Schritt ist hier die Entwicklung der Gasprognosetemperatur (GPT) zu nennen. Sie zielt darauf ab, den systemimmanenten Fehler der Allokationsmengenermittlung (bei gleicher Temperaturprognose und gleichem Wochentag wird unabhängig von der Jahreszeit die gleiche Menge allokiert) auszugleichen. Im idealen Fall spiegelt die GPT das Verbrauchsverhalten der SLP-Kunden im Netzgebiet wider. Mit ihr ist es möglich, dass der NB eine Verbesserung der Allokationsgüte erreicht. Weiterhin sind allerdings eine hohe Güte der Stammdaten sowie die Auswahl des korrekten Lastprofils Kernelemente der SLP-Allokation.

3.3.5.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 37 stellt die Temperaturwerte detailliert in einem sogenannten Boxplot-Diagramm dar (zur Erläuterung der Bestandteile des Boxplot-Diagramms siehe Kapitel 3.2). Basis der Auswertung sind die Durchschnittswerte der Tagesmitteltemperaturen aus Leipzig, Hannover und Kassel.

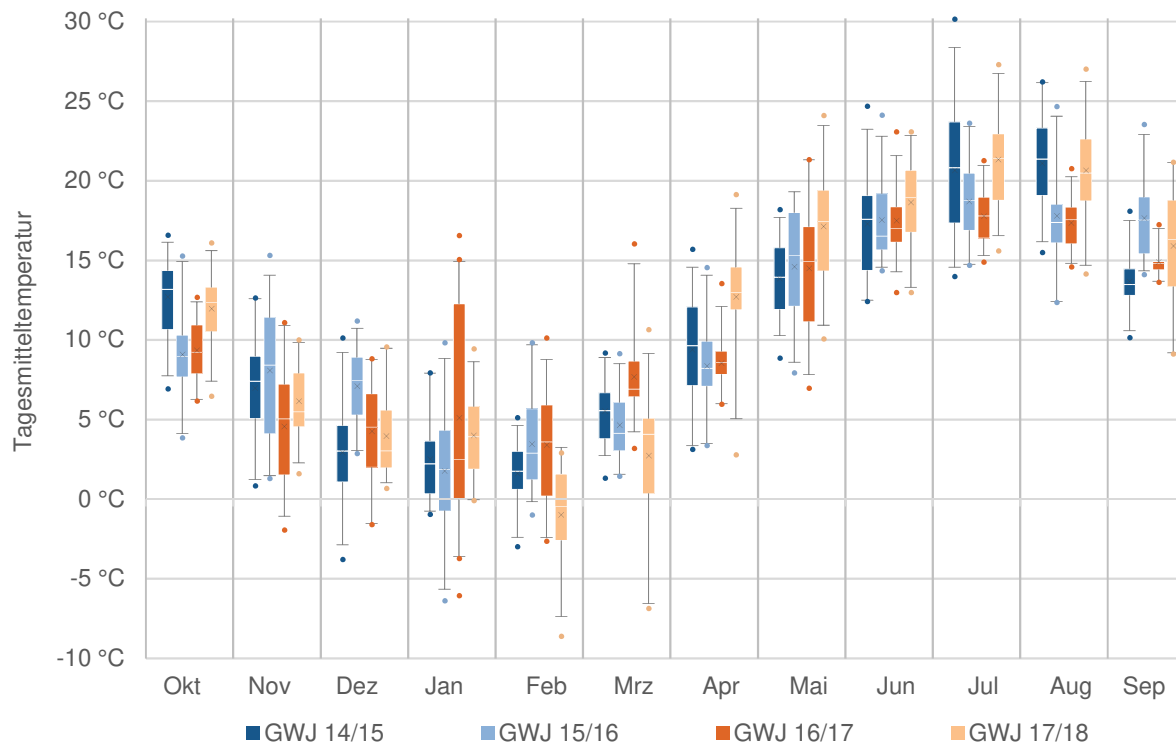


Abbildung 37: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats, mit den niedrigsten Temperaturen im Januar und Februar und den höchsten Temperaturen im Juli und August jeden Jahres.

Die Darstellung im Boxplot-Diagramm erlaubt insbesondere eine Identifikation von Monaten mit auffälligen Temperaturniveaus und –streuungen.

Abbildung 38 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet GASPOOL inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

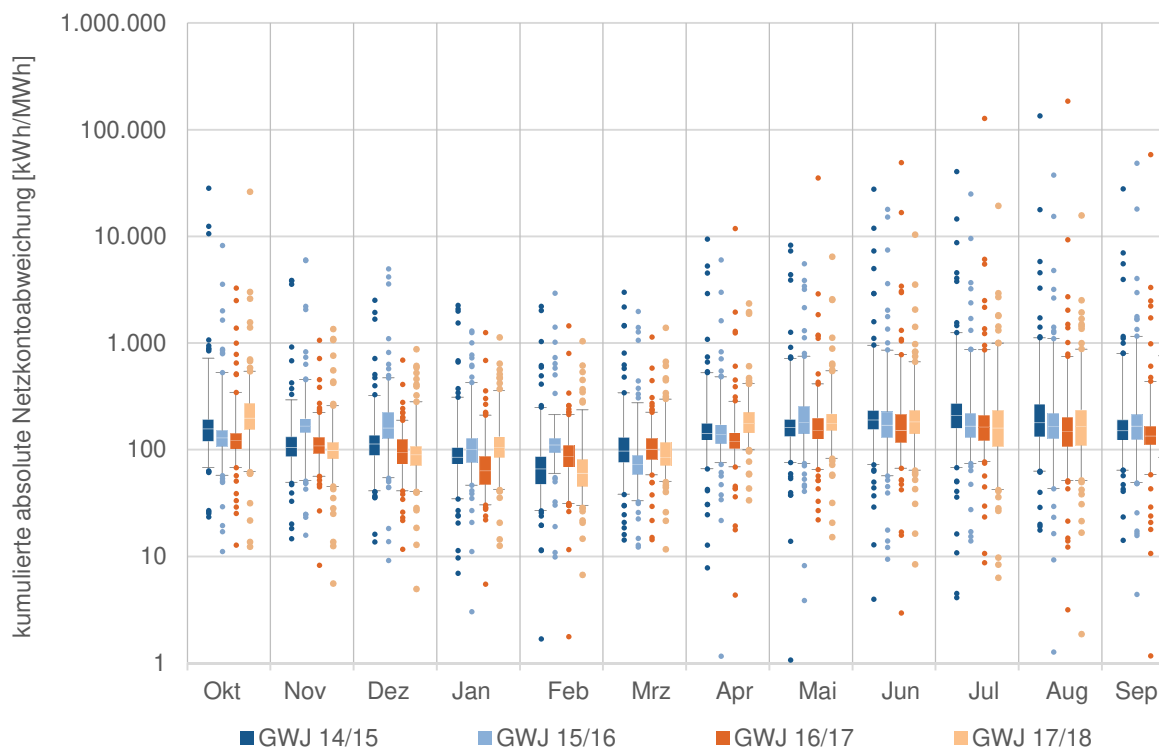


Abbildung 38: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Abbildung 39 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 38, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

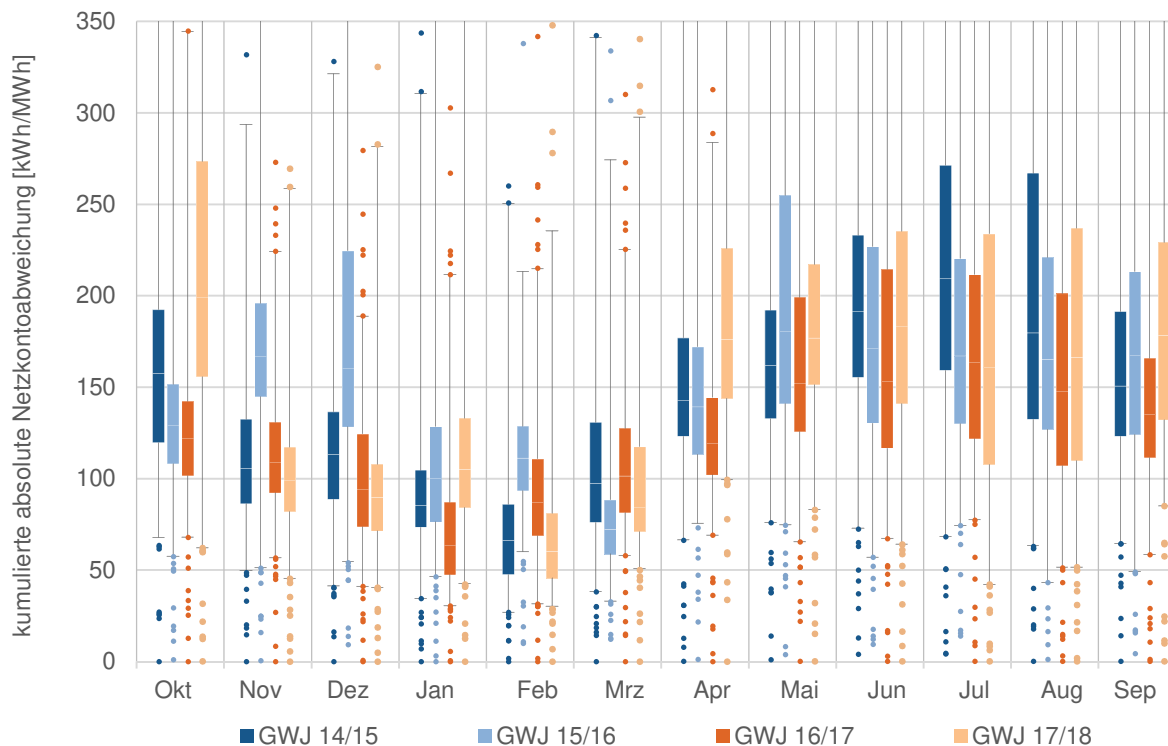


Abbildung 39: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte, jedoch auch Unterschiede zwischen den gleichen Monaten in unterschiedlichen GWJ. In allen GWJ lässt sich eine Abhängigkeit der Allokationsgüte von den Jahreszeiten beobachten. So fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen im Sommer tendenziell höher aus als im Winter (Abbildung 39) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 38).

Auf Monatsebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise November, Dezember und Februar des GWJ 2015/16 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 39), fielen die Werte des Monats März im selben GWJ im Vergleich zu den anderen drei betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 38) fiel in den Monaten November und Dezember des GWJ 2015/16 sowie in den Monaten Juni bis August aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

Im GWJ 2014/15 stellen die Monate Oktober und April bis September diejenigen Monate mit den höchsten Boxen und Antennen dar.

Im GWJ 2015/16 liegt die Verteilung in den Monaten November, Dezember und Mai bis September am höchsten.

In den GWJ 2016/17 und 2017/18 fällt der Median der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in den Monaten Oktober und April bis September höher aus als in den übrigen Monaten.

Im Folgenden wird eine Beurteilung der Allokationsgüte (siehe Abbildung 39) für vier ausgewählte Monate (Oktober, Februar, April und Juli) im Zusammenhang mit den aufgetretenen Temperaturen vorgenommen.

Oktober

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen mit sehr unterschiedlichen Antennen zu erkennen, in unterschiedlichen Gesamthöhen. Der Temperatur-Boxplot des Oktobers 2014 sieht in seinen Ausmaßen dem Boxplot des Oktobers 2017 sehr ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung ein deutlicher Unterschied in der Lage des Medians (2014: 13,2°C / 2017: 12,4°C) zu erkennen ist. Die Boxplots der Monate Oktober 2015 und 2016 weisen bezüglich des Medians Gemeinsamkeiten auf. In diesen beiden Monaten liegen die mittleren 50 % der Daten gleichmäßig um den Median verteilt. Allerdings weist der Oktober 2015 auffällig kalte (4,1°C), und auch hohe Temperaturen (14,9°C) auf. Dagegen sind die Temperaturwerte des Oktobers 2014 und 2017 deutlich höher als die dazwischenliegenden Jahre. Die kälteste Temperatur ergibt sich im Oktober 2015.

Vergleicht man nun die Allokationsgüte (anhand der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung) dieser 4 Monate mit den Boxplots der Temperaturen, dann fällt auf, dass die Boxplots der Allokationsgüte den Boxplots der Temperaturen des Oktobers 2015 und 2016 insgesamt sehr ähnlich sind. Die zum Teil sehr ungewöhnlichen Temperaturen fallen mit hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen zusammen. Besonders auffällig war hier der Oktober 2017 mit insgesamt ungewöhnlich warmen Temperaturen und gleichzeitig einer großen Temperaturspanne (Streuung) und damit der insgesamt geringsten Allokationsgüte der Oktobermonate. Die Temperatur-Boxplots der Monate Oktober 2015 und 2016 dagegen spiegeln durchschnittliche Oktobermonate wider, womit auch die vergleichsweise niedrigen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen gut zu begründen sind.

Februar

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Ausprägungen zu erkennen. Sowohl die Lage als auch Breite der Boxen und Antennen weisen ein unterschiedliches Niveau auf. Dabei sieht der Boxplot des Februars 2016 dem Boxplot des Februars 2017 ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung deutliche Unterschiede in der Lage des Medians zu erkennen ist. Zudem traten im Februar 2017 zum Teil niedrige Temperaturen (-2,4°C), aber auch relativ hohe Temperaturen (+8,8°C) auf. Die Boxplots der Monate

Februar 2015 und 2018 sehen wiederum sehr ähnlich aus. Der Median zeigt aber hier deutliche Unterschiede (2015: 1,8°C / 2018: -0,5°C). Der Februar 2018 war dagegen sehr kalt (-7,3°C) mit einer relativ kleinen Temperaturspanne (+2,8°C).

Vergleicht man nun die Allokationsgüte (anhand der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung) dieser 4 Monate mit den Boxplots der Temperaturen, so fällt auf, dass die Boxplot-Diagramme der Temperaturen der Monate Februar 2015 und 2018 insgesamt sehr ähnlich sind. In beiden Monaten fielen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen vergleichsweise gering aus. Insbesondere auffällig war der Februar 2018 mit insgesamt sehr niedrigen Temperaturen und gleichzeitig einer sehr kleinen Temperaturspanne. Die Temperatur-Boxplots der Monate Februar 2015 und 2016 dagegen spiegeln einen nicht typischen Wintermonat Februar wider, womit auch die vergleichsweise hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen gut zu erklären sind.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Die Diagramme der Monate April 2015, 2016 und 2017 sehen in ihren Ausmaßen insgesamt ähnlich aus. Der April 2018 hingegen ist auffällig, da sowohl das Maximum mit 18,3°C ungewöhnlich hoch ausfiel, als auch in den niedrigeren Temperaturen (5°C) hohe Schwankungen (lange untere Antenne) auftraten.

Das Verbrauchsverhalten der Gaskunden im April ist unter anderem durch die starken Temperaturschwankungen des Monats April sehr unterschiedlich. Vergleicht man die Allokationsgüte der drei April-Monate des Betrachtungszeitraums 2015, 2016 und 2017 mit den Diagrammen der Temperaturen, dann zeigt sich, dass je kühler die Temperaturen sind, umso geringer fallen die kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen aus. Auffällig ist der April 2018 mit zum einen sehr niedrigen Temperaturen und gleichzeitig einer sehr großen Temperaturspanne. Diese große Spanne kann eine Erklärung für die vergleichsweise hohen kumulierten absoluten Netzkontoabweichungen sein.

Juli

In den Sommermonaten fehlt der Heizgasbedarf als Führungsgröße für die Allokationsmengenermittlung. Das Verbrauchsverhalten der SLP-Kunden wird nicht nur durch die Außentemperatur, sondern auch durch andere Umweltbedingungen und weiteren Einflussgrößen (z.B. regelmäßiges Aufheizen der Warmwasserspeicher zur Legionellen-Desinfektion) bestimmt. Besonders kritisch sind die Sommermonate, die ein ungewöhnliches Temperaturspektrum, wie der Juli 2015, haben. Der ungewöhnliche Temperaturbereich von 14,6°C bis 28,4°C erklärt dann auch die niedrigste monatliche Allokationsgüte der ganzen 4 Jahre. Es werden bei 14,1°C die gleichen Mengen allokiert, wie z.B. in den Übergangsmonaten März/April, obwohl

die Heizungen sicherlich nicht in Betrieb sind. Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasserbedarf, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2016 und 2017 weisen dagegen ein vollkommen unauffälliges Temperaturspektrum bis maximal 23,4°C auf. Die Allokationsgüte ist dementsprechend für einen Sommermonat durchschnittlich. Der Juli 2018 wiederum ist ein extremer Monat in einem der wärmsten Sommer seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Dieser große Temperaturbereich von über 16,5°C bis 26,7°C begründet die extrem große Box im Diagramm der der Allokationsgüte.

3.3.5.2.3 Vergleich der Marktgebiete

Tabelle 22 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Herbst-)Monat Oktober in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot-Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]
Okt 14	Untere Antenne	0,025	6,5	76	7,8	68
	Unteres Quartil	0,25	9,7	118	10,7	120
	Median	0,5	12,9	149	13,2	157
	Oberes Quartil	0,75	13,9	179	14,4	192
	Obere Antenne	0,975	15,4	408	16,2	725
Okt 15	Untere Antenne	0,025	3,9	73	4,1	58
	Unteres Quartil	0,25	6,5	106	7,7	108
	Median	0,5	8,5	125	9,0	129
	Oberes Quartil	0,75	10,2	145	10,3	152
	Obere Antenne	0,975	14,0	225	14,9	529
Okt 16	Untere Antenne	0,025	5,8	73	6,3	68
	Unteres Quartil	0,25	6,6	103	7,9	102
	Median	0,5	8,3	123	9,2	122
	Oberes Quartil	0,75	9,9	141	10,9	142
	Obere Antenne	0,975	12,3	245	12,4	344
Okt 17	Untere Antenne	0,025	-3,1	72	7,4	62
	Unteres Quartil	0,25	9,4	133	10,5	156
	Median	0,5	11,5	192	12,4	199
	Oberes Quartil	0,75	12,7	248	13,3	273
	Obere Antenne	0,975	14,1	417	15,6	544

Tabelle 22: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 23 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Winter-)Monat Februar in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot-Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]
Feb 15	Untere Antenne	0,025	-3,3	32	-2,4	27
	Unteres Quartil	0,25	-0,4	46	0,6	48
	Median	0,5	0,5	57	1,8	66
	Oberes Quartil	0,75	2,1	78	3,0	86
	Obere Antenne	0,975	3,0	162	4,6	250
Feb 16	Untere Antenne	0,025	-0,2	60	-0,2	60
	Unteres Quartil	0,25	1,2	98	1,2	93
	Median	0,5	2,4	116	2,9	111
	Oberes Quartil	0,75	6,1	136	5,7	129
	Obere Antenne	0,975	9,7	211	9,7	213
Feb 17	Untere Antenne	0,025	-1,8	48	-2,4	31
	Unteres Quartil	0,25	1,2	76	0,2	69
	Median	0,5	3,3	91	3,6	87
	Oberes Quartil	0,75	4,5	111	5,9	111
	Obere Antenne	0,975	8,5	180	8,8	215
Feb 18	Untere Antenne	0,025	-9,2	29	-7,3	30
	Unteres Quartil	0,25	-2,5	44	-2,6	46
	Median	0,5	-1,5	58	-0,5	60
	Oberes Quartil	0,75	-0,1	78	1,1	81
	Obere Antenne	0,975	2,1	190	2,8	235

Tabelle 23: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 24 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Frühlings-)Monat April in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot-Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]
Apr 15	Untere Antenne	0,025	3,1	84	3,4	66
	Unteres Quartil	0,25	6,5	123	7,1	123
	Median	0,5	9,2	143	9,6	143
	Oberes Quartil	0,75	11,4	166	12,1	177
	Obere Antenne	0,975	13,9	340	14,6	527
Apr 16	Untere Antenne	0,025	2,7	86	3,5	76
	Unteres Quartil	0,25	6,4	118	7,1	113
	Median	0,5	8,4	135	8,2	139
	Oberes Quartil	0,75	10,0	159	9,9	172
	Obere Antenne	0,975	13,3	258	14,1	481
Apr 17	Untere Antenne	0,025	2,5	75	6,0	69
	Unteres Quartil	0,25	5,5	103	7,8	102
	Median	0,5	7,8	123	8,6	119
	Oberes Quartil	0,75	9,7	147	9,3	144
	Obere Antenne	0,975	12,4	217	12,1	284
Apr 18	Untere Antenne	0,025	6,2	78	5,0	99
	Unteres Quartil	0,25	11,5	129	11,9	144
	Median	0,5	13,0	159	13,0	176
	Oberes Quartil	0,75	14,0	201	14,6	226
	Obere Antenne	0,975	18,1	329	18,3	416

Tabelle 24: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 25 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den (Sommer-)Monat Juli in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot-Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabweichung [kWh/MWh]
Jul 15	Untere Antenne	0,025	14,1	100	14,6	68
	Unteres Quartil	0,25	16,7	201	17,4	159
	Median	0,5	20,2	258	20,8	209
	Oberes Quartil	0,75	23,4	331	23,7	271
	Obere Antenne	0,975	26,7	678	28,4	1.248
Jul 16	Untere Antenne	0,025	13,5	84	14,8	74
	Unteres Quartil	0,25	16,8	158	16,9	130
	Median	0,5	19,4	188	18,8	167
	Oberes Quartil	0,75	20,6	243	20,5	220
	Obere Antenne	0,975	23,1	534	23,4	873
Jul 17	Untere Antenne	0,025	14,4	74	15,3	77
	Unteres Quartil	0,25	16,0	162	16,4	122
	Median	0,5	18,4	195	17,8	164
	Oberes Quartil	0,75	20,8	240	19,0	212
	Obere Antenne	0,975	22,6	603	21,0	864
Jul 18	Untere Antenne	0,025	15,5	46	16,5	42
	Unteres Quartil	0,25	18,8	119	18,8	108
	Median	0,5	20,0	169	21,4	161
	Oberes Quartil	0,75	22,2	260	22,9	234
	Obere Antenne	0,975	25,6	641	26,7	998

Tabelle 25: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Ein Vergleich aller Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in Tabelle 22 bis Tabelle 25 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle Monate – Oktober, Februar, April und Juli aller GWJ zeigt, dass die Werte der unteren Antenne bis auf den Februar 2018, April 2018 und Juli 2017 bei GASPOOL teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Umgekehrt sind die Werte der oberen Antenne bei NCG über alle Monate und GWJ teilweise deutlich geringer als bei GASPOOL.

Vergleicht man die Oktobermonate fallen bis auf den Oktober 2016 die anderen drei Monate bei NCG geringer aus als bei GASPOOL. Bei den Februar Monaten ist nur der Februar 2018 geringer bei NCG als bei GASPOOL, im Februar 2016 und 2017 sind die Werte zwar ähnlich aber bei GASPOOL geringer als bei NCG. Der Februar 2015 ist von den Werten her in beiden Marktgebieten sehr ähnlich, ohne dass diese in einem Marktgebiet tendenziell geringer sind.

Im April sieht es so aus, dass der April 2017 bei GASPOOL geringer ausfällt und der April 2018 bei NCG. Der April 2015 und 2016 sind gemischt. Die Werte der unteren Antenne und des unteren Quartils sind bei GASPOOL geringer, die Werte der oberen Antenne und des oberen Quartils bei NCG.

Am Juli ist interessant, dass bis auf alle Werte der oberen Antenne alle Julimonate und einmal im Juli 2017 der Wert der unteren Antenne, die Werte bei GASPOOL geringer ausfallen.

Schaut man sich die Verläufe der Mediane an fällt auf, dass der Median im Oktober 2017 in beiden Marktgebieten im Vergleich zu den drei anderen Oktobermonaten deutlich höher ist. Im Februar 2017 liegen die Mediane in beiden Marktgebieten auf einem ähnlichen Niveau des Februars 2014. In Februar 2015 und 2016 sind diese in beiden Marktgebieten wieder angestiegen. Die Mediane beider Marktgebiete sind in den Monaten April 2014 bis 2016 gesunken, um dann wieder in beiden Marktgebieten im April 2017 über das Niveau von 2014 zu steigen. Im Juli haben die Mediane in beiden Marktgebieten tendenziell abgenommen und erreichen im Juli 2018 die niedrigsten Werte.

Die Streuungsmaße der mittleren 50 % bzw. der mittleren 95 % der Datenpunkte fallen im Marktgebiet NCG tendenziell geringer aus als bei GASPOOL.

Vergleicht man die Temperaturverläufe der Tabelle 22 bis Tabelle 25 beider Marktgebiet über alle Monate fällt auf, dass alle Werte bis auf den Wert der unteren Antenne im Oktober 2017 ($-2,4\text{ °C}$ zu $7,4\text{ °C}$ und im April 2017 ($2,5\text{ °C}$ zu $6,0\text{ °C}$) alle recht ähnlich sind (Abweichungen ca. 1 bis max. 2K).

3.3.6 NKS in Abhängigkeit von der Temperatur

Im Folgenden wird eine mögliche Abhängigkeit der Allokationsgüte von der Tagesmitteltemperatur untersucht. Hierzu werden insgesamt drei verschiedene Diagramme pro Marktgebiet und SLP-Verfahren (synthetisch/analytisch) dargestellt.

Abbildung 40, Abbildung 43, Abbildung 46 und Abbildung 49 stellen zunächst die SLP-Allokation (*SLP-Allokation*: siehe Kapitel 1.4) und die Restlast (*Restlast*: siehe Kapitel 1.4) in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur dar. Ein Datenpunkt in diesen Abbildungen stellt einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

In Abbildung 41, Abbildung 44, Abbildung 47 und Abbildung 50 wird die Verteilung des addierten positiven und negativen NKS pro Tag und Marktgebiet in Abhängigkeit von der zugehörigen Tagesmitteltemperatur dargestellt.

Für Abbildung 42, Abbildung 45, Abbildung 48 und Abbildung 51 werden die Werte aus den vorherigen Abbildungen durch die jeweilige SLP-Allokationsmenge dividiert. Somit ergibt sich

die Darstellung der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung (*kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung*: siehe Kapitel 1.4) in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, wobei ein Datenpunkt einen Wert pro Marktgebiet und Tag darstellt.

3.3.6.1 Synthetisches Verfahren

3.3.6.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 40 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur (Temperatur-Allokation-Restlast-Diagramm, kurz TAR-Diagramm).

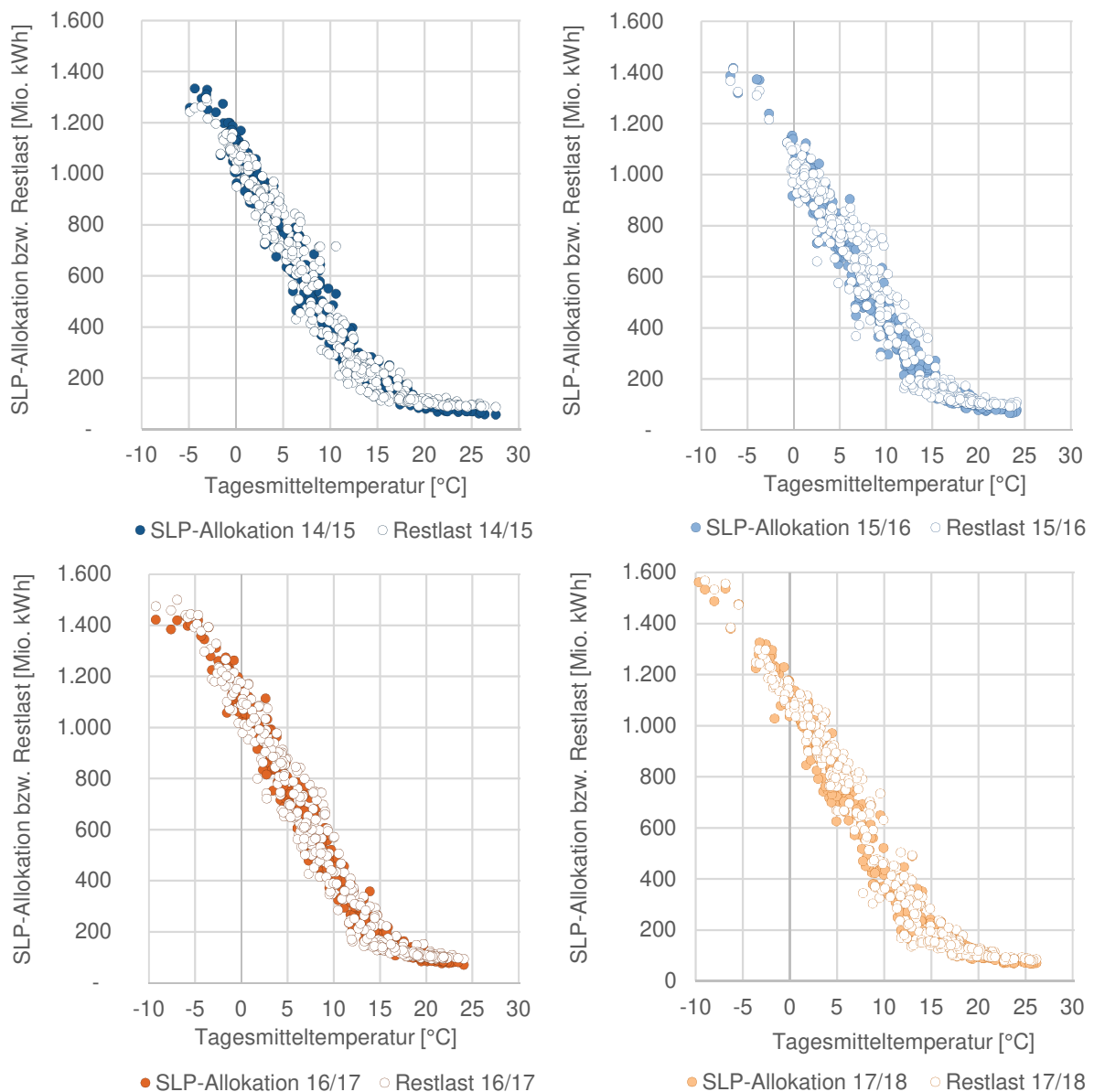


Abbildung 40: SLP-Allokation bzw. Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 41 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet NCG. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

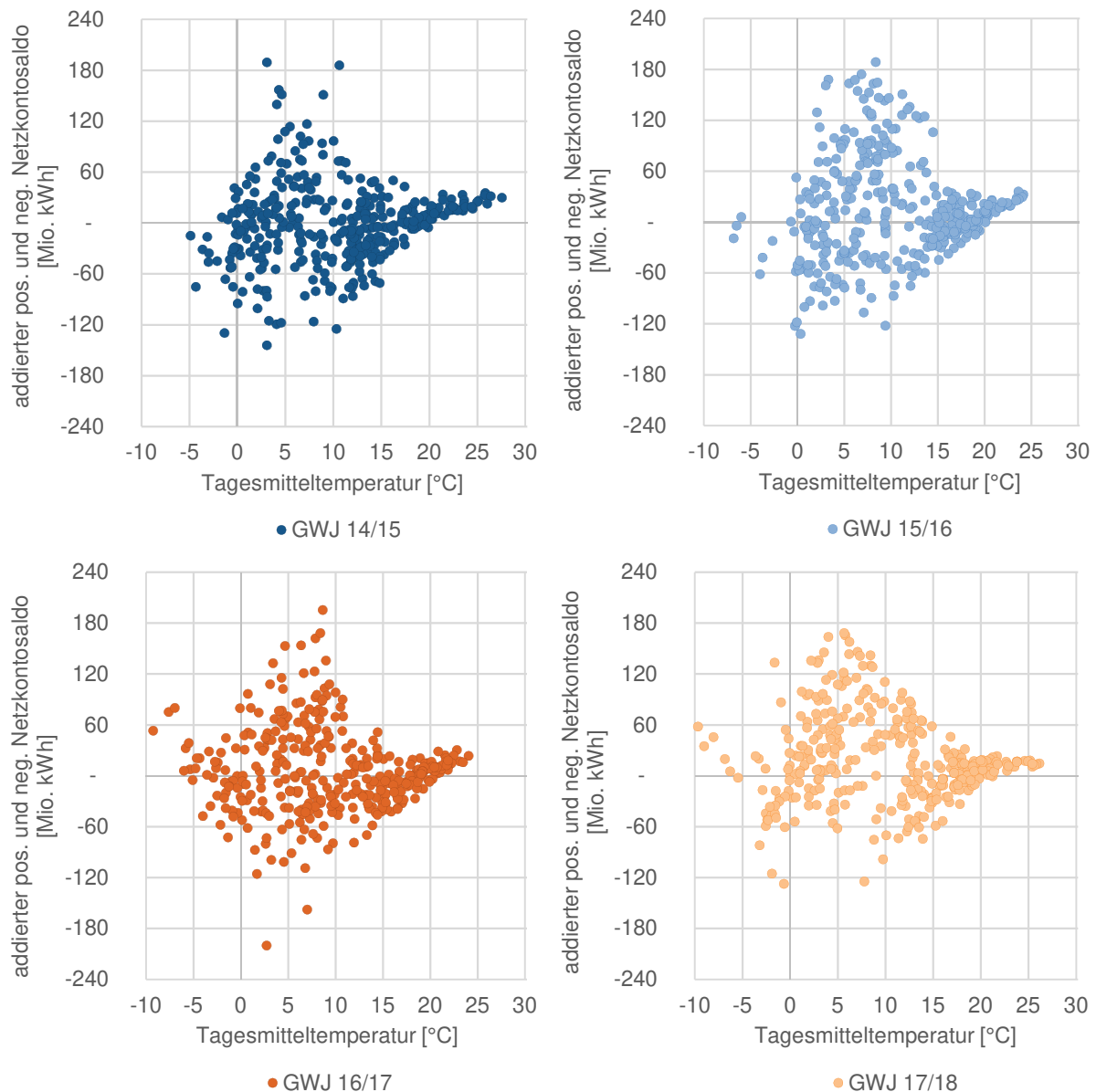


Abbildung 41: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebiets-ebene am stärksten im Temperaturbereich zwischen ca. 0 °C und 15 °C streut.

Während in den GWJ 2016/17 und 2017/18 im Temperaturbereich unter $-2,5^{\circ}\text{C}$ vermehrt Unterallokationen auftraten, kam es im selben Temperaturbereich in den GWJ 2014/15 und 2015/16 eher zu Überallokationen auf Marktgebietsebene.

Ab einem Temperaturbereich von 15°C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine Tendenz zur Unterallokation.

Tabelle 26 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet NCG dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
14/15	0,12	0,01
15/16	0,03	0,00
16/17	-0,05	0,00
17/18	-0,13	0,02

Tabelle 26: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen $-0,13$ und $0,12$, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert $0,02$. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 41 gut zu erkennen ist, streuen die Werte des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur nahezu symmetrisch um den Wert Null. Dies führt dazu, dass sich bei der Untersuchung eines linearen Zusammenhangs zwischen Tagesmitteltemperatur und addiertem positiven und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 42 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet NCG. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

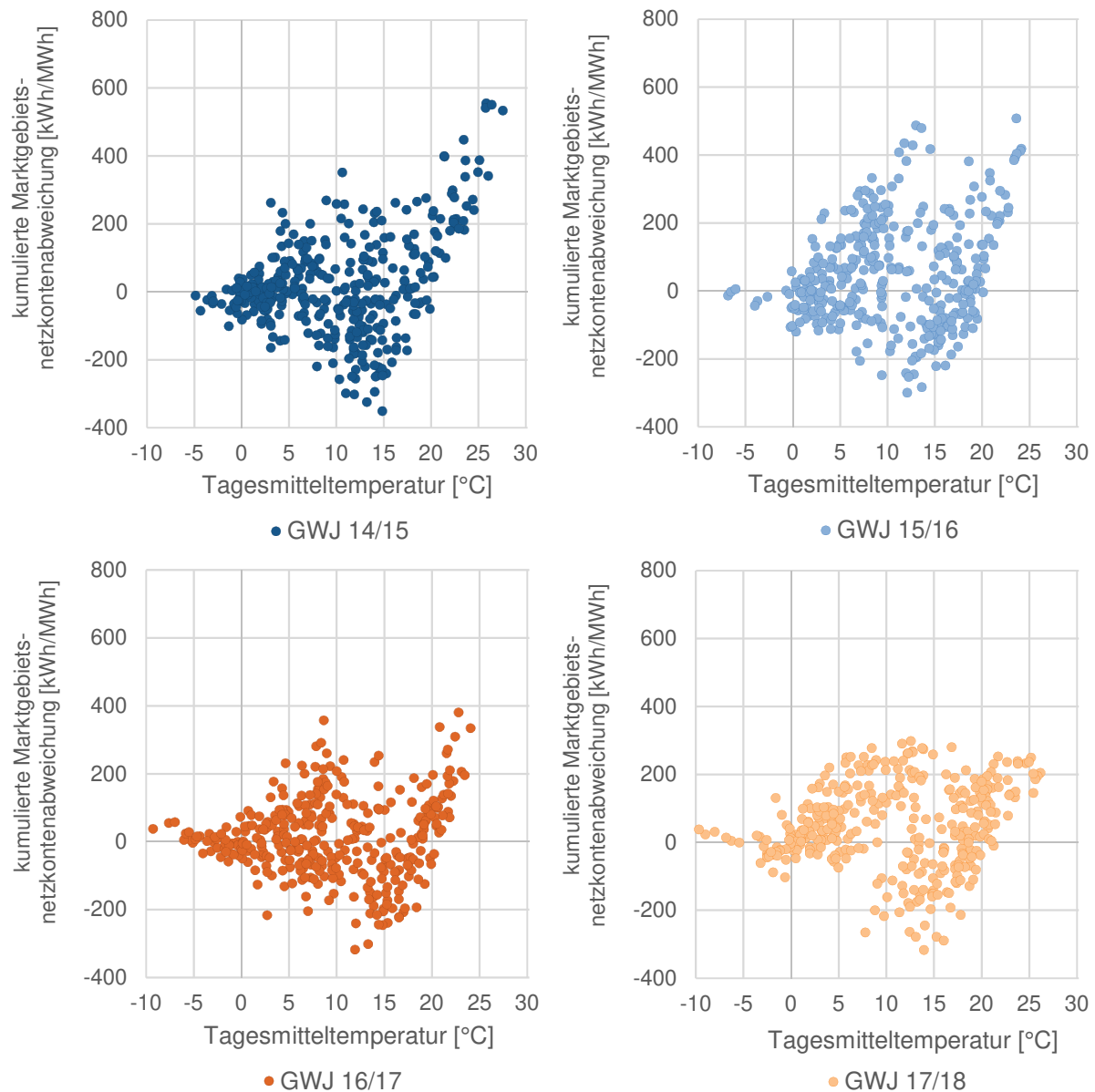


Abbildung 42: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus. Im Temperaturbereich zwischen ca. 5 °C und 15 °C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 5 °C nimmt die Streuung mit abnehmenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab. Bei Temperaturen über 15 °C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktwolke verschiebt sich jedoch

nach oben Richtung Unterallokation. Der Wert von 600 kWh/MWh als Tageswert wird in keinem GWJ überschritten.

Die folgende Tabelle 27 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet NCG dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
14/15	0,34	0,12
15/16	0,20	0,04
16/17	0,08	0,01
17/18	0,15	0,02

Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen 0,08 im GWJ 2016/17 und 0,34 im GWJ 2014/15 und weist somit lediglich auf einen schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

3.3.6.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 43 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

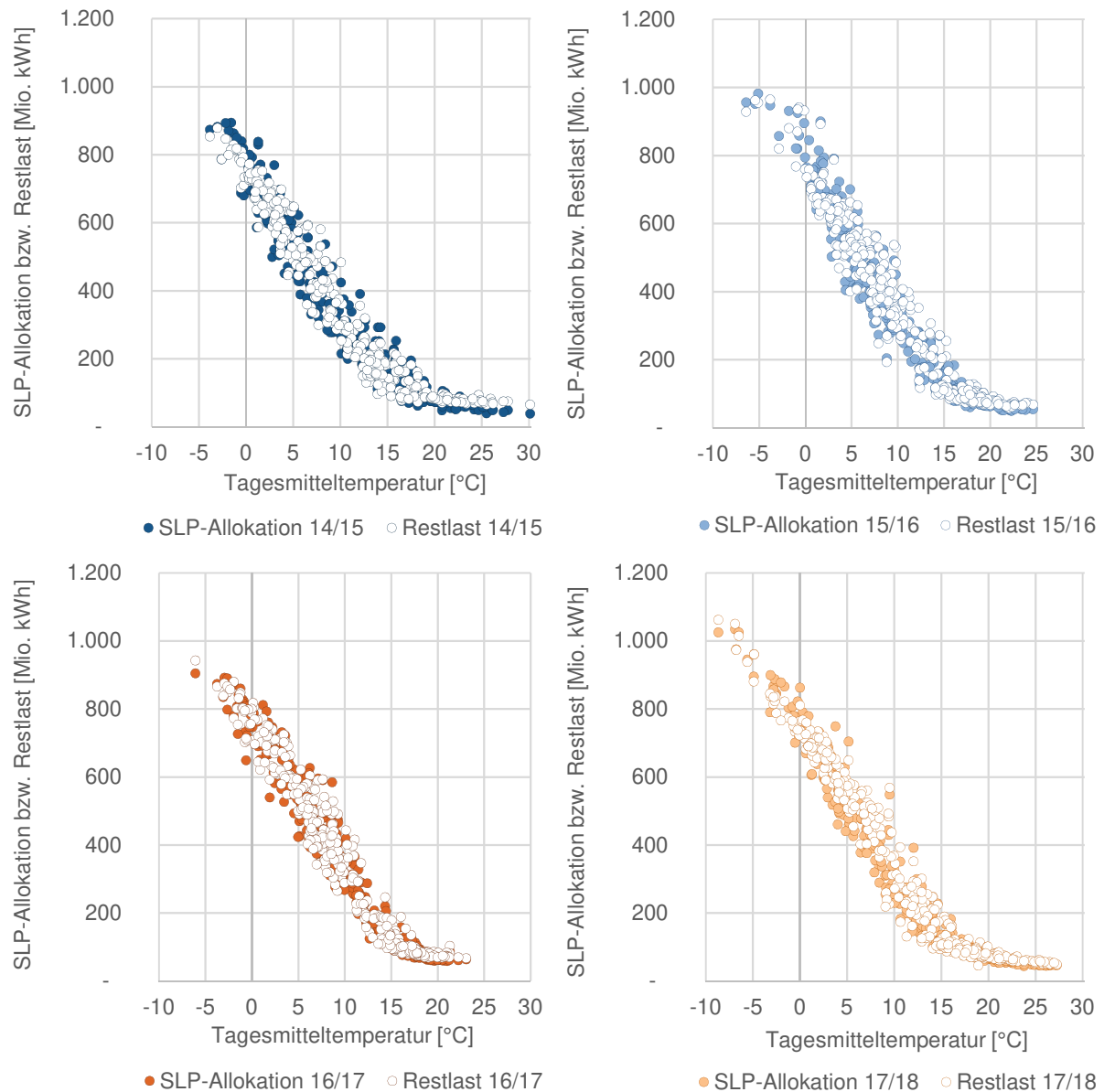


Abbildung 43: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 44 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

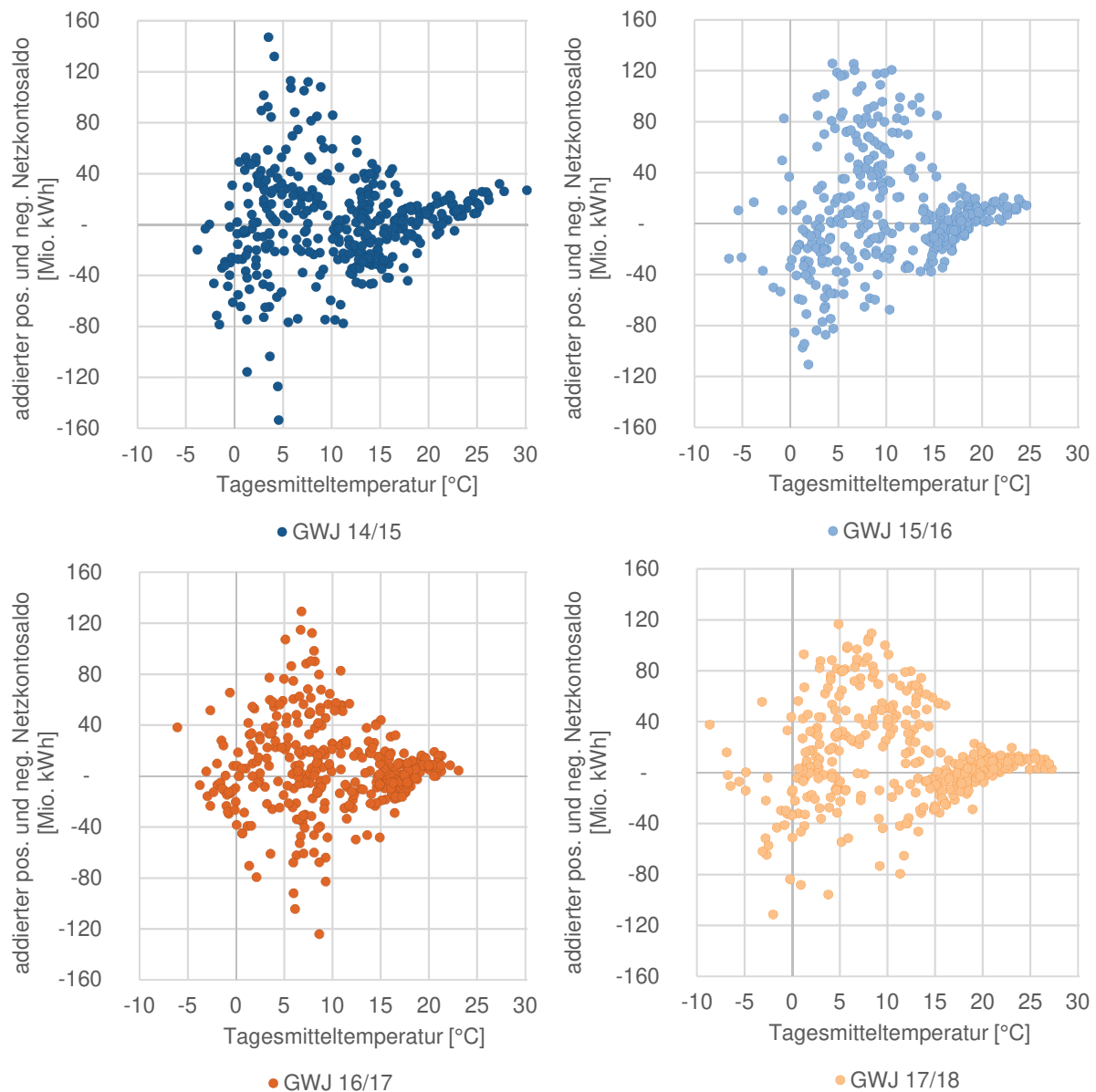


Abbildung 44: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebiets-ebene am stärksten im Temperaturbereich zwischen ca. 0 °C und 15 °C streut.

Ab einem Temperaturbereich von 15 °C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine stärker werdende Tendenz zur Unterallokation.

Tabelle 28 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
14/15	0,07	0,01
15/16	0,06	0,00
16/17	-0,04	0,00
17/18	-0,05	0,00

Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,05 und 0,07, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,01. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 44 gut zu erkennen ist, streuen die Werte des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur nahezu symmetrisch um den Wert Null. Dies führt dazu, dass sich bei der Untersuchung eines linearen Zusammenhangs zwischen addiertem positiven und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 45 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet GASPOOL. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

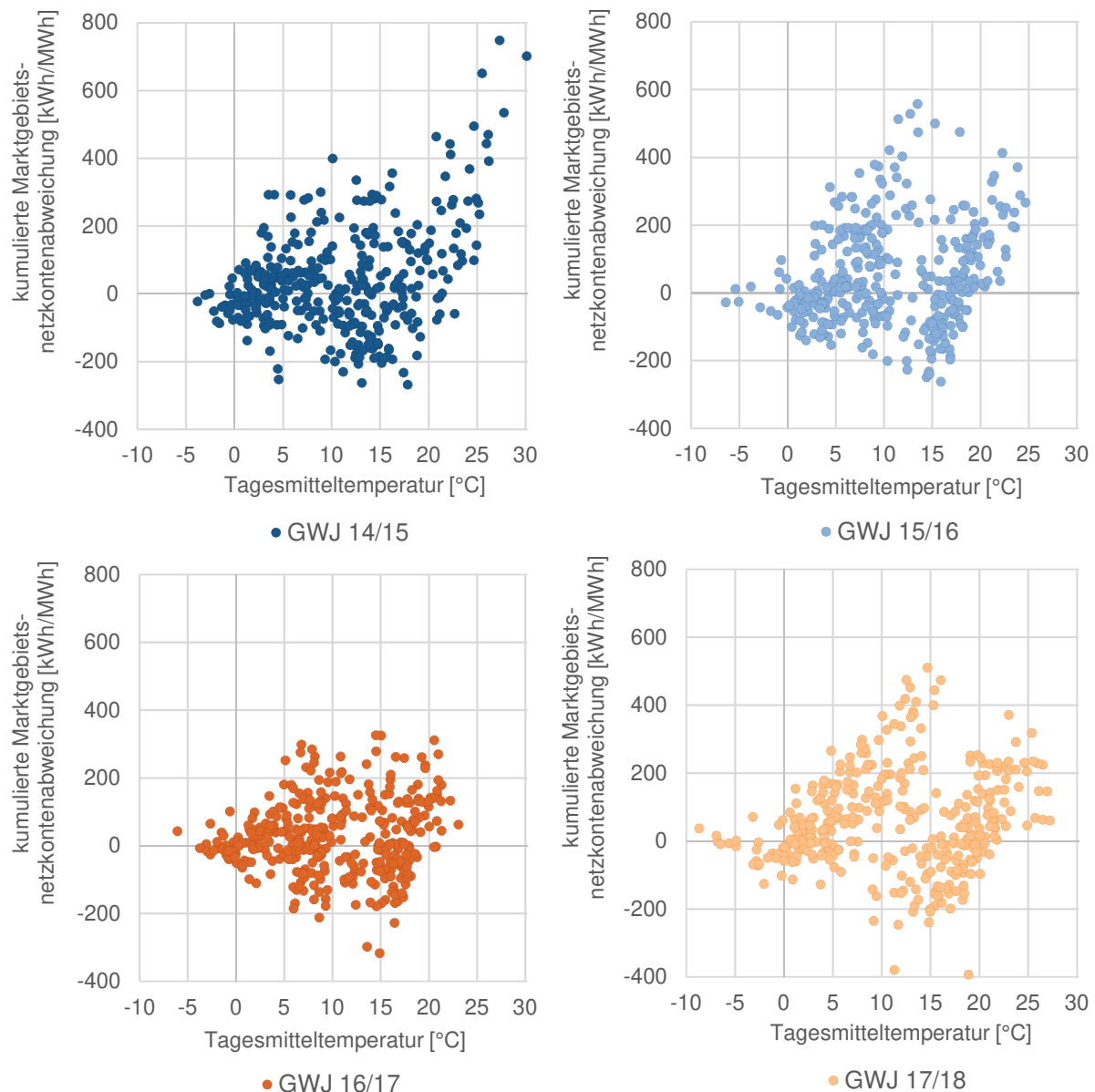


Abbildung 45: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus. Im Temperaturbereich zwischen ca. 5 °C und 15 °C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 5 °C nimmt die Streuung mit abnehmenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab. Bei Temperaturen über 15 °C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktelcke verschiebt sich jedoch

nach oben Richtung Unterallokation. An insgesamt 3 (außergewöhnlich warmen) Tagen im GWJ 2014/15 wurden Tageswerte zwischen 600 kWh/MWh und 800 kWh/MWh erreicht.

Die folgende Tabelle 29 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
14/15	0,34	0,11
15/16	0,18	0,03
16/17	0,11	0,01
17/18	0,13	0,02

Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen 0,11 im GWJ 2016/17 und 0,34 im GWJ 2014/15 und weist somit lediglich auf einen schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

3.3.6.1.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten konnte kein linearer Zusammenhang zwischen den kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichungen auf Tagesbasis und den Tagesmitteltemperaturen nachgewiesen werden. Gleiches gilt für die Abhängigkeit zwischen dem addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis und der Tagesmitteltemperatur.

3.3.6.2 Analytisches Verfahren

3.3.6.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 46 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

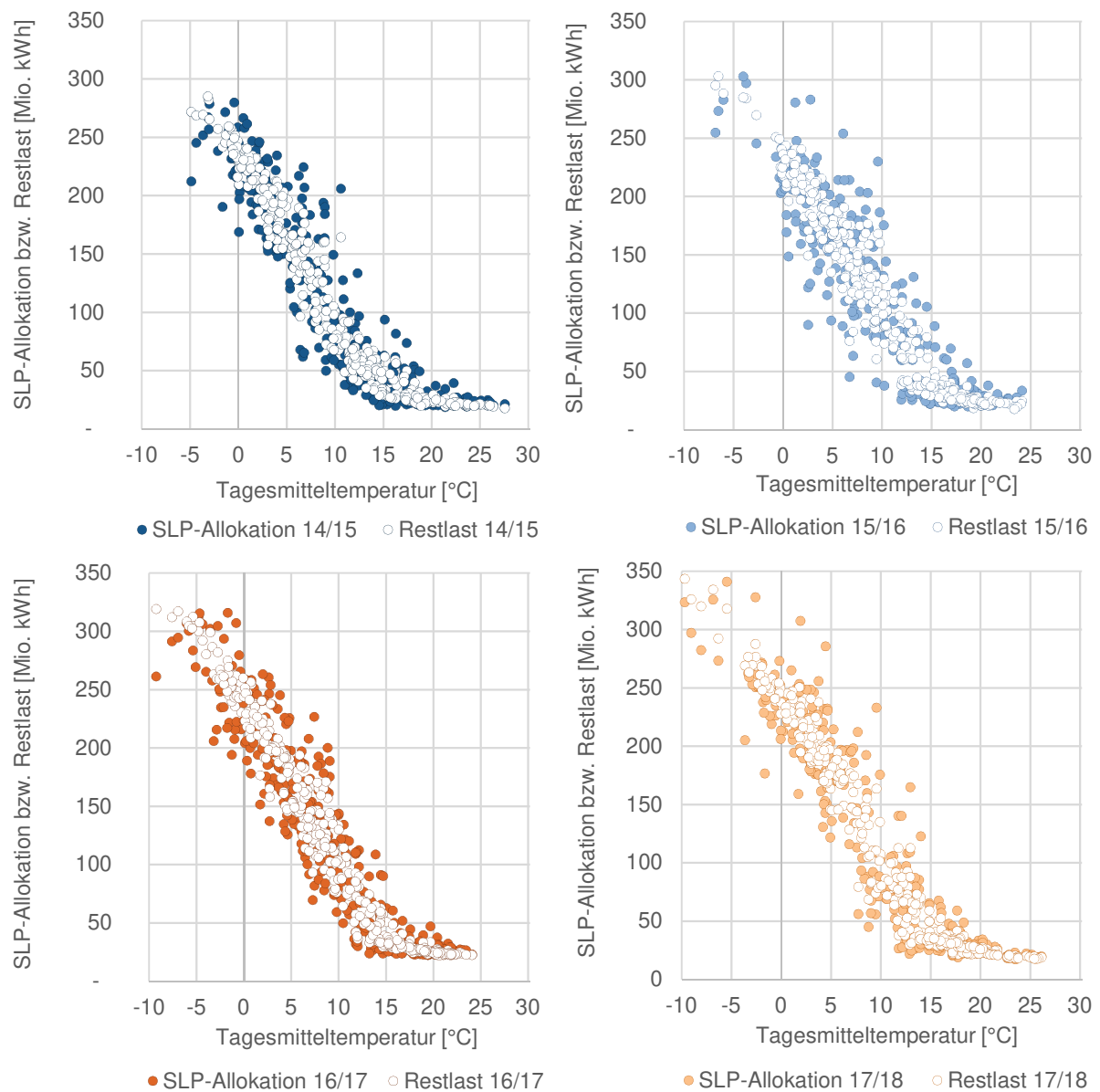


Abbildung 46: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 47 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

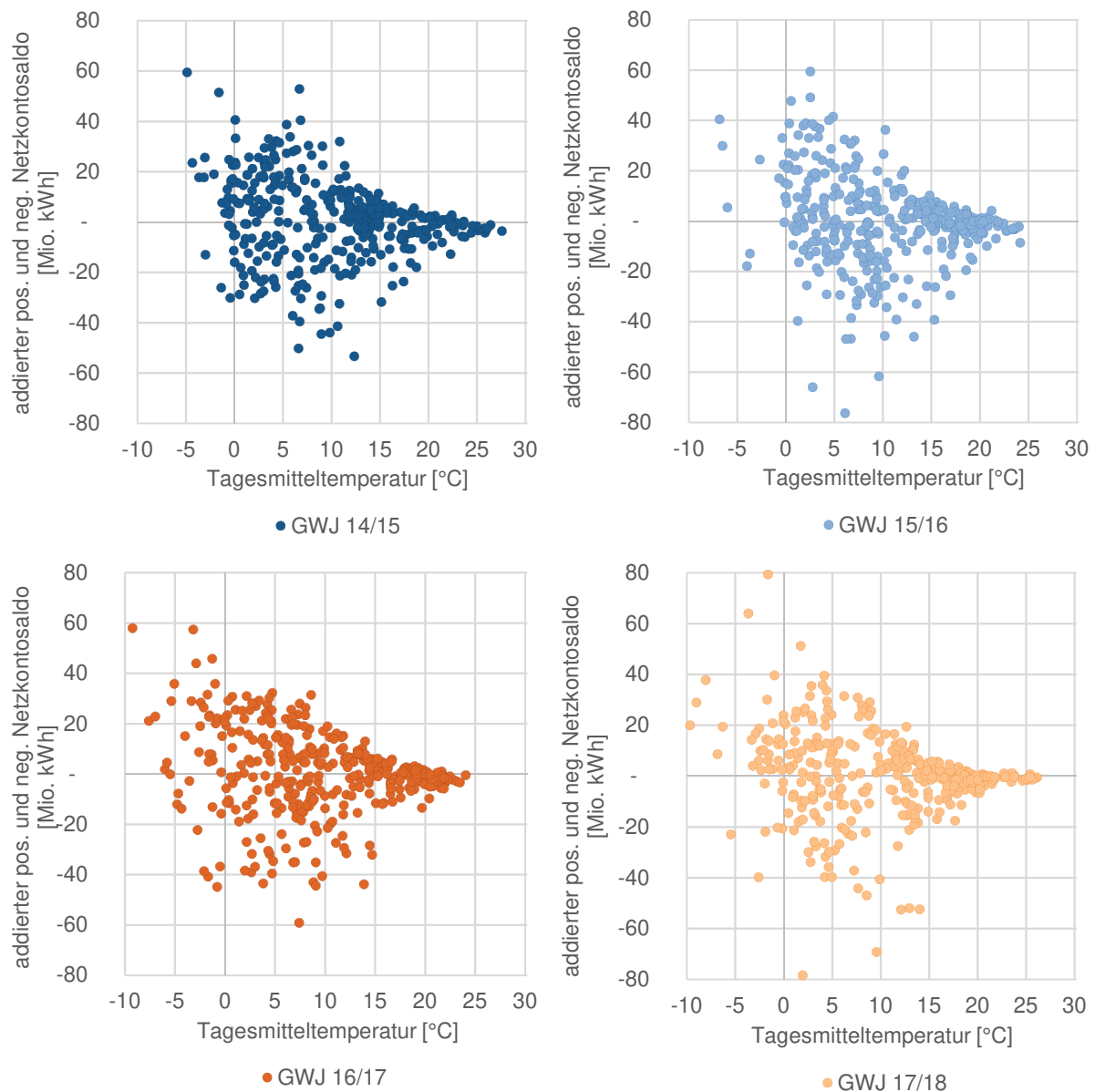


Abbildung 47: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit des addierten positiven und negativen NKS von der Temperatur. Eine Vergleichbarkeit zu den Werten im synthetischen Verfahren ist nicht gegeben, da die Werte nicht ins Verhältnis zur Allokationsmenge gesetzt werden und deutlich weniger NK im analytischen Verfahren als im synthetischen Verfahren allokiert werden (siehe auch Abbildung 20).

Die Tageswerte des addierten positiven und negativen NKS verteilen sich nahezu symmetrisch um den Wert 0 kWh, mit Tendenzen zu höheren Werten bei niedrigen Tagesmitteltemperaturen und niedrigen Werten bei hohen Tagesmitteltemperaturen. Dabei streuen die Werte im Temperaturbereich unter 15 °C am meisten.

Ab einem Temperaturbereich von 15 °C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine leichte Tendenz zur Überallokation (Werte häufiger unter 0 kWh).

Tabelle 30 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet NCG dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
14/15	-0,20	0,04
15/16	-0,22	0,05
16/17	-0,19	0,04
17/18	-0,16	0,03

Tabelle 30: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,16 und -0,22 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,05.

Die folgende Abbildung 48 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet NCG. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

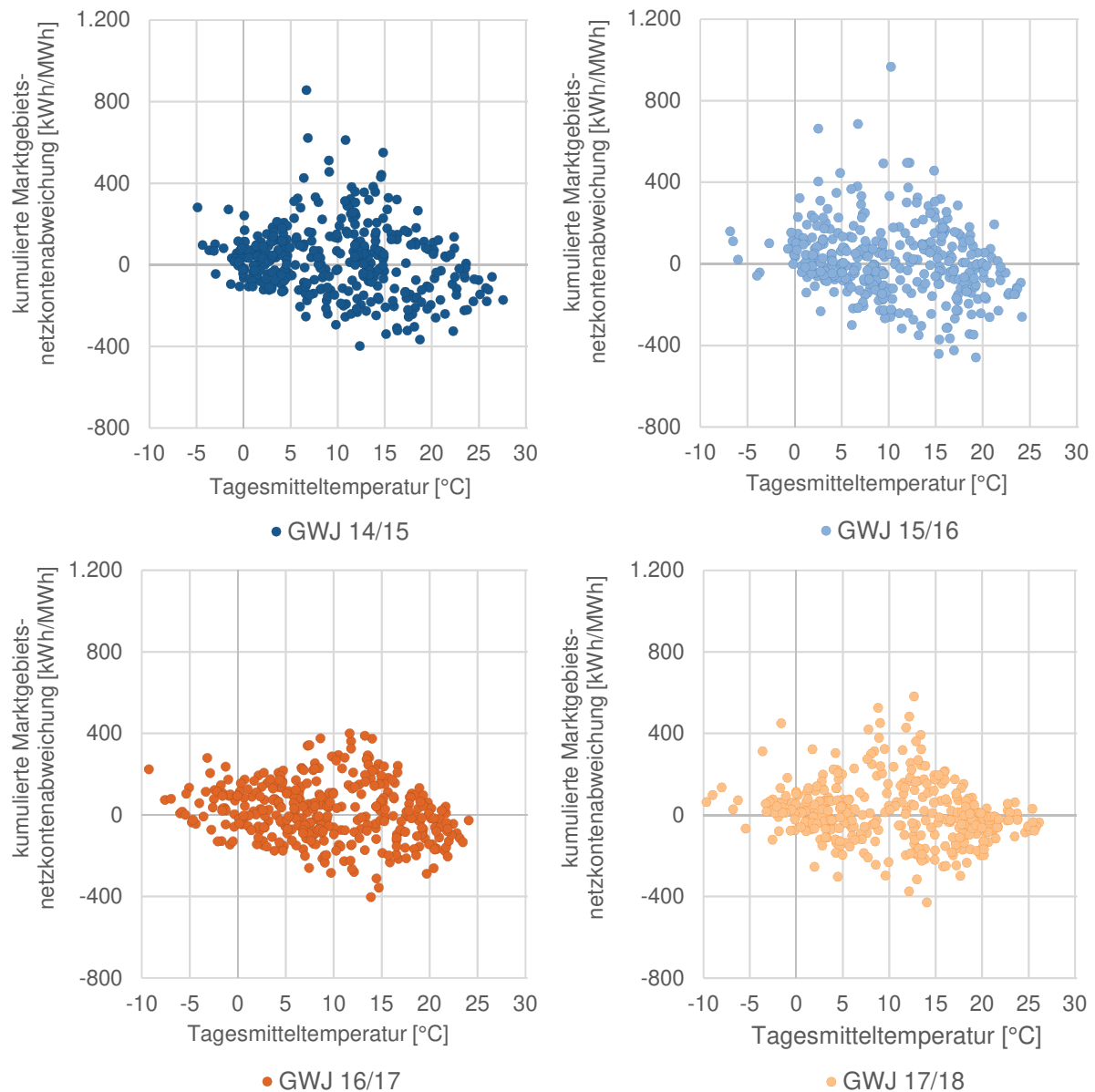


Abbildung 48: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus. Insgesamt scheint die Verteilung einigermaßen symmetrisch um den Wert 0 kWh/MWh zu liegen.

Im Temperaturbereich zwischen ca. 0 °C und 20 °C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 0 °C und über 20 °C

nimmt die Streuung mit abnehmenden bzw. steigenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab.

Auffällig sind einzelne Ausreißerwerte. Im GWJ 2014/15 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an insgesamt drei Tagen zwischen 600 kWh/MWh und 855 kWh. Diese Werte traten im Oktober und April des GWJ 2014/15 auf, also in den Übergangsmonaten. Im GWJ 2015/16 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren ebenfalls an insgesamt drei Tagen im April und Mai zwischen 600 kWh/MWh und 965 kWh/MWh. Im GWJ 2016/17 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an keinem Tag über 400 kWh/MWh. Im GWJ 2017/18 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an keinem Tag über 600 kWh/MWh.

Die folgende Tabelle 31 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet NCG dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
14/15	-0,19	0,04
15/16	-0,22	0,05
16/17	-0,20	0,04
17/18	-0,20	0,04

Tabelle 31: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,19 und -0,22 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,04 und 0,05.

3.3.6.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 49 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

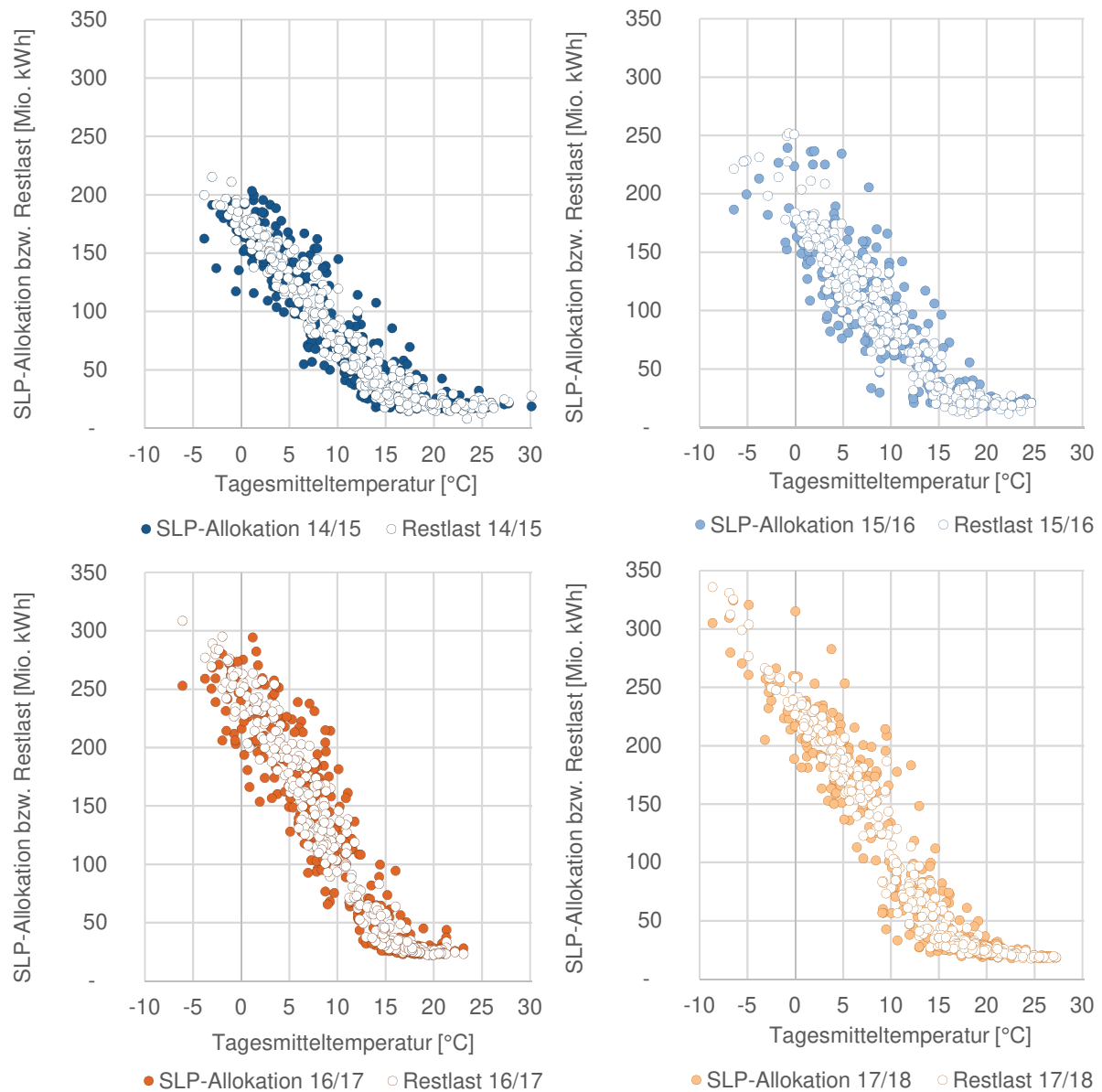


Abbildung 49: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Wie erwartet ergibt der Verlauf der SLP-Allokationsmengen über der Tagesmitteltemperatur einen sigmoiden Verlauf.

Die farbigen Datenpunkte stellen die SLP-Allokationsmengen dar, die denen der Restlast als nicht ausgefüllte weiße Datenpunkte gegenüberstehen.

Abbildung 50 zeigt den Verlauf des addierten positiven und negativen NKS in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für alle NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL. Ein Datenpunkt stellt dabei einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

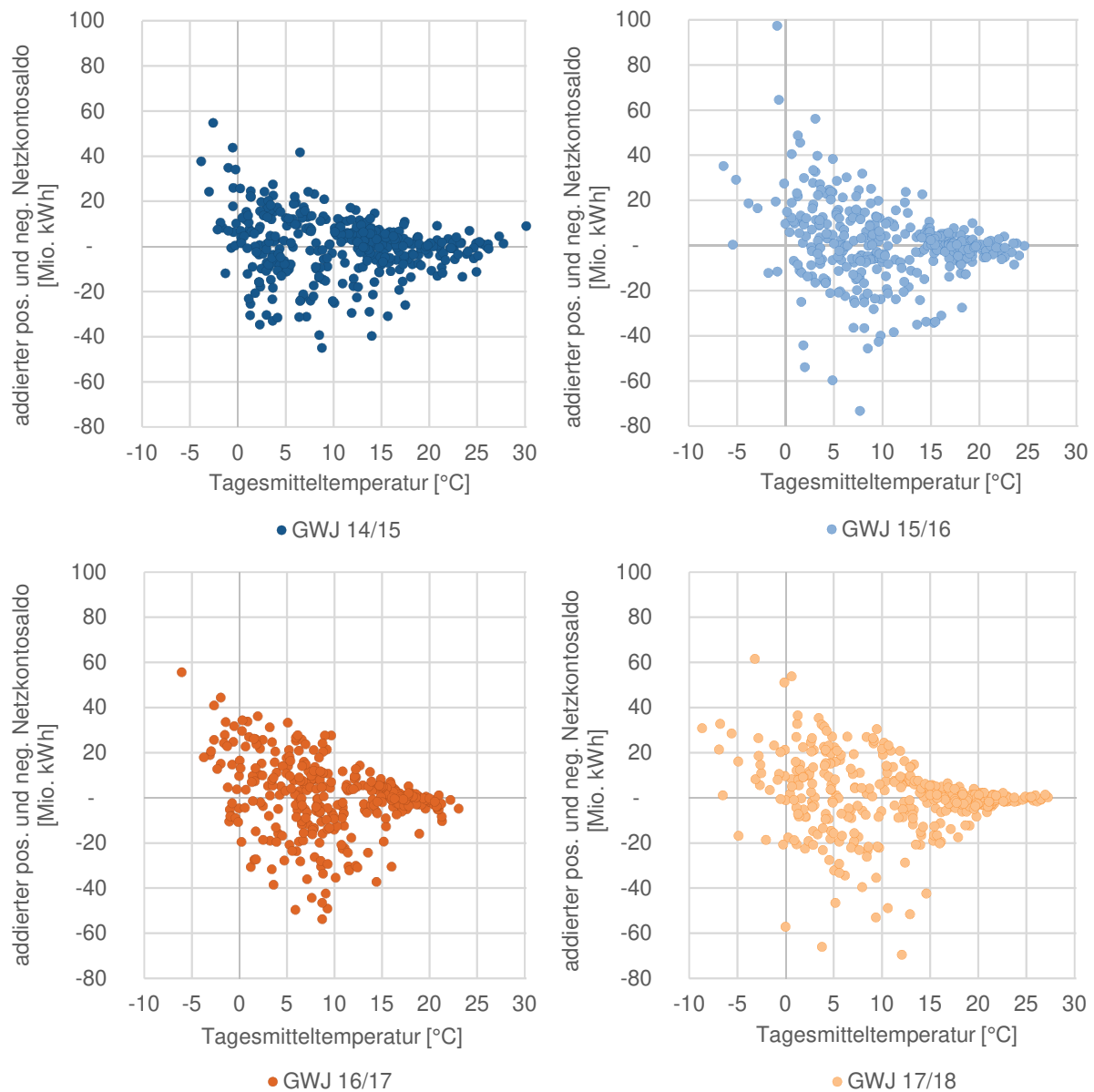


Abbildung 50: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit des addierten positiven und negativen NKS von der Temperatur. Eine Vergleichbarkeit zu den Werten im synthetischen Verfahren ist nicht gegeben, da die Werte nicht ins Verhältnis zur Allokationsmenge gesetzt werden und deutlich weniger NK im analytischen Verfahren als im synthetischen Verfahren allokiert werden (siehe auch Abbildung 21).

Die Tageswerte des addierten positiven und negativen NKS verteilen sich nahezu symmetrisch um den Wert 0 kWh, mit Tendenzen zu höheren Werten bei niedrigen Tagesmitteltemperaturen und niedrigen Werten bei hohen Tagesmitteltemperaturen. Dabei streuen die Werte im Temperaturbereich unter 15 °C am meisten.

Ab einem Temperaturbereich von 15 °C liegen die Einzelwerte für den addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebietsebene immer näher zusammen und entwickeln eine leichte Tendenz zur Überallokation (Werte häufiger unter 0 kWh).

Tabelle 32 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen addiertem positivem und negativem NKS und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur	
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
14/15	-0,17	0,03
15/16	-0,22	0,05
16/17	-0,23	0,05
17/18	-0,18	0,03

Tabelle 32 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,17 und -0,23 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,05.

Die folgende Abbildung 51 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet GASPOOL. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

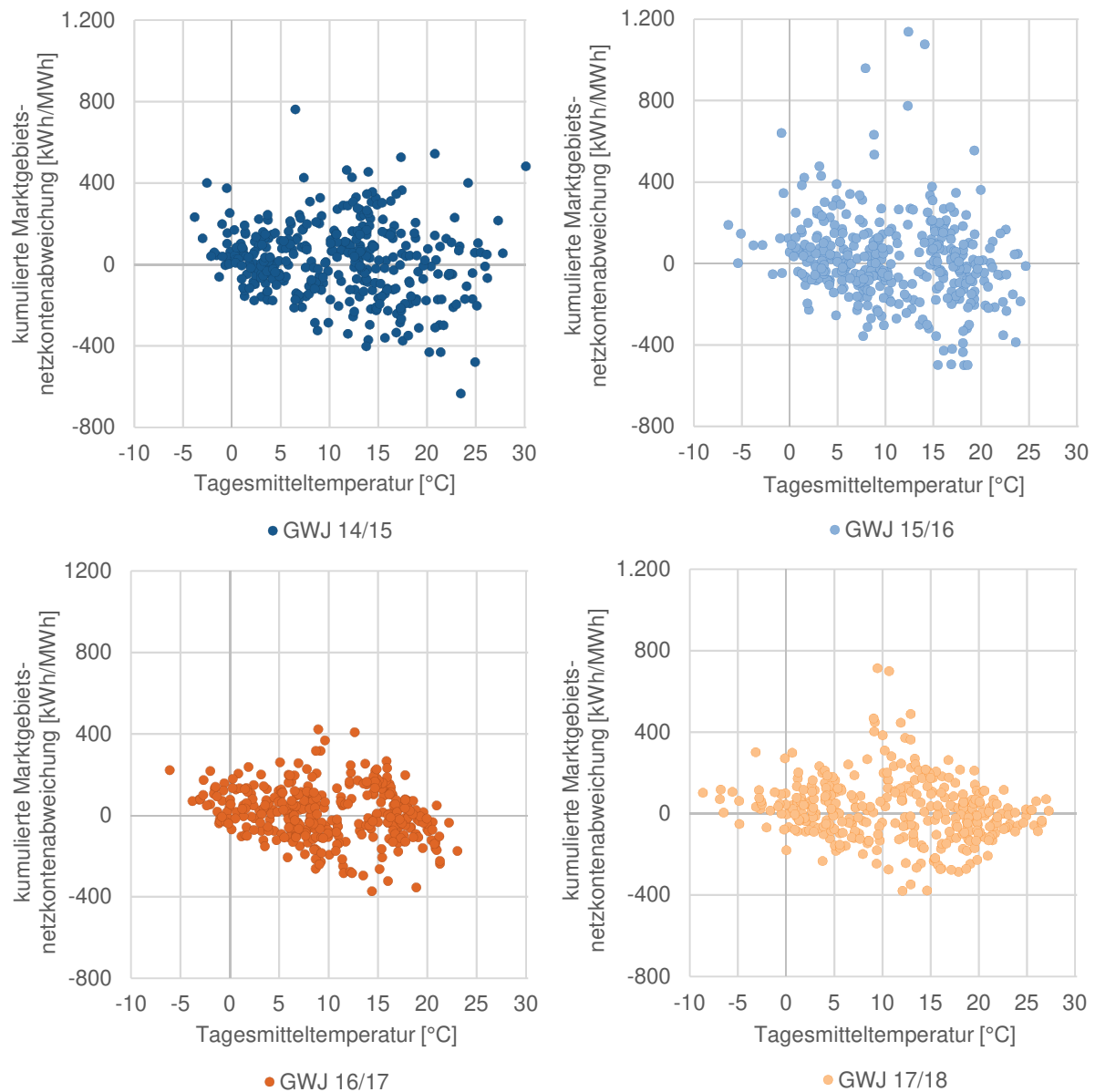


Abbildung 51: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die prinzipielle Ausprägung der Datenverteilung fällt in allen GWJ ähnlich aus.

Im Temperaturbereich zwischen ca. 0 °C und 15 °C streut die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag am stärksten. Im Temperaturbereich unter 0 °C und über 15 °C nimmt die Streuung mit abnehmenden bzw. steigenden Tagesmitteltemperaturen immer weiter ab.

Auffällig sind einzelne Ausreißerwerte. Im GWJ 2014/15 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an einem Tag unter -600 kWh/MWh und an einem Tag über 700 kWh/MWh. Diese Werte traten im April und Juli des GWJ 2014/15 auf, also in einem Übergangsmonat und einem Sommermonat. Im GWJ 2015/16 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an insgesamt sechs Tagen im Januar, Mai und August zwischen 600 kWh/MWh und 1.200 kWh/MWh. Im GWJ 2016/17 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an keinem Tag über 430 kWh/MWh. Im GWJ 2017/18 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an zwei Tagen im September bei ca. 700 kWh/MWh.

Die folgende Tabelle 33 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet GASPOOL dar:

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R^2
14/15	-0,13	0,02
15/16	-0,20	0,04
16/17	-0,20	0,04
17/18	-0,16	0,03

Tabelle 33: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,13 und -0,20 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,02 und 0,04. Somit können zwischen 2 % und 4 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.6.2.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten konnte kein linearer Zusammenhang zwischen den kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichungen auf Tagesbasis und den Tagesmitteltemperaturen nachgewiesen werden. Gleiches gilt für die Abhängigkeit zwischen dem addierten positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis und der Tagesmitteltemperatur.

3.3.7 Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet

Im folgenden Abschnitt wird die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung (*tägliche prozentuale Netzkontoabweichung*: siehe Kapitel 1.4) getrennt nach analytischen und synthetischem Verfahren pro Marktgebiet dargestellt. Hierfür werden die täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen pro NK (im jeweiligen Marktgebiet und Allokationsverfahren) berechnet und die Werte in 5 %-Schritten gruppiert. Anschließend wird die Anzahl der Einzelwerte innerhalb der Gruppe durch die gesamte Anzahl an NK-Tageswerten im GWJ dividiert, um die relative Häufigkeit der jeweiligen Gruppe zu berechnen.

Darüber hinaus werden alle NK mit einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung von weniger als -100 % oder mehr als 100 % in jeweils einer Gruppe zusammengefasst.

3.3.7.1 Synthetisches Verfahren

3.3.7.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 52 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

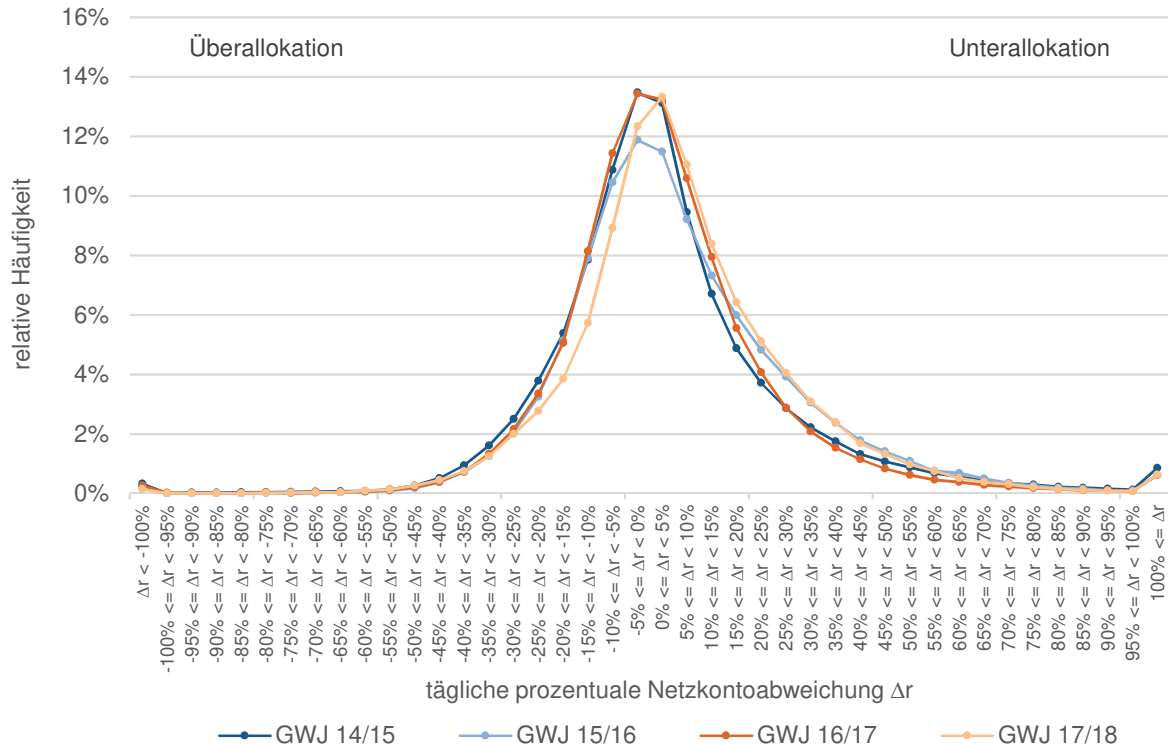


Abbildung 52: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 5 %. Im GWJ 2015/16 fällt dieses Maximum mit 12 % geringer aus als in den übrigen GWJ, in denen der Wert bei ca. 13 % liegt.

Insgesamt lagen im GWJ 2015/16 43 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2014/15 waren es 47 %, im GWJ 2016/17 insgesamt 49 % und im GWJ 2017/18 46 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen 15 % und 60 % ist in den GWJ 2015/16 und 2017/18 höher als in den GWJ 2014/15 und 2016/17. Im Gegensatz dazu ist die Häufigkeitsverteilung bei Werten unter -10 % über alle GWJ ähnlich, mit Ausnahme des GWJ 2017/18, in welchem die Kurve in diesem Bereich niedriger liegt als in den übrigen GWJ.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,2 % und 0,3 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,6 % bis 0,9 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 34 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
14/15	15,7%	0,049
15/16	16,6%	0,049
16/17	14,4%	0,040
17/18	16,0%	0,045

Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2015/16 stieg der Mittelwert zunächst von 15,7 % auf 16,6 % an, sank dann jedoch im GWJ 2016/17 auf 14,4 %. Im GWJ 2017/18 stieg der Mittelwert erneut an, blieb jedoch unterhalb des Wertes des GWJ 2015/16.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung in den GWJ 2014/15 und 2015/16 am stärksten gestreut hat (Varianz 0,049), streute sie im GWJ 2016/17 am wenigsten (Varianz 0,040). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.7.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 53 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

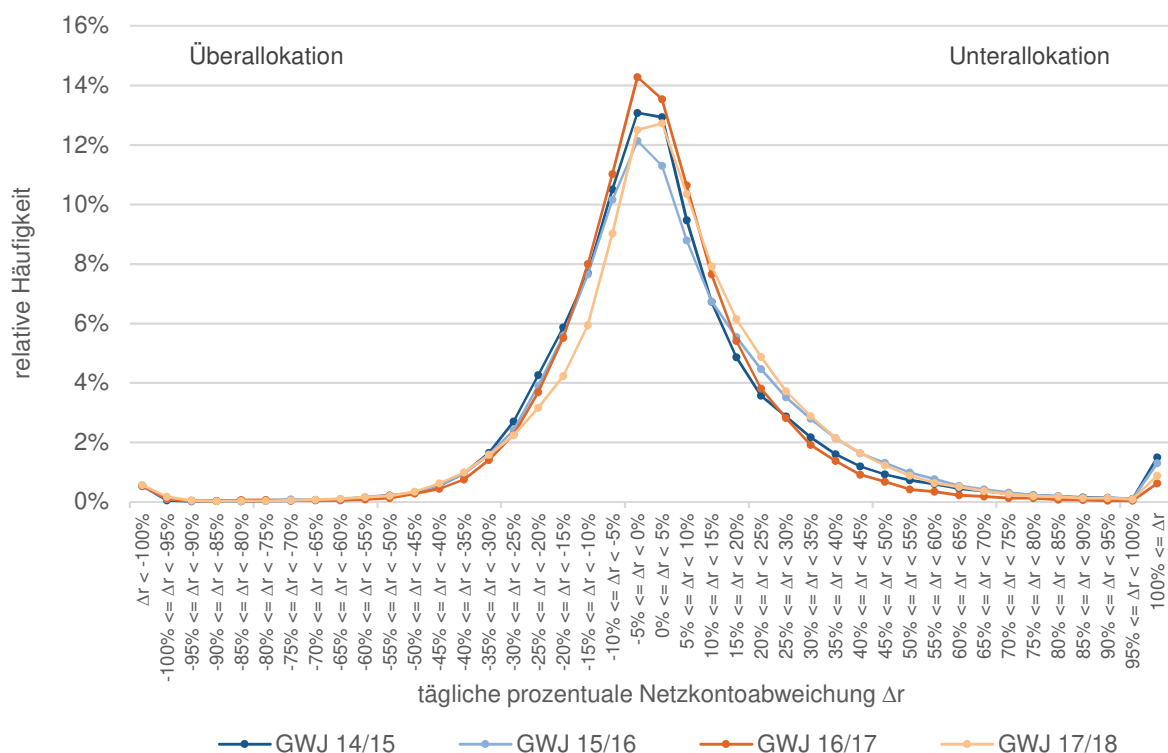


Abbildung 53: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in den GWJ 2014/15, 2015/16 und 2016/17 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %, im GWJ 2017/18 bei 0 % bis 5 %. Im GWJ 2015/16 fällt dieses Maximum mit ca. 12, % geringer aus als in den übrigen GWJ, in denen der Wert bei ca. 13 % bis 15 % liegt.

Insgesamt lagen im GWJ 2014/15 46 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2015/16 waren es 42 %, im GWJ 2016/17 insgesamt 49 % und im GWJ 2017/18 45 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,5 % und 0,6 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,6 % bis 1,5 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 35 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
14/15	15,7%	0,049
15/16	16,9%	0,053
16/17	14,0%	0,038
17/18	16,2%	0,051

Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2015/16 stieg der Mittelwert zunächst von 15,7 % auf 16,9 % an, sank dann jedoch im GWJ 2016/17 auf 14,0 %. Im GWJ 2017/18 stieg der Mittelwert erneut an, blieb jedoch unterhalb des Wertes des GWJ 2015/16.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung in den GWJ 2015/16 und 2017/18 am stärksten gestreut hat (Varianz 0,053 und 0,051), streute sie im GWJ 2016/17 am wenigsten (Varianz 0,038). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.7.1.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten liegen die maximalen Werte der Häufigkeitsverteilung bis auf das GWJ 2017/18 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %. Das Maximum im GWJ 2017/18 liegt bei NCG und GASPOOL im Bereich 0 % - 5 %.

Vergleicht man den Bereich -10 % - 10 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen, lässt sich feststellen, dass die Schwankungen in beiden Marktgebieten in allen vier GWJ gleichgerichtet sind. Darüber hinaus sind in beiden Marktgebieten der Werte im GWJ 2016/17 am größten, während sie im GWJ 2015/16 am niedrigsten waren.

Die Mittelwerte des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabrechnung zeigen in beiden Marktgebieten Schwankungen von GWJ zu GWJ und somit keinen Trend.

Betrachtet man die Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, ist kein einheitlicher Verlauf in den Marktgebieten festzustellen. Insgesamt schwankt die Varianz im geringen Maße.

3.3.7.2 Analytisches Verfahren

3.3.7.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 54 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

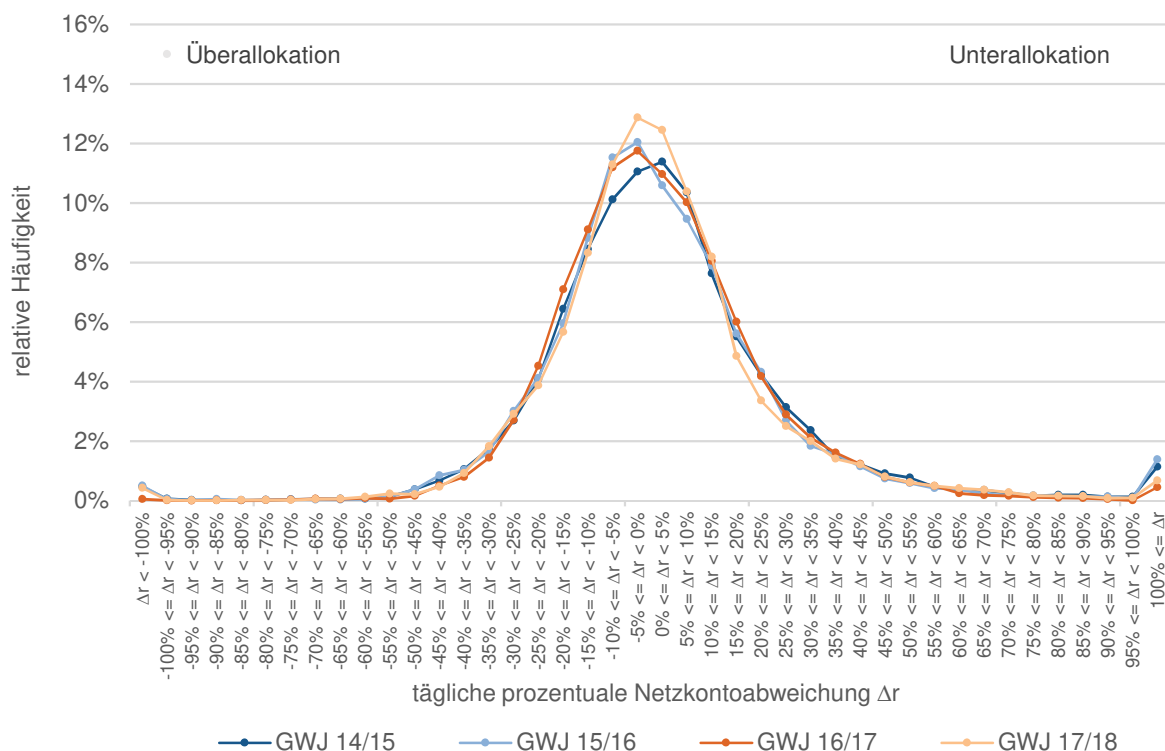


Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum der relativen Häufigkeit in Höhe von ca. 11 % im GWJ 2014/15 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen 0 % und 5 %. In den GWJ 2015/16 bis 2017/18 liegt das Maximum im Bereich -5 % bis 0 % bei ca. 12 % bis 13 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2014/15 43 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. In den GWJ 2015/16 und 2016/17 waren es 44 %, im GWJ 2017/18 47 %.

Insgesamt weichen die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen GWJ im Bereich von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 % am stärksten voneinander

ab, in den Bereichen unterhalb von -10 % und oberhalb von 10 % verlaufen die Kurven sehr ähnlich.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,1 % und 0,5 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,4 % bis 1,4 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 36 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
14/15	15,9%	0,047
15/16	15,3%	0,044
16/17	14,8%	0,039
17/18	14,9%	0,043

Tabelle 36: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Seit dem GWJ 2014/15 sank der Mittelwert um 0,5 bis 0,6 Prozentpunkte pro Jahr bis zum GWJ 2016/17, stieg im GWJ 2017/18 jedoch wieder um 0,1 Prozentpunkte an.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz sank ähnlich wie der Mittelwert jährlich zwischen GWJ 2014/15 und 2016/17, um dann im GWJ 2017/18 wieder anzusteigen. Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

Der Trend des Mittelwertes entwickelt sich zu geringeren täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen. Auch die Varianz entwickelt sich in Richtung kleinerer Werte.

3.3.7.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 55 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

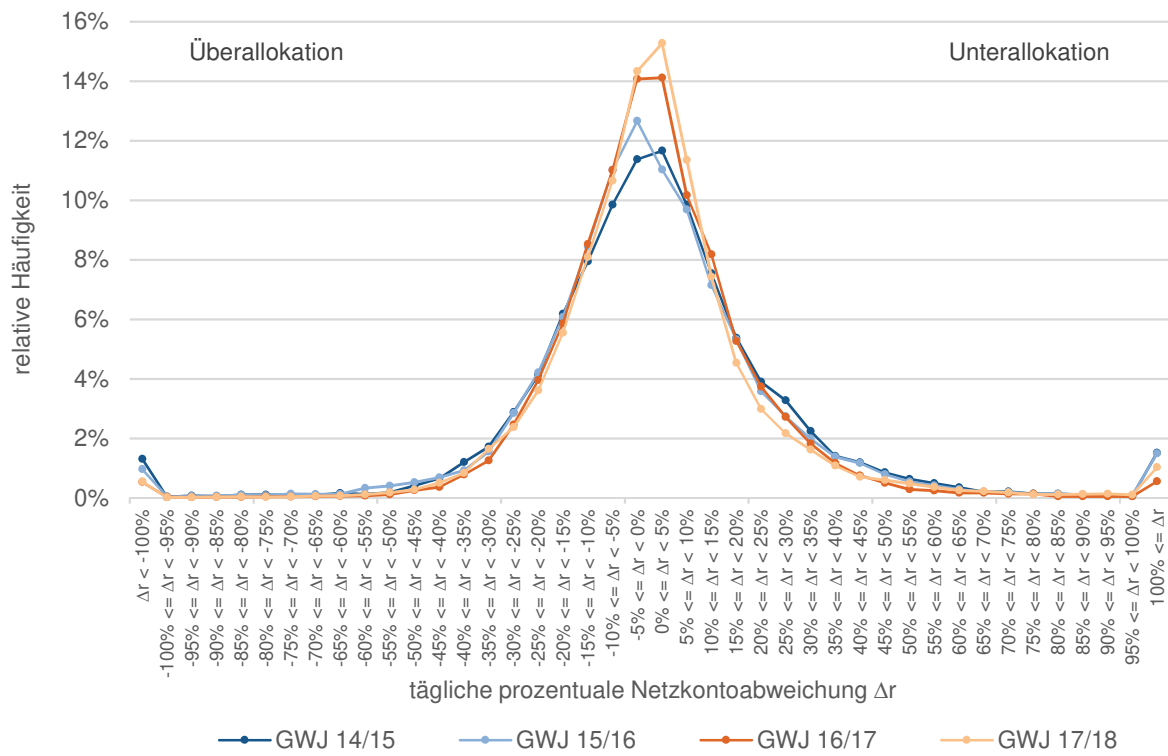


Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ entweder in der Gruppe zwischen -5 % und 0 % oder zwischen 0 % und 5 %. In den GWJ 2014/15, 2016/17 und 2017/18 liegt das Maximum im Bereich 0 % bis 5 % bei ca. 12 % bis 15 %. Im GWJ 2015/16 liegt das Maximum der relativen Häufigkeit in Höhe von ca. 13 % im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2014/15 43 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2015/16 waren es 44 %. Die Häufigkeitsverteilung in den GWJ 2016/17 und 2017/18 lag im Bereich -10 % bis 10 % auch auffällig höher bei insgesamt 49 % bzw. 52 %.

Insgesamt weichen die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen GWJ im Bereich von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 % am stärksten voneinander ab, in den Bereichen unterhalb von -10 % und oberhalb von 10 % verlaufen die Kurven sehr ähnlich.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,5 % und 1,3 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ mit 0,6 % bis 1,5 % der Fälle ähnlich häufig auf.

Die folgende Tabelle 37 gibt einen Überblick zu zwei statistischen Kennzahlen (Mittelwert der Beträge und Varianz) der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung. Dabei wurden sogenannte Ausreißerwerte (Werte kleiner -100 % und größer als 100 %) nicht in die Auswertung einbezogen, da diese einzelnen Werte Ausnahmen darstellen, die die Ergebnisse stark verzerrt hätten.

GWJ	Mittelwert des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung ohne Ausreißer
14/15	16,0%	0,048
15/16	15,8%	0,047
16/17	13,5%	0,034
17/18	13,7%	0,039

Tabelle 37: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Da eine tägliche prozentuale Netzkontoabweichung von 0 % den Idealfall darstellt, erlaubt die Betrachtung der Entwicklung des Mittelwertes des Betrages dieser Größe Rückschlüsse auf die Allokationsgüte. Hierbei gehen die Beträge (und somit vorzeichenlosen Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Seit dem GWJ 2014/15 sank der Mittelwert um 0,2 bis 2,3 Prozentpunkte pro Jahr bis zum GWJ 2016/17, stieg im GWJ 2017/18 jedoch wieder um 0,2 Prozentpunkte an.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz war in den GWJ 2014/15 und 2015/16 nahezu konstant, sank im GWJ 2016/17, um dann im GWJ 2017/18 wieder anzusteigen. Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.7.2.3 Vergleich der Marktgebiete

Beim Vergleich der Marktgebiete im analytischen Verfahren fällt auf, dass die maximalen Werte der Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung im Bereich -5 % - 5 % sich nicht so einheitlich auf die GWJ verteilen wie im synthetischen Verfahren. Während bei NCG die maximalen Werten in drei GWJ im Bereich -5 % - 0 % liegen, ist es bei GASPOOL der Bereich von 0 % - 5%, wobei die drei GWJ in beiden Marktgebieten nicht immer die gleichen sind.

Die Mittelwerte des Betrages der täglichen prozentualen Netzkontoabrechnung zeigen in beiden Marktgebieten Schwankungen bis zum GWJ 2016/17 einen leichten Trend zur Senkung, der jedoch im GWJ 2017/18 unterbrochen wird, da die Werte dort wieder leicht ansteigen.

Betrachtet man die Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, ist in beiden Marktgebieten in den ersten drei GWJ ein leicht sinkender Trend zu erkennen. Im GWJ 17/18 steigt die Varianz in beiden Marktgebieten, erreicht aber nicht den Wert von 14/15. Insgesamt schwankt die Varianz im geringen Maße.

3.3.8 Externe Netto-Regelenergie

3.3.8.1 NKS und externe Netto-Regelenergie auf Monatsbasis

Im Folgenden soll ein Zusammenhang zwischen den NKS und dem Einsatz externer Regelenergie (*externe Regelenergie*: siehe Kapitel 1.4) untersucht werden. Hierzu werden die addierten positiven und negativen NKS eines Marktgebietes pro Monat (hellblaue Linie) den Werten der externen Netto-Regelenergie (*externe Netto-Regelenergie*: siehe Kapitel 1.4) auf Monatsbasis (dunkelblaue Linie) gegenübergestellt. Darüber hinaus wird die Differenz der beiden Größen (orange Linie) dargestellt.

3.3.8.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 56 zeigt den addierten positiven und negativen NKS sowie die externe Netto-Regelenergie auf Monatsebene für das Marktgebiet NCG.

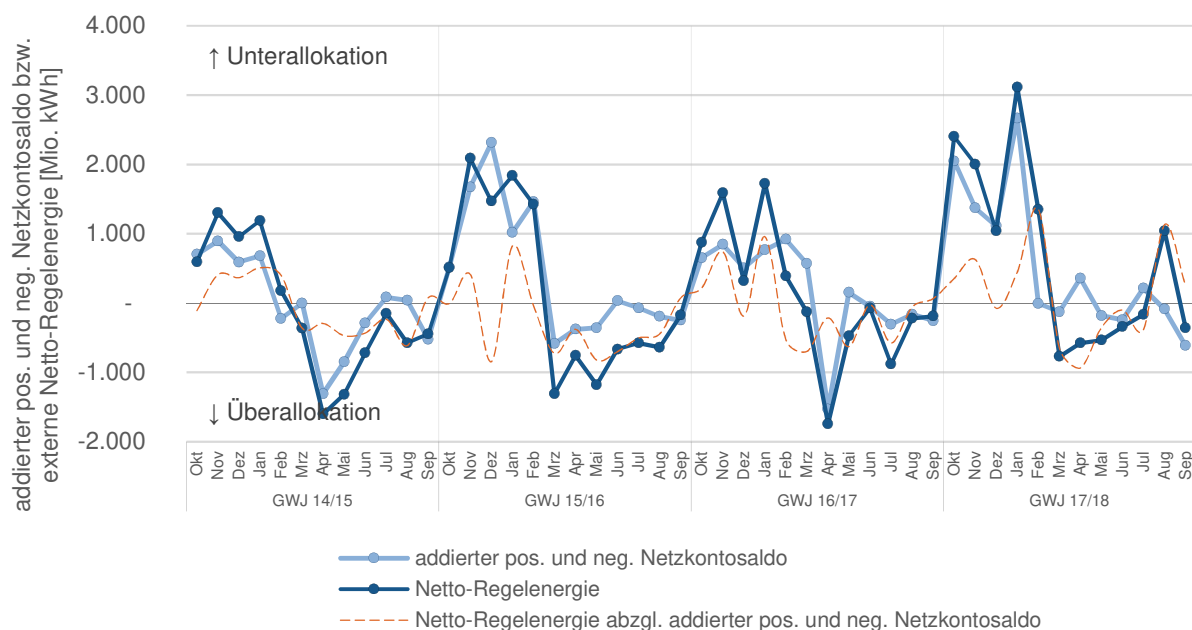


Abbildung 56: externes Netto-Regelenergieaufkommen und NKS auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die monatlichen NKS zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die externe Netto-Regelenergie. Tendenziell ergeben sich bei hohen, positiven Werten für den addierten positiven und negativen NKS (Unterallokation) ebenfalls hohe, positive Werte für den Einsatz externer Netto-Regelenergie (Netto-Kaufsituation von externer Regelenergie) und umgekehrt. Die Differenz zwischen den beiden Werten (orange Linie in Abbildung 56) fällt dabei sowohl positiv (externe Netto-Regelenergie > addierter pos. und neg. NKS) als auch negativ (externe Netto-Regelenergie < addierter pos. und neg. NKS) aus.

3.3.8.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 57 zeigt den addierten positiven und negativen NKS sowie die externe Netto-Regelenergie auf Monatsebene für Marktgebiet GASPOOL.

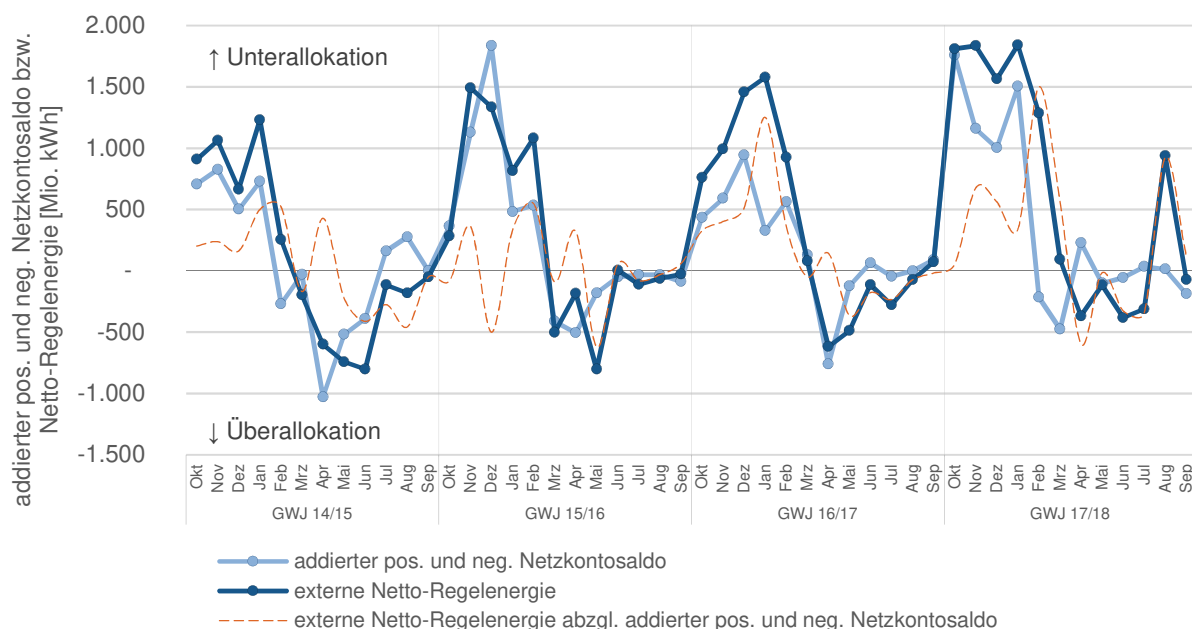


Abbildung 57: externes Netto-Regelenergieaufkommen und NKS auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Die monatlichen NKS zeigen einen ähnlichen Verlauf wie die externe Netto-Regelenergie. Tendenziell ergeben sich bei hohen, positiven Werten für den addierten positiven und negativen NKS (Unterallokation) ebenfalls hohe, positive Werte für den Einsatz externer Netto-Regelenergie (Netto-Kaufsituation von externer Regelenergie) und umgekehrt. Die Differenz zwischen den beiden Werten (orange Linie in Abbildung 57) fällt dabei sowohl positiv (externe Netto-Regelenergie > addierter pos. und neg. NKS) als auch negativ (externe Netto-Regelenergie < addierter pos. und neg. NKS) aus.

3.3.8.1.3 Vergleich der Marktgebiete

In beiden Marktgebieten zeigen die monatlichen NKS jeweils einen ähnlichen Verlauf wie die externe Netto-Regelenergie. Tendenziell gehen SLP-Unterallokationen mit entsprechenden

Regelenergiekäufen einher; SLP-Überallokationen mit entsprechenden Regelenergieverkäufen. Für beide Marktgebiete gilt, dass Netto-Kaufssituationen externer Regelenergie für die Wintermonate charakteristisch sind, während die Netto-Verkaufssituationen externer Regelenergie in den Sommermonaten auftreten. In den GWJ 2016/17 und GWJ 2017/18 übersteigen die Mengen der Regelenergieeinkäufe im Marktgebiet GASPOOL jene der Regelenergieverkäufe. Im Marktgebiet NCG war dies in den GWJ 2015/16, 2016/17 sowie 2017/18 der Fall.

Die folgende Tabelle 38 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem monatlichen addierten positiven und negativen NKS und der monatlichen externen Netto-Regelenergie in beiden Marktgebieten dar:

linearer Zusammenhang zwischen monatlichem addiertem positivem und negativem Netzkontosaldo und monatlicher externer Netto-Regelenergie				
GWJ	Korrelationskoeffizient r		Bestimmtheitsmaß R^2	
	NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL
14/15	0,93	0,87	0,87	0,76
15/16	0,92	0,88	0,84	0,78
16/17	0,86	0,86	0,73	0,74
17/18	0,86	0,78	0,74	0,61
Gesamt	0,89	0,83	0,79	0,69

Tabelle 38: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, GWJ 14/15 bis 17/18 NCG und GASPOOL

Im Marktgebiet NCG liegt der Korrelationskoeffizient über die vier betrachteten GWJ insgesamt bei 0,89. Das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,79, was bedeutet, dass auf Monatsebene 79 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch die Streuung des addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können. Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient über die vier betrachteten GWJ etwas geringer insgesamt bei 0,83. Das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,69, was bedeutet, dass auf Monatsebene 69 % der Streuung der externen Netto-Regelenergie durch die addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Während im Marktgebiet NCG der Korrelationskoeffizient über die vier GWJ eine leichtfallende Tendenz aufweist, ist im Gebiet GASPOOL kein klarer Trend erkennbar.

3.3.8.2 NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate

Im Folgenden erfolgt eine Betrachtung des Zusammenhangs zwischen täglichem NKS und täglichem Einsatz externer Netto-Regelenergie für vier ausgewählte Monate über alle vier

GWJ. Ein Datenpunkt der dunkelblauen Linie stellt dabei den addierten positiven und negativen NKS des Marktgebietes pro Tag dar, ein Datenpunkt der hellblauen Linie ist der Tageswert des externen Netto-Regelenergieeinsatzes im Marktgebiet.

Die Wahl der Beispielmonate deckt ein möglichst großes Spektrum an Jahreszeiten ab. Oktober und April stehen für Übergangsmonate im Herbst und Frühling sowie für Beginn und Ende der Heizperiode, der Februar ist ein typischer Wintermonat und der Juli stellt einen typischen Sommermonat dar.

3.3.8.2.1 Marktgebiet NCG

Monat Oktober

Abbildung 58 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

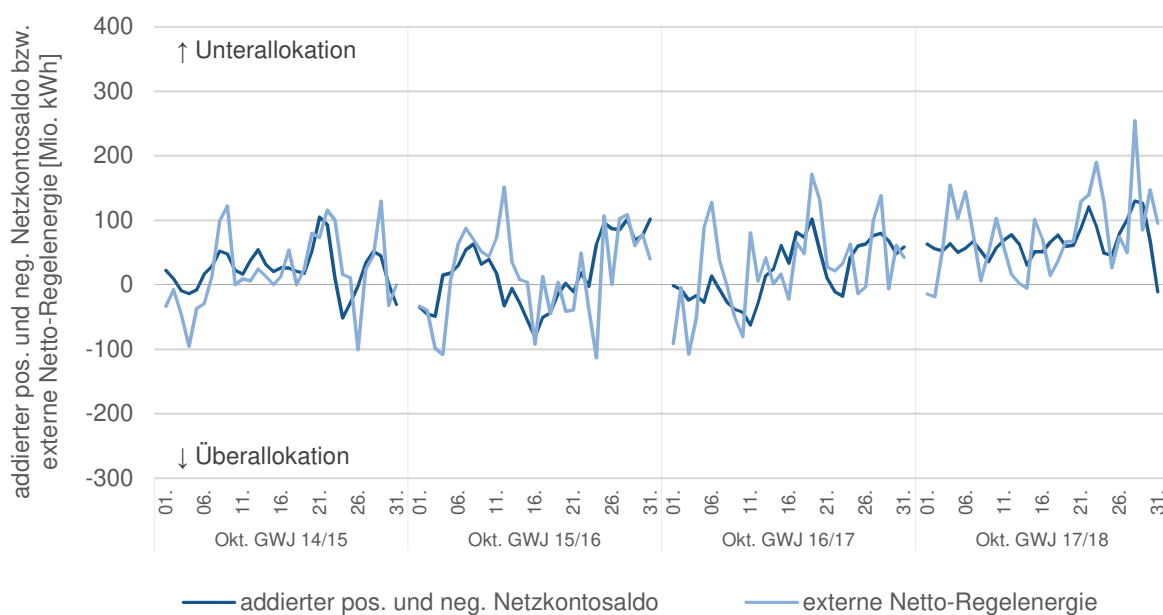


Abbildung 58: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist hierbei der Oktober 2017, in welchem es nur an einem Tag zu einer Überallokation bzw. an drei Tagen zu einer Netto-Verkaufssituation von externer Regelenergie kam. Insgesamt kann mengenseitig über seit dem GWJ 2015/16 eine steigende Tendenz zur Unterallokation und zu einer Netto-Kaufssituation von externer Regelenergie verzeichnet werden, während die Mengen in der Überallokation und den Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sinken.

Monat Februar

Abbildung 59 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

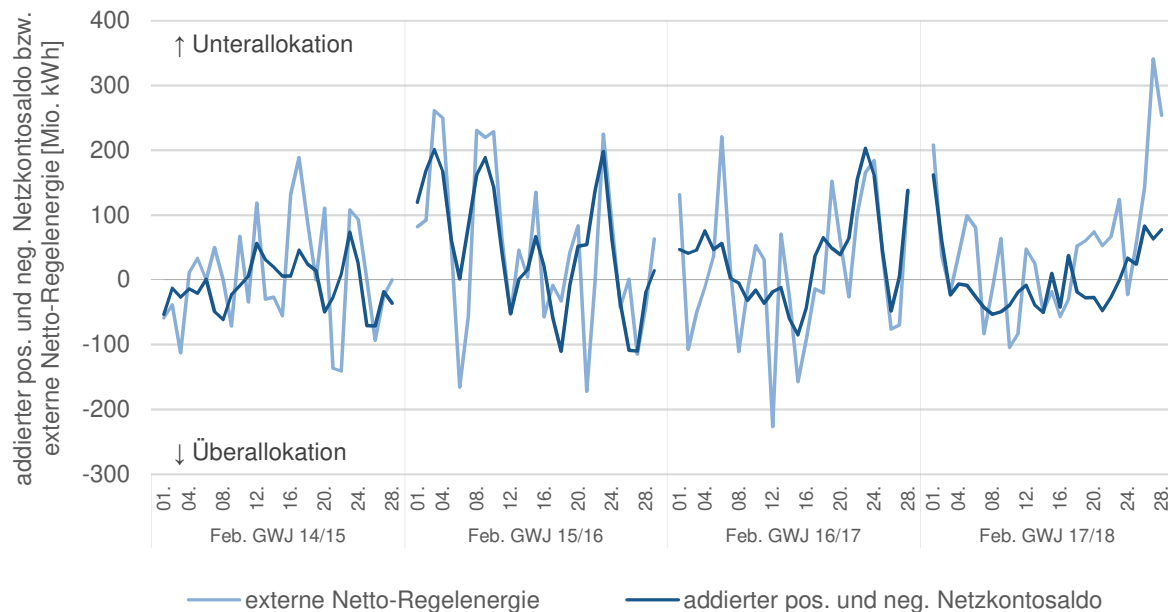


Abbildung 59: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen bzw. zu externen Netto-Kauf/Verkauf-Situationen von externer Regelenergie kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Auffällig ist die häufige und deutliche Unterallokation sowie Netto-Kaufsituation von externer Regelenergie in den GWJ 2015/16 und 2016/17.

Monat April

Abbildung 60 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

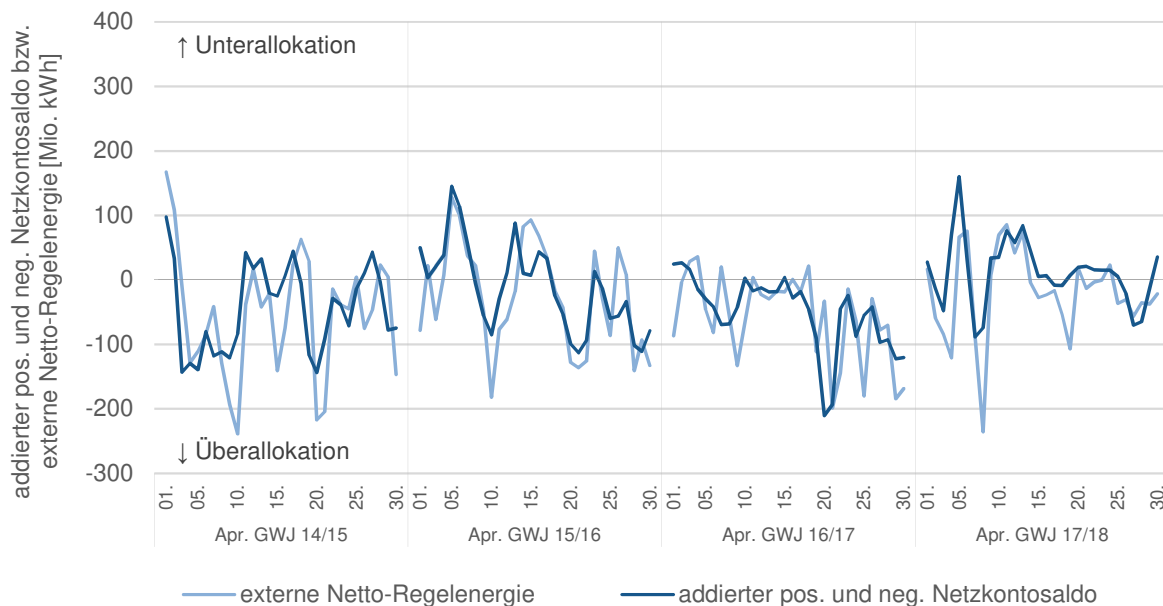


Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

In den Aprilmonaten der GWJ bis 2016/17 überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist das GWJ 2016/17, in welchem nur an 5 bzw. 6 Tagen eine Unterallokation bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie auftraten, die zudem äußerst gering ausfielen. Hervorzuheben ist jedoch das GWJ 2017/18, in dem die Unterallokation deutlich überwiegt.

Monat Juli

Abbildung 61 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den vier GWJ im Marktgebiet NCG dar.

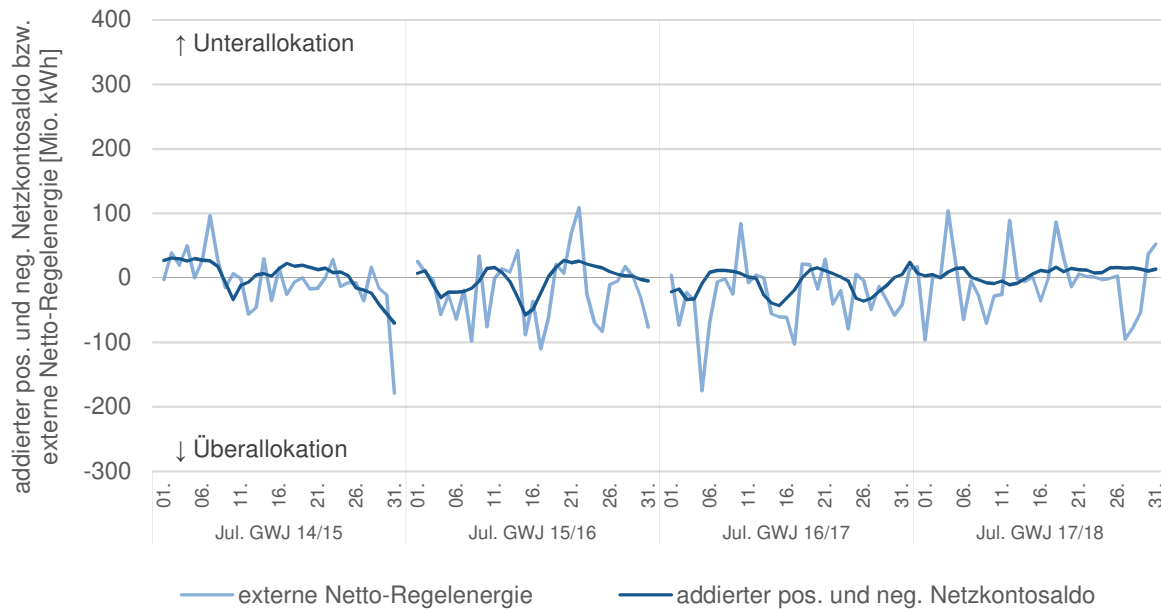


Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Eine klare Tendenz der Häufigkeit zu Über- oder Unterallokationen ist nicht erkennbar. Die Mengen der Überallokationen übersteigen insgesamt die Mengen der Unterallokation in den GWJ 2015/16 und 2016/17. In den GWJ 2014/15 und 2017/18 ist es umgekehrt. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

3.3.8.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Monat Oktober

Abbildung 62 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

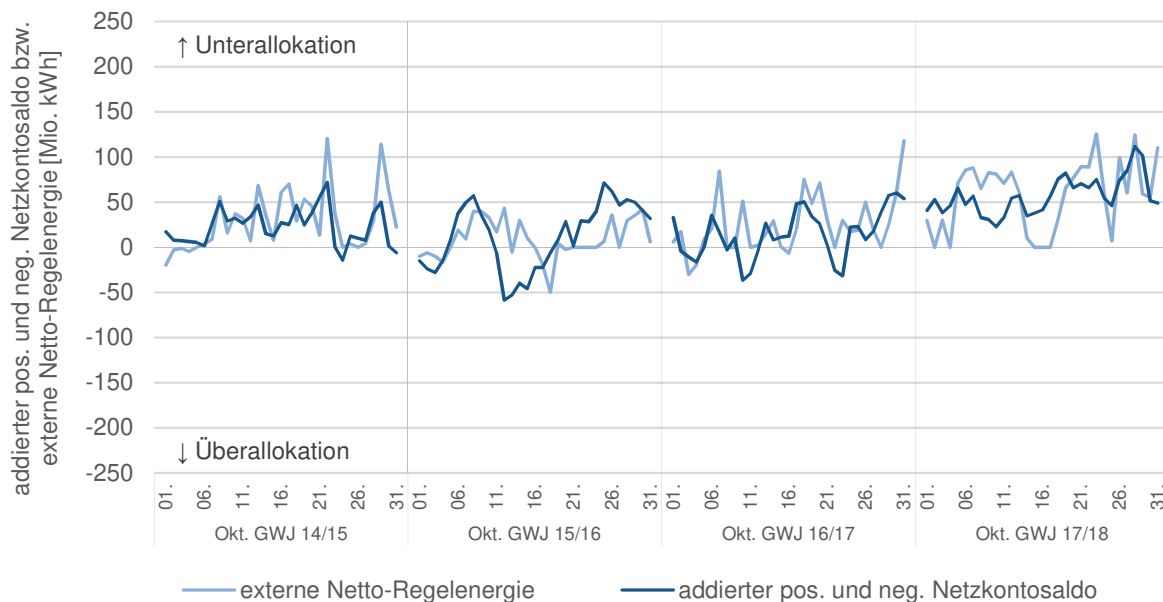


Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist hierbei der Oktober 2017, in welchem es an keinem Tag zu einer Überallokation bzw. Netto-Verkaufssituation von externer Regelenergie kam.

Monat Februar

Abbildung 63 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

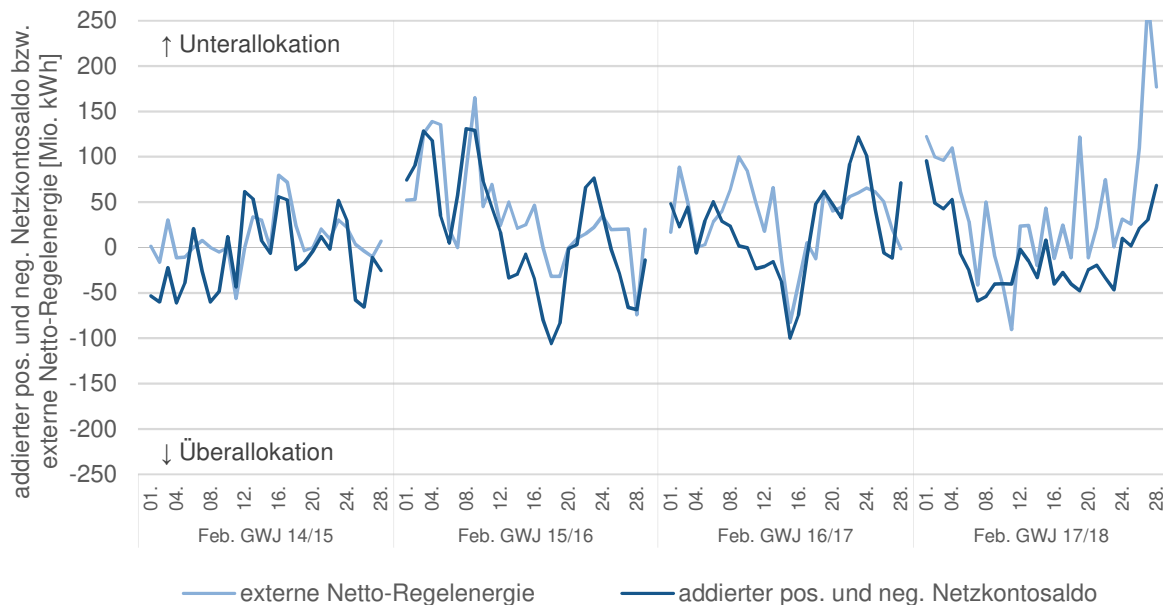


Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Bei der externen Regelenergie kommt es in jedem GWJ in Summe zu einer Netto-Kaufsituation.

Monat April

Abbildung 64 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

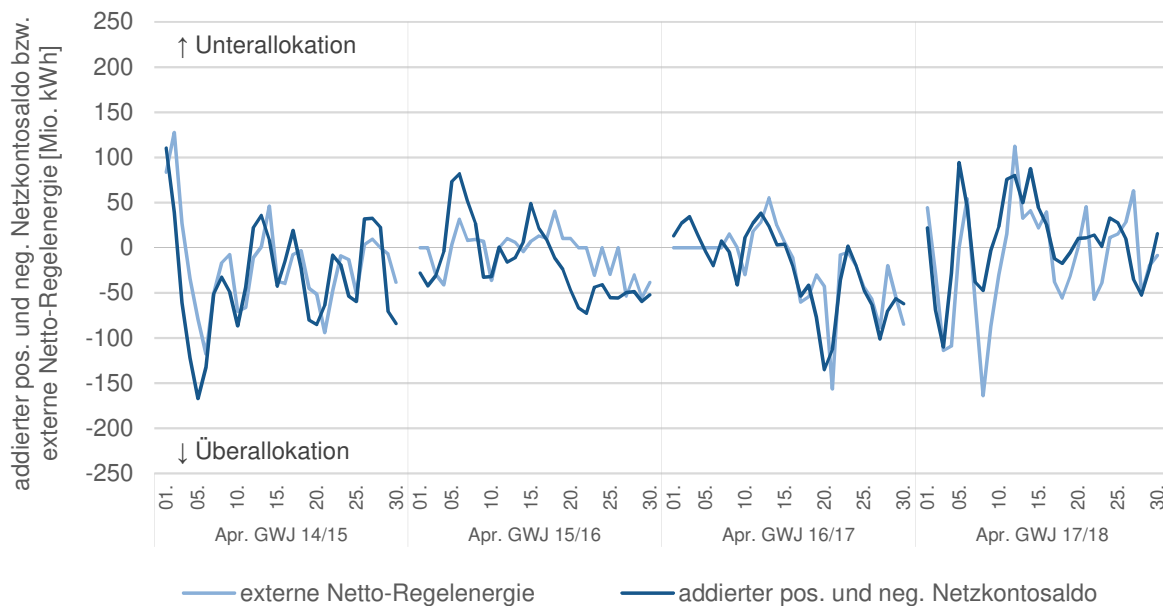


Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

In den Aprilmonaten der GWJ bis einschließlich 2016/17 überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Hervorzuheben ist jedoch das GWJ 2017/18, in dem die Unterallokation deutlich überwiegt.

Monat Juli

Abbildung 65 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den vier GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

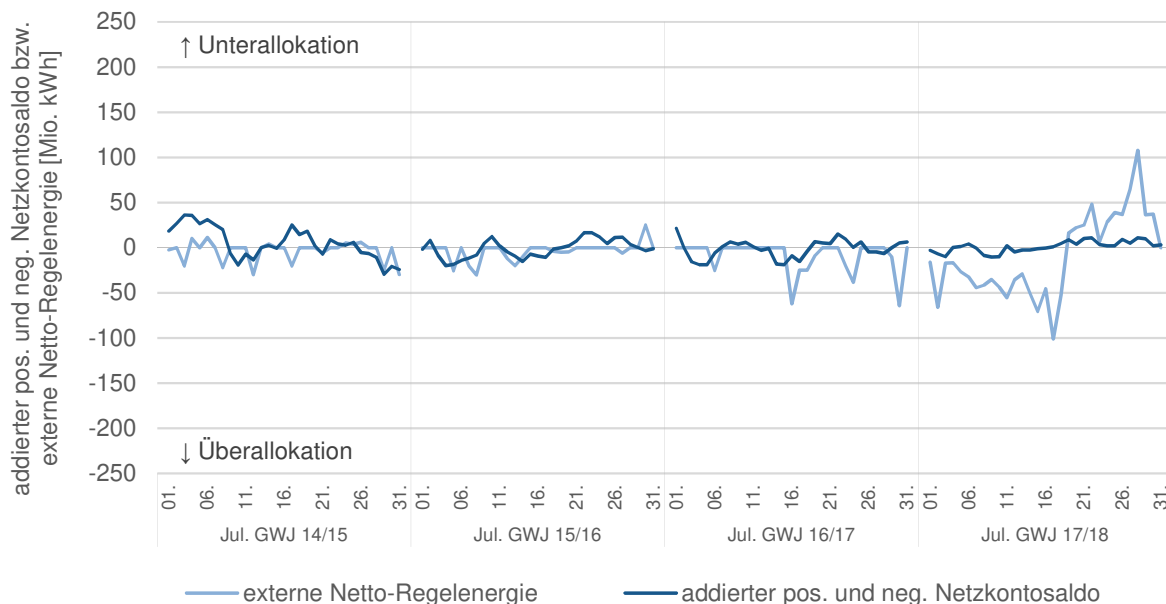


Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Eine klare Tendenz der Häufigkeit zu Über- oder Unterallokationen ist nicht erkennbar. Die Mengen der Überallokationen übersteigen insgesamt die Mengen der Unterallokation in den GWJ 2015/16 und 2016/17. In den GWJ 2014/15 und 2017/18 ist es umgekehrt. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

3.3.8.2.3 Vergleich der Marktgebiete

Eine statistische Betrachtung des linearen Zusammenhangs zwischen NKS und externer Netto-Regelenergie wird analog zur Monatsbetrachtung in Kapitel 3.3.8.1 im Folgenden auch auf täglicher Ebene durchgeführt.

Monat Oktober

Die folgende Tabelle 39 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Oktober dar:

	Okt 14		Okt 15		Okt 16		Okt 17	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	24	29	18	19	18	21	30	31
Anzahl Tage mit Überallokation	7	2	13	12	13	10	1	0
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	844	726	972	699	965	595	2.059	1.757
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	142	20	454	335	309	160	11	0
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	19	24	21	16	20	23	28	26
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	8	4	10	8	11	3	3	0
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	974	937	1.159	400	1.306	817	2.442	1.811
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	380	29	647	119	432	57	38	0
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	4	3	0	7	0	5	0	5
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,61	0,61	0,50	0,32	0,48	0,44	0,39	0,39
Bestimmtheitsmaß R ² zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,37	0,38	0,25	0,10	0,23	0,19	0,15	0,15
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	2	1	6	4	6	5	1	0
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4	4	3	1	4	1	3	0

Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie sinkt im Marktgebiet NCG für den Monat Oktober über alle vier GWJ von 0,61 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang) im GWJ 2014/15 auf 0,39 (schwacher positiver linearer Zusammenhang) im GWJ 2017/18. Das Bestimmtheitsmaß sinkt von 0,37 im GWJ 2014/15 auf 0,15 im GWJ 2017/18. Das Bestimmtheitsmaß nahm ausgehend vom GWJ 2014/15 zum GWJ 2017/18 kontinuierlich ab.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,32 und 0,61 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang).

Pro Oktober musste im Marktgebiet NCG an 1 bis 6 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 4 Tagen pro Oktober musste mehr externe Regelenergie verkauft als

gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an maximal 5 Tagen pro Oktober mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 4 Tagen pro Oktober wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 66 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Oktober-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

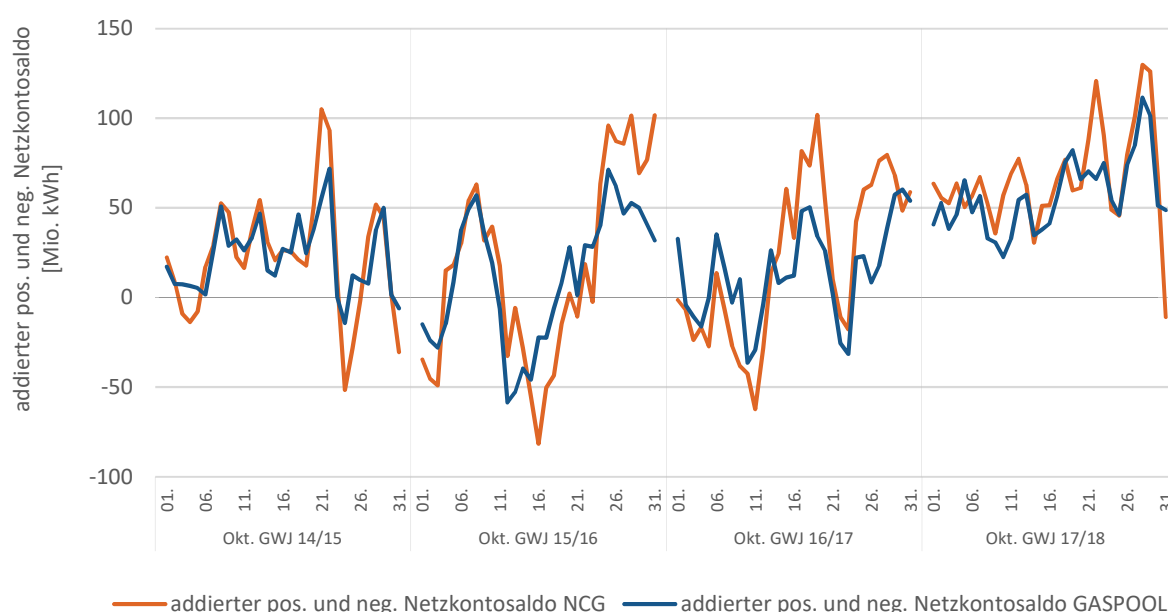


Abbildung 66: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 40 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Oktober-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Oktober)			
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Korrelationskoeffizient r	0,86	0,85	0,76	0,71
Bestimmtheitsmaß R^2	0,73	0,72	0,58	0,50

Tabelle 40: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten nimmt über die GWJ ab (von einem starken positiven linearen Zusammenhang auf einen mittleren positiven linearen Zusammenhang).

Monat Februar

Die folgende Tabelle 41 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Februar dar:

	Feb 15		Feb 16		Feb 17		Feb 18	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	13	10	21	16	18	17	9	10
Anzahl Tage mit Überallokation	15	18	8	13	10	11	19	18
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	319	357	1.964	1.087	1.276	868	551	380
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	541	628	503	555	356	306	556	596
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	11	14	18	23	14	22	18	20
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	12	8	11	3	14	5	10	8
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.001	372	2.168	1.219	1.397	1.073	1.827	1.520
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	822	118	742	138	1.007	150	478	237
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	5	6	0	3	0	1	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,43	0,64	0,74	0,74	0,65	0,50	0,62	0,68
Bestimmtheitsmaß R ² zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,18	0,41	0,54	0,55	0,42	0,25	0,39	0,47
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5	7	2	8	3	7	0	10
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	5	0	5	0	7	2	0	0

Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Februar über alle vier GWJ zwi-

schen 0,43 und 0,74 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,18 und 0,54, somit können zwischen 18 % und 54 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,5 und 0,74 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,25 und 0,55 und zeigt, dass 25 % bis 55 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro Februar musste im Marktgebiet NCG an maximal 5 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 7 Tagen pro Februar musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 7 bis 10 Tagen pro Februar mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 2 Tagen pro Februar wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 67 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Februar-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

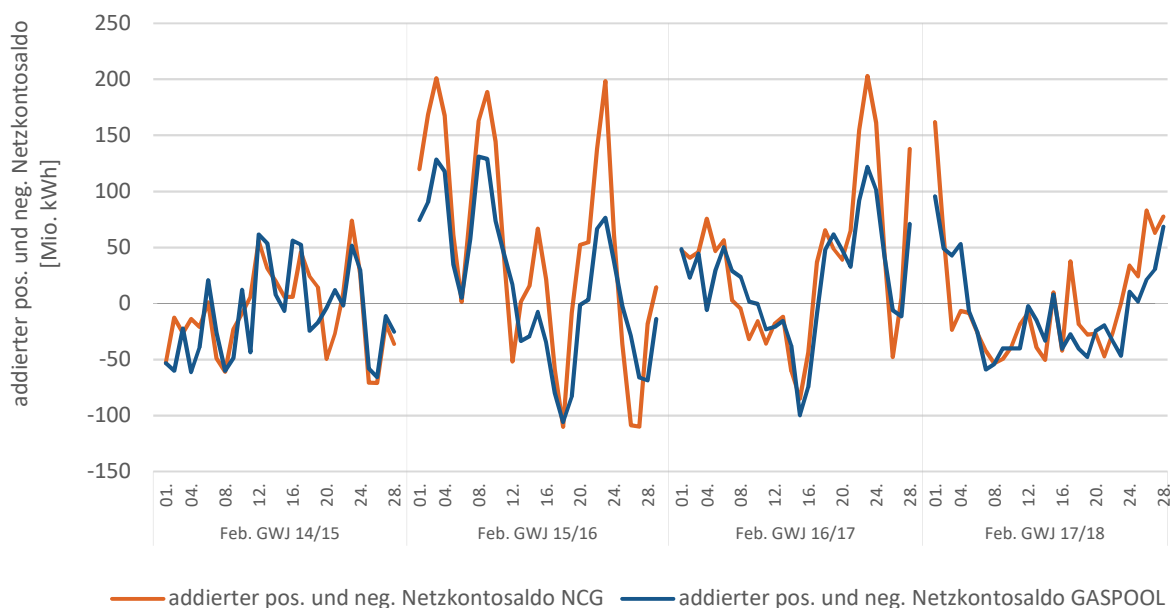


Abbildung 67: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 42 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Februar-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Februar)			
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Korrelationskoeffizient r	0,75	0,89	0,89	0,79
Bestimmtheitsmaß R^2	0,57	0,80	0,79	0,62

Tabelle 42: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten schwankt über die GWJ auf und ab (zwischen starken positiven linearen Zusammenhang und mittleren positiven linearen Zusammenhang).

Monat April

Die folgende Tabelle 43 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat April dar:

	Apr 15		Apr 16		Apr 17		Apr 18	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	9	9	14	9	5	12	20	18
Anzahl Tage mit Überallokation	21	21	16	21	25	18	10	12
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	327	322	633	320	73	205	768	670
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.636	1.351	1.011	826	1.603	967	409	442
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	9	7	13	13	6	6	10	15
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	21	22	17	10	24	16	20	15
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	439	298	699	165	111	147	478	524
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.041	898	1.455	349	1.853	766	1.055	894
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	1	0	7	0	8	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,61	0,73	0,76	0,49	0,52	0,78	0,65	0,66
Bestimmtheitsmaß R ² zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,37	0,53	0,57	0,24	0,27	0,61	0,42	0,44
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5	1	3	6	5	1	0	1
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	5	2	4	1	4	2	10	4

Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat April über alle vier GWJ zwischen 0,52 und 0,76 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,27 und 0,57, somit können zwischen 27 % und 57 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,49 und 0,78 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,24

und 0,61 und zeigt, dass 24 % bis 61 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro April musste im Marktgebiet NCG an maximal 5 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 4 bis 10 Tagen pro April musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 1 bis 6 Tagen pro April mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 1 bis 4 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 68 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die April-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

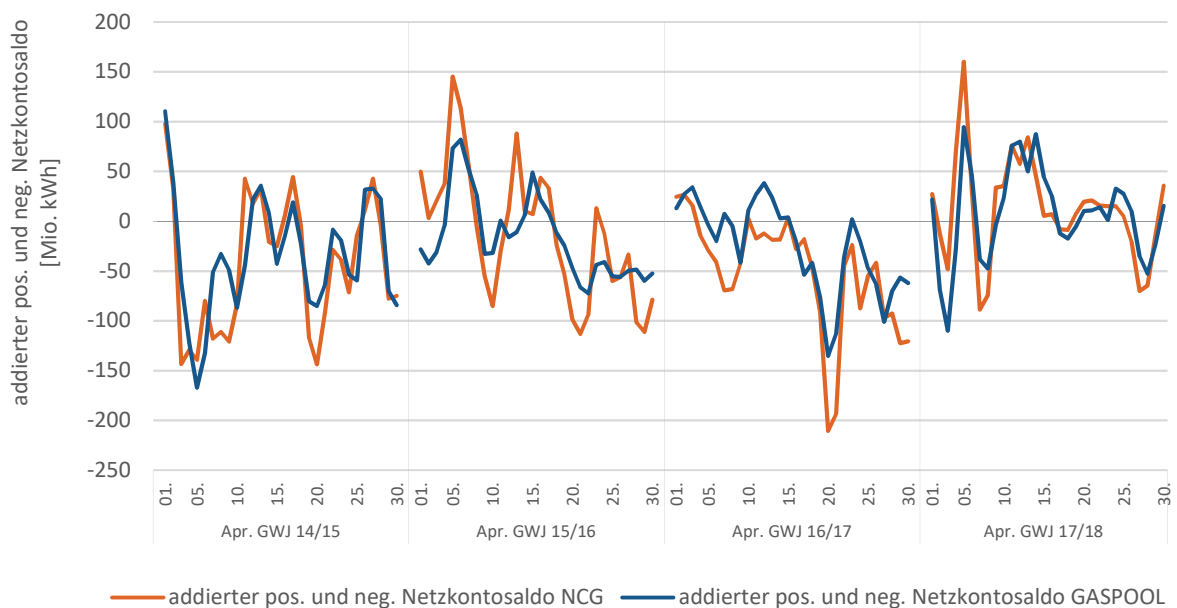


Abbildung 68: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 44 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die April-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (April)			
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Korrelationskoeffizient r	0,82	0,79	0,84	0,76
Bestimmtheitsmaß R^2	0,68	0,62	0,71	0,57

Tabelle 44: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten schwankt über die GWJ auf und ab (zwischen einem starken positiven linearen Zusammenhang und mittleren positiven linearen Zusammenhang).

Monat Juli

Die folgende Tabelle 45 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie in den beiden Marktgebieten für den Monat Juli dar:

	Jul 15		Jul 16		Jul 17		Jul 18	
	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL	NCG	GAS-POOL
Anzahl Tage mit Unterallokation	21	18	17	14	14	16	24	19
Anzahl Tage mit Überallokation	10	13	14	17	17	15	7	12
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	368	313	228	113	104	98	259	94
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	284	152	299	146	410	144	45	61
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	11	6	12	2	8	0	14	12
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	17	8	19	10	23	9	17	18
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	357	40	361	25	170	0	438	468
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	506	155	938	138	1.052	280	604	780
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	3	17	0	19	0	22	0	1
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,62	0,25	0,42	0,36	0,24	0,03	0,01	0,64
Bestimmtheitsmaß R ² zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,39	0,06	0,18	0,13	0,06	0,001	0,0001	0,41
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	2	1	3	1	4	0	1	0
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	9	4	8	2	10	5	11	6

Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Juli über alle vier GWJ zwischen 0,01 und 0,62 (sehr schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang), wobei eine klare sinkende Entwicklung über die vier GWJ zu beobachten ist. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,0001 und 0,39, somit können zwischen 0,01 % und 39 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen 0,03 und 0,64 (sehr schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,001 und 0,41 und zeigt, dass 0,1 % bis 41 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Pro Juli musste im Marktgebiet NCG an 1 bis 4 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 8 bis 11 Tagen pro Juli musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an maximal einem Tag pro Juli mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 bis 6 Tagen pro Juli wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Abbildung 69 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Juli-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

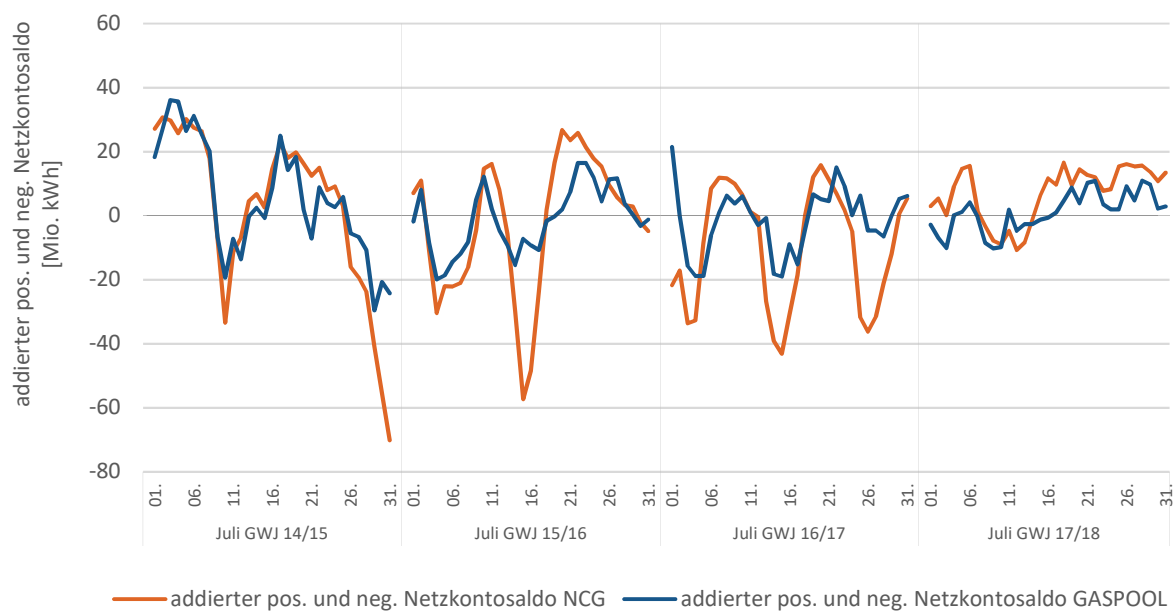


Abbildung 69: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Tabelle 46 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen addierten positiven und negativen NKS der beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für die Juli-Monate der vier betrachteten GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem pos. und neg. NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL (Juli)			
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18
Korrelationskoeffizient r	0,89	0,78	0,57	0,75
Bestimmtheitsmaß R ²	0,79	0,60	0,32	0,57

Tabelle 46: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS in den Marktgebieten NCG und GASPOOL auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Korrelation des addierten positiven und negativen NKS zwischen den beiden Marktgebieten schwankt über die GWJ auf und ab (zwischen einem starken positiven linearen Zusammenhang und mittleren positiven linearen Zusammenhang).

3.4 Kompensationsfaktor

Die Netzkontosalden der NB innerhalb eines Marktgebietes können sowohl negative als auch positive Werte annehmen. Das kann zu einem ausgeglichenen Gesamtnetzkontosaldo innerhalb eines Marktgebietes führen. Um dieses Verhalten sichtbar zu machen und bewerten zu können, wurde im Statusbericht zum SLP-Verfahren Gas der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) der sogenannte Kompensationsfaktor entwickelt.

Der Kompensationsfaktor beschreibt nicht die Höhe, sondern den Anteil der sich kompensierenden Netzkontosalden innerhalb eines Marktgebietes. Er gibt an, welcher Anteil des betragsmäßig höheren Netzkontosaldos durch den betragsmäßig kleineren Netzkontosaldo kompensiert wird.

Zu kompensierender Netzkontosaldo

Der *zu kompensierende Netzkontosaldo* ist der betragsmäßig höhere Wert aus der jeweiligen Summe der positiven und negativen NKS eines Tages in einem Marktgebiet.

$$\text{zu kompensierender NKS} = \text{NKS}_{\text{komp}} = \begin{cases} \text{NKS}_{\text{pos}}, & \text{falls } \text{NKS}_{\text{pos}} > |\text{NKS}_{\text{neg}}| \\ \text{NKS}_{\text{neg}}, & \text{falls } \text{NKS}_{\text{pos}} \leq |\text{NKS}_{\text{neg}}| \end{cases} \quad [\text{kWh}]$$

Formel 8 zu kompensierender NKS eines Marktgebietes

Dabei stehen NKS_{pos} und NKS_{neg} hier für die jeweilige Summe der positiven bzw. negativen Netzkontosalden eines Tages.

Kompensationsfaktor (K)

Die Definition des Kompensationsfaktors lautet gemäß Statusbericht FfE wie folgt:

$$K = 1 - \frac{|NKS_{\text{pos}} + NKS_{\text{neg}}|}{|NKS_{\text{komp}}|} [\%]$$

Formel 9 Kompensationsfaktor eines Marktgebietes

Ergänzende Erläuterung zum Verständnis des Kompensationsfaktors:

- Ein Kompensationsfaktor von 1 ergibt sich bei vollständiger Kompensation, d.h. positiver und negativer NKS gleichen sich vollständig aus. Bei einem hohen Kompensationsfaktor kann – unabhängig von der Höhe der einzelnen Netzkontosalden – hinsichtlich der einzelnen Prognosen von einer rein zufälligen bzw. durch individuelle Netzcharakteristiken verursachten Abweichung ausgegangen werden.
- Ein Kompensationsfaktor von 0 ergibt sich, wenn der NKS 0 (GWJ 2014/15) bzw. NKS 1 (ab GWJ 2015/16) für alle Netzkonten innerhalb eines Marktgebietes das gleiche Vorzeichen aufweist. Im Fall eines sehr geringen Kompensationsfaktors ist davon auszugehen, dass die den Prognoseabweichungen zu Grunde liegenden Faktoren systematischer Natur sind und in der Systematik der SLP liegen.

3.4.1 Kompensationsfaktor und NKS auf Tagesbasis

3.4.1.1 Marktgebiet NCG

Die folgende Abbildung 70 fasst für das Marktgebiet NCG das Maximum, Minimum und den Durchschnitt sowie die Varianz der Tageswerte des Kompensationsfaktors pro Monat für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 zusammen.

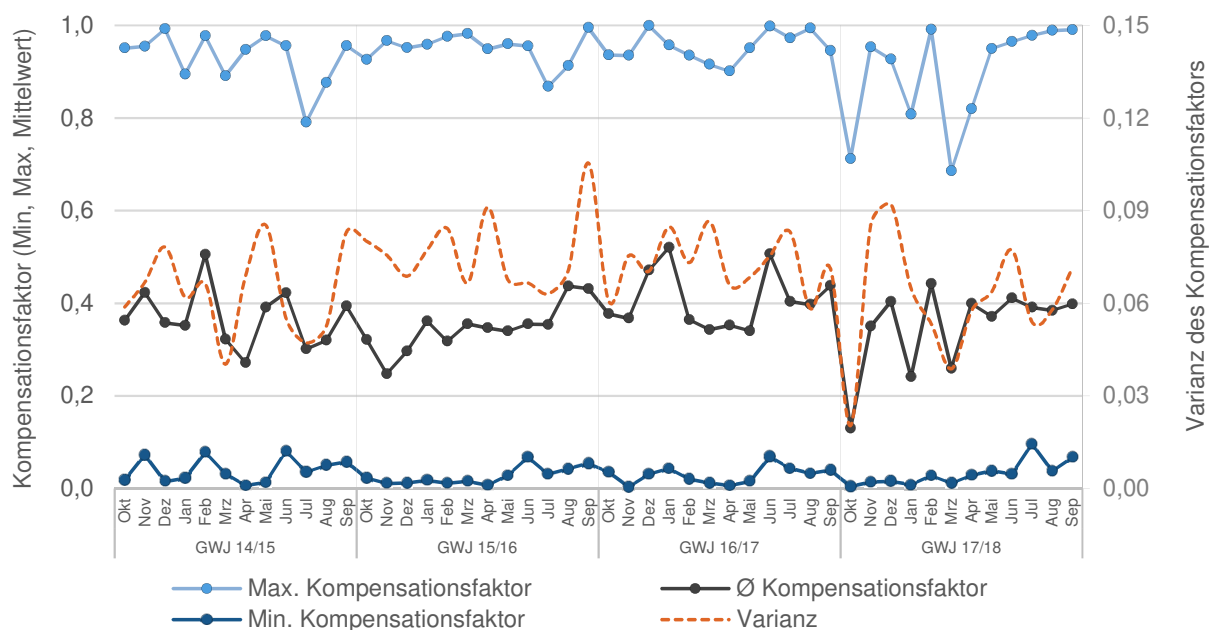


Abbildung 70: Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Die folgende Abbildung 71 zeigt den positiven und negativen NKS (blaue Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet NCG im GWJ 2014/15; ein Datenpunkt in den folgenden Abbildungen stellt somit einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

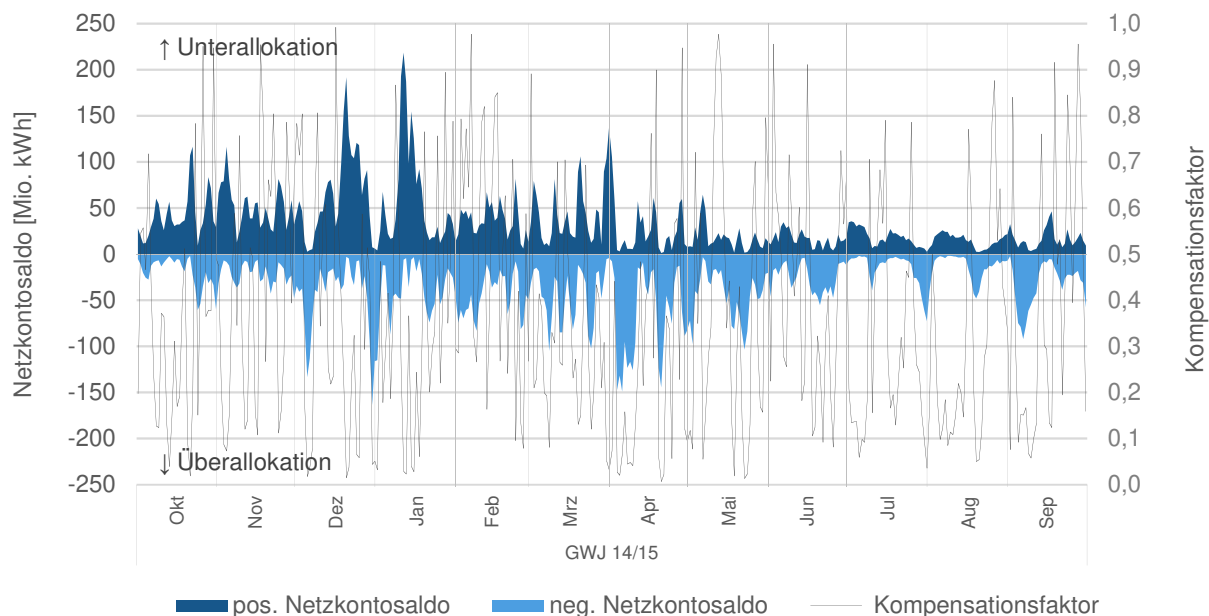


Abbildung 71: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 14/15, NCG

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Juli 2015
	maximaler Wert	Dezember 2014
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2015
	maximaler Wert	Februar 2015
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2015
	maximaler Wert	Juni 2015
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	März 2015
	maximaler Wert	Mai 2015

Tabelle 47: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15, NCG

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2014/15 die Monate Oktober 2014 sowie Juli und August 2015 (vgl. Abbildung 3). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der untersuchten Kompensationskenngrößen zeigt im Juli 2015 mit einem maximalen Kompensationsfaktor von ca. 0,79 eine relevante Übereinstimmung; im August lag der maximale Kompensationsfaktor bei 0,88. In den anderen Vergleichsmonaten lag dieser durchgängig bei ca. 0,9 bis 0,99. Die Varianz ist zudem in den Monaten Juli und August geringer; der Kompensationsfaktor ist somit auch im zeitlichen Verlauf von einem tendenziell eher niedrigen Niveau geprägt.

Die hinsichtlich des monatlichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2014/15 nicht unmittelbar erkennbar.

Die folgende Abbildung 72 zeigt den positiven und negativen NKS (blaue Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet NCG im GWJ 2015/16.

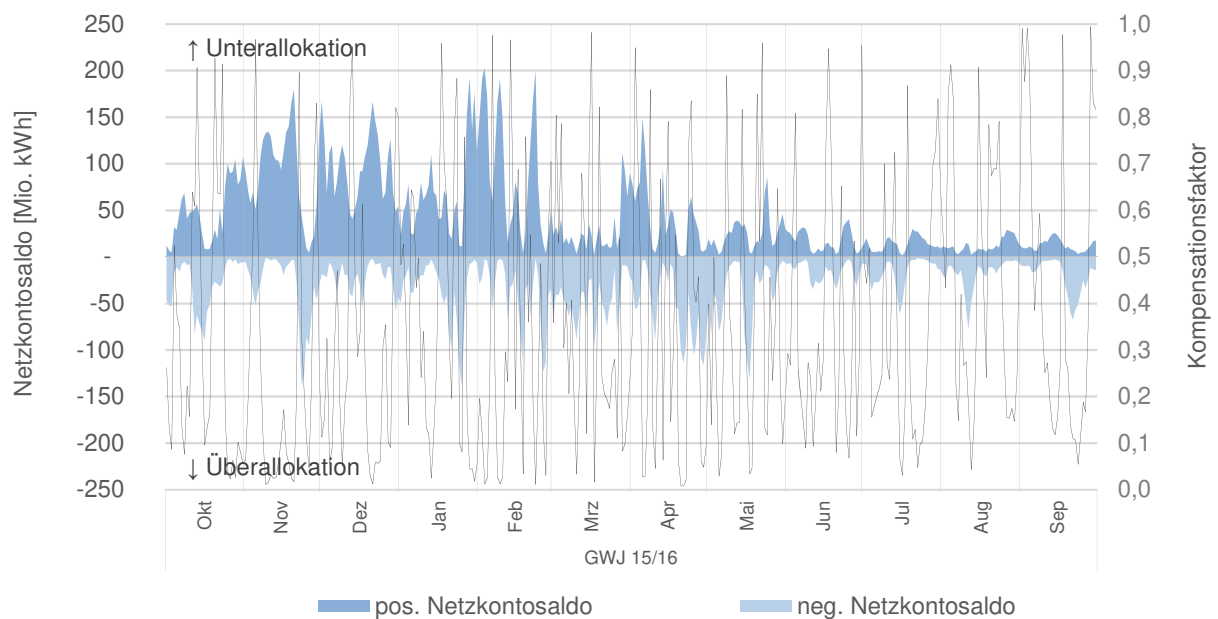


Abbildung 72: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 15/16, NCG

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Juli 2016
	maximaler Wert	September 2016
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2015
	maximaler Wert	August 2016
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2016
	maximaler Wert	Juni 2016
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Juli 2016
	maximaler Wert	September 2016

Tabelle 48: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 15/16, NCG

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2015/16 die Monate November und Dezember 2015 sowie der Juni 2016 (vgl. Abbildung 3). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der untersuchten Kompensationskenngrößen zeigt lediglich im November 2015 eine relevante Übereinstimmung. In diesem Monat wird ein durchschnittlicher Kompensationsfaktor von lediglich ca. 0,25 erkennbar; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser durchgängig bei mindestens 0,3. Die Varianz des Kompensationsfaktors zeigt im September 2016 einen deutlichen Ausschlag nach oben; ein relevanter Zusammenhang zur Anzahl der abgerechneten monatlichen Netzkontosalden ist jedoch nicht erkennbar.

Die hinsichtlich des monatlichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2015/16 nicht unmittelbar erkennbar.

Die folgende Abbildung 73 zeigt den positiven und negativen NKS (orange Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet NCG im GWJ 2016/17.

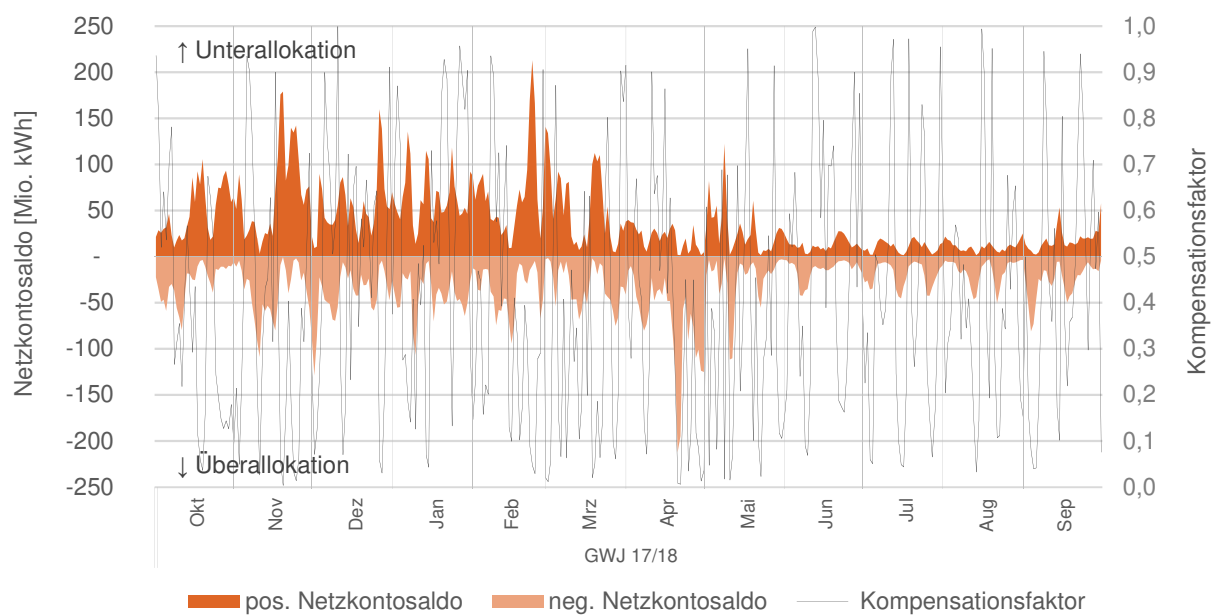


Abbildung 73: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 16/17, NCG

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2017
	maximaler Wert	Dezember 2016
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Mai 2017
	maximaler Wert	Januar 2017
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2016
	maximaler Wert	Juni 2017
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	August 2017
	maximaler Wert	März 2017

Tabelle 49: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 16/17, NCG

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2016/17 die Monate Juni, Juli und August 2017 (vgl. Abbildung 9). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der Kompensationskenngrößen zeigt keine relevante Übereinstimmung; die Monate mit den meisten Abrechnungen zeigen sich hinsichtlich der Kompensationskenngrößen unauffällig (bzw. weisen im Falle des Juni 2017 sogar einen auffällig hohen minimalen Kompensationsfaktor auf). Die hinsichtlich des täglichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2016/17 nicht unmittelbar erkennbar.

Die folgende Abbildung 74 zeigt den positiven und negativen NKS (orange Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet NCG im GWJ 2017/18.

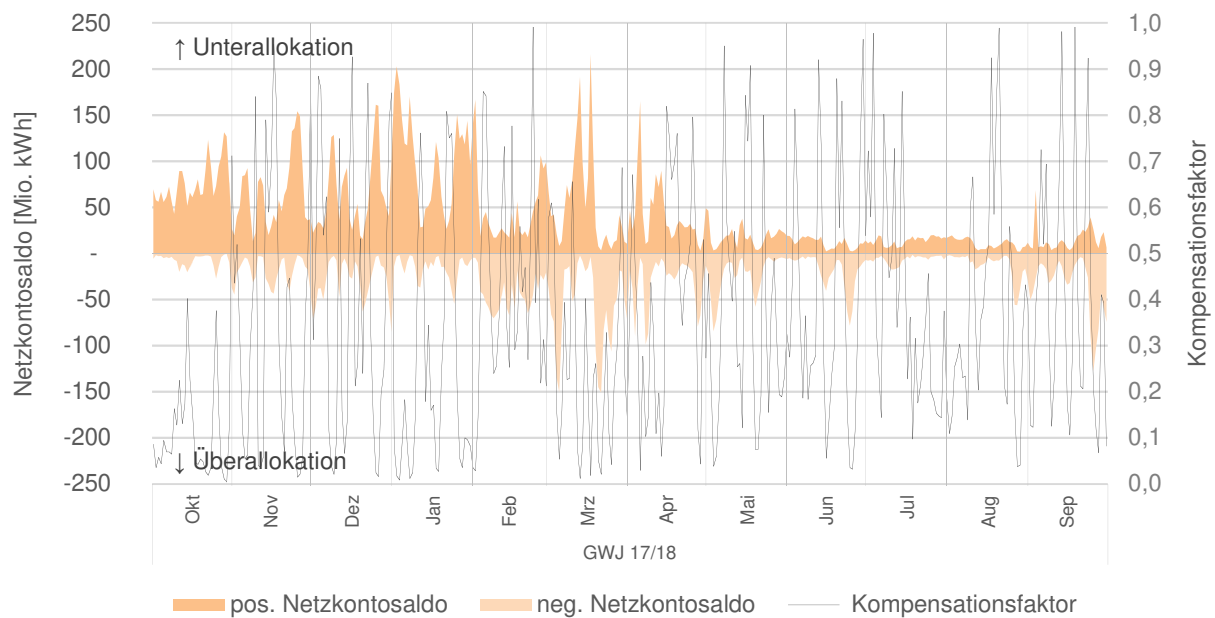


Abbildung 74: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 17/18, NCG

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	März 2018
	maximaler Wert	Februar 2018
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Februar 2018
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Juli 2018
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Dezember 2017

Tabelle 50: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 17/18, NCG

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2017/18 die Monate Oktober 2017 sowie Juli und August 2018 (vgl. Abbildung 9). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der Kompensationskenngrößen zeigt im Oktober 2017 eine deutliche Übereinstimmung. In diesem Monat wird ein durchschnittlicher Kompensationsfaktor von lediglich ca. 0,13 beobachtet; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser durchgängig bei ca. 0,24 bis 0,44. Der maximale Kompensationsfaktor beträgt im Oktober 2017 lediglich ca. 0,71; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser (mit Ausnahme des Monats März) bei ca. 0,81 bis 0,99. Demgegenüber zeigen sich die weiteren Monate mit einer höheren Anzahl von Abrechnungen bezüglich des Kompensationsfaktors unauffällig. Der März 2018 hingegen, der beim maximalen und durchschnittlichen Kompensationsfaktor erkennbar geringere Werte aufweist, ist hinsichtlich der Anzahl der Abrechnungen vollkommen unauffällig. Ebenso zeigt sich auch kein Zusammenhang zwischen einer deutlich erhöhten Varianz in den Monaten November und Dezember 2017 und der Anzahl der Abrechnungen. Die hinsichtlich des täglichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2017/18 nicht unmittelbar ableitbar.

3.4.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Die folgende Abbildung 75 fasst für das Marktgebiet GASPOOL das Maximum, Minimum und den Durchschnitt sowie die Varianz der Tageswerte des Kompensationsfaktors pro Monat für die GWJ 2014/15 bis 2017/18 zusammen.

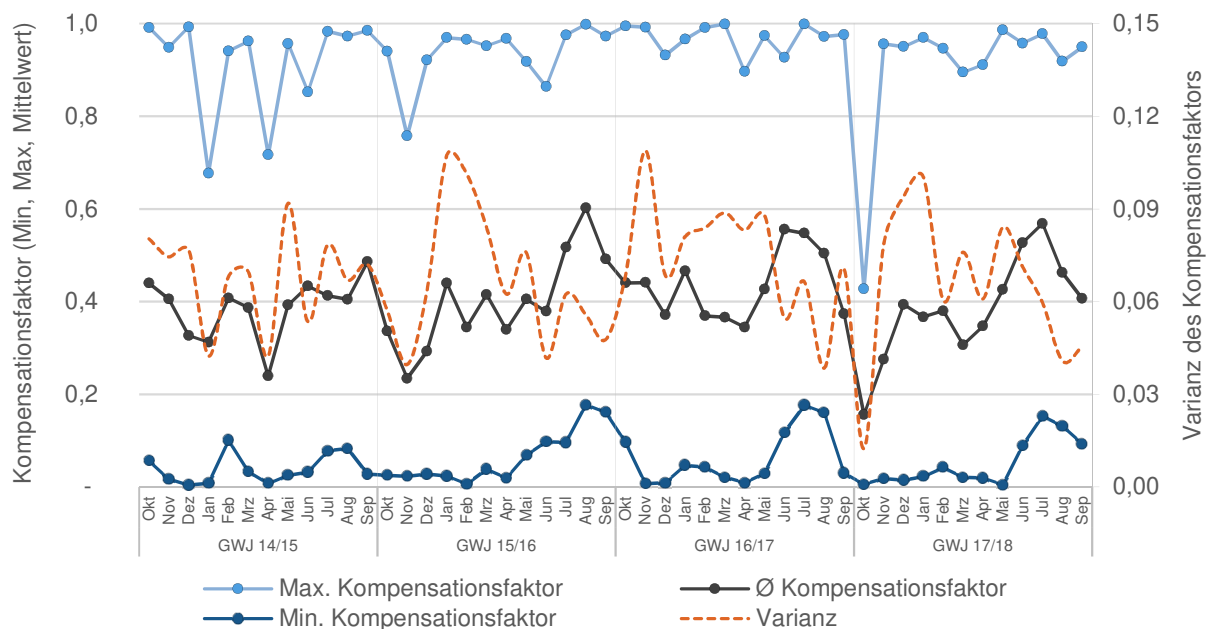


Abbildung 75: Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Im Folgenden werden der positive und der negative NKS sowie der Kompensationsfaktor auf Tagesbasis dargestellt; ein Datenpunkt in den folgenden Abbildungen stellt somit einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

Die folgende Abbildung 76 zeigt den positiven und negativen NKS (blaue Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2014/15.

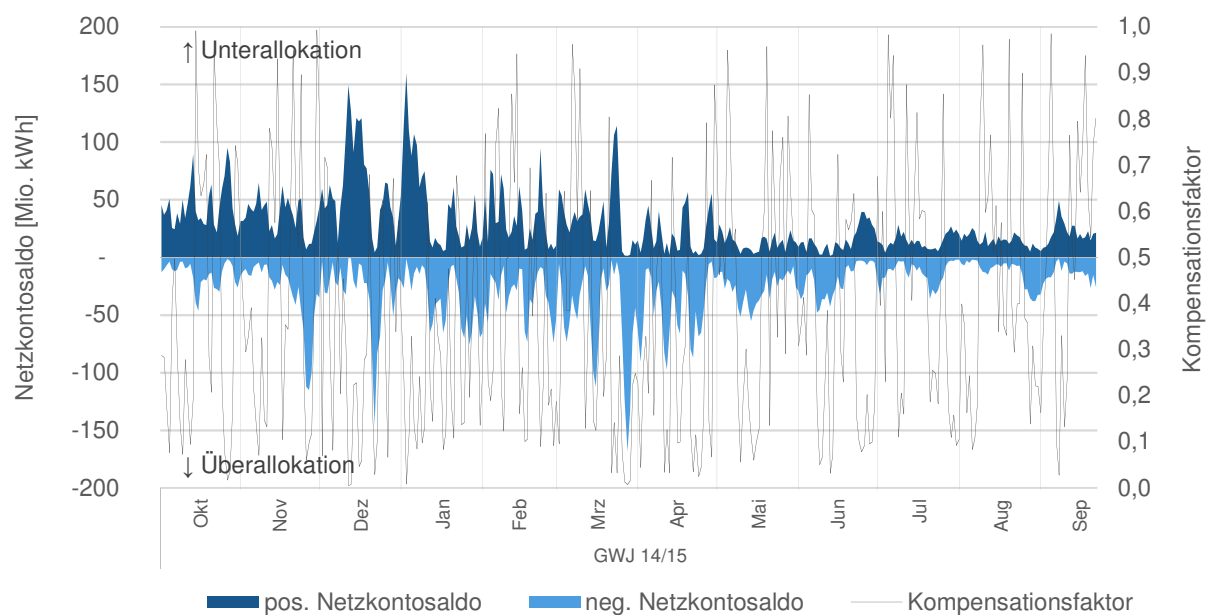


Abbildung 76: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 14/15, GASPOOL

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Januar 2015
	maximaler Wert	Dezember 2014
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2015
	maximaler Wert	September 2015
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Dezember 2014
	maximaler Wert	Februar 2015
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2015
	maximaler Wert	Mai 2015

Tabelle 51: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 14/15, GASPOOL

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2014/15 die Monate Oktober 2014 sowie Juli und August 2015 (vgl. Abbildung 6). Diese Monate zeigen sich hinsichtlich des Kompensationsfaktors unauffällig. Die Monate Januar und April 2018 hingegen, die beim maximalen und durchschnittlichen Kompensationsfaktor sowie der Varianz erkennbar geringere Werte aufweisen, sind hinsichtlich der Anzahl der Abrechnungen vollkommen unauffällig. Die hinsichtlich des monatlichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2014/15 nicht unmittelbar ableitbar.

Die folgende Abbildung 77 zeigt den positiven und negativen NKS (blaue Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2015/16.

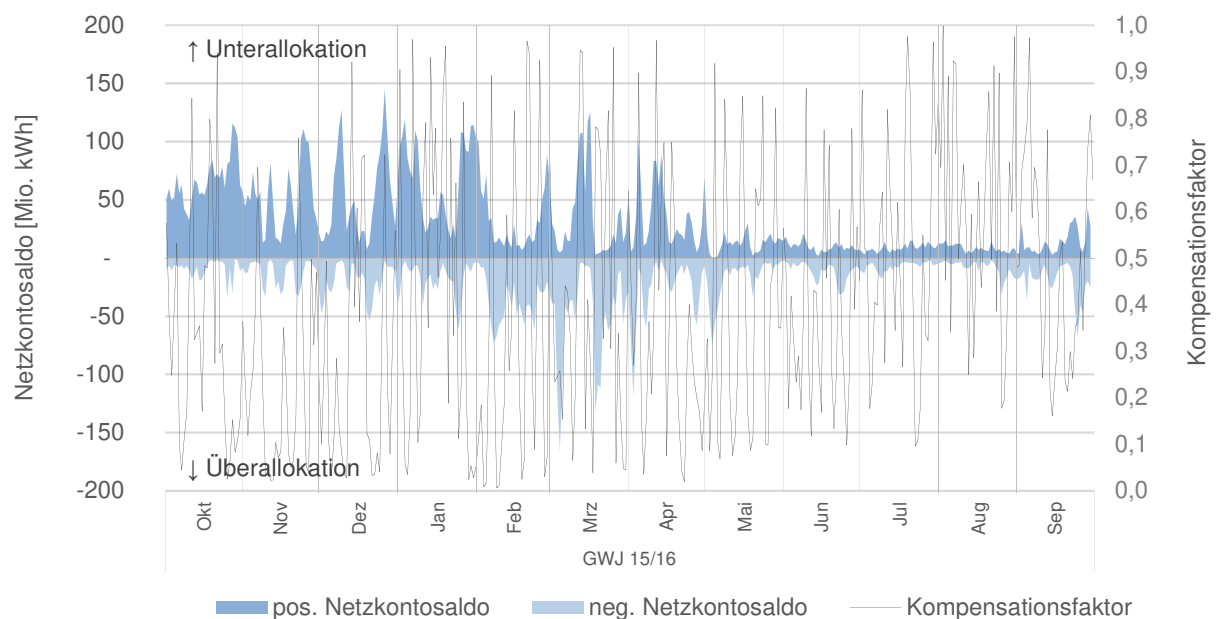


Abbildung 77: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 15/16, GASPOOL

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2015
	maximaler Wert	August 2016
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2015
	maximaler Wert	August 2016
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Februar 2016
	maximaler Wert	August 2016
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2015
	maximaler Wert	Januar 2016

Tabelle 52: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 15/16, GASPOOL

Die zwei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2015/16 die Monate November und Dezember 2015 (vgl. Abbildung 6). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der Kompensationskenngrößen zeigt im November 2015 eine deutliche Übereinstimmung. In diesem Monat wird ein durchschnittlicher Kompensationsfaktor von lediglich ca. 0,23 beobachtet; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser durchgängig bei ca. 0,29 bis 0,6. Der maximale Kompensationsfaktor beträgt im November 2015 lediglich ca. 0,76; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser i.d.R. bei ca. 0,86 bis 1,0. Auch der Dezember 2015 weist tendenziell geringere Kompensationsfaktorkenngrößen auf. Der August 2016 hingegen, der beim maximalen und durchschnittlichen Kompensationsfaktor erkennbar höhere Werte aufweist, ist hinsichtlich der Anzahl der Abrechnungen vollkommen unauffällig; er weist dennoch ähnliche Abrechnungszahlen wie die weiteren Sommermonate auf. Die im Januar 2016 deutlich erhöhte Varianz spiegelt sich in der Anzahl der Abrechnungen ebenso nicht wider. Die hinsichtlich des monatlichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2015/16 nicht unmittelbar ableitbar.

Die folgende Abbildung 78 zeigt den positiven und negativen NKS (orange Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2016/17.

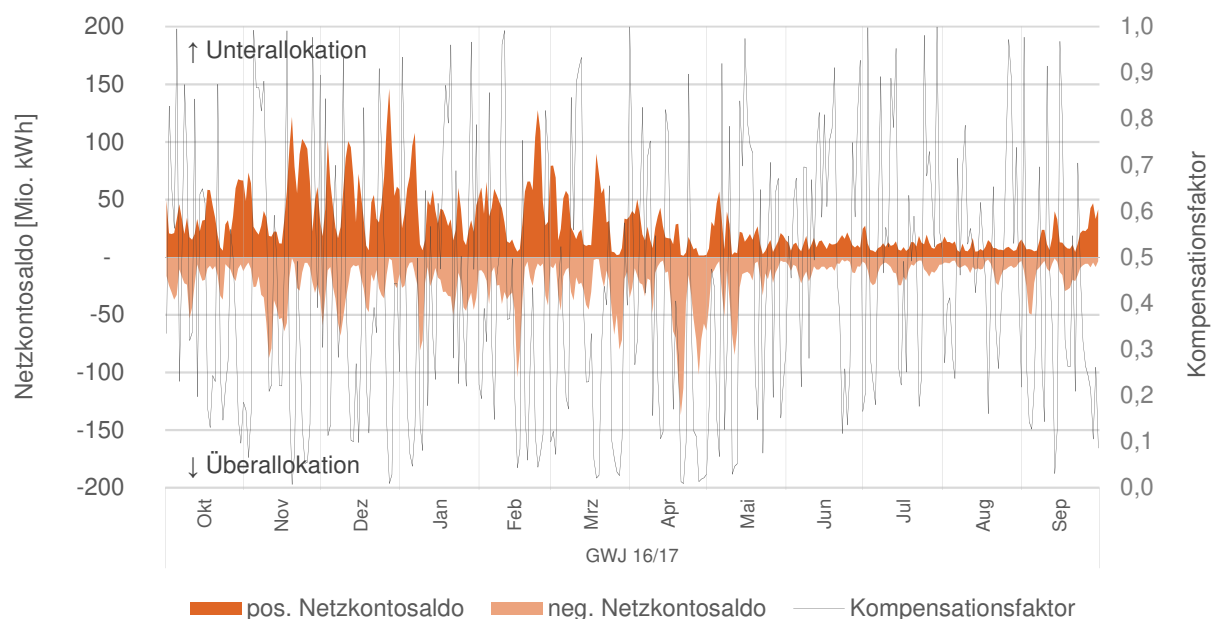


Abbildung 78: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 16/17, GASPOOL

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2017
	maximaler Wert	Juli 2017
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	April 2017
	maximaler Wert	Juni 2017
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	November 2016
	maximaler Wert	Juli 2017
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	August 2017
	maximaler Wert	November 2016

Tabelle 53: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 16/17, GASPOOL

Im GWJ 2016/17 treten im Marktgebiet keine Monate mit einer relevanten erhöhten Anzahl von Abrechnungen auf; lediglich die Sommermonate zeigen ein leicht erhöhtes, aber unauffälliges Niveau. Die leichte Erhöhung der Abrechnungsfälle in den Sommermonaten erscheint insofern überraschend, da sich gerade in diesen Monaten eine überdurchschnittlich hohe Kompensationsquote zeigt. In den Monaten Juni bis August wird ein durchschnittlicher Kompensationsfaktor von mehr als 0,5 beobachtet; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser tendenziell bei 0,3 bis 0,5. Der minimale Kompensationsfaktor beträgt in den Sommermonaten bis zu ca. 0,2; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser i.d.R. bei weniger als 0,1. Die im November 2016 erhöhte Varianz spiegelt sich in der Anzahl der Abrechnungen ebenso nicht wider. Die hinsichtlich des täglichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate sind aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2016/17 nicht unmittelbar ableitbar.

Die folgende Abbildung 79 zeigt den positiven und negativen NKS (orange Flächen, linke y-Achse) sowie den Kompensationsfaktor (schwarze Linie, rechte y-Achse) auf Tagesbasis für das Marktgebiet GASPOOL im GWJ 2017/18.

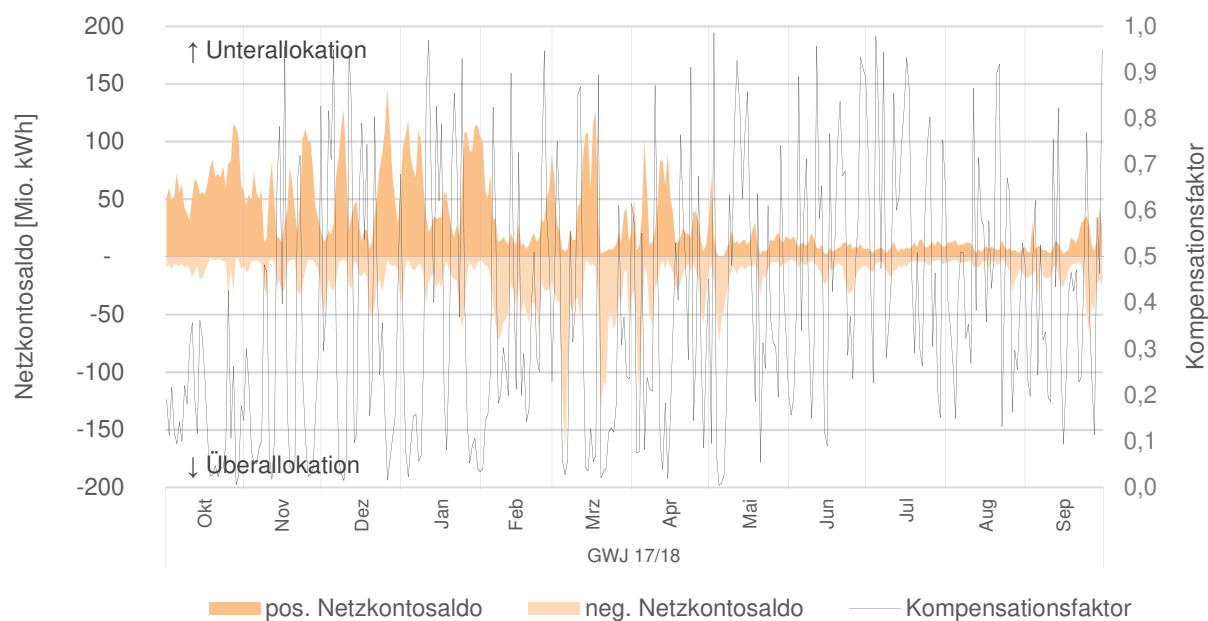


Abbildung 79: NKS auf Tagesbasis sowie Kompensationsfaktor, GWJ 17/18, GASPOOL

Im Jahresverlauf ergeben sich folgende Kompensationskenngrößen:

Kenngröße		Zeitpunkt
Monatliches Maximum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Mai 2018
Monatlicher Durchschnitt des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Juli 2018
Monatliches Minimum des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Mai 2018
	maximaler Wert	Juli 2018
Monatliche Varianz des täglichen Kompensationsfaktors	minimaler Wert	Oktober 2017
	maximaler Wert	Januar 2018

Tabelle 54: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf Monatsbasis, GWJ 17/18, GASPOOL

Die drei Monate mit den meisten Abrechnungen sind im GWJ 2017/18 die Monate Oktober 2017 sowie Juli und August 2018 (vgl. Abbildung 11). Ein Vergleich mit den Monaten mit den Extremwerten der Kompensationskenngrößen zeigt im Oktober 2017 eine sehr deutliche Übereinstimmung. In diesem Monat wird ein durchschnittlicher Kompensationsfaktor von lediglich ca. 0,16 beobachtet; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser durchgängig bei ca. 0,28 bis 0,57. Der maximale Kompensationsfaktor beträgt im Oktober 2017 lediglich ca. 0,43; in den anderen Vergleichsmonaten liegt dieser bei ca. 0,89 bis 0,99. Beide Werte stellen auch im Vergleich mit den weiteren GWJ das Minimum dar. Die Varianz ist in diesem Monat mit ca. 0,1 ebenfalls sehr gering, was ein durchgängig geringes Kompensationsniveau belegt. Der Juli 2018 hingegen, der beim durchschnittlichen Kompensationsfaktor mit ca. 0,57 den erkennbar höchsten Wert aufweist, ist dennoch hinsichtlich der Anzahl der Abrechnungen neben dem Oktober 2017 der meist auffällige. Auch wenn der Oktober 2017 hinsichtlich des Kompensationsfaktors erhebliche Auffälligkeiten aufweist, so sind doch insgesamt -bezogen auf das gesamte GWJ - die hinsichtlich des täglichen Netzkontenanreizsystems relevanten Monate aus diesen Betrachtungen zum Kompensationsfaktor für das GWJ 2017/18 nicht unmittelbar ableitbar.

3.4.1.3 Vergleich der Marktgebiete

Der Kompensationsfaktor weist in beiden Marktgebieten keine offensichtlichen saisonalen Abhängigkeiten auf. Sowohl in den Winter- also auch den Sommermonaten kommt es sowohl zu sehr hohen Kompensationsfaktoren zwischen 0,9 und 1 als auch sehr niedrigen Kompensationsfaktoren zwischen 0 und 0,1. Der Kompensationsfaktor schwankt in allen GWJ und Monaten scheinbar zufällig um einen (Mittel-)Wert von ca. 0,4.

Ausnahmen stellen hierbei die GWJ 2015/16 und 2017/18 im Marktgebiet GASPOOL dar. Hier zeigte sich eine steigende Tendenz des Kompensationsfaktors im jeweiligen Verlauf des GWJ.

Darüber hinaus kam es in beiden Marktgebieten zu Beginn des GWJ 2017/18 fast durchgängig zu äußerst geringen täglichen Kompensationsfaktoren. Im Marktgebiet NCG betraf dies den Monat Oktober, im Marktgebiet GASPOOL hielt die Phase bis in den November an.

Tabelle 55 zeigt den Mittelwert und die Varianz des täglichen Kompensationsfaktors pro GWJ in den beiden Marktgebieten NCG und GASPOOL.

GWJ	Mittelwert Kompensationsfaktor		Varianz Kompensationsfaktor	
	NCG	GASPOOL	NCG	GASPOOL
14/15	0,37	0,39	0,067	0,072
15/16	0,35	0,40	0,079	0,076
16/17	0,38	0,43	0,078	0,080
17/18	0,35	0,38	0,069	0,077
Gesamt	0,37	0,40	0,073	0,077

Tabelle 55: Kennzahlen Kompensationsfaktor auf täglicher Basis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

In beiden Marktgebieten ist keine klar steigende oder sinkende Tendenz der Höhe (Mittelwert) oder Streuung (Varianz) des Kompensationsfaktors ersichtlich. Auch der Vergleich der Marktgebiete zeigt keine signifikanten Differenzen.

Tabelle 56 stellt den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß zwischen dem täglichen Kompensationsfaktor im Marktgebiet NCG und dem täglichen Kompensationsfaktor im Marktgebiet GASPOOL je GWJ dar.

	linearer Zusammenhang zwischen täglichem Kompensationsfaktor im Marktgebiet NCG und täglichem Kompensationsfaktor im Marktgebiet GASPOOL				
	GWJ 14/15	GWJ 15/16	GWJ 16/17	GWJ 17/18	Gesamt
Korrelationskoeffizient r	0,53	0,48	0,43	0,53	0,49
Bestimmtheitsmaß R ²	0,28	0,23	0,19	0,28	0,24

Tabelle 56: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor NCG und Kompensationsfaktor GASPOOL auf Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG und GASPOOL

Die Auswertungen zeigen, dass in Analogie zum Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS (vgl. Abschnitt 3.3.8.2.3) auch für die täglichen Kompensationsfaktoren ein linearer Zusammenhang zwischen den Marktgebieten NCG und GASPOOL gezeigt werden kann, auch wenn dieser hier lediglich schwach bzw. mittel ausgeprägt ist.

3.4.2 Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und zu kompensierendem täglichem NKS

Im Folgenden wird ein möglicher Zusammenhang zwischen dem zu kompensierenden Netzkontosaldo und dem Kompensationsfaktor untersucht. Ein Datenpunkt in den Abbildungen stellt einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

3.4.2.1 Marktgebiet NCG

Die folgende Abbildung 80 zeigt den täglichen Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom täglichen zu kompensierenden NKS im Marktgebiet NCG für die GWJ 2014/15 bis 2017/18.

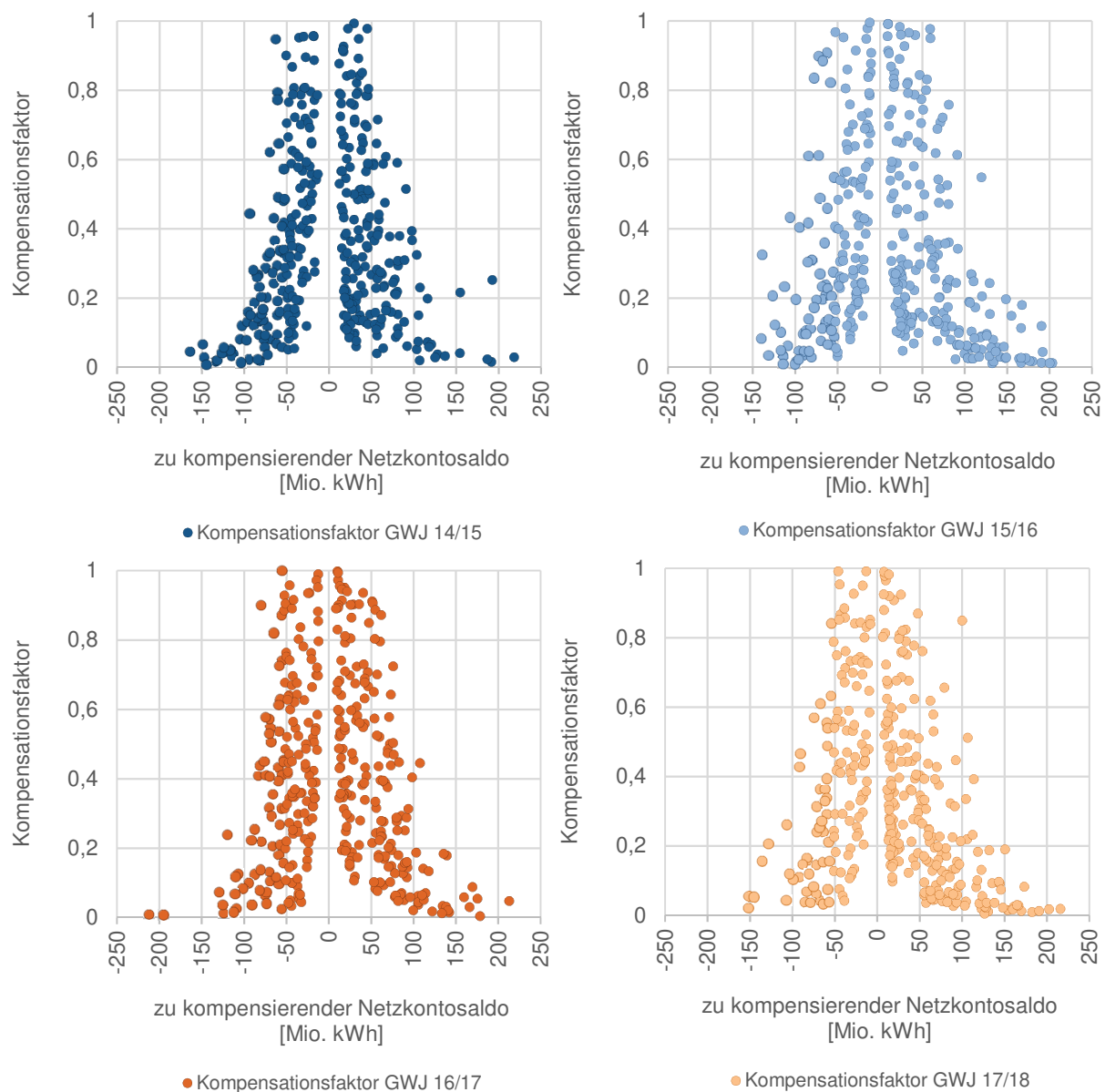


Abbildung 80: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom zu kompensierenden NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, NCG

Es ist zu erkennen, dass sich im Marktgebiet NCG die Abhängigkeit des täglichen Kompensationsfaktors vom täglichen zu kompensierenden NKS auf Marktgebietsebene im Vergleich der betrachteten GWJ stark ähnelt.

Im Bereich eines täglichen zu kompensierenden NKS von bis zu ca. ± 50 Mio. kWh scheint es sich eher um eine zufällige Verteilung zu handeln; eine klare Tendenz einer Abhängigkeit ist nicht erkennbar.

Im Bereich ab ca. ± 50 Mio. kWh scheint sich der Betrag des Kompensationsfaktors mit weiter zunehmendem zu kompensierendem NKS tendenziell zu verringern.

3.4.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Die folgende Abbildung 81 zeigt den täglichen Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom täglichen zu kompensierenden NKS im Marktgebiet GASPOOL für die GWJ 2014/15 bis 2017/18.

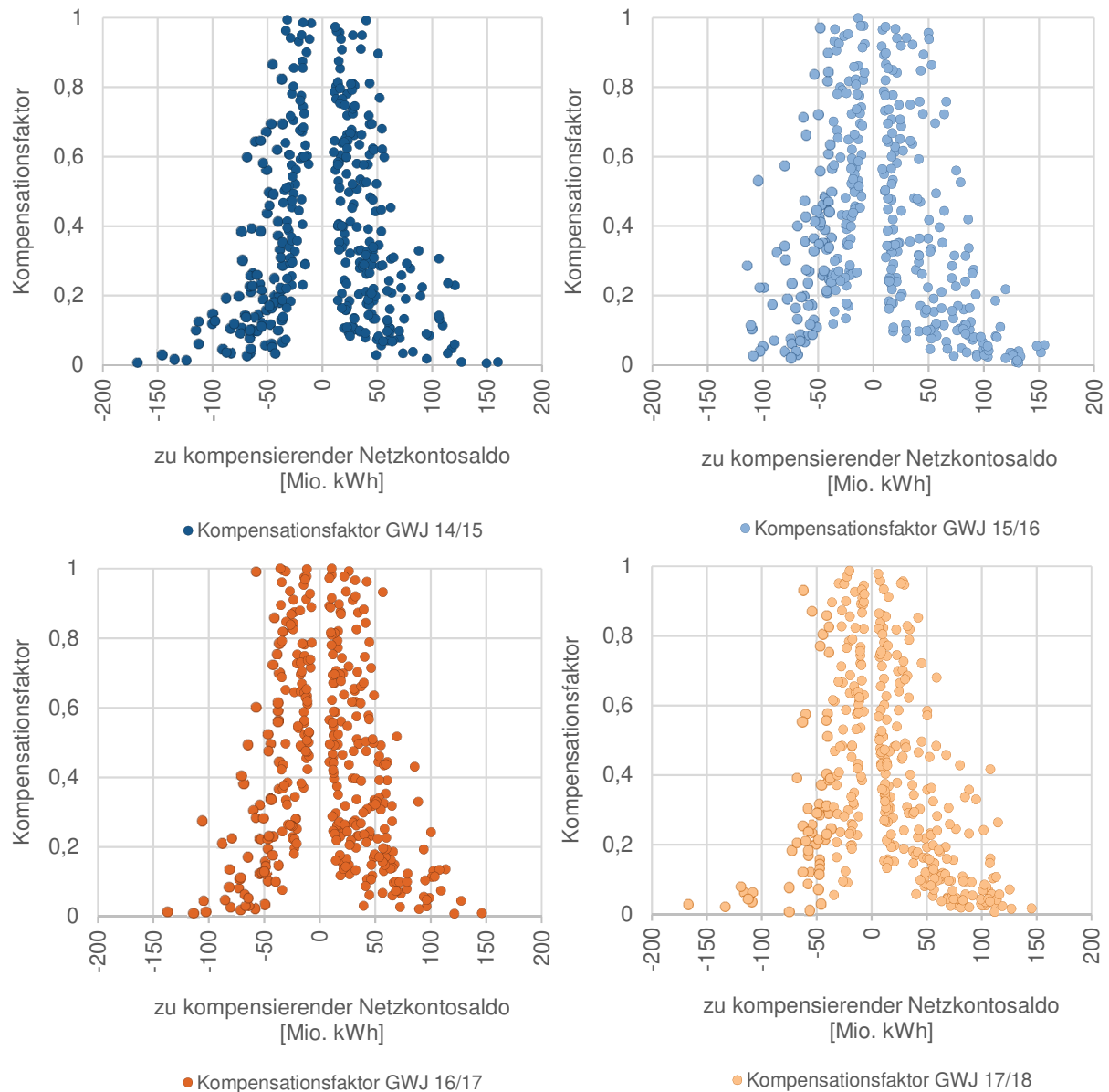


Abbildung 81: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit vom zu kompensierenden NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 14/15 bis 17/18, GASPOOL

Es ist zu erkennen, dass sich auch im Marktgebiet GASPOOL die Abhängigkeit des täglichen Kompensationsfaktors vom täglichen zu kompensierenden Netzkontosaldo auf Marktgebiets-ebene im Vergleich der betrachteten GWJ stark ähnelt

Im Bereich eines täglichen zu kompensierenden Netzkontosaldo von bis zu ca. ± 40 Mio. kWh¹⁴ scheint es sich eher um eine zufällige Verteilung zu handeln.

Im Bereich eines ab ca. ± 40 Mio. kWh scheint sich der Kompensationsfaktor mit weiter zunehmendem zu kompensierenden Netzkontosaldo tendenziell zu verringern.

3.4.2.3 Vergleich der Marktgebiete

Beide Marktgebiete zeigen hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen den Kompensationsfaktoren und den zu kompensierenden NKS analoge Charakteristiken, die wie folgt zusammengefasst werden können:

- Im Bereich eines betragsmäßig geringen zu kompensierenden NKS ist eher von einer Zufallsverteilung auszugehen. Hier ist zu vermuten, dass sich die NKS der NB auf niedrigem Niveau aufgrund individueller Einflüsse und Gegebenheiten in den Netzen ergeben und systematischen Einflüssen aus der Standardisierung der Lastprofile eine eher nachrangige Bedeutung zukommt.
- Im Bereich eines betragsmäßig höheren zu kompensierenden NKS scheint sich der Kompensationsfaktor mit einem betraglich weiter zunehmendem zu kompensierenden NKS tendenziell zu verringern. Es kann vermutet werden, dass zunehmend systematische Einflüsse aus der Standardisierung der Lastprofile zu einer gleichgerichteten Verschiebung der NKS der einzelnen NB führen.

¹⁴ Der Wert liegt im Marktgebiet GASPOOL bei einem niedrigeren zu kompensierenden NKS als im Marktgebiet NCG. Dies ist zu erwarten, da im Marktgebiet GASPOOL die SLP-Allokationsmengen ebenfalls unter denen im Marktgebiet NCG liegen, weshalb im Marktgebiet GASPOOL tendenziell geringere Marktgebiets-NKS auftreten.

3.4.3 Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und Durchschnittstemperatur

Abbildung 82 bzw. Abbildung 83 zeigen den täglichen Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der jeweiligen Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 2007 bis 2016 (10-jähriges Mittel) bzw. 1997 bis 2016 (20-jähriges Mittel) im Marktgebiet NCG für die GWJ 2014/15 und 2015/16. Ein Datenpunkt stellt einen Wert pro Marktgebiet und Tag dar.

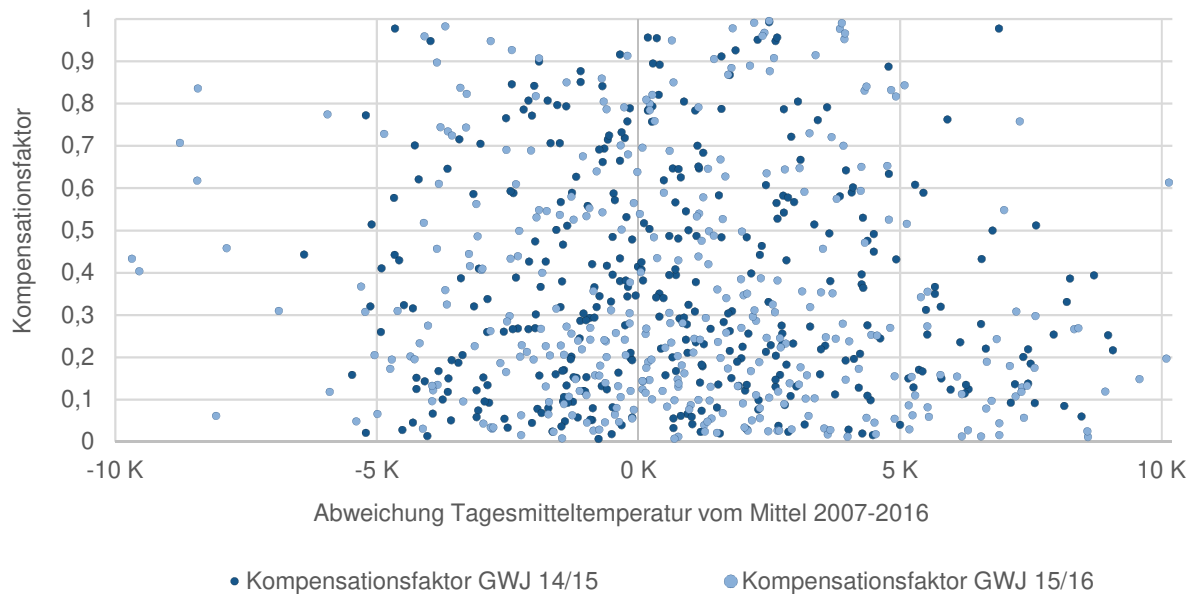


Abbildung 82: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 2007-2016 auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 2014/15 und 2015/16, NCG

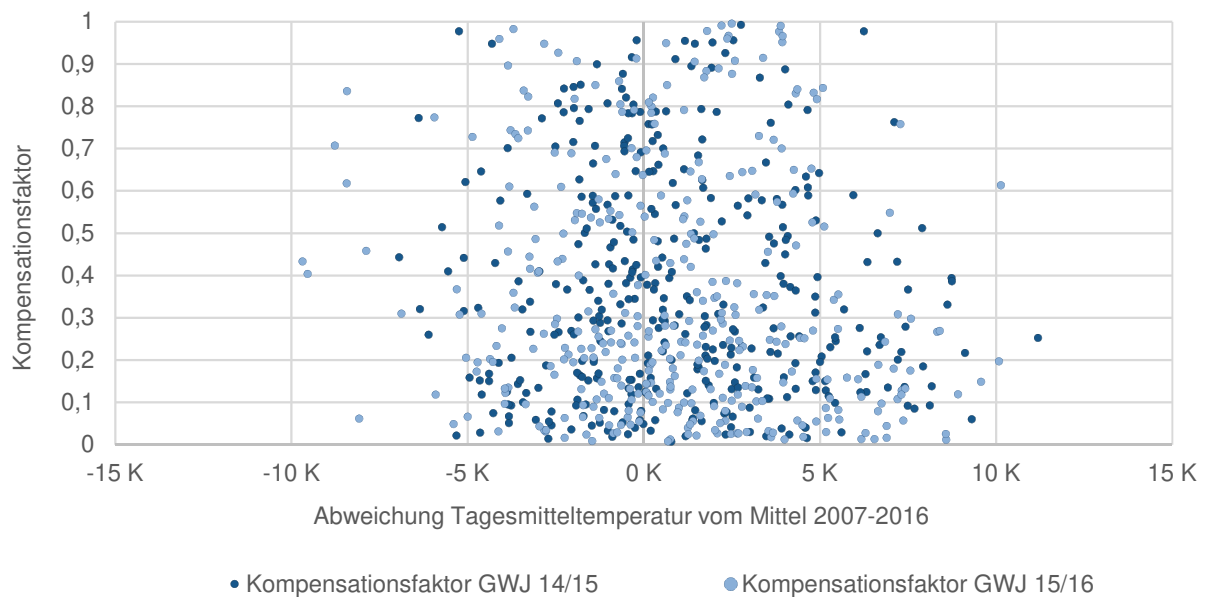


Abbildung 83: Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 1997-2016 auf Marktgebiets- und Tagesbasis, GWJ 2014/15 und 2015/16, NCG

Tabelle 57 stellt für die GWJ 2014/15 und 2015/16 den Korrelationskoeffizienten und das Bestimmtheitsmaß für den Kompensationsfaktor in Abhängigkeit von der Abweichung der Tagesmitteltemperatur von der langfristigen Tagesmitteltemperatur (1997-2016 und 2007-2016) auf Tagesbasis dar.

GWJ	linearer Zusammenhang zwischen täglichem Kompensationsfaktor und der Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 2007-2016		linearer Zusammenhang zwischen täglichem Kompensationsfaktor und der Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom Tagesmittel 1997-2016	
	Abw. Tagesmitteltemperatur < 0	Abw. Tagesmitteltemperatur > 0	Abw. Tagesmitteltemperatur < 0	Abw. Tagesmitteltemperatur > 0
14/15	0,07	-0,21	0,11	-0,18
15/16	-0,13	-0,15	-0,13	-0,15

Tabelle 57: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen Kompensationsfaktor und Abweichung der Tagesmitteltemperatur vom 10- bzw. 20-jährigen Mittel auf Tagesbasis, GWJ 14/15 und 15/16, NCG

Mit der Betrachtung sollte untersucht werden, inwieweit untypische Tagesmitteltemperaturen (Abweichungen der Tagesmitteltemperatur von der langjährigen Tagesmitteltemperatur) einen systematischen Einfluss auf die Allokationsgüte haben; systematische Auswirkungen könnten sich durch ihre breite Wirkung auf viele NB bei zunehmender Abweichung der Tagesmitteltemperatur von der langjährigen Tagesmitteltemperatur in einem zurückgehenden Kompensationsfaktor widerspiegeln.

Der lineare Zusammenhang zwischen dem Kompensationsfaktor und der Abweichung der Tagesmitteltemperatur von der langfristigen Tagesmitteltemperatur (1997-2016 und 2007-2016) ist als sehr schwach einzuordnen; ein systematischer Effekt kann somit nicht gezeigt werden.

4 Schlussfolgerung und Empfehlungen

Aus den Ergebnissen der durchgeführten Untersuchungen werden durch die beteiligten NB und MGV die nachfolgenden wesentlichen Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet.

4.1 Netzkontensystematik und Anreizsystem

Ein sinnvolles Anreizsystem muss aus Sicht der Beteiligten so ausgestaltet sein, dass es die Marktteilnehmer zu einer regelkonformen Anwendung des SLP-Verfahrens unter Ausschöpfung der Optimierungsmöglichkeiten nach dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas anreizt und diese nicht in ein systemwidriges Verhalten zu Lasten anderer Marktteilnehmer drängt. Insbesondere sollte ein Anreizsystem Wirkung gegenüber den Marktteilnehmern entfalten, deren Prozessqualität sich deutlich gegen die des sonstigen Marktes negativ abhebt.

Hinsichtlich der Netzkontensystematik und des Anreizsystems wird festgestellt:

- Die von der BNetzA bei der Einführung des Anreizsystems auf Tagesbasis angestrebte Wirkungsgleichheit im Vergleich zum Anreizsystem auf Monatsbasis wurde erreicht:
 - Gemäß Vorgaben der BNetzA sollte eine wirkungsgleiche Ausgestaltung des täglichen Anreizsystems erfolgen, wobei die Wirkungsgleichheit anhand der durchgeführten Abrechnungen in Richtung der VNB bestimmt werden sollte. Die Anzahl der in der täglichen Netzkontensystematik erstellten Abrechnungen sollte damit in etwa der Anzahl der erstellten Abrechnungen der monatlichen Netzkontensystematik entsprechen. Die Häufigkeit von Gutschriften, die in der monatlichen Netzkontensystematik nicht vorhanden waren, als auch die Energiemenge sollten nicht für die Ermittlung der Wirkungsgleichheit herangezogen werden.
 - Die Anzahl der durchgeführten Abrechnungen nach der täglichen Netzkontensystematik (GWJ 2016/17 und 2017/18) bewegt sich auf einem ähnlichen Niveau wie Anzahl der durchgeführten Abrechnungen nach der monatlichen Netzkontensystematik (GWJ 2014/15 und 2015/16).
 - Aufgrund der Ausgestaltung der monatlichen und täglichen Netzkontensystematik ist eine Vergleichbarkeit nicht gegeben. Eine Wirkungsgleichheit hinsichtlich der Abrechnungsmengen und –beträge war bei der Netzkontensystematik seitens der BNetzA nicht beabsichtigt.
- Das bestehende Anreizsystem auf täglicher Basis kann – ebenso wie bereits das vorherige Anreizsystem auf monatlicher Basis – auch systemkonform tätige NB treffen, die bereits intensiv an der Optimierung der SLP-Allokationsgüte gearbeitet haben:

- In den GWJ 2014/15, 2015/16 sowie 2017/18 wurden im Marktgebiet NCG jeweils zwischen 57% und 61% der Netzkonten mindestens in einem Monat abgerechnet; im Marktgebiet GASPOOL betrug die entsprechende Quote in diesem Zeitraum 48% bis 52%. Daher ist es folgerichtig davon auszugehen, dass auch die NB getroffen werden, die mögliche Optimierungen weitestgehend ausgeschöpft haben. Lediglich für das GWJ 2016/17 ergibt sich eine geringere Abrechnungsquote (NCG 37%, GASPOOL 18%).
- In einigen Netzkonten werden Allokationsgütern erreicht, die unter Berücksichtigung der systemischen Grenzen des SLP-Verfahrens nicht zu jedem Zeitpunkt nachvollziehbar erscheinen; diese sollten grundsätzlich nicht als Maß für die erreichbare Allokationsgüter herangezogen werden (Tabelle 21).
- Das Anreizsystem sollte grundsätzlich fortgeführt werden. Eine Anpassung der Modelllogik sollte nicht stattfinden, um das derzeit schon recht komplexe System der täglichen Netzkontoabrechnung nicht weiter zu komplizieren.
 - Gemäß der Festlegung GaBi Gas 2.0 soll der Anreizmechanismus die Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP-Entnahmestellen anreizen. Es kann angenommen werden, dass das bestehende Anreizsystem grundsätzlich geeignet ist, Netzbetreiber zu einer Befassung mit den relevanten Prozessen zu veranlassen. Daher ist die Aufrechterhaltung eines entsprechenden Mechanismus jedenfalls zu befürworten.
 - Bei dem zur Verfügung stehenden Betrachtungszeitraum von jeweils zwei Jahren mit erheblich unterschiedlichen Temperaturverläufen ist eine belastbare Bewertung der Entwicklung der Qualität der SLP-Allokation derzeit noch nicht möglich.
- Gemäß § 50 Ziffer 11 KoV X haben Ausspeisenetzbetreiber - unbeschadet § 50 Ziffer 8 letzter Absatz KoV X – bei Netzkontosalden, die wesentlich von gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden abweichen, nachvollziehbar darzulegen, worauf diese Abweichungen beruhen. Es wird empfohlen, das bestehende Anreizsystem der täglichen Netzkontensystematik beizubehalten und die Regelungen des § 50 Ziffer 11 KoV X zu ergänzen:
 - Es sollte ein transparentes und nachvollziehbares Kriterium für die Identifikation der Ausspeisenetzbetreiber definiert werden, die über einen ausreichend langen Betrachtungszeitraum dauerhaft hohe Netzkontoabweichungen vorweisen. Die Ausspeisenetzbetreiber mit vergleichsweise geringeren Netzkontoabweichungen sind somit nicht betroffen.
 - Als sachgerechtes Abgrenzungskriterium sollte die kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahresbasis (GWJ) herangezogen werden. Unter Würdigung

der Ergebnisse dieses Berichtes erscheint hierbei die Definition eines Grenzwertes pro GWJ sinnvoll, der eine angemessene Anzahl von NB betrifft. Dies ist zu einem späteren Zeitpunkt durch die Verbandsgremien zu erarbeiten.

Ausspeisenetzbetreibern, deren Netzkontosalden eine höhere kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahresbasis als den definierten Grenzwert aufweisen, sollte eine Darlegungspflicht gemäß § 50 Ziffer 11 KoV X auferlegt werden.

- Als Darlegungspflicht sind möglichst einfache und hinreichende Prüf- und Bewertungskriterien für die Erläuterung der Allokationsgüte im SLP-Leitfaden zu beschreiben, anhand derer die Ausspeisenetzbetreiber die Prüfung der im Rahmen des SLP-Leitfadens möglichen Maßnahmen zur dauerhaften Verbesserung der Allokationsgüte darlegen. Diese Untersuchungen sollten mindestens den Zeitraum der jeweils letzten beiden abgelaufenen GWJ umfassen.

Es wird empfohlen, konkrete Prüf- und Bewertungskriterien in den zuständigen Gremien des BDEW zu erarbeiten und beispielsweise in einen bereits bestehenden Leitfaden einzuarbeiten.

- Kommen Ausspeisenetzbetreiber ihrer zuvor genannten Pflicht zur Darlegung nicht bzw. nicht hinreichend nach oder leiten identifizierte Optimierungen nicht ein, so sollten die MGV eine ergänzende Anreizmaßnahme an die Hand bekommen; als eine Möglichkeit könnte die Rückzahlung der Beträge aus der Abrechnung nach der Netzkontensystematik einschließlich der Erstellung von Gutschriften ausgesetzt werden. Dies wäre in den Verbänden weiter zu detaillieren.

Die ergänzende Anreizmaßnahme endet zum Beispiel dann, wenn der Ausspeisenetzbetreiber seiner Prüf- und Darlegungsverpflichtung nachgekommen ist und mögliche Optimierungen eingeleitet hat oder die Netzkontosalden des Ausspeisenetzbetreibers nach Ablauf des GWJ nicht mehr dauerhaft von den gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden im Sinne der o.g. Abgrenzung abweichen.

4.2 Zusammenhang zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenenergie

Hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenenergie wird festgehalten:

- Die monatlichen *addierten positiven und negativen Netzkontosalden* („Marktgebietssalden“) und der Einsatz monatlicher externer Netto-Regelenenergie weisen eine mittlere bis starke lineare Korrelation auf (Tabelle 38).

- Die täglichen addierten positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) und der Einsatz täglicher externer Netto-Regelenergie weisen eine schwache bis mittlere lineare Korrelation auf (Tabellen 39, 41, 43, 45).
- Die externe Regelenergiebeschaffung wird von Netzkontosalden, Bilanzkreissalden, Konvertierung und dem Einsatz interner Regelenergie beeinflusst. Abweichungen in NK und Bilanzkreisen sowie Konvertierung und die Steuerung der internen Regelenergie gleichen sich in unterschiedlichem Grad aus. Daher wird der externe Netto-Regelenergiebedarf nicht allein durch die Netzkontosalden erklärt. Es besteht damit insbesondere auf Tagesbasis kein eindeutiger funktionaler Zusammenhang zwischen Netzkontosalden bzw. SLP-Allokationen und dem Einsatz externer Netto-Regelenergie. Dies zeigte der untersuchte lineare statistische Zusammenhang der beiden Größen auf Tagesbasis. Dennoch haben die Netzkontosalden neben den anderen Verursachern einen nicht unerheblichen Anteil an dem Einsatz externer Netto-Regelenergie. Dies zeigt der untersuchte lineare statistische Zusammenhang auf Monatsbasis.
- Eine Systemgefährdung, die Maßnahmen nach §16 EnWG zur Folge gehabt hätte, trat im Betrachtungszeitraum nicht auf, obgleich negative Tagesmitteltemperaturen von bis zu -10°C vorkamen.

4.3 Prognosegüte der SLP

Das aktuell praktizierte Allokationsverfahren für Ausspeisepunkte ohne stündliche Energiemengenerfassung (Standardlastprofile gemäß § 24 GasNZV) stellt weiterhin ein transparentes und massengeschäftstaugliches Verfahren dar, das durch seine Reduktion auf einfache, pauschalisierte Einflussfaktoren geeignet ist, auch die faire Partizipation neuer und kleiner Marktteilnehmer am Gasmarkt zu ermöglichen und weiterhin Wettbewerb zu fördern:

- Die Ermittlung tagescharf zu bilanzierender Energiemengen erfolgt unter Berücksichtigung von Standardlastprofilen, ex ante zwischen dem Netzbetreiber und den Transportkunden abgestimmten Kundenwerten und ex ante diskriminierungsfrei ermittelter Allokationstemperaturen.
- Bilanzkreisverantwortliche/Transportkunden werden im Zuge des SLP-Bilanzierungsverfahrens in der Sparte Gas (bei temperaturabhängigen Entnahmen abweichend von der Sparte Strom) hinsichtlich evtl. Bilanzkreisabweichungen durch eine Bilanzierung auf Basis von ex ante bekannt gegebenen Allokationsmengen bewusst risikolos gestellt.
- Anteile der Gesamtkosten aus der Bereitstellung von Regelenergie werden nach einem in Konni und GaBi Gas 2.0 festgelegten Verteilungsmechanismus auf die Bilanzierungs-

umlagekonten verteilt. Neben den Kosten und Erlösen zur Bereitstellung der Regelenergie werden noch weitere Kosten und Erlöse dem SLP-Bilanzierungsumlagekonto zugerechnet.

Hinsichtlich der Anwendung des Standardlastprofilverfahrens und der Prognosegüte der SLP wird festgehalten:

- Eine Verbesserung der Allokationsgüte durch die Einführung des täglichen Anreizsystems kann nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden:
 - Über den Betrachtungszeitraum zeigt die Entwicklung der Allokationsgüte keinen eindeutigen Trend zur Verbesserung oder zur Verschlechterung.
 - Ein einfacher Vergleich der Allokationsgüte im Vergleich mehrerer Jahre ist in der Regel aber auch nicht ohne weiteres möglich, da die Allokationsgüte häufig davon abhängt, ob eine Temperatur für einen Monat oder eine Jahreszeit „üblich“ ist oder nicht. Monate oder Jahreszeiten mit untypischen Temperaturen führen nicht selten zu schlechten Allokationsgüten. Die Temperaturcharakteristik keines der untersuchten GWJ gleicht tendenziell der Temperaturcharakteristik eines der anderen betrachteten GWJ (vergl. Abbildungen 34, 37. Tabellen 21 bis 25).
 - Die Allokationsgüte im GWJ 2015/2016 ist in beiden Marktgebieten deutlich schlechter als in allen anderen betrachteten Gaswirtschaftsjahren. Im Vergleich der direkt aufeinander folgenden GWJ 2015/2016 und 2016/2017 zeigt sich in beiden Marktgebieten eine deutliche Verringerung der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung (vergl. Tabelle 21). Auch in dem folgenden – bzgl. der Temperaturverhältnisse sehr ungewöhnlichen – GWJ 2017/2018 (kühlerer Winter, sehr warmer Sommer) steigt im Marktgebiet GASPOOL die kumulierte absolute Netzkontoabweichung nicht über das Niveau des GWJ 2014/2015 hinaus. Bei NCG hingegen übersteigt die kumulierte Abweichung des GWJ 2017/2018 das Niveau des GWJ 2014/2015. Aufgrund der o.g. Einflussfaktoren und den daraus resultierenden Unsicherheiten lässt sich hieraus jedoch nicht gesichert ableiten, dass sich die Allokationsgüte mit der Einführung des Anreizsystems nach der täglichen Netzkontosystematik verändert hat.
 - Es kann vermutet werden, dass nicht wenige NB die Veränderung des Anreizsystems zum Anlass genommen haben, sich erneut mit der Überprüfung der Stammdaten und den Prozessen rund um die SLP-Anwendung zu beschäftigen. Zudem ist davon auszugehen, dass hierbei auch der Fokus einer optimierten SLP-Parametrierung von der monatlichen auf die tägliche Mengenbetrachtung verschoben wurde.

Insgesamt sind zwei GWJ jedoch für hinreichende statistische Betrachtungen kein ausreichender Betrachtungszeitraum; durch Einführung von neuen Optimierungsmöglichkeiten im LF SLP sind Verbesserungen zu erwarten.

- Es kann festgestellt werden, dass die meisten Verteilnetzbetreiber in Deutschland die zur Verfügung stehenden SLP-Allokationswerkzeuge (vergl. hierzu insbesondere „Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“) dauerhaft bestimmungsgemäß anwenden:
 - Die Marktgebiete von NCG und Gaspool zeigen hinsichtlich der jeweiligen positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) in der Vergleichsbetrachtung eine mittlere bis starke Korrelationen (Tabellen 17 bis 20).
Eine im Vergleich der beiden Marktgebiete analoge Übereinstimmung ist tendenziell auch hinsichtlich der Wirkungsmechanismen der Anreizsysteme zu erkennen.
 - Es kann angenommen werden, dass sich die mittleren bis starken Korrelationen der beiden Marktgebiete bei gleichen oder ähnlichen Randbedingungen durch die systemische Wirkung der Bilanzierungsregeln als solche und deren weit überwiegend korrekte Anwendung ergibt. Den wesentlichen Baustein zur operativen Anwendung stellt hierbei der BDEW-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ dar.
 - Es liegt die Schlussfolgerung nahe, dass sowohl das Anreizsystem nach monatlicher Netzkontensystematik als auch das Anreizsystem nach täglicher Netzkontensystematik einen Großteil der Verteilnetzbetreiber zu einer aktiven Beschäftigung mit der Thematik der Allokationsgüte angereizt hat.
- Das Optimierungspotenzial des Standardlastprofilverfahrens auf der Grundlage massengeschäftstauglicher und hochtransparenter Methoden scheint im Betrachtungszeitraum weitgehend ausgeschöpft:
 - Aus dem Vergleich der positiven und negativen NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis (Abbildung 24) kann abgeleitet werden, dass Probleme mit der Allokationsgüte in weiten Teilen bei den Netzbetreibern tagessynchron auftreten. Dies liegt letztlich begründet in systemimmanenten Schwächen stark standardisierter und transparenter SLP-Verfahren.
 - Angesichts der durch die Verbände fortwährend durchgeführten Untersuchungen und Detailanpassungen (vergl. Statusbericht, FfE-Gutachten, Einführung Sig-LinDe) kann davon ausgegangen werden, dass die realistischen Optimierungsgrenzen des Verfahrens grundsätzlich erreicht sind. Diese Aussage schließt je-

doch nicht die Optimierungsmöglichkeit durch die Anwendung der Gasprognose-temperatur ein, da diese erst zum 1. Oktober 2018 im SLP Leitfaden eingeführt worden ist.

- Die aktuelle Tagestemperatur ist für die Prognose der Ausspeisemenge von SLP-Kunden eine wesentliche, aber nicht die einzig relevante Größe:

- Offensichtlich haben neben der Tagestemperatur auch noch andere Wetterbedingungen, kalendarische Zusammenhänge, kundenindividuelles Verbrauchsverhalten sowie nicht näher identifizierbare Faktoren einen teils wesentlichen Einfluss auf die durch die SLP-Kunden entnommene Ausspeisemenge (Bspw. Abbildungen 40 und 43).

Deutlich wird dies dadurch, dass bei gleicher Tagestemperatur in den verschiedenen Jahreszeiten andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden. Auch kann beobachtet werden, dass bei gleicher Tagestemperatur und gleicher Jahreszeit im Vergleich zwischen den GWJ teils deutlich andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden (Bspw. Abbildungen 41 und 44).

- Einen weiteren systemimmanenten Fehler stellt hier die Prognoseabweichung seitens der Wetterdienstleister dar (siehe FfE-Statusbericht).
- Die zuvor genannten Einflussgrößen waren aufgrund jahrzehntelanger Betriebserfahrungen bereits vor der Einführung des temperaturbasierten SLP-Verfahrens grundsätzlich bekannt (siehe Gutachten TU München, Nov. 2002).

Mit dem Ziel, einen massengeschäftstauglichen Gasmarkt zu schaffen, wurde die Tagestemperatur als einzige Führungsgröße etabliert. Diese wurde mit der Einführung der Gasprognosetemperatur ab Oktober 2018 weiterentwickelt. Die Gasprognosetemperatur berücksichtigt die oben genannten Einflussfaktoren.

- Die vorliegenden Ergebnisse lassen keine Schlussfolgerungen darüber zu, inwieweit die SLP-Profile das Kundenverhalten noch korrekt abbilden:
 - Der Untersuchungsumfang des Evaluierungsberichtes beschränkt sich in Übereinstimmung mit den Vorgaben der GaBi Gas 2.0 auf die dort genannten Fragestellungen.
 - Unter anderem aufgrund der Verschärfung der Energieeinsparverordnung (EnEV) kann davon ausgegangen werden, dass sich die Charakteristik des Kundenverhaltens seit der Erarbeitung der Standardlastprofile (bspw. TU München 2002 und 2005) verändert hat. Exemplarisch und nicht abschließend können hier zwei wesentliche Effekte genannt werden:

- Die großflächige Durchführung von Wärmedämmmaßnahmen verändert den notwendigen Wärmebedarf, andererseits aber auch die Dynamik der Reaktion der Kundenanlage auf Änderungen der Außentemperatur.
- Ein geringerer Wärmebedarf führt dazu, dass gerade ältere Heizungsanlagen auch bei sehr kalten Temperaturen nicht zwingend bis in den Bereich ihrer Leistungsbegrenzung gefahren werden. Somit ist auch bei sehr niedrigen Temperaturen eher von einem nahezu linear steigenden und nicht entsprechend der Sigmoidfunktion zurückgehenden Bedarfszuwachs auszugehen.
- Dem Netzbetreiber werden - über den Rahmen verbindlicher regulatorischer und vertraglicher Leitplanken hinaus - Anreize zur Optimierung der SLP-Allokationsgüte gesetzt. Daher ist jede Einschränkung seiner Handlungsfreiheit bei der Parametrierung seines Lastprofilverfahrens kontraproduktiv:
 - Der Netzbetreiber hat bei der SLP-Allokation bei Einhaltung der gültigen verbindlichen regulatorischen und vertraglichen Leitplanken in der operativen, täglichen Praxis keine Freiheitsgrade. Die SLP-Allokationen ergeben sich aus einem mit dem Transportkunden verbindlich vereinbarten transparenten Algorithmus, den der Netzbetreiber eigenverantwortlich festzuschreiben hat.
 - Der Netzbetreiber kann derzeit auch dann, wenn er eine evtl. Fehlprognose für den Folgetag aufgrund langjähriger betrieblicher Erfahrungswerten als wahrscheinlich ansehen würde, nicht von seinem Standardverfahren abweichen.
 - Aus der Sicht des Transportkunden beugt dies evtl. Diskriminierungs- oder Missbrauchsvermutungen vor; für das Gesamtsystem ergeben sich hieraus zwangsläufig – und letztlich auch durch das Bilanzierungsregime bewusst in Kauf genommen - ggf. vermeidbare Prognoseabweichungen, die systemimmanent über das Marktgebiet monetär zu solidarisieren sind.
 - Die Palette der zulässigen SLP-Allokationswerkzeuge muss möglichst breit gestaltet sein, um allen Netzbetreibern die optimale Anpassung des SLP-Verfahrens an das Kundenverhalten im Netzgebiet zu ermöglichen. Auch ergänzende Werkzeuge könnten ggf. zukünftig wichtige Hilfsmittel werden (bspw. die Gasprognose-temperatur, Optimierungsfaktoren gem. SLP-Leitfaden).
 - Die Beschneidung der Handlungsoptionen des Netzbetreibers jedoch - bspw. durch eine Verringerung der zulässigen SLP oder auch durch die Vorgabe verbindlicher Temperaturstationen oder –verfahren - wären jedoch mit dem Grundsatz der Allokationsverantwortung des Netzbetreibers, von der jeder zielführende Anreizmechanismus getragen wird, nicht vereinbar.

- Die Entwicklung neuer Standardlastprofile - bspw. auf Grundlage kundenindividueller Messungen - erscheint aus heutiger Perspektive nicht sinnvoll; aus der Perspektive des Gesamtsystems sind Optimierungen der Verteilnetzbetreiber auf der Netzkotenebene der Verteilnetzbetreiber zu bevorzugen:
 - Die Entwicklung im Wärmesektor ist nach Erfahrung der Netzbetreiber derzeit so ausgeprägt, dass auch neuere Analysen ggf. schon nach kurzer Zeit wieder veraltet wären.
 - Es ist angesichts des vielschichtigen Wärmemarktes eine sehr breite Stichprobe zur Erreichung einer hinreichend repräsentativen Aussage notwendig.
Kosten und Nutzen stünden in keinem angemessenen Verhältnis.
 - Grundsätzlich sind netzgebietsweite Optimierungen schneller umsetzbar und können in einem sich wandelnden dynamischen Gesamtsystem schneller nachgeführt werden.

- Die Prüfung der Anwendung der sogenannten „Gasprognosetemperatur“ (GPT, vergl. BDEW-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“) kann den Netzbetreibern, im Sinne einer netzgebietsweiten Optimierung als wirksames Werkzeug empfohlen werden, da sie eine Verbesserung der Allokationsgüte ermöglichen kann:
 - Die derzeit für die SLP-Allokation verwendete Tagesmitteltemperatur spiegelt nur zum Teil das Verbrauchsverhalten der Gaskunden wieder.
 - Die Gasprognosetemperatur enthält mehr Einflussfaktoren als nur die reine Tagesmitteltemperatur, bspw. können Wind- und Sonneneinflüsse ebenso abgebildet werden.
 - Eine verbindliche Prüfung auf Anwendung der GPT ist angeraten. Ergibt die Prüfung eine Verbesserung der Allokationsgüte, sollte sie angewendet werden. Eine entsprechende Klarstellung sollte in die KoV aufgenommen werden.
 - Eine Anwendung der GPT ist ohne vorherige Netzkontoanalyse nicht angeraten, da diese in einigen Netzen auch zu einer Verschlechterung der Allokationsgüte führen kann.
 - Die Einführung der GPT geht für Netzbetreiber mit einem nicht zu vernachlässigen Prüfaufwand und zeitlichen Vorlauf einher; dies gilt insbesondere bei der Implementierung der sogenannten „individuellen GPT“.
 - Die GPT kann eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den Netzbetreibern nicht ersetzen. Vielmehr stellen diese Maßnahmen die Grundvoraussetzungen dar, ohne deren vorherige Durchführung die Einführung der GPT scheitern wird.

- Die Gasprognosetemperatur ist seit dem 1. Oktober 2018 als Teil des SLP-Werkzeugkastens im BDEW-Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ beschrieben und kann somit leitfadenkonform angewendet werden.

Ansprechpartnerin:

Ingride Kouengoué

Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung und Mobilität

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

Tel.: +49 30 300 199-1116

ingride.kouengoué@bdew.de

www.bdew.de