

Bericht:

Evaluierungsbericht der Verteilernetzbetreiber 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 Gasbilanzierung, „GaBi Gas 2.0“) vom 19.12.2014 (BKZ-14020)

Inhalt

Abbildungen	5
Abkürzungsverzeichnis.....	14
1 Hintergrund und Zielsetzung des Berichts	16
1.1 Vorgehensweise und Zielsetzung.....	16
1.2 Ausgangslage	17
1.3 Regulatorische und rechtliche Vorgaben	17
1.4 Begriffsbestimmungen.....	19
2 Netzkontensystematik und Anreizsystem	26
2.1 Anzahl der Netzkonten	26
2.1.1 Marktgebiet NCG	26
2.1.2 Marktgebiet GASPOOL.....	27
2.1.3 Marktgebiet THE	28
2.1.4 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten.....	28
2.2 Abrechnung, Veröffentlichung und Meldung nach der täglichen Netzkontensystematik.....	29
2.2.1 Grundlagen	29
2.2.2 Abrechnung und Veröffentlichung nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im zeitlichen Verlauf	32
2.2.2.1 Marktgebiet NCG	32
2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL.....	36
2.2.2.3 Marktgebiet THE	40
2.3 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der täglichen Netzkontensystematik.....	42
2.3.1 Marktgebiet NCG	43
2.3.2 Marktgebiet GASPOOL.....	45
2.3.3 Marktgebiet THE	47
3 Prognosegüte der SLP	49

3.1	Grundlagen der Anwendung der SLP Gas	49
3.2	Statistische Grundlagen	49
3.3	Datenanalyse	53
3.3.1	SLP- und RLM-Allokationsmengen.....	53
3.3.1.1	Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE	54
3.3.2	SLP-Allokationsmengen nach Allokationsverfahren	55
3.3.2.1	Marktgebiet NCG	56
3.3.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	58
3.3.2.3	Marktgebiet THE	60
3.3.3	NKS auf Tagesbasis.....	61
3.3.3.1	Marktgebiet NCG	62
3.3.3.2	Marktgebiet GASPOOL.....	63
3.3.3.3	Marktgebiet THE	63
3.3.4	Allokationsgüte.....	64
3.3.4.1	Allokationsgüte auf Jahresbasis	64
3.3.4.1.1	Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE	66
3.3.4.2	Allokationsgüte auf Monatsbasis	73
3.3.4.2.1	Marktgebiet NCG	74
3.3.4.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	79
3.3.4.2.3	Marktgebiet THE	88
3.3.5	Zusammenhangsanalyse zwischen NKS und Tagesmitteltemperatur	90
3.3.5.1	Synthetisches Verfahren	92
3.3.5.1.1	Marktgebiet NCG	92
3.3.5.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	96
3.3.5.1.3	Marktgebiet THE	102
3.3.5.2	Analytisches Verfahren	106
3.3.5.2.1	Marktgebiet NCG	106

3.3.5.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	111
3.3.5.2.3	Marktgebiet THE.....	116
3.3.6	Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet.....	119
3.3.6.1	Synthetisches Verfahren.....	120
3.3.6.1.1	Marktgebiet NCG.....	120
3.3.6.1.2	Marktgebiet GASPOOL.....	122
3.3.6.1.3	Marktgebiet THE.....	124
3.3.6.2	Analytisches Verfahren.....	126
3.3.6.2.1	Marktgebiet NCG.....	126
3.3.6.2.2	Marktgebiet GASPOOL.....	128
3.3.6.2.3	Marktgebiet THE.....	129
3.3.7	Externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis für ausgewählte Monate.....	131
3.3.7.1	Marktgebiet NCG.....	132
3.3.7.2	Marktgebiet GASPOOL.....	140
3.3.7.3	Marktgebiet THE.....	148
3.3.8	Prüfung Auswirkungen des Ukrainekriegs.....	156
3.3.9	Studien der BDEW-PG Lastprofile Gas.....	156
3.3.9.1	Potenzial der Optimierungsmethode im analytischen Standardlastprofilverfahren.....	156
3.3.9.2	SLP-Allokationsverfahren der Netzbetreiber mit der höchsten Allokationsgüte.....	158
4	Schlussfolgerung und Empfehlungen.....	159
4.1	Netzkontensystematik und Anreizsystem.....	159
4.2	Zusammenhangsanalyse zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie.....	162
4.3	Prognosegüte der SLP.....	162

Abbildungen

Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	26
Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	27
Abbildung 3: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 21/22, THE	28
Abbildung 4: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	32
Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	34
Abbildung 6: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	36
Abbildung 7: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	37
Abbildung 8: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE	40
Abbildung 9: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE	41
Abbildung 10: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	43
Abbildung 11: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	45
Abbildung 12: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE	47
Abbildung 13: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm.....	52
Abbildung 14: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE.....	54
Abbildung 15: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	56

Abbildung 16: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	58
Abbildung 17: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22, THE.....	60
Abbildung 18: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	62
Abbildung 19: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	63
Abbildung 20: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 21/22, THE.....	64
Abbildung 21: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE ...	66
Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE.	67
Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, synthetisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE	68
Abbildung 24: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE	69
Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, analytisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE	70
Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, analytisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE	71
Abbildung 27: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	74
Abbildung 28: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	75

Abbildung 29: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	76
Abbildung 30: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	79
Abbildung 31: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	80
Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	81
Abbildung 33: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 21/22, THE	88
Abbildung 34: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 21/22, THE.....	89
Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 21/22, THE	90
Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	92
Abbildung 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	93
Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	95
Abbildung 39: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	97
Abbildung 40: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	98
Abbildung 41: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	100

Abbildung 42: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE	102
Abbildung 43: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE	103
Abbildung 44: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE	104
Abbildung 45: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	106
Abbildung 46: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	108
Abbildung 47: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	109
Abbildung 48: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	111
Abbildung 49: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	112
Abbildung 50: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	114
Abbildung 51: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE	116
Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE	117
Abbildung 53: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE	118
Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	120

Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	122
Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22, THE.....	124
Abbildung 57: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	126
Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	128
Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22, THE.....	130
Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	132
Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	134
Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	136
Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	138
Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	140
Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	142
Abbildung 66: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	144
Abbildung 67: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	146
Abbildung 68: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 21, THE	148

Abbildung 69: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	150
Abbildung 70: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 21/22, THE	152
Abbildung 71: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 21/22, THE.....	154
Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	35
Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	39
Tabelle 3: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE	42
Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	44
Tabelle 5: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	46
Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE	48
Tabelle 7: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient	51
Tabelle 8: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms	52
Tabelle 9: Prämissen in der Datenanalyse	53
Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	57
Tabelle 11: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	59
Tabelle 12: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22, THE	61
Tabelle 13: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE.....	72

Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL	84
Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL	85
Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL	86
Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL	87
Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	94
Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	96
Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	99
Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	101
Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22, THE	103
Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE	105

Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	108
Tabelle 25: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	110
Tabelle 26 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	113
Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	115
Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmittel-temperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22, THE	118
Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE	119
Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	121
Tabelle 31: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	123
Tabelle 32: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 21/22, THE	125
Tabelle 33: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	127
Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	129
Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 21/22, THE	131

Tabelle 36: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	133
Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	135
Tabelle 38: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG	137
Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG.....	139
Tabelle 40: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	141
Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	143
Tabelle 42: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL.....	145
Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL	147
Tabelle 44: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 21/22, THE.....	149
Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 21/22, THE.....	151
Tabelle 46: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 21/22, THE	153
Tabelle 47: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 21/22, THE.....	155
Tabelle 48: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021.....	161

Abkürzungsverzeichnis

A	Allokationsmenge
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	Temperatur-Allokation-Restlast-Diagramm
THE	Trading Hub Europe
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber

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 Verteilernetzbetreiber (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 Verteilernetzbetreiber Gas sowie die Marktgebietsverantwortlichen unter Einbindung der Händler.

Bei der Bearbeitung wurden die folgenden Schwerpunkte gesetzt:

- Erstellung eines Berichts zur Prognosegüte von SLP über die Gaswirtschaftsjahre (GWJ) 2020/21 und 2021/22. Die Betrachtung der GWJ 2018/19 und 2019/20 wurde bereits im Evaluierungsbericht vom März 2021 durchgeführt, auf die erneute Beschreibung wird im Folgenden verzichtet. Ab dem GWJ 2021/22 erfolgt die Betrachtung für das bundesweite Marktgebiet THE. Wegen der Anwendung der THE- Netzkontobezeichnung auch für die Monate Juli, August und September 2021 wurden diese Monate im Kapitel 2 unter der Darstellung THE aufgeführt.

- Darstellung der täglichen Netzkontoabweichungssystematik in allen 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.

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 nicht möglich.

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 und unter Berücksichtigung der Ergebnisse des Evaluierungsberichtes vom 29. März 2019 mit der KoV X zum 1. Oktober 2020 ergänzt. Die Festlegung enthält folgende Vorgaben:

- 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.

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

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.*

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-/Minder mengenpreis 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 Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist 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 bestanden bis zum 30.09.2021 zwei Marktgebiete: GASPOOL und NetConnect Germany (NCG). Ab dem 01.10.2021 besteht ein gemeinsames Marktgebiet Trading Hub Europe (THE).

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.

Sie ergibt sich 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:

- 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 Brennermittlung 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 MGV an den NB übermittelt.

Die Einheit des NKS 0 ist kWh.

NKS 1

Der NKS 1 ergibt sich aus dem NKS 0 unter Berücksichtigung der RLM-Differenzmengen. Der NKS 1 wird täglich auf Basis der Daten des Gastages ermittelt und an M+2M-5WT und M+2M+15WT vom MGV an den NB übermittelt.

Die Einheit lautet kWh.

Im vorliegenden Bericht bezieht sich der Begriff NKS auf den NKS 1.

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 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 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

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 3 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.

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 4 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 2018/19 bis einschließlich 2021/22 gegeben.

2.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 1 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet NCG im Betrachtungszeitraum Oktober 2018 bis einschließlich September 2021.

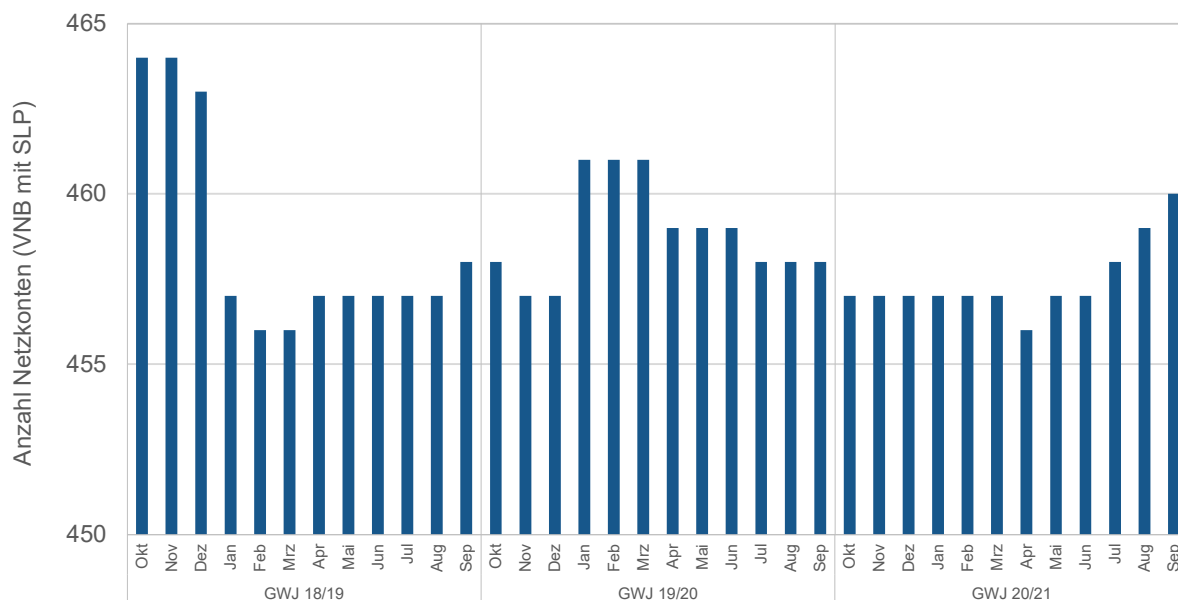


Abbildung 1: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

2.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 2 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet GASPOOL im Betrachtungszeitraum Oktober 2018 bis einschließlich September 2021.

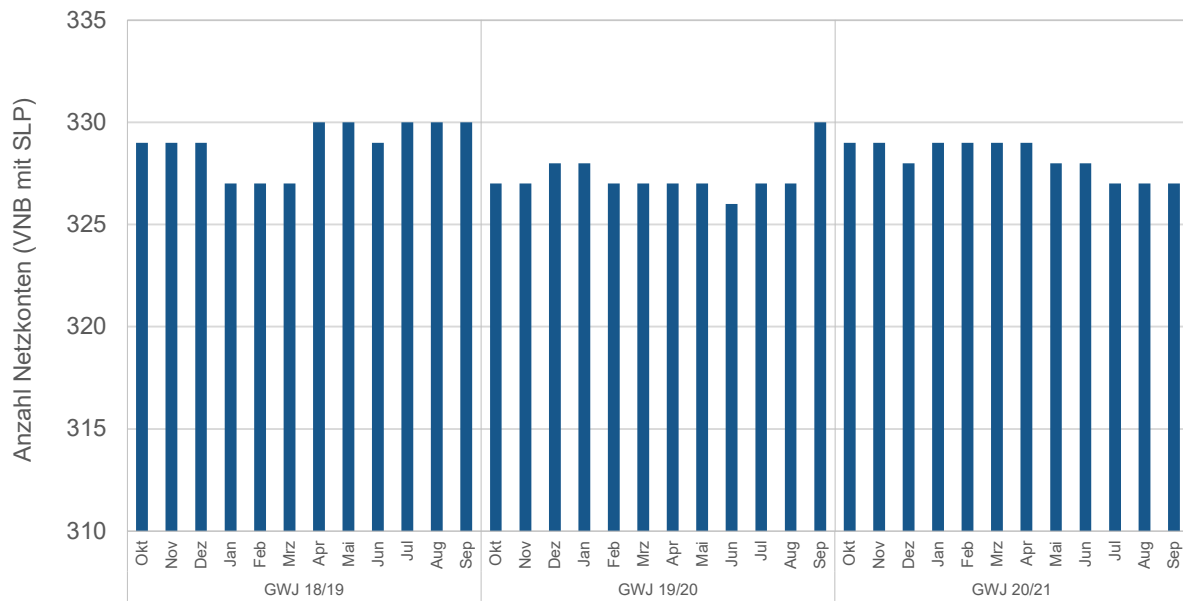


Abbildung 2: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

2.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 3 zeigt die Anzahl der NK (VNB mit SLP) im Marktgebiet THE im Betrachtungszeitraum Oktober 2021 bis einschließlich September 2022.

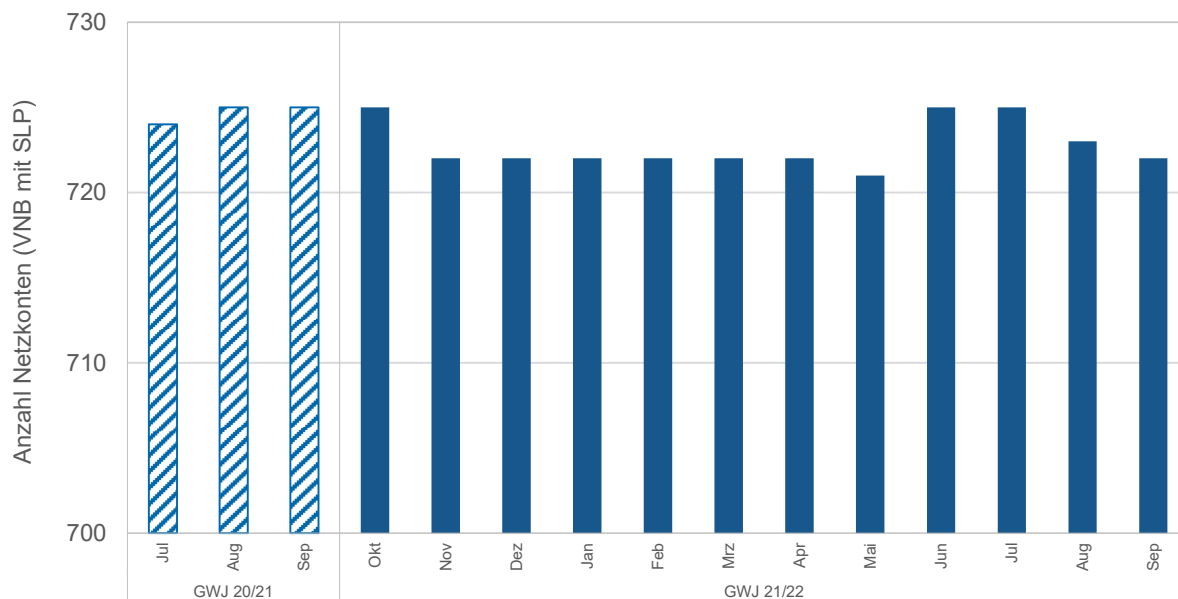


Abbildung 3: Anzahl der NK (VNB mit SLP), GWJ 21/22, THE

2.1.4 Erläuterung zur Anzahl der NK in den Marktgebieten

Änderungen in der Anzahl der NK ergaben sich im Wesentlichen durch Netzübernahmen, Marktgebietswechsel 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 täglichen Netzkontensystematik

2.2.1 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.

Die Bemessungsgrundlage in der Abrechnung der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem ist 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-Clearing² 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.

Nach GaBi Gas 2.0 werden 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

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

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 Schwellwerte bzw. Karenztage – der jeweilige tägliche NKS 1 den 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).

2.2.2 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 monatscharf dargestellt. Anschließend folgt die Darstellung der monatscharfen Abrechnungsbeträge.

Bei den dargestellten Gutschriften handelt es sich um die tatsächlich durchgeführten Gutschriften.³

2.2.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet NCG in den GWJ 2018/19 bis 2020/21.

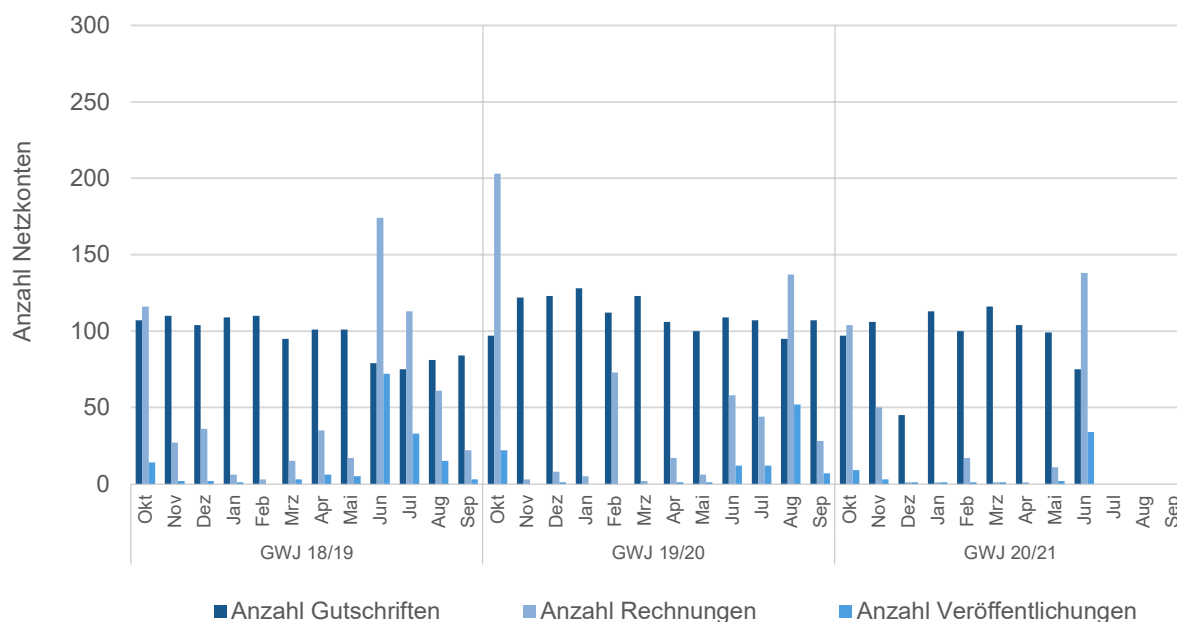


Abbildung 4: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

³ 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 1 und Tabelle 2 berechnen.

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

Im GWJ 2020/21 wurde im Monat März 2021 mit 116 Gutschriften die maximale Anzahl und im Dezember 2020 mit 45 Gutschriften die minimale Anzahl an Gutschriften erstellt. Im Allgemeinen ist die Verteilung der durchgeführten Gutschriften über das GWJ hinweg ausgeglichen.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 im Marktgebiet 855 Gutschriften durchgeführt.

Im GWJ 2020/21 haben insgesamt 347 NB im Marktgebiet NCG auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet NCG verzichten damit knapp 77 % 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 2020/21 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2020/21 (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 16 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen im Sommermonat Juli 2021 stark an (34 Veröffentlichungen). Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 74 Veröffentlichungen durchgeführt.

Die Anzahl der durchgeführten Rechnungen im GWJ 2020/21 ist im Jahresverlauf unterschiedlich. Während in den Wintermonaten (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 174 Rechnungen erstellt wurden, stieg die Anzahl der Rechnungen im Sommermonat Juni 2021 auf 138 an. Im Monat Juni 2021 wurde mit 138 erstellten Rechnungen die maximale Anzahl, in den Monaten Dezember 2020, Januar 2021, März 2021 und April 2021 mit je einer erstellten Rechnung die minimale Anzahl im GWJ 2020/21 erreicht. Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 324 Rechnungen erstellt.

Insgesamt übersteigt die Anzahl der durchgeführten Gutschriften die Anzahl der durchgeführten Rechnungen in jedem Monat des GWJ 2020/21 mit Ausnahme der Monate Oktober 2020 und Juni 2021.

Abbildung 5 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet NCG.

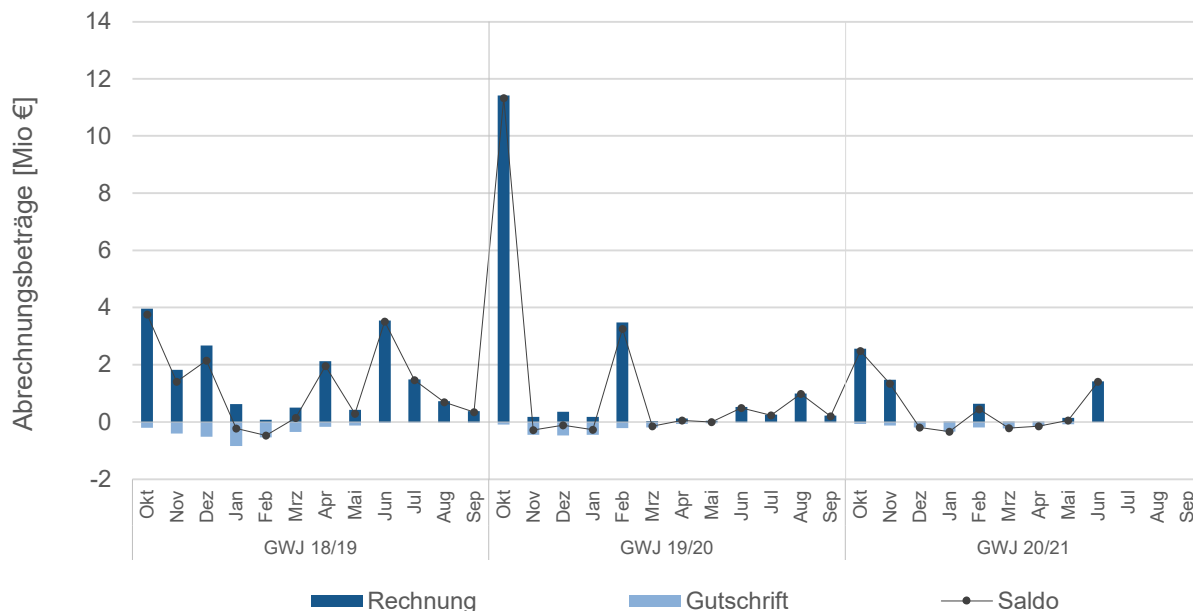


Abbildung 5: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen in den Monaten Dezember und Januar sowie März und April des GWJ 2020/21. In allen anderen Monaten des GWJ überstiegen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Rechnungen die Abrechnungsbeträge der durchgeführten Gutschriften.

Der Monat Oktober 2020 stellte im GWJ 2020/21 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2,560 Mio. Euro) und der Monat April 2021 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (0,001 Mio. Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Januar 2021 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (0,339 Mio. Euro) und der Monat Juni 2021 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (0,017 Mio. Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 ca. 6,2 Mio. Euro über Rechnungen und ca. 1,4 Mio. Euro über Gutschriften abgerechnet.

Tabelle 1 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	€	€
18/19	Okt	496	14	116	192	3.954.804 €	374	107	-10	- 200.379 €	3.754.425 €
	Nov	495	2	27	85	1.813.378 €	423	110	-19	- 408.844 €	1.409.534 €
	Dez	494	2	36	120	2.670.421 €	399	104	-23	- 520.861 €	2.149.560 €
	Jan	478	1	6	28	623.967 €	402	109	-37	- 847.964 €	- 223.997 €
	Feb	477	-	3	3	71.268 €	49	110	-24	- 543.971 €	- 472.703 €
	Mrz	480	3	15	22	499.485 €	393	95	-15	- 352.785 €	146.700 €
	Apr	480	6	35	92	2.120.929 €	368	101	-7	- 168.754 €	1.952.175 €
	Mai	479	5	17	19	417.571 €	375	101	-6	- 131.532 €	286.039 €
	Jun	480	72	174	160	3.540.680 €	320	79	-2	- 33.521 €	3.507.159 €
	Jul	479	33	113	69	1.488.079 €	305	75	-1	- 23.152 €	1.464.928 €
Aug	479	15	61	35	721.122 €	329	81	-1	- 26.651 €	694.471 €	
Sep	481	3	22	19	380.889 €	318	84	-2	- 36.980 €	343.909 €	
19/20	Okt	479	22	203	619	11.414.329 €	329	97	-5	- 93.436 €	11.320.893 €
	Nov	479	-	3	10	169.818 €	427	122	-26	- 448.188 €	- 278.370 €
	Dez	479	1	8	23	356.382 €	417	123	-31	- 477.937 €	- 121.555 €
	Jan	481	-	5	12	180.171 €	439	128	-31	- 456.558 €	- 276.387 €
	Feb	481	-	73	250	3.475.727 €	392	112	-16	- 220.343 €	3.255.384 €
	Mrz	480	-	2	3	34.938 €	427	123	-15	- 189.536 €	- 154.598 €
	Apr	480	1	17	10	124.083 €	371	106	-6	- 71.164 €	52.919 €
	Mai	478	1	6	3	38.433 €	349	100	-4	- 43.908 €	- 5.475 €
	Jun	478	12	58	47	516.638 €	365	109	-2	- 24.399 €	492.239 €
	Jul	479	12	44	25	251.887 €	349	107	-2	- 17.983 €	233.904 €
	Aug	478	52	137	102	994.051 €	333	95	-1	- 118.14 €	982.237 €
Sep	481	7	28	24	219.659 €	370	107	-3	- 26.773 €	192.887 €	
20/21	Okt	482	9	104	283	2.560.494 €	382	97	-8	- 75.343 €	2.485.151 €
	Nov	482	3	50	161	1.469.562 €	402	106	-14	- 128.560 €	1.341.002 €
	Dez	481	1	1	0	2.224 €	416	45	-20	- 19.112 €	188.888 €
	Jan	483	1	1	0	1.431 €	425	113	-36	- 339.473 €	- 338.042 €
	Feb	483	1	17	66	636.984 €	385	100	-21	- 197.460 €	439.523 €
	Mrz	483	1	1	0	2.516 €	436	116	-22	- 222.549 €	- 220.033 €
	Apr	483	-	1	0	972 €	390	104	-14	- 147.871 €	- 146.898 €
	Mai	483	2	11	12	140.933 €	384	99	-7	- 86.964 €	53.969 €
	Jun	484	34	138	111	1.422.298 €	308	75	-1	- 17.330 €	1.404.968 €
	Jul	486	10	Abrechnung im THE-System							
Aug	484	7									
Sep	483	5									

Tabelle 1: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

2.2.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL in den GWJ 2018/19 bis 2020/21.

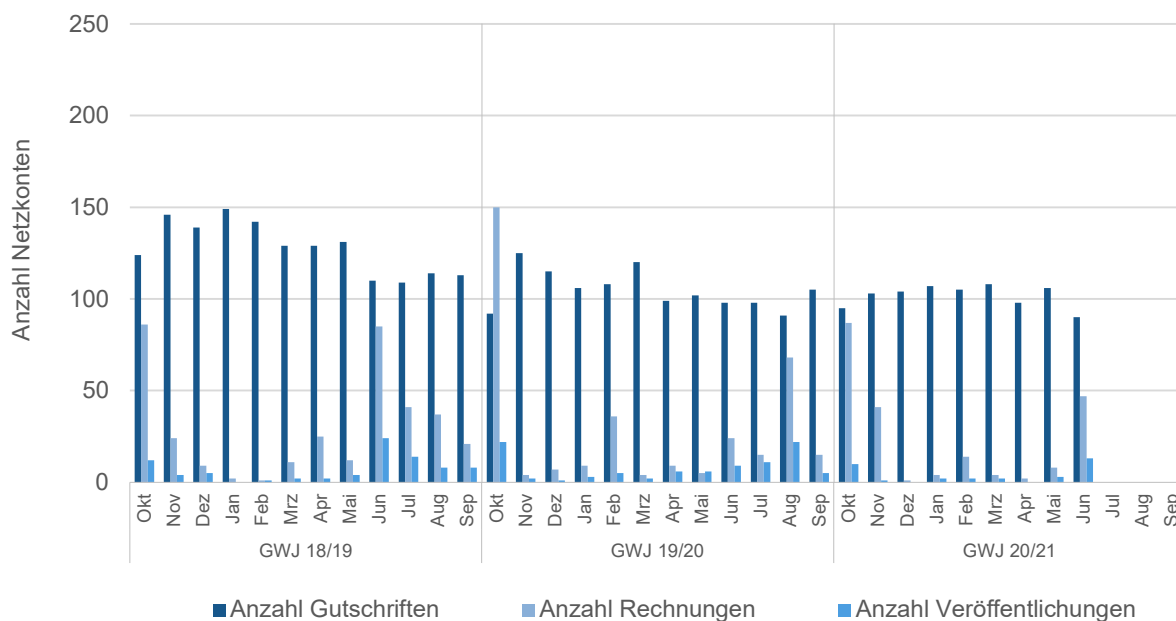


Abbildung 6: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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

Im GWJ 2020/21 wurde im Monat März 2021 mit 108 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Juni 2021 mit 90 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 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 916 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2020/21 haben insgesamt 207 NB im Marktgebiet GASPOOL auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet GASPOOL verzichten damit knapp 62 % 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 und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2020/21 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2020/21 (Oktober 2020 bis einschließlich März 2021) insgesamt 17 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Juni bis einschließlich August 2021 an (13 Veröffentlichungen im Juni 2021, jeweils 8 Veröffentlichungen im Juli, August und September 2021). Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 57 Veröffentlichungen durchgeführt.

Abbildung 7 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften in den GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL.

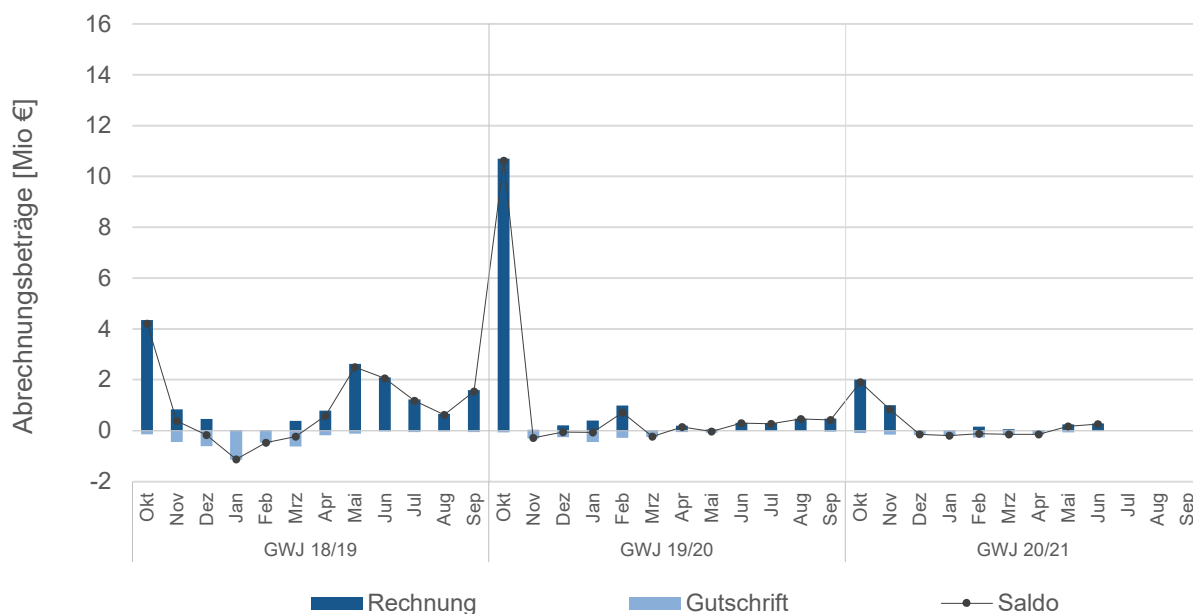


Abbildung 7: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

In den Monaten Dezember 2020 bis einschließlich April 2021 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten Mai 2021 bis einschließlich Juni 2021. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

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 Oktober 2020 stellte im GWJ 2020/21 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (2.005.601 Euro) und der Monat April 2021 den Monat mit der niedrigsten

Summe der Rechnungsbeträge (4.925 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der Monat Februar 2021 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (276.542 Euro) und der Monat Juni 2021 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (24.703 Euro) dar.

Im Monat Oktober 2020 wurden 87 Rechnungen erstellt.

Insgesamt wurden im GWJ 2020/21 in den Monaten Oktober 2020 bis Juni 2021 ca. 3,8 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 1,4 Mio. Euro Gutschriften erstellt.

Tabelle 2 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet GASPOOL.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Mel- dungen	Veröffent- lichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrech- nungen	Mio. kWh	€	€
18/19	Okt	374	12	86	212	4.353.865 €	252	124	7	- 143.378 €	4.210.488 €
	Nov	378	4	24	39	838.013 €	299	146	21	- 454.547 €	383.470 €
	Dez	381	5	9	20	452.640 €	293	139	28	- 619.388 €	166.748 €
	Jan	376	-	2	1	12.549 €	301	149	50	- 1.139.842 €	1.127.293 €
	Feb	378	1	1	0	3.610 €	301	142	21	- 478.666 €	475.056 €
	Mrz	375	2	11	17	384.087 €	276	129	27	- 620.855 €	236.768 €
	Apr	378	2	25	34	778.568 €	261	129	8	- 189.571 €	588.997 €
	Mai	380	4	12	17	2.621.183 €	266	131	5	- 121.156 €	2.500.027 €
	Jun	382	24	85	95	2.099.165 €	232	110	2	- 36.979 €	2.062.186 €
	Jul	380	14	41	57	123.1349 €	251	109	3	- 54.937 €	1.176.412 €
	Aug	381	8	37	32	660.031 €	246	114	2	- 33.831 €	626.201 €
Sep	378	8	21	81	159.1564 €	243	113	3	- 55.497 €	1536.068 €	
19/20	Okt	384	22	160	580	10.699.594 €	218	92	4	- 75.780 €	10.623.814 €
	Nov	377	2	4	1	22.369 €	301	125	18	- 305.240 €	282.871 €
	Dez	383	1	7	13	206.045 €	288	115	17	- 260.590 €	54.545 €
	Jan	383	3	9	26	387.900 €	268	106	31	- 454.767 €	66.866 €
	Feb	382	5	36	71	987.472 €	258	108	20	- 284.344 €	703.128 €
	Mrz	386	2	4	1	15.359 €	294	120	19	- 250.509 €	235.149 €
	Apr	383	6	9	16	195.495 €	242	99	5	- 56.104 €	139.391 €
	Mai	384	6	5	4	44.639 €	256	102	7	- 80.497 €	35.858 €
	Jun	383	9	24	28	310.106 €	237	98	2	- 16.511 €	293.595 €
	Jul	383	11	15	29	294.102 €	246	98	2	- 21.698 €	272.404 €
	Aug	386	22	68	49	474.718 €	238	91	1	- 13.815 €	460.903 €
	Sep	385	5	15	50	469.085 €	247	105	5	- 48.333 €	420.752 €
20/21	Okt	351	10	87	222	2.005.601 €	244	95	11	- 102.486 €	1.903.115 €
	Nov	350	1	41	109	1001.161 €	274	103	18	- 166.416 €	834.745 €
	Dez	349	-	1	2	17.989 €	275	104	18	- 17.593 €	153.603 €
	Jan	349	2	4	2	17.323 €	273	107	23	- 213.550 €	196.228 €
	Feb	349	2	14	17	158.356 €	272	105	29	- 276.542 €	118.186 €
	Mrz	349	2	4	5	48.769 €	286	108	19	- 190.492 €	117.23 €
	Apr	349	-	2	0	4.925 €	257	98	14	- 158.170 €	153.245 €
	Mai	349	3	8	21	240.398 €	271	106	6	- 75.566 €	164.832 €
	Jun	349	13	47	22	285.249 €	225	90	2	- 24.703 €	260.546 €
	Jul	348	8								
	Aug	348	8								
Sep	348	8									
Abrechnung im THE-System											

Tabelle 2: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

2.2.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 8 zeigt den Verlauf der Abrechnung und Veröffentlichung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet THE im GWJ 2021/22.

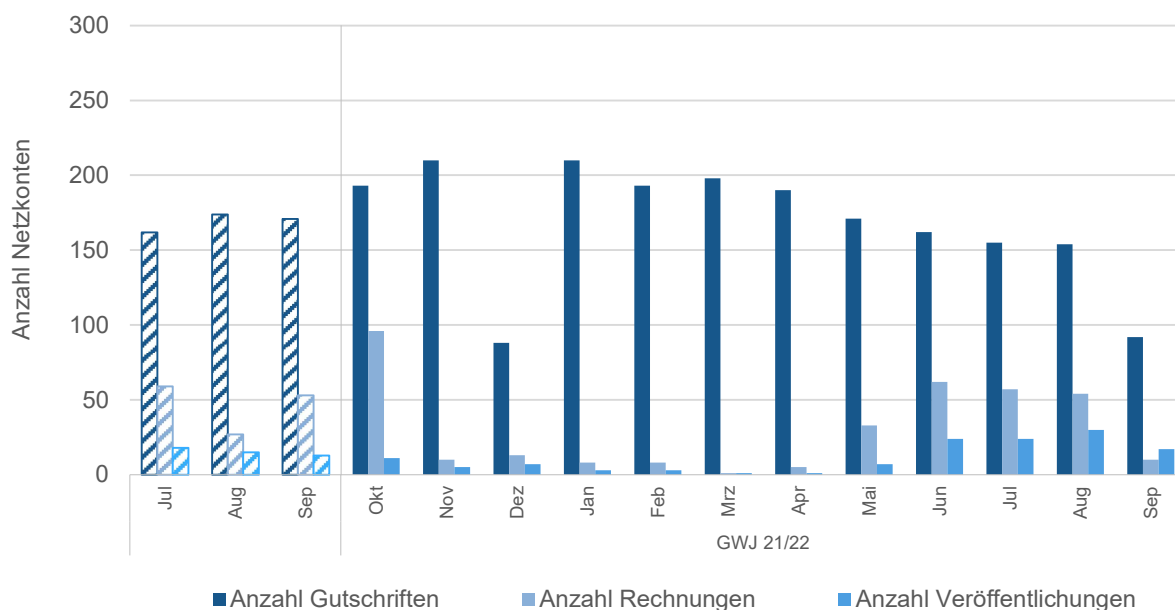


Abbildung 8: Anzahl der Gutschriften, Rechnungen und Veröffentlichungen nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE

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

Im GWJ 2021/22 wurde in den Monaten November 2021 und Januar 2022 mit jeweils 210 Gutschriften die maximale Anzahl und im Monat Dezember 2021 mit 88 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 2021/22 2.016 Gutschriften erstellt.

Im GWJ 2021/22 haben insgesamt 474 NB im Marktgebiet THE auf die Erstellung der Gutschriften verzichtet. Verglichen mit der Anzahl der aktiven NB im Marktgebiet THE verzichteten damit knapp 65 % 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 und wird hier somit nicht weiter betrachtet.

Während die Anzahl der erstellten Gutschriften über das GWJ 2021/22 hinweg als relativ ausgeglichen angesehen werden kann, variiert die Anzahl der durchgeführten Veröffentlichungen

in einem stärkeren Maße. Während in den Wintermonaten des GWJ 2021/22 (Oktober 2021 bis einschließlich März 2022) insgesamt 30 Veröffentlichungen durchgeführt worden sind, stieg die Anzahl der Veröffentlichungen in den Sommermonaten Juni bis einschließlich September 2022 an (24 Veröffentlichungen im Juni 2022, 24 Veröffentlichungen im Juli 2022, 30 Veröffentlichungen im August 2022 und 17 Veröffentlichungen im September 2022). Insgesamt wurden im GWJ 2021/22 133 Veröffentlichungen durchgeführt.

Abbildung 9 zeigt die Abrechnungsbeträge der Rechnungen und Gutschriften im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE.

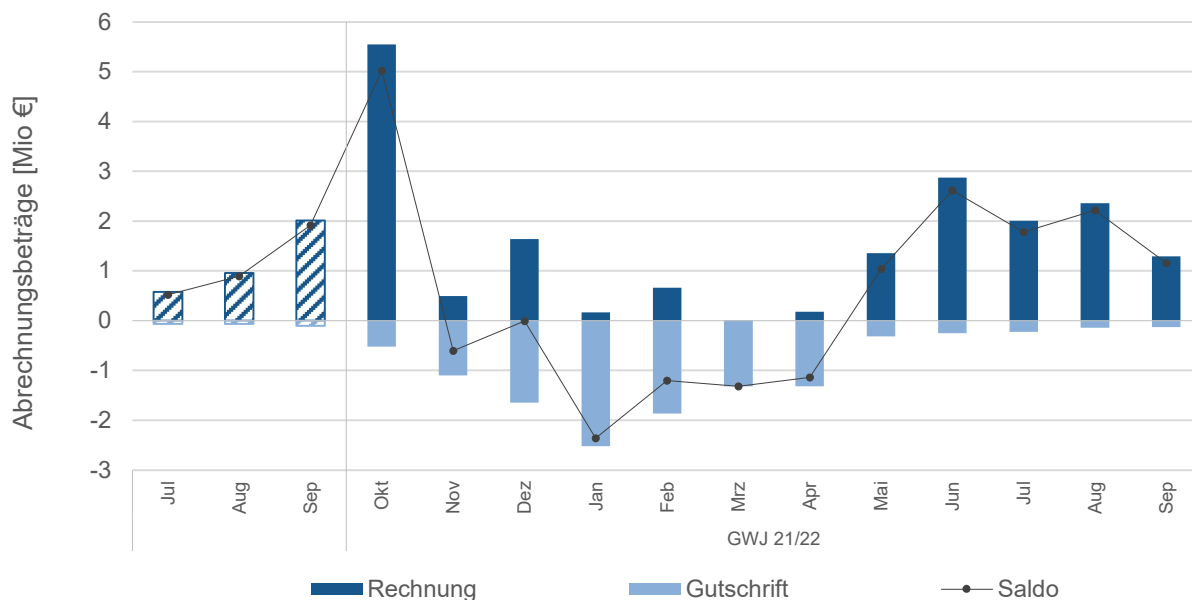


Abbildung 9: Abrechnungsbeträge (in Mio. €) nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE

In den Monaten November 2021 bis einschließlich April 2022 überstieg die Summe der Gutschriftsbeträge die Summe der Rechnungsbeträge. Dies änderte sich in den Sommermonaten Mai 2022 bis einschließlich September 2022. Hier überstiegen die Rechnungsbeträge die Gutschriftsbeträge.

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 Oktober 2021 stellte im GWJ 2020/21 den Monat mit der höchsten Summe der Rechnungsbeträge (5.545.605 Euro) und der Monat März 2022 den Monat mit der niedrigsten Summe der Rechnungsbeträge (1.370 Euro) dar. Bezüglich der Gutschriftsbeträge stellte der

Monat Januar 2022 den Monat mit der höchsten Gutschriftsumme (2.525.560 Euro) und der Monat September 2022 den Monat mit der niedrigsten Gutschriftsumme (141.783 Euro) dar.

Insgesamt wurden im GWJ 2021/22 ca. 18,6 Mio. Euro als Rechnungen und ca. 11,4 Mio. Euro Gutschriften erstellt.

Tabelle 3 gibt einen Gesamtüberblick über den Verlauf der Abrechnung der täglichen NKS im Marktgebiet THE.

GWJ	Monat	Anzahl Netzkonten		Rechnungen			Gutschriften				Saldo
		Mel- dungen	Veröffent- lichungen	Anzahl	Mio. kWh	€	Anzahl Gesamt	Anzahl Abrech- nungen	Mio. kWh	€	€
20/21	Jul	834	18	59	40	577.828 €	539	162	4	- 60.863 €	516.964 €
	Aug	832	15	27	58	957.980 €	565	174	4	- 65.626 €	892.355 €
	Sep	831	13	53	106	2.016.217 €	573	171	5	- 101.212 €	1915.005 €
21/22	Okt	753	11	96	251	5.545.605 €	634	193	24	- 523.617 €	5.021.988 €
	Nov	749	5	10	19	494.560 €	677	210	42	- 1099.947 €	605.386 €
	Dez	750	7	13	50	1.635.725 €	684	88	50	- 1646.485 €	10.759 €
	Jan	749	3	8	4	166.659 €	664	210	66	- 2.525.560 €	2.358.902 €
	Feb	749	3	8	14	660.261 €	630	193	40	- 1863.797 €	1.203.536 €
	März	749	1	1	0	1370 €	637	198	25	- 1.320.971 €	1319.602 €
	Apr	750	1	5	3	180.083 €	601	190	23	- 1.318.347 €	1.138.264 €
	Mai	750	7	33	20	1.357.466 €	546	171	5	- 315.294 €	1.042.172 €
	Jun	751	24	62	39	2.872.561 €	547	162	3	- 254.093 €	2.618.469 €
	Jul	751	24	57	25	2.005.653 €	503	155	3	- 226.908 €	1.778.745 €
	Aug	750	30	54	28	2.357.482 €	500	154	2	- 141.272 €	2.216.210 €
Sep	749	17	10	13	1.288.376 €	311	92	1	- 131.783 €	1.156.593 €	

Tabelle 3: Übersicht Abrechnung nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE

2.3 Häufigkeit der Abrechnung der NK nach der täglichen Netzkontensystematik

Im Folgenden wird dargestellt, wie häufig (in wie vielen Monaten eines GWJ) NK von VNB mit SLP im System der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem pro GWJ abgerechnet wurden.

2.3.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 10 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik in den GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet NCG.

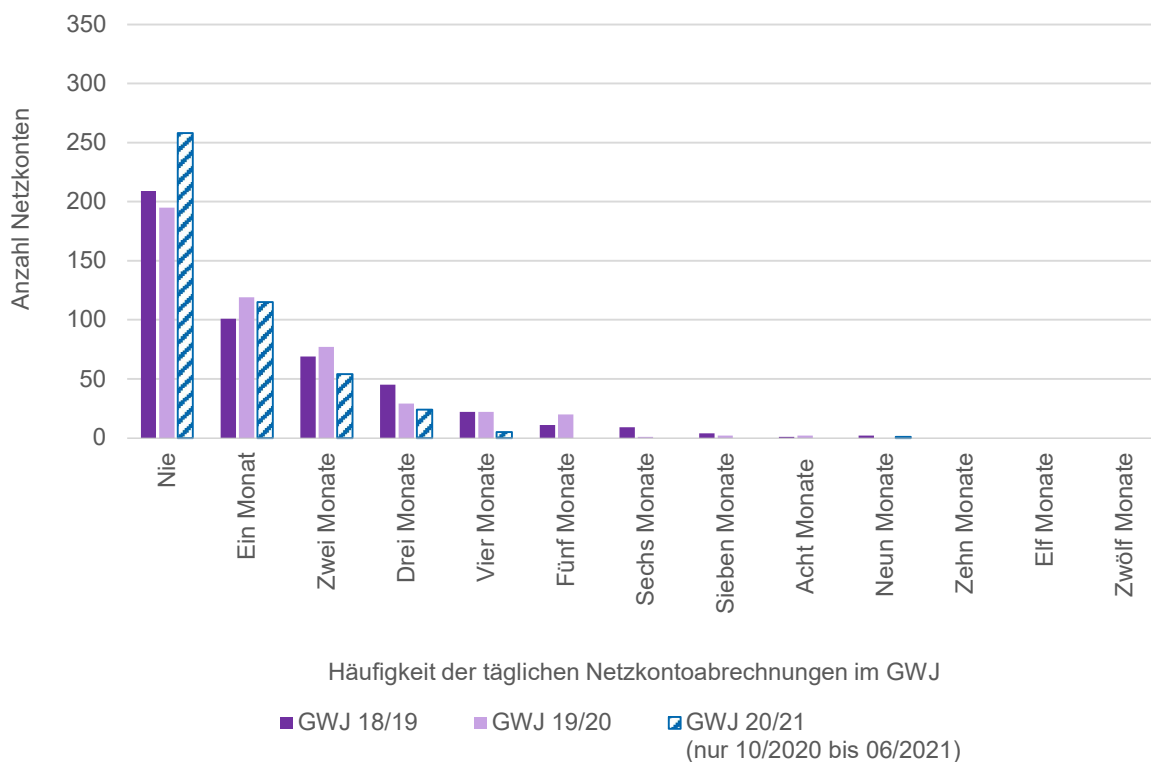


Abbildung 10: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Im GWJ 2020/21 wurde für 258 NK (ca. 56 %)⁴ keine Abrechnung erstellt. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete für NCG nur ein Zeitraum von neun Monaten betrachtet wird (vgl. Erläuterungen in Kapitel 1.1). Deswegen ist eine Vergleichbarkeit mit vorherigen GWJ nicht möglich.

⁴ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2020/21 waren dies 457 (im Zeitraum 9 Monate).

Tabelle 4 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 18/19	GWJ 19/20	GWJ 20/21 (nur 10/2020 bis 06/2021)
Nie	209	195	258
Ein Monat	101	119	115
Zwei Monate	69	77	54
Drei Monate	45	29	24
Vier Monate	22	22	5
Fünf Monate	11	20	0
Sechs Monate	9	1	0
Sieben Monate	4	2	0
Acht Monate	1	2	0
Neun Monate	2	0	1
Zehn Monate	0	0	0
Elf Monate	0	0	0
Zwölf Monate	0	0	0

Tabelle 4: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

2.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 11 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL.

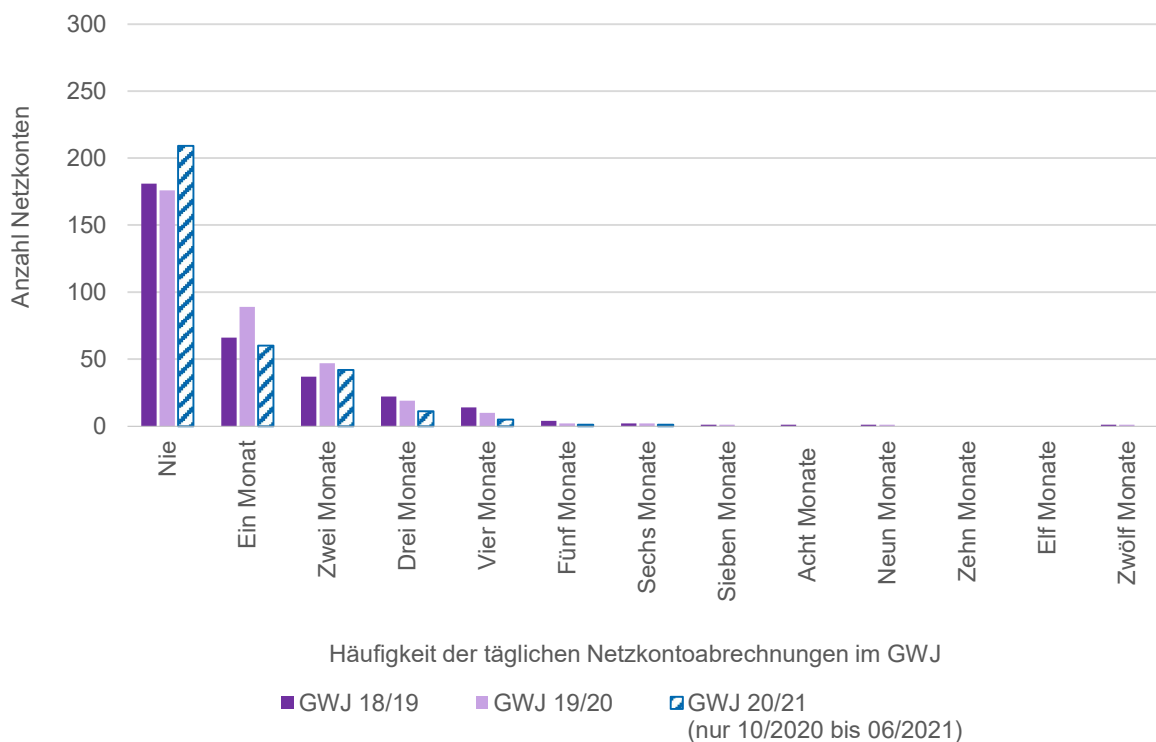


Abbildung 11: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Im GWJ 2020/21 wurde für 209 NK (ca. 63 %)⁵ keine Abrechnung erstellt. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete für GASPOOL nur ein Zeitraum von neun Monaten betrachtet wird (vgl. Erläuterungen in Kapitel 1.1). Deswegen ist eine Vergleichbarkeit mit vorherigen GWJ nicht möglich.

⁵ Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2020/21 waren dies 329 (für 9 Monate).

Tabelle 5 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet GASPOOL:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten		
	GWJ 18/19	GWJ 19/20	GWJ 20/21 (nur 10/2020 bis 06/2021)
Nie	181	176	209
Ein Monat	66	89	60
Zwei Monate	37	47	42
Drei Monate	22	19	11
Vier Monate	14	10	5
Fünf Monate	4	2	1
Sechs Monate	2	2	1
Sieben Monate	1	1	0
Acht Monate	1	0	0
Neun Monate	1	1	0
Zehn Monate	0	0	0
Elf Monate	0	0	0
Zwölf Monate	1	1	0

Tabelle 5: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

2.3.3 Marktgebiet THE

Abbildung 12 zeigt die Häufigkeit von durchgeführten Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE.

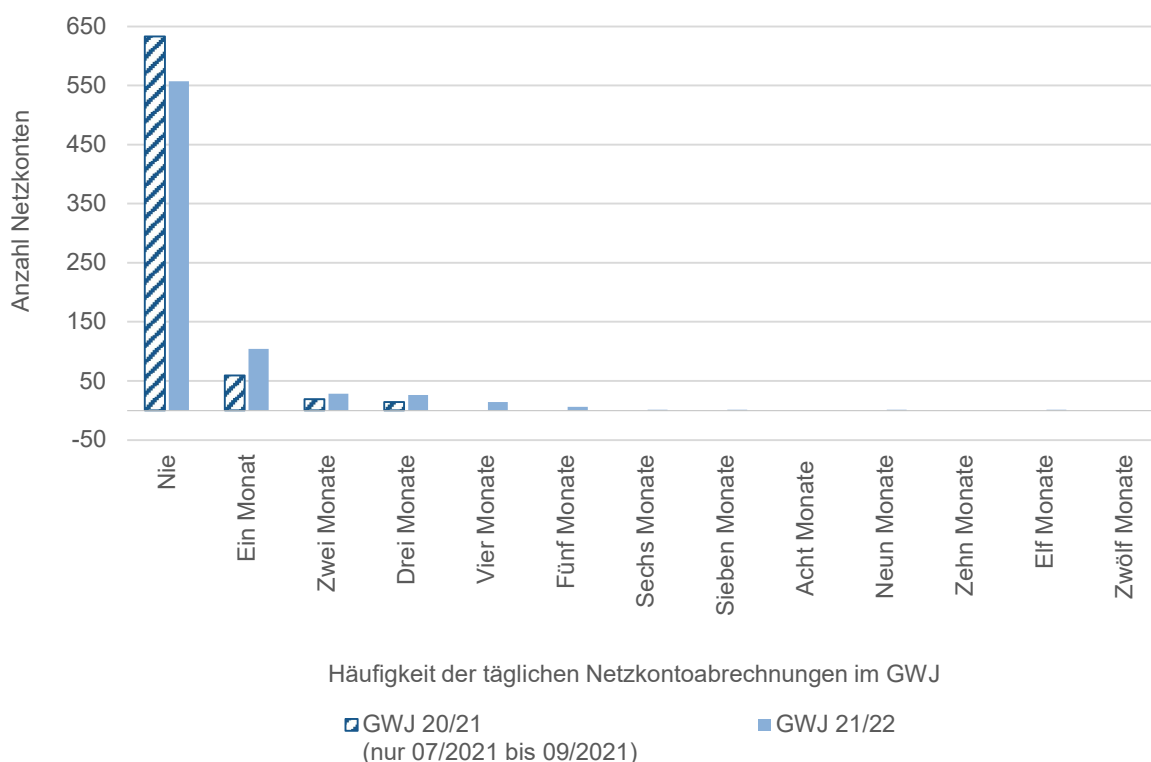


Abbildung 12: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE

Im GWJ 2020/21 wurde für 633 NK (ca. 87 %)⁶ keine Abrechnung erstellt. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund der Zusammenlegung der Marktgebiete nur ein Zeitraum von drei Monaten betrachtet wird (vgl. Erläuterungen in Kapitel 1.1). Deswegen ist eine Vergleichbarkeit mit dem nachfolgenden GWJ nicht möglich.

Im GWJ 2021/22 wurde für 557 NK (ca. 75 %)⁷ keine Abrechnung erstellt.

⁶Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2020/21 waren dies 725.

⁷Zur Berechnung wird die durchschnittliche Anzahl aller VNB NK mit SLP pro GWJ verwendet. Für das GWJ 2021/22 waren dies 739.

Tabelle 6 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Häufigkeit der Abrechnungen der NK nach der täglichen Netzkontensystematik als Anreizsystem im Marktgebiet THE:

Anzahl Monate mit Abrechnung des täglichen Netzkontosaldos	Anzahl Netzkonten	
	GWJ 20/21 (nur 07/2021 bis 09/2021)	GWJ 21/22
Nie	633	557
Ein Monat	59	104
Zwei Monate	19	28
Drei Monate	14	26
Vier Monate	0	14
Fünf Monate	0	6
Sechs Monate	0	1
Sieben Monate	0	1
Acht Monate	0	0
Neun Monate	0	1
Zehn Monate	0	0
Elf Monate	0	1
Zwölf Monate	0	0

Tabelle 6: Häufigkeit der Abrechnung der NK nach täglicher Netzkontensystematik als Anreizsystem, GWJ 21/22, THE

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 2018/19, 2019/20, 2020/21 und 2021/22 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 kann⁸.

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.

⁸BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden zur Abwicklung von Standardlastprofilen Gas vom 31.03.2022

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 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 5 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 7: Interpretationsrichtlinie Korrelationskoeffizient⁹

Im Rahmen der statistischen Betrachtungen werden ausschließlich die linearen Abhängigkeiten zweier Größen (bspw. Netzkontensalden und externer Regelenergieeinsatz)⁴ 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 6 Bestimmtheitsmaß bei linearer Regression

Das Bestimmtheitsmaß liegt stets zwischen 0 und 1 und gibt an, welcher Anteil der Varianz einer abhängigen Variablen 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.

⁹ Interpretationsgrenzen nicht einheitlich festgelegt, hier Interpretationsrichtlinie der Fernuniversität in Hagen (vom 31.03.2019)

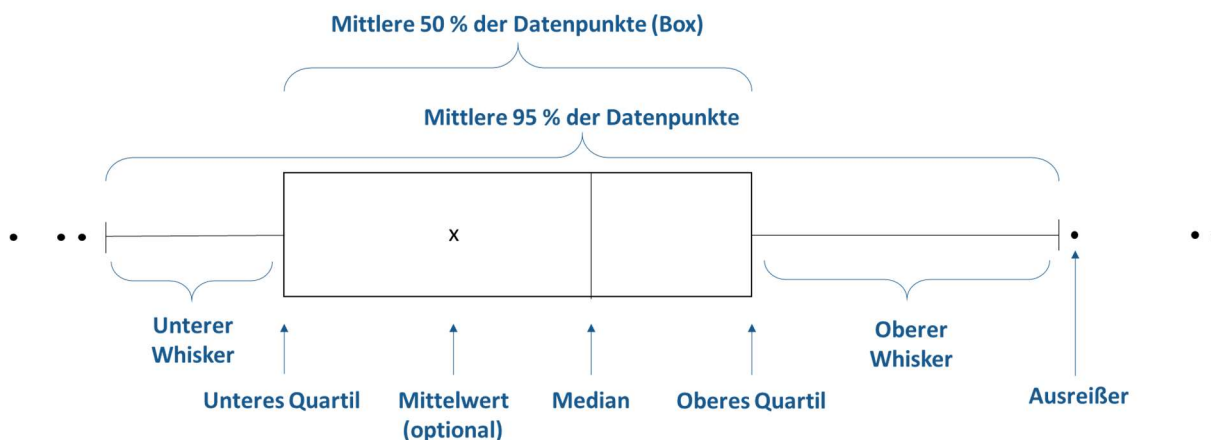


Abbildung 13: Übersicht Bestandteile Boxplot-Diagramm

Die einzelnen Bestandteile werden in der folgenden Tabelle 8 erläutert:

Teil des Boxplots	Erläuterung
<ul style="list-style-type: none"> • Kasten in der Mitte („Box“) 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<ul style="list-style-type: none"> • Strich innerhalb der Box („Median“) 	<ul style="list-style-type: none"> • 50 % der Datenpunkte liegen oberhalb dieses Wertes • 50 % der Datenpunkte liegen unterhalb dieses Wertes
<ul style="list-style-type: none"> • Antennen ober- und unterhalb der Box („Whisker“) 	<ul style="list-style-type: none"> • 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
<ul style="list-style-type: none"> • Einzeln dargestellte Datenpunkte („Ausreißer“) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausreißer, die die oberen bzw. unteren 2,5 % der Daten darstellen
<ul style="list-style-type: none"> • X („Mittelwert“) 	<ul style="list-style-type: none"> • Arithmetischer Mittelwert der Datenpunkte • Kein obligatorischer Bestandteil im Boxplot, optional

Tabelle 8: Übersicht Bestandteile des Boxplot-Diagramms

3.3 Datenanalyse

Für den vorliegenden Evaluierungsbericht werden bei der Datenanalyse Prämissen zu Grunde gelegt, die in folgender Tabelle 9 dargestellt werden und für alle folgenden Abbildungen gelten:

Sachverhalt	Erläuterung/Prämisse
<ul style="list-style-type: none"> Betrachtungszeitraum 	<ul style="list-style-type: none"> GWJ 2018/19, 2019/20, 2020/21, 2021/22
<ul style="list-style-type: none"> Betrachtete Netzknoten 	<ul style="list-style-type: none"> NK der VNB mit SLP-Allokation
<ul style="list-style-type: none"> Betrachteter NKS 	<ul style="list-style-type: none"> NKS 1
<ul style="list-style-type: none"> Betrachtete RLM-Allokation 	<ul style="list-style-type: none"> RLM-Allokationsmengen mit Abrechnungsbrennwert (X7G)
<ul style="list-style-type: none"> NK in Marktgebietsüberlappung 	<ul style="list-style-type: none"> Keine separate Betrachtung, sondern in beiden Marktgebieten enthalten
<ul style="list-style-type: none"> Gruppierung der NK (Cluster) pro GWJ 	<ul style="list-style-type: none"> Cluster nach SLP-Allokationsmenge: <ul style="list-style-type: none"> „Klein“: bis 100 Mio. kWh/a „Mittel“: 100 bis 250 Mio. kWh/a „Groß“: ab 250 Mio. kWh/a
<ul style="list-style-type: none"> Regelenergie-Daten 	<ul style="list-style-type: none"> Daten des externen Regelenergieaufkommens ohne kommerzielle Konvertierung¹⁰ (GaBi Gas 2.0, nicht Konni Gas)

Tabelle 9: 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.

¹⁰ 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, GASPOOL und THE

Die folgende Abbildung 14 zeigt den Verlauf der RLM- und SLP-Allokationsmengen auf Monatsbasis für die GWJ 2018/19 bis 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL sowie das GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE.

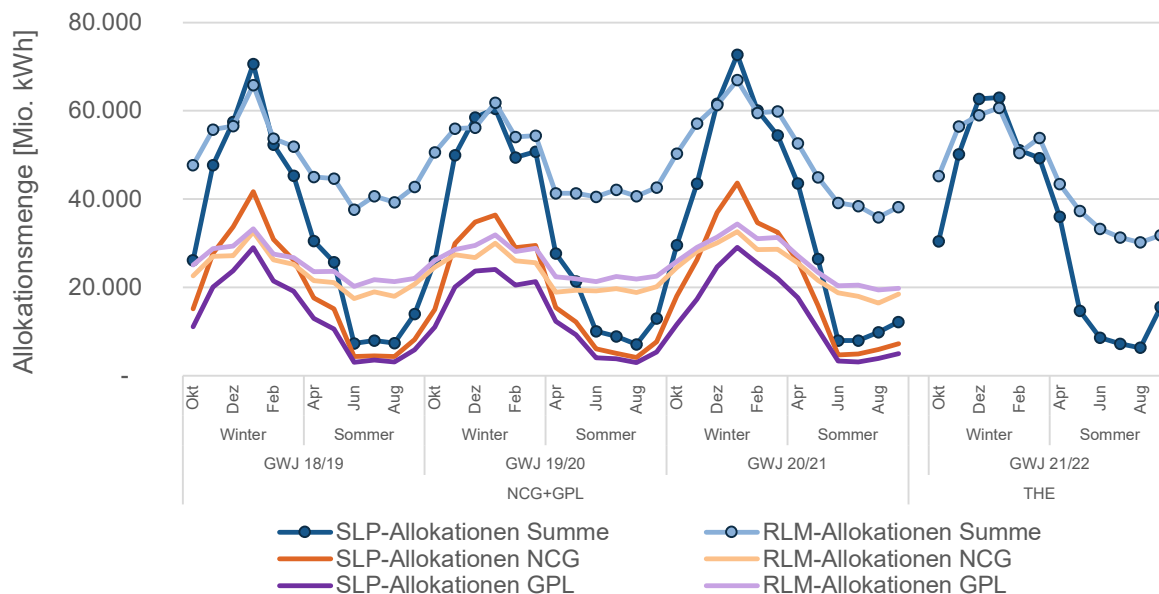


Abbildung 14: monatliche Allokationsmengen SLP und RLM, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

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.

Das GWJ 2020/21 wies bei den RLM-Mengen einen höheren Energiebedarf als die beiden GWJ zuvor auf. Bei den SLP-Mengen war im GWJ 2020/21 ein leicht steigender Energiebedarf im Vergleich zu den beiden Vorjahren erkennbar.

Das GWJ 2021/22 ist auf Grund der Marktgebietszusammenlegung nicht mit den Vorjahren vergleichbar.

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 zueinanderstehen. 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 9 gegeben. Die Aufteilung der NK in die Cluster „Klein“, „Mittel“ und „Groß“ kommt im Folgenden nur in einem sogenannten Boxplot-Diagramm zur Allokationsgüte (Abbildung 21) 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 9).

3.3.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 15 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet NCG dar.

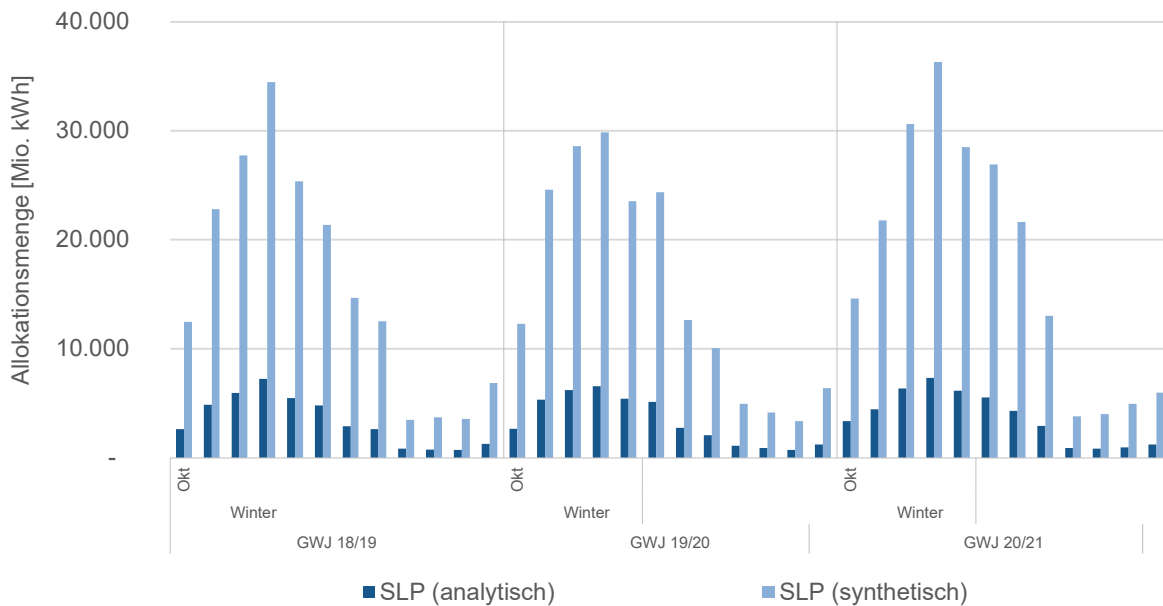


Abbildung 15: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 17 bis 18 %. In beiden Verfahren liegt die Gesamt-Allokationsmenge im GWJ 2020/21 über der Gesamt-Allokationsmenge im Vorjahr.

In der folgenden Tabelle 10 werden die Daten, die der Abbildung 15 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 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
18/19	Klein	6.789	317	6.471	143	8	135
	Mittel	22.506	1.785	20.721	140	13	127
	Groß	199.801	37.994	161.807	191	29	162
	SLP Gesamt	229.095	40.096	188.999	474	50	424
19/20	Klein	7.097	149	6.948	140	7	133
	Mittel	23.439	1.906	21.533	143	13	130
	Groß	194.292	38.000	156.292	184	28	156
	SLP Gesamt	224.828	40.055	184.773	467	48	419
20/21	Klein	6.261	142	6.119	125	5	120
	Mittel	21.291	1.751	19.540	131	12	120
	Groß	228.832	42.425	186.407	211	30	181
	SLP Gesamt	256.383	44.317	212.066	467	47	421

Tabelle 10: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 nahezu konstant bei 10 bis 11 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen bei 17 bis 18 % liegt.

3.3.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 16 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2018/19 bis 2020/21 im Marktgebiet GASPOOL dar.

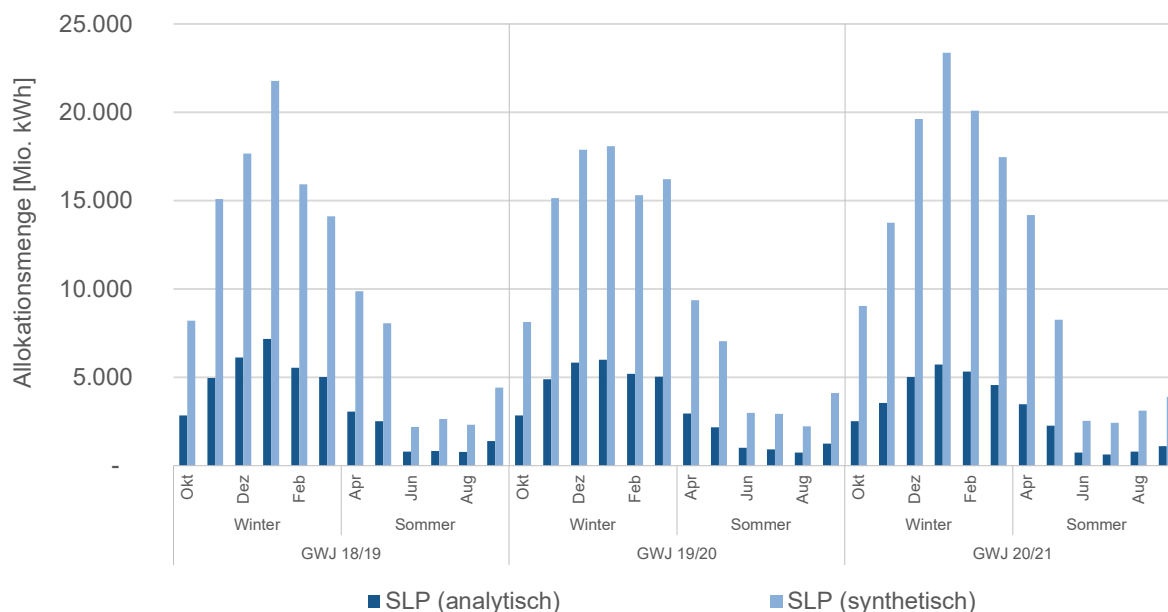


Abbildung 16: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 25 % und sinkt im GWJ 2020/21 auf 21 %.

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 2019/20 gegenüber dem Vorjahr ab, stieg jedoch im GWJ 2020/21 wieder etwas an. Im analytischen Verfahren nahm die jährliche Allokationsmenge in den GWJ 2019/20 und 2020/21 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr ab.

In der folgenden Tabelle 11 werden die Daten, die der Abbildung 16 zu Grunde liegen, übersichtlich dargestellt. Darüber hinaus wird ersichtlich, wie viele NB das jeweilige Verfahren an-

wenden. 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 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
18/19	Klein	5.341	1.151	4.190	110	24	86
	Mittel	19.935	3.610	16.325	124	24	100
	Groß	137.893	36.201	101.693	103	24	79
	SLP Gesamt	163.169	40.961	122.208	337	72	265
19/20	Klein	5.322	1.126	4.196	107	23	84
	Mittel	20.762	4.049	16.713	129	26	103
	Groß	132.017	33.595	98.421	98	22	76
	SLP Gesamt	158.100	38.770	119.331	334	71	263
20/21	Klein	4.813	1.093	3.721	92	22	71
	Mittel	19.880	3.664	16.216	121	24	97
	Groß	148.632	30.884	117.748	118	25	93
	SLP Gesamt	173.326	35.641	137.685	331	71	261

Tabelle 11: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 21,3 % und 21,5 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen zwischen 20,6 % und 25,1 % liegt.

3.3.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 17 stellt den monatlichen Verlauf der SLP-Allokationsmengen im analytischen und synthetischen Verfahren für die GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

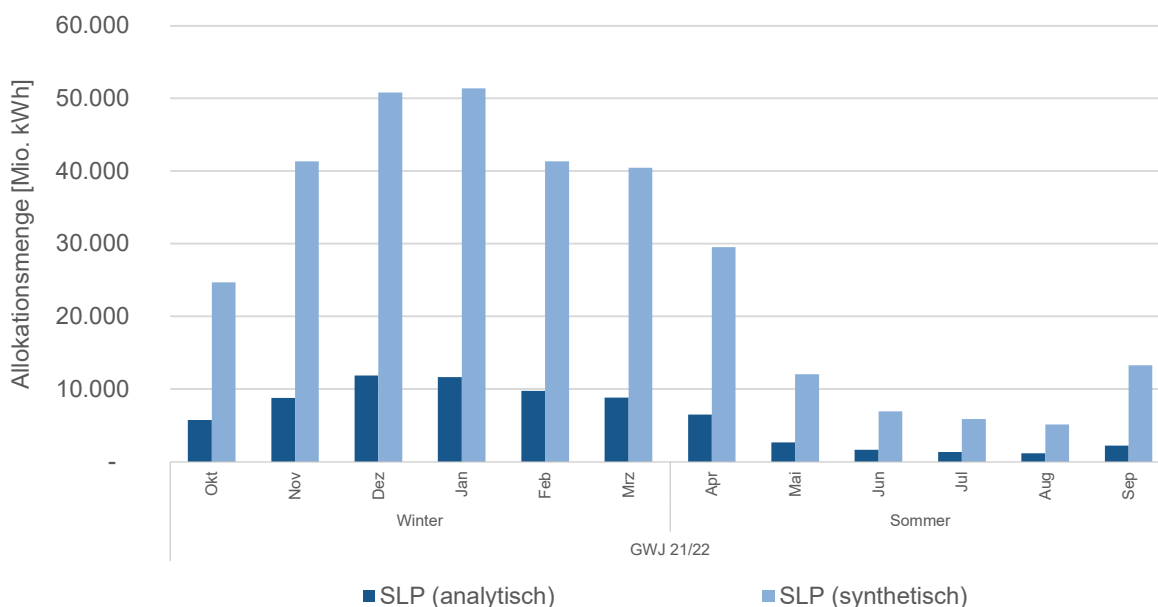


Abbildung 17: monatliche Allokationsmengen SLP, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22, THE

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 im GWJ 2021/22 bei 18 %.

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

In der folgenden Tabelle 12 werden die Daten, die der Abbildung 17 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 der folgenden Tabelle doppelt vor. Auch die Einteilung in die Cluster gemäß Tabelle 9 wird dargestellt.

GWJ	Cluster	SLP-Allokationen [Mio. kWh]	davon SLPana [Mio. kWh]	davon SLPsyn [Mio. kWh]	Netzkonten Gesamt	davon SLPana	davon SLPsyn
21/22	Klein	10.672	1.119	9.553	204	22	182
	Mittel	39.982	5.876	34.105	247	38	209
	Groß	344.287	64.886	279.401	288	45	243
	SLP Gesamt	394.941	71.882	323.059	739	105	634

Tabelle 12: Verteilung der SLP-Allokationen nach Clustern, analytisch und synthetisch, GWJ 21/22, THE

Der Anteil der NK im analytischen Verfahren liegt im GWJ 2021/22 bezogen auf die Anzahl der NK bei 14 %, während der Anteil bei den Allokationsmengen bei 18 % liegt.

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.

3.3.3.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 18 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes NCG in den GWJ 2018/19 bis 2020/21.

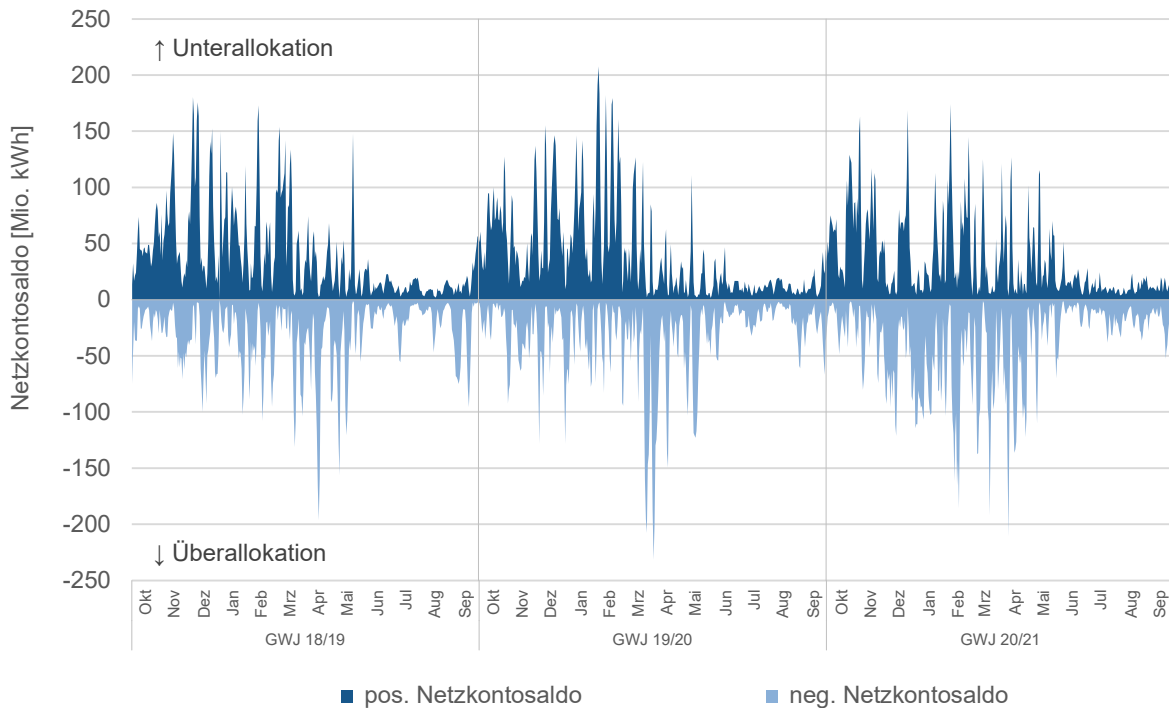


Abbildung 18: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Abbildung 18 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 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 19 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes GASPOOL in den GWJ 2018/19 bis 2020/21.

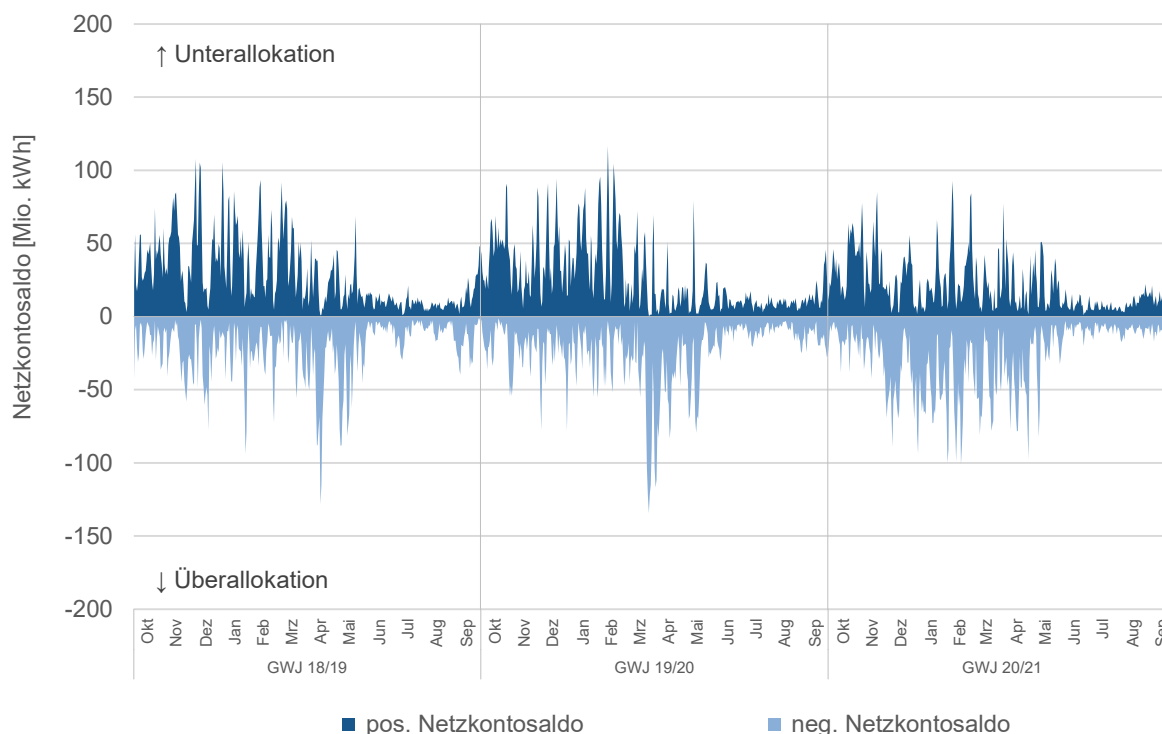


Abbildung 19: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Abbildung 19 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 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.3.3 Marktgebiet THE

Abbildung 20 zeigt die täglichen positiven und negativen NKS summiert über alle NK des Marktgebietes THE im GWJ 2021/22.

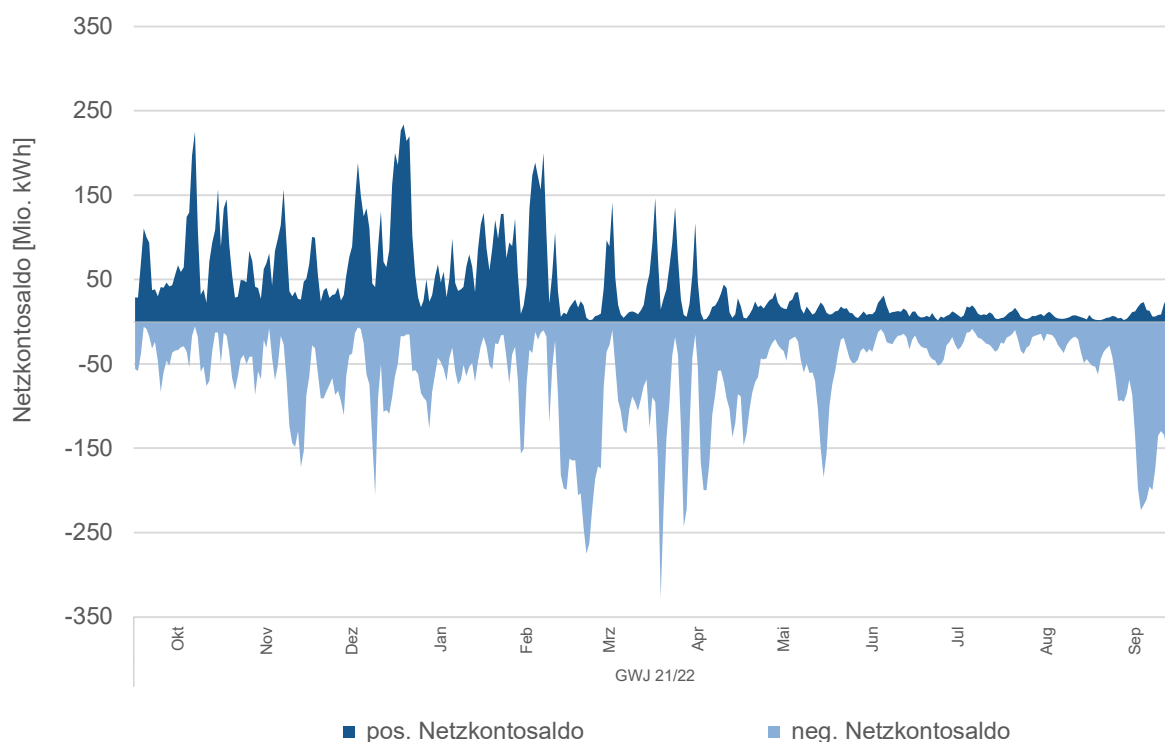


Abbildung 20: NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis getrennt nach Über- und Unterallokation, GWJ 21/22, THE

Abbildung 20 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 14) fallen auch die NKS in den Wintermonaten tendenziell höher aus.

3.3.4 Allokationsgüte

3.3.4.1 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 9). 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 21 gibt 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 zeigt Abbildung 22 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.

3.3.4.1.1 Marktgebiet NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 21 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis die GWJ 2018/19 bis 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie das GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

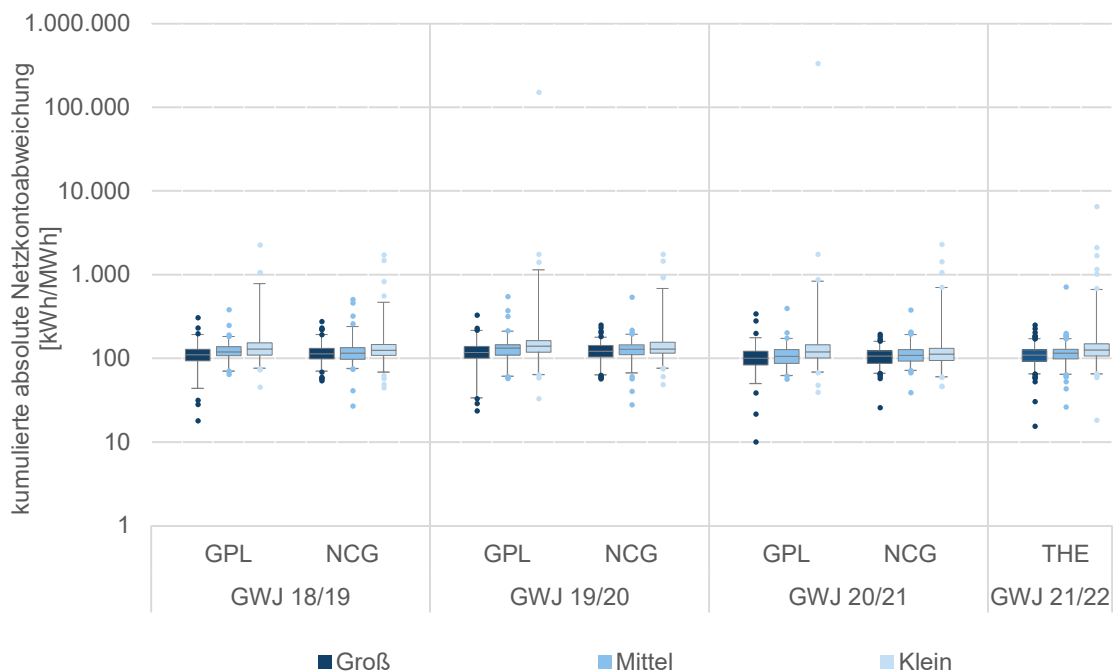


Abbildung 21: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 22 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 21, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

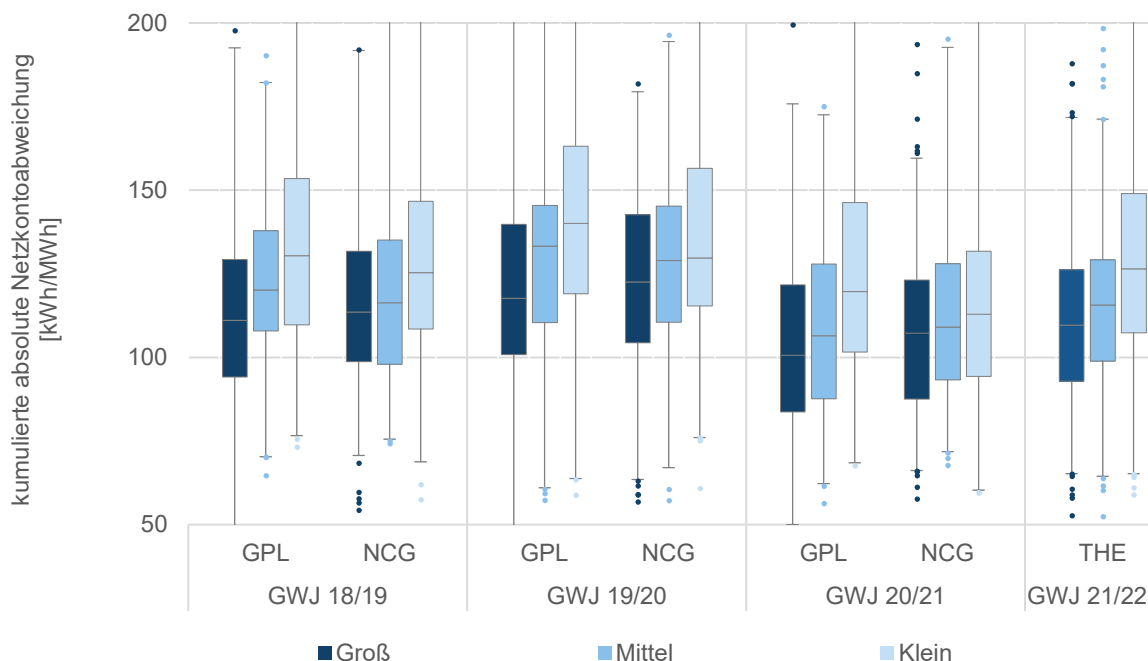


Abbildung 22: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

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 22) und vor allem den langen Antennen (Abbildung 21). Darüber hinaus weisen einige Netzkonten Werte auf, auf deren Darstellung zwecks Übersichtlichkeit in der Abbildung 22 teilweise verzichtet wurde, die jedoch in der Abbildung 21 vollständig dargestellt werden. Über die vier GWJ lagen insgesamt 64 Einzelwerte zwischen dem in Abbildung 22 dargestellten Maximum von 200 kWh/MWh und dem Maximalwert in Höhe von 334.191 kWh/MWh. Bezogen auf die Summe der SLP-Allokation pro Jahr machen diese NK (kumulierte absolute Netzkontoabweichung > 200 kWh/MWh) in den untersuchten GWJ einen Anteil zwischen 0,0 % und 1,7 1 % der SLP-Gesamtallokationsmenge im Marktgebiet NCG, zwischen 0,9 % und 2,7 %6 %9 % im Marktgebiet GASPOOL und von 0,1 %8 % im Marktgebiet THE aus. Die Ausreißerwerte (die oberen 2,5 % der Daten) begründen sich sowohl durch eine geringe SLP-Allokationsmenge bei großer Gesamtlast als auch durch Marktgebietsüberlapper (bis GWJ 2020/21).

Abbildung 23 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis die GWJ 2018/19 bis 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie das GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte für das synthetische Lastprofilverfahren. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

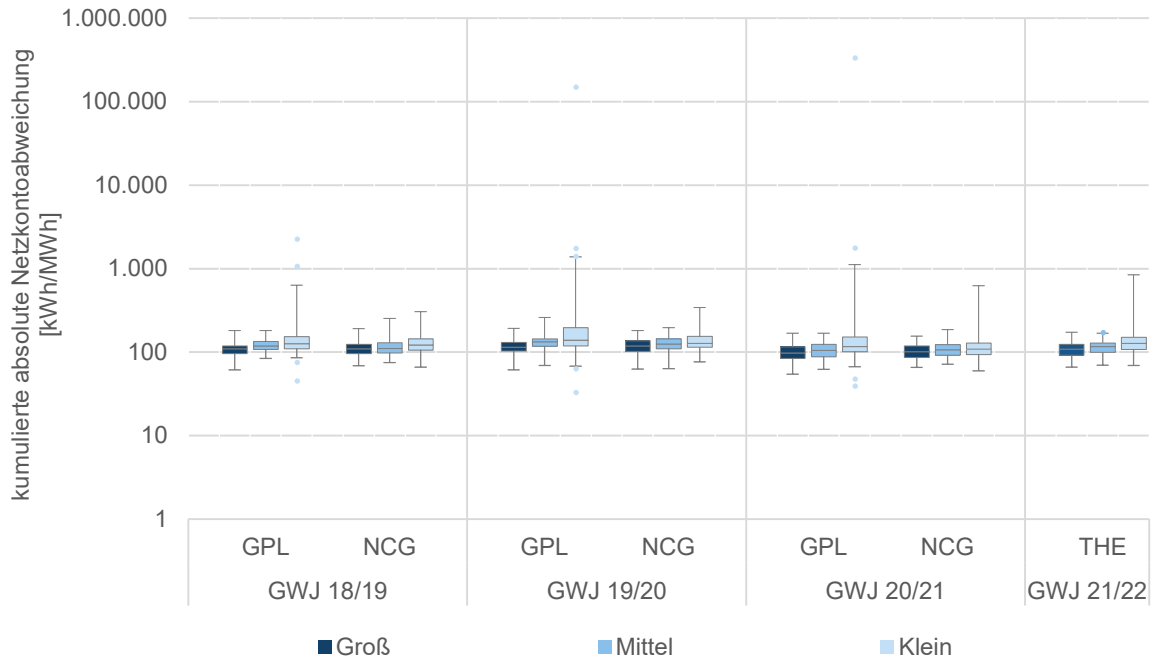


Abbildung 23: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skale, synthetisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 24 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 23, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

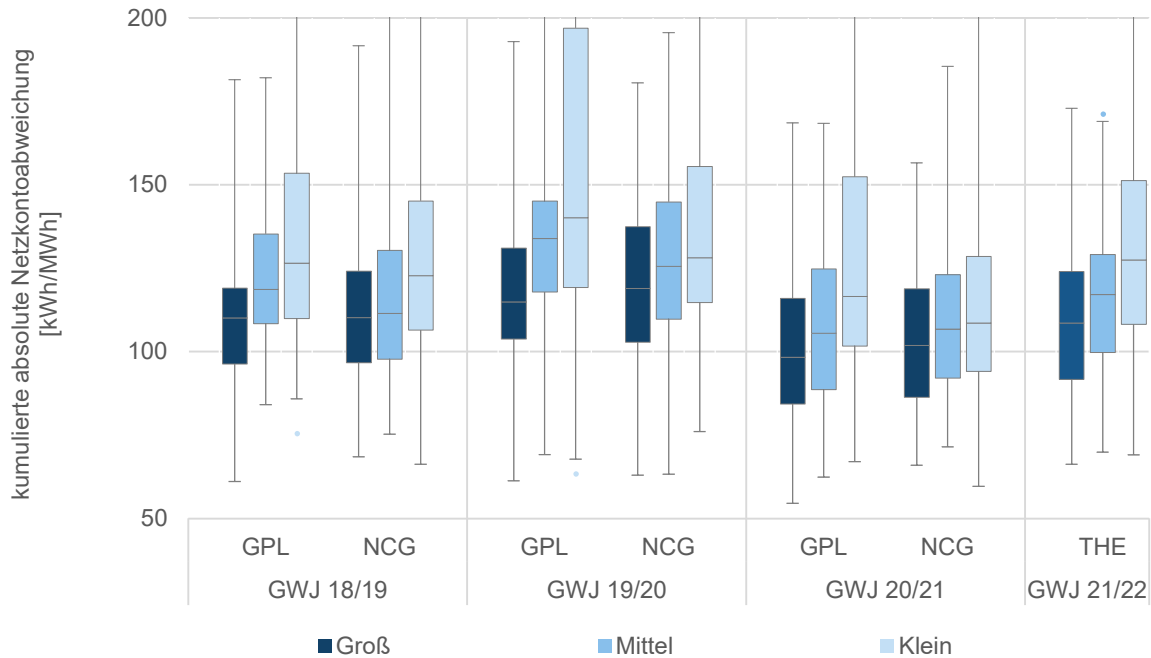


Abbildung 24: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 25 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis die GWJ 2018/19 bis 2020/21 in den Marktgebieten NCG und GASPOOL, sowie das GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißer-Werte für das analytische Lastprofilverfahren. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

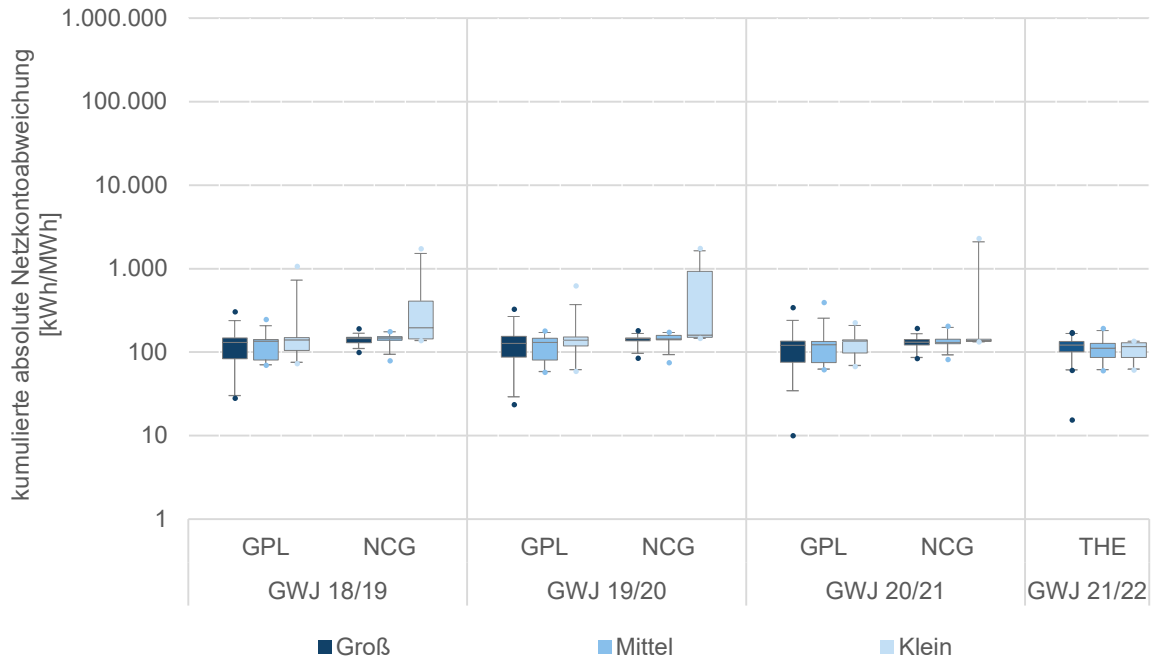


Abbildung 25: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, logarithmische Skale, analytisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Abbildung 26 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 25, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

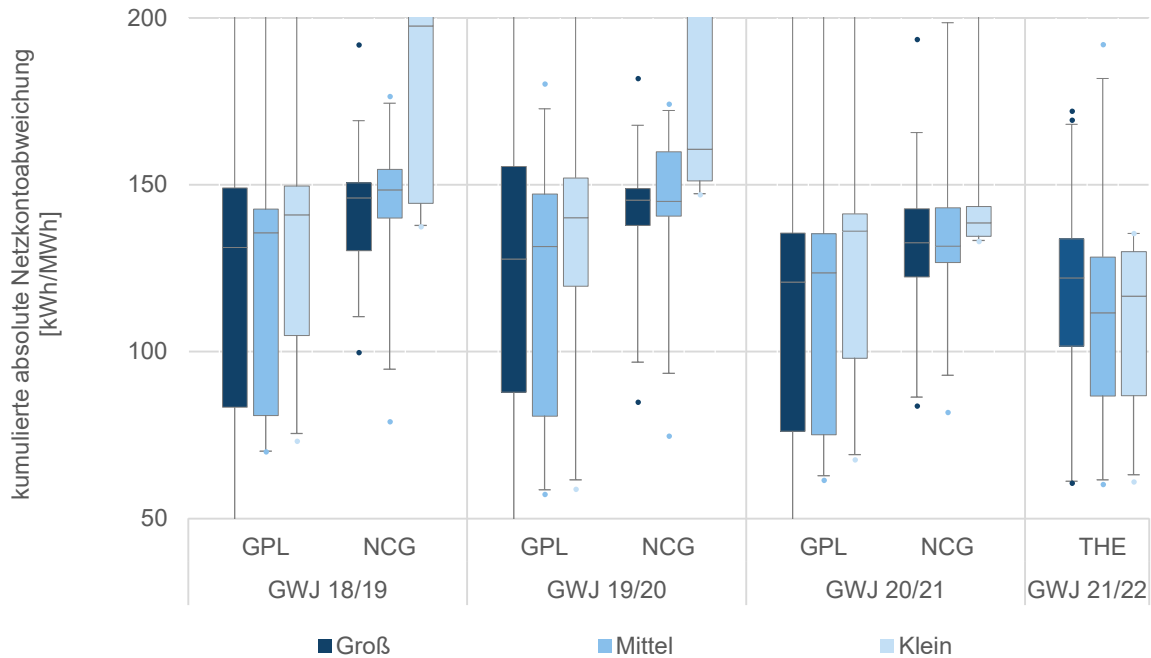


Abbildung 26: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, analytisch, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Tabelle 13 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL sowie für das Marktgebiet THE in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	Groß			Mittel			Klein		
			NCG	GPL	THE	NCG	GPL	THE	NCG	GPL	THE
18/19	Untere Antenne	0,025	71	44		76	70		69	77	
	Unteres Quartil	0,25	99	94		98	108		109	110	
	Median	0,5	114	111		116	120		125	130	
	Oberes Quartil	0,75	132	129		135	138		147	154	
	Obere Antenne	0,975	192	193		240	182		469	780	
19/20	Untere Antenne	0,025	63	34		67	61		76	64	
	Unteres Quartil	0,25	104	101		111	110		115	119	
	Median	0,5	123	118		129	133		130	140	
	Oberes Quartil	0,75	143	140		145	145		157	163	
	Obere Antenne	0,975	179	216		194	212		682	1.143	
20/21	Untere Antenne	0,025	66	50		72	62		60	68	
	Unteres Quartil	0,25	88	84		93	88		94	102	
	Median	0,5	107	101		109	107		113	120	
	Oberes Quartil	0,75	123	122		128	128		132	146	
	Obere Antenne	0,975	160	176		193	172		705	840	
21/22	Untere Antenne	0,025			65			64			65
	Unteres Quartil	0,25			93			99			107
	Median	0,5			110			116			127
	Oberes Quartil	0,75			126			129			149
	Obere Antenne	0,975			172			171			667

Tabelle 13: Kennzahlen Boxplots kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Jahres- und Netzkontobasis, GWJ 18/19 bis 21/22, NCG, GASPOOL und THE

Aus der Tabelle 13 ist deutlich zu erkennen, dass der Median in beiden Marktgebieten in allen drei Clustern – klein, mittel und groß – im GWJ 2019/20 am höchsten (zwischen 118 kWh/MWh und 140 kWh/MWh) und im GWJ 2020/21 am niedrigsten ausgefallen ist (zwischen 101 kWh/MWh und 120 kWh/MWh). Das GWJ 2021/22 geht dabei nicht in die Vergleichsbetrachtung ein, da es durch die Marktgebietszusammenlegung nicht mit den Vorjahren vergleichbar ist.

Im Marktgebiet der GASPOOL fällt das Streuungsmaß der mittleren 95 % der Datenpunkte bei den großen und kleinen Clustern deutlich höher aus als bei NCG.

Die Streuung der mittleren 50 % der Daten schwankt in beiden Marktgebieten von GWJ zu GWJ. In beiden Marktgebieten sind die Werte für das Streuungsmaß der mittleren 50 % der Datenpunkte ähnlich.

Auffällig ist, dass die Werte der Allokationsgüte der unteren Antenne im Marktgebiet GASPOOL über alle GWJ und Cluster (insbesondere das große Cluster) teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Die Werte des unteren Quartils sind über alle Cluster in allen 3 GWJ sehr ähnlich.

Ein Vergleich aller Werte der Tabelle 13 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle GWJ und Cluster zeigt, dass in den kleinen und mittleren Clustern die Werte bei GASPOOL meist höher sind als bei NCG. Für das große Cluster ist kein klares Muster erkennbar.

Für das Marktgebiet THE fällt auf, dass das Cluster der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung bei den kleinen Unternehmen deutlich über den Werten der mittleren und großen Unternehmen liegt.

3.3.4.2 Allokationsgüte auf Monatsbasis

Im Folgenden wird in Abbildung 27, Abbildung 30 und Abbildung 33 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 28, Abbildung 31 und Abbildung 34 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 29, Abbildung 32 und Abbildung 35 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.

3.3.4.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 27 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 Tagestemperaturen von 42 Wetterstationen der NCG, die jedoch zum Teil auch im Marktgebiet der GASPOOL liegen.

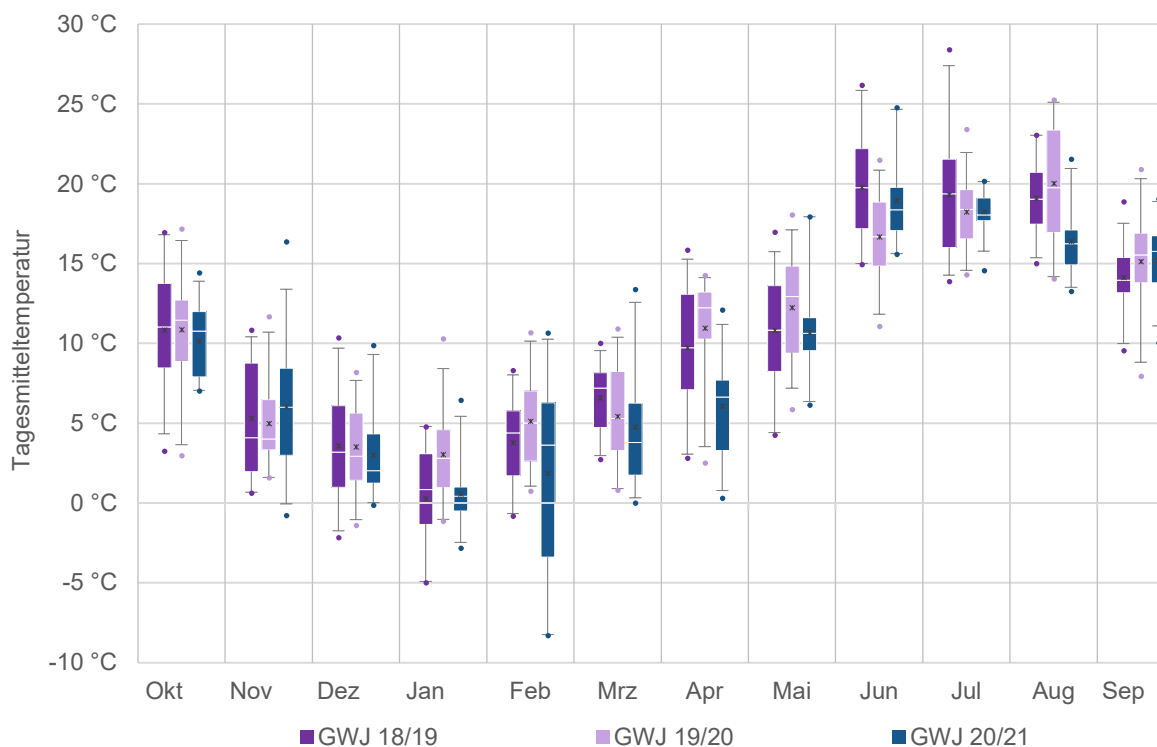


Abbildung 27: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 28 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.

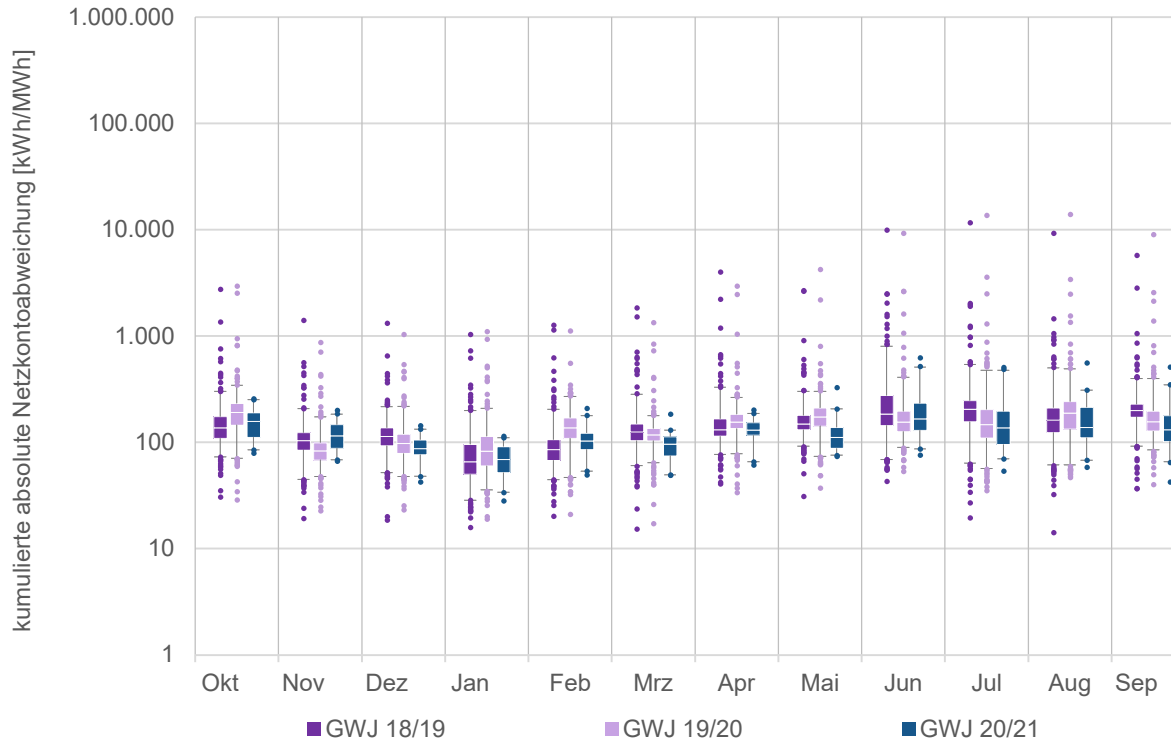


Abbildung 28: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Abbildung 29 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 28, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

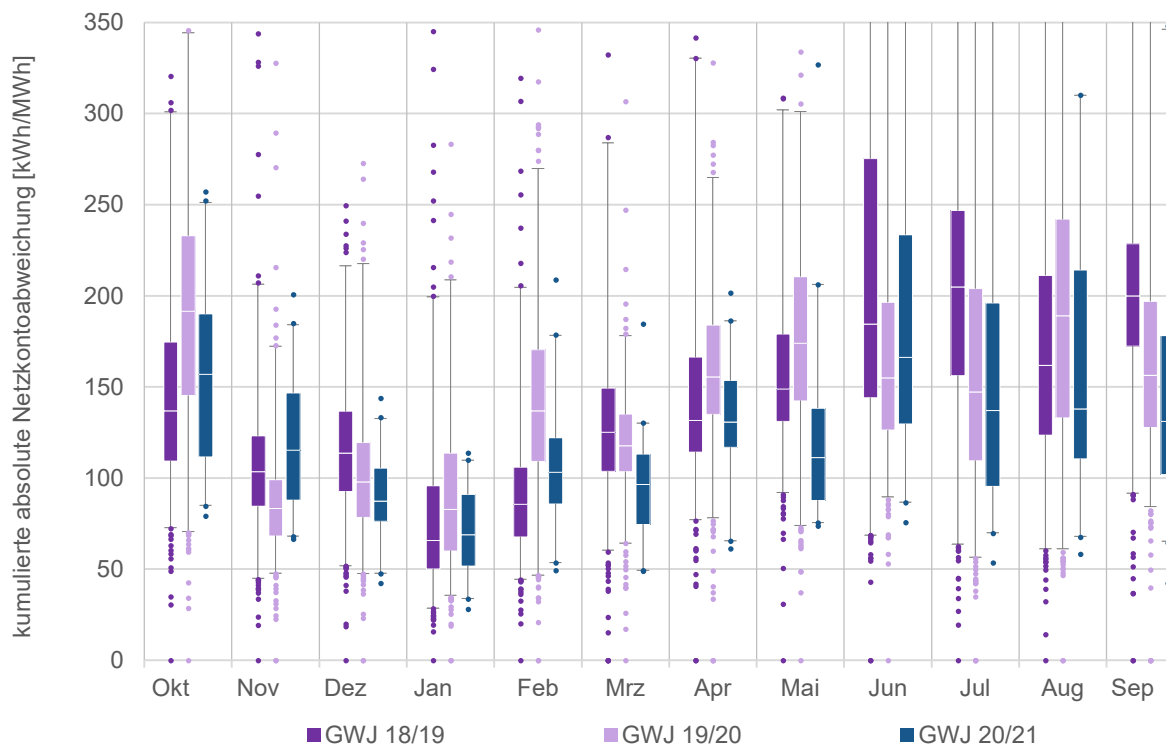


Abbildung 29: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 29) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 28).

Auf Monatebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise Juni und Juli des GWJ 2018/19 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 29), fielen die Werte des Monats Februar im selben GWJ im Vergleich zu den anderen beiden betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 28) fiel in den Monaten Juni bis August aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

In allen GWJ 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 27) 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. Die Boxplots der Monate Oktober 2018, 2019 und 2020 weisen bezüglich des Mittelwertes und der Lage des Medians Gemeinsamkeiten auf. Im Oktober 2018 liegen die mittleren 50 % der Daten zudem gleichmäßig um den Median verteilt. Die kälteste Temperatur ergibt sich im Oktober 2019 mit 3,0°C.

Februar

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Ausprägungen zu erkennen. Sowohl die Lage als auch die Breite der Boxen und Antennen weisen ein unterschiedliches Niveau auf. Dabei sieht der Boxplot des Februars 2019 dem Boxplot des Februars 2020 ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung deutliche Unterschiede in der Lage des Medians und des Mittelwertes zu erkennen sind. Darüber hinaus traten im Februar 2021 zum Teil sehr niedrige Temperaturen auf. Das bedeutet insgesamt, dass dieser Monat kalt mit einer großen Temperaturspanne war. Im Februar 2020 trat die höchste Temperatur mit 10,7°C auf.

Der kälteste Februar im GWJ 2020/21 in der Abbildung 27 weist in der Abbildung 29 geringe kumulierte absolute Netzkontoabweichungen mit niedrigster Streuung auf. Die geringste Allokationsgüte tritt im Jahr GWJ 19/20 auf, in dem der Februar besonders mild war.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Der April 2020 hat bezogen auf die Lage der mittleren 50 % der Daten vergleichsweise hohe Temperaturen. Im April 2021 waren die Temperaturen besonders gering, auch die niedrigste Temperatur mit 0,3°C trat hier auf.

In der Abbildung 29 ist ersichtlich, dass die größten kumulierten absoluten Abweichungen der Netzkonten des Marktgebietes im GWJ 2019/20 auftraten. Die Tagesmitteltemperaturen in der Abbildung 27 im GWJ 2019/20 sind wesentlich höher als in den übrigen Gaswirtschaftsjahren.

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. Der Juli 2019 weist einen ungewöhnlich breiten Temperaturbereich von 13,9°C bis 28,4°C auf und erklärt dadurch die im Median geringste monatliche Allokationsgüte der dargestellten drei Jahre.

Es werden bei 13,9°C die gleichen Mengen allokiert, wie z.B. in den Übergangsmonaten März/April, obwohl die Heizungen sicherlich nicht in Betrieb sind. Dies kann zu einer Überallokation führen. Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasserbedarf, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2020 und 2021 weisen dagegen ein vollkommen unauffälliges Temperaturspektrum bis maximal 23,4°C auf. Die Allokationsgüte ist im Juli 2021 höher als im Juli 2019 und Juli 2020, wobei die Streuung der Allokationsgüte im Juli 2020 über der im Juli 2021 liegt.

Zusammenfassung

Insgesamt ist bei der Interpretation der Boxplots festzustellen, dass die Allokationsgüte in allen betrachteten Monaten bei wärmeren Tagesmitteltemperaturen tendenziell abnimmt.

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.

3.3.4.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 30 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.

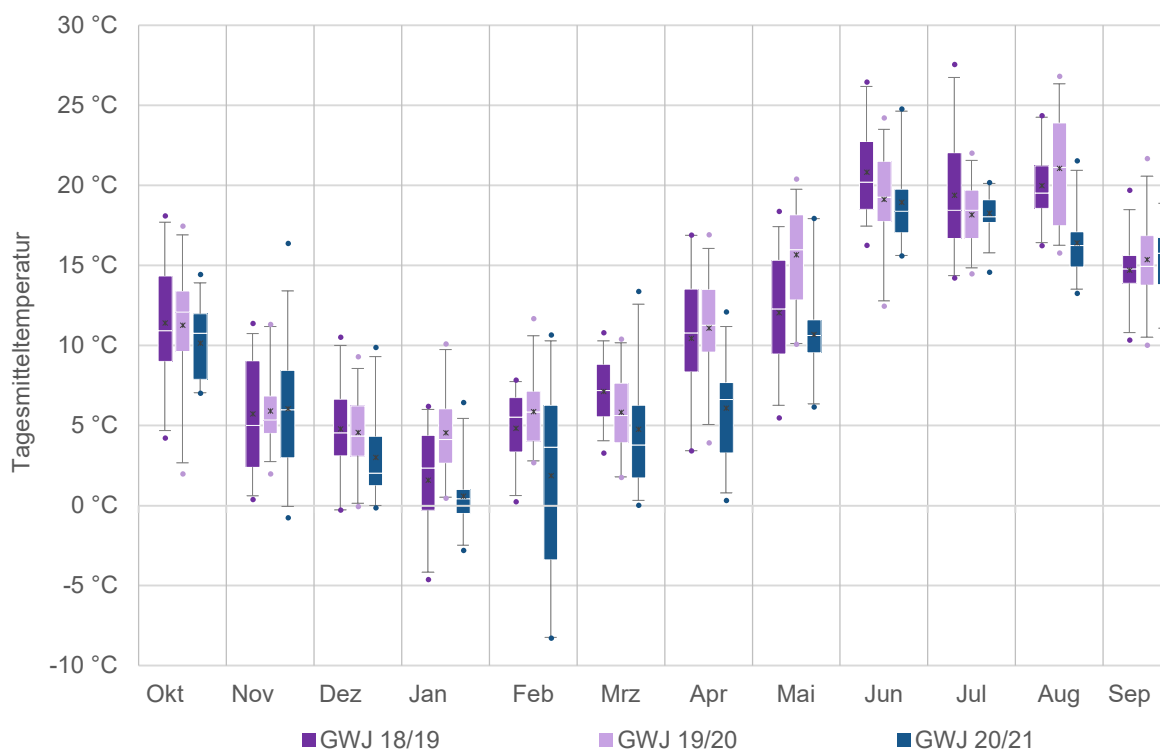


Abbildung 30: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 Juni bis August jeden Jahres.

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

Abbildung 31 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.

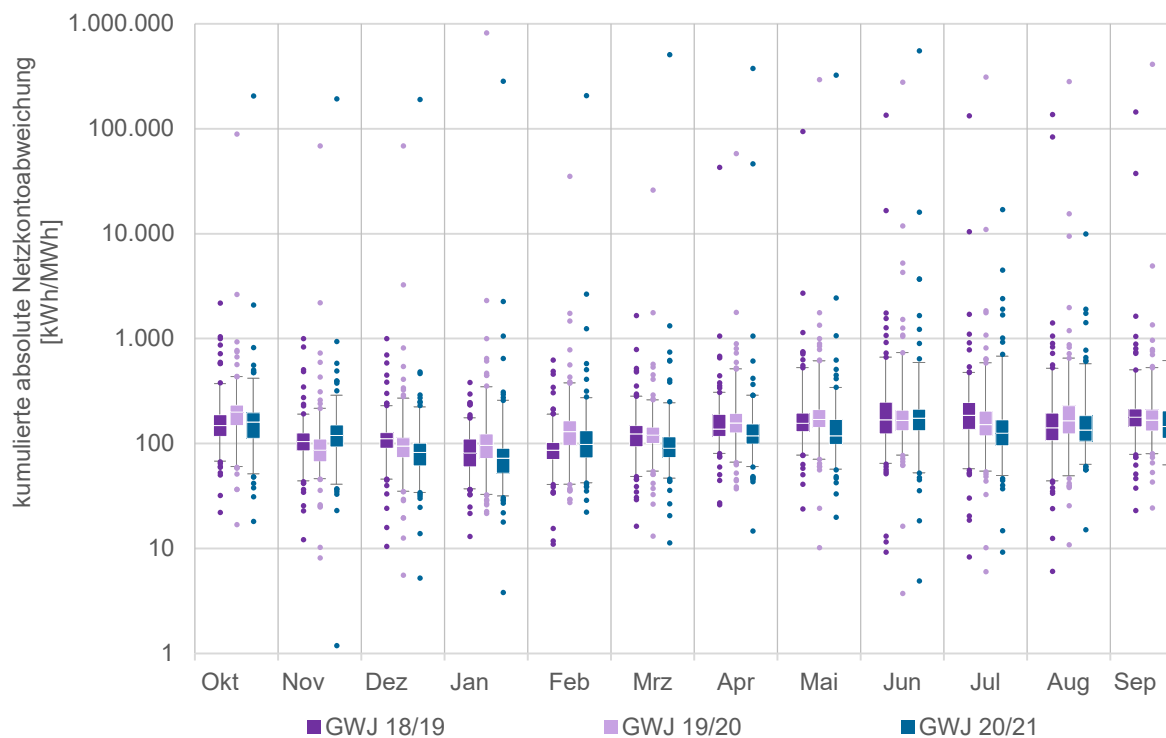


Abbildung 31: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Abbildung 32 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 31, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

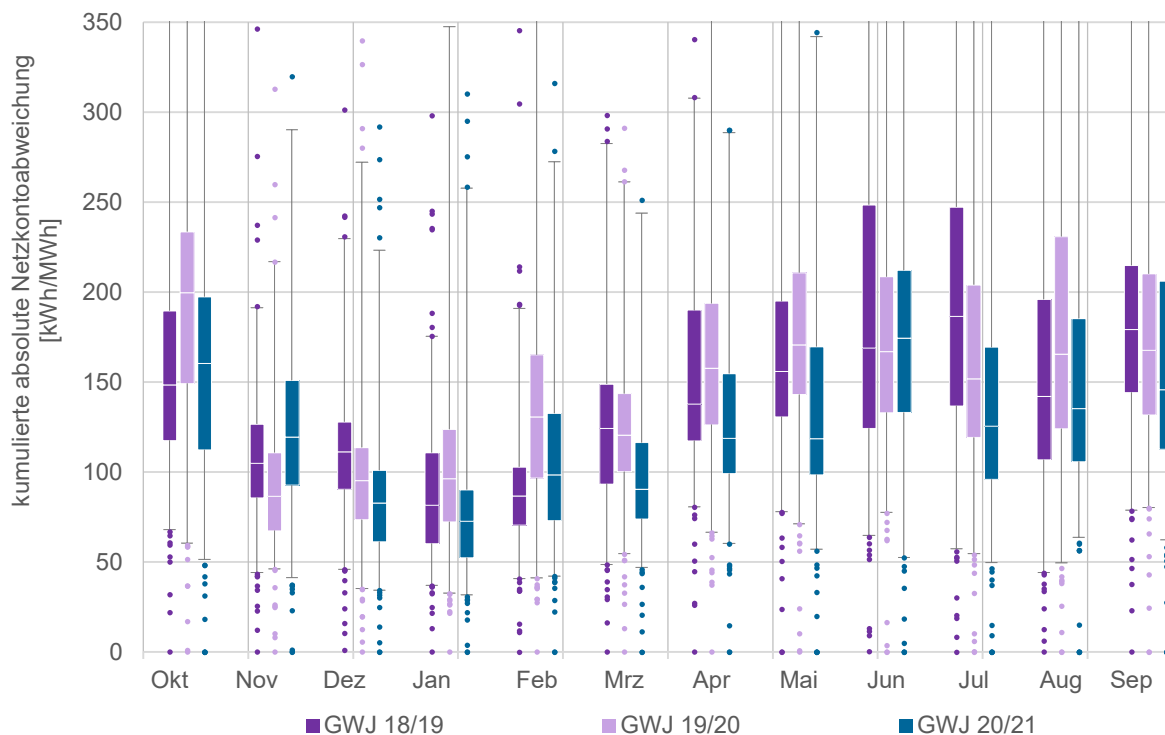


Abbildung 32: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 32) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 31).

Auf Monatebene liegt kein GWJ mit den Antennen, Boxen oder dem Median durchgängig ober- oder unterhalb der anderen GWJ. Während beispielsweise Juni und Juli des GWJ 2018/19 durch vergleichsweise hohe Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung geprägt waren (Abbildung 32), fielen die Werte des Monats Februar im selben GWJ im Vergleich zu den anderen beiden betrachteten GWJ niedrig aus. Die Streuung der Allokationsgüte (zu erkennen an breiten Boxen und Antennen sowie Ausreißerwerten, Abbildung 31) fiel in den Monaten Juni bis September aller GWJ höher aus als in anderen Monaten.

Im Folgenden wird eine Beurteilung der Allokationsgüte (siehe Abbildung 32) 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. Die Boxplots der Monate Oktober 2018, 2019 und 2020 weisen bezüglich des Medians Gemeinsamkeiten auf. Der Oktober 2020 weist in Mittelwert und Median auffällig kalte (Mittelwert 10,1°C, Median 10,8°C) auf, die insgesamt kälteste Temperatur ergab sich jedoch im Oktober 2019 mit 2,0°C. Die Monate Oktober 2018 und 2019 weisen insgesamt die stärkste Streuung der Daten auf.

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 2019 dem Boxplot des Februars 2020 sehr ähnlich, obwohl hier bei genauer Betrachtung Unterschiede in der Lage des Mittelwertes zu erkennen sind. Zudem traten im Februar 2021 sowohl im Mittelwert (1,9°C) als auch im Minimum (-8,3°C) sehr niedrige Temperaturen auf. Im Februar 2020 trat die höchste Temperatur (11,7°C) auf.

Der kälteste Februar im GWJ 2020/21 in der Abbildung 30 weist in der Abbildung 32 eine durchschnittliche kumulierte absolute Netzkontoabweichung sowie eine hohe Streuung auf. Die geringste Allokationsgüte tritt im Jahr GWJ 19/20 auf, in dem der Februar besonders mild war.

April

Bei der Boxplot-Darstellung der Temperaturen sind insgesamt sehr unterschiedliche Boxen in unterschiedlichen Gesamthöhen zu beobachten. Die Diagramme der Monate April 2019 und 2020 sehen in ihren Ausmaßen insgesamt ähnlich aus. Der April 2021 hingegen ist auffällig kalt, die mittleren 50 % der Daten und auch Minimum und Maximum fallen vergleichsweise niedrig aus. In der Abbildung 32 ist ersichtlich, dass die geringsten kumulierten absoluten Abweichungen der Netzkonten des Marktgebietes im April des GWJ 2020/21 auftraten.

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 haben.

Bei sehr hohen Temperaturen steigt der Warmwasseranteil, gleichzeitig sinkt die Allokationsmenge auf ein Minimum ab. Die Julimonate 2020 und 2021 weisen ein enges Temperaturspektrum bis maximal 22,0°C bzw. 20,2°C auf. Die Allokationsgüte ist dementsprechend für einen Sommermonat durchschnittlich. Der Julimonat 2021 weist vergleichsweise wenig Streuung bei den Temperaturen auf und hat eine höhere Allokationsgüte.

Zusammenfassung

Wie auch im Marktgebiet NCG ist bei der Interpretation der Boxplots festzustellen, dass die Allokationsgüte in allen betrachteten Monaten bei wärmeren Tagesmitteltemperaturen tendenziell abnimmt.

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.

Tabelle 14 gibt einen Überblick der Kennzahlen der zuvor dargestellten Boxplots (Temperatur und kumulierte absolute Netzkontoabweichung) für die beiden Marktgebiete NCG und GASPOOL für den im Herbst liegenden so genannten Übergangs-Monat Oktober in den vier betrachteten GWJ.

GWJ	Bezeichnung Boxplot- Bestandteil	Quantil	NCG		GASPOOL	
			Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Okt 18	Untere Antenne	0,025	4,3	73	4,7	68
	Unteres Quartil	0,25	8,5	109	9,0	118
	Median	0,5	11,0	137	10,9	148
	Oberes Quartil	0,75	13,8	175	14,3	190
	Obere Antenne	0,975	16,8	301	17,7	373
Okt 19	Untere Antenne	0,025	3,6	71	2,7	60
	Unteres Quartil	0,25	8,9	145	9,6	149
	Median	0,5	11,5	192	12,1	200
	Oberes Quartil	0,75	12,7	233	13,4	234
	Obere Antenne	0,975	16,4	344	16,9	433
Okt 20	Untere Antenne	0,025	7,0	85	7,0	51
	Unteres Quartil	0,25	7,9	112	7,9	112
	Median	0,5	10,8	157	10,8	160
	Oberes Quartil	0,75	12,0	190	12,0	197
	Obere Antenne	0,975	13,9	251	13,9	419

Tabelle 14: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 15 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. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Feb 19	Untere Antenne	0,025	-0,7	44	0,6	41
	Unteres Quartil	0,25	1,7	68	3,3	70
	Median	0,5	4,4	86	5,5	87
	Oberes Quartil	0,75	5,8	106	6,8	103
	Obere Antenne	0,975	8,0	205	7,7	191
Feb 20	Untere Antenne	0,025	1,1	47	2,8	41
	Unteres Quartil	0,25	2,6	109	4,0	97
	Median	0,5	5,0	137	5,9	131
	Oberes Quartil	0,75	7,0	171	7,2	165
	Obere Antenne	0,975	10,1	270	10,6	379
Feb 21	Untere Antenne	0,025	-8,2	54	-8,2	42
	Unteres Quartil	0,25	-3,4	86	-3,4	73
	Median	0,5	3,6	103	3,6	98
	Oberes Quartil	0,75	6,3	122	6,3	133
	Obere Antenne	0,975	10,3	178	10,3	272

Tabelle 15: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 16 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. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Apr 19	Untere Antenne	0,025	3,1	77	3,4	81
	Unteres Quartil	0,25	7,1	114	8,3	117
	Median	0,5	9,7	132	10,8	138
	Oberes Quartil	0,75	13,1	166	13,5	190
	Obere Antenne	0,975	15,3	330	16,9	308
Apr 20	Untere Antenne	0,025	3,5	78	5,1	67
	Unteres Quartil	0,25	10,3	135	9,6	126
	Median	0,5	12,2	156	11,3	158
	Oberes Quartil	0,75	13,2	184	13,5	194
	Obere Antenne	0,975	14,1	265	16,1	514
Apr 21	Untere Antenne	0,025	0,8	66	0,8	60
	Unteres Quartil	0,25	3,3	117	3,3	99
	Median	0,5	6,6	131	6,6	119
	Oberes Quartil	0,75	7,7	154	7,7	155
	Obere Antenne	0,975	11,2	186	11,2	289

Tabelle 16: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL

Tabelle 17 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. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]	Temperatur [°C]	kum. abs. Netzkontoabw eichung [kWh/MWh]
Jul 19	Untere Antenne	0,025	14,3	64	14,4	57
	Unteres Quartil	0,25	16,0	156	16,7	137
	Median	0,5	19,4	205	18,5	187
	Oberes Quartil	0,75	21,6	247	22,1	247
	Obere Antenne	0,975	27,4	539	26,7	476
Jul 20	Untere Antenne	0,025	14,6	57	14,8	55
	Unteres Quartil	0,25	16,5	110	16,7	119
	Median	0,5	18,4	147	18,4	152
	Oberes Quartil	0,75	19,6	204	19,7	204
	Obere Antenne	0,975	22,0	475	21,6	587
Jul 21	Untere Antenne	0,025	15,8	70	15,8	49
	Unteres Quartil	0,25	17,7	95	17,7	96
	Median	0,5	18,0	137	18,0	126
	Oberes Quartil	0,75	19,1	196	19,1	169
	Obere Antenne	0,975	20,1	475	20,1	680

Tabelle 17: Kennzahlen Boxplots Temperaturverteilung und kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG und GASPOOL

Ein Vergleich aller Werte der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung in Tabelle 14 bis Tabelle 17 für beide Marktgebietsverantwortlichen über alle Monate – Oktober, Februar, April und Juli – aller GWJ zeigt, dass die Werte der unteren Antenne bis auf den April 2019 bei GASPOOL teilweise deutlich geringer sind als bei NCG. Umgekehrt sind die Werte der oberen Antenne bei NCG über alle Monate und GWJ mit Ausnahme des GWJ 2018/19 teilweise deutlich geringer als bei GASPOOL.

Vergleicht man die Oktobermonate, fallen bei NCG alle Werte geringer aus als bei GASPOOL, außer bei den unteren Antennen.

Bei den Februarmonaten und Aprilmonaten lässt sich keine klare Tendenz erkennen, ob die Werte bei NCG oder GASPOOL höher oder geringer sind.

Schaut man sich die Verläufe der Mediane an, fällt auf, dass der Median im Oktober 2019 in beiden Marktgebieten im Vergleich zu den zwei anderen Oktobermonaten deutlich höher ist. Im Februar 2020 lagen die Mediane in beiden Marktgebieten oberhalb der Mediane in den beiden anderen GWJ. Die Mediane beider Marktgebiete sind im April 2020 gestiegen und im April 2021 wieder gesunken. Im Juli 2019 sind die Mediane in beiden Marktgebieten deutlich höher als in den beiden anderen GWJ.

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 14 bis Tabelle 17 beider Marktgebiete über alle Monate, fällt auf, dass alle Werte recht ähnlich sind (Abweichungen ca. 1 bis max. 2 K).

3.3.4.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 33 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 ungewichteten Durchschnittswerte der Tagesmitteltemperaturen von über 40 Wetterstationen, die das gesamte Marktgebiet abdecken.

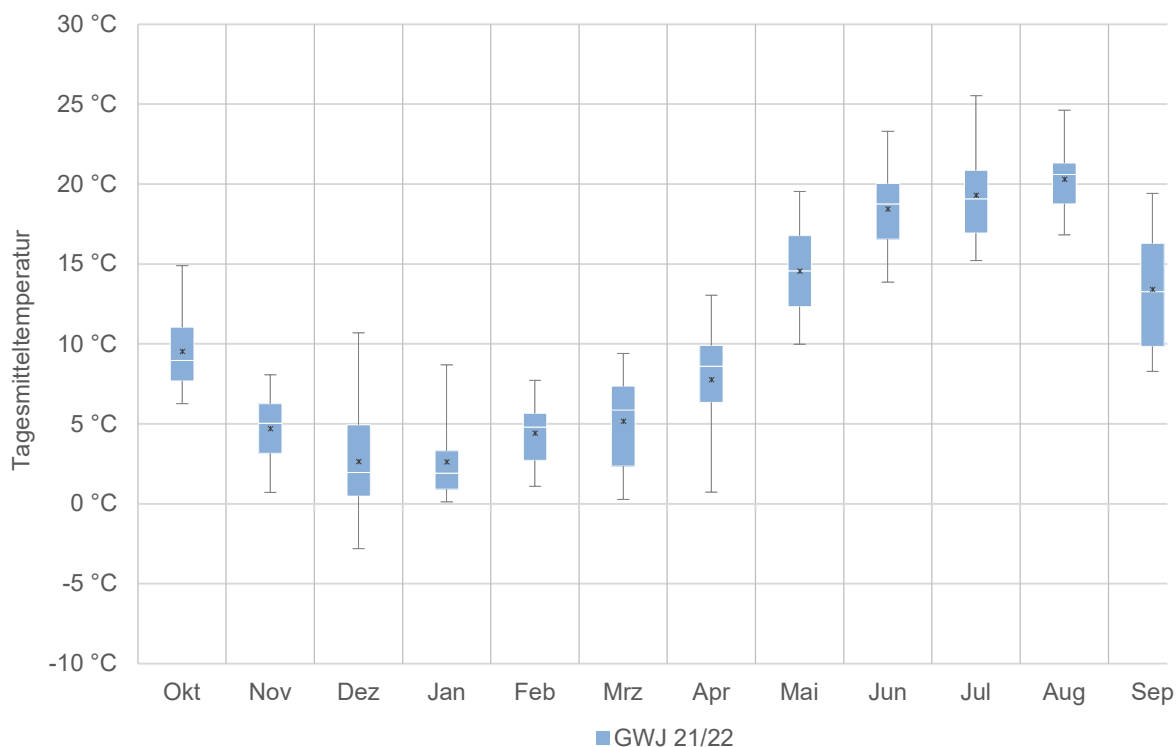


Abbildung 33: Boxplot Tagesmitteltemperatur auf Monatsbasis, GWJ 21/22, THE

Deutlich zu erkennen ist die allgemeine Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen in Abhängigkeit des Monats („Badewannenkurve“) mit den niedrigsten Temperaturen im Dezember und Januar 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 34 zeigt den Boxplot der kumulierten absoluten Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis im Marktgebiet THE inklusive aller Ausreißerwerte. Die y-Achse wird logarithmiert (Basis 10) dargestellt.

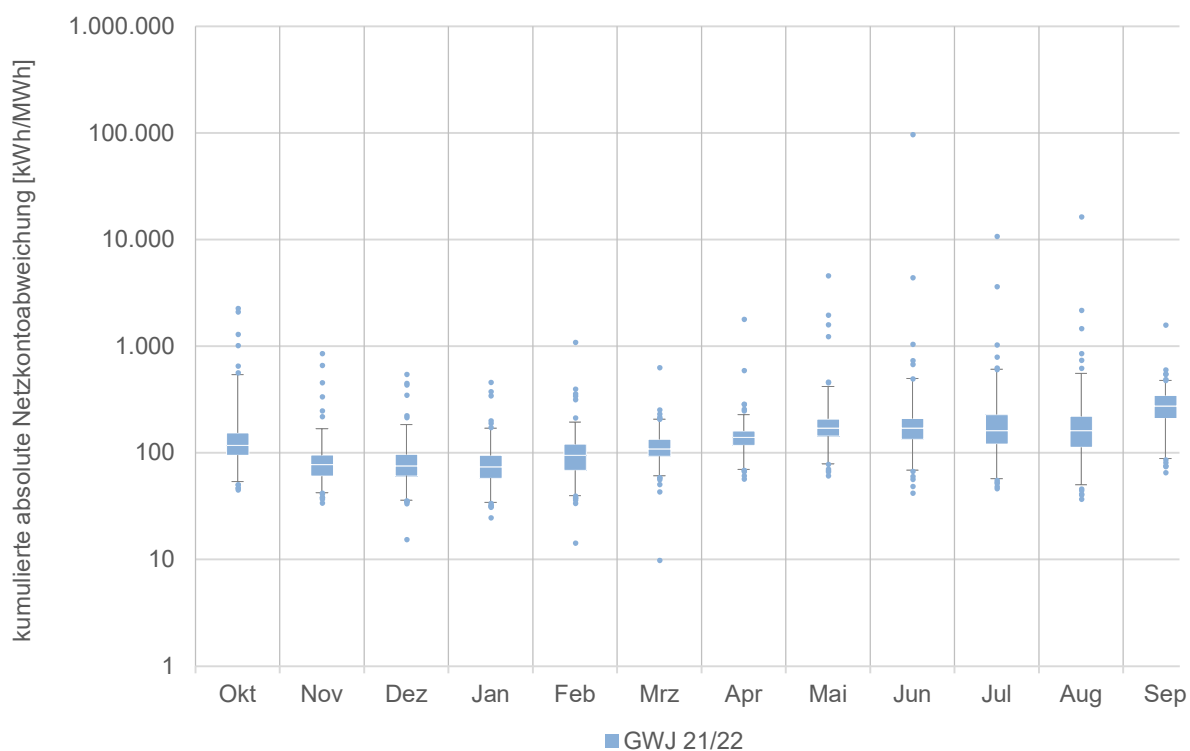


Abbildung 34: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, logarithmische Skala, GWJ 21/22, THE

Abbildung 35 zeigt einen Ausschnitt von Abbildung 34, in welchem die Boxen des Boxplots detailliert betrachtet werden können.

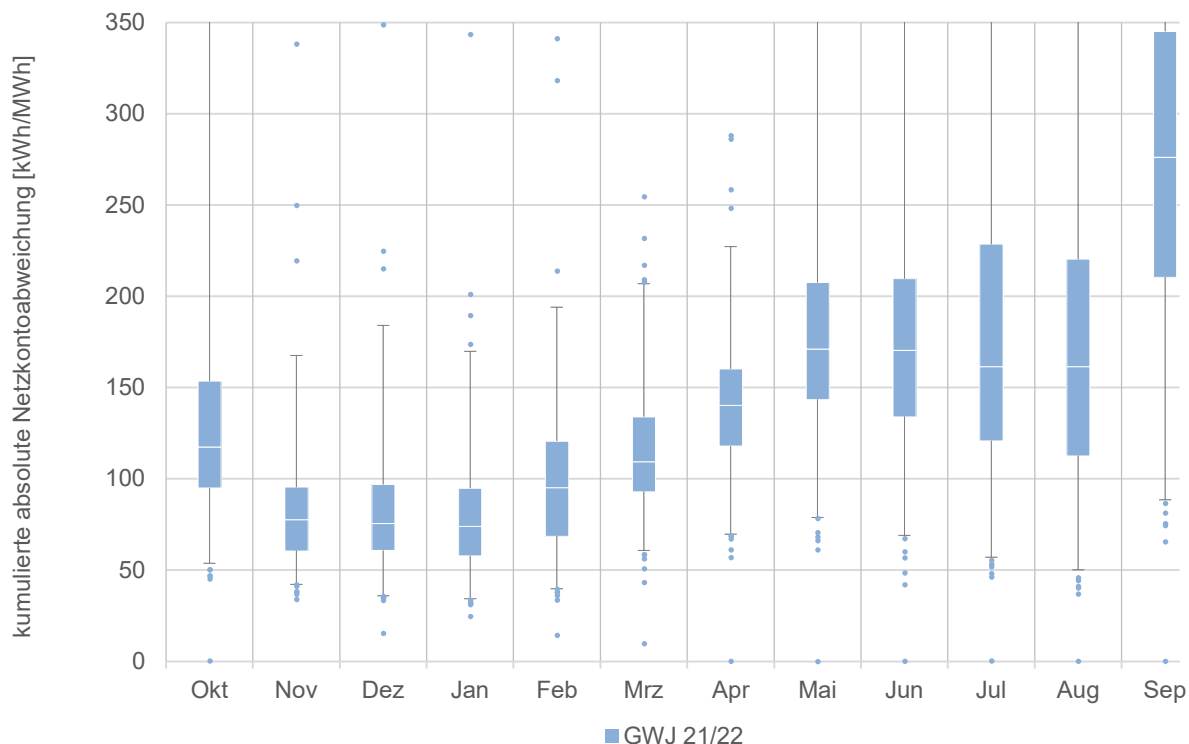


Abbildung 35: Boxplot kumulierte absolute Netzkontoabweichung auf Monats- und Netzkontobasis, nur Boxen-Darstellung, GWJ 21/22, THE

Die Abbildungen verdeutlichen die saisonalen Schwankungen der Allokationsgüte. Es 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 35) mit einer gleichzeitig höheren Streuung der Daten (Abbildung 34).

3.3.5 Zusammenhangsanalyse zwischen NKS und Tagesmitteltemperatur

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 36, Abbildung 39, Abbildung 45 und Abbildung 48 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 37, Abbildung 40, Abbildung 46 und Abbildung 49 wird die Verteilung der addierten positiven und negativen NKS pro Tag und Marktgebiet in Abhängigkeit von der zugehörigen Tagesmitteltemperatur dargestellt.

Für Abbildung 38, Abbildung 41, Abbildung 47 und Abbildung 50 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.

3.3.5.1 Synthetisches Verfahren

3.3.5.1.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 36 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).

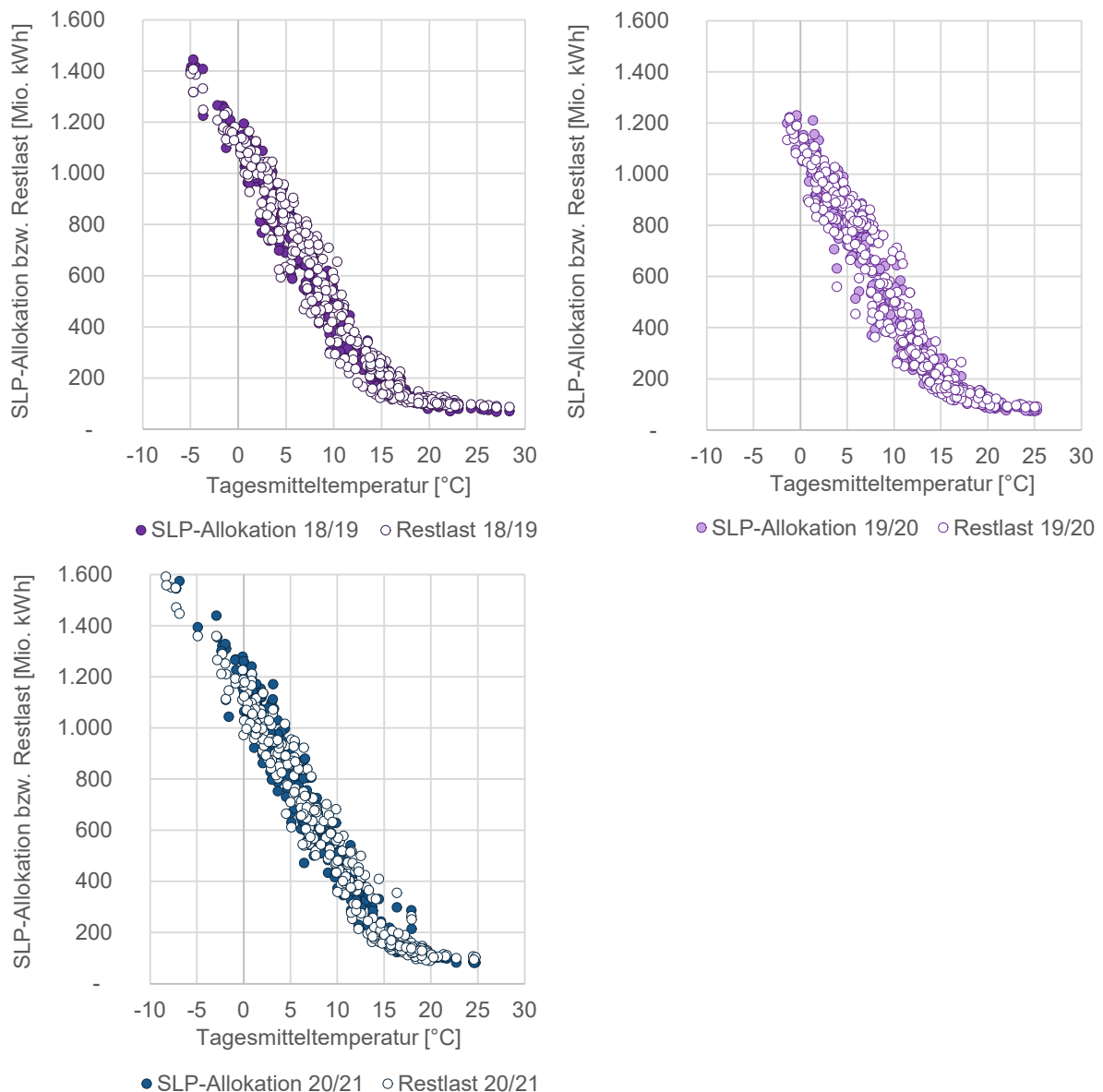


Abbildung 36: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 37 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.

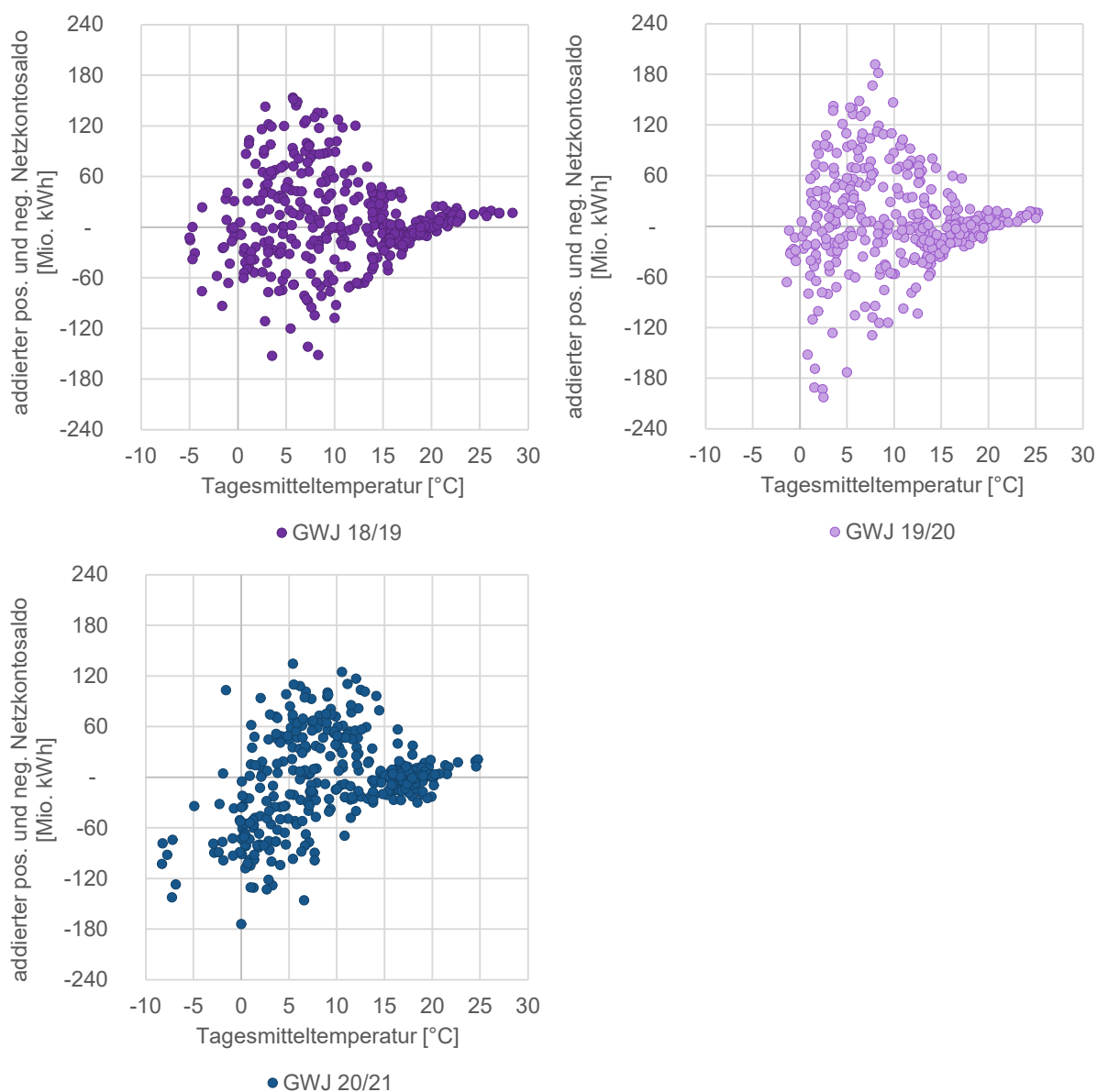


Abbildung 37: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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.

Im GWJ 2018/19 und GWJ 2020/21 kam es im Temperaturbereich unter $-2,5^{\circ}\text{C}$ eher zu Überallokationen auf Marktgebietsebene. Im GWJ 2019/20 fielen die Temperaturen nicht unter $-2,5^{\circ}\text{C}$.

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 18 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
18/19	-0,02	0,00
19/20	0,00	0,00
20/21	0,34	0,12

Tabelle 18: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen $-0,02$ und $0,34$, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert $0,12$. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 37 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 38 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.

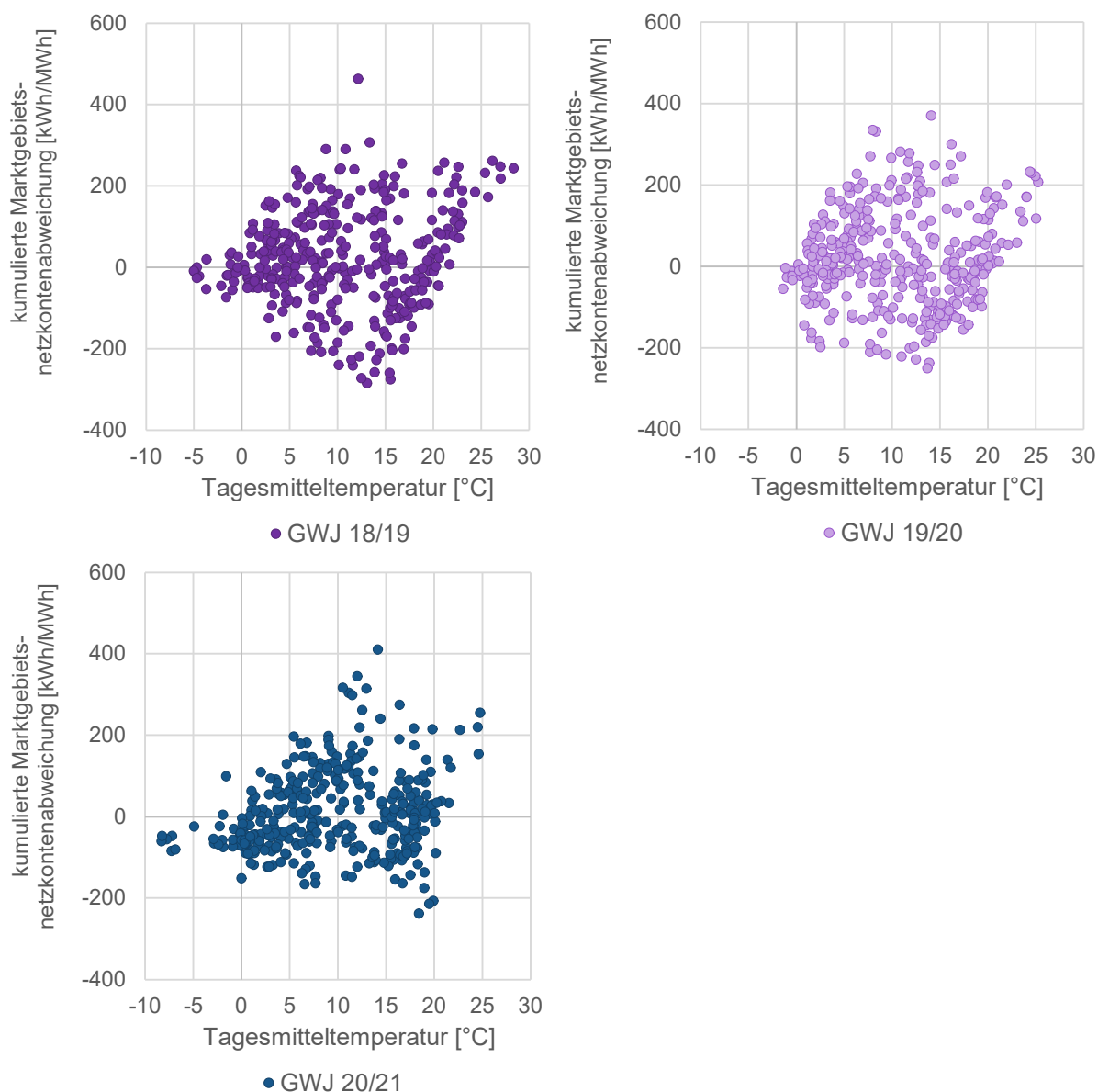


Abbildung 38: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 500 kWh/MWh als Tageswert wird in keinem GWJ überschritten.

Tabelle 19 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
18/19	0,12	0,02
19/20	-0,13	0,02
20/21	0,19	0,04

Tabelle 19: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,13 im GWJ 2019/20 und 0,19 im GWJ 2020/21 und weist somit lediglich auf einen schwachen linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet NCG 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.

3.3.5.1.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 39 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit des Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

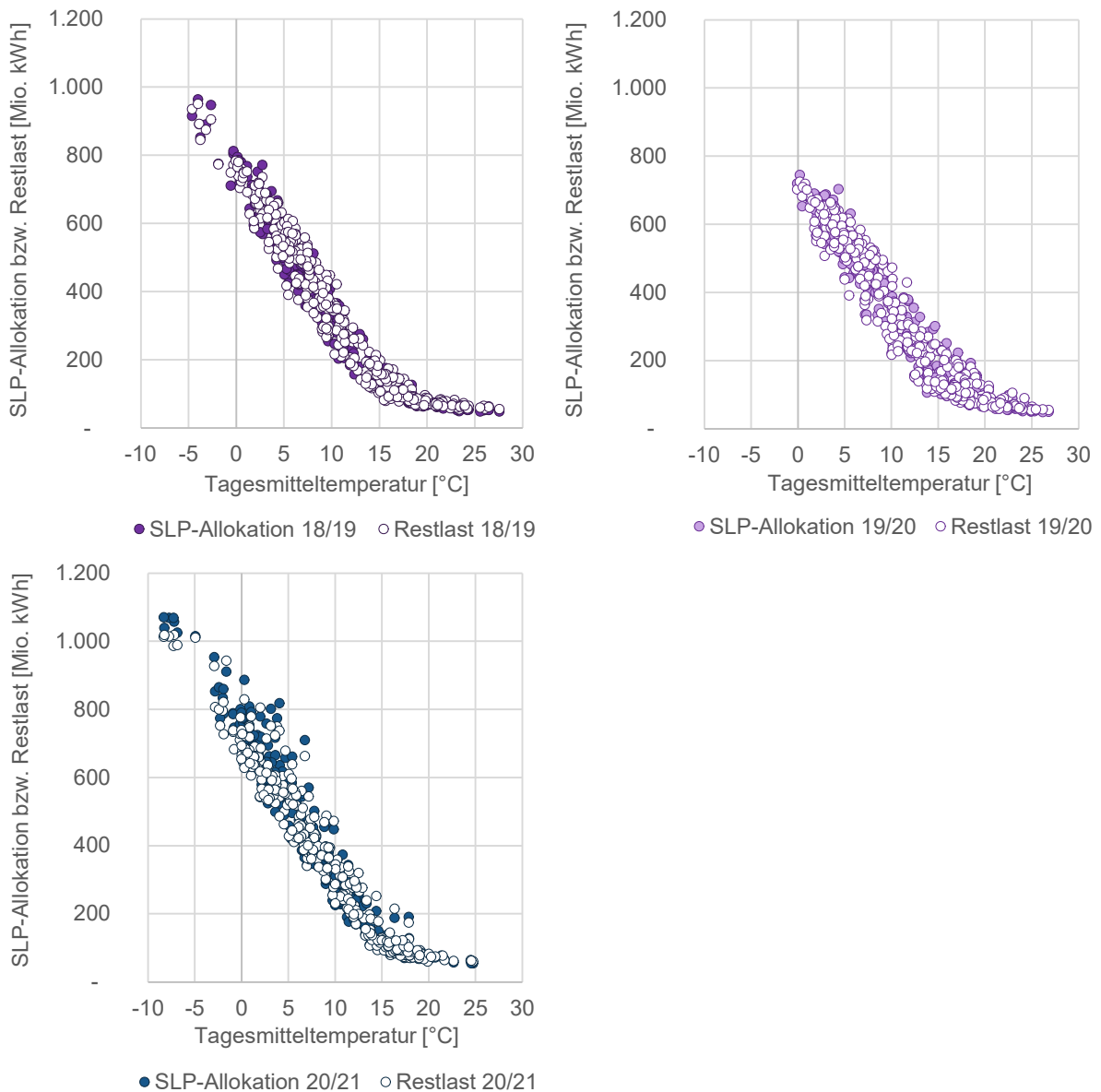


Abbildung 39: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 40 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.

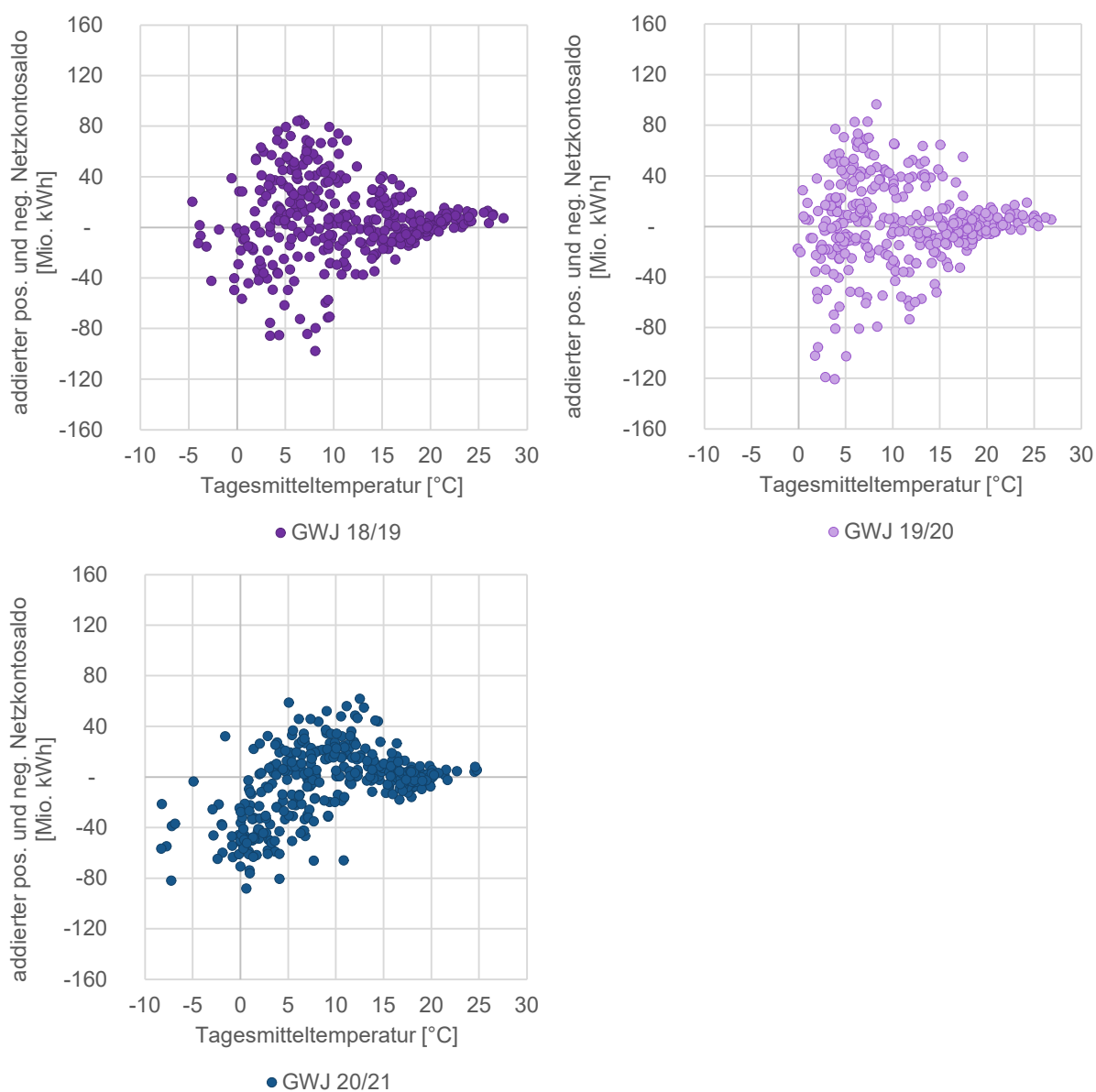


Abbildung 40: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Die Abbildung zeigt, dass die Abweichung zwischen Allokation und Restlast auf Marktgebietsebene 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 20 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
18/19	-0,02	0,00
19/20	0,02	0,00
20/21	0,48	0,23

Tabelle 20: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,02 und 0,48, das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,23. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 40 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 41 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.

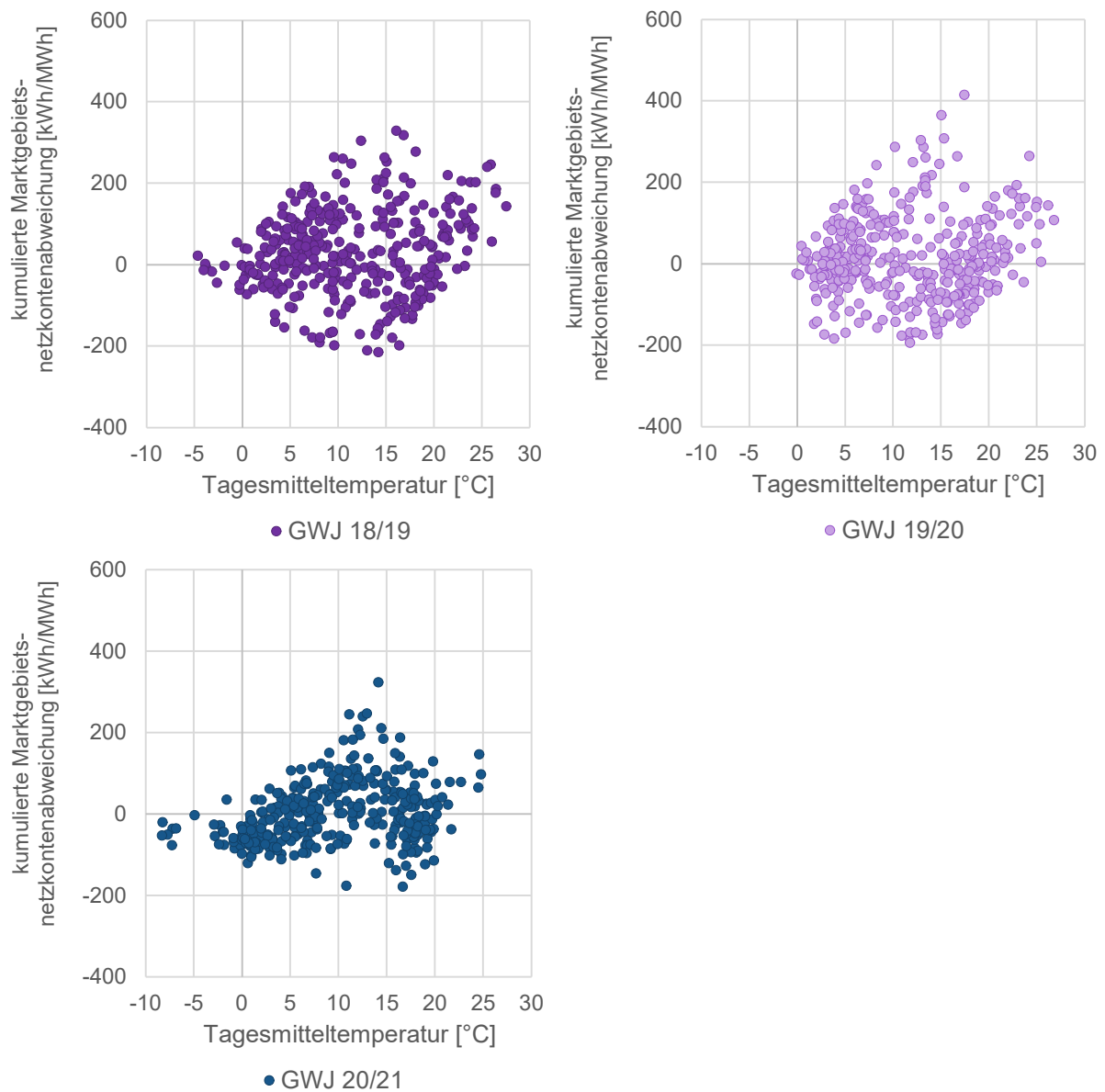


Abbildung 41: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 Punktwolke verschiebt sich jedoch nach oben Richtung Unterallokation.

Die folgende Tabelle 21 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
18/19	0,16	0,03
19/20	0,11	0,01
20/21	0,29	0,09

Tabelle 21: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient liegt in den einzelnen GWJ zwischen 0,11 und 0,29 und weist somit lediglich auf einen schwachen positiven linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet GASPOOL 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.

3.3.5.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 42 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet THE in Summe für alle NK im synthetischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm)

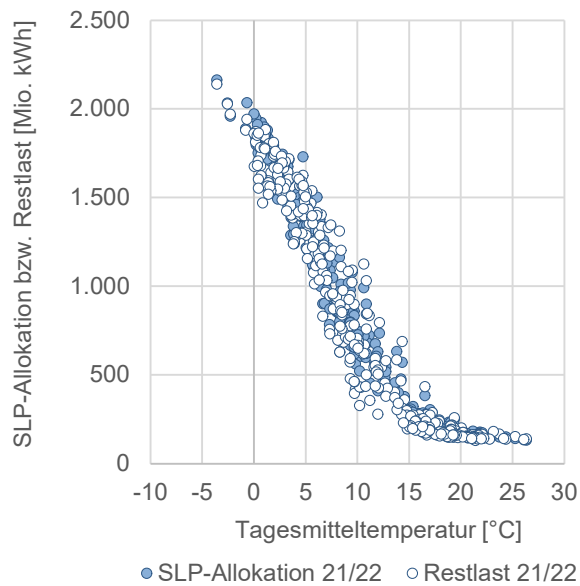


Abbildung 42: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE

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

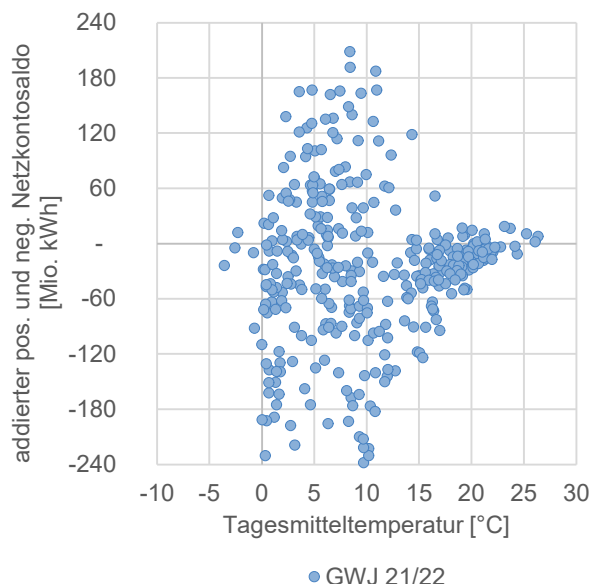


Abbildung 43: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE

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

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	0,09	0,01

Tabelle 22: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt im GWJ 2021/22 bei 0,09 und das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,01. Es besteht somit kein bzw. nur ein sehr schwacher linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen. Wie in Abbildung 43 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 positivem und negativem NKS ein Wert nahe Null ergibt.

Die folgende Abbildung 44 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im synthetischen Verfahren für das Marktgebiet THE. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

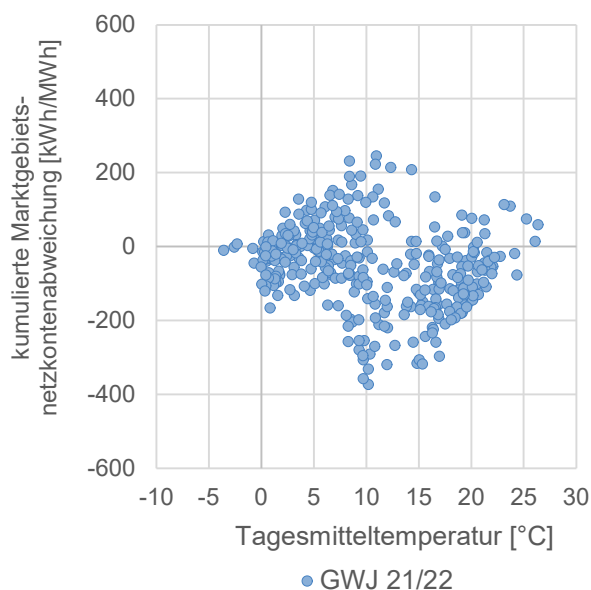


Abbildung 44: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE

Im Temperaturbereich zwischen ca. 5°C und 20°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 20°C bleibt die Streuung in etwa auf einem bestimmten Maß erhalten, die Punktelcke verschiebt sich jedoch nach oben Richtung Unterallokation.

Die folgende Tabelle 23 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das synthetische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	-0,23	0,05

Tabelle 23: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, synthetisch, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient liegt bei -0,23 und weist somit lediglich auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang zwischen den beiden Größen hin.

Im Marktgebiet THE 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 sowie der Tagesmitteltemperatur.

3.3.5.2 Analytisches Verfahren

3.3.5.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 45 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet NCG in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

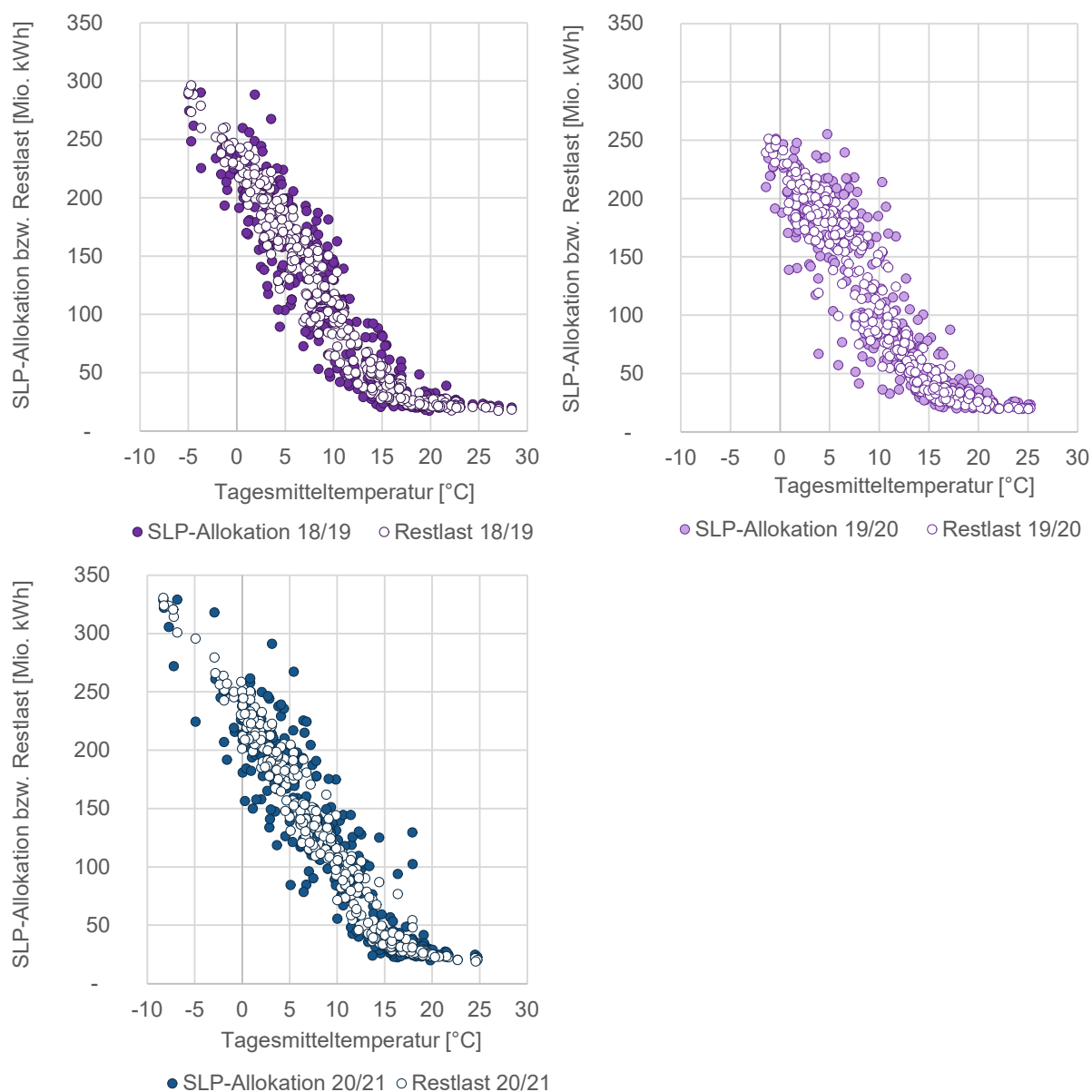


Abbildung 45: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 46 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.

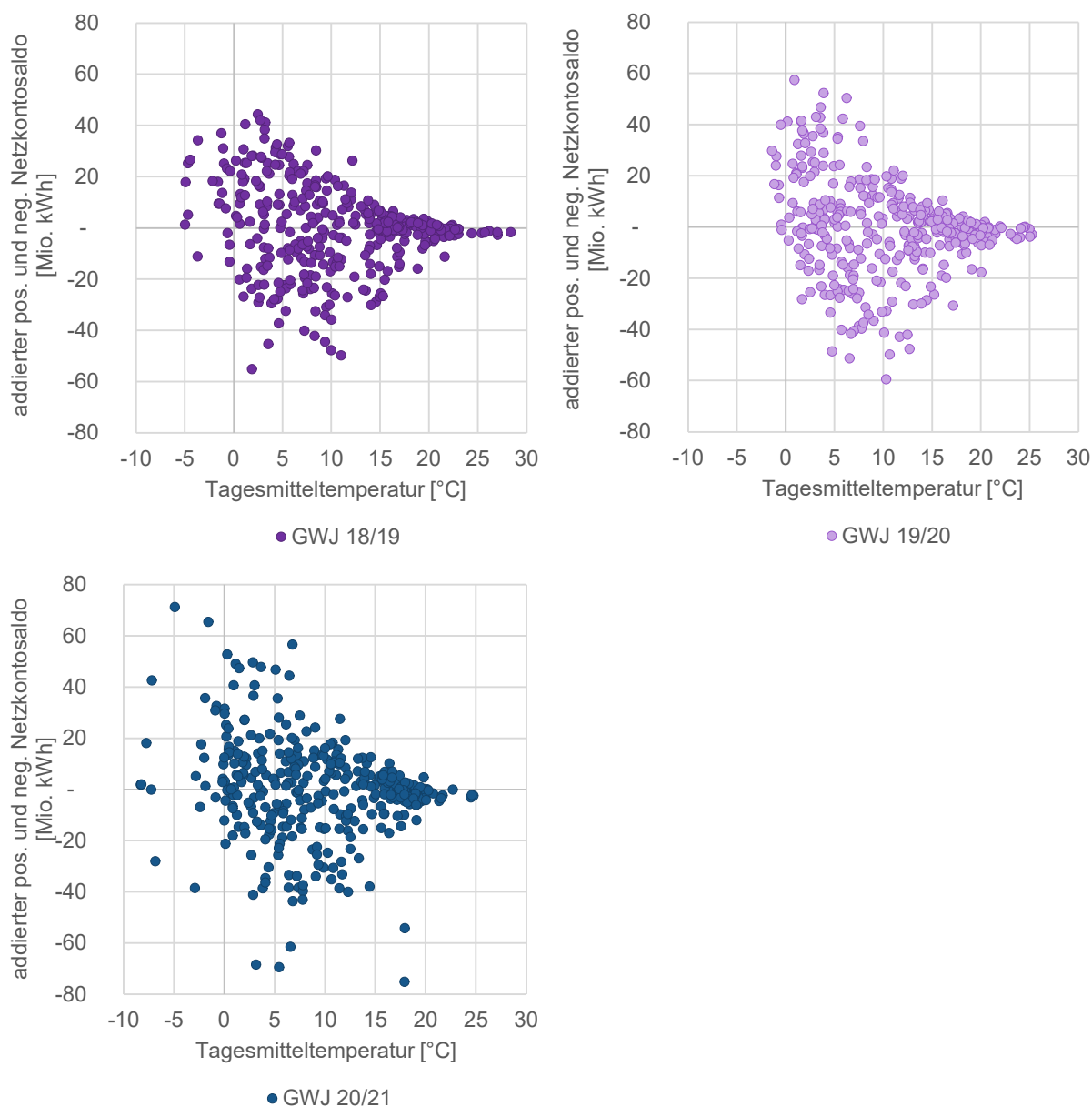


Abbildung 46: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 15).

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 24 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
18/19	-0,20	0,04
19/20	-0,23	0,05
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 24: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,23 und -0,19 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,05.

Die folgende Abbildung 47 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.

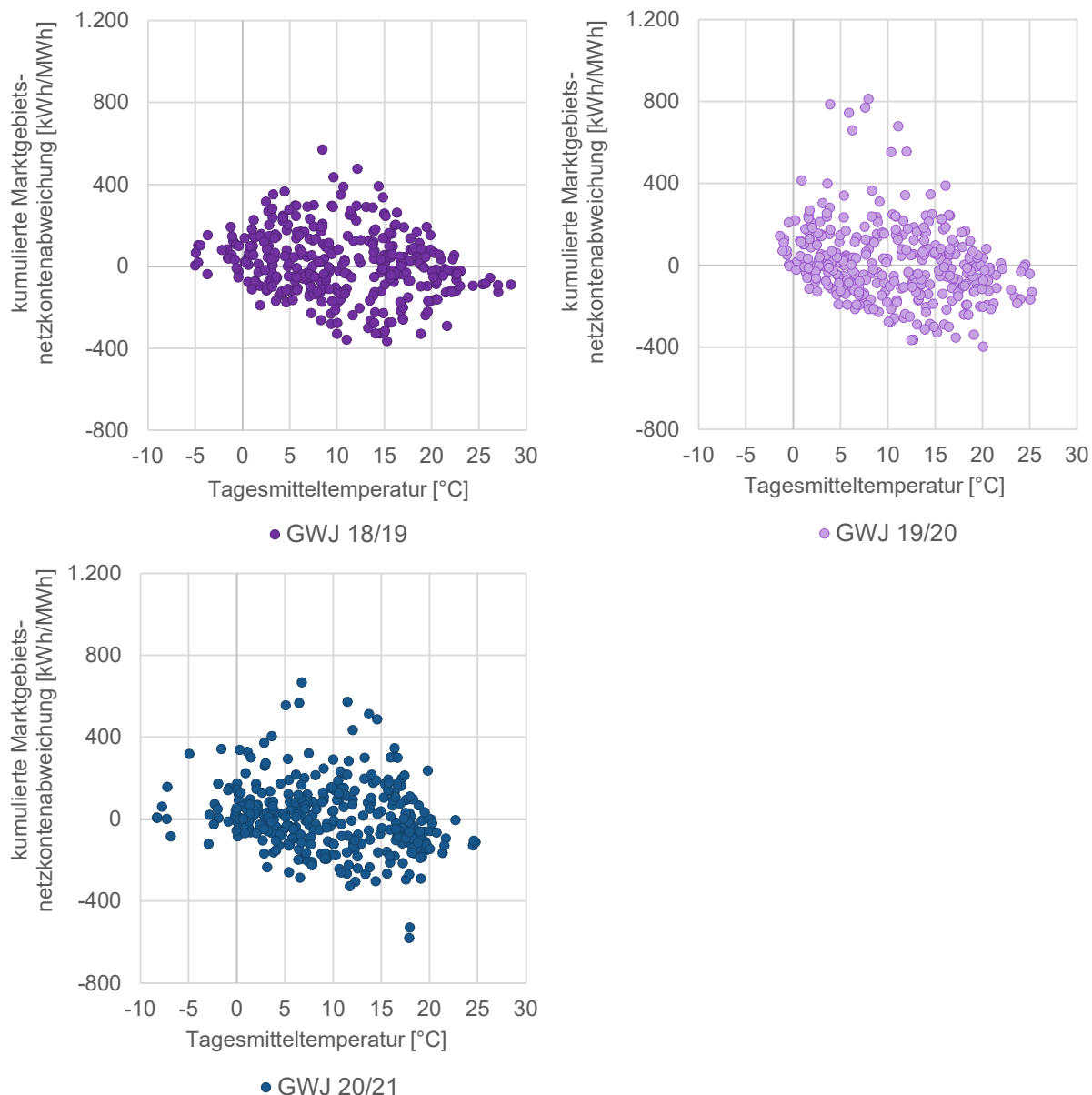


Abbildung 47: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 2018/19 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 3 Tagen über 400 kWh/MWh, jedoch an keinem Tag über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2019/20 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 6 Tagen über 600 kWh/MWh und an 9 Tagen über 400 kWh/MWh. Im GWJ 2020/21 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 10 Tagen über 400 kWh/MWh und an einem Tag über 600 kWh/MWh.

Tabelle 25 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
18/19	-0,20	0,04
19/20	-0,05	0,00
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 25: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,20 und -0,059 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,00 und 0,04.

3.3.5.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 48 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet GASPOOL in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

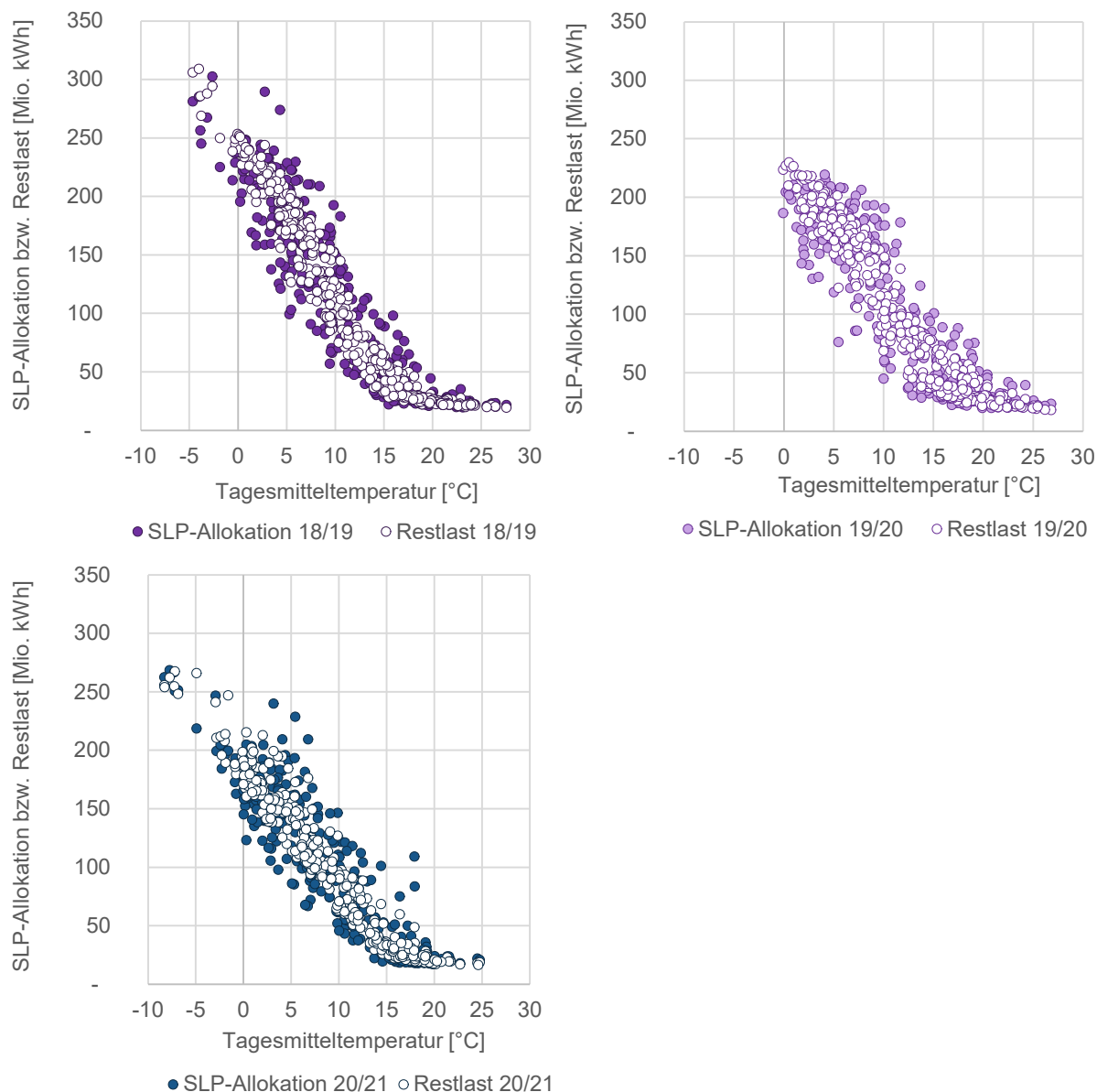


Abbildung 48: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 49 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.

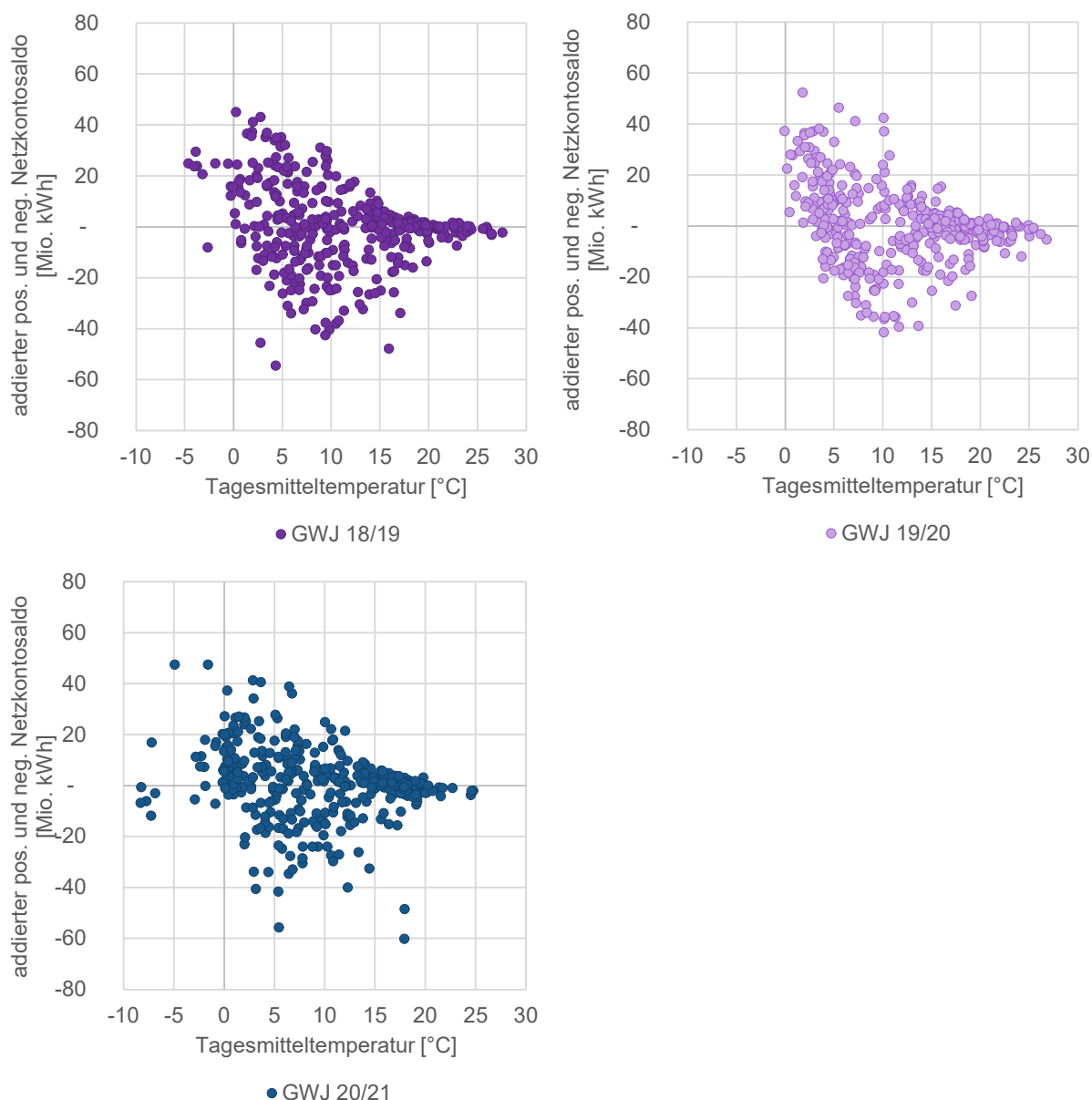


Abbildung 49: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 16).

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 26 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
18/19	-0,24	0,06
19/20	-0,28	0,08
20/21	-0,23	0,05

Tabelle 26 Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt zwischen -0,28 und -0,23 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß übersteigt in keinem Jahr den Wert 0,05.

Die folgende Abbildung 50 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.

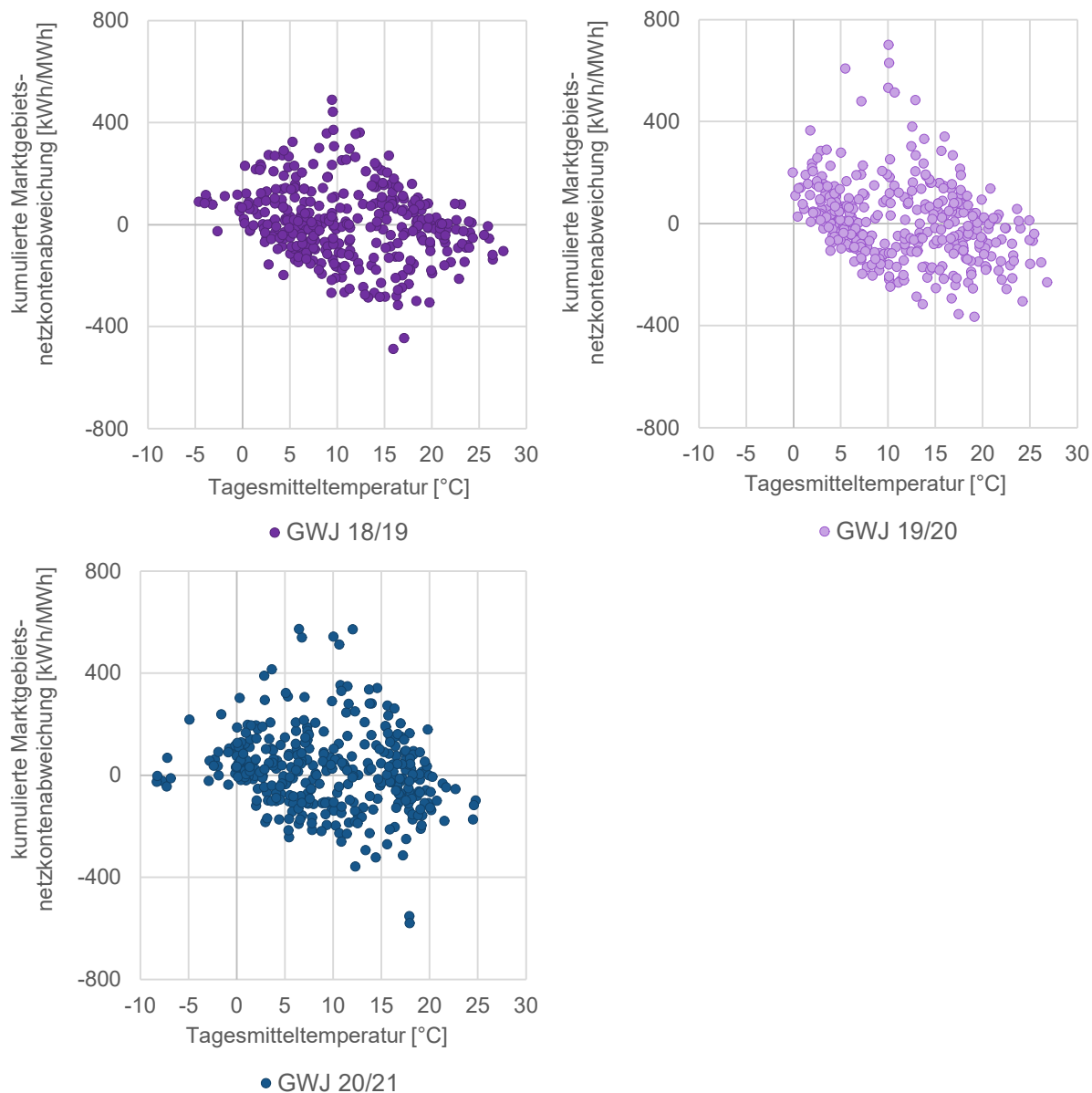


Abbildung 50: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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. In den GWJ 2016/17 und 2018/19 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 2 Tagen über 400 kWh/MWh, jedoch an keinem Tag über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2017/18 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren an 7 Tagen über 400 kWh/MWh und an 2 Tagen über 600 kWh/MWh. Im GWJ 2019/20 lag die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag im analytischen Verfahren 7 Tagen über 400 kWh/MWh und an 3 Tagen über 600 kWh/MWh.

Tabelle 27 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
18/19	-0,25	0,06
19/20	-0,29	0,09
20/21	-0,19	0,04

Tabelle 27: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient schwankt in den einzelnen GWJ zwischen -0,29 und -0,19 und weist somit nur auf einen schwachen negativen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,04 und 0,09. Somit können zwischen 6 % und 9 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.5.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 51 zeigt die tägliche SLP-Allokation bzw. Restlast im Marktgebiet THE in Summe für alle NK im analytischen Verfahren in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (TAR-Diagramm).

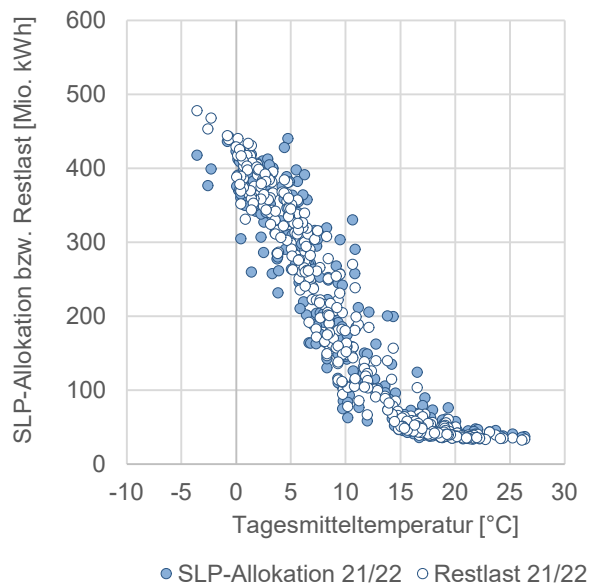


Abbildung 51: SLP-Allokation und Restlast auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE

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 52 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.

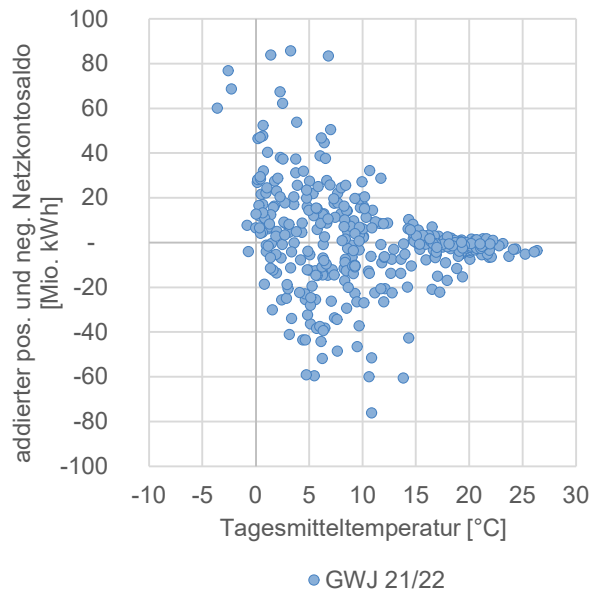


Abbildung 52: addierter positiver und negativer NKS auf Marktgebiets- und Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE

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 17).

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

linearer Zusammenhang zwischen täglichem addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	-0,24	0,06

Tabelle 28: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und Tagesmitteltemperatur auf Marktgebiets- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS (pro Marktgebiet und Tag) und der Tagesmitteltemperatur liegt bei -0,24 (schwacher negativer linearer Zusammenhang), das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,06.

Die folgende Abbildung 53 zeigt die kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für NK im analytischen Verfahren für das Marktgebiet THE. Diese relative Betrachtung (addierter positiver und negativer NKS im Verhältnis zur zugehörigen SLP-Allokationsmenge) erlaubt eine vergleichende Betrachtung zwischen Marktgebieten und Allokationsverfahren.

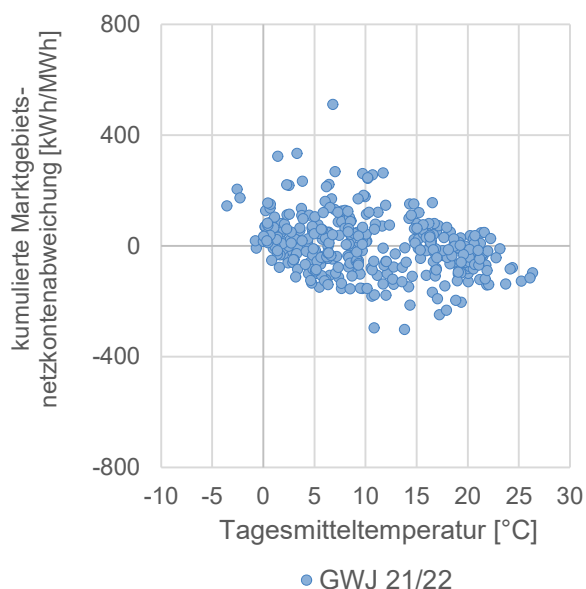


Abbildung 53: kumulierte Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE

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.

Tabelle 29 stellt den Korrelationskoeffizienten zwischen der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung pro Tag und der Tagesmitteltemperatur für das analytische Verfahren im Marktgebiet THE dar.

linearer Zusammenhang zwischen täglicher kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung und Tagesmitteltemperatur		
GWJ	Korrelationskoeffizient r	Bestimmtheitsmaß R ²
21/22	-0,32	0,10

Tabelle 29: Kennzahlen linearer Zusammenhang zwischen kumulierter Marktgebietsnetzkontenabweichung auf Tagesbasis und Tagesmitteltemperatur, analytisch, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient liegt bei -0,32 und weist somit nur auf einen schwachen linearen Zusammenhang hin. Das Bestimmtheitsmaß liegt bei 0,10. Somit können 7 % der Varianz der kumulierten Marktgebietsnetzkontenabweichung durch die Tagesmitteltemperatur erklärt werden.

3.3.6 Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontenabweichung getrennt nach Verfahren je GWJ und Marktgebiet

Im folgenden Abschnitt wird die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontenabweichung (*tägliche prozentuale Netzkontenabweichung*: siehe Kapitel 1.4) getrennt nach analytischem und synthetischem Verfahren pro Marktgebiet dargestellt. Hierfür werden die täglichen prozentualen Netzkontenabweichungen 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 Netzkontenabweichung von weniger als -100 % oder mehr als 100 % in jeweils einer Gruppe zusammengefasst.

3.3.6.1 Synthetisches Verfahren

3.3.6.1.1 Marktgebiet NCG

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

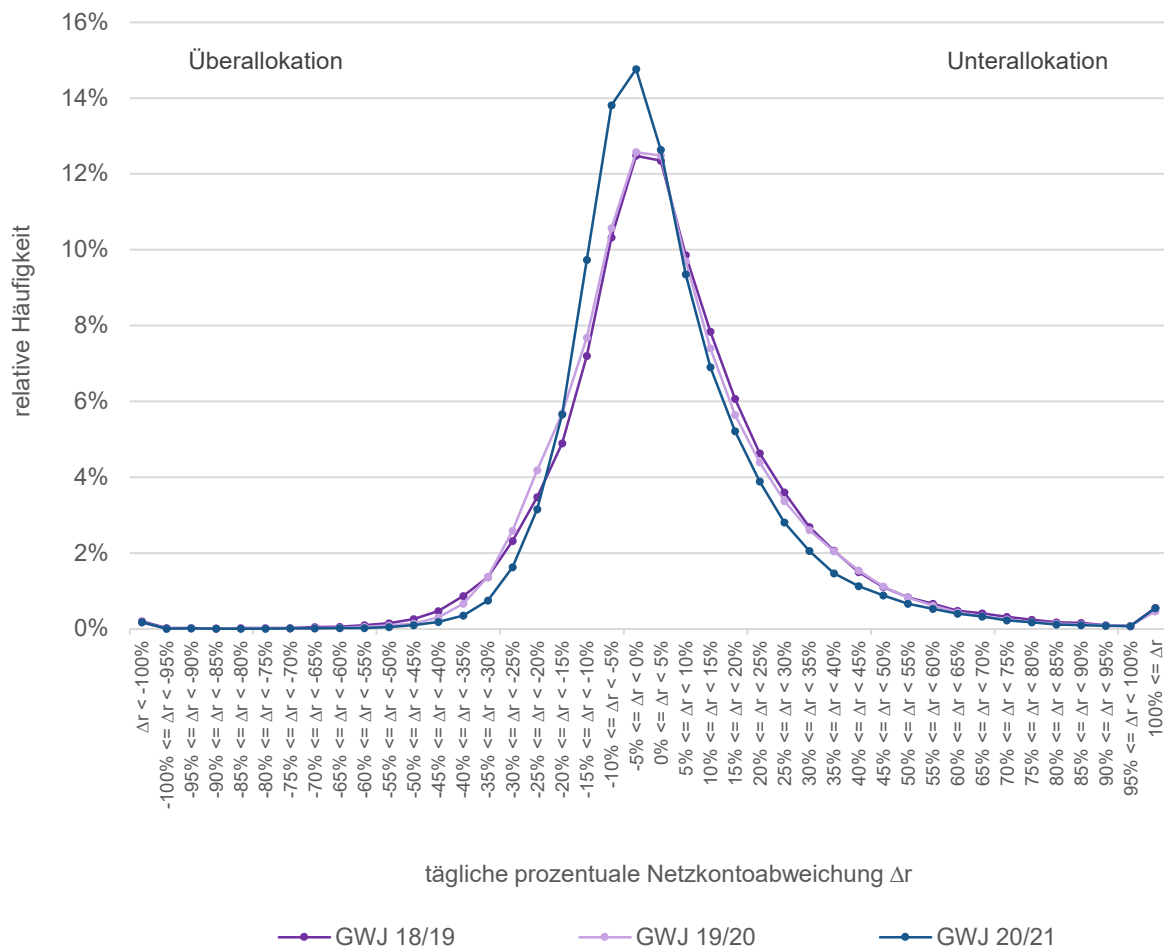


Abbildung 54: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum, welches bei ca. 12 bis 15 % liegt, in allen GWJ im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2018/19 45 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2019/20 waren es 45 % und im GWJ 2020/21 51 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen 15 % und 60 % ist im GWJ 2020/21 niedriger als in den anderen beiden GWJ. Im Gegensatz dazu ist die Häufigkeitsverteilung bei Werten unter -10 % über alle GWJ ähnlich.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ bei ca. 0,2 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in ca. 0,5 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 30 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
18/19	15,8%	0,046
19/20	15,4%	0,043
20/21	13,6%	0,036

Tabelle 30: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 2019/20 sank der Mittelwert von 15,8 % auf 15,4 % und im GWJ 2020/21 sank der Mittelwert weiter auf 13,6 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im GWJ 2018/19 am meisten gestreut hat (Varianz 0,046), streute sie in den anderen beiden GWJ weniger stark (Varianz zwischen 0,036 und 0,043). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.1.2 Marktgebiet GASPOOL

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

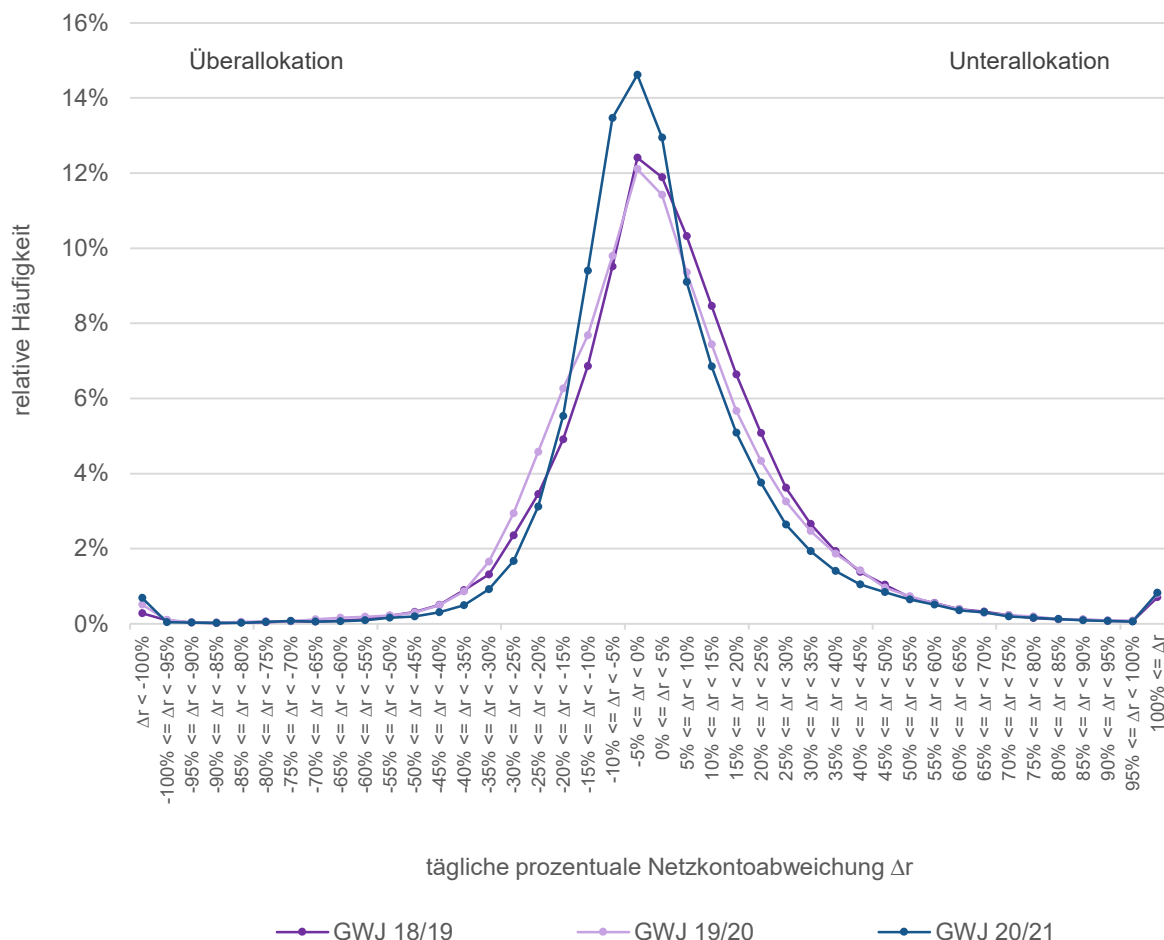


Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen drei GWJ im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %. Im GWJ 2020/21 fällt dieses Maximum mit ca. 15 % höher aus als in den übrigen GWJ, in denen der Wert bei ca. 12 % bis 13 % liegt.

Insgesamt lagen im GWJ 2018/19 44 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2019/20 waren es 43 % und im GWJ 2020/21 50 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % liegt in allen GWJ zwischen 0,3 % und 0,7 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,7 % bis 0,8 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 31 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
18/19	15,5%	0,045
19/20	16,2%	0,049
20/21	13,8%	0,038

Tabelle 31: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 2019/20 stieg der Mittelwert zunächst von 15,5 % auf 16,2 % an, sank dann jedoch im GWJ 2020/21 auf 13,8 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Während die tägliche prozentuale Netzkontoabweichung im GWJ 2020/21 am wenigsten gestreut hat (Varianz 0,038), streute sie in den anderen beiden GWJ stärker (Varianz zwischen 0,045 und 0,049). Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.1.3 Marktgebiet THE

Abbildung 56 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im synthetischen Verfahren im Marktgebiet THE.

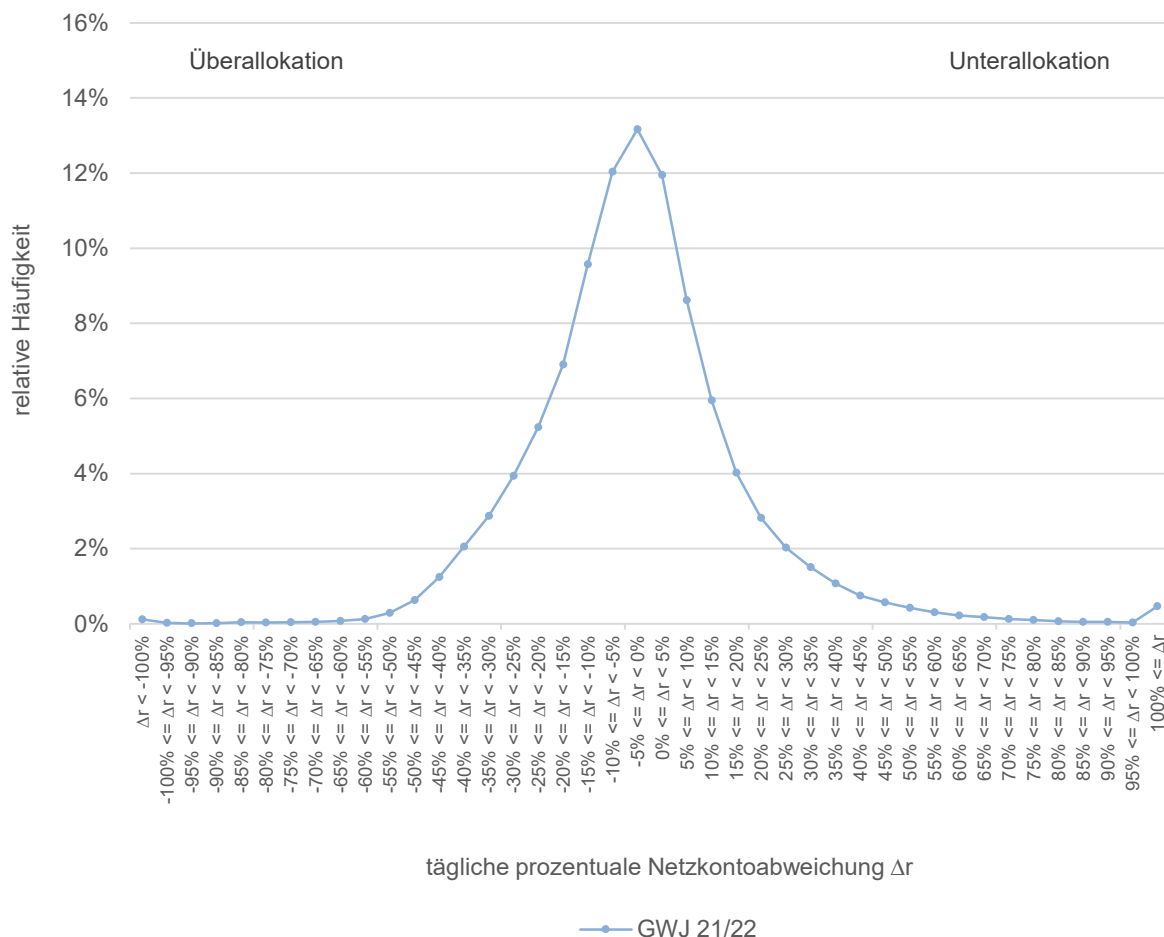


Abbildung 56: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, synthetisch, GWJ 21/22, THE

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2021/22 im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2021/22 46 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag bei 0,1 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in 0,5 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 32 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
21/22	14,9%	0,040

Tabelle 32: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, synthetisch, GWJ 21/22, THE

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 vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2021/22 lag der Mittelwert bei 14,9 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Diese lag im GWJ 2021/22 bei 0,040.

3.3.6.2 Analytisches Verfahren

3.3.6.2.1 Marktgebiet NCG

Abbildung 57 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet NCG.

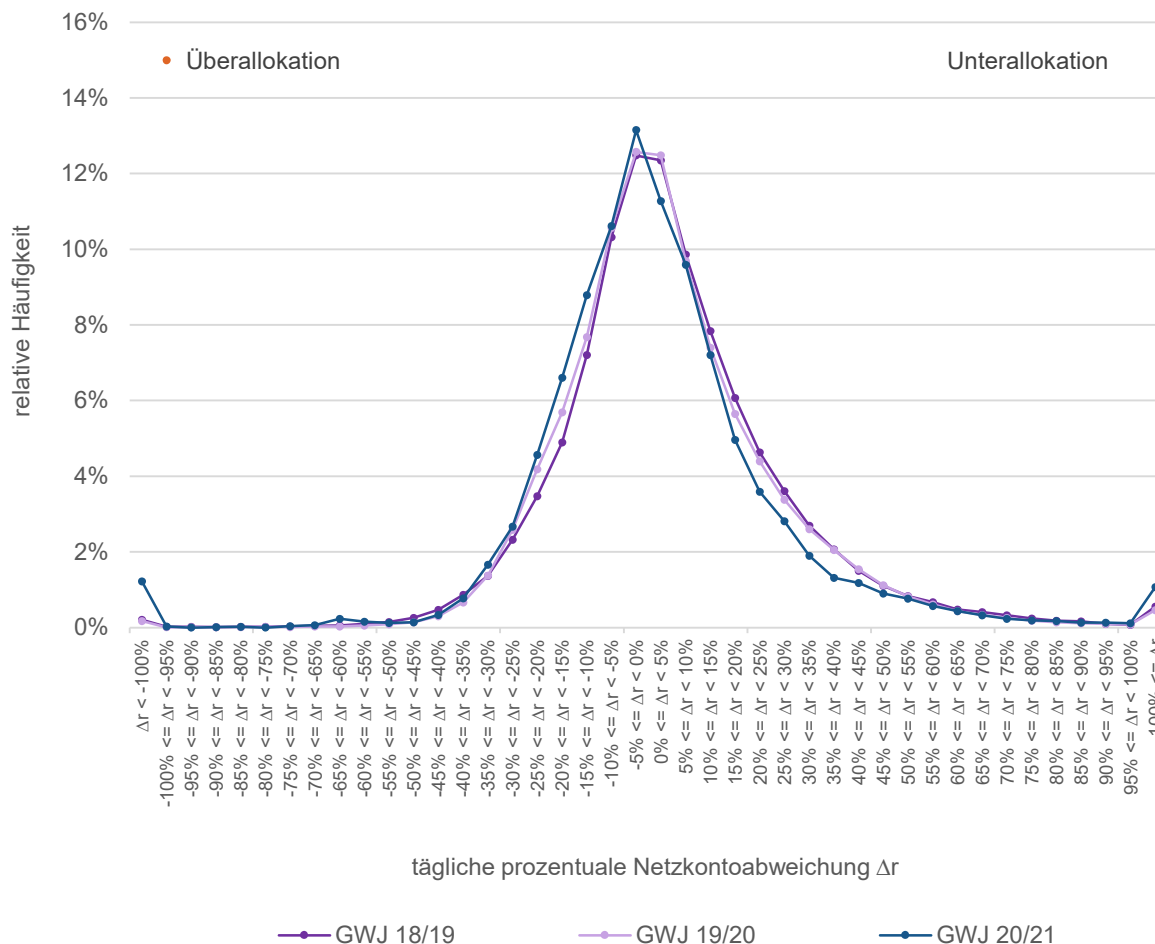


Abbildung 57: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ im Bereich -5 % bis 0 % bei ca. 12 % bis 13 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2018/19 45 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2019/20 waren es 45 % und im GWJ 2021/22 ebenfalls 45 %.

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 0,4 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ in 0,2 % bis 1,2 % der Fälle auf.

Die folgende Tabelle 33 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
18/19	16,2%	0,046
19/20	15,4%	0,044
20/21	15,2%	0,044

Tabelle 33: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2018/19 lag der Mittelwert bei 16,2 % und sank in den GWJ 2019/20 und 2020/21 auf 15,4 % bzw. 15,2 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz ist im GWJ 2019/20 im Vergleich zum Vorjahr von 0,046 auf 0,044 gesunken und bleibt im GWJ 2020/21 auf diesem Niveau. 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.

3.3.6.2.2 Marktgebiet GASPOOL

Abbildung 58 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet GASPOOL.

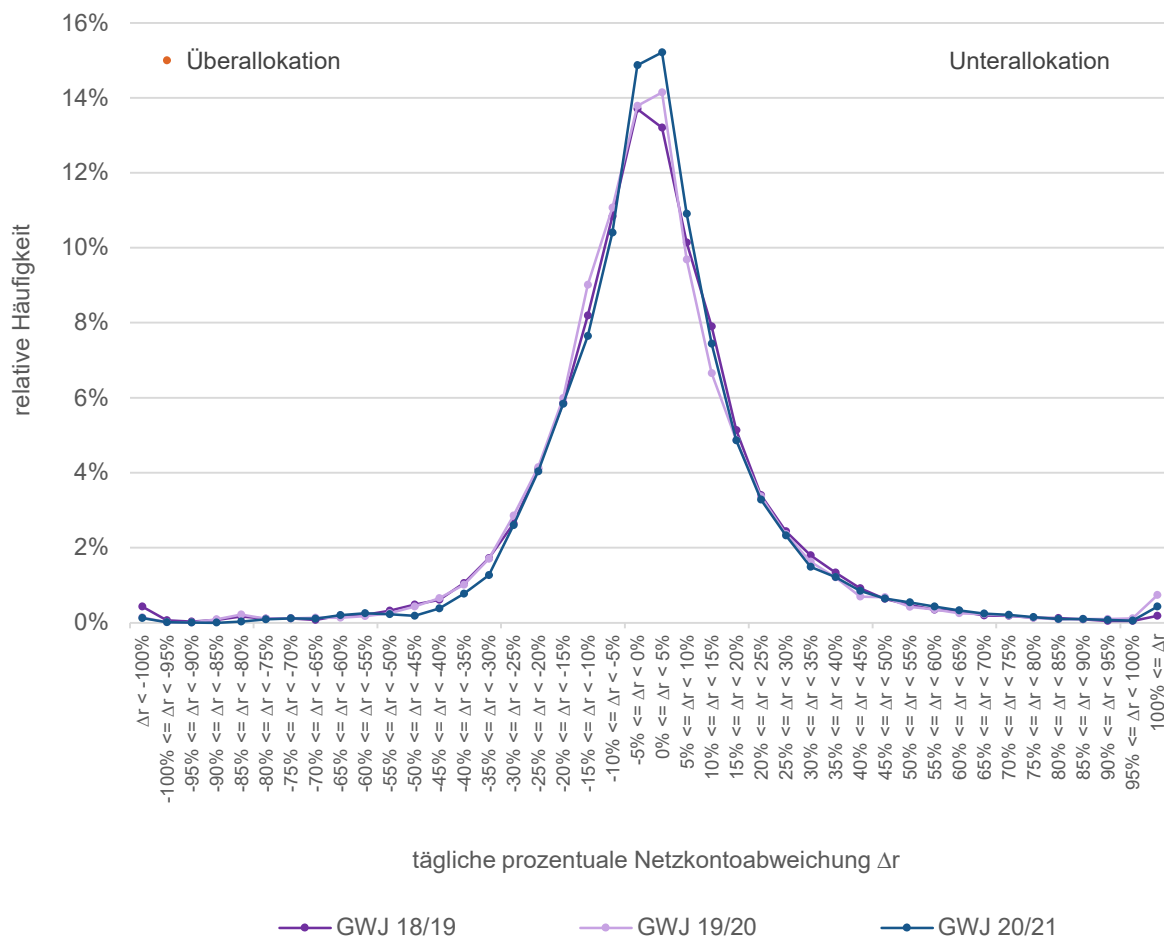


Abbildung 58: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum in allen GWJ entweder in der Gruppe zwischen -5 % und 0 % oder zwischen 0 % und 5 %. In den GWJ 2019/20 und 2020/21 liegt das Maximum im Bereich 0 % bis 5 % bei ca. 14 % bis 15 %. Im GWJ 2018/19 liegt das Maximum der relativen Häufigkeit in Höhe von ca. 14 % im Bereich einer täglichen prozentualen Netzkontoabweichung zwischen -5 % und 0 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2018/19 48 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %. Im GWJ 2019/20 waren es 49 % und im GWJ 2021/22 51 %.

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 0,4 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in allen GWJ mit 0,2 % bis 0,7 % der Fälle ähnlich häufig 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 <small>ohne Ausreißer</small>	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung <small>ohne Ausreißer</small>
18/19	14,8%	0,043
19/20	14,7%	0,043
20/21	13,7%	0,038

Tabelle 34: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 18/19 bis 20/21, 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 vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Seit dem GWJ 2018/19 sank der Mittelwert um 0,2 bis 1,0 Prozentpunkte pro Jahr bis zum GWJ 2020/21.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz lag in den GWJ 2018/19 und 2019/20 konstant bei 0,043 und sank im GWJ 2020/21 auf 0,038. Insgesamt schwankt die Varianz jedoch nur in geringem Maße.

3.3.6.2.3 Marktgebiet THE

Abbildung 59 zeigt die Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung der NK im analytischen Verfahren im Marktgebiet THE.

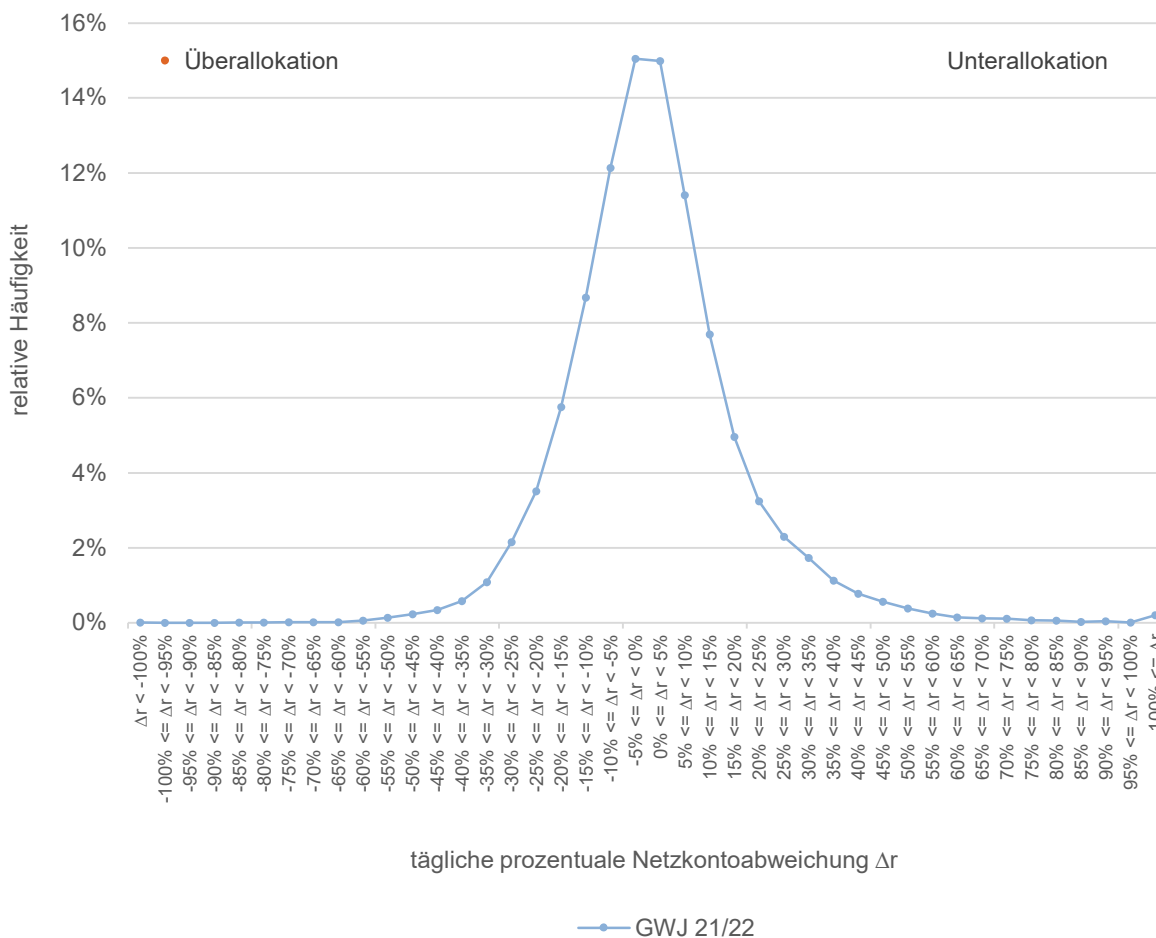


Abbildung 59: Häufigkeitsverteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung auf Netzkonto- und Tagesbasis, analytisch, GWJ 21/22, THE

Die Häufigkeitsverteilung hat ihr Maximum im GWJ 2021/22 in der Gruppe zwischen -5 % und 0 % im GWJ 2021/22 bei ca. 15 %.

Insgesamt lagen im GWJ 2021/22 54 % der relativen prozentualen Netzkontoabweichungen zwischen -10 % und 10 %.

Die Häufigkeit von täglichen prozentualen Netzkontoabweichungen unter -100 % lag im GWJ 2021/22 bei 0,0 %. Tägliche prozentuale Netzkontoabweichungen von über 100 % traten in 0,2 % 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 <small>ohne Ausreißer</small>	Varianz der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung <small>ohne Ausreißer</small>
21/22	12,4%	0,029

Tabelle 35: statistische Kennzahlen zur Verteilung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung, analytisch, GWJ 21/22, THE

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 vorzeichenlose Werte) in die Mittelwertbildung ein, wodurch sich positive und negative Abweichungen nicht gegenseitig mathematisch aufheben. Im GWJ 2021/22 lag der Mittelwert bei 12,4 %.

Die Kenngröße Varianz erlaubt eine Einschätzung der Streuung der täglichen prozentualen Netzkontoabweichung in den einzelnen GWJ. Die Varianz lag im GWJ 2021/22 bei 0,029.

3.3.7 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 Übergangsmomente 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.

3.3.7.1 Marktgebiet NCG

Monat Oktober

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

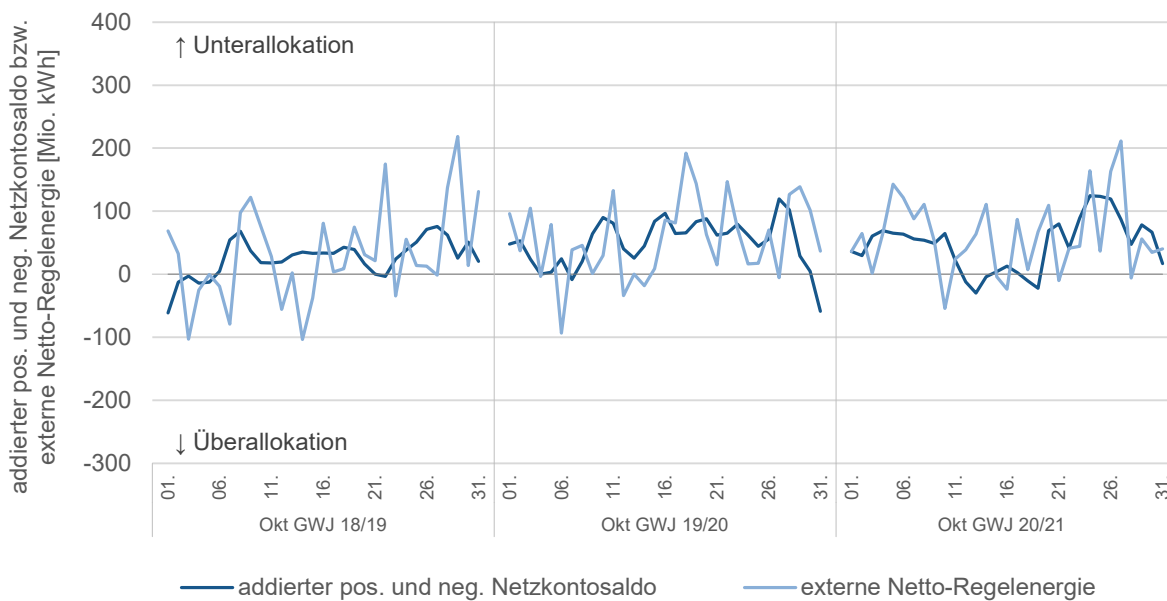


Abbildung 60: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Mengenseitig konnte im GWJ 2019/20 die höchste Unterallokation und im GWJ 2021/22 die höchste Netto-Kaufsituation von externer Regelenergie verzeichnet werden, im GWJ 2018/19 die geringsten Werte. Eine klare Tendenz zu sinkenden oder steigenden Werten ist nicht ersichtlich.

Die folgende Tabelle 36 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat Oktober dar:

	Okt 18	Okt 19	Okt 20
Anzahl Tage mit Unterallokation	24	28	26
Anzahl Tage mit Überallokation	7	3	5
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	900	1.623	1.531
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	108	67	79
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	21	26	26
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	10	5	5
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.404	1.879	1.981
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	460	155	99
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,01	0,18	0,33
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,00	0,03	0,11
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4	2	5
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	7	4	5

Tabelle 36: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Oktober in allen GWJ bei einem schwachen linearen Zusammenhang (kleiner 0,5), wobei von GWJ 2018/19 bis 2020/21 ein Anstieg von 0,01 auf 0,33 beobachtet werden kann. Das Bestimmtheitsmaß steigt von 0,00 im GWJ 2018/19 auf 0,11 im GWJ 2020/21.

Pro Oktober musste im Marktgebiet NCG an 2 bis 5 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 4 bis 7 Tagen pro Oktober musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Februar

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

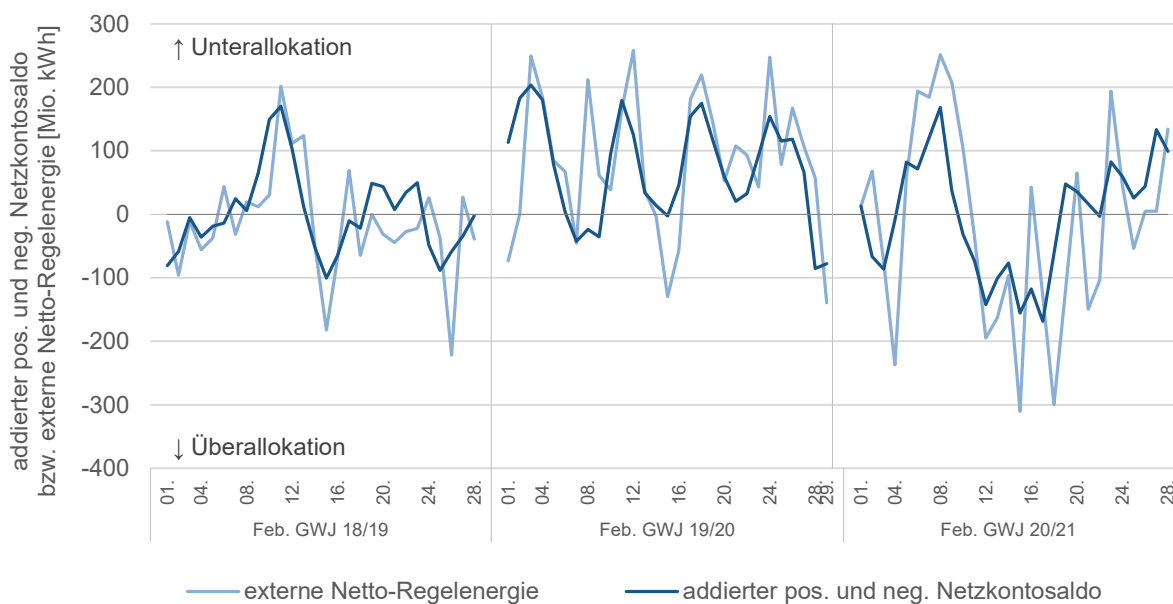


Abbildung 61: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

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 im GWJ 2019/20.

Die folgende Tabelle 37 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in dem Marktgebiet NCG für den Monat Februar dar.

	Feb 19	Feb 20	Feb 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	12	23	15
Anzahl Tage mit Überallokation	16	5	13
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	713	2.359	1.037
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	695	190	1.094
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	10	23	15
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	18	5	13
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	665	2.856	1.570
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.030	308	1.969
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,65	0,50	0,67
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,42	0,25	0,45
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4	3	3
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	6	3	3

Tabelle 37: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Februar über alle drei GWJ zwischen 0,51 und 0,67 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,25 und 0,45, somit können zwischen 25 % und 45 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

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

Monat April

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

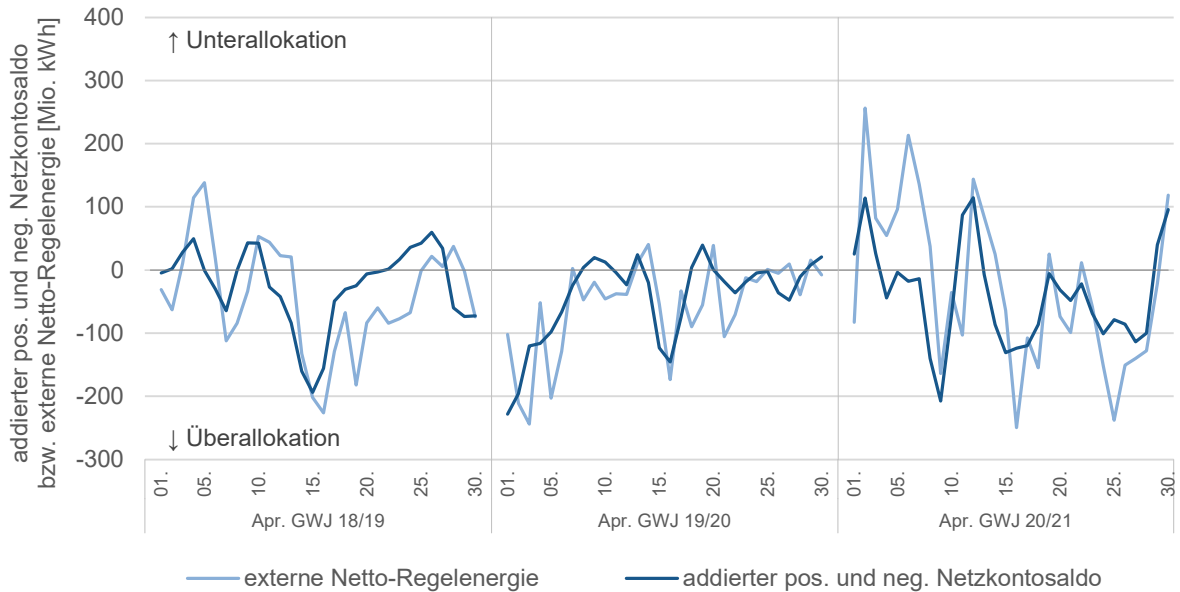


Abbildung 62: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

In den Aprilmonaten überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge. Besonders auffällig ist das GWJ 2020/21, in welchem an 9 Tagen trotz Überallokation Netto-Kaufssituationen von externer Regelenergie auftraten.

Die folgende Tabelle 38 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat April dar:

	Apr 19	Apr 20	Apr 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	11	9	7
Anzahl Tage mit Überallokation	19	21	23
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	355	132	502
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.086	1.417	1.709
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	11	7	13
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	19	23	17
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	485	118	1.283
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.715	1.795	2.023
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,57	0,65	0,64
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,32	0,43	0,41
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	6	4	9
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	6	6	3

Tabelle 38: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat April über alle drei GWJ zwischen 0,57 und 0,65 (mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,32 und 0,43, somit können zwischen 32 % und 43 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Pro April musste im Marktgebiet NCG an 4 bis 9 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 6 Tagen pro April musste mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

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

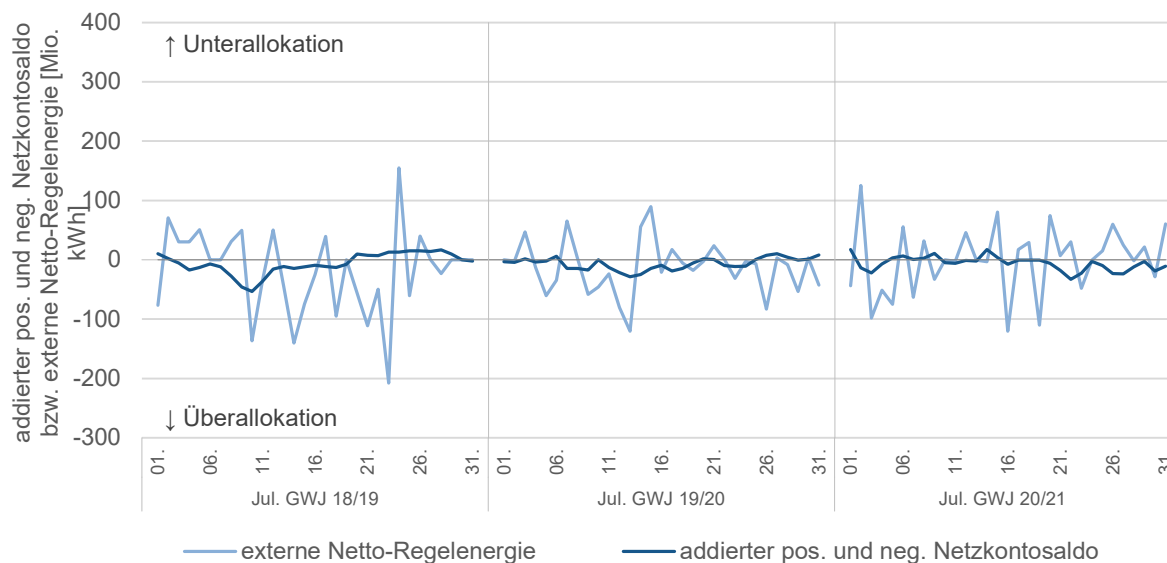


Abbildung 63: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Monat Juli weist für den addierten positiven und negativen NKS starke Schwankungen um die Null auf. Es kommt häufiger zu Über- als zu Unterallokationen. Die Mengen der Überallokationen übersteigen insgesamt die Mengen der Unterallokationen in allen drei GWJ. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es etwas häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

Die folgende Tabelle 39 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet NCG für den Monat Juli dar:

	Jul 19	Jul 20	Jul 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	13	11	8
Anzahl Tage mit Überallokation	18	20	23
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	134	42	63
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	313	242	247
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	10	10	16
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	14	21	15
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	547	308	678
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.135	713	680
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	7	0	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,01	-0,02	-0,08
Bestimmtheitsmaß R ² zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,00	0,00	0,01
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	7	6	13
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	7	7	5

Tabelle 39: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, NCG

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet NCG für den Monat Juli über alle drei GWJ zwischen -0,08 und 0,01 (sehr schwacher negativer bis sehr schwacher positiver linearer Zusammenhang), wobei eine klare sinkende Entwicklung über die drei GWJ zu beobachten ist. Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,0002 und 0,007, somit können zwischen 0,02 % und 0,7 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Pro Juli musste im Marktgebiet NCG an 6 bis 13 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 5 bis 7 Tagen pro Juli musste mehr externe Regelenergie verkauft als

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

3.3.7.2 Marktgebiet GASPOOL

Monat Oktober

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

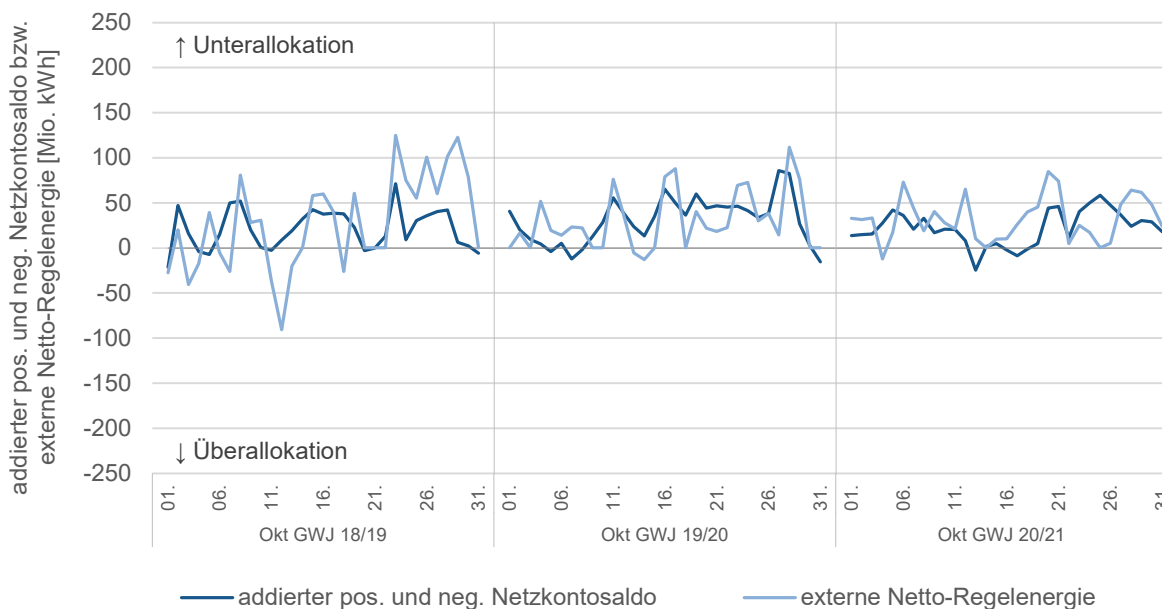


Abbildung 64: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

In den Oktobermonaten aller GWJ überwiegen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 40 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat Oktober dar:

	Okt 18	Okt 19	Okt 20
Anzahl Tage mit Unterallokation	24	27	27
Anzahl Tage mit Überallokation	7	4	4
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	689	990	714
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	45	34	36
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	18	21	28
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	9	2	1
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.136	942	1.002
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	290	19	12
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	4	8	2
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,42	0,52	0,18
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,18	0,27	0,03
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	2	3	4
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	6	2	1

Tabelle 40: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Oktober in allen GWJ bei einem schwachen linearen Zusammenhang (kleiner 0,5 bzw. im Oktober 2019 geringfügig darüber), wobei von GWJ 2018/19 zu 2019/20 ein leichter Anstieg und zu GWJ 2020/21 ein Absinken beobachtet werden kann. Das Bestimmtheitsmaß steigt von 0,18 im GWJ 2018/19 auf 0,27 im GWJ 2019/20 und sinkt im GWJ 2020/21 wieder auf 0,03.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 2 bis 4 Tagen pro Oktober mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 1 bis 6 Tagen pro Oktober wurde mehr externe Regelenergie verkauft als

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

Monat Februar

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

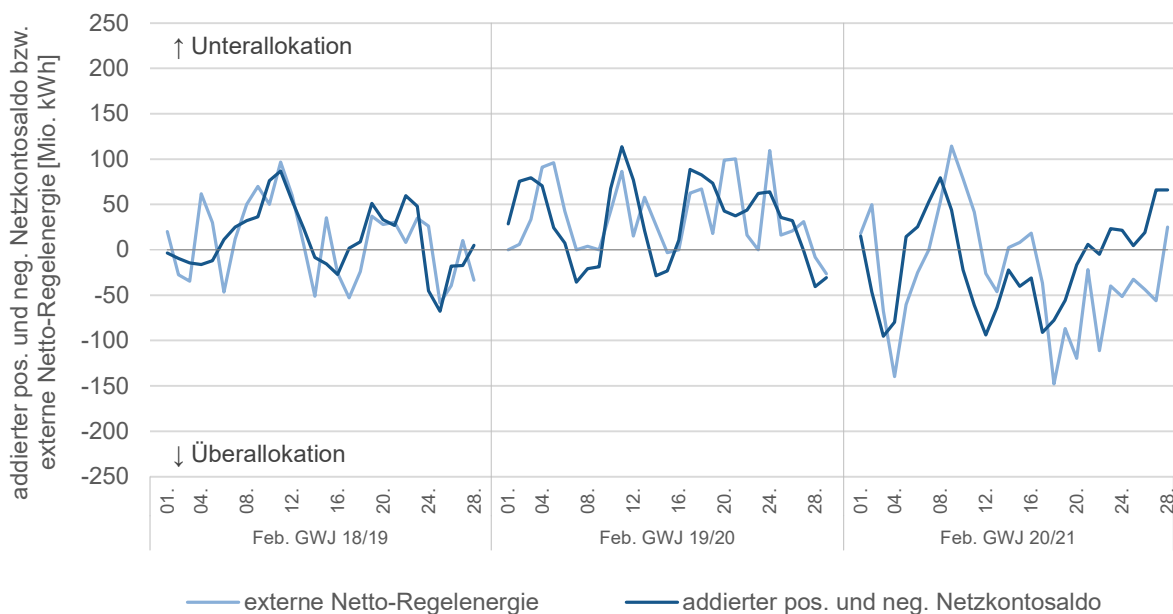


Abbildung 65: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Eine klare Tendenz zur Über- oder Unterallokationen kann für den Monat Februar nicht gegeben werden. Während es in den GWJ 2018/19 und 2019/20 häufiger zu Unterallokationen kam, welche auch mengenmäßig überwogen, verhielt es sich im Februar 2020/21 umgekehrt. Bei der externen Regelenergie kam es in den GWJ 2018/19 und 2019/20 in Summe zu einer Netto-Kaufsituation, im GWJ 2020/21 zu einer Netto-Verkaufssituation.

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

	Feb 19	Feb 20	Feb 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	16	21	13
Anzahl Tage mit Überallokation	12	7	15
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	579	1.137	437
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	255	169	802
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	18	21	10
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	10	2	18
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	666	1.041	409
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	395	11	1.113
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0	5	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,60	0,47	0,35
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,36	0,22	0,12
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	6	3	6
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4	0	9

Tabelle 41: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Februar über alle drei GWJ zwischen 0,35 und 0,60 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,12 und 0,36, somit können zwischen 12 % und 36 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Pro Februar musste im Marktgebiet an 3 bis 6 Tagen mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft werden, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An maximal 9 Tagen pro Februar musste mehr externe Regelenergie verkauft als

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

Monat April

Abbildung 66 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

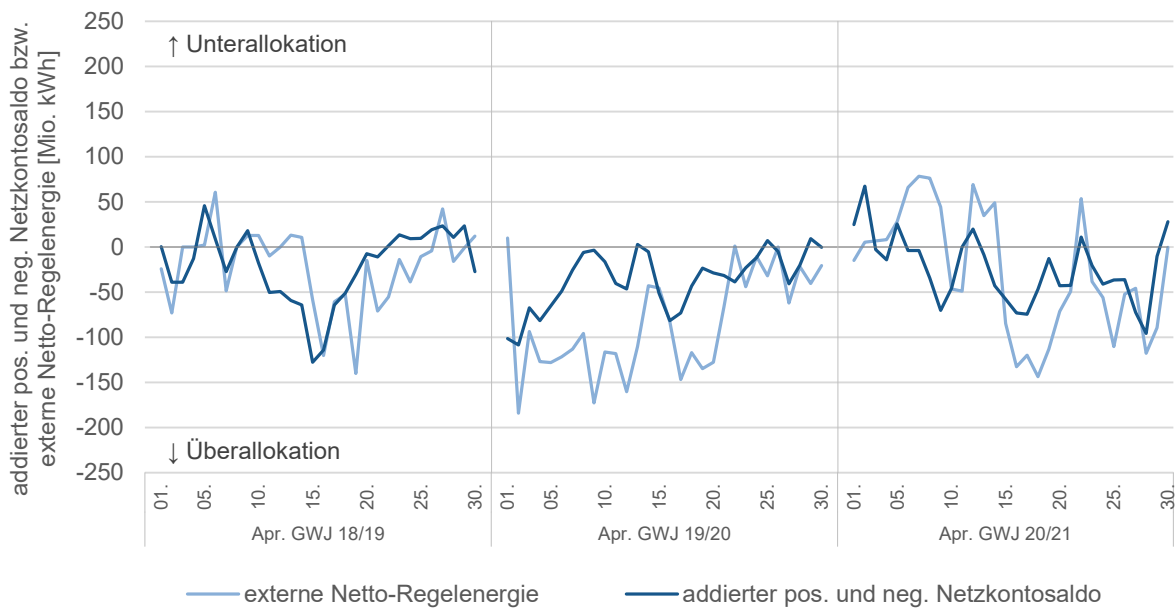


Abbildung 66: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

In den Aprilmonaten überwiegen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 42 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat April dar:

	Apr 19	Apr 20	Apr 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	12	3	6
Anzahl Tage mit Überallokation	18	27	24
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	182	19	176
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	794	1.091	891
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	8	2	12
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	18	27	18
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	166	11	518
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	814	2.537	1.335
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	4	1	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,46	0,30	0,51
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,21	0,09	0,26
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4	2	8
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	8	3	2

Tabelle 42: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet GASPOOL für den Monat April über alle drei GWJ zwischen 0,30 und 0,51 (schwacher bis mittlerer positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,09 und 0,26, somit können zwischen 9 % und 26 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an 2 bis 8 Tagen pro April mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 bis 8 Tagen pro April wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

Abbildung 67 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli in den drei GWJ im Marktgebiet GASPOOL dar.

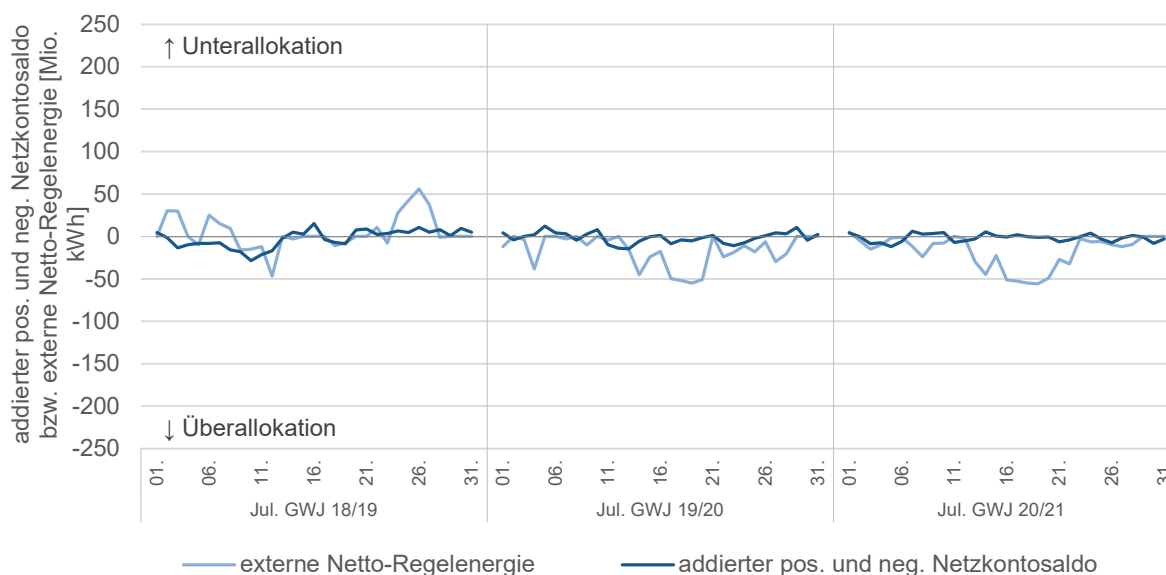


Abbildung 67: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

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 allen drei GWJ. Auch der Einsatz externer Netto-Regelenergie schwankt stark, insgesamt kommt es häufiger und in höheren Mengen zu einem Netto-Verkauf von externer Regelenergie.

Die folgende Tabelle 43 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet GASPOOL für den Monat Juli dar:

	Jul 19	Jul 20	Jul 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	16	15	10
Anzahl Tage mit Überallokation	15	16	21
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	99	60	34
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	172	106	88
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	10	0	1
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	10	21	26
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	284	0	5
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	130	510	554
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	11	10	4
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,39	0,26	-0,24
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,16	0,07	0,06
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5	0	0
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	3	9	9

Tabelle 43: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Im Marktgebiet GASPOOL liegt der Korrelationskoeffizient zwischen -0,24 und 0,39 (schwacher negativer bis positiver linearer Zusammenhang). Das Bestimmtheitsmaß liegt zwischen 0,06 und 0,16 und zeigt, dass 6 % bis 16 % der Varianz der externen Netto-Regelenergie durch den addierten positiven und negativen NKS erklärt werden können.

Im Marktgebiet GASPOOL wurde an maximal 5 Tagen pro Juli mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 bis 9 Tagen pro Juli wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

3.3.7.3 Marktgebiet THE

Monat Oktober

Abbildung 68 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Oktober im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

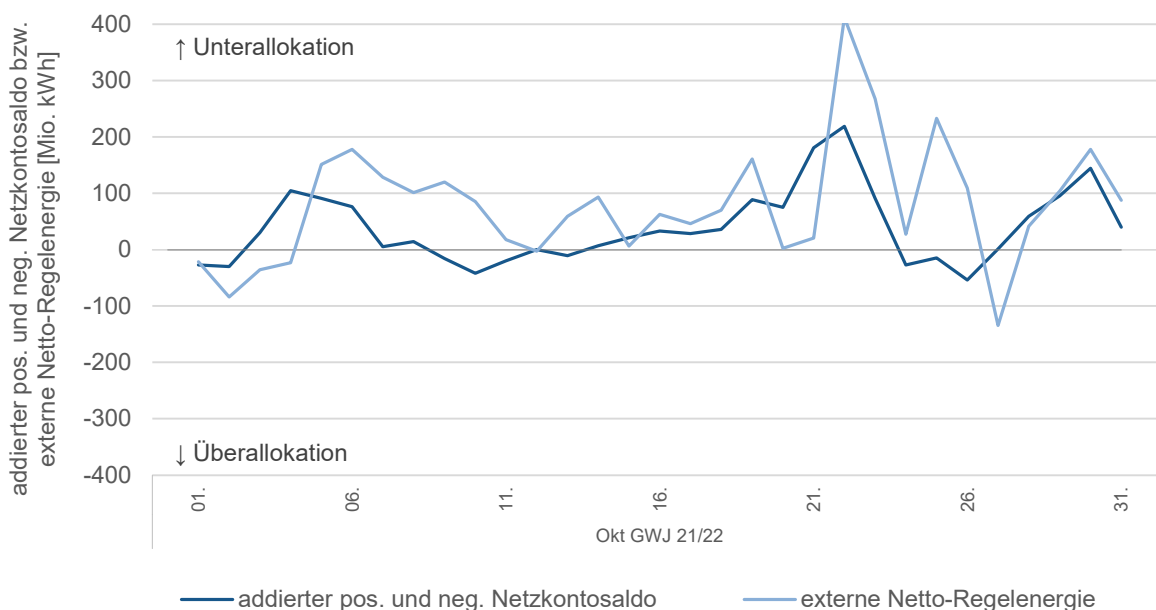


Abbildung 68: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Oktober, GWJ 21, THE

Im Oktober 2021 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Auch im Marktgebiet THE überwiegen (wie zuvor bei NCG und GASPOOL) im Oktober die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 44 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat Oktober dar:

	Okt 21
Anzahl Tage mit Unterallokation	21
Anzahl Tage mit Überallokation	10
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.443
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	241
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	25
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	6
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.763
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	301
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,47
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,22
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	7
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	3

Tabelle 44: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Oktober, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Oktober im GWJ 2021/22 bei einem schwachen linearen Zusammenhang (kleiner 0,5).

An 7 Tagen im Oktober 2021 mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 3 Tagen im Oktober 2021 wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Februar

Abbildung 69 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Februar im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

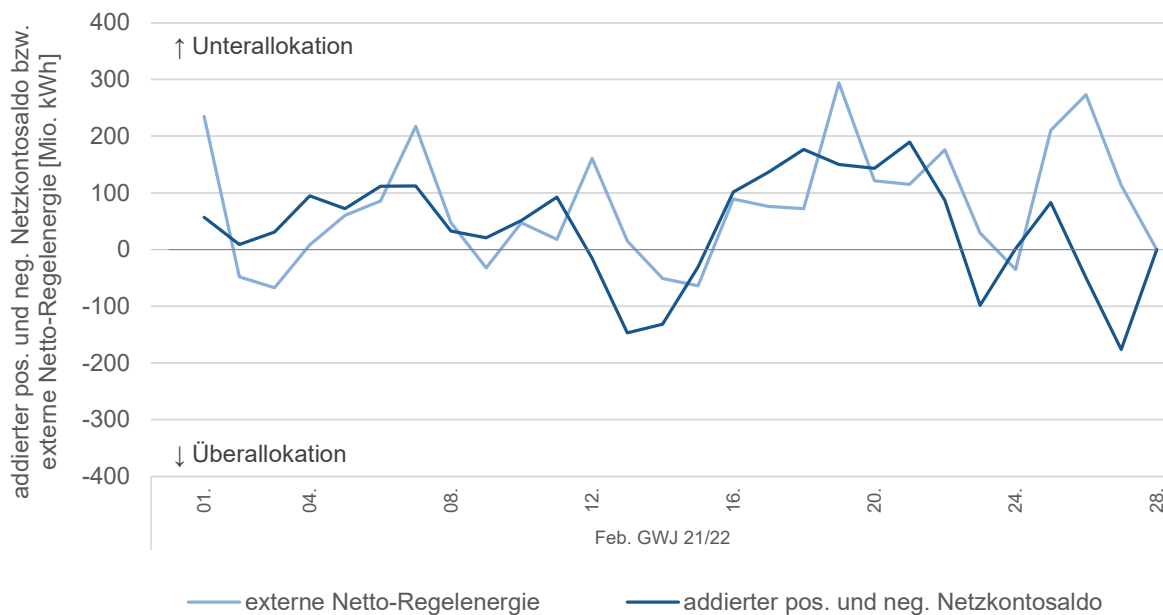


Abbildung 69: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Februar, GWJ 18/19 bis 20/21, GASPOOL

Im Februar 2021 überwogen die Unterallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 45 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS externer Netto-Regelenergie in dem Marktgebiet THE für den Monat Februar dar:

	Feb 22
Anzahl Tage mit Unterallokation	21
Anzahl Tage mit Überallokation	7
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	1.759
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	649
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	22
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	6
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.470
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	298
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,32
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,10
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	5
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	4

Tabelle 45: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Februar, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Februar im GWJ 2021/22 bei einem schwachen linearen Zusammenhang (kleiner 0,5).

An 5 Tagen im Februar 2022 wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 4 Tagen im Februar 2022 wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat April

Abbildung 70 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat April im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

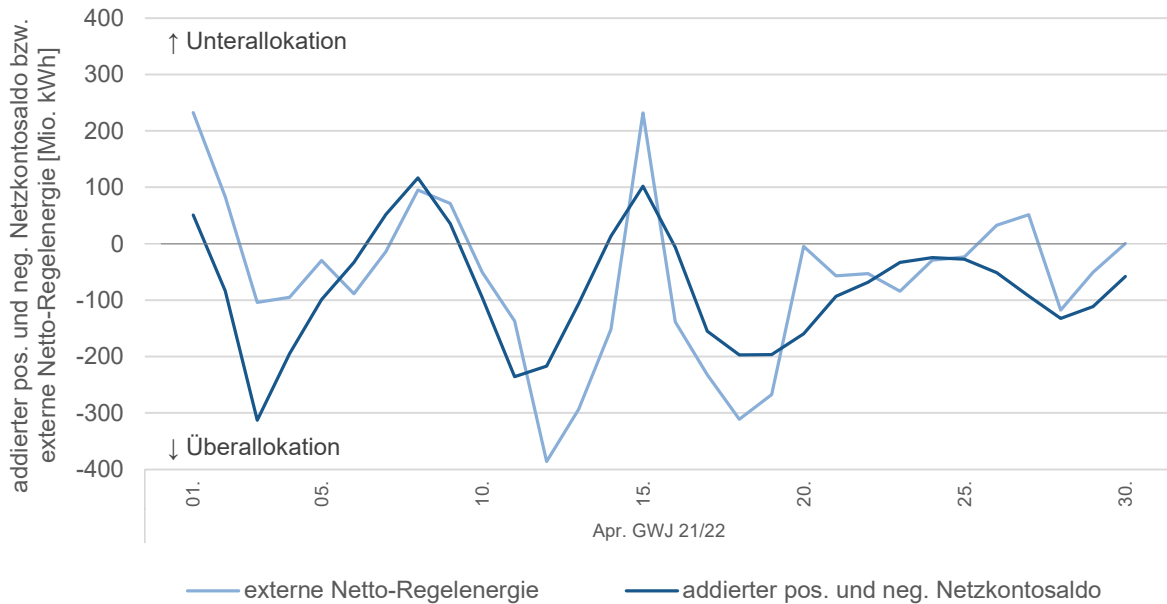


Abbildung 70: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat April, GWJ 21/22, THE

Im April 2022 überwogen die Überallokationen bzw. Netto-Verkaufssituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 46 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat April dar:

	Apr 22
Anzahl Tage mit Unterallokation	6
Anzahl Tage mit Überallokation	24
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	371
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	2.785
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	8
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	22
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	798
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	2.719
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,65
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,42
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	4
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	2

Tabelle 46: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat April, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat April im GWJ 2021/22 bei einem mittleren linearen Zusammenhang.

An 4 Tagen im April 2022 wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An 2 Tagen im April 2022 wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

Monat Juli

Abbildung 71 stellt den Verlauf des täglichen addierten positiven und negativen NKS und Einsatzes externer Netto-Regelenergie für den Monat Juli im GWJ 2021/22 im Marktgebiet THE dar.

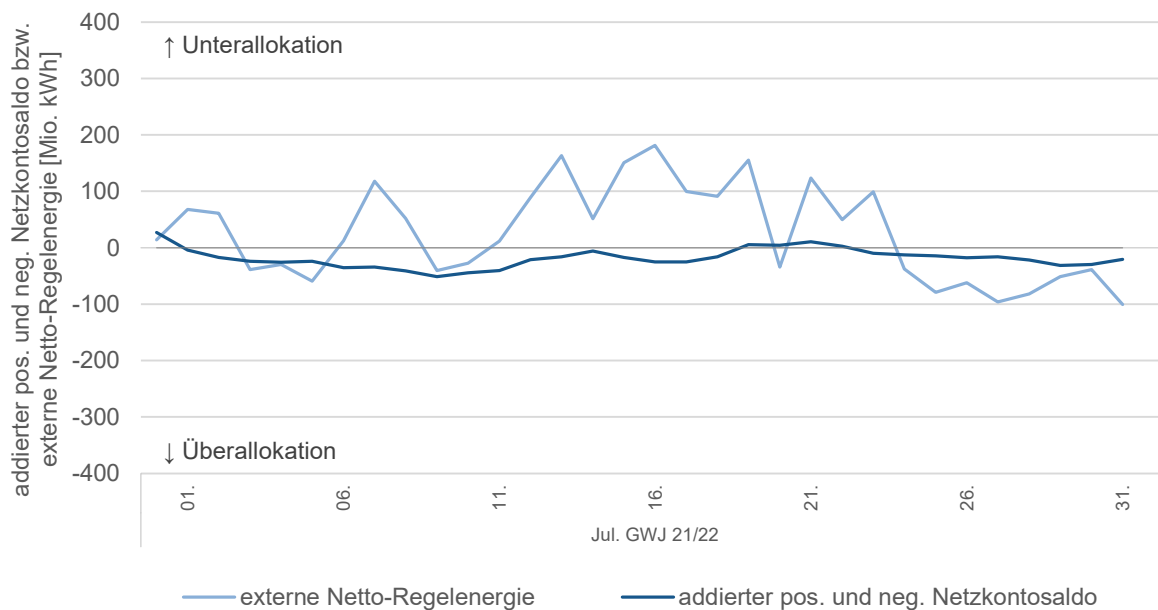


Abbildung 71: NKS und externe Netto-Regelenergie auf Tagesbasis, Monat Juli, GWJ 21/22, THE

Im Juli 2022 überwogen die Überallokationen bzw. Netto-Kaufsituationen von externer Regelenergie sowohl in der Häufigkeit als auch der Gesamtmenge.

Die folgende Tabelle 47 stellt Kennzahlen zur Untersuchung eines möglichen Zusammenhangs zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie im Marktgebiet THE für den Monat Juli dar:

	Jul 22
Anzahl Tage mit Unterallokation	4
Anzahl Tage mit Überallokation	27
Unterallokation insgesamt [Mio. kWh]	22
Überallokation insgesamt [Mio. kWh]	642
Anzahl Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie	17
Anzahl Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie	14
Netto-Kauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	1.575
Netto-Verkauf von ext. Regelenergie insgesamt [Mio. kWh]	778
Anzahl Tage ohne externen Regelenergieeinsatz	0
Korrelationskoeffizient r zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,27
Bestimmtheitsmaß R^2 zw. addiertem pos. und neg. Netzkontosaldo und Netto-Regelenergie	0,0718
Tage mit Netto-Kaufsituation externer Regelenergie trotz Überallokation	14
Tage mit Netto-Verkaufssituation externer Regelenergie trotz Unterallokation	1

Tabelle 47: Kennzahlen Zusammenhang zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie, Monat Juli, GWJ 21/22, THE

Der Korrelationskoeffizient zwischen addiertem positivem und negativem NKS und externer Netto-Regelenergie liegt im Marktgebiet für den Monat Juli im GWJ 2021/22 bei einem schwachen linearen Zusammenhang.

An 14 Tagen im April 2022 wurde mehr externe Regelenergie gekauft als verkauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt negativ (Überallokation) war. An einem Tag im April 2022 wurde mehr externe Regelenergie verkauft als gekauft, obwohl der addierte positive und negative NKS insgesamt positiv (Unterallokation) war.

3.3.8 Prüfung Auswirkungen des Ukrainekriegs

In der gegenwärtigen Gasversorgungssituation kann davon ausgegangen werden, dass die Aufrufe zur Energieeinsparung, die gestiegenen Energiepreise und die gesetzlichen Maßnahmen, die im Zusammenhang mit einer drohenden Gasmangellage ergriffen werden, dazu führen, dass die Gasletzverbraucher ihr Verbrauchsverhalten - soweit es ihnen möglich ist - anpassen und Energie einsparen.

Sofern Letztverbraucher, bei denen der Gasverbrauch über Standard-Lastprofile (SLP-Kunden) erfasst wird, aufgrund der aktuellen Krisensituation erhebliche Gasmengen einsparen, käme es bei unveränderten SLP beim synthetischen Lastprofilverfahren zu Einspeisungen in den Bilanzkreisen, die höher als der Verbrauch/Ausspeisungen wären (Überallokation). Beim analytischen Bilanzierungsverfahren treten Überallokationen aufgrund von Einsparungen der Endkunden systembedingt nicht auf. Die täglich ermittelte Restlast berücksichtigt bereits ein angepasstes Verbrauchsverhalten der Letztverbraucher. Die Effekte der Einsparungen im synthetisch Bilanzierungsverfahren hat die BNetzA mit ihrer Mitteilung Nr. 9 vom 17.08.2022 aufgegriffen und die Netzbetreiber zu einer entsprechenden Überprüfung aufgefordert (vgl. Abbildung 20).

3.3.9 Studien der BDEW-PG Lastprofile Gas

Für das GWJ 2021/2022 wurden folgende Untersuchungen der BDEW-PG Lastprofile Gas durchgeführt:

- Analyse des Verbesserungspotentials der SLP-Allokation durch Anwendung der Optimierungsmethode des Nachweistools für analytisch bilanzierende Netzbetreiber
- Untersuchung der SLP-Allokationsverfahren der Netzbetreiber, die unabhängig vom SLP-Bilanzierungsverfahren (synthetisch oder analytisch) im Jahr 2021 die besten Allokationsgüten erreichten.

3.3.9.1 Potenzial der Optimierungsmethode im analytischen Standardlastprofilverfahren

Es wurde auf Basis von zwei GWJ untersucht, ob die im Nachweistool für analytisch bilanzierende Netzbetreiber hinterlegte Optimierungsmethode in der Anwendung im Folgejahr zu einer signifikanten Verbesserung der Allokationsgüte führt.

Als Datengrundlage dienten hierbei die anonymisierten Daten von 95 analytisch bilanzierenden Netzbetreibern. Hiervon hatten 2 Netzbetreiber eine größere Restlast als 5.000 Mio. kWh/Jahr, 45 hatten eine Restlast von weniger als 5.000 Mio. kWh/Jahr und mehr als 200 Mio. kWh/Jahr und 48 eine Restlast von weniger als 200 Mio. kWh/Jahr.

Da die geografische Verteilung der Netzbetreiber bei der Analyse nicht bekannt war, aber eine Analyse zwingend den Temperaturversatz zwischen dem Tag der Restlastberechnung und dem Tag der Allokationsmeldung erfordert, wurde die Analyse ersatzweise auf Basis einer deutschlandweit gebildeten Ist-Temperaturzeitreihe und Prognose-Temperaturzeitreihe durchgeführt.

Im Ergebnis verwenden 19 der 95 Netzbetreiber bereits ein Optimierungsverfahren und erreichen eine Allokationsgüte von 63,47 kWh/MWh bis 109,67 kWh/MWh, was im Mittel einem Wert von 79,12 kWh/MWh entspricht. Diese Netzbetreiber können nicht durch die errechneten Optimierungsfaktoren des Nachweistools weiter optimiert werden.

Bei einem Netzbetreiber mit ca. 137 kWh/MWh war keine Optimierung möglich. Bei einem zweiten Netzbetreiber wäre es zu einer Verschlechterung gekommen. Die Gründe dafür waren nicht zu ermitteln, da die Werte anonym zur Verfügung gestellt wurden und deshalb Nachfragen nicht möglich waren.

Bei 75 der 95 Netzbetreiber hätte mit den errechneten Optimierungsfaktoren im Folgejahr eine Verbesserung der Allokationsgüte im Mittelwert von 142,75 kWh/MWh auf 92,52 kWh/MWh erreicht werden können, was einer Verbesserung von 35,19 % entspricht. Das größte Optimierungspotential konnte bei einem analytisch bilanzierenden Netzbetreiber festgestellt werden, der mit dem Höchstwert von 191,85 kWh/MWh durch die Optimierungsmethode des Nachweistools eine Allokationsgüte von 86,72 kWh/MWh erreicht hätte.

Auffallend war, dass 92 der 95 Netzbetreiber an mehr als 20 Tagen/Jahr Abweichungen von mehr als +/- 5 % zwischen der vorläufigen Restlastberechnung (D-2 an D-1 für D) und der endgültigen Restlast für D-2 an (M+ 2M+10Wt) zeigen. Vermutlich haben diese Netzbetreiber ähnliche Probleme mit der Geschwindigkeit bei der Datenbeschaffung wie die synthetisch bilanzierenden Netzbetreiber. Die drei Netze, die nicht auffallend waren, waren durchweg kleine Netzbetreiber.

3.3.9.2 SLP-Allokationsverfahren der Netzbetreiber mit der höchsten Allokationsgüte

Es wurde untersucht, welche Allokations- und Optimierungsverfahren die 70 Netzbetreiber verwendet haben, die im Jahr 2021 die beste Allokationsgüte erreicht haben. Die Allokationsgüte dieser Netzbetreiber lag im 10 % -Bereich des unteren Quantils aller Netzbetreiber.

Hiervon waren 8 analytisch bilanzierende Netzbetreiber, deren Optimierungsverfahren auf der Webseite dargestellt und veröffentlicht wird. Bei sieben dieser acht Netzbetreiber wurden die Optimierungsverfahren auf deren Webseite veröffentlicht. Der achte Netzbetreiber wendet einen geringeren Grenzwert für das SLP-Verfahren von max. 500.000 kWh/Jahr an.

Bei den 62 synthetisch bilanzierenden Netzbetreibern wird gesichert von 26 (entspricht ca. 42 %) die Gasprognosetemperatur des DWD bzw. die Gasallokationstemperatur der DTN, ehemals MeteoGroup, angewendet und dies wird auch auf deren Webseite angezeigt. Welche Optimierungsverfahren die weiteren 36 Netzbetreiber verwenden, ließ sich nicht eindeutig klären. Hiervon sind bei 28 Netzbetreiber (entspricht ca. 44 %) anhand der veröffentlichten Parameter Indizien gegeben, dass die Gasprognosetemperatur verwendet wird.

4 Schlussfolgerung und Empfehlungen

Aus den Ergebnissen der durchgeführten Untersuchungen werden 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:

- Das bestehende Anreizsystem auf täglicher Basis kann auch systemkonform tätige NB treffen, die bereits intensiv an der Optimierung der SLP-Allokationsgüte gearbeitet haben:
 - In den GWJ 2018/19 sowie 2019/2020 wurden im Marktgebiet NCG jeweils zwischen 56 % und 58 % der Netzkonten mindestens in einem Monat abgerechnet; im Marktgebiet GASPOOL betrug die entsprechende Quote in diesem Zeitraum 45 % bis 49 %. Daher ist es folgerichtig davon auszugehen, dass auch die NB getroffen werden, die mögliche Optimierungen weitestgehend ausgeschöpft haben. Für das GWJ 2020/21 im Zeitraum von 9 Monaten wurden im Marktgebiet NCG 44% sowie im Marktgebiet Gaspool 37 % abgerechnet. Für 2021/22 ergibt sich eine geringere Abrechnungsquote (THE 25 %).
 - In einigen Netzkonten werden Allokationsgüten 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 Allokationsgüte herangezogen werden (Tabelle 13).
- Das Anreizsystem sollte ohne Anpassung der Modellogik grundsätzlich fortgeführt werden.

- 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.
- In den GWJ 2018/19 und 2019/20 ist eine verringerte Qualität der SLP-Allokation im Vergleich zu den GWJ 2020/21 und 2021/22 ersichtlich. Es kann angenommen werden, dass dies durch die Temperaturverläufe in den GWJ 2018/19 und 2019/20 (insbesondere warme Wintermonate siehe auch Abbildung 27, Abbildung 30 und Abbildung 33) verursacht wurde, denn die Temperatur stellt die maßgebliche Einflussgröße zur Berechnung der Allokation dar. Im GWJ 2021/22¹¹ wurden im Vergleich zu den GWJ 2018/19 und 2019/20 weniger Netzbetreiber dauerhaft abgerechnet, sodass angenommen werden kann, dass weitere Verbesserungsmöglichkeiten durch die Netzbetreiber umgesetzt wurden (siehe, Abbildung 10, Abbildung 11, Abbildung 12, Tabelle 4, Tabelle 5 und Tabelle 6).
- Bei Netzkontosalden, die wesentlich von gaswirtschaftlich üblichen Netzkontosalden abweichen, wurde eine Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 11 KoV XI vorgesehen:
 - Netzbetreiber sind zur Prüfung von Maßnahmen zur Verbesserung der Allokationsgüte verpflichtet, wenn sich die kumulierte absolute Netzkontoabweichung bezogen auf das Kalenderjahr außerhalb des 90 % Quantils der jeweiligen Größengruppe der Netzbetreiber befindet. Die Ausspeisenetzbetreiber mit vergleichsweise geringeren Netzkontoabweichungen sind somit nicht betroffen.
 - Ergibt die Prüfung ein signifikantes und nachhaltiges Verbesserungspotenzial, hat der Netzbetreiber die entsprechenden Maßnahmen zu implementieren.
 - Kommt der Netzbetreiber seiner Verpflichtung zur Prüfung und Verbesserung nicht oder nicht ausreichend nach, so erhebt der Marktgebietsverantwortliche eine Pönale.
 - Erkenntnisse aus der ersten Anwendung der Prüfpflicht § 50 Ziffer 10 KoV XIII: Im Kalenderjahr 2021 wurden über beide Marktgebiete hinweg insgesamt 79 Netzbetreiber zur Prüfung aufgefordert. Davon wurde bei 58 Netzbetreibern ein signifikan-

¹¹ GWJ 2020/21 wegen unterjähriger Marktgebietszusammenlegung systematisch nicht vergleichbar.

tes und nachhaltiges Verbesserungspotential ermittelt, verbunden mit der Aufforderung, entsprechende Maßnahmen zur Verbesserung bis zum 01. Juli 2022 umzusetzen (siehe nachfolgende Tabelle). Zum 01. Juli 2022 sind davon 56 Netzbetreiber der Aufforderung nachgekommen. Zwei Netzbetreiber haben in Absprache mit dem MGV eine längere Implementierungsfrist bis zum 01. Oktober 2022 vereinbart. In beiden Fällen ist das identifizierte Verbesserungspotential die Einführung der Gasprognosetemperatur (GPT). Nähere Informationen sind dem Bericht des MGV zu entnehmen.¹² Auswirkungen der Umstellung gehen in folgenden Evaluierungsbericht ein.

Anzahl NB	SLP-Verfahren	Umgesetzte Maßnahmen
35	Synthetisch	Gasprognosetemperatur
11	Synthetisch	Gasprognosetemperatur oder alternative Profilausprägung
3	Synthetisch	Alternative Profilausprägung
7	Analytisch	Implementierung Optimierungsfaktorverfahren
2	Synthetisch	Längere Implementierungsfrist (01. Oktober 2022); aufgeforderte Maßnahme: GPT

Tabelle 48: Umgesetzte Maßnahmen nach Aufforderung 01. Juli 2021

- Zum Zweck der operativen Umsetzung wurden jeweils für das synthetische und analytische Standardlastprofilverfahren Prüfroutinen als Anlage zum Leitfaden SLP ab KoV XI aufgenommen, mit denen die Möglichkeit zur Verbesserung der Qualität der SLP-Allokation untersucht werden kann.
- Weitere Erkenntnisse zur Wirkung der erweiterten Regelung nach § 50 Ziffer 10 KoV XIII werden erst zum nachfolgenden Evaluierungsbericht vorliegen. Daher wird empfohlen, das

¹² Kurzbericht 2022 des MGV gemäß § 50 Ziffer 10 Kooperationsvereinbarung

bestehende Anreizsystem der täglichen Netzkontensystematik unverändert beizubehalten sowie die erweiterten Regelungen nach § 50 Ziffer 10 KoV XIII anzuwenden.

4.2 Zusammenhangsanalyse zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie

Hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Netzkontosalden und dem Einsatz externer Regelenergie wird festgehalten:

- Die täglichen addierten positiven und negativen Netzkontosalden („Marktgebietssalden“) und der Einsatz täglicher externer Netto-Regelenergie weisen eine schwache bis mittlere lineare Korrelation auf (Tabelle 36 bis Tabelle 47).
- 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 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. Das Ziel, die Netzkontosalden gering zu halten, wird weiterhin beibehalten.
- Eine Systemgefährdung, die Maßnahmen nach § 16 EnWG zur Folge gehabt hätte, trat im Betrachtungszeitraum nicht auf, obgleich negative Tagesmitteltemperaturen von bis zu -8°C vorkamen.

4.3 Prognosegüte der SLP

Das aktuell praktizierte Allokationsverfahren für Ausspeisepunkte ohne stündliche Energie-mengenerfassung (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 tagesscharf 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 Bilanzierungsumlagekonten 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:

- Für einzelne Monate oder Jahreszeiten unübliche Tagesmitteltemperaturen wirken sich in der Regel negativ auf die Allokationsgüte aus. Dies ist im betrachteten Zeitraum in den GWJ 2018/19 bis 2021/22 deutlich zu erkennen.
- Die Temperaturcharakteristik keines der GWJ gleicht tendenziell der Temperaturcharakteristik eines der anderen betrachteten GWJ (vergl. Abbildung 27, Abbildung 30 sowie Tabelle 14 bis Tabelle 17).
- Vor dem Hintergrund der Marktsituation, die infolge des Ukraine-Krieges zu einer mit einem hohen Preisniveau einhergehenden angespannten Beschaffungssituation in der Gaswirtschaft geführt hat, würden insbesondere auch Einsparungen von Haushaltskunden eine

drohende bundesweite Gasmangellage im Winter 2022/2023 verhindern. Gleichzeitig erschien es folgerichtig, den Marktbeteiligten die Möglichkeit zu eröffnen, diese Einsparpotentiale auch in den Allokationen des synthetischen Standardlastprofilverfahrens (SLP-Verfahren) zu berücksichtigen und diese damit an die veränderte Marktsituation anzupassen.

Diese Marktsituation wurde dabei als außergewöhnlich eingeschätzt, so dass von einem „begründeten Ausnahmefall“ im Sinne Anwendung von § 24 Abs. 4, Satz 5 GasNZV ausgegangen werden konnte und damit in diesem Ausnahmefall eine unterjährige Anpassung der Jahresverbrauchsprognose gerechtfertigt erschien, sofern eine unternehmensindividuelle Überprüfung durch den Netzbetreiber systematische und signifikante Überspeisungen ergab.

Erkenntnisse hierzu werden erst zum nachfolgendem Evaluierungsbericht vorliegen.

- Es kann weiterhin vermutet werden, dass nicht wenige NB die Erweiterung nach § 50 Ziffer 10 KoV XIII zum Anlass genommen haben, sich erneut mit der Überprüfung der Stammdaten und den Prozessen rund um die SLP-Anwendung zu beschäftigen. Grundvoraussetzung zur Anwendung der Allokationsverfahren nach Leitfaden SLP sind die korrekte Anwendung von Prozessen und Stammdaten.
- 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:
 - Der analoge Verlauf der positiven und negativen Netzkontosalden der Marktgebiete anhand der Abbildung 18 und 19 in den GWJ 2018/19 bis 2020/21 legt die Schlussfolgerung nahe, dass 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:

- 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 jedoch nicht die Optimierungsmöglichkeit durch die Anwendung der Gasprognosetemperatur nach SLP-Leitfaden ein, die seit dem 01. Oktober 2020 in die Prüfroutinen nach § 50 Ziffer 11 KoV XI aufgenommen wurde.
- Die aktuelle Tagesmitteltemperatur ist für die Prognose der Ausspeisemenge von SLP-Kunden eine wesentliche, aber nicht die einzig relevante Größe:
 - Offensichtlich haben neben der Tagesmitteltemperatur auch noch andere Wetterbedingungen, kalendarische Zusammenhänge, kundenindividuelles Verbraucherverhalten sowie nicht näher identifizierbare Faktoren einen teils wesentlichen Einfluss auf die durch die SLP-Kunden entnommene Ausspeisemenge (bspw. Abbildung 36, und Abbildung 39 und Abbildung 42). Deutlich wird dies dadurch, dass bei gleicher Tagesmitteltemperatur in den verschiedenen Jahreszeiten andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden. Auch kann beobachtet werden, dass bei gleicher Tagesmitteltemperatur und gleicher Jahreszeit im Vergleich zwischen den GWJ teils deutlich andere Mengen von den SLP-Kunden bezogen werden (bspw. Abbildung 37 und Abbildung 40 und Abbildung 43).
 - Einen weiteren systemimmanenten Fehler stellt hier die Prognoseabweichung seitens 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 Tagesmitteltemperatur als einzige Führungsgröße etabliert. Diese Führungsgröße wurde ab Oktober 2018 mit der Einführung der Gasprognosetemperatur weiterentwickelt. Die Gasprognosetemperatur berücksichtigt die oben genannten Einflussfaktoren.
 - Die Gasprognosetemperatur (GPT) 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 der GPT 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.

- 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 darf derzeit auch dann, wenn er eine evtl. Fehlprognose für den Folgetag aufgrund langjähriger betrieblicher Erfahrungswerte 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 jeweiligen Netzgebiet zu ermöglichen. Auch ergänzende Werkzeuge sind wichtige Hilfsmittel (bspw. die Gasprognosetemperatur, 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.

- Für synthetisch bilanzierende Netzbetreiber wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung der GPT empfohlen; für Netzbetreiber, die der Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 10 KoV XIII unterliegen, ist dies verpflichtend. Hierbei ist zu beachten:
 - Eine Anwendung der GPT ist ohne vorherige Netzkontoanalyse nicht angeraten, da diese im Einzelfall auch zu einer Verschlechterung der Allokationsgüte des Netzbetreibers führen kann.
 - Die GPT kann eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den Netzbetreibern nicht ersetzen. Vielmehr stellen diese Maßnahmen die Grundvoraussetzungen dar, ohne deren vorherige Durchführung auch die Verwendung der GPT scheitern wird.
 - Für die erste Indikation kann die Excel-Anwendung der Prüfroutine Nachweistool synthetisches Verfahren nach Leitfaden SLP herangezogen werden.

- Für analytisch bilanzierende Netzbetreiber wird zur Verbesserung der Allokationsgüte die Prüfung der Anwendung von Optimierungsverfahren nach Leitfaden SLP bzw. entsprechend der Prüfroutine empfohlen. Vor der Anwendung von Optimierungsverfahren sind die Restlastberechnung sowie die Ersatzwertbildung zu überprüfen. Für Netzbetreiber, die der

Prüfpflicht nach § 50 Ziffer 10 KoV XIII unterliegen, ist dies verpflichtend. Hierbei ist zu beachten:

- Die Optimierungsfaktoren müssen in regelmäßigen Abständen aktualisiert werden.
- Die Optimierungsverfahren können eine Stammdaten- und Prozessbereinigung bei den Netzbetreibern nicht ersetzen. Zum Beispiel ist auch im erweiterten analytischen Verfahren die korrekte Kundenwertberechnung für die Berechnung der Zerlegungsfaktoren zwingend erforderlich.
- Für die erste Indikation kann die Excel-Anwendung der Prüfroutine Nachweistool analytisches Verfahren nach Leitfaden SLP herangezogen 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