



OSTBAYERISCHE  
TECHNISCHE HOCHSCHULE  
REGENSBURG



# Masterthesis

zum Erlangen des akademischen Grades  
Master of Science (M.Sc.)

---

---

Entwicklung eines Regelverfahrens für einen optimierten und  
zentralen Blindleistungsabruf zur Beeinflussung des  
Blindleistungshaushalts von Mittelspannungsnetzen unter  
Einhaltung von Netzrestriktionen

---

---

*vorgelegt von:*

Johannes Rauch

*Erstgutachter:*

Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl

*Zweitgutachter:*

Prof. Dr.-Ing. Franz Fuchs

Studiengang: Applied Research in Engineering Sciences  
Fakultät: Elektro- und Informationstechnik  
Institution: Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg  
Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher  
Matrikel-Nr.: 3090305  
Abgabe: 15. Juni 2018



„Die fortschreitende Entwicklung des Menschen hängt in lebenswichtiger Weise von Erfindungen ab.“

-

**Nikola Tesla**



OSTBAYERISCHE  
TECHNISCHE HOCHSCHULE  
REGENSBURG

# ERKLÄRUNG ZUR MASTERARBEIT VON

*Johannes Rauch*

im Studiengang

*Master of Applied Research in Engineering Sciences*

1. Mir ist bekannt, dass dieses Exemplar der Masterarbeit als Prüfungsleistung in das Eigentum der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg übergeht.
2. Ich erkläre hiermit, dass ich diese Masterarbeit selbständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Regensburg, den 15. Juni 2018

---

JOHANNES RAUCH

# KURZFASSUNG

Die Energiewende führt zu neuen Herausforderungen für Verteilungsnetzbetreiber hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen, der Integration weiterer Erzeugungsanlagen und Lasten sowie der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und normgerechten Spannungsqualität. Die Deckung der auftretenden Blindleistungsbedarfe seitens der Netzbetriebsmittel, Verbraucher und Erzeugungsanlagen gewinnt durch den Wegfall der Großkraftwerke für Netzbetreiber zunehmend an Bedeutung. Das Projekt SyNErgie beschäftigt sich diesbezüglich mit der Entwicklung neuartiger Blindleistungsmanagementsysteme für Mittelspannungsnetze. Ziel ist es, das bisher ungenutzte, freie Blindleistungspotential betrieblicher Kompensationsanlagen und dezentraler Erzeugungsanlagen (allgemein: Blindleistungsquellen) zu nutzen, um die Blindleistungsänderungsfähigkeit eines Verteilungsnetzes zu erhöhen. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Entwicklung eines zentralen Blindleistungsregelsystems, bei dem Blindleistungsquellen auf Basis von „Optimal Power Flow“-Berechnungen über eine zentrale Recheninstanz angesteuert werden. Zum Einsatz kommt dabei ein Optimierungsalgorithmus, der auf Basis des aktuellen Netzzustandes (Spannungs- und Auslastungsreserven) und des aktuellen Blindleistungspotentials der Blindleistungsquellen einen bedarfsoptimalen Abruf koordiniert. Das zentrale Regelverfahren wird in Netzmodellen verschiedenartiger Mittelspannungsnetzgruppen und unterschiedlicher Art und Anzahl von Blindleistungsquellen angewendet sowie im Hinblick auf variierende Zielvorgaben und Randbedingungen evaluiert und diskutiert.

# ABSTRACT

The energy transition leads to extensive challenges for distribution system operators. This includes the system service delivery, the integration of new loads and plants into the existing grid and the guarantee of a high supply security and quality. Due to the elimination of conventional power plants a new aspect is emerging: covering the reactive power demand of grid operating resources, consumers and producers. The project SyNErgie deals with the development of a new reactive power management for medium voltage distribution grids. The aim is to use the potential of reactive power compensation systems or decentralized energy plants (general: reactive power sources) to increase the reactive power ability of distribution grids. This work deals with the development of a centralized reactive power control method, which controls reactive power sources by using optimal power flow techniques with a central computer. An optimization algorithm is used to coordinate a reactive power retrieval tuned to requirement. Thereby the current grid status (voltage and capacity reserves at grid nodes and power lines) and the current reactive power potential of the reactive power sources are influencing quantities. The centralized control system will be applied in grid models of various medium voltage grids and with different kinds and numbers of reactive power sources. The evaluation and discussion of the centralized control system are made with regard to different target sets and boundary conditions.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>XVII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XVIII</b>
<b>Symbolverzeichnis</b> .....	<b>XIX</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation.....	1
1.2 Problemstellung im Kontext des Projektes SyNErgie .....	2
1.3 Zielsetzung der Arbeit .....	2
1.4 Aufbau der Arbeit .....	3
<b>2 Grundlagen zur Entwicklung einer zentralen Blindleistungsregelung mit Optimierung</b> .....	<b>4</b>
2.1 Definition relevanter Begrifflichkeiten.....	4
2.2 Vorstellung betrachteter Mittelspannungsnetzgruppen .....	6
2.3 Grundlagen zur Sensitivitätsanalyse von Spannungs-, Wirk- und Blindleistungssensitivitäten .....	8
2.4 Grundlagen des Operations Research und Vergleich verschiedener Optimierungsmethoden.....	13
2.4.1 Mathematisch exakte Optimierungsmethoden.....	15
2.4.1.1 Lineare Optimierung.....	16
2.4.1.2 (Gemischt-)Ganzzahlige Optimierung .....	17
2.4.1.3 Nichtlineare Optimierung .....	20
2.4.2 Heuristische Verfahren .....	21
2.4.2.1 Konstruktionsheuristiken .....	22
2.4.2.2 Verbesserungsheuristiken .....	22
2.4.3 Entscheidungstheoretische Verfahren.....	24
2.5 Stand der Optimierungstechnik in Energieversorgungssystemen.....	25

<b>3</b>	<b>Entwicklung eines Regelverfahrens für einen optimierten und zentralen Blindleistungsabruf</b>	<b>26</b>
	3.1 Konzeptionierung des zentralen Regelverfahrens	26
	3.2 Anforderungen an das Regelverfahren	28
	3.3 Einflussgrößen des Regelverfahrens	30
	3.3.1 Technisches Blindleistungspotential der Blindleistungsquellen	30
	3.3.1.1 Technisches Blindleistungspotential von MS-Erzeugungsanlagen	30
	3.3.1.2 Technisches Blindleistungspotential von Industriebetrieben	31
	3.3.2 Restriktion durch Belastungs- und Spannungsgrenzen	32
	3.4 Optimierung des Blindleistungsabrufs	35
	3.4.1 Zielsetzung der Optimierungsaufgabe	35
	3.4.2 Auswahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens	36
	3.4.3 Mathematische Modellbildung der Optimierungsaufgabe	38
	3.4.3.1 Zielfunktion	38
	3.4.3.2 Nebenbedingungen	39
	3.4.4 Auswahl eines geeigneten Lösungsalgorithmus	44
	3.5 Technische Umsetzung des Regelprozesses	46
<b>4</b>	<b>Simulationsbasierte Evaluierung, Anwendung und Diskussion des zentralen Regelverfahrens</b>	<b>51</b>
	4.1 Simulationsumgebung und -parameter	51
	4.1.1 Blindleistungspotentiale der Blindleistungsquellen	52
	4.1.2 Restriktive Vorgaben	54
	4.2 Evaluierung des zentralen Regelverfahrens anhand ausgewählter Simulationsszenarien in der industriegeprägten Netzgruppe 1	55
	4.2.1 Vorgabe eines konstanten Sollwertes	55
	4.2.2 Implementierung von Q-Quellen an kritischen Netzknoten unter Verschärfung der Grenzwertvorgaben	61
	4.2.3 Erhöhung des Blindleistungspotentials der Q-Quellen	69
	4.2.4 Variation der Sollvorgabe	73
	4.3 Anwendung des Regelverfahrens mit konstanter Sollwertvorgabe in Netzgruppe 2 und 3	74
	4.4 Diskussion des entwickelten Regelverfahrens	80
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>83</b>

---

<b>A Anhang</b> .....	<b>85</b>
A.1 Kontinuierliche Sollwertanpassung .....	85
A.2 Blindleistungspotentiale ausgewählter Blindleistungsquellen.....	86
A.1.1 Induktive Blindleistungspotentiale .....	86
A.1.2 Kapazitive Blindleistungspotentiale .....	90
A.3 Schematische und geografische Netzpläne der betrachteten Netzgruppen mit Kennzeichnung der Blindleistungsinjektionsorte .....	94
A.4 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG1 für das Szenario $Q_{\text{Soll}} = 0$ kVAr mit Standardpotential .....	97
A.5 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG1 für das Szenario $Q_{\text{Soll}} = 0$ kVAr mit erhöhtem Potential .....	99
A.6 Blindleistungsbedarfe der Netzbetriebsmittel in NG3 .....	101
A.7 Korrelation zwischen dem Blindleistungspotential von PV1 und dem Blindleistungsbedarf von NG3 .....	103
A.8 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG2 für das Szenario $Q_{\text{Soll}} = 0$ kVAr mit Standardpotential .....	104
A.9 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG3 für das Szenario $Q_{\text{Soll}} = 0$ kVAr mit Standardpotential .....	106
A.10 Exemplarischer Ausschnitt des Ausgabefensters und der tabellarischen Ergebnisprotokollierung des zentralen Regelverfahrens .....	108
 <b>Literaturverzeichnis</b> .....	 <b>110</b>
 <b>Datenträger</b> .....	 <b>115</b>



## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 2.1:</b>	Blindleistungsbedarf und -abruf in Bezug auf verschiedene exemplarische Sollwertvorgaben: $\cos\varphi$ -Grenzvorgabe <b>(a)</b> Kompensation auf Sollbereich <b>(b)</b> vollständige Kompensation <b>(c)</b> an beispielhaft angedeuteten $P$ - $Q$ -Wolken .....	5
<b>Abbildung 2.2:</b>	$P$ - $Q$ -Betriebszustände der betrachteten NG für das Betrachtungsjahr 2015 in 15-Minuten-Auflösung (x, orange: NG1 mit industriegeprägtem Versorgungsgebiet; o, blau: NG2 mit innerstädtischem Versorgungsgebiet; $\Delta$ , grün: NG3 mit ländlichem Versorgungsgebiet) .....	6
<b>Abbildung 2.3:</b>	Schematische Darstellung einer Blindleistungsinjektion zur Verdeutlichung der Wirk- und Blindleistungssensitivitätskomponenten an Zweigelementen.....	12
<b>Abbildung 2.4:</b>	Nichtkonvexer Bereich <b>(a)</b> ; konvexer Bereich <b>(b)</b> und konvexes beschränktes Polyeder <b>(c)</b> in Anlehnung an [14].....	16
<b>Abbildung 2.5:</b>	Grafische Darstellung der zulässigen Lösungsmenge (blau), der Zielfunktion (orange) und des Optimalpunktes (grün) eines zweidimensionalen LP-Modells mit drei Restriktionen (Maximierungsfall) in Anlehnung an [20] .....	17
<b>Abbildung 2.6:</b>	Grafische Darstellung der zulässigen Lösungspunkte (o, rot), des konvexen Polyeders des IP-Modells (rot) mit den Optimalpunkten (grün) im Vergleich zum Lösungsraum des LP-Modells des Beispiels aus 2.4.1.1 in Anlehnung an [20] .....	18
<b>Abbildung 2.7:</b>	Grafische Darstellung des Branch-and-Bound-Verfahrens <b>(a)</b> und des Schnittebenenverfahrens <b>(b)</b> zur Lösung von IP-Modellen anhand des Beispiels aus 2.4.1.1 in Anlehnung an [21, 22].....	20
<b>Abbildung 2.8:</b>	Exemplarische Darstellung einer Funktion mit globalen und lokalen Optima .....	23
<b>Abbildung 3.1:</b>	Regelungsprinzip des zentralen Blindleistungsmanagementsystems .....	27
<b>Abbildung 3.2:</b>	Schematische Darstellung des zentralen Blindleistungsregelverfahrens in einem exemplarischen MS-Netz mit BKA als $Q$ -Quellen .....	27

- Abbildung 3.3:** Leistungsdiagramm mit geforderter Blindleistungsstellfähigkeit (grün) in Anlehnung an die geforderten Betriebsstellgrenzen  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,95$  und  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  (rot) von MS-EZA im MDN-Netz..... 31
- Abbildung 3.4:** Ersatzschaltbild und Aufteilung des Spannungsbandes eines Verteilungsnetzes auf Grundlage von Planungswerten am Beispiel der Netzbetreiber MFN (orange) und MDN (blau) für den Stark- und Schwachlastfall..... 33
- Abbildung 3.5:** Betrag der Maximalwerte der Wirkleistungssensitivitäten (o, orange) und Blindleistungssensitivitäten (x, blau) je Leitung  $k$  aus einer Sensitivitätsanalyse in der industriegeprägten NG1 (Blindleistungsinjektionsort: Betrieb mit größter installierter Leistung, Datenbasis: Jahressimulation in 15-Minuten-Auflösung für das Jahr 2015)..... 42
- Abbildung 3.6:** Prozessdiagramm des simulationsbasierten zentralen Regelverfahrens für einen optimierten Blindleistungsabruf..... 47
- Abbildung 3.7:** Isolinien der Spannungssensitivitäten einer Freileitung (Typ 94-AL1/15-ST1A; Länge 20 km;  $X/R = 1,2$ ;  $S_{th, max} = 12,12$  MVA) in Abhängigkeit des Wirk- und Blindleistungsarbeitspunktes innerhalb der Grenzen  $U_C \pm 10\%$  und  $SAP_{Sth, max} \leq 100\%$  [47]..... 49
- Abbildung 4.1:** Blindleistungspotentiale der betrachteten Blindleistungsquellen in den drei betrachteten MS-Netzen (orange: NG1; blau: NG2; grün: NG3), wobei die dunkelsten Farbabstufungen die gesicherten Potentiale (auch in Zahlen angegeben), die mittleren Farbabstufungen die Mediane der Potentiale und die hellsten Farbabstufungen die Minimalwerte (kapazitiv) bzw. Maximalwerte (induktiv) der Blindleistungsquellen angeben..... 53
- Abbildung 4.2:** Ausgewählte Ausschnitte des zeitlichen Verlaufs von Blindleistungspotentialen verschiedener Blindleistungsquellen; Wochenausschnitt des induktiven Blindleistungspotentials von BKA1 in NG1 (a) und Tagesausschnitt des Blindleistungspotentials von PV3 in NG3 (b) ..... 54
- Abbildung 4.3:** Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf (x, blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, orange) über ein gesamtes Jahr (2015)..... 56

- Abbildung 4.4:** Zeitliche Gegenüberstellung der aggregierten Blindleistungspotentiale der drei BKA aus NG1 (orange) mit dem Blindleistungsbedarf von NG1 (graublau) und Darstellung der unkompensierbaren Blindleistung (rot) am Beispiel von KW 14 und 15 im Jahr 2015..... 56
- Abbildung 4.5:** Ursachenanalyse hinsichtlich des Erreichens der Zielvorgabe nach Gl. (4.1) ..... 57
- Abbildung 4.6:** Analyse der minimal auftretenden Spannung (an einem Netzknoten an einem Strangende (SS942)) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche (KW 27 im Jahr 2015) des zeitlichen Verlaufs der Spannungsverhältnisse an SS942 (a) und Histogramm der auftretenden Minimalspannungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b)..... 58
- Abbildung 4.7:** Analyse der maximal auftretenden Spannung (an der UW-SS) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche (KW 27 im Jahr 2015) des zeitlichen Verlaufs der Spannungsverhältnisse an der UW-SS (a) und Histogramm der auftretenden Maximalspannungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b) ..... 59
- Abbildung 4.8:** Analyse der maximal auftretenden Auslastung (Zuleitung zum UW (28-0170-593)) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche des zeitlichen Verlaufs der Auslastungsverhältnisse an Leitung 28-0170-593 (a) und Histogramm der auftretenden Maximalauslastungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b) ..... 60
- Abbildung 4.9:** Schematischer Netzplan von NG1 mit Kennzeichnung der Blindleistungsinjektionsorte der Extremszenarien mit Ausreizung der unteren Spannungsgrenze (hellblau), der oberen Spannungsgrenze (dunkelblau) und der Auslastungsgrenze (rot) ..... 62
- Abbildung 4.10:** Zeitlicher Verlauf der Spannungsverhältnisse an der UW-SS im Maximalspannungsszenario vor dem Blindleistungsabruf (blau), nach dem Blindleistungsabruf mit der Grenzwertvorgabe von 1,055 p. u. (orange) und mit der verschärften Grenzwertvorgabe von 0,99 p. u. (grün) am Beispiel von KW 6 im Jahr 2015..... 64
- Abbildung 4.11:** Zeitlicher Verlauf der Spannungsverhältnisse an SS942 im Minimalspannungsszenario vor dem Blindleistungsabruf (blau), nach

	dem Blindleistungsabruf mit der Grenzwert-vorgabe von 0,95 p. u. (orange) und mit der verschärften Grenzwertvorgabe von 0,98 p. u. (grün) in KW 6 und 7 .....	65
<b>Abbildung 4.12:</b>	Zeitlicher Verlauf der errechneten Änderung der Abrufleistung durch die Arbeitskorrektur im Monat Februar im Jahr 2015 mit exemplarischer Auflistung der Kenndaten des rot eingekreisten Zeitpunktes in Tabelle 4.2.....	66
<b>Abbildung 4.13:</b>	Zeitliche Verläufe (03.02.2015 – 16.02.2015) der Auslastungswerte an Leitung 28-0170-593 vor dem Blindleistungsabruf (blau) ( <b>a</b> ) sowie nach dem Blindleistungsabruf ( <b>b</b> ) bei einer Grenzwertvorgabe von 100 % (grün) und 50 % (orange) .....	67
<b>Abbildung 4.14:</b>	Zeitlicher Verlauf des Q-Verhaltens in NG1 vor (blau) und nach dem Blindleistungsabruf im Maximalauslastungsszenario (magenta), Minimalspannungsszenario (cyan) und Maximalspannungsszenario (grün) mit den jeweils verschärften Grenzwertvorgaben ( $U_{\max,UW-SS} = 0,99$ p. u.; $U_{\min,SS942} = 0,98$ p. u.; $c_{\max,28-0170-593} = 50$ %) am Beispiel von KW 6 und 7 im Jahr 2015 .....	68
<b>Abbildung 4.15:</b>	Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf (x, blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, orange) über ein gesamtes Jahr (2015) .....	69
<b>Abbildung 4.16:</b>	Jahreszeitlicher Verlauf des Blindleistungsverhaltens nach der ersten Regeliteration (blau) und zweiten Regeliteration (orange) des zentralen Regelverfahrens mit Kennzeichnung der Regelabweichungstoleranz von $e = \pm 10$ kVar (rot, gestrichelt) .....	70
<b>Abbildung 4.17:</b>	Zeitlicher Verlauf der abgerufenen Blindleistung der einzelnen Q-Quellen in NG1 (BKA1: blau; BKA2: orange und BKA3: grün) am Beispiel von KW 16 im Jahr 2015 .....	71
<b>Abbildung 4.18:</b>	Aufteilung der Blindleistungsabrufe an die Q-Quellen in NG1 (Angaben beziehen sich auf die Anzahl der Ansteuerungen dividiert durch die Gesamtanzahl der Zeitpunkte).....	71
<b>Abbildung 4.19:</b>	Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf (x, blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, orange) über ein gesamtes Jahr (2015) .....	73

<b>Abbildung 4.20:</b>	Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG3 (Jahr 2016) vor dem Q-Abruf (x, grün) mit dem Blindleistungshaushalt nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, rot).....	74
<b>Abbildung 4.21:</b>	Gegenüberstellung der ursprünglichen Blindleistungshaushalte von NG2 (Jahr 2015) und NG3 (Jahr 2016) vor dem Q-Abruf (NG2: $\diamond$ ,orange; NG3: x, grün) mit dem Blindleistungshaushalt nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (NG2: +, türkis; NG3: o, rot).....	75
<b>Abbildung 4.22:</b>	Ursachenanalyse hinsichtlich des Erreichens der Zielvorgabe nach Gl. (4.9) in NG3 <b>(a)</b> und NG2 <b>(b)</b> .....	77
<b>Abbildung 4.23:</b>	Häufigkeitsverteilung der auftretenden maximalen Spannungen <b>(a)</b> , der minimal auftretenden Spannungen <b>(b)</b> und der maximal auftretenden Auslastungen <b>(c)</b> in NG2 vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf im gesamten Jahr 2015.....	78
<b>Abbildung 4.24:</b>	Zeitlicher Verlauf der Stufenschalterposition am UW-Transformator (grün) <b>(a)</b> sowie der Spannung an der UW-SS (maximale Spannung im Netz) vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf an einem Werktag (30. April 2015) <b>(b)</b> .....	78
<b>Abbildung 4.25:</b>	Häufigkeitsverteilung der auftretenden maximalen Spannungen <b>(a)</b> , der minimal auftretenden Spannungen <b>(b)</b> und der maximal auftretenden Auslastungen <b>(c)</b> in NG3 vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf im gesamten Jahr 2016.....	79
<b>Abbildung A.1:</b>	Kontinuierliche, lastabhängige Sollwertanpassung am UW-Transformator in NG3 im Netzgebiet der MDN .....	85
<b>Abbildung A.2:</b>	Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA1 in NG1 .....	86
<b>Abbildung A.3:</b>	Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA2 in NG1 .....	87
<b>Abbildung A.4:</b>	Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA3 in NG1 .....	87
<b>Abbildung A.5:</b>	Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA1 in NG2.....	88
<b>Abbildung A.6:</b>	Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV1 in NG3.....	88
<b>Abbildung A.7:</b>	Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV2 in NG3.....	89
<b>Abbildung A.8:</b>	Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV3 in NG3.....	89
<b>Abbildung A.9:</b>	Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA1 in NG1.....	90
<b>Abbildung A.10:</b>	Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA2 in NG1.....	91
<b>Abbildung A.11:</b>	Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA3 in NG1.....	91
<b>Abbildung A.12:</b>	Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA1 in NG2.....	92
<b>Abbildung A.13:</b>	Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV1 in NG3.....	92

<b>Abbildung A.14:</b> Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV2 in NG3 .....	93
<b>Abbildung A.15:</b> Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV3 in NG3 .....	93
<b>Abbildung A.16:</b> Schematischer Netzplan von NG1 mit Kennzeichnung der Injektionsorte der Blindleistungsquellen und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungsextrema aufweisen.....	94
<b>Abbildung A.17:</b> Schematischer Netzplan von NG2 mit Kennzeichnung des Injektionsorts der Blindleistungsquelle und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungsextrema aufweisen.....	95
<b>Abbildung A.18:</b> Geografischer Netzplan von NG3 mit Kennzeichnung der Injektionsorte der Blindleistungsquellen und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungsextrema aufweisen.....	96
<b>Abbildung A.19:</b> Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators .....	97
<b>Abbildung A.20:</b> Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators .....	98
<b>Abbildung A.21:</b> Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der Regelung mit Sollwertvorgabe $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators .....	98
<b>Abbildung A.22:</b> Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung eines erhöhten Potentials von $\pm 5 \text{ MVar}$ mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators .....	99

- Abbildung A.23:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der zentralen Regelung mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des erhöhten Potentials von  $\pm 5 \text{ MVar}$  mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 100
- Abbildung A.24:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der Regelung mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung eines erhöhten Potentials von  $\pm 5 \text{ MVar}$  mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators 100
- Abbildung A.25:** Blindleistungsverhalten von Netzbetriebsmitteln (Blindleistungsverhalten von typischen HS-/MS- Transformatoren unterschiedlicher Bemessungsleistung in Abhängigkeit der Belastung (a) und Blindleistungsverhalten von typischen MS-Leitungen; die oberen Linien stehen für zwei Freileitungstypen, die unteren Linien stehen für zwei Kabelversionen (b) [4] ..... 101
- Abbildung A.26:** Blindleistungsbedarfe der Leitungen (eingefärbt mit der vorherrschenden Leitungshöchstauslastung im Netz), der Transformatoren (orange) und im Gesamtverhalten (blau) innerhalb eines simulierten Jahres ..... 102
- Abbildung A.27:** Korrelationsverhalten zwischen dem Blindleistungsbedarf von NG3 und dem kapazitiven Blindleistungspotential von PV1 für das Jahr 2016 ..... 103
- Abbildung A.28:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 104
- Abbildung A.29:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 105

- Abbildung A.30:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 105
- Abbildung A.31:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 106
- Abbildung A.32:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 107
- Abbildung A.33:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $QSoll = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators ..... 107
- Abbildung A.34:** Exemplarischer Ausschnitt des Ausgabefensters im Lastflussberechnungsprogramm PowerFactory bei Durchführung des zentralen Regelverfahrens ..... 108
- Abbildung A.35:** Exemplarischer Ausschnitt der tabellarischen Ergebnistabelle bei Durchführung des zentralen Regelverfahrens ..... 109



## Tabellenverzeichnis

<b>Tabelle 2.1:</b>	Netzsteckbrief der betrachteten MS-NG mit Kenndaten aus dem Jahr 2015.....	7
<b>Tabelle 2.2:</b>	Exemplarische Sensitivitätswerte zu den Messstellen aus Abbildung 2.3 .....	12
<b>Tabelle 3.1:</b>	Übersicht und Priorisierung der identifizierten Anforderungen des Regelverfahrens.....	28
<b>Tabelle 3.2:</b>	Spannungsplanwerte und -grenzwerte für MS/NS-Transformatorstationen der Netzbetreiber MDN und MFN (Werte gelten für die Spannung an der Oberspannungsseite der MS/NS-Transformatoren) .....	34
<b>Tabelle 3.3:</b>	Gewichtete Entscheidungsmatrix zur analytischen Auswahl eines Optimierungsverfahren mit Gewichtung der Anforderungen (1: niedrig; 2: mittel; 3: hoch), Bewertung (1: sehr gut; ...; 6: ungenügend) und gewichteter Bewertung (Produkt aus Gewichtung und Bewertung) .....	36
<b>Tabelle 4.1:</b>	Ausgewählte Simulationsszenarien zur Evaluierung des Grenzwertrestriktionssystems des Optimierungsverfahrens.....	61
<b>Tabelle 4.2:</b>	Errechnete Ansteuerleistungen und Spannungssensitivitätswerte vor und nach der APK am 15.02.2015 um 13:15 im Minimalspannungsszenario .....	66

## Abkürzungsverzeichnis

<b>APK</b>	Arbeitspunktkorrektur
<b>BKA</b>	Betriebliche Kompensationsanlage
<b>BDEW</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>EZA</b>	Erzeugungsanlage
<b>HöS</b>	Höchstspannung
<b>HS</b>	Hochspannung
<b>IKT</b>	Informations- und Kommunikationstechnik
<b>IP</b>	Ganzzahlige Optimierung bzw. Integer Programming
<b>LP</b>	Lineare Optimierung bzw. Linear Programming
<b>MDN</b>	Main-Donau Netzgesellschaft mbH
<b>MFN</b>	Mainfranken Netze GmbH
<b>MIP</b>	Gemischt-Ganzzahlige Optimierung bzw. Mixed Integer Programming
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NG</b>	Netzgruppe
<b>NLP</b>	Nichtlineare Optimierung bzw. Nonlinear Programming
<b>SyNErgie</b>	Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilungsnetze der Zukunft
<b>OPF</b>	Optimal Power Flow bzw. Optimierte Leistungsflussrechnung
<b>OR</b>	Operations Research
<b>RLM</b>	Registrierende Leistungsmessung
<b>SS</b>	Sammelschiene
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>UW</b>	Umspannwerk
<b>VNB</b>	Verteilungsnetzbetreiber

## Symbolverzeichnis

### Lateinische Symbole

$a$	Abweichung eines Wertes zwischen zwei Regeliterationen
$A$	Koeffizientenmatrix im Restriktionsgleichungssystem
$b$	Vektor der rechten Seite
$B$	Suszeptanz bzw. Blindleitwert
$c$	Zielvektor bei mathematischer Optimierung
$c$	thermische Auslastung von Leitungen
$e$	Regelabweichung
$FG$	Freiheitsgrad für Auslastungsreserven bei Leitungen
$g$	Nebenbedingungsvektor (Optimierung)
$G$	Konduktanz bzw. Wirkleitwert
$I$	elektrischer Strom
$J$	Jacobi-Matrix
$l$	Laufindex für Lastflusschritte
$P$	Wirkleistung
$\left(\frac{\delta P_i}{\delta Q_j}\right)$	Wirkleistungssensitivität an einem Knoten $i$ hinsichtlich einer Blindleistungsinjektion an einem Knoten $j$
$Q$	(Verschiebungs-)Blindleistung
$\left(\frac{\delta Q_i}{\delta Q_j}\right)$	Blindleistungssensitivität an einem Knoten $i$ hinsichtlich einer Blindleistungsinjektion an einem Knoten $j$
$r_{x,y}$	Korrelationskoeffizient nach Bravais-Pearson

---

$U$	Spannung (Leiter-Leiter-Spannung)
$\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$	Spannungssensitivität an einem Knoten $i$ hinsichtlich einer Blindleistungsinjektion an einem Knoten $j$
$S$	Scheinleistung
$t$	Zeitpunkt
$d\mathbf{X}$	Vektor der Knotenspannungsdifferenzen
$\underline{Y}$	Admittanz bzw. komplexer Leitwert
$\underline{Y}_{ii}$	Negierte Umlaufadmittanz eines Knotens $i$
$d\mathbf{Z}$	Vektor der Leistungsdifferenzen
$z$	Zielfunktion (Optimierung)

## Griechische Symbole

$\varphi$	Phasenverschiebungswinkel zwischen Strom und Spannung
$\vartheta$	Spannungswinkel

## Indizes unten

Abruf	Abrufswert
AP	Arbeitspunkt
Bedarf	Bedarfswert
C	vereinbarter Nennwert
Fluss	leistungsflussbedingter Wert
frei	freie Reserven
gl	global

---

<i>i</i>	Laufindex für Netzknoten bzw. Sammelschienen
In	einfließend
Ist	Istwert
<i>j</i>	Laufindex für Blindleistungsinjektionsorte bzw. Blindleistungsquellen bzw. Entscheidungsvariablen
<i>k</i>	Laufindex für Leitungen bzw. Zweigelemente
m	Bemessungswert
max	Maximalwert
min	Minimalwert
n	Nennwert
neu	neuer Wert nach einer Regeliteration
oben	oberes Spannungsband
Out	ausfließend
pot	Potentialwert
Prognose	prognostizierter Wert
<i>r</i>	Laufindex für Nebenbedingungsungleichungen
real	Wert bei realer Ansteuerung
Residual	Residualwert nach einer Regeliteration
<i>S</i>	Laufindex für Teilprobleme bzw. -funktionen in der Optimierung
simulativ	Wert bei simulativer Ansteuerung
Soll	Sollwert
th	thermisch
unten	unteres Spannungsband

---

untererregt	übererregter Betrieb
übererregt	untererregter Betrieb
Verlust	Verlustwert an einer Instanz
Verlust – Netz	aggregierter Verlustwert der vorgelagerten Instanzen

### Indizes oben

(0)	Arbeitspunkt
<i>g</i>	global
<i>l</i>	lokal
<i>o</i>	obere Schranke
<i>T</i>	Transponierung
<i>u</i>	untere Schranke

### Summationsgrenzen

<i>d</i>	Anzahl der Regeliterationen
<i>m</i>	Sensitivitätsanalyse: Anzahl der Leitungen bzw. Zweigelemente Optimierung: Anzahl der Restriktionen
<i>n</i>	Sensitivitätsanalyse: Anzahl der Sammelschienen bzw. Knoten Optimierung: Anzahl der Entscheidungsvariablen (Ansteuerungskoeffizienten der Q-Quellen)
<i>p</i>	Optimierung: Anzahl der Sammelschienen bzw. Knotenelemente
<i>q</i>	Optimierung: Anzahl der Leitungen bzw. Zweigelemente
<i>v</i>	Optimierung: Anzahl der Nichtnegativitätsbedingungen

**Mathematische Symbole**

$d$	Differentialoperator
$F(x)$	Zielfunktion (Optimierung)
$\nabla$	Gradient
$\partial$	partielle Ableitung
$\delta$	infinitesimale Änderung
$\hat{x}$	Maximalwert der Größe $x$
$*$	Komplexe Konjugation

# 1 Einleitung

Durch die in Deutschland eingeleitete Energiewende ergibt sich ein tiefgreifender Strukturwandel unseres Elektrizitätsversorgungsnetzes. Die installierte Erzeugungsleistung verschiebt sich von zentralen konventionellen Kraftwerken in den höheren Netzspannungsebenen hin zu dezentralen Erzeugungsanlagen (EZA) in niedrigeren Spannungsebenen. Der weitere Ausbau und die nach [1] vorrangige Anschluss- und Abnahmeberechtigung erneuerbarer Energieanlagen führen zu bidirektionalen Leistungsflüssen, erhöhten Leistungsgradienten und volatilen Einspeisecharakteristiken. Es ergeben sich Probleme bei der Integrationsfähigkeit weiterer EZA und Lasten, bei der Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und normgerechten Spannungsqualität, sowie bei der Erbringung von Systemdienstleistungen. Die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) werden so vor neue Herausforderungen gestellt. In diesem Zusammenhang gewinnt die Bereitstellung und der Einsatz von Blindleistung ( $Q$ ) zu Kompensationszwecken zunehmend an Bedeutung [2].

## 1.1 Motivation

Da Blindleistung nur erschwert über große Distanzen transportiert werden kann, kommt es bereits in einigen Regionen zu Engpässen in der Blindleistungsversorgung [3]. Zur Vermeidung hoher Blindleistungstransporte und zur Schaffung von Planungssicherheit hinsichtlich der Blindleistungsversorgung von unterlagerten Netzebenen existieren bilaterale Vereinbarungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), die den Blindleistungsbedarf des Verteilungsnetzes regulieren und beschränken [2]. Durch das sich verändernde Blindleistungsbezugsverhalten auf Verbraucherseite, die bereits erwähnte Umverteilung der Erzeugungsleistung hin zu EZA mit spannungshaltender Blindleistungsregelung, sowie durch Netzzubaumaßnahmen ist für die Zukunft mit höheren induktiven und kapazitiven Blindleistungsbedarfsspitzen seitens der Verteilungsnetze zu rechnen [4]. Da sich die Deckung dieses erhöhten Blindleistungsbedarfs durch den Wegfall der Großkraftwerke aus dem Übertragungsnetz zunehmend schwieriger gestaltet, sind Blindleistungsausgleichsvorgänge über das Übertragungsnetz zukünftig mit einhergehenden (Kosten-)Auflagen für VNB zu erwarten. Um Spannungsproblem in der Hoch- (HS) und Höchstspannungsebene (HöS) vorzubeugen, ist eine Verschärfung der zugestandenen Blindleistungsbandbreite von Verteilungsnetzen denkbar.



## 1.2 Problemstellung im Kontext des Projektes SyNErgie

Das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderte Projekt *SyNErgie* („Systemoptimierendes Netz- und Energiemanagement für die Verteilungsnetze der Zukunft“) beschäftigt sich mit der Entwicklung neuartiger Blindleistungsmanagementsysteme, die in der Netzplanung und Netzführung verankert werden sollen. Dabei gilt es, die bestehende Netzinfrastruktur besser auszunutzen, um sowohl die Blindleistungsänderungsfähigkeit<sup>1</sup> eines Verteilungsnetzes, als auch das Integrationspotential hinsichtlich EZA und Lasten zu erhöhen. Der Schwerpunkt des Projektes liegt in der Einbindung betrieblicher Kompensationsanlagen (BKA) und dezentraler EZA zur Erschließung des dortigen bisher ungenutzten Blindleistungspotential. Zur Anwendung des neuartigen Blindleistungsmanagements in diversen Netztopologien werden zwei verschiedene Ansätze betrachtet. In großflächigen Netzstrukturen wird durch die räumliche Verteilung von EZA die Entwicklung eines dezentralen, autarken Blindleistungsmanagements angestrebt, das die blindleistungsfähigen Quellen nur über lokal verfügbare Informationen steuert. Die zentrale Blindleistungsregelstrategie erfordert dagegen eine Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), durch die Informationen und Messdaten aus dem gesamten Netzgebiet einbezogen werden, um eine präzise Regelung zu ermöglichen. Das Hauptziel dabei ist, den Blindleistungshaushalt einer Mittelspannungs-Netzgruppe (MS-NG) durch Kompensationsmaßnahmen gezielt zu beeinflussen bzw. auszugleichen. Unter Berücksichtigung der aktuellen Spannungs- und Stromverhältnisse im Netz regelt eine zentrale Instanz den Blindleistungsabruf von Blindleistungsquellen im Netz. Zur Umsetzung eines solchen Regelsystems ist die Entwicklung eines Algorithmus erforderlich, der unter Einhaltung von Spannungs- und Auslastungsrestriktionen einen optimalen Blindleistungsabruf der teilnehmenden Blindleistungsquellen errechnet.

## 1.3 Zielsetzung der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Entwicklung eines zentralen Regelverfahrens, das anhand eines geeigneten Optimierungsalgorithmus einen bedarfsoptimalen Blindleistungsabruf an den Blindleistungsquellen ermittelt. Dabei sollen Spannungs- und Auslastungsgrenzwerte an Leitungen und Netzknoten restriktiv auf den Blindleistungsabruf einwirken und die zum jeweiligen Arbeitspunkt vorhandenen Potentiale der Blindleistungsquellen berücksichtigt werden. Der Betrachtungs- und Handlungsraum beschränkt sich auf den Bereich von der Unterspannungsseite des

---

<sup>1</sup> Fähigkeit von Netzen bzw. Netzteilen, das Blindleistungsverhalten des Netzes zum momentan Arbeitspunkt zu ändern [3]

HS-/MS-Transformators bis zu den überspannungsseitigen Verknüpfungspunkten der Ortsnetztransformatoren. Die Analyse der beschriebenen Optimierungsaufgabe, deren mathematische Modellbildung sowie die Auswahl eines geeigneten Lösungsverfahrens sind Kernpunkte der Arbeit. Das Regelverfahren soll in Netzmodellen verschiedenartiger MS-NG simulativ eingesetzt und anhand ausgewählter Anwendungsszenarien evaluiert werden. Als Hilfsmittel werden das Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* der Firma *DIgSILENT GmbH* sowie die Programmier- und Rechenumgebung *MATLAB R2017a* mit der integrierten *Optimization Toolbox* zur Lösung von Optimierungsproblemen adhibiert.

## 1.4 Aufbau der Arbeit

Die erforderlichen technischen und mathematischen Grundlagen zur Entwicklung eines zentralen Blindleistungsregelverfahrens werden in Kapitel 2 gegeben. Die technischen Grundlagen umfassen die Definition von relevanten Begrifflichkeiten sowie die Vorstellung der MS-NG, in denen das zentrale Blindleistungsregelverfahren angewendet und erprobt wird. Zu den mathematischen Grundlagen zählen die Sensitivitätsanalyse eines Energieversorgungsnetzes sowie die Erläuterung verschiedener Optimierungsverfahren. In Kapitel 3 wird die Entwicklung des zentralen Regelverfahrens beschrieben. Der Fokus liegt hierbei auf dem Optimierungsverfahren, das auf Basis der *Optimal Power Flow*-Technologie (OPF) einen optimalen Blindleistungsabruf der Blindleistungsquellen koordiniert. Anschließend erfolgt in Kapitel 4 die simulationsbasierte Evaluierung und Anwendung des zentralen Regelverfahrens in den Netzmodellen der vorgestellten MS-NG unter Verwendung verschiedenartiger Eingangsparameter und Randbedingungen. Im Besonderen werden dabei die durch den Blindleistungsabruf bedingten Auswirkungen auf den Blindleistungshaushalt sowie auf Spannungs- und Auslastungsextrema analysiert. Im Anschluss an die kritische Diskussion des zentralen Regelverfahrens folgt in Kapitel 5 die Zusammenfassung mit Ausblick auf den zukünftigen Handlungsbedarf.

## 2 Grundlagen zur Entwicklung einer zentralen Blindleistungsregelung mit Optimierung

Für die Entwicklung eines Verfahrens mit zentraler Regelung von Blindleistungsquellen in einem Verteilungsnetz sind zunächst verschiedene Grundlagen darzulegen. Zu Beginn werden die für diese Arbeit wesentlichen Begriffsdefinitionen eingeführt. Da das Regelverfahren in verschiedenartigen MS-NG angewendet werden soll, werden in Abschnitt 2.2 drei NG vorgestellt. Ein weiterer Kernpunkt dieses Kapitels ist das Aufzeigen der zur Entwicklung erforderlichen mathematischen Grundlagen. Die in Abschnitt 2.3 aufgeführte Sensitivitätsanalyse ermöglicht die Berechnung der Änderung von elektrischen Größen an Knoten- und Leitungselementen in einem elektrischen Energieversorgungssystem. Zur Ermittlung eines bedarfsoptimalen Blindleistungsabrufs aus dem Verteilungsnetz bedarf es des Einsatzes eines geeigneten Optimierungsverfahrens. Daher werden in Abschnitt 2.4 verschiedene Optimierungsmethoden und deren Anwendungsgebiete dargelegt und existierende Optimierungsverfahren in der Verteilnetzplanung am Ende dieses Kapitels kurz vorgestellt.

### 2.1 Definition relevanter Begrifflichkeiten

Unter der bereits angesprochenen *Blindleistung* wird in dieser Arbeit die Verschiebungs- bzw. Grundschiebungsbindleistung verstanden, die aus der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung in der Grundschiebung resultiert. Für die vorliegende Arbeit gilt die Betrachtung im Verbraucherzählpfeilsystem. Negative Blindleistung bedeutet kapazitives Verhalten und spannungshobende Effekte. Positive Blindleistung bedeutet induktives Verhalten und spannungssenkende Effekte. Der *Wirk- und Blindleistungshaushalt* ist durch die Summe der im MS-Netz vorherrschenden Wirk- und Blindleistungsflüsse definiert. Der Bezugspunkt liegt an der Unterspannungsseite des HS-/MS-Transformators. *Netzmodelle* werden in Lastflussberechnungsprogrammen als vereinfachte Abbilder der *Netzstruktur* erstellt und sind die Basis für simulationsbasierte Analysen. Die Netzstruktur beschreibt die Zusammensetzung aus den einzelnen Netzelementen (z. B. Leitungen, Transformatoren, etc.) und deren Beziehung zueinander. Unter *Blindleistungsquellen*, oder kurz auch *Q-Quellen*, sind Anlagen zu verstehen, die induktive und/oder kapazitive Blindleistung auf Anforderung bereitstellen können. Dazu zählen beispielsweise BKA und EZA.

Das *technische Blindleistungspotential* ist das Vermögen einer Blindleistungsquelle die Blindleistung an ihrem Netzverknüpfungspunkt induktiv oder kapazitiv zu beeinflussen und wird in Abschnitt 3.3.1 ausführlicher beschrieben. Für einen netzdienlichen Einsatz von Blindleistung zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts einer NG ist es erforderlich, den *Blindleistungsbedarf*  $Q_{\text{Bedarf}}$  vom jeweiligen Zeitpunkt zu bestimmen. Dieser ergibt sich aus der Differenz zwischen Soll- und Ist-Wert des Blindleistungshaushalts:

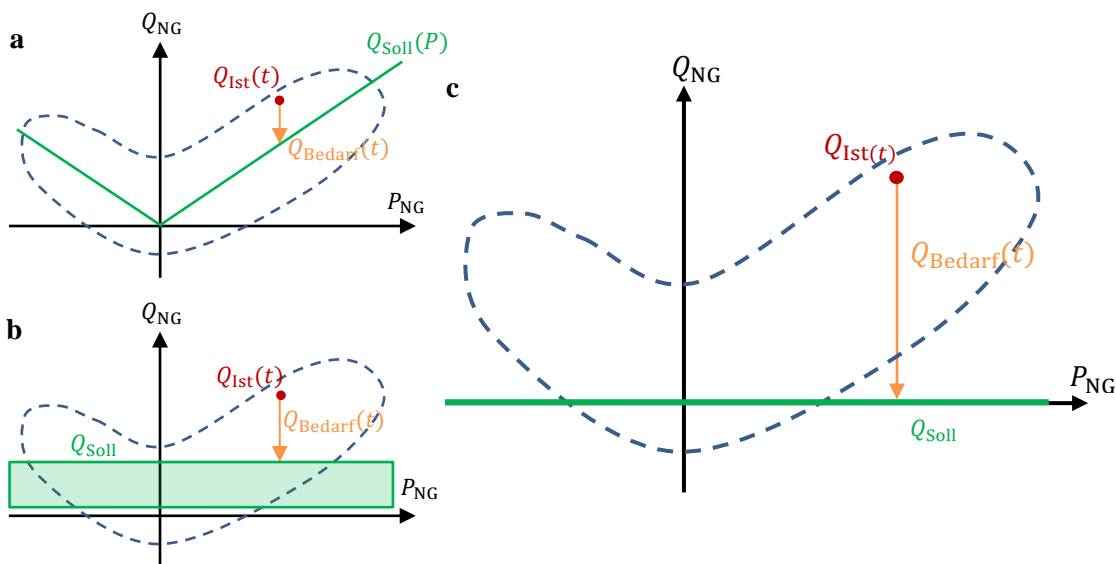
$$Q_{\text{Bedarf}}(t) = Q_{\text{Soll}}(t) - Q_{\text{Ist}}(t) . \tag{2.1}$$

Die *abzurufende Blindleistung*  $Q_{\text{Abruf}}$  entspricht im Idealfall ( $\hat{=}$  vollständige Kompensation auf gewünschten Sollwert) dem invertierten  $Q_{\text{Bedarf}}$ :

$$Q_{\text{Abruf}}(t) = - Q_{\text{Bedarf}}(t) . \tag{2.2}$$

Die *Sollwertvorgabe*  $Q_{\text{Soll}}$  kann je nach gewünschter Zielsetzung unterschiedlich gestaltet sein.

**Abbildung 2.1** illustriert anhand exemplarischer Sollwertvorgaben den Zusammenhang der vorgestellten Größen in  $P$ - $Q$ -Diagrammen.



**Abbildung 2.1:** Blindleistungsbedarf und -abruf in Bezug auf verschiedene exemplarische Sollwertvorgaben:  $\cos\phi$ -Grenzvorgabe (a) Kompensation auf Sollbereich (b) vollständige Kompensation (c) an beispielhaft angedeuteten  $P$ - $Q$ -Wolken

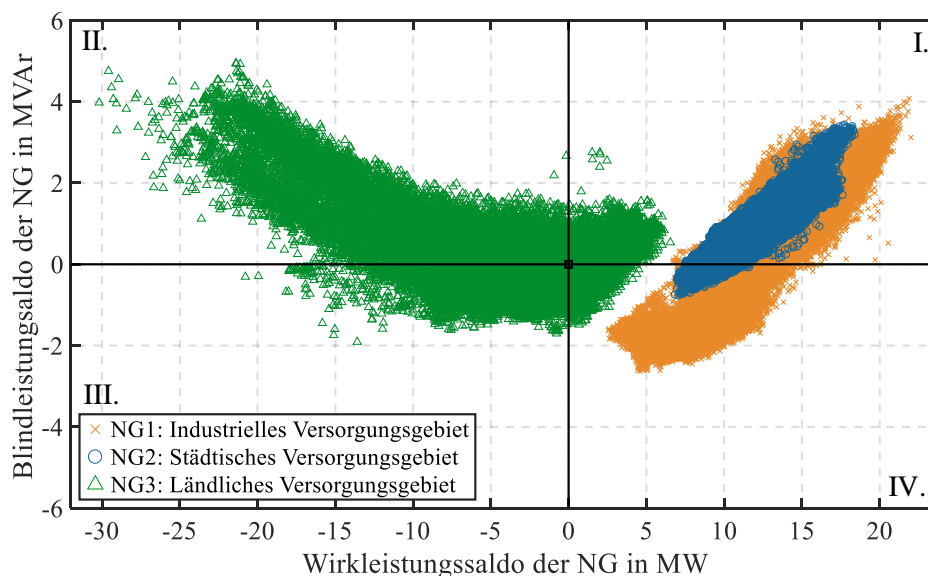
Der Abruf der Blindleistung an einer Q-Quelle lässt sich nach [5] über folgende verschiedene Arten realisieren:

1. Vorgabe eines konstanten Wertes  $Q_{\text{Abruf}}$ ,
2. Vorgabe eines zeitabhängigen Wertes  $Q_{\text{Abruf}}(t)$  nach [6],
3. Dezentrale Blindleistungssteuerung mittels lokaler Informationen  $Q_{\text{Abruf}}(Q_{\text{Prognose}})$ ,
4. Zentrale Blindleistungsregelung auf Basis netzumfassender Informationen  $Q_{\text{Abruf}}(Q_{\text{Ist}})$ .

$Q_{\text{Abruf}}$  wird bei allen Varianten durch die Einhaltung von Spannungs- und Auslastungsrestriktionen limitiert [5]. Das in dieser Arbeit zu entwickelnde Regelverfahren zählt zu Variante vier.

## 2.2 Vorstellung betrachteter Mittelspannungsnetzgruppen

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Darstellung der MS-NG, die im Rahmen des Projektes SyNERgie näher analysiert und modelliert werden. Das zu entwickelnde zentrale Regelverfahren wird in diesen NG erprobt. **Abbildung 2.2** zeigt mithilfe eines  $P$ - $Q$ -Diagramms die durch Wirk- und Blindleistung charakterisierten Betriebszustände der drei betrachteten NG für das Jahr 2015.



**Abbildung 2.2:**  $P$ - $Q$ -Betriebszustände der betrachteten NG für das Betrachtungsjahr 2015 in 15-Minuten-Auflösung ( $x$ , orange: NG1 mit industriegeprägtem Versorgungsgebiet;  $o$ , blau: NG2 mit innerstädtischem Versorgungsgebiet;  $\Delta$ , grün: NG3 mit ländlichem Versorgungsgebiet)

Die Dominanz der  $P$ - $Q$ -Betriebszustände von NG3 (grün) im III. und IV. Quadranten und die hohe Rückspeisung von maximal ca.  $-30$  MW (2015) beschreiben eine ländliche Topologie mit hoher EZA-Durchdringung. Charakteristisch für diese NG ist der hohe Anteil an installierter

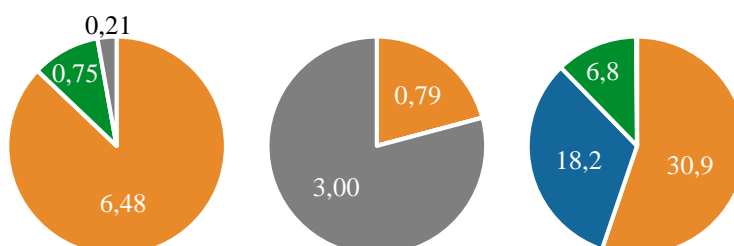
PV-Leistung (siehe **Tabelle 2.1**). Die beiden anderen NG (blau und orange) wirken zu keiner Zeit rückspeisend. Ursache hierfür ist der geringe EZA-Anteil und der hohe Lastbezug. NG2 versorgt ein innerstädtisches Netzgebiet mit einem Verkabelungsgrad von 100 %. Die im Vergleich zu NG2 größere Ausdehnung der *P-Q*-Wolke von NG8 ist auf zwei Charakteristiken zurückzuführen: Der höhere induktive Lastbezug gründet auf dem industriegeprägten Versorgungsgebiet mit einer erhöhten installierten Verbraucherleistung. Der höhere kapazitive Blindleistungsbezug im IV. Quadranten resultiert aus der Ladeleistung des um ca. 30 km längeren Kabelnetzes zu Schwachlastzeiten. Tabelle 2.1 zeigt weitere Kenndaten der thematisierten MS-Netze. In Anhang A.3 sind schematische bzw. geografische Netzpläne der NG dargestellt.

**Tabelle 2.1:** Netzsteckbrief der betrachteten MS-NG mit Kenndaten aus dem Jahr 2015

	NG1	NG2	NG3
Versorgungsgebiet	Industrie, Umland	Innenstadt	Land
Netzbetreiber	MFN	MFN	MDN
Maximaler Lastbezug	22,01 MW	18,40 MW	6,54 MW
Maximale Rückspeisung	-	-	-30,18 MW
Maximaler induktiver Bezug	4,08 MVar	3,43 MVar	4,95 MVar
Maximaler kapazitiver Bezug	-2,63 MVar	-0,77 MVar	-1,90 MVar
Anzahl der Ortsnetz-/Kundenstationen	105	51	189
HS-/MS-Transformator	YNd5, 40 MVA	YNd5, 40 MVA	YNd5, 40 MVA
20-kV-Freileitungen	17 km	0 km	193 km
20-kV-Kabel	73 km	43 km	46 km
Verkabelungsgrad	81 %	100 %	19 %
Installierte EZA-Leistung	7,5 MW	3,86 MW	56 MW

Aufteilung der installierten EZA-Leistung in MW nach:

- PV
- Wind
- Biogas
- Sonstiges



## 2.3 Grundlagen zur Sensitivitätsanalyse von Spannungs-, Wirk- und Blindleistungssensitivitäten

Zur Einhaltung technischer Betriebsgrenzen bei Abruf von Blindleistung aus dem Verteilungsnetz bedarf es einer geeigneten Methode, um die Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem quantitativ zu analysieren. Die Sensitivitätsanalyse ermöglicht Berechnungen über die Spannungs- bzw. Auslastungsänderung an Knoten- bzw. Zweigelementen in Bezug auf eine Blindleistungsinjektion im Netz [7]. Unter Zweigelementen werden die Verbindungselemente zwischen Knotenelementen verstanden [8]. Im Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* lassen sich die Sensitivitäten anhand einer implementierten Funktion berechnen. Da die Software Sensitivitätsberechnungen nur gegenüber Knotenelementen zulässt, erfolgt die Analyse mit Bezug auf den mittelspannungsseitigen Netzanschlusspunkt einer Q-Quelle. Als mathematische Grundlage dienen die Gleichungen der klassischen Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren [7]. Die Herleitung wird exemplarisch anhand der Spannungssensitivitäten  $\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$  für einen Knoten  $i$  hinsichtlich der Blindleistungsinjektion an einem Knoten  $j$  aufgezeigt. Für ein Netz mit  $n$  unabhängigen Knotenelementen kann nach [9] folgendes Gleichungssystem aufgestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} ; \quad (2.3)$$

$$\underline{Y}_{nn} \cdot \underline{U}_n = \underline{I}_n . \quad (2.4)$$

Dabei wird  $\underline{Y}_{nn}$  als Admittanzmatrix,  $\underline{U}_n$  als Knotenspannungsvektor und  $\underline{I}_n$  als Knotenstromvektor bezeichnet. Die Diagonalelemente der Admittanzmatrix  $\underline{Y}_{ii}$  entsprechen der negierten Umlaufadmittanz (= Summe aller Zweigadmittanzen, die mit einem Knoten  $i = 1, 2, \dots, n$  verbunden sind). Die Nichtdiagonalelemente stellen die Admittanzen zwischen dem Knoten  $i$  und den anderen Netzknoten dar [10]. Der Strom eines Knotenelementes  $i$  kann auch durch die Knotenspannung  $\underline{U}_i$  und -scheinleistung  $\underline{S}_i$  beschrieben werden [9]:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i} = \frac{\underline{S}_{\text{In},i}^* - \underline{S}_{\text{Out},i}^*}{\underline{U}_i} = \frac{(P_{\text{In},i} - P_{\text{Out},i}) - j(Q_{\text{In},i} - Q_{\text{Out},i})}{\underline{U}_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\underline{U}_i} ; \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (2.5)$$

Die Indizes „In“ und „Out“ in Gl. (2.5) geben die durch Einspeisung bedingte einfließende bzw. durch Lastbezug bedingte ausfließende Leistung am Knoten  $i$  an. Wird (2.5) in das Gleichungssystem aus (2.3) implementiert und nach der Scheinleistung umgestellt, ergibt sich [9]:

$$\underline{S}_i = P_i + jQ_i = \underline{U}_i \sum_{j=1}^n \underline{Y}_{ij}^* \underline{U}_j ; \quad i = 1, 2, \dots, n . \quad (2.6)$$

Zur Aufteilung der Wirk- und Blindleistung aus Gl. (2.6) werden diese mit folgenden Ausdrücken in die Polardarstellung der komplexen Schreibweise überführt [9]:

$$\underline{U}_j = U_j (\cos \vartheta_j + j \cdot \sin \vartheta_j) ; \quad (2.7)$$

$$P_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \vartheta_{ij} + j \cdot B_{ij} \sin \vartheta_{ij}) ; \quad (2.8)$$

$$Q_i = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \vartheta_{ij} + j \cdot B_{ij} \cos \vartheta_{ij}) \quad (2.9)$$

$$\text{mit } \vartheta_{ij} = \vartheta_i - \vartheta_j . \quad (2.10)$$

Dabei ist  $G_{ij}$  die Konduktanz zwischen dem Knoten  $i$  und  $j$ .  $B_{ij}$  entspricht der Suszeptanz zwischen dem Knoten  $i$  und  $j$ . Unter  $\vartheta_{ij}$  wird die Spannungswinkeldifferenz zwischen den beiden Knoten  $i$  und  $j$  verstanden [9]. In den Gln. (2.8) und (2.9) treten Produkte der Knotenspannungen auf, wodurch ein nichtlineares Gleichungssystem entsteht, dessen iterative Lösung mit hohem Rechenaufwand verbunden ist. Zur Vereinfachung werden diese Leistungsflussgleichungen gemäß dem Newton-Raphson-Verfahren in lineare Gleichungen überführt, deren Lösung iterativ herbeigeführt wird. Zur Linearisierung um den Arbeitspunkt  $\underline{S}_i^{(0)}$  werden die Gln. (2.12) und (2.13) mittels Taylorreihen approximiert, die nach der ersten Ableitung abgebrochen werden. Die Taylorreihe mit einer Veränderlichen für die Entwicklung um den Arbeitspunkt  $x^{(0)}$  nach Abbruch der ersten Differentiation lautet [10]:

$$\begin{aligned} & \text{Abbruch nach 2. Taylorpolynom} \\ f(x) &= \sum_{k=0}^{\infty} \frac{f^{(k)}(x^{(0)})}{k!} (x - x^{(0)})^k \approx \frac{1}{0!} f(x^{(0)}) + \frac{1}{1!} f'(x^{(0)}) (x - x^{(0)}) = f(x^{(0)}) + f'(x^{(0)}) dx^{(0)}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Wird Knoten 1 als Slack-Knoten ( $U_1$  bekannt und  $\vartheta_1 = 0$ ) gewählt, sind die Gln. (2.8) und (2.9) für einen gegebenen Belastungszustand ( $G_{ij}$  und  $B_{ij}$  bekannt) Funktionen der Knotenspannungen  $U_j$  und -spannungswinkel  $\vartheta_j$  [11]. Die Spannungen  $U_i$  und  $U_j$  sind durch den vorhergehenden Iterationsschritt der Lastflussrechnung bekannt bzw. werden beim ersten Iterationsschritt geschätzt. Die Anwendung der Taylorreihe (Gl. (2.11)) auf die Leistungsgleichungen ergibt für den aktuellen Arbeitspunkt  $x^{(0)}$  in reeller Schreibweise [10]:



$$\begin{aligned}
 P_i \approx P_i^{(0)} + \left(\frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_2}\right)^{(0)} \delta \vartheta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_n}\right)^{(0)} \delta \vartheta_n^{(0)} \\
 + \left(\frac{\delta P_i}{\delta U_2}\right)^{(0)} \delta U_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\delta P_i}{\delta U_n}\right)^{(0)} \delta U_n^{(0)} ;
 \end{aligned}
 \tag{2.12}$$

$$\begin{aligned}
 Q_i \approx Q_i^{(0)} + \left(\frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_2}\right)^{(0)} \delta \vartheta_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_n}\right)^{(0)} \delta \vartheta_n^{(0)} \\
 + \left(\frac{\delta Q_i}{\delta U_2}\right)^{(0)} \delta U_2^{(0)} + \dots + \left(\frac{\delta Q_i}{\delta U_n}\right)^{(0)} \delta U_n^{(0)} .
 \end{aligned}
 \tag{2.13}$$

Durch Umstellung der Leistungsarbeitspunkte  $P_i^{(0)}$  und  $Q_i^{(0)}$  auf die linke Seite und Implementierung des bekannten Slack-Knotens 1, ergibt sich für die Leistungsdifferenzen des Arbeitspunktes folgendes Gleichungssystem [10]:

$$\begin{bmatrix} \delta P_1 \\ \vdots \\ \delta P_n \\ \delta Q_1 \\ \vdots \\ \delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\delta P_1}{\delta \vartheta_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta P_1}{\delta \vartheta_n}\right) & \left(\frac{\delta P_1}{\delta U_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta P_1}{\delta U_n}\right) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\delta P_n}{\delta \vartheta_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta P_n}{\delta \vartheta_n}\right) & \left(\frac{\delta P_n}{\delta U_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta P_n}{\delta U_n}\right) \\ \left(\frac{\delta Q_1}{\delta \vartheta_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta Q_1}{\delta \vartheta_n}\right) & \left(\frac{\delta Q_1}{\delta U_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta Q_1}{\delta U_n}\right) \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left(\frac{\delta Q_n}{\delta \vartheta_2}\right) & \dots & \left(\frac{\delta Q_n}{\delta \vartheta_n}\right) & \left(\frac{\delta Q_n}{\delta U_1}\right) & \dots & \left(\frac{\delta Q_n}{\delta U_n}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta \vartheta_1 \\ \vdots \\ \delta \vartheta_n \\ \delta U_1 \\ \vdots \\ \delta U_n \end{bmatrix} ;
 \tag{2.14}$$

$$d\mathbf{Z} = \mathbf{J} \cdot d\mathbf{X} .
 \tag{2.15}$$

Die partiellen Ableitungen werden in der Jacobi-Matrix  $\mathbf{J}$  aggregiert.  $d\mathbf{Z}$  wird als Vektor der kleinen Leistungsdifferenzen bezeichnet und  $d\mathbf{X}$  umfasst den Vektor der kleinen Knotenspannungsdifferenzen der Knoten [10]. Zur Berechnung der Spannungssensitivitäten an einem Knoten  $i$  wird das Gleichungssystem nach  $d\mathbf{X}$  umgestellt:

$$d\mathbf{X} = \mathbf{J}^{-1} \cdot d\mathbf{Z} ;
 \tag{2.16}$$

$$\begin{bmatrix} \delta \vartheta_i \\ \delta U_i \end{bmatrix} = \frac{1}{\det(\mathbf{J})} \begin{bmatrix} \left(\frac{\delta Q_j}{\delta U_i}\right) & -\left(\frac{\delta P_j}{\delta U_i}\right) \\ -\left(\frac{\delta Q_j}{\delta \vartheta_i}\right) & \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta P_j \\ \delta Q_j \end{bmatrix}
 \tag{2.17}$$

$$\text{mit } \det(\mathbf{J}) = \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right) \left(\frac{\delta Q_j}{\delta U_i}\right) - \left(\frac{\delta P_j}{\delta U_i}\right) \left(\frac{\delta Q_j}{\delta \vartheta_i}\right) .
 \tag{2.18}$$

Zur Berechnung der Spannungssensitivität  $\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$  an einem Knoten  $i$  hinsichtlich der Blindleistungseinspeisung an einem Knoten  $j$  werden die Wirkleistungsänderungen  $\delta P_i$  zu null gesetzt [8]. Damit ergibt sich für die Spannungsänderung um den Arbeitspunkt  $\delta U_i$  folgender Ausdruck:

$$\delta U_i = \frac{1}{\det(\mathbf{J})} \cdot \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right) \cdot \delta Q_j = \frac{\delta Q_j}{\left(\frac{\delta Q_j}{\delta U_i}\right) - \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right) \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right)^{-1} \left(\frac{\delta Q_j}{\delta \vartheta_i}\right)} \quad (2.19)$$

Die Spannungssensitivität errechnet sich nach Umstellung:

$$\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right) = \left[ \left(\frac{\delta Q_j}{\delta U_i}\right) - \left(\frac{\delta P_j}{\delta U_i}\right) \left(\frac{\delta P_j}{\delta \vartheta_i}\right)^{-1} \left(\frac{\delta Q_j}{\delta \vartheta_i}\right) \right]^{-1} \quad (2.20)$$

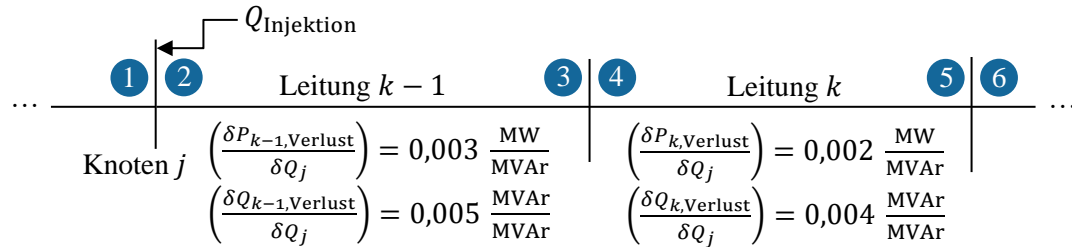
Die Sensitivitätsanalyse kann zur Bestimmung der  $\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right)$ - und  $\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right)$ -Sensitivitäten auf Zweigelementen (= Wirk- und Blindleistungsänderungen im Zweigelement  $k$  bei Blindleistungsinjektion am Knoten  $j$ ) erweitert werden. Dazu werden die Empfindlichkeiten mithilfe der Jacobi-Matrix aller Zweige und Knoten berechnet [8]. Auf die Herleitung dieser Sensitivitäten wird in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen, sondern auf [12] verwiesen. Zu beachten ist, dass sich die Wirk- und Blindleistungssensitivitäten in Fluss- und Verlustsensitivitäten unterteilen lassen:

$$\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right) = \left(\frac{\delta P_{k,\text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right) + \left(\frac{\delta P_{k,\text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right) + \left(\frac{\delta P_{k,\text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right) ; \quad (2.21)$$

$$\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right) = \left(\frac{\delta Q_{k,\text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right) + \left(\frac{\delta Q_{k,\text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right) + \left(\frac{\delta Q_{k,\text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right) . \quad (2.22)$$

Die Flusssensitivitäten  $\left(\frac{\delta P_{k,\text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right)$  und  $\left(\frac{\delta Q_{k,\text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right)$  entsprechen der Änderung der Leistungsflüsse in der Leitung  $k$ , die aufgrund des Blindleistungsflusses der Blindleistungsinjektion direkt initiiert werden. Sie sind daher ausschließlich von den Netzimpedanzen abhängig.  $\left(\frac{\delta P_{k,\text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right)$  kann bei einem reinen Blindleistungsabruf gleich Null angenommen werden. Die Verlustsensitivitäten  $\left(\frac{\delta P_{k,\text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right)$  und  $\left(\frac{\delta Q_{k,\text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right)$  beschreiben den verlustbedingten Einfluss der Blindleistungsinjektion auf die Leitung  $k$ . Eine durch Blindleistungseinspeisung bedingte Erhöhung des Scheinstromes in einer Leitung  $k$  kann zu Wirk- bzw. Blindleistungsverlusten in dieser Leitung führen. In den Netzverlustsensitivitäten  $\left(\frac{\delta P_{k,\text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right)$  und  $\left(\frac{\delta Q_{k,\text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right)$  werden die aufkommenden

Verlustsensitivitäten der Leitung  $k$  topologisch vorgelagerten Leitungen (vom Blindleistungsinjektionsort aus betrachtet) aggregiert. Das Fallbeispiel in **Abbildung 2.3** verdeutlicht anhand der exemplarischen Zahlenwerte aus **Tabelle 2.2** die beschriebenen Zusammenhänge.



**Abbildung 2.3:** Schematische Darstellung einer Blindleistungsinjektion zur Verdeutlichung der Wirk- und Blindleistungssensitivitätskomponenten an Zweigelementen

**Tabelle 2.2:** Exemplarische Sensitivitätswerte zu den Messstellen aus Abbildung 2.3

Sensitivitätskomponente	Messstelle					
	①	Leitung $k - 1$		Leitung $k$		⑥
	①	②	③	④	⑤	⑥
$\left(\frac{\delta P_{k, \text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MW}}{\text{MVar}}$	0	0	0	0	0	0
$\left(\frac{\delta P_{k, \text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MW}}{\text{MVar}}$	0	0	0,003	0	0,002	0
$\left(\frac{\delta P_{k, \text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MW}}{\text{MVar}}$	0	0	0	0,003	0,003	0,005
Gesamt: $\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MW}}{\text{MVar}}$	0	0	0,003	0,003	0,005	0,005
$\left(\frac{\delta Q_{k, \text{Fluss}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MVar}}{\text{MVar}}$	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
$\left(\frac{\delta Q_{k, \text{Verlust}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MVar}}{\text{MVar}}$	0	0	0,005	0	0,004	0
$\left(\frac{\delta Q_{k, \text{Verlust-Netz}}}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MVar}}{\text{MVar}}$	0	0	0	0,005	0,005	0,009
Gesamt: $\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right) \text{ in } \frac{\text{MVar}}{\text{MVar}}$	0,4	0,6	0,605	0,605	0,609	0,609

Anhand der Werte aus Tabelle 2.2 lässt sich erkennen, dass die Verlustsensitivitäten am Ende der Leitung  $k - 1$  (Messstelle 3) den vorgelagerten Netzverlustsensitivitäten der Leitung  $k$  (Messstelle 4) entsprechen. Es kann konstatiert werden, dass die  $\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right)$ - und  $\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right)$ -Sensitivitäten mit zunehmender Entfernung zum Injektionsort durch die zunehmenden Transportverlustleistungen größer werden.

## 2.4 Grundlagen des Operations Research und Vergleich verschiedener Optimierungsmethoden

Als *Optimierungsmethoden* sind Hilfsmittel zu verstehen, die eine systematische Entscheidungsfindung für eine spezifische Zielsetzung unter Beachtung von Entscheidungsrestriktionen ermöglichen [13]. Sie sind Bestandteile des *Operations Research* (OR), das in der Literatur auch als *Operationsforschung* oder *Operationsrechnung* bezeichnet wird. Darunter wird die Entwicklung und der Einsatz quantitativer Modelle und Methoden zur Unterstützung von Entscheidungsprozessen verstanden [14, 15]. Um komplexe, praktische Optimierungsproblemstellungen rechnergestützt lösen zu können, müssen diese in ein abstraktes *Optimierungsmodell* transferiert werden [14]. Daraus lässt sich ein *Optimierungsprozess* skizzieren, der zur Anwendung des OR im Hinblick auf eine Problemlösung nach [16] in sechs Phasen unterteilt ist:

- (1) *Erkennen und Analysieren eines Problems*: Ausgangspunkt des Optimierungsprozesses ist das Auftreten und Erkennen von Entscheidungs- und Handlungsbedarf;
- (2) *Bestimmen von Zielen und Handlungsmöglichkeiten*: Herausarbeitung einer Zielorientierung und Analyse der relevanten Zusammenhänge und Restriktionen → Erstellung eines deskriptiven Modells;
- (3) *Mathematisches Modell*: Überführung des deskriptiven Modells in ein mathematisches Optimierungsmodell;
- (4) *Datenbeschaffung*;
- (5) *Lösungsfindung* anhand geeigneter Rechenalgorithmen;
- (6) *Bewertung der Lösung* in Bezug auf Sinnhaftigkeit, Brauchbarkeit und Übertragbarkeit vom Modell in die Realität.

Ein unter Punkt (3) angeführtes mathematisches Optimierungsmodell mit einer Zielfunktion lässt sich allgemein wie folgt schreiben [16]:

$$\text{Maximiere oder minimiere:} \quad z = F(x) \quad (2.23)$$

$$\text{unter den Nebenbedingungen:} \quad g_r(x) \begin{cases} \geq \\ = \\ \leq \end{cases} 0 \quad \text{für } r = 1, 2, \dots, m ; \quad (2.24)$$

$$x \in W_1 \times W_2 \times \dots \times W_n ; \quad W_j \in \{\mathbb{R}_+, \mathbb{Z}_+, \mathbb{B}_+\} ; \quad j = 1, 2, \dots, n . \quad (2.25)$$

Dabei haben die verwendeten Symbole folgende Bedeutung:

$x$	ein Vektorenvektor mit $n$ Komponenten $x_1, \dots, x_n$ ,
$F(x)$	eine Zielfunktion,
$x_j \in \mathbb{R}_+$	Nichtnegativitätsbedingung <sup>2</sup> (kontinuierliche Variable),
$x_j \in \mathbb{Z}_+$	Ganzzahligkeitsbedingung (ganzzahlige Variable),
$x_j \in \mathbb{B}_+$	Binärbedingung (binäre Variable).

Die Zielfunktion aus Gl. (2.23) ist die Basis der optimalen Entscheidung. Sie soll je nach Optimierungsaufgabe minimiert oder maximiert werden und ist von *Entscheidungsvariablen*  $x_j$  abhängig. Der Ausdruck (2.24) beschreibt ein Restriktionssystem aus  $m$  Gleichungen bzw. Ungleichungen, die limitierend auf die optimale Entscheidung einwirken. Gl. (2.25) legt den Wertebereich der Entscheidungsvariablen fest. Oft unterliegen auch Entscheidungsvariablen Ober- und/oder Untergrenzen, die im Restriktionssystem berücksichtigt werden [14, 16]. Ein Vektor  $x \in \mathbb{R}^n$ , der alle Nebenbedingungen eines Optimierungsmodells erfüllt, wird als *zulässiger Punkt* bezeichnet. Die Menge aller zulässigen Punkte heißt *zulässige Menge*  $\mathbb{M}$ . Ein zulässiger Punkt wird *optimaler Punkt* oder *Optimalpunkt* genannt, wenn es keinen anderen zulässigen Punkt mit besserem (d. h. größerem oder kleinerem) Zielfunktionswert gibt. [19]

Zur Bearbeitung eines Optimierungsmodells haben sich verschiedene Optimierungsmethoden etabliert, die sich anhand verschiedenen Kriterien differenzieren lassen. Eine Unterscheidung wird im OR hinsichtlich der Lösbarkeit der mathematischen Modelle getroffen. Sei beispielsweise die Zielfunktion  $F(x)$  über ihren gesamten Definitionsbereich eine streng konvexe bzw. konkave Funktion, so ist die Optimalitätsbedingung

$$\text{erster Ordnung} \quad \nabla F(x) = \frac{\partial F(x)}{\partial x_i} = 0 \quad (2.26)$$

$$\text{und zweiter Ordnung} \quad H(x) = \frac{\partial^2 F(x)}{\partial x_i \partial x_j} \left\{ \begin{array}{l} > \\ < \end{array} \right\} 0 \quad (2.27)$$

ein notwendiges und hinreichendes Kriterium für ein globales Minimum bzw. Maximum.

---

<sup>2</sup> In vielen praktischen Anwendungen ergeben negative Variablen keinen Sinn, wie beispielsweise bei Produktionsmengen oder Preisen [17]. Viele Lösungsverfahren, wie z. B. der Simplex-Algorithmus sind daher nur auf positive Entscheidungsvariablen spezialisiert [18].

Für viele Fälle ist jedoch eine hinreichende Optimalitätsbedingung zur Ermittlung der üblicherweise interessierenden globalen Extrema nicht ausführbar [13]. Optimierungsmodelle,

- deren Zielfunktion nicht analytisch vorliegt,
- deren Zielfunktion analytisch nicht differenzierbar ist,
- deren analytische Auswertung der Optimalitätsbedingung nicht möglich oder zu komplex ist oder
- deren Anzahl an Entscheidungsvariablen und/oder Nebenbedingungen zu hoch ist,

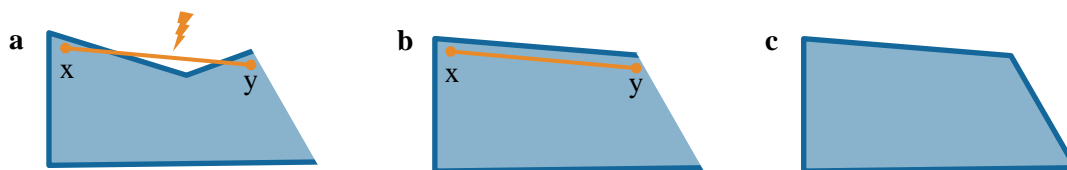
bedürfen numerischer oder heuristischer Verfahren (siehe Abschnitt 2.4.2) [13, 16]. Ein weiteres Klassifizierungsmerkmal ist die Unterscheidung von Verfahren hinsichtlich des Typs der Zielfunktion(en) und Nebenbedingungen (linear, nichtlinear, ganzzahlig, etc.). Daher erfolgt die Einteilung der mathematischen Optimierungsverfahren in Abschnitt 2.4.1 nach diesem Gesichtspunkt. Die Anzahl der Zielfunktionen ist ein drittes Unterteilungskriterium. Bei Optimierungsproblemen mit mehrfachen Zielsetzungen werden Methoden benötigt, die ein umfassendes Nebenbedingungssystem und Effizienzkriterien (Beurteilungsmaßstäbe für den Grad der Erreichung der einzelnen Ziele) zur Problemlösung erfordern [16]. In dieser Arbeit werden ausschließlich Methoden mit einer Zielfunktion betrachtet. Es sei darauf verwiesen, dass es neben den nachfolgend aufgezeigten Optimierungsmethoden noch viele weitere Verfahren und Bereiche gibt. Als Beispiel seien Netzwerkoptimierungen, Graphentheorie, Netzplantechnik, Wartesysteme, sowie stochastische und dynamische Optimierungsmodelle genannt. Für den konkreten vorliegenden Anwendungsfall werden diese Methoden als nicht geeignet eingestuft und in dieser Arbeit daher nicht weiter behandelt.

### 2.4.1 Mathematisch exakte Optimierungsmethoden

Unter der *mathematischen Optimierung* oder *mathematischen Programmierung* wird die unter 2.4 klassische Beschreibung der Maximierung oder Minimierung einer Zielfunktion von Entscheidungsvariablen verstanden. Die Optimierungsaufgabe unterliegt bestimmten Nebenbedingungen. Sie sind exakte Optimierungsmethoden, da sie (nach einer entsprechenden Laufzeit) eine exakte optimale Lösung finden [16]. Als Lösungsmethoden werden analytische und numerische Verfahren eingesetzt. Als Alternative stehen Heuristiken (siehe Abschnitt 2.4.2) zur Verfügung. Auch Kombinationen aus den genannten Verfahren sind möglich.

### 2.4.1.1 Lineare Optimierung

Bestehen Zielfunktion und Nebenbedingungen ausschließlich aus Linearkombinationen können Modellierungs- und Lösungstechnologien der linearen Optimierung (auch als Lineare Programmierung bezeichnet, abgekürzt LP) angewendet werden. Die Entscheidungsvariablen weisen ausschließlich einen kontinuierlichen Wertebereich auf. Durch jahrzehntelange Entwicklung der Algorithmen, Datenstrukturen und Hardwaresysteme können heute nahezu alle LP-Modelle auch mit hunderttausenden Variablen und Restriktionen in vertretbarer Zeit optimal gelöst werden. Die LP stellt für vielfältige Anwendungsbereiche die meist verbreitete und verwendete Optimierungsmethode dar [13]. Wird ein LP-Modell mit einer nichtleeren zulässigen Menge  $\mathbb{M}$  grafisch betrachtet, so wird  $\mathbb{M}$  durch ein *konvexes Polyeder* (siehe **Abbildung 2.4** Figur c) aufgespannt. *Konvex* heißt ein Bereich  $S \subseteq \mathbb{R}^n$ , wenn für zwei Punkte  $x, y \in S$  alle Punkte auf der geradlinigen Verbindung zwischen  $x$  und  $y$  auch in  $S$  liegen (vgl. **Abbildung 2.4** Figur b im Gegensatz zu Figur a). Der Bereich heißt *Polyeder*, wenn er beschränkt (von allen Richtungen eingegrenzt) ist (vgl. **Abbildung 2.4** Figur c im Gegensatz zu Figur b) [14].



**Abbildung 2.4:** Nichtkonvexer Bereich (a); konvexer Bereich (b) und konvexes beschränktes Polyeder (c) in Anlehnung an [14]

Die zulässige Menge eines LP-Modells kann als Schnittmenge von  $m + v$  Halbräumen aufgefasst werden, wobei  $m$  die Anzahl der Nebenbedingungen und  $v$  die Anzahl der Nichtnegativitätsbedingungen darstellt. Diese Halbräume schränken die zulässige Menge durch Hyperebenen ein [19]. Für ein zweidimensionales LP-Modell entsprechen die Restriktionsbedingungen Geraden in der Ebene und spannen ein zweidimensionales Polyeder auf. Aufgrund der Nichtnegativitätsbedingung aus Gl. (2.25) liegt  $\mathbb{M}$  im ersten Quadranten [14, 19]. **Abbildung 2.5** zeigt folgendes exemplarisch gewähltes zweidimensionale LP-Modell mit zwei Restriktionen grafisch:

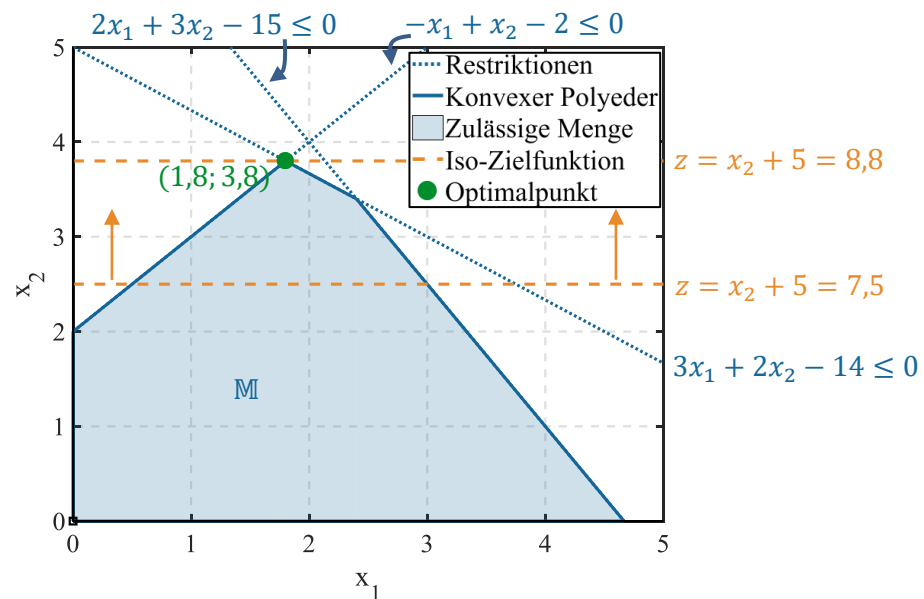
$$\text{Maximiere:} \quad z = x_2 + 5 \quad (2.28)$$

$$\text{unter den Nebenbedingungen:} \quad -x_1 + x_2 - 2 \leq 0 ; \quad (2.29)$$

$$2x_1 + 3x_2 - 15 \leq 0 ; \quad (2.30)$$

$$3x_1 + 2x_2 - 14 \leq 0 ; \quad (2.31)$$

$$x_1, x_2 \in \mathbb{Z}_+ . \quad (2.32)$$



**Abbildung 2.5:** Grafische Darstellung der zulässigen Lösungsmenge (blau), der Zielfunktion (orange) und des Optimalpunktes (grün) eines zweidimensionalen LP-Modells mit drei Restriktionen (Maximierungsfall) in Anlehnung an [20]

Lösungen mit gleichen Optimalwerten liegen auf Iso-Hyperebenen (im zweidimensionalen Fall auf Iso-Geraden). In der Abbildung sind diese mit orange gestrichelten Linien gekennzeichnet. Um das Optimum zu bestimmen, ist die Hyperebene der Zielfunktion so lange parallel zu verschieben, bis  $M$  gerade noch berührt wird. Der äußerste berührende Eckpunkt ist im Falle einer Maximierung der Optimalpunkt (in Abbildung 2.5 grün dargestellt). Es sei darauf verwiesen, dass auch mehrere oder keine Optimalpunkte existieren können [14].

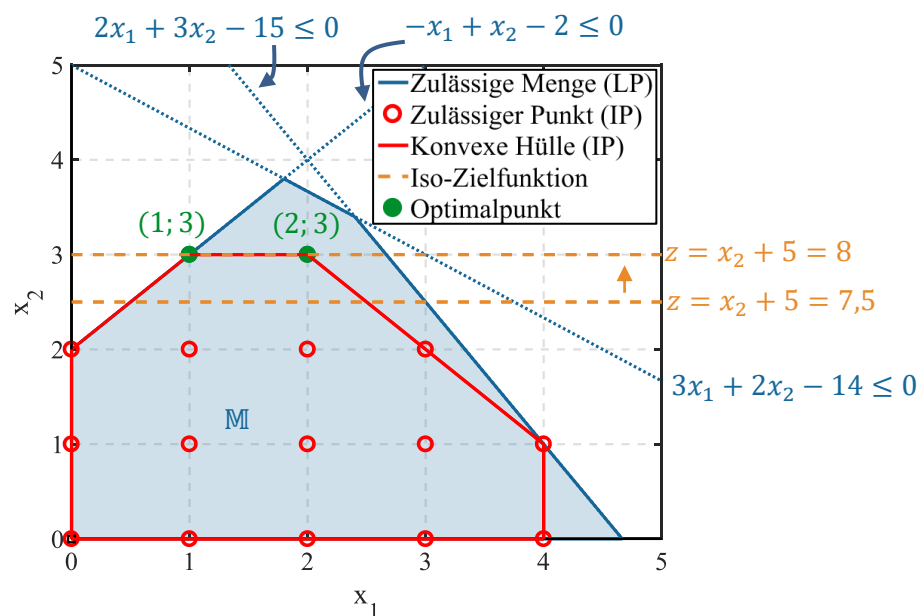
Für ein LP-Modell besitzt die zulässige Menge  $M$  endlich viele Ecken. Sobald ein LP-Modell einen Optimalpunkt besitzt, ist auch mindestens eine Ecke von  $M$  ein optimaler Punkt [19]. Dies ist die Grundlage für das älteste, bekannteste und meist effizienteste Lösungsverfahren für LP-Modelle: der Simplex-Algorithmus. Er ist in zwei Phasen aufgeteilt. In Phase eins wird nach der zulässigen Menge des Optimierungsmodells gesucht. In Phase zwei wird durch iterative Berechnungen die optimale Lösung gesucht [14]. Dabei untersucht der Simplex-Algorithmus den Rand der zulässigen Menge. Im Gegensatz dazu suchen Interior-Point-Algorithmen ausgehend von im Inneren der zulässigen Menge liegenden zulässigen Punkten, nach einer optimalen Lösung [16, 19].

#### 2.4.1.2 (Gemischt-)Ganzzahlige Optimierung

In vielen praktischen Anwendungsgebieten ist gefordert, dass Entscheidungsvariablen (nur) ganzzahlige oder natürliche Werte annehmen, da eine Teilbarkeit von Ressourcen, wie z. B. Men-



schen, Fahrzeugen, Maschinen, Orten, etc. nicht gegeben ist. In manchen Fällen ist eine Beschränkung der Variablen auf den binären Wertebereich gelegt. Beispiele hierfür sind Schwellwerte, logische Abhängigkeiten oder binäre ja/nein-Entscheidungen über die Durchführung von Maßnahmen. Entsprechen alle Variablen der Ganzzahligkeitsbedingung  $x_j \in \mathbb{Z}_+$  nach Gl. (2.25), so wird von einer *ganzzahligen Optimierung* (engl.: Integer Programming (IP)) gesprochen. Bei einer *gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung* (engl.: Mixed Integer Programming (MIP)) treten ganzzahlige und kontinuierliche Variablen auf. Zielfunktion und Nebenbedingungen bestehen – wie bei einer LP – aus Linearkombinationen. Ganzzahlige Entscheidungsvariablen sind nicht mehr kontinuierlich, sondern diskret. Im Gegensatz zur LP sind IP- oder MIP-Probleme schwerer lösbar. Der Grund liegt in der sog. kombinatorischen Explosion. Bereits kleine Modelle erreichen eine hohe Anzahl an möglichen Lösungen, die selten in vertretbarer Zeit enumeriert werden können. Bei der grafischen Betrachtung des Problems lässt sich das konvexe Polyeder der zulässigen Menge nicht durch endlich viele Halbräume beschreiben [14, 19]. **Abbildung 2.6** zeigt anhand der IP-Konvertierung des Beispiels aus Abschnitt 2.4.1.1, dass durch die zulässigen Punkte (rot) das konvexe Polyeder nicht mehr dem Rand des LP-Modells entspricht. Das Beispiel verdeutlicht, dass die Optimalpunkte im Vergleich zum LP-Modell an anderen Stellen liegen. Die Lösung auf exklusiver Basis des Simplex-Algorithmus ist nicht mehr möglich.



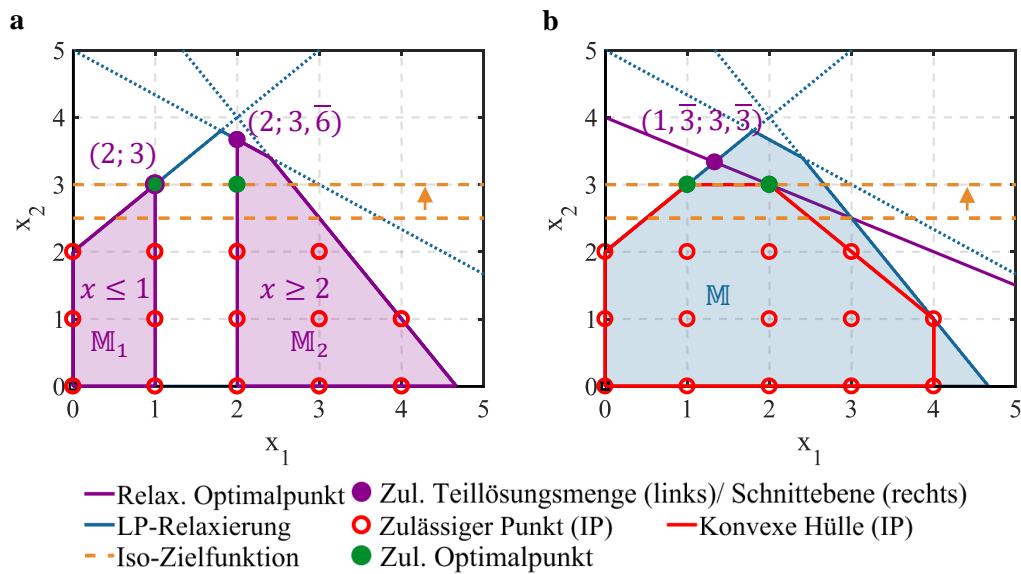
**Abbildung 2.6:** Grafische Darstellung der zulässigen Lösungspunkte (o, rot), des konvexen Polyeders des IP-Modells (rot) mit den Optimalpunkten (grün) im Vergleich zum Lösungsraum des LP-Modells des Beispiels aus 2.4.1.1 in Anlehnung an [20]

Zur exakten Lösung ganzzahliger Optimierungsprobleme zählen das *Branch-and-Bound-* bzw. das *Branch-and-Cut-Verfahren* sowie das *Schnittebenenverfahren nach Gomory*. Daneben existieren heuristische Verfahren, die zum Teil in Abschnitt 2.4.2 vorgestellt werden. Bei allen genannten exakten Lösungsverfahren wird das IP-Modell durch Ersetzen der Ganzzahligkeitsbedingungen mit Nichtnegativitätsbedingungen in ein LP-Modell transferiert. Das entstehende Modell wird *LP-Relaxierung* (vgl. Abbildung 2.6 blaues Polyeder) genannt. Es kann mit dem Simplex-Algorithmus gelöst werden. [19]

Beim Branch-and-Bound-Verfahren wird das LP-relaxierte Problem durch Hinzufügen von Nebenbedingungen in mehrere Teilprobleme aufgeteilt (engl.: branching). Es resultiert ein Verzweigungsbaum mit der LP-Relaxierung als Wurzelknoten. **Abbildung 2.7 a** zeigt anhand des Beispiels die Aufteilung in zwei Teilprobleme durch Einschränkung des Wertebereichs von  $x_1$  (Teilpolyeder violett eingefärbt). Durch das Bounding-Prinzip können im Anschluss Teilprobleme identifiziert werden, deren zulässige Mengen keinen Optimalpunkt des Problems enthalten. Das Prinzip beruht auf dem Vergleich von Schranken. Der Optimalwert der gelösten LP-Relaxierung ist (bei einem Maximalproblem) maximal so hoch wie der unbekannte Optimalwert des IP-Problems und wird daher als globale obere Schranke  $F_{gl}^o$  hergenommen. Für eine globale untere Schranke  $F_{gl}^u$  wird anfangs  $-\infty$  oder ein heuristisch ermittelter Wert angenommen. Für jedes Teilproblem wird – wenn möglich – eine lokale zulässige untere Schranke  $F_s^u$  und eine lokale optimale obere Schranke  $F_s^o$  ermittelt und mit den Werten der globalen Schranken verglichen [19]. Dabei gilt im Hinblick auf den Vergleich der unteren Schranken:

- $F_s^u \leq F_{gl}^u$ : Der optimale Punkt kann nicht im betrachteten Teilproblem liegen.
- $F_s^u > F_{gl}^u$ : Das betrachtete Teilproblem beinhaltet womöglich den optimalen Punkt und muss ggf. weiter verzweigt werden, bis die optimale und gleichzeitig zulässige Lösung gefunden wird. Die untere lokale Schranke wird global gesetzt.

Nach diesem Prinzip kann die Verzweigungsstruktur ausgelotet werden, sodass nicht alle zulässigen Teillösungen enumeriert werden müssen [19]. In Abbildung 2.7 a liefert die LP-Relaxierung den Optimalpunkt (1,8; 3,8) mit dem Zielfunktionswert 8,8 (in Gl. (2.5) eingesetzt), der als obere globale Schranke gesetzt wird. Das linke Teilproblem weist eine zulässige relaxierte Teillösung bei (1; 3) mit dem Wert 8 auf. Die unzulässige relaxierte Teillösung des rechten Teilproblems (2; 3,  $\bar{6}$ ) hat einen Wert von 8,  $\bar{6}$ . Die untere Schranke wird damit auf die beste bekannte und zulässige Lösung 8 des linken Teilproblems gesetzt. Das nächste Teilproblem (rechts) würde weiter verzweigt werden, während dessen Schranken mit den Schranken des linken Teilproblems verglichen werden.



**Abbildung 2.7:** Grafische Darstellung des Branch-and-Bound-Verfahrens (a) und des Schnittebenenverfahrens (b) zur Lösung von IP-Modellen anhand des Beispiels aus 2.4.1.1 in Anlehnung an [21, 22]

Das Schnittebenenverfahren nach Gomory ist eine Alternative zum Branch-and-Bound-Verfahren. Nach der LP-Relaxierung des ursprünglichen Problems wird die zulässige Menge weiter durch Hyperebenen in Form von Ungleichungen eingeschränkt, bis eine ganzzahlige Lösung gefunden wird. Diese Schnittebenen werden von allen zulässigen Punkten erfüllt, nicht aber von der aktuellen Lösung der LP-Relaxierung [19]. In **Abbildung 2.7 b** wird die Lösungsmenge der LP-Relaxierung (blau) durch die Schnitt Ebene  $x_2 + 0,5x_1 \leq 4$  (violett) eingeschränkt. Der Optimalpunkt der neuen Relaxierung (violett) ist noch nicht zulässig, liegt aber näher an den zulässigen Optimalpunkten des IP-Problems (grün).

Das Branch-and-Cut-Verfahren stellt eine Kombination aus den vorgestellten Verfahren dar. Durch Hinzufügen von Schnittebenen vor dem Branch-and-Bound-Prozess werden Schnittebenen zur LP-Relaxierung als Ungleichungsrestriktionen hinzugefügt, sodass der Algorithmus für manche Probleme eine schnellere Lösung präsentieren kann [23]. Für weitere Details sei auf [24] verwiesen.

### 2.4.1.3 Nichtlineare Optimierung

Beinhalten Zielfunktion und/oder Restriktionsgleichungen nichtlineare Terme, sind die Technologien und Lösungsmethoden der LP- und (M)IP nicht anwendbar. *Nichtlineare Optimierungsprobleme* (NLP) treten in der Praxis häufig auf (z. B. mengenabhängige Versandkosten) und bedürfen einem hohen Modellierungsaufwand [14]. Für nichtlineare Probleme gibt es kein generi-

ches Verfahren, das alle Probleme zu lösen gestattet. Vielmehr werden problemspezifische Lösungsmethoden entwickelt. Daher wird versucht NLP-Probleme zu klassifizieren. Einfache NLP-Modelle ohne Nebenbedingungen können durch Auswertung der Optimalitätsbedingungen nach Gln. (2.26) und (2.27) gelöst werden, wenn eine Differenzierbarkeit der Zielfunktion gegeben ist. Für restringierte NLP-Modelle müssen speziellere und komplexere Verfahren angewendet werden. Die Verwendung der *Methode der zulässigen Richtungen* bzw. *des steilsten Anstiegs*<sup>3</sup>, die Verwendung der *Karush-Kuhn-Tucker-Bedingung*<sup>4</sup> oder das *Hilfsfunktionsverfahren*<sup>5</sup> sind an dieser Stelle als Beispiele zu nennen [16]. Für weitere Details sei auf [25], [26] und [27] verwiesen. Konkave quadratische Maximierungsprobleme sind mit dem *Algorithmus von Wolfe* lösbar, der auf der Verwendung der Karush-Kuhn-Tucker-Bedingung basiert [16]. NLP-Probleme mit ganzzahligen Entscheidungsvariablen sind nur in speziellen Fällen effizient lösbar und werden in [28] näher behandelt [19]. Viele dieser Probleme lassen sich mit heutiger Technologie nicht optimal und exakt lösen. Grundsätzlich wird bei NLP-Problemen versucht, diese durch spezielle Modellierungstechniken (stückweise) zu linearisieren [14].

## 2.4.2 Heuristische Verfahren

Unter *heuristischen Verfahren* werden im Kontext des OR Methoden zur Ermittlung guter und zulässiger Lösungen von Optimierungsmodellen verstanden. Während die in Abschnitt 2.4.1 aufgezeigten, exakten mathematischen Verfahren eine optimale Lösung eines Optimierungsmodells finden, kann eine Heuristik keine optimale Lösung garantieren. Heuristische Verfahren werden eingesetzt, wenn der erforderliche Rechenaufwand im Lösungsfindungsprozess zu hoch ist [29]. In der Komplexitätstheorie wird von *NP-schweren Problemen* gesprochen. Darunter werden nach [16] Probleme verstanden, für die bislang kein Algorithmus bekannt ist, der das komplexeste Problem mit polynomialen Aufwand lösen kann. Heuristische Verfahren lassen sich nach [19] einteilen:

- *Konstruktionsheuristiken*, die für ein gegebenes Problem eine erste zulässige Lösung finden (Abschnitt 2.4.2.1),
- *Verbesserungsheuristiken*, die eine Verbesserung einer gegebenen zulässigen Lösung anstreben (Abschnitt 2.4.2.2) und

---

<sup>3</sup> Von einem zulässigen Punkt in die Richtung des steilsten (Maximierung) Gradienten schreiten, bis der Zielfunktionswert maximal erhöht ist, wobei die Zulässigkeit erhalten bleibt [16]

<sup>4</sup> Verallgemeinerung der notwendigen Optimalitätsbedingung erster Ordnung [16]

<sup>5</sup> Umwandlung eines NLP-Modells mit Nebenbedingungen in eine Folge unrestringierter NLP-Modelle, deren Optimalpunkte gegen die gesuchte Maximalstelle konvergiert [16]

- *Heuristiken zur Bestimmung von Schranken* für den optimalen Zielfunktionswert, z. B. beim Branch-and-Bound-Verfahren (in dieser Arbeit nicht weiter behandelt).

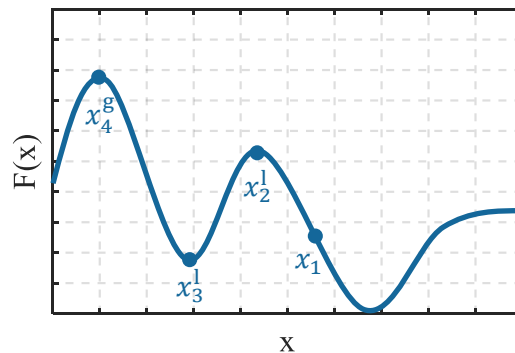
#### 2.4.2.1 Konstruktionsheuristiken

Konstruktionsheuristiken dienen oft als Vorstufe für den Einsatz von Verbesserungsheuristiken oder exakten Optimierungsverfahren. Ihr Ziel ist es, eine erste zulässige Lösung des Problems bereitzustellen. Die Güte der erzielten Lösung ist dabei vom Verfahren und vom investierten Rechenaufwand abhängig. Bei der *zufälligen Bestimmung eines zulässigen Punktes* werden den Entscheidungsvariablen zufällige Werte zugeordnet und es wird beobachtet, ob eine zulässige Lösung resultiert. Diese Vorgehensweise erlaubt eine primitive und schnelle Ermittlung einer zulässigen Lösung. Bei *Greedy-Verfahren* (oder auch myopischen Verfahren) wird durch eine iterative Wertezuweisung der Entscheidungsvariablen eine größtmögliche Verbesserung des Zielfunktionswertes angestrebt. *Vorrausschauende Verfahren* schätzen bei jedem Iterationsschritt die Auswirkungen der Lösungsgüte der nachfolgenden Schritte im Hinblick auf eine Variablenfixierung ab. Die erzielten Lösungen besitzen mit diesem Verfahren oftmals bereits eine hohe Güte, sodass eine nachfolgende Verbesserungsheuristik in der Regel schnell zum Ziel führt. Diesem Vorteil steht ein erhöhter Rechenaufwand im Vergleich zu myopischen Verfahren gegenüber. [16, 19]

#### 2.4.2.2 Verbesserungsheuristiken

Eine notwendige Voraussetzung für den Einsatz von Verbesserungsheuristiken ist die Existenz einer zulässigen Lösung, die z. B. mittels einer Konstruktionsheuristik bestimmt worden ist. Dabei wird die *Nachbarschaft* des zulässigen Punktes analysiert. Darunter werden alle zulässigen Punkte verstanden, die durch einmalige Anwendung einer bestimmten Transformationsvorschrift auf den zulässigen Punkt entstehen können. Beispiele für Transformationsvorschriften sind die Veränderung von einem Element (z. B. einer Koordinate), oder die Vertauschung oder Verschiebung einzelner Elemente [19]. Bei Verbesserungsheuristiken wird iterativ vom betrachteten, zulässigen (Start-)Punkt zum nächsten zulässigen Punkt in der Nachbarschaft fortgeschritten. Die Auswahl des nächsten zulässigen Punktes kann nach der First-Fit-Strategie (Übergang zur ersten gefundenen besseren Nachbarlösung) oder Best-Fit-Strategie (Analyse aller Nachbarschaftspunkte und Auswahl der besten Nachbarlösung) erfolgen. *Reine Verbesserungsverfahren* terminieren, sobald in einer Iteration keine bessere Nachbarlösung existiert. *Lokale Suchverfahren* erlauben auch zwischenzeitliche Verschlechterungen [29]. Der Unterschied lässt sich anhand **Abbildung 2.8** verdeutlichen. Diese zeigt den Verlauf einer zu maximierenden Funktion  $F(x)$ . Der zulässige Startpunkt sei  $x_1$ . Eine reine Verbesserungsheuristik startet bei diesem Punkt und endet beim lokalen Maximum  $x_2^1$ . Das globale Maximum  $x_4^g$  wird in diesem Fall nicht gefunden. Ein lokales Suchverfahren kann  $x_2^1$  durch Akzeptanz zwischenzeitlicher Verschlechterungen

(v. a. beim lokalen Minimum  $x_3^1$ ) überschreiten. Mit diesem Verfahren ist es möglich globale Optima zu erreichen. Eine Garantie bleibt nur den mathematischen Verfahren vorbehalten.



**Abbildung 2.8:** Exemplarische Darstellung einer Funktion mit globalen und lokalen Optima

Lokale Suchverfahren werden auch als *Metaheuristiken* bezeichnet, da deren Grundprinzip auf eine Vielzahl von Optimierungsproblemen anwendbar ist [16]. Die drei bekanntesten heuristischen Metastrategien werden im Folgenden kurz vorgestellt:

### Simulated Annealing

Beim Suchverfahren Simulated Annealing werden Verbesserungen in der Nachbarschaft sofort berücksichtigt (First-Fit-Strategie) und Verschlechterungen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit akzeptiert. Diese Wahrscheinlichkeit hängt vom Ausmaß der Verschlechterung ab und wird im Laufe des Verfahrens dem Wert Null angenähert. Das bedeutet am Ende des Verfahrens werden ausschließlich Verbesserungen zugelassen [16, 19]. Der Algorithmus wird abgebrochen, wenn eine festgelegte Anzahl an Iterationen (ohne Verbesserungen) erreicht wird, oder die Akzeptanzrate unter einen definierten Wert fällt [30].

### Tabu Search

Anders als bei Simulated Annealing wird beim Tabu Search-Verfahren die komplette Nachbarschaft analysiert und die beste Lösung für die nächste Iteration ausgewählt (Best-Fit-Strategie). Dabei wird der beste Punkt auch dann ausgewählt, wenn er eine Verschlechterung gegenüber dem aktuellen Punkt darstellt. Um ein Rekursionsproblem des Verfahrens zu vermeiden, werden Tabu-Listen geführt, um eine Rückkehr zur vorhergehenden besseren Lösung nach einer ausgewählten Verschlechterung zu vermeiden. Als Abbruchkriterium kann das Erreichen einer maximalen Anzahl an Iterationen ohne Verbesserung dienen. [16, 19]

## Genetische Algorithmen

Die Grundidee der genetischen Algorithmen basiert auf den Prinzipien der biologischen Evolutionstheorie nach Darwin und Mendel. Dabei erfolgt die Entwicklung von Lebewesen durch Kreuzen und Verändern des Erbgutes. Lebewesen mit Fehlbildungen oder Organismen, die nicht an den Lebensraum angepasst sind, sterben aus. Dadurch wird gewährleistet, dass eine neue Generation mindestens so gut ist wie die Vorhergehende. In der Optimierung wird jede Lösung ( $\triangleq$  Individuum) durch einen genetischen Code repräsentiert, in dem die Werte der Entscheidungsvariablen codiert sind. Genetische Algorithmen erzeugen Populationen ( $\triangleq$  Gruppe von Individuen) von neuen Lösungen mittels der drei genetischen Operatoren: Selektion, Rekombination und/oder Mutation. Im Rahmen der Selektion werden einzelne Lösungen in Abhängigkeit ihrer Güte zu einem Genpool hinzugefügt. Schlechte Lösungen werden dadurch vermehrt ausgesondert. Die Rekombination veranlasst eine Ziehung von zwei Lösungen aus dem Genpool, die miteinander gekreuzt (rekombiniert) oder unverändert in die nächste Generation übernommen werden. Dabei werden entweder einzelne ( $\triangleq$  Einzelpunkt-Kreuzung) oder mehrere ( $\triangleq$  Mehrpunkt-Kreuzung) Eigenschaften ausgetauscht. Je höher die sog. Destruktivität der Kreuzungsoperation, desto stärker unterscheiden sich die nachkommenden Individuen von ihren Eltern. Durch eine hohe Destruktivität können gute Individuen aussterben. Bei einer niedrigen Destruktivität können bestimmte Individuen nicht entstehen, wodurch fernliegende Alternativen nicht in Betracht gezogen werden [31]. Durch eine Mutation werden die entstandenen Lösungen zufällig oder mit einem Verbesserungsverfahren verändert und der neuen Population hinzugefügt [16]. Im Anschluss erfolgt eine erneute Berechnung der Zielfunktion. Ist das frei wählbare Abbruchkriterium nicht erfüllt, beginnt der Algorithmus mit der Erzeugung der nächsten Generation. [32]

### 2.4.3 Entscheidungstheoretische Verfahren

Bei der Entscheidungstheorie wird in die Perspektive des rational handelnden Menschen gewechselt. Dadurch ist es möglich, mittels einer rationalen Methode eine Entscheidung aus einer Anzahl von Alternativen zu treffen. Eine typische Methode stellt hier der Entscheidungsbaum dar, der sequentielle Entscheidungen unter Unsicherheit betrachtet [14]. Der Vorteil hierbei ist, dass die ermittelte Lösung leicht anhand der Entscheidungsstruktur nachvollzogen werden kann. Entscheidungen werden allerdings nur entlang dieser Struktur getroffen, ohne weitergehende Alternativen in Betracht zu ziehen, oder die Optimalität der Lösung zu überprüfen [32]. Für weitere Details sei auf [33] verwiesen.

## 2.5 Stand der Optimierungstechnik in Energieversorgungssystemen

Im Jahre 1962 werden die ersten Optimierungsprobleme für Energieversorgungsnetze von Carpentier [34] formuliert, die fortan stetig weiterentwickelt werden und heute als optimale Leistungsflussrechnungen bezeichnet werden. Oft ist der durch [35] geprägte englische Begriff „*Optimal Power Flow*“ geläufiger. Darunter ist ein Optimierungsproblem für ein elektrisches Energieversorgungssystem zu verstehen, das die klassischen Lastflussgleichungen als Nebenbedingungen enthält und durch zusätzliche Ungleichungsnebenbedingungen Freiheitsgrade des Netzsystems nutzt, um die Optimierung einer vorgegebenen Zielfunktion anzustreben. Zu den Freiheitsgraden zählen z. B. Wirk- und Blindleistungsbereitstellungen einspeisender Einheiten, Schalterstellungen und Transformatorstufungen, die als Stellgrößen (Entscheidungsvariablen) in das Optimierungsmodell einfließen [36]. Zu den klassischen Anwendungsfällen bzw. Zielfunktionen gehören u. a.:

- Minimierung der Betriebskosten durch Geringhaltung der Kosten
  - des Wirkleistungseinsatzes, z. B. in [37],
  - des Blindleistungseinsatzes oder meist
  - des Wirk- und Blindleistungseinsatzes (kombiniert), z. B. in [38] und [39]auf Grundlage von Betriebskostenfunktionen,
- Minimierung der elektrischen Verluste, z. B. durch Blindleistungsinjektionen und Transformatorstufungen in [40],
- Minimierung von Lastflüssen über definierte Leitungen in [7],
- Minimierung des Lastabwurfs durch Beurteilung anhand von Kostenfunktionen, z. B. in [41],
- Maximierung der Blindleistungsreserve von erzeugenden Einheiten zur Vorhaltung für kritische Spannungsfälle oder -hübe [8].

Das Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* bietet implementierte Funktionen für die meisten genannten Anwendungsfälle [8]. Durch die Neuentwicklung aktiver Blindleistungsmanagementsysteme für Verteilungsnetze ergibt sich ein neuartiges Anwendungsfeld für OPF-Technologien. In den nächsten Abschnitten wird ein Verfahren beschrieben, dass anhand von OPF-Lösungsstrategien Blindleistungsinjektionen in MS-Netzen zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts koordiniert.



## 3 Entwicklung eines Regelverfahrens für einen optimierten und zentralen Blindleistungsabruf

Zur Entwicklung des zentralen Regelverfahrens werden in diesem Kapitel im Anschluss an die Vorstellung des Konzeptes jene Anforderungen identifiziert und analysiert, welche als Rahmenkriterien in den Entwicklungsprozess einfließen. Auf der Basis dieser Anforderungen wird in Abschnitt 3.4 ein Optimierungsverfahren entwickelt, das einen bedarfsoptimalen Blindleistungsabruf errechnet. Der Fokus liegt dabei auf der mathematischen Modellbildung, der Auswahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens und dessen Lösungsstrategie. Im letzten Abschnitt dieses Kapitels wird auf die technische Umsetzung des gesamten Regelprozesses in seinen einzelnen Schritten eingegangen.

### 3.1 Konzeptionierung des zentralen Regelverfahrens

Bei der zentralen Blindleistungsregelung regelt eine zentrale Recheninstanz „Zentralrechner“ (auch: Q-Regler oder Q-Regeleinheit), die beispielsweise in der Netzleitstelle postiert sein kann, den Blindleistungsabruf der Q-Quellen im MS-Netz. Der Regelablauf ist in **Abbildung 3.1** dargestellt. Die Regelung erfordert eine IKT zu relevanten Netzknoten und Leitungen, um die dortigen Spannungs-  $U_{AP,i}(t)$  und Belastungszustände  $S_{AP,k}(t)$  an den Zentralrechner zu leiten, wodurch kontinuierliche und netzzustandsabhängige Nachregelungen ermöglicht werden. Die Spannungsgrenzwerte an den einzelnen Netzknoten  $U_{\max,i}(t)$  und die thermischen Belastungsgrenzen  $S_{\text{th,max},k}(t)$  der Betriebsmittel werden dem Optimierungsverfahren als limitierende Vorgaben übergeben. Durch ein im Zentralrechner hinterlegtes Netzmodell, das alle notwendigen Informationen zur Netzstruktur und -topologie enthält, lassen sich die Spannungs- und Leistungssensitivitäten errechnen. Die Rückführung der Sensitivitäten des sich nach dem simulativen Blindleistungsabruf  $Q_{\text{Abruf,simulativ}}(t)$  einstellenden Arbeitspunktes im Netzmodell ermöglicht eine Arbeitspunktkorrektur (APK), wodurch die Arbeitspunktabhängigkeit der Sensitivitäten berücksichtigt ist (genauer in Abschnitt 3.5). Das sich neu einstellende Ist-Blindleistungsverhalten  $Q_{\text{Ist,neu}}(t)$  wird zurückgekoppelt und ermöglicht durch den exakten Soll-Ist-Vergleich eine präzise Ausregelung des Blindleistungsbedarfs  $Q_{\text{Bedarf}}(t)$ . Der Zentralrechner koordiniert den Blindleistungsabruf und sendet die Ansteuerungsbefehle  $Q_{\text{Abruf,real}}(t)$  an die Anlagenregler der

Q-Quellen im MS-Netz, die wiederum ihr aktuelles Potential  $Q_{\text{pot}}(t)$  an den Zentralrechner zurückmelden. Optional kann im Störfall bei Ausfall der IKT auf einen fahrplanbasierten Blindleistungsabruf als Backup-Lösung zurückgegriffen werden. Dieses Regelverfahren ist in [6] erarbeitet und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

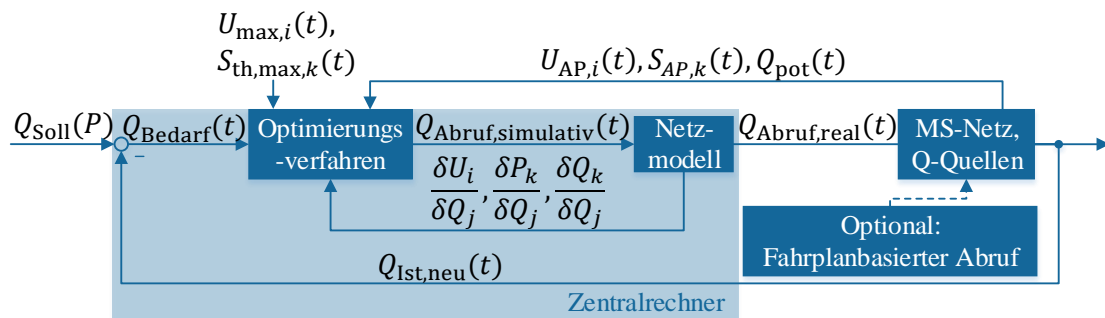


Abbildung 3.1: Regelungsprinzip des zentralen Blindleistungsmanagementsystems

Anhand **Abbildung 3.2** lässt sich der vorgestellte Regelablauf des zentralen Regelverfahrens anhand eines exemplarischen MS-Netzes mit einer dargestellten Q-Quelle schematisch verdeutlichen. Der Blindleistungsabruf wird für jede Quelle vom Zentralrechner in Abhängigkeit des aktuellen Netzzustandes, des aktuellen Blindleistungsbedarfs und der Grenzwertvorgaben errechnet und an den *Power Quality Manager* (PQM) übertragen. Dieser teilt die angeforderte Blindleistung an die einzelnen Anlagenregler der Q-Quelle, die *Power Quality Controller* (PQC), mittels eines Verteilungsalgorithmus auf.

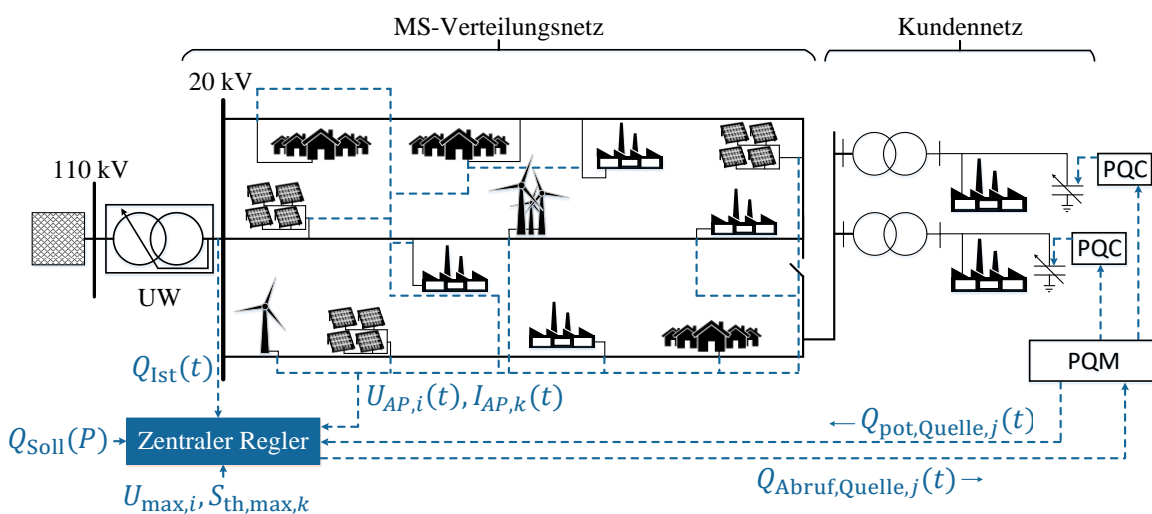


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung des zentralen Blindleistungsregelverfahrens in einem exemplarischen MS-Netz mit BKA als Q-Quellen

### 3.2 Anforderungen an das Regelverfahren

Zur erfolgreichen Entwicklung eines zentralen Blindleistungsregelverfahrens empfiehlt es sich, konkrete Anforderungen empirisch zu ermitteln. Dabei ist es hilfreich, diese hinsichtlich ihrer Priorität zu analysieren. **Tabelle 3.1** gibt einen Überblick über die identifizierten Anforderungen, welche im Anschluss näher erläutert werden. Die Priorisierung erfolgt in Anlehnung an die Zielsetzung dieser Arbeit und nach projektinternen Absprachen.

**Tabelle 3.1:** Übersicht und Priorisierung der identifizierten Anforderungen des Regelverfahrens

ID	Anforderung	Priorität
1	Einhaltung einer handhabbaren Laufzeit und Geringhaltung des Rechenaufwandes	hoch
2	Nachvollziehbarkeit der ablaufenden Rechenoperationen für den Anwender	niedrig
3	Genauigkeit und Realitätsnähe des Optimierungsmodells	mittel
4	Erreichen der Optimalität des Ergebnisses	mittel
5	Anwendbarkeit auf verschiedenartige Netzmodelle mit unterschiedl. Q-Quellen	hoch
6	Nebenbedingungs- und Variablenflexibilität	hoch

Unter der ersten Anforderung wird die Einhaltung einer praxisadäquaten Laufzeit des Regelverfahrens zur Bestimmung des optimalen Blindleistungsabrufs der einzelnen Blindleistungsquellen verstanden. Die bereits in Abschnitt 1.1 erläuterte, permanent geforderte Einhaltung von Blindleistungsgrenzen erfordern ein schnelles Blindleistungsregelverfahren, um die Blindleistungsgrenzen am Netzverknüpfungspunkt zu jeder Zeit einzuhalten. Konkret soll die Rechenzeitdauer von der Datenzufuhr bis zur Ergebnislieferung eine niedrige zweistellige Sekundenzahl nicht überschreiten, um die Blindleistungsquellen schnellstmöglich anzusteuern und den Blindleistungsbedarf zu decken. Diese Anforderung ist daher mit hoher Priorität eingestuft. Zur Einhaltung dieser Laufzeitanforderung muss das Optimierungsmodell rechenarm konzipiert sein. Ganzzahlige oder nichtlineare NP-schwere Optimierungsmodelle sollen daher linearisiert oder mit Heuristiken gelöst werden. Das Regelverfahren muss in der Lage sein, schnell einzuschwingen, bzw. bei Divergenz durch die Wahl geeigneter Abbruchkriterien in kurzer Zeit zu terminieren. Die

zweite Anforderung beschreibt die Transparenz der im Hintergrund ablaufenden Rechenoperationen und die Nachvollziehbarkeit des Zustandekommens der optimalen Lösung. Dazu zählt die automatisierte Informationsbereitstellung über ein Ausgabefenster, sowie die Dokumentation der durchgeführten Operationen und Ergebnisse seitens des Algorithmus. Weiterhin soll ggf. die Art der Restriktionen nachvollzogen werden können, die limitierend auf die jeweilige Optimierungsentscheidung einwirkt. Da diese Anforderung keinen quantitativen Einfluss auf das Ergebnis nimmt, ist diese niedrig priorisiert. Die dritte Anforderung verlangt ein genaues und realitätsgetreues Modell, um die Ergebnisse auf die Realität transferieren zu können. Ist dieser Aspekt unzureichend erfüllt, können in manchen Fällen geeignete Transformationsvorschriften Abhilfe verschaffen, um den Rückschluss auf die Realität zu ermöglichen. Die Anforderung steht häufig im Widerspruch zur Modellkomplexität und somit in Widerspruch mit Anforderung eins und ist mittelmäßig priorisiert. Weiterhin soll das Optimierungsverfahren nach Anforderung vier im Idealfall in der Lage sein, optimale Entscheidungen, d. h. globale Extrema zu ermitteln. Dadurch soll die vollständige Ausschöpfung des vorhandenen Blindleistungspotentials gewährleistet werden. Die mittelmäßige Priorisierung dieser Anforderung ist so zu interpretieren, dass es nicht erforderlich ist, die Q-Quellen so optimal anzusteuern, dass die Kompensationsleistung im Var-Bereich ausgenutzt wird. Das Blindleistungsaufkommen in MS-Netzen liegt im MVAr-Bereich und BKA lassen sich in der Regel nur stufenweise ansteuern. Mit Hilfe der fünften Anforderung soll gewährleistet werden, dass das Regelverfahren durch eine universelle Modellstruktur und durch eine generische Programmierung auf verschiedenartige Netzmodelle mit unterschiedlicher Anzahl und Art der Q-Quellen (z. B. BKA oder EZA) angewendet werden kann. Die Anforderung ist mit hoher Priorität gekennzeichnet, da das Regelverfahren bei fehlender Transfermöglichkeit, aufgrund der begrenzten Anwendungsmöglichkeit, unbrauchbar wäre. Mittels Anforderung sechs soll die Möglichkeit offengehalten werden, die Modellstruktur hinsichtlich Variablen und Nebenbedingungen abzuändern. So soll das Modell z. B. in der Lage sein, weitere identifizierte Nebenbedingungen ohne weiterführende Strukturänderungen aufnehmen zu können. Die Anforderung ist von hoher Bedeutung, da aus Netztopologieänderungen (z. B. im Störfall) und Netzausbaumaßnahmen Modellveränderungen bzw. -erweiterungen resultieren. Zur Variablenflexibilität kann der bereits in Anforderung fünf enthaltene Aspekt, die Art und Anzahl der teilnehmenden Blindleistungsquellen variabel gestalten zu können, zugeordnet werden. Bei Umsetzung entsprechender regulatorischer Rahmenbedingungen und Schaffung wirtschaftlicher Vergütungsanreize für die zur Verfügung stehende Blindleistung, kann ein neuer Markt erschlossen werden, wodurch sich die teilnehmenden Anbieter stetig ändern können. Das Regelverfahren muss in der Lage sein, diese Veränderung in die Modellstruktur aufzunehmen.

### 3.3 Einflussgrößen des Regelverfahrens

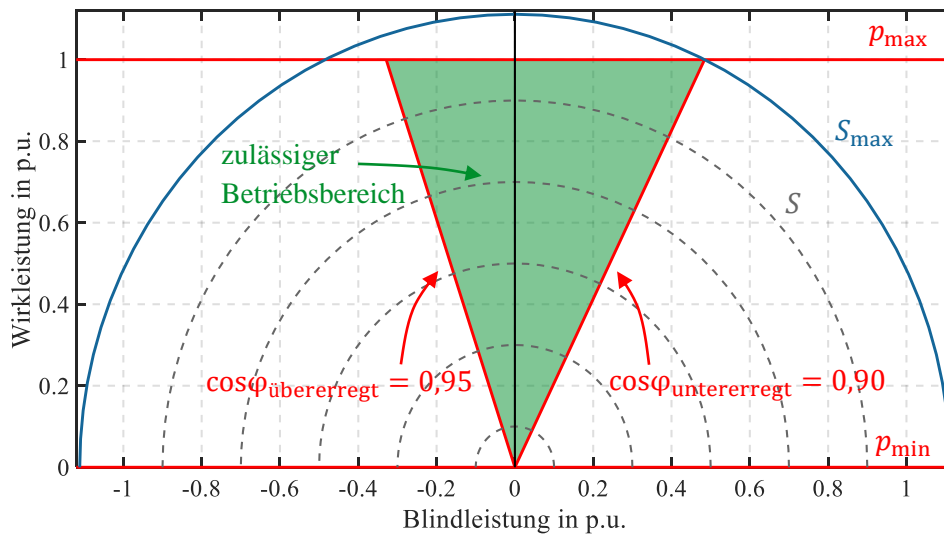
Der Abruf der Blindleistung aus dem Verteilungsnetz wird durch diverse Vorgaben beeinflusst, die limitierend auf diesen einwirken. Dazu zählen hauptsächlich das technische Blindleistungspotential der Blindleistungsquellen sowie Spannungs- und Belastungsgrenzwerte der Netzbetriebsmittel. In diesem Abschnitt werden regulatorische Grundlagen sowie die Bestimmung der genannten Randbedingungen behandelt.

#### 3.3.1 Technisches Blindleistungspotential der Blindleistungsquellen

Das technische Blindleistungspotential der Blindleistungsquellen beschreibt die maximal abrufbare induktive oder kapazitive Blindleistung an einer Q-Quelle. Im Rahmen des Projektes SyNERgie und [4] wurden große, ungenutzte Potentiale an BKA von Industriebetrieben und an Umrichter- oder Generatoranlagen großer MS-EZA identifiziert. Es ist anzumerken, dass für die gesamte Arbeit und das zu entwickelnde Regelverfahren eine kontinuierliche, stufenlose Zu- bzw. Abregelung des Potentials seitens der Q-Quellen vereinfacht angenommen wird.

##### 3.3.1.1 Technisches Blindleistungspotential von MS-Erzeugungsanlagen

Die Blindleistungsfähigkeit einer EZA in der MS-Ebene ist durch die *Technische Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz* des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [42] definiert. Gemäß dieser Richtlinie muss die EZA bei Wirkleistungsabgabe in jedem Betriebspunkt mindestens einen Verschiebungsfaktor von  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,95$  bis  $\cos\varphi_{\text{übererregt}} = 0,95$  gewährleisten. Abweichende Werte können seitens der Netzbetreiber gefordert werden. So erweitert beispielweise die *Main-Donau Netzgesellschaft mbH* (MDN) in ihren *Ergänzungen zu den Technischen Richtlinien für EZA am MS-Netz* den Blindleistungsstellbereich einseitig auf  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  [43]. Die im Mai 2018 veröffentlichte *VDE-AR-N 4110* [44] fordert für die Zukunft eine zweiseitige Aufweitung der Blindleistungsstellfähigkeit von  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  bis  $\cos\varphi_{\text{übererregt}} = 0,90$ . Der geforderte Blindleistungsstellbereich ist konventionell für eine spannungshaltende Blindleistungsregelung vorgesehen und wird in der Regel vom Umrichtersystem der EZA eingestellt. Für das zentrale Blindleistungsregelverfahren werden die entsprechenden EZA aus der spannungshaltenden Blindleistungsregelung extrahiert und der geforderte Blindleistungsstellbereich als technisches Potential für das zentrale Regelverfahren angenommen. Durch die vorgegebenen  $\cos\varphi$ -Grenzen ergibt sich eine wirkleistungsabhängige Blindleistungsfähigkeit der EZA. Für den geforderten Blindleistungsstellbereich der MDN resultiert ein Leistungsdiagramm, das in **Abbildung 3.3** dargestellt ist.



**Abbildung 3.3:** Leistungsdiagramm mit geforderter Blindleistungsstellfähigkeit (grün) in Anlehnung an die geforderten Betriebsstellgrenzen  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,95$  und  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  (rot) von MS-EZA im MDN-Netz

Die  $\cos\varphi$ -Grenzwertvorgaben (rot) spannen einen V-förmigen Betriebsbereich (grün) auf, der durch horizontale Wirkleistungsbetriebsgrenzen (rot) beschränkt werden kann. Die maximale Scheinleistung wird bei maximaler Wirkleistungseinspeisung und bei  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  erreicht und entspricht dem Radius des  $S_{\text{max}}$ -Halbkreises (blau). Die dargestellten Halbkreise entsprechen Iso-Scheinleistungslinien (Betriebspunkte mit konstanter Scheinleistung). Das maximale technische Potential von EZA zum Zeitpunkt  $t$  liegt demnach an den Rändern des zulässigen Betriebsbereichs und kann in Bezug auf die Grenzwertvorgaben der MDN und die Betrachtung im Verbraucherzählpeilsystem mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$Q_{\text{pot,EZA}}(t) = P(t) \cdot \tan(\arccos(\cos\varphi)) \cdot \text{sgn}(\varphi) \quad (3.1)$$

mit  $\cos\varphi = 0,9$  für induktives und  $\cos\varphi = 0,95$  für kapazitives Potential.

Es sei darauf verwiesen, dass bei größeren EZA neben den Umrichtersystemen auch weitere blindleistungskompensationsfähige Anlagen, z. B. Parkregler, als potentielle Q-Quellen zur Verfügung stehen. Diese werden im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht weiter berücksichtigt.

### 3.3.1.2 Technisches Blindleistungspotential von Industriebetrieben

Gemäß der *Technischen Anschlussbedingung Mittelspannung* des BDEW [45] sind Industriebetriebe dazu angehalten, einen Betriebsbereich von  $\cos\varphi_{\text{übererregt}} = 0,9$  bis  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,9$  einzuhalten. Auch hier besteht die Möglichkeit des Netzbetreibers engere Grenzen festzulegen. So

schließt z. B. [46] die *Mainfranken Netze GmbH* (MFN) in ihrem städtischen Netz ein kapazitives Verhalten gänzlich aus und fordert einen Betriebsbereich von  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,95$  bis  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 1,0$ . Die neu veröffentlichte VDE-AR-N 4110 deckelt die Aufnahme von induktiver und kapazitiver Blindleistung in Höhe von maximal 5 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung. Oberhalb von 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung muss ein Verschiebungsfaktor von  $\cos\varphi_{\text{untererregt}} = 0,90$  eingehalten werden [44]. Zur Gewährleistung dieser Betriebsgrenzen werden BKA in Abstimmung mit dem Netzbetreiber seitens der Endkunden installiert. Diese tragen dazu bei, den Blindleistungsbedarf der Verbraucher direkt vor Ort mittels Kondensatoren, Induktivitäten und/oder leistungselektronischen Bauelementen zu decken. Liegt ein variabler Blindleistungsbedarf auf Verbraucherseite vor, werden regelbare BKA eingesetzt. Diese arbeiten entweder kontinuierlich oder in Stufen [4]. Im Rahmen der Potentialbestimmung für das zentrale Regelverfahren wird eine kontinuierliche Regelung angenommen. Da der Bedarf an Blindleistung auf Endkundenseite durch den Betrieb von Drehstrommaschinen oft im induktiven Bereich liegt, werden vorwiegend Kondensatoren zur Bereitstellung des kapazitiven Blindstroms installiert. Durch Reduktion des kapazitiven Kompensationsgrades einer BKA im Produktionsbetrieb, verhält sich der Endkunde gegenüber dem Netzanschlusspunkt induktiver. Diesen Vorgang beschreibt das *induktive Potential* eines Betriebes. Werden überschüssige Kompensationskapazitäten, z. B. in produktionsfreien Zeiten genutzt, wird von *kapazitivem Potential* gesprochen. Durch Betriebsvermessungen im Rahmen des Projektes SyNErgie konnten Betriebe mit durchgängigem induktivem und kapazitivem Blindleistungspotential identifiziert werden. Zudem wurde ein Tool entwickelt, das auf Basis der Daten der *registrierenden Leistungsmessung* (RLM) von Betrieben induktive und kapazitive Potentiale prognostizieren kann. Die Ergebnisse dieses Tools dienen als Grundlage für die in Kapitel 4 angeführten Simulationsszenarien. Die Beschreibung der Funktionalität dieses Tools ist nicht Gegenstand dieser Arbeit. Für weiterführende Informationen sei auf [47] verwiesen.

### 3.3.2 Restriktion durch Belastungs- und Spannungsgrenzen

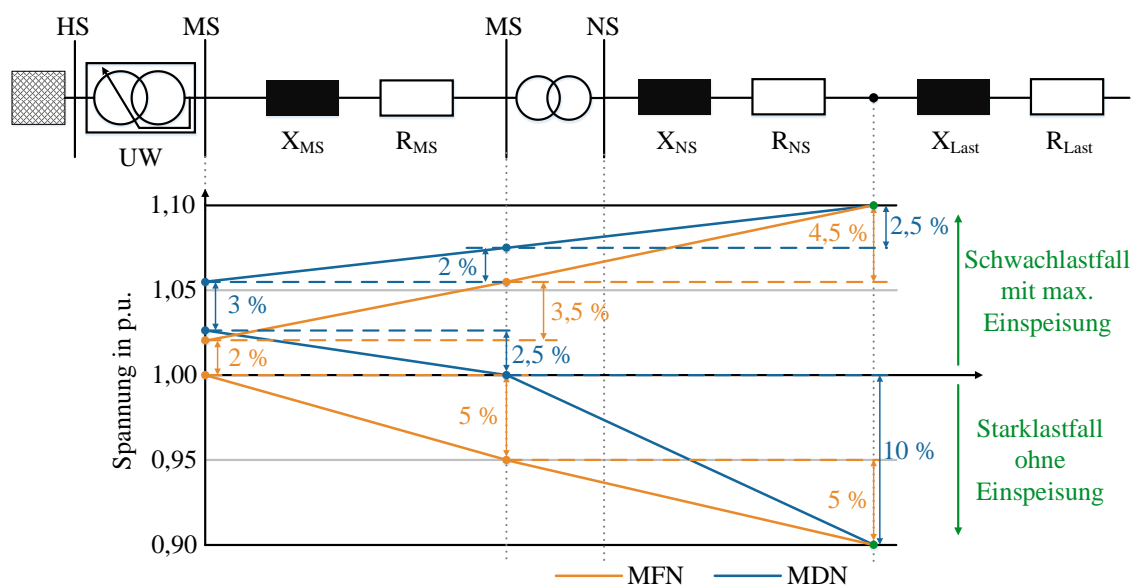
Bei einem Blindleistungsabruf aus dem Verteilungsnetz ist darauf zu achten, dass die Spannungsgrenzen der Netzknoten und die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel nicht überschritten werden. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen im Verteilungsnetz ist u. a. in der *DIN EN 50160* [48] festgelegt. In der MS-Ebene dürfen 99 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der vereinbarten Versorgungsspannung  $U_C$  jedes Wochenintervalls eine Änderung um  $\pm 10$  % nicht überschreiten:

$$0,9 U_C \leq U \leq 1,1 U_C . \quad (3.2)$$

Die vereinbarte Versorgungsspannung im MS-Netz der MFN beträgt 21 kV [46] und im MS-Netz der MDN 20 kV [43]. Diese Spannungsbandgrenzen gelten auch für die Änderung der Versorgungsspannung  $U_n$  in der Niederspannung (NS). 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls müssen in folgendem Bereich liegen:

$$0,9 U_n \leq U \leq 1,1 U_n ; \quad U_n = 230 \text{ V} . \quad (3.3)$$

Die genannten Anforderungen gelten für den Normalbetrieb. Zeitintervalle mit einer Versorgungsunterbrechung<sup>6</sup> sind von diesen Anforderungen ausgenommen [48]. Da noch viele MS-/NS-Ortsnetztransformatoren ein starres Übersetzungsverhältnis<sup>7</sup> aufweisen, werden seitens der VNB Planungswerte für Ortsnetzstationen definiert, um die normgerechte Einhaltung der Spannungsgrenzen in der NS zu gewährleisten. **Abbildung 3.4** stellt den Spannungsfall bzw. -hub der MS und NS dar und verdeutlicht diese Planungswerte am Beispiel der Netzbetreiber MFN und MDN.



**Abbildung 3.4:** Ersatzschaltbild und Aufteilung des Spannungsbandes eines Verteilungszetzes auf Grundlage von Planungswerten am Beispiel der Netzbetreiber MFN (orange) und MDN (blau) für den Stark- und Schwachlastfall

Im Spannungsprofilendiagramm sind in Anlehnung an das obenstehende Ersatzschaltbild des Verteilungszetzes die beiden Extremfälle abgebildet: Im oberen Bereich ist der größtmögliche Span-

<sup>6</sup> Zustand, in dem die Spannung an der Übergabestelle weniger als 5 % der Bezugsspannung beträgt [48]

<sup>7</sup> Der Ausdruck „starres Übersetzungsverhältnis“ bezieht sich hier auf den laufenden Betrieb. Die manuelle Einstellung mittels Umstellern im last- und spannungsfreien Zustand wird hier nicht miteinbezogen.



nungshub im Schwachlastfall mit maximaler Einspeisung dargestellt. Der untere Bereich zeigt den maximalen Spannungsfall im Starklastfall ohne Einspeiseleistung. Zur Vereinfachung sind die Spannungsdifferenzen im dargestellten Diagramm linear dargestellt. In der Realität erscheinen diese durch die Leitungsreaktanz konvex bzw. konkav. Gl. (3.3) legt den maximal zulässigen Spannungsbandbereich am Endverbraucher (grüne Punkte in Abbildung 3.4) fest. Die Aufteilung des Spannungsbandbereiches gliedert sich in folgende Instanzen:

- Regelhysterese des Stufenschalters im UW-Transformator,
- Spannungsfall bzw. -hub auf den MS-Leitungen,
- Spannungsfall bzw. -hub des Ortsnetztransformators und
- Spannungsfall bzw. -hub auf den NS-Leitungen.

Die quantitative Aufteilung des Spannungsbandbereiches ist bei der MDN durch ihre ländliche Netztopologie mit hoher Rückspeiseleistung oberhalb von 1,0 p. u. angesiedelt. Hierbei ist zu beachten, dass in einigen NG der MDN – wie z. B. in NG3 (vgl. Abschnitt 2.2) – eine kontinuierliche Sollwertanpassung angewendet wird. Dabei wird der Spannungssollwert am UW-Transformator lastabhängig angepasst (vgl. Anhang A.1). Die MFN veranlasst nahezu symmetrische Planungswerte. Daraus ergeben sich die relevanten Spannungsgrenzwerte für die MS-/NS-Transformatorstationen, die in **Tabelle 3.2** für die beiden betrachteten Netzbetreiber aufgelistet sind.

**Tabelle 3.2:** *Spannungsplanwerte und -grenzwerte für MS/NS-Transformatorstationen der Netzbetreiber MDN und MFN (Werte gelten für die Spannung an der Oberspannungsseite der MS/NS-Transformatoren)*

	MDN		MFN	
	Kundenstation	Ortsnetzstation	Kundenstation	Ortsnetzstation
$U_{\max}$ in p. u.	1,1	1,075	1,1	1,055
$U_{\min}$ in p. u.	0,9	1,0	0,9	0,95

Bei den MS-/NS- Transformatorstationen wird zwischen Kunden- und Ortsnetzstationen differenziert. Bei Kundenstationen entfällt eine nachgelagerte NS-Netzebene, die der normativen Spannungsrichtlinie unterliegt. So steht bereits in der MS-Ebene der gesamte Spannungsbandbereich von  $\pm 10\%$  zur Verfügung. Für Ortsnetzstationen gelten netzbetreiberspezifische Planungswerte. Für Ortsnetzstationen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren können davon abweichende erweiterte Grenzwerte definiert werden. Für die vorliegende Arbeit sind diese Planungsgrenzwerte irrelevant, da in den betrachteten MS-NG aus Abschnitt 2.2 und in den Anwendungsszenarien in Kapitel 4 kein regelbarer Ortsnetztransformator eingesetzt wird.

Die Belastungen der Betriebsmittel sind durch deren thermisch zulässige Dauertemperaturen restriktiert. Die zulässigen Dauertemperaturen werden bei Freileitungsseilen v. a. durch die mechanische Festigkeit, bei Kabeln und Transformatoren insbesondere durch die Isolation definiert. Die Überschreitung dieser Temperaturgrenzen führt bei Freileitungen zu einem erhöhtem Durchhang und bei Kabeln sowie Transformatoren zu einer Verkürzung der Lebensdauer [11].

Die sich an der Leiteroberfläche von Kabeln und Freileitungen einstellende Temperatur ist hauptsächlich vom jeweiligen Betriebsstrom abhängig. Umgebungstemperatur, Sonneneinstrahlung sowie Windgeschwindigkeit sind bei Freileitungen weitere Einflussfaktoren. Zu den weiteren Einflussgrößen bei Kabeln zählen u. a. Verlegungsart, Anzahl der parallel verlegten Systeme, Umgebungstemperatur, die Art der Wärmeableitung sowie der zeitliche Verlauf der Last [49]. Die thermisch zulässige Strombelastbarkeit  $I_{th,max}$  lässt sich für Kabel anhand der Normen [50], [51] und [52] sowie für Freileitung anhand [53] und [54] bestimmen. Die Berechnung der thermischen Grenzleistung bzw. der maximalen Übertragungsscheinleistung erfolgt unter Einbezug der Bemessungsspannung  $U_m$  des Betriebsmittels [55]:

$$S_{th,max} = \sqrt{3} \cdot U_m \cdot I_{th,max} \quad (3.4)$$

Der Betrachtungsraum des Regelverfahrens ist auf die MS-Ebene gelegt. Diese reicht von der Unterspannungsseite des HS-/MS-Transformators bis zu den Oberspannungsseiten der MS-/NS-Transformatoren. Aus diesem Grund werden Transformatorauslastungen bei der Entwicklung des zentralen Regelverfahrens nicht berücksichtigt und folglich in dieser Arbeit nicht näher behandelt.

## 3.4 Optimierung des Blindleistungsabrufs

Dieser Abschnitt behandelt das Optimierungsverfahren zur Bestimmung des optimalen Blindleistungsabrufs. Im Anschluss an die Analyse der Zielsetzung des Optimierungsproblems wird ein aus den in Abschnitt 2.4 vorgestellten Verfahren ein Geeignetes ausgewählt, auf dessen Basis ein mathematisches Optimierungsmodell ausgearbeitet wird.

### 3.4.1 Zielsetzung der Optimierungsaufgabe

Das Optimierungsziel des zentralen Regelverfahrens besteht darin, Blindleistung an den festgelegten Q-Quellen zur Deckung des Blindleistungsbedarfes des MS-Netzes abzurufen. Dazu wird die Maximierung des Blindleistungsabrufs unter der Bedingung, dass Überkompensationen über

den Blindleistungsbedarf hinaus ausgeschlossen werden, angestrebt. Im Idealfall entspricht der maximale Blindleistungsabruf gemäß Gl. (2.2) betragsmäßig dem Blindleistungsbedarf. Die in Abschnitt 3.3 diskutierten Einflussgrößen sollen restriktiv auf den Abruf einwirken.

### 3.4.2 Auswahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens

Zur Auswahl des Optimierungsverfahrens werden die in Abschnitt 2.4 vorgestellten Optimierungsmethoden dem in Abschnitt 3.2 angeführten Anforderungsprofil in einer gewichteten Entscheidungsmatrix gegenübergestellt. **Tabelle 3.3** zeigt die Entscheidungsmatrix, bei der die Gewichtung- und Bewertungsfaktoren durch Einschätzung des Autors dieser Arbeit vorgenommen sind. Die Gewichtung ist in drei Stufen (1: niedrig; 2: mittel; 3: hoch) und die Bewertung in sechs Stufen (analog zum Schulnotensystem; 1: sehr gut; ...; 6: ungenügend) eingestuft.

**Tabelle 3.3:** Gewichtete Entscheidungsmatrix zur analytischen Auswahl eines Optimierungsverfahrens mit Gewichtung der Anforderungen (1: niedrig; 2: mittel; 3: hoch), Bewertung (1: sehr gut; ...; 6: ungenügend) und gewichteter Bewertung (Produkt aus Gewichtung und Bewertung)

ID	Anforderung	Gewichtung	Mathematisch exakt						Heuristisch		Entscheidungstheoretisch	
			LP		(M)IP		NLP		B.	g. B.	B.	g. B.
			B.	g. B.	B.	g. B.	B	g. B.				
1	Laufzeit	3	2	6	4	12	6	18	2	6	1	3
2	Nachvollziehbarkeit	1	3	3	4	4	5	5	2	2	1	1
3	Modellgenauigkeit	2	3	6	2	4	1	2	4	8	5	10
4	Optimalität	2	1	2	1	2	1	2	3	6	5	10
5	Transferierbarkeit	3	2	6	2	6	2	6	3	9	2	6
6	Flexibilität	3	2	6	2	6	2	6	3	9	4	12
Ergebnisse			∑ 13	∅ 2,2	∑ 15	∅ 2,6	∑ 17	∅ 3,5	∑ 17	∅ 3,6	∑ 18	∅ 3,8

B.: Bewertung; g. B.: gewichtete Bewertung = Gewichtung der Anforderung · Bewertung

LP-Probleme sind mit einem Simplex-Algorithmus effizient und schnell lösbar, während viele (M)IP- und im Besonderen NLP-Probleme zu langen Rechenzeiten tendieren, da viele solcher Probleme zur Klasse der NP-schweren Probleme gehören. Heuristiken sind in der Regel durch

den Ausschluss der Optimalitätsgarantie in der Lage, gute Lösungen in kurzer Zeit zu ermitteln. Entscheidungstheoretische Verfahren sind für äußerst schnelle Laufzeiten prädestiniert, da der Lösungsalgorithmus nur begrenzte Entscheidungsstrukturen, wie z. B. Flussdiagramme abarbeiten muss. Einfache Entscheidungsstrukturen begünstigen zudem eine hohe Nachvollziehbarkeit der ermittelten Lösung. Bei Heuristiken mit iterativer Lösungsfindungsstrategie ist die getroffene Optimierungsentscheidung leichter dokumentier- und nachvollziehbar als bei exakten Verfahren, die komplexe Gleichungssysteme lösen. Bei mathematisch exakten Verfahren führt die Einführung ganzzahliger und/oder nichtlinearer Entscheidungsvariablen, Restriktionen und/oder Zielfunktionen zu einer Erhöhung der Modellkomplexität mit einhergehender Senkung der Nachvollziehbarkeit. Die Optimalität des Ergebnisses ist nur bei mathematisch exakten Verfahren gegeben, jedoch vermögen auch Heuristiken ausreichend zuverlässige Lösungen zu präsentieren. Die in Abschnitt 2.4.2.2 vorgestellten Verbesserungsverfahren können durch Akzeptanz zwischenzeitlicher Lösungsverschlechterungen die Findung einer optimalen Lösung fördern, aber nicht garantieren. Entscheidungstheoretische Verfahren mit einfacher Entscheidungsstruktur und begrenzter Anzahl an Entscheidungsmöglichkeiten lassen oft fernliegende Alternativen außer Betracht. Die Transferierbarkeit auf unterschiedliche NG ist bei mathematischen Verfahren durch ihre einheitliche Modellstruktur leichter realisierbar als bei problemspezifischen Heuristiken. Oft genügen geringfügige Anpassungen des Gleichungssystems, um mathematisch exakte Optimierungsverfahren auf andere Probleme zu transferieren. Bei Heuristiken ist in Bezug auf Anforderung fünf und sechs auf generische Metaheuristiken mit problemunspezifischer Modellstruktur zurückzugreifen (vgl. Abschnitt 2.4.2.2). Die simple Struktur der entscheidungstheoretischen Verfahren gewährleistet in der Regel eine gute Transferierbarkeit, allerdings können Veränderungen von Nebenbedingungen und Variablen oftmals zu einer Modellstrukturänderung führen. Metaheuristische Verfahren sind durch ihre Universalität flexibler. Bei mathematisch exakten Verfahren genügt eine Anpassung des Restriktiongleichungssystems.

Anhand der Ergebniszeile von Tabelle 3.3 ist erkennbar, dass die LP in Bezug auf die priorisierten Anforderungen für den vorliegenden Anwendungsfall das geeignetste Verfahren ist. Bestätigt wird diese Entscheidung durch die kombinatorisch beste Erfüllung der hochpriorisierten Anforderungen Laufzeit, Transferierbarkeit und Flexibilität. Treten bei der Modellbildung (siehe nächster Abschnitt) ganzzahlige oder nichtlineare Terme auf, helfen Linearisierungen, um die Anwendbarkeit der LP herbeizuführen und sich dessen Laufzeit- und Optimalitätsgarantievorteils zu bedienen. Aus diesen Gründen wird in den nächsten Abschnitten ein Optimierungsmodell auf Basis einer LP entwickelt.

### 3.4.3 Mathematische Modellbildung der Optimierungsaufgabe

In diesem Abschnitt soll das mathematische lineare Optimierungsmodell gebildet werden, anhand dessen die optimale Lösung herbeigeführt wird. Dazu werden analog zu Schritt (3) des Optimierungsprozesses aus Abschnitt 2.4 die bisher beschriebenen deskriptiven Modellansätze in mathematische Gleichungssysteme überführt. Das Optimierungsverfahren unterscheidet je Zeitpunkt  $t$  zwischen induktivem und kapazitivem Blindleistungsbedarf und verwendet das entsprechende Potential der Blindleistungsquellen. Ein kombinatorischer Blindleistungsabruf, d. h. ein kapazitiver Q-Abruf an einer Q-Quelle mit gleichzeitigem induktivem Q-Abruf an einer anderen Q-Quelle, ist innerhalb eines Regelzeitpunktes ausgeschlossen. So können Wechselwirkungen durch gegenseitige Kompensationseffekte vermieden werden. Für die nachfolgenden Gleichungen gilt die Betrachtung im Verbraucherzählpfeilsystem.

#### 3.4.3.1 Zielfunktion

Die in Abschnitt 3.4.1 deskriptiv formulierte Zielsetzung des Regelverfahrens, den Blindleistungsabruf entsprechend dem aktuellen Bedarf zu optimieren, kann mit der Zielfunktion in Gl. (3.5) in Kombination mit einer Überkompensationsrestriktion in Gl. (3.6) beschrieben werden. So wird unter der Beachtung der Kompensationsgrenze ( $\triangleq$  Blindleistungsbedarf) die Maximierung des Blindleistungsabrufs angestrebt:

$$\text{Maximiere:} \quad Q_{\text{Abruf}}(t) = \sum_{j=1}^n \underbrace{|Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)| \cdot x_j(t)}_{|Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t)|} = |Q_{\text{Abruf}}(t)| \quad (3.5)$$

Um den Blindleistungsabruf entsprechend dem aktuellen Blindleistungsbedarf je Zeitpunkt  $t$  zu begrenzen, wird folgende Überkompensationsrestriktion eingeführt:

$$\sum_{j=1}^n \underbrace{|Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)| \cdot x_j(t)}_{|Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t)|} = |Q_{\text{Abruf}}(t)| \leq |Q_{\text{Bedarf}}(t)| \quad (3.6)$$

Der betragsmäßige Blindleistungsabruf  $|Q_{\text{Abruf}}(t)|$  ergibt sich durch die Summe aus dem Betrag der technischen Potentiale der Q-Quellen  $|Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)|$  und deren *Ansteuerungskoeffizienten*  $x_j(t)$  und soll für jeden Zeitpunkt  $t$  bedarfsoptimal sein. Durch den Betrag von  $Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)$  ist im kapazitiven Abruffall die Konvertierung in den positiven Wertebereich sichergestellt, sodass eine Maximierungsaufgabe vorgenommen werden kann. Die Ansteuerungskoeffizienten

$x_j(t)$  entsprechen den Entscheidungsvariablen des Optimierungsmodells, geben den prozentualen Anteil der abgerufenen Blindleistung an der Quelle  $j$  zu ihrem technischen Potential an und können Werte zwischen Null und Eins annehmen:

$$x_j(t) = \frac{Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t)}{Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)} ; x_j(t) \in [0; 1] ; j = 1, 2, \dots, n . \quad (3.7)$$

Die Summe der abgerufenen Blindleistungen darf den Blindleistungsbedarf für den Zeitpunkt  $t$  nicht überschreiten. Durch die Betragsfunktionen wird der induktive und kapazitive Abruffall abgedeckt. Mathematisch betrachtet gehört Ausdruck (3.6) bereits zu den Nebenbedingungen, die im nachfolgenden Unterabschnitt dargelegt werden.

### 3.4.3.2 Nebenbedingungen

Alle Restriktionsvorgaben werden in ein Ungleichungssystem in kanonischer Form überführt:

$$A(t) \cdot x_j(t) \leq b(t) ; A \in \mathbb{R}^{m \times n} ; b \in \mathbb{R}^m . \quad (3.8)$$

Dabei ist  $A(t)$  die *Koeffizientenmatrix* und  $b(t)$  der *Vektor der rechten Seite* mit  $m$  Ungleichungen zur Bestimmung der  $j = 1, 2, \dots, n$  Ansteuerungskoeffizienten der  $n$  Blindleistungsquellen zum Zeitpunkt  $t$ . Neben der bereits dargelegten Überkompensationsrestriktion (Gl. (3.6)) lassen sich die Ungleichungen in drei weitere Kategorien unterteilen, die im Folgenden ausführlich erläutert werden.

#### Maximalspannungsrestriktionen

Zur Einhaltung der in Abschnitt 3.3.2 diskutierten oberen Spannungsgrenzen an den Knotenelementen des MS-Netzes wird folgendes Nebenbedingungsungleichungssystem definiert:

$$\sum_{j=1}^n \left( \frac{\delta U_i}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot \underbrace{\left( -Q_{\text{pot,Quelle},j}(t) \right) \cdot x_j(t)}_{Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t)} \leq \underbrace{U_{\text{max},i} - U_{\text{AP},i}(t)}_{U_{\text{frei,oben},i}(t)} ; i = 1, 2, \dots, p. \quad (3.9)$$

Die Spannungsänderungen an den Netzknoten  $i$  gegenüber den Blindleistungsinjektionen der Quellen an den Netzknoten  $j$  werden durch die Spannungssensitivitäten  $\left( \frac{\delta U_i}{\delta Q_j} \right)$  angegeben. Durch Multiplikation dieser mit dem technischen Potential  $Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)$  und dem Ansteuerungskoeff-

fizienten  $x_j(t)$  der jeweiligen Q-Quellen ergeben sich die durch den Blindleistungsabruf bedingten, absoluten Spannungsänderungen an den Netzknoten. Diese Änderungen dürfen die oberen Spannungsbandreserven  $U_{\text{frei,oben},i}(t)$  nicht überschreiten. Die oberen Spannungsbandreserven ergeben sich aus der Differenz des jeweiligen oberen Spannungsgrenzwertes  $U_{\text{max},i}$  des Netzknotens und dessen Arbeitspunktspannung  $U_{\text{AP},i}(t)$ . Die Maximalspannung, die für jeden Netzknoten individuell vorgegeben werden kann, ermöglicht die Berücksichtigung verschiedener Grenzwertvorgaben. In diesem Zusammenhang zwischen Kunden- und Ortsnetzstationen nach Tabelle 3.2 sowie ggf. Ortsnetzstationen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren differenziert werden. Um die durch den Q-Abruf bedingten spannungsbeeinflussenden Effekte in Bezug auf das Verbraucherzählpeilsystem richtig zu stellen, müssen die Werte von  $Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)$  invertiert werden. Bei induktivem Blindleistungsabruf werden die positiven Potentiale zu negativen Werten und damit zu spannungssenkenden Effekten korrigiert. Bei kapazitivem Blindleistungsabruf werden die negativen Potentiale zu positiven und damit zu spannungshebenden Effekten korrigiert. Für die Spannungssensitivitäten  $\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$  gilt folgende Nomenklatur: Eine positive Sensitivität ist als positive Wirkung bei steigender Blindleistung zu interpretieren. Unter steigender Blindleistung ist im Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* ein kapazitiveres Verhalten der Q-Quelle zu verstehen. Eine positive Spannungssensitivität bei kapazitivem Abruf bedeutet einen spannungshebenden Effekt am Netzknoten  $i$  und umgekehrt. Eine positive Spannungssensitivität bei induktivem Abruf bedeutet einen spannungssenkenden Effekt am Netzknoten  $i$  und umgekehrt. Aus Abschnitt 2.3 geht hervor, dass  $\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$ -Sensitivitäten arbeitspunktabhängig sind. Im Grunde beeinflusst der Blindleistungsabruf selbst die Sensitivitätswerte. Zur Einhaltung der Linearität der Restriktionen bleibt die Arbeitspunktabhängigkeit der Sensitivitäten im Optimierungsmodell exkludiert. Innerhalb des Optimierungsverfahrens werden alle Sensitivitäten als konstant angenommen. Dennoch wird die Arbeitspunktabhängigkeit der Sensitivitäten im Regelprozess des zentralen Regelverfahrens berücksichtigt. Dazu sei auf Abschnitt 3.5 verwiesen.

### Minimalspannungsrestriktionen

Die durch Blindleistungsinjektionen induzierten spannungssenkenden Effekte müssen auch die unteren Spannungsbandreserven  $U_{\text{frei,unten},i}(t)$  einhalten, um keine Unterschreitung der minimalen Spannungen  $U_{\text{min},i}$  zu verursachen. Die Einhaltung der minimalen Spannungen wird durch folgenden Ausdruck sichergestellt:

$$\sum_{j=1}^n - \left( \left( \frac{\delta U_i}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot \underbrace{\left( -Q_{\text{pot,Quelle},j}(t) \right) \cdot x_j(t)}_{Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t)} \right) \leq \underbrace{-U_{\text{min},i} + U_{\text{AP},i}(t)}_{U_{\text{frei,unten},i}(t)}; \quad i = 1, 2, \dots, p. \quad (3.10)$$

Das Ungleichungssystem ist ähnlich zu Gl. (3.9) aufgebaut. Die Invertierung von  $Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)$  resultiert aus der bereits dargelegten Korrektur der spannungsbeeinflussenden Effekte. Die Negation der Terme in Gl. (3.10) im Vergleich zu Gl. (3.9) resultiert aus der Umwandlung des Ungleichungssystems von der „ $\geq$ -Form“ in die kanonische Form nach Gl. (3.8).

### Auslastungsrestriktionen

Die durch den Blindleistungsabruf verursachten Leistungsflüsse in den Leitungen  $k$  sind anhand der in Abschnitt 3.3.2 angesprochenen thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel zu restringieren. Da im Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* keine  $\left(\frac{\delta I_k}{\delta Q_j}\right)$ -Sensitivitäten als Ergebnisparameter zur Verfügung stehen, werden zur quantitativen Bewertung der Auswirkungen des Blindleistungsabrufs  $\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right)$ - und  $\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right)$ -Sensitivitäten adhibiert. Folgendes Ungleichungssystem limitiert die Blindleistungsinjektionen der Q-Quellen durch die Einhaltung der thermisch bedingten maximalen Übertragungsleistung  $S_{\text{th,max},k}$  der Leitungen:

$$\begin{aligned} & \sum_{j=1}^n \left( P_{\text{AP},k} + \left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)| \cdot x_j(t) \right)^2 + \\ & + \left( Q_{\text{AP},k} + \left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)| \cdot x_j(t) \right)^2 \leq \\ & \leq (S_{\text{th,max},k} \cdot FG_k)^2 ; \quad k = 1, 2, \dots, q. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Durch Multiplikation der Leistungssensitivitäten mit den betragsmäßigen Potentialen  $|Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)|$  und den Ansteuerungskoeffizienten  $x_j(t)$  ergeben sich für jeden Zeitpunkt  $t$  die durch den Blindleistungsabruf bedingten Wirk- bzw. Blindleistungsflussänderungen in den  $q$  Leitungen. Diese werden dem jeweiligen Arbeitspunkt  $P_{\text{AP},k}(t)$  und  $Q_{\text{AP},k}(t)$  aufgeschlagen und dürfen die thermischen Übertragungsleistungen der Leitungen  $S_{\text{th,max},k}$  nicht überschreiten. Durch den Betrag von  $Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)$  ist – analog zur Zielfunktion – der kapazitive und induktive Abruffall abgedeckt. Mit dem Faktor  $FG_k$  wird ein Freiheitsgrad eingeführt, um Betriebsmittelbelastungsreserven optional planerisch für jede Leitung individuell berücksichtigen zu können. Die Anwendung der ersten binomischen Formel und die Umstellung des Ungleichungssystems führen zur kanonischen Form:

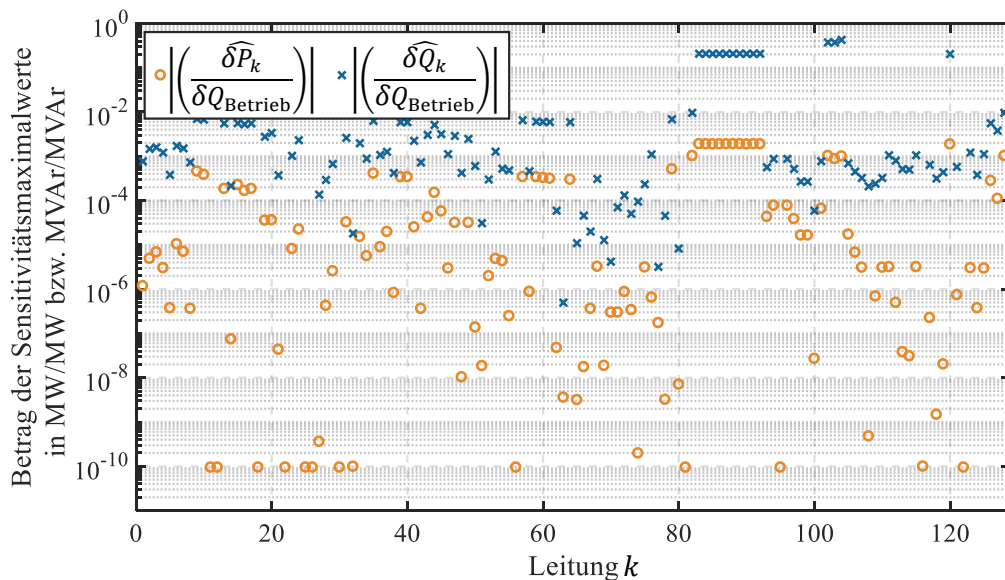
$$\sum_{j=1}^n \left( 2P_{\text{AP},k} \left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot Q_{\text{pot,Quelle},j}(t) + 2Q_{\text{AP},k} \left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot Q_{\text{pot,Quelle},j}(t) \right) x_j(t) \cdot$$



$$\cdot \left( \left( \left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},j}(t)| \right)^2 + \left( \left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},j}(l)| \right)^2 \right) x_j(t)^2 \leq \quad (3.12)$$

$$\leq (S_{\text{th,max},k} \cdot FG_k)^2 - (P_{\text{AP},k}(t)^2 + Q_{\text{AP},k}(t)^2); \quad k = 1, 2, \dots, q.$$

Es ist erkennbar, dass die Entscheidungsvariablen quadratisch in das Restriktionssystem eingehen. Ein LP-Lösungsverfahren ist nicht mehr in der Lage, dieses Problem zu lösen. **Abbildung 3.5** zeigt die Simulationsergebnisse einer Sensitivitätsanalyse eines ganzen Jahres in der industriegeprägten NG1 mit 129 Leitungen. Als Blindleistungsinjektionsort ist exemplarisch der Betrieb mit der größten installierten Leistung innerhalb der NG gewählt. Dieser Betrieb besitzt auch das größte Blindleistungspotential in dieser NG und wird im späteren Verlauf der Arbeit als Q-Quelle für das zentrale Regelverfahren eingesetzt (siehe Kapitel 4). Für eine anschauliche Übersicht und eine Worst-Case-Betrachtung sind die Maximalwerte der 35040 errechneten Wirk- und Blindleistungssensitivitäten (Jahressimulation in 15-Minuten-Auflösung) je Leitung dargestellt. Dazu werden gemäß Gln. (2.21) und (2.22) aus Abschnitt 2.3 die Verlustsensitivitäten je Leitung mit einbezogen. So kann aus der Abbildung der maximal mögliche Einfluss der Blindleistungsinjektion in Bezug auf das Jahr 2015 herausgelesen werden. Ausreißer, deren Wert kleiner als  $10^{-11}$  ist, werden in der Darstellung nicht mehr berücksichtigt. Zur optischen Erfassung der Größenordnungen ist die Abszisse natürlich logarithmisch skaliert. Da die reelle Logarithmusfunktion nur für positive Numeri definiert ist, sind die Beträge der Sensitivitäten dargestellt.



**Abbildung 3.5:** Betrag der Maximalwerte der Wirkleistungssensitivitäten (o, orange) und Blindleistungssensitivitäten (x, blau) je Leitung  $k$  aus einer Sensitivitätsanalyse in der industriegeprägten NG1 (Blindleistungsinjektionsort: Betrieb mit größter installierter Leistung, Datenbasis: Jahressimulation in 15-Minuten-Auflösung für das Jahr 2015)

Die Darstellung verdeutlicht, dass der Großteil der Blindleistungssensitivitäten  $\left| \left( \frac{\delta \widehat{Q}_k}{\delta Q_{\text{Betrieb}}} \right) \right|$  Werte zwischen  $10^{-2}$  und  $10^{-4}$  aufweist. Für die meisten Wirkleistungssensitivitäten gilt:  $10^{-3} < \left| \left( \frac{\delta \widehat{P}_k}{\delta Q_{\text{Betrieb}}} \right) \right| < 10^{-10}$ . Sie sind damit in vielen Fällen kleiner als die Blindleistungssensitivitäten. Es kann daher konstatiert werden, dass der Einfluss einer Blindleistungsinjektion auf den Wirkleistungsfluss in einer Leitung geringer ist als der Einfluss auf den dortigen Blindleistungsfluss. Wie bereits in Abschnitt 2.3 erwähnt, resultieren  $\left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right)$ -Sensitivitäten indirekt aus der Aggregation der Wirkverlustsensitivitäten, deren Ursache im erhöhten Scheinstrom liegt.  $\left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right)$ -Sensitivitäten ergeben sich hingegen zusätzlich auch direkt durch den einspeisenden Blindstrom und sind daher in höheren Wertebereichen angesiedelt. Aufgrund der vergleichsweise geringen  $\left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right)$ -Einflüsse kann an dieser Stelle durch Vernachlässigung der  $\left( \frac{\delta P_k}{\delta Q_j} \right)$ -Sensitivitäten folgende Vereinfachung vorgenommen und somit eine lineare Modellstruktur eingehalten werden:

$$\sum_{j=1}^n \left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right) (t) \cdot \overbrace{\left| Q_{\text{pot,Quelle},j}(t) \right| \cdot x_j(t)}^{\left| Q_{\text{Abruf,Quelle},j}(t) \right|} \leq \overbrace{Q_{\text{frei},k}(t)}^{Q_{\text{max},k} - Q_{\text{AP},k}(t)} \quad (3.13)$$

$$\text{mit: } Q_{\text{max},k} = \sqrt{(S_{\text{th,max},k} \cdot FG_k)^2 - P_{\text{AP},k}(t)^2}; \quad k = 1, 2, \dots, q. \quad (3.14)$$

Durch das Ungleichungssystem ist die Einhaltung der Leitungsbelastungsgrenzen, die mit einem für jede Leitung frei wählbaren Freiheitsgrad  $FG_k$  skalierbar sind, sichergestellt. Die durch den Q-Abruf bedingten Blindleistungsflüsse dürfen die blindleistungsbezogenen Übertragungsreserven  $Q_{\text{frei},k}$ , die leitungsscharf definierbar sind, nicht überschreiten. Auch hier ist anzumerken, dass die Arbeitspunktabhängigkeit der  $\left( \frac{\delta Q_k}{\delta Q_j} \right)$ -Sensitivitäten zur Vereinfachung und zur Wahrung der Linearität vernachlässigt wird. Die Arbeitspunktabhängigkeit wird durch eine iterative APK in Abschnitt 3.5 berücksichtigt.

Da die Betrachtung in dieser Arbeit auf die MS-Ebene (Unterspannungsseite des HS-/MS-Transformators bis Oberspannungsseiten der MS-/NS-Transformatoren) gelegt ist, bleiben Transformatorauslastungen, Stufenschalterstellbereichsgrenzen sowie spannungsbeeinflussende Wirkungen auf die HS-Ebene unberücksichtigt.

### Zusammenfassung

Mit der Überkompensationsrestriktion aus Abschnitt 3.4.3.1 lässt sich zusammenfassend folgendes Restriktionsungleichungssystem in der kanonischen Form nach Gl. (3.8) schreiben:

$$\begin{bmatrix}
 \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & \cdots & \left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) \\
 \vdots & \ddots & \vdots \\
 \left(\frac{\delta U_p}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & \cdots & \left(\frac{\delta U_p}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) \\
 -\left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & \cdots & -\left(\frac{\delta U_1}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) \\
 \vdots & \ddots & \vdots \\
 -\left(\frac{\delta U_p}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & \cdots & -\left(\frac{\delta U_p}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) \\
 \left(\frac{\delta Q_1}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)| & \cdots & \left(\frac{\delta Q_1}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)| \\
 \vdots & \ddots & \vdots \\
 \left(\frac{\delta Q_q}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)| & \cdots & \left(\frac{\delta Q_q}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)| \\
 |Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)| & \cdots & |Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)|
 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} U_{\text{max},1} - U_{\text{AP},1}(t) \\ \vdots \\ U_{\text{max},p} - U_{\text{AP},p}(t) \\ -U_{\text{min},1} + U_{\text{AP},1}(t) \\ \vdots \\ -U_{\text{min},p} + U_{\text{AP},p}(t) \\ Q_{\text{max},1} - Q_{\text{AP},1}(t) \\ \vdots \\ Q_{\text{max},q} - Q_{\text{AP},q}(t) \\ |Q_{\text{Bedarf}}(t)|
 \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{A}(t) \cdot \mathbf{x}_j(t) \leq \mathbf{b}(t) . \tag{3.15}$$

### 3.4.4 Auswahl eines geeigneten Lösungsalgorithmus

Wie bereits in Abschnitt 2.4.1.1 beschrieben, gilt der Simplex-Algorithmus als renommierteste und effizienteste Lösungsmethode von linearen Optimierungsverfahren. Der Algorithmus untersucht den Rand des zulässigen konvexen Lösungspolytops hinsichtlich einer Optimallösung. Die *MATLAB Optimization Toolbox* von *MATLAB R2017a* bietet das *duale Simplex-Verfahren* zur Lösung linearer Optimierungsprobleme an. Der Vorteil des dualen Simplex-Algorithmus ist, dass die vorliegende Basislösung nicht zwangsläufig zulässig sein muss. D. h. Optimierungsprobleme können trotz negativer Werte im Vektor der rechten Seite  $\mathbf{b}$  in Gl. (3.8) gelöst werden. So sind im Gegensatz zum klassischen primalen Simplex-Verfahren Optimierungsprobleme in nichtkanonischer Form lösbar [16]. Ein weiterer Vorteil des dualen Simplex-Algorithmus – der auch im vorliegenden Anwendungsfall Bedeutung erlangt – bezieht sich auf das Laufzeitverhalten. Die Laufzeit von Simplex-Verfahren hängt im Wesentlichen oft von der Anzahl der Zeilen und damit von der Anzahl der Nebenbedingungen des Optimierungsproblems ab. Die Anzahl der Zeilen des Ungleichungsnebenbedingungssystems des obenstehenden primalen Modells beträgt:

$$m = 2p + q + 1 , \tag{3.16}$$

wobei  $p$  die Anzahl der Netzknoten und  $q$  die Anzahl der Leitungen im betrachteten MS-Netz sind. Die Anzahl der Spalten  $n$  des primalen Modells entspricht der Anzahl der Q-Quellen. Da in der Regel:

$$n \ll m = 2p + q + 1 \quad \text{und} \quad \text{Laufzeit} \sim m \quad (3.17)$$

gilt, kann die Lösung des *dualen Modells* durch Vertauschen von Zeilen und Spalten einen Performancevorteil erzielen und damit das Lösungsverfahren verstärkt auf Anforderung eins aus Tabelle 3.1 abstimmen. Daher wird das Optimierungsproblem in ein duales Modell überführt. Das duale Modell ist als komplementäres „Partnermodell“ zum linearen Ausgangsmodell zu verstehen. Für ein primales (ursprüngliches) LP-Modell der Form:

$$\text{Maximiere:} \quad z = c^T x ; \quad c \in \mathbb{R}^n \quad (3.18)$$

$$\text{mit:} \quad A x \leq b ; \quad A \in \mathbb{R}^{m \times n}; \quad b \in \mathbb{R}^m \quad (3.19)$$

lässt sich das duale Modell schreiben:

$$\text{Minimiere:} \quad z' = b^T y \quad (3.20)$$

$$\text{mit:} \quad A^T y \geq c . \quad (3.21)$$

Beim dualen Modell entspricht der ursprüngliche Vektor der rechten Seite  $b$  im Restriktionssystem dem transponierten Zielvektor  $b^T$ . Der transponierte Zielvektor des primalen Modells  $c^T$  entspricht dem Vektor der rechten Seite des dualen Modells  $c$ . Bei primärer Maximierungsvorschrift ist die duale Zielfunktion zu minimieren.  $y$  ist der Vektor der dualen Entscheidungsvariablen. Die transponierte Koeffizientenmatrix  $A^T$  des primalen Modells entspricht der Koeffizientenmatrix des dualen Modells und das Ungleichungssystem wird umgekehrt [14, 16]. Für den vorliegenden Anwendungsfall lässt sich das duale Modell aufstellen:

Minimiere:

$$Q_{\text{Abruf}}(t)' = [U_{\text{frei,oben},i}(t) \quad U_{\text{frei,unten},i}(t) \quad Q_{\text{frei},k}(t) \quad |Q_{\text{Bedarf}}(t)|] \begin{bmatrix} y_1(t) \\ \vdots \\ y_m(t) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

mit:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} \left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & -\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)) & \cdots \\ \vdots & \vdots & \\ \left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) & -\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot (-Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)) & \cdots \end{bmatrix} \\
 & \cdots \begin{bmatrix} \left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_1}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)| & |Q_{\text{pot,Quelle},1}(t)| \\ \vdots & \vdots \\ \left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_n}\right)(t) \cdot |Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)| & |Q_{\text{pot,Quelle},n}(t)| \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_1(t) \\ \vdots \\ y_m(t) \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} Q_{\text{pot,Quelle},1}(t) \\ \vdots \\ Q_{\text{pot,Quelle},n}(t) \end{bmatrix}.
 \end{aligned} \tag{3.23}$$

Zur Lösung des dualen Optimierungsproblems sucht der duale Simplex-Algorithmus zunächst eine Basislösung des dualen Problems, die primal zwar nicht zulässig ist, aber deren Optimalitätsbedingung bereits erfüllt ist. Durch iterative Umformungen verbessert der Algorithmus die Zulässigkeit der Lösung, bis das Problem auch primal zulässig ist [14, 16]. Der Ablauf der iterativen Umformungen werden in dieser Arbeit nicht näher behandelt, können aber unter [16] und [19] nachgelesen werden.

### 3.5 Technische Umsetzung des Regelprozesses

In diesem Abschnitt sollen Grundkonzept und Ablauf des entwickelten zentralen Regelverfahrens aufgezeigt werden. Da im Rahmen des Projektes SyNERgie kein Feldversuch vorgesehen ist, wird das Regelverfahren speziell für den simulationsbasierten Einsatz im Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory* entwickelt. Dazu sind folgende Abweichungen vom Regelprozess aus Abschnitt 3.1 vorzunehmen:

- Die reale Ansteuerung der PQM der Q-Quellen wird nicht durchgeführt.
- Die Bestimmung der Netzzustände  $U_{\text{AP},i}(t)$  und  $S_{\text{AP},k}(t)$  sowie des Ist-Blindleistungsverhaltens  $Q_{\text{Ist,neu}}(t)$  erfolgt simulationsbasiert im Netzmodell.
- Zur Transferierung in die Simulationsebene wird jeder Zeitschritt  $t$  durch einen Lastflussschritt  $l$  substituiert.

Der Regelprozess ist in **Abbildung 3.6** anhand eines Ablaufdiagramms dargestellt.

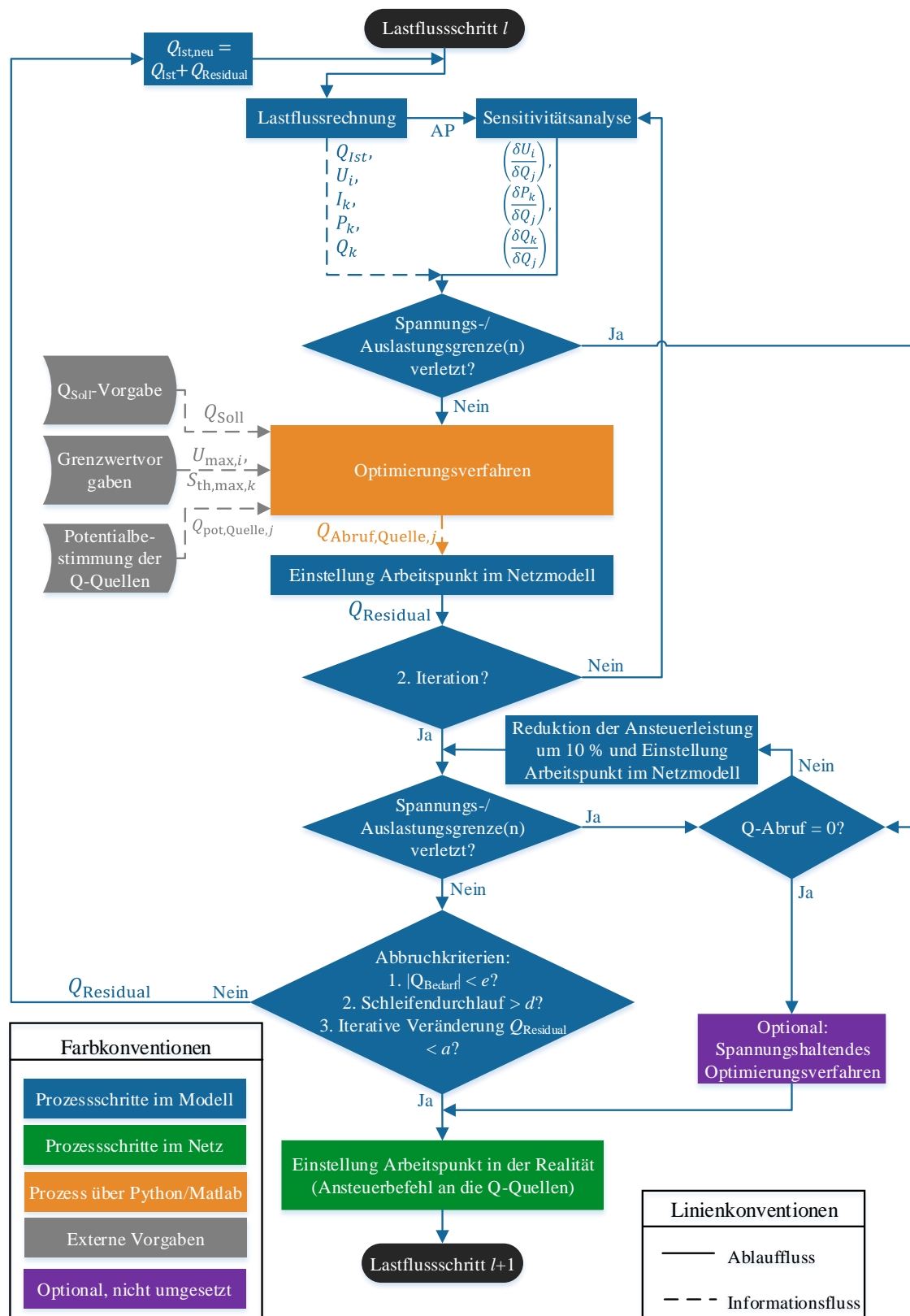
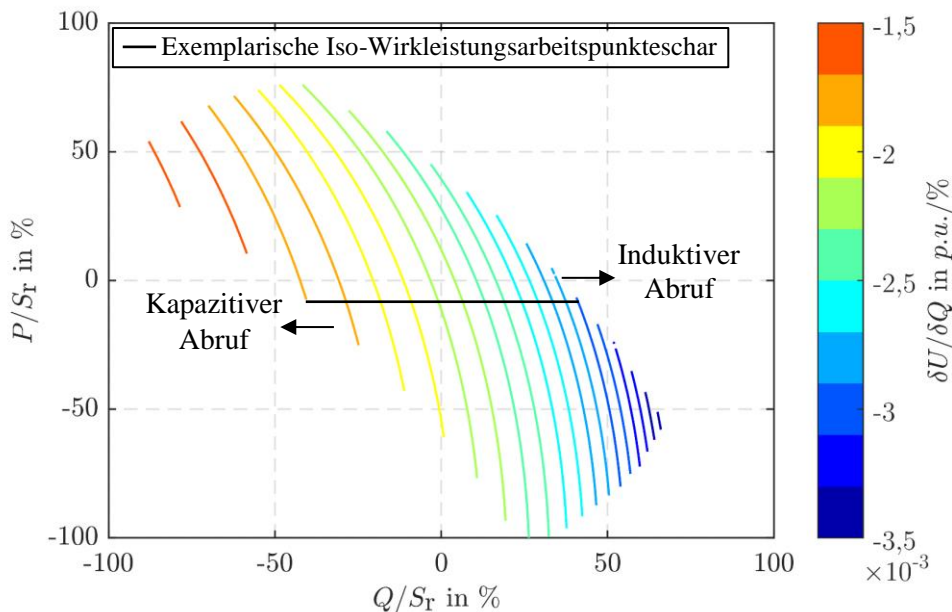


Abbildung 3.6: Prozessdiagramm des simulationsbasierten zentralen Regelverfahrens für einen optimierten Blindleistungsabruf

Der Start des Regelprozesses ist auf jede erfasste Änderung des Netzsystemzustandes (Lastsituation, Einspeisung, etc.) getriggert. Für die simulationsbasierte Anwendung bedeutet dies, dass für jeden Arbeitspunkt bzw. Lastflusszustand der Regelprozess nach Abbildung 3.6 durchgeführt wird. Im Falle einer zeitreihenbasierten Jahressimulation mit einer 15-Minuten-Auflösung wird das Regelverfahren auf  $l = 35040$  Lastflussschritte autark angewendet. Zwischen den Lastflussschritten werden keine Informationen ausgetauscht.

Zu Beginn des Prozesses wird eine Lastflussrechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren durchgeführt, um die Belastungssituation und damit den Arbeitspunkt des Netzmodells zu ermitteln. Daraus resultierend lassen sich die für die Optimierung erforderlichen Zustandsdaten der Betriebsmittel auslesen. Die ermittelten linearisierten Lastflussgleichungen des Arbeitspunktes bilden die Grundlage für die Sensitivitätsanalyse, die nach den in Abschnitt 2.2 dargelegten Berechnungen verfährt. Dazu werden die Spannungs- und Leistungssensitivitäten gegenüber einer Blindleistungseinspeisung an den Netzknoten der Q-Quellen errechnet und fließen als Eingangsdaten in das Optimierungsverfahren (orange) ein. Treten in einem Arbeitspunkt bereits Spannungs- oder Auslastungsverletzungen auf, lässt sich anhand der Spannungs- und Auslastungsrestriktionen aus Abschnitt 3.4.3.2 feststellen, dass der Lösungsraum des Optimierungsproblems eine leere Menge ist. In diesem Fall ist das Optimierungsverfahren nicht in der Lage, eine zulässige Lösung zu finden und wird umgangen. Ein Blindleistungsabruf wird in diesem Fall nicht ausgeführt. An dieser Stelle wäre es optional möglich, ein Optimierungsverfahren anzusteuern, das einen Blindleistungsabruf zur Spannungshaltung koordiniert. Der Prozessschritt ist in Abbildung 3.6 violett markiert, wird aber im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt. Das Optimierungsverfahren zur Blindleistungskompensation (orange) wird in *MATLAB R2017a* mithilfe der *Optimization Toolbox* durchgeführt, die eine vorgefertigte Lösungsfunktion des dualen Simplex-Algorithmus enthält. Der Datenaustausch der Berechnungsergebnisse zwischen *PowerFactory* und *MATLAB* erfolgt über eine Pythonroutine (*Python 3.6*). Der duale Simplex-Algorithmus errechnet je nach Zielsetzung ( $Q_{\text{Soll}}$ -Vorgabe) die Ansteuerkoeffizienten  $x_j$  der Q-Quelle, die mit dem aktuellen Potential multipliziert, die optimale Ansteuerleistung  $Q_{\text{Abruf,Quelle},j}$  der einzelnen Blindleistungsquellen ergeben. Spannungs- und Belastungsgrenzwerte  $U_{\text{max},i}$  und  $S_{\text{th,max},k}$  der Netzknoten und Betriebsmittel und das aktuell technisch verfügbare Potential der Blindleistungsquellen  $Q_{\text{pot,Quelle},j}$  sind hierbei restriktive Einflussgrößen. Die errechneten Entscheidungsvariablen, d. h. die Ansteuerkoeffizienten der Q-Quellen, werden über *Python* an *PowerFactory* transferiert. Dort werden die Blindleistungsquellen, die als „Statische Generatoren“ im Netzmodell definiert sind, simulativ im Netzmodell angesteuert. Dadurch wird ein neuer Arbeitspunkt im

Netzmodell eingestellt. Das sich neu einstellende Blindleistungsverhalten am UW-Verknüpfungspunkt wird als  $Q_{\text{Residual}}$  bezeichnet. An dieser Stelle sei zu berücksichtigen, dass die Spannungssensitivitäten arbeitspunktabhängig sind und während des Blindleistungsabrufs variieren. **Abbildung 3.7** verdeutlicht anhand der Spannungssensitivitäten eines Freileitungsseils vom Typ 94-AL1/15-ST1A mit einer Länge von 20 km diesen Zusammenhang. Dazu sind die Isolinien der Spannungssensitivitäten aller potentiellen Arbeitspunkte innerhalb der Betriebsgrenzen ( $U_C \pm 10\%$  und  $\frac{S_{AP}}{S_{th,max}} \leq 100\%$ ) dargestellt. Durch die Variation der Dichte der Isolinien lässt sich die Arbeitspunktabhängigkeit feststellen [47]. Für einen reinen Blindleistungsabruf aus dem MS-Netz ist v. a. das Verhalten bei konstanter Wirkleistung interessant. Dazu ist in der Abbildung mittels einer horizontal angelegten schwarzen Iso-Wirkleistungslinie der komplette zulässige Arbeitsbereich auf eine Arbeitspunkteschar mit konstanter Wirkleistung reduziert.



**Abbildung 3.7:** Isolinien der Spannungssensitivitäten einer Freileitung (Typ 94-AL1/15-ST1A; Länge 20 km;  $X/R = 1,2$ ;  $S_{th,max} = 12,12$  MVA) in Abhängigkeit des Wirk- und Blindleistungsarbeitspunktes innerhalb der Grenzen  $U_C \pm 10\%$  und  $S_{AP}/S_{th,max} \leq 100\%$  [47]

Bei kapazitivem Blindleistungsabruf mit konstanter Wirkleistung verläuft der Arbeitspunkt entlang der eingezeichneten schwarzen Linie von rechts nach links. Dabei sinkt auch die Dichte der Isolinien der Spannungssensitivitäten. Die spannungsbedingten Auswirkungen werden demnach während dem kapazitiven Blindleistungsabruf geringer. Bei induktivem Blindleistungsabruf mit konstanter Wirkleistung verläuft der Arbeitspunkt entlang der Linie von links nach rechts. Dabei steigt die Dichte der Isolinien und damit der Betrag der Spannungssensitivitäten. Im Worst-Case-Fall kann dieser Effekt bei induktivem Blindleistungsabruf zu Grenzwertverletzungen führen. Der



kapazitive Abruffall geht mit einer sinkenden Spannungssensitivität einher und ist aufgrund der Überschätzung (ausgehend vom anfänglichen Arbeitspunkt) unkritisch. Ähnliche Effekte sind bei Kabeln zu beobachten. Nach [47] erhöht sich im Extremfall die Spannungssensitivität um ca.  $9 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  bei oben aufgeführter Freileitung und um ca.  $5 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  bei einem typischen MS-Kabel vom Typ NA2XSy 3x150 mit einer Länge von 20 km. Eine genauere Fehlerabschätzung ist in [47] dargelegt.

Die Leistungssensitivitäten  $\left(\frac{\delta P_k}{\delta Q_j}\right)$  und  $\left(\frac{\delta Q_k}{\delta Q_j}\right)$  enthalten gemäß der Gln. (2.21) und (2.22) die Verlustsensitivitäten, die nach [47] ebenso arbeitspunktabhängig sind. Dabei ist zu beachten, dass eine Verlustzunahme bei induktivem und kapazitivem Blindleistungsabruf möglich ist. Die maximale Verlustzunahme kann bei der exemplarischen Freileitung  $5 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  für Wirkverluste und  $6 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  für Wirkverluste betragen. Für das genannte Kabel gilt eine maximale Verluständerung von  $2,5 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  für Wirk- und von  $1 \frac{\%}{\text{MVAr}}$  für Blindverluste [47].

Da die Arbeitspunktabhängigkeit der Sensitivitäten durch das lineare Optimierungsverfahren nicht berücksichtigt werden, wird der neue Arbeitspunkt mit den veränderten Sensitivitäten im Rahmen einer zweiten Iteration an das Optimierungsverfahren zurückgeführt (vgl. Abbildung 3.6). Zur Sicherheit werden trotz dieser APK die Spannungs- und Auslastungsgrenzen der Betriebsmittel abgeprüft. Liegen Verletzungen vor, wird der Blindleistungsabruf an allen Quellen in 10 %-Schritten reduziert, bis ein zulässiger Arbeitspunkt hergestellt ist. Durch Verluste in den Betriebsmitteln sowie durch Wechselwirkungen und Kompensationseffekte im Netz wird  $Q_{\text{Soll}}$  in der Regel nicht exakt erreicht. Es bedarf weiterer Nachregelungsschritte, um den Blindleistungsbedarf präzise auszuregulieren. Die Regelschleife dient diesem Zweck und führt einen Regelkreis durch Rückkopplung von  $Q_{\text{Residual}}$  nach Abbildung 3.1 aus, bis mindestens eine der drei folgenden Abbruchbedingungen erfüllt ist:

1. Der Betrag des Blindleistungsbedarfs fällt unter eine festgelegte Regelabweichung  $e$ ,
2. eine festgelegte maximale Anzahl  $d$  an Regeliterationen ist erreicht oder
3. eine Verbesserung des Blindleistungsverhaltens des Netzes bleibt aus, wenn das sich neu einstellende Blindleistungsverhalten  $Q_{\text{Residual}}$  um weniger als die Abweichung  $a$  von  $Q_{\text{Residual}}$  der vorangegangenen Iteration abweicht (z. B., wenn das maximale technische Potential an den Quellen bereits abgerufen wird und sich somit keine Veränderungen mehr ergeben).

Nach der Terminierung der Regelschleife wird der Ansteuerbefehl an die PQM der Blindleistungsquellen gesendet. Der Prozessschritt ist zur Vollständigkeit in Abbildung 3.6 grün dargestellt, wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht ausgeführt.

## 4 Simulationsbasierte Evaluierung, Anwendung und Diskussion des zentralen Regelverfahrens

Bevor das zentrale Regelverfahren in der Praxis eingesetzt werden kann, muss es anhand verschiedener simulationsbasierter Anwendungsszenarien getestet, analysiert und evaluiert werden. Die simulative Anwendung des Verfahrens verläuft nach dem in Abschnitt 3.5 und Abbildung 3.6 beschriebenen Regelprozess unter Exklusion des grünen Prozessschrittes (Ansteuerung der Q-Quellen im realen Netz). Unterschiedliche Blindleistungssollwertvorgaben  $Q_{\text{Soll}}$  in verschiedenartigen MS-NG (Abschnitt 2.2) mit dem Einsatz unterschiedlicher Blindleistungsquellen mit variierendem Potential sollen folgende Hauptuntersuchungsziele herbeiführen:

- Funktionsnachweis des zentralen Regelverfahrens,
- Analyse hinsichtlich der Erreichung der Blindleistungszielvorgaben,
- Gewährleistung der Einhaltung der Grenzwertvorgaben,
- Analyse der Auswirkungen der APK der Spannungssensitivitäten,
- Analyse des Einschwingverhaltens des zentralen Regelverfahrens und
- Analyse der Aufteilung der abzurufenden Blindleistung an die Q-Quellen.

Vor der Vorstellung der Simulationsergebnisse wird im ersten Abschnitt dieses Kapitels ein Überblick über die verwendeten Netzmodelle, das Potential der Q-Quellen und der Grenzwertvorgaben gegeben. Die Erkenntnisse der genannten Untersuchungsziele werden am Ende dieses Kapitels in einer Diskussion zusammengeführt.

### 4.1 Simulationsumgebung und -parameter

Wie bereits in Kapitel 3 dargelegt, erfolgt die simulative Erprobung des zentralen Regelkonzeptes im Lastflussberechnungsprogramm *PowerFactory*. Grundlage dieser Analysen bilden die Netzmodelle der in Abschnitt 2.2 vorgestellten MS-Netze, die umfassende Jahressimulationen ermöglichen. Die Netzmodelle der lastgeprägten NG1 und NG2 sind nach dem Top-Down-Prinzip modelliert. Dazu ist der Wirk- und Blindleistungsfluss über den HS-/MS-Transformator für jeden 15-Minuten-Zeitpunkt eines Jahres auf die einzelnen MS-/NS-Umspannstationen gewichtet nach

deren Schleppzeigerwerten<sup>8</sup> aufgeteilt. Groß- bzw. Sonderkunden, sowie große MS-EZA sind mit ihren RLM-Daten separat nachgebildet. Die installierten NS-PV-Leistungen der nachgelagerten NS-Ebene jeder öffentlichen Ortsnetzstation<sup>9</sup> sind mit einer PV-Referenzeinspeisezeitreihe skaliert und im Netzmodell eingepflegt. Für weitere Informationen zum Modellierungsprozess sei auf [56] verwiesen. Das Netzmodell von NG3 mit hoher EZA-Durchdringung und Rückspeisung ist nach dem Bottom-Up-Prinzip modelliert. Dazu sind die MS-/NS-Abgänge über Abrechnungsdaten sowie Einspeise- und Lastprofile modelliert. Durch die eigenständige Nachbildung der einzelnen Lasten und EZA mittels Messdaten, Gewichtungsfaktoren, Anlagenparametern und Ersatzprofilen (z. B. Standardlastprofilen) liegt ein Netzmodell mit hohem Detailgrad vor. Weiterführende Informationen sind unter [57] nachzulesen. Die Anwendung des zentralen Regelverfahrens erfolgt in allen drei Netzmodellen der betrachteten MS-NG im Rahmen von Jahressimulationen in 15-Minuten-Auflösung ( $\cong$  35040 Lastflussschritte).

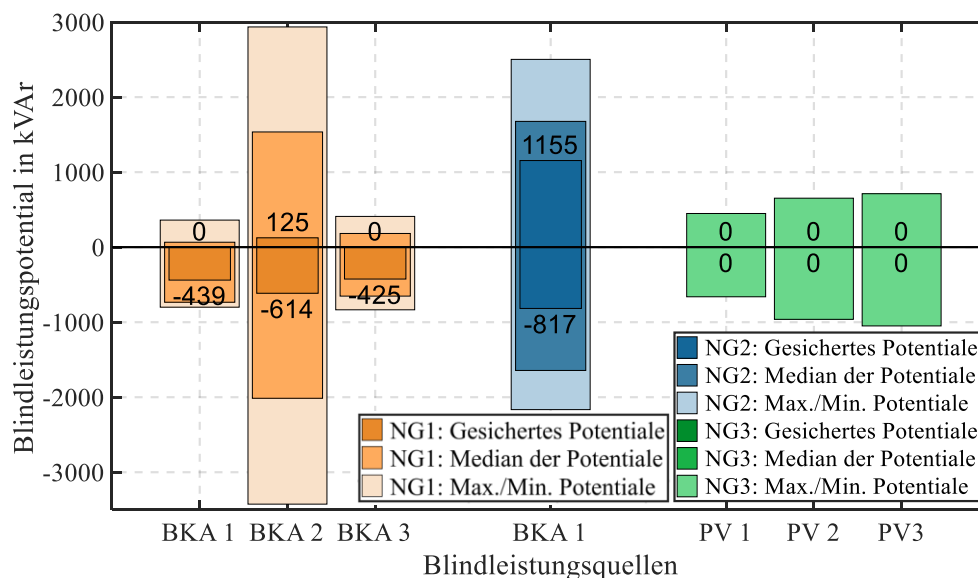
#### 4.1.1 Blindleistungspotentiale der Blindleistungsquellen

Zur Blindleistungsbereitstellung dienen in NG1 drei Betriebe mit BKA, in NG2 eine Universität mit einer BKA und in NG3 drei PV-Anlagenparks. Die Potentiale errechnen sich aus den in Abschnitt 3.3.1 dargelegten Methoden. Alle Blindleistungsquellen bieten sowohl induktives als auch kapazitives Potential. Die genauen zeitlichen Jahresverläufe sind in Anhang A.2 aufgeführt. Die Injektionsorte der Q-Quellen sind den Netzplänen in Anhang A.3 einsehbar. Ein Überblick über die Potentiale der Q-Quellen lässt sich mittels **Abbildung 4.1** gewinnen. Die unterschiedlichen Farben indizieren die verschiedenen MS-NG. Farbabstufungen kennzeichnen verschiedene Kennwerte der Blindleistungsquellen. Die inneren dunklen Balken verdeutlichen das gesicherte Potential. Darunter ist das zu jeder Zeit verfügbare Grundpotential zu verstehen. Besonders interessant ist dieses Potential aufgrund seiner allzeitlichen Abrufbereitschaft, die auch an Wochenenden und Feiertagen sowie zu nächtlichen Zeitpunkten besteht. Die eingetragenen Werte im Diagramm beziffern zusätzlich dieses Potential.

---

<sup>8</sup> Darunter werden Maximalwerte des Lastbezuges, die an den jeweiligen Umspannstationen im störungsfreien Betrieb in der Regel jährlich erfasst werden, verstanden.

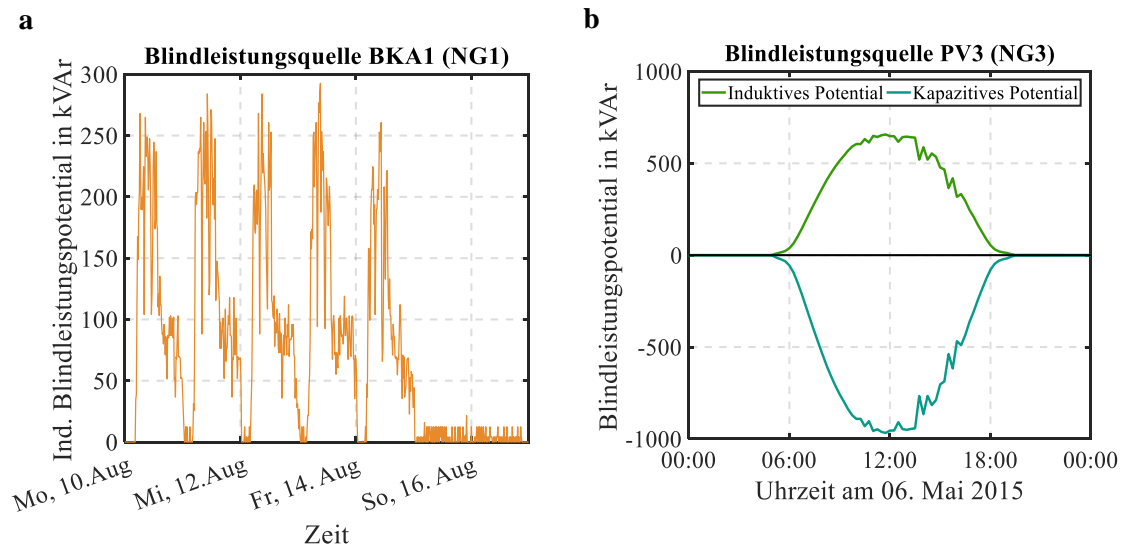
<sup>9</sup> Eine öffentliche ONS ist dadurch gekennzeichnet, dass diese vollständig im Besitz des Netzbetreibers ist. Ausgeschlossen sind damit abnehmereigene Kundenstationen oder teilöffentliche Stationen, deren Besitz anteilig zwischen Netzbetreibern und Abnehmern aufgeteilt ist.



**Abbildung 4.1:** Blindleistungspotentiale der betrachteten Blindleistungsquellen in den drei betrachteten MS-Netzen (orange: NG1; blau: NG2; grün: NG3), wobei die dunkelsten Farbabstufungen die gesicherten Potentiale (auch in Zahlen angegeben), die mittleren Farbabstufungen die Mediane der Potentiale und die hellsten Farbabstufungen die Minimalwerte (kapazitiv) bzw. Maximalwerte (induktiv) der Blindleistungsquellen angeben

Das höchste gesicherte Potential der betrachteten Q-Quellen bietet BKA1 einer Universität in NG2. Hier können über 1100 kVAr induktiv und  $-800$  kVAr kapazitiv zu jeder Zeit abgerufen werden. In NG1 liefern alle Q-Quellen ein gesichertes kapazitives Potential, jedoch verfügt nur BKA2 über ein gesichertes induktives Potential. Der Grund dafür liegt in den Stillstandszeiten der Betriebe an Wochenenden, Feiertagen und in der Nacht. Durch die Abschaltung der Produktionsmaschinen und -motoren sinkt die induktive Blindleistungsabgabe, wie es in **Abbildung 4.2 a** gezeigt wird. Durch die Gleichzeitigkeit der drei BKA in NG1 kann für diese NG ein kombiniertes gesichertes Potential von  $131,6$  kVAr induktiv und  $-1733,6$  kVAr kapazitiv angegeben werden. In NG3 kann keine Q-Quelle ein gesichertes Blindleistungspotential liefern. Durch die nächtlichen Zeitpunkte ohne Solareinstrahlung und somit ohne Wirkleistungseinspeisung sind die Umrichter der PV-Anlagen nicht in der Lage, Blindleistung bereitzustellen. Umrichtersysteme mit STATCOM-Eigenschaften<sup>10</sup> seien an dieser Stelle ausgeschlossen. **Abbildung 4.2 b** zeigt diesen Zusammenhang exemplarisch anhand eines sonnigen Tages mit leichtem Wolkenzug.

<sup>10</sup> Static Synchronous Compensator: Stromrichter zur Bereitstellung von Blindleistung auch bei Nacht durch elektrische Trennung der PV-Module und entsprechend hinterlegter Software [58]



**Abbildung 4.2:** Ausgewählte Ausschnitte des zeitlichen Verlaufs von Blindleistungspotentialen verschiedener Blindleistungsquellen; Wochenausschnitt des induktiven Blindleistungspotentials von BKA1 in NG1 (a) und Tagesausschnitt des Blindleistungspotentials von PV3 in NG3 (b)

Bei der Betrachtung der Potentialmediane der Blindleistungsquellen (mittlere Farbabstufung in Abbildung 4.1) fällt auf, dass die Medianbalken der PV-Anlagen nicht erkennbar sind, da diese auf oder nahe der Nulllinie liegen. D. h. ca. 50 % der Blindleistungspotentialwerte innerhalb eines Jahres betragen 0 kVAr. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass aufgrund nächtlicher Zeitpunkte, Verschattung und Bewölkung nur zu ca. 50 % der Zeit Potential an PV-Anlagen zur Verfügung steht. Die hellen Balken verweisen auf das maximal auftretende induktive Potential bzw. das maximal auftretende kapazitive Potential der Blindleistungsquellen. Diesbezüglich weisen v. a. BKA2 in NG1 und BKA1 in NG2 hohe Potentiale zwischen ca. 2000 und 3500 kVAr induktiv und kapazitiv auf, während die PV-Anlagen in NG3 maximal ca. 500 bis 1000 kVAr induktiv und kapazitiv liefern können.

#### 4.1.2 Restriktive Vorgaben

Die restriktiv wirkenden Spannungsgrenzwerte sind – wenn nicht abweichend definiert – nach Tabelle 3.2 festgelegt und werden für jede MS-/NS-Umspannstation entsprechend ihres Typs angesetzt. Belastungsgrenzwerte werden für jede Leitung und für jedes Kabel nach Gl. (3.4) berechnet. Das in den städtischen Netzen der MFN meistverlegte Kabel vom Typ NA2XS(F)2Y 1x150 besitzt bei einer Bemessungsspannung von 20 kV und einem Nennstrom von 320 A eine thermische Grenzscheinleistung von ca. 11,1 kVA. Das in der ländlichen NG3 der MDN meistverlegte Freileitungsseil vom Typ 70-AL1/11-ST1A weist bei einer Bemessungsspannung von 20 kV und einem Nennstrom von 290 A eine Grenzscheinleistung von 10,0 kVA auf.

## 4.2 Evaluierung des zentralen Regelverfahrens anhand ausgewählter Simulationsszenarien in der industriegeprägten Netzgruppe 1

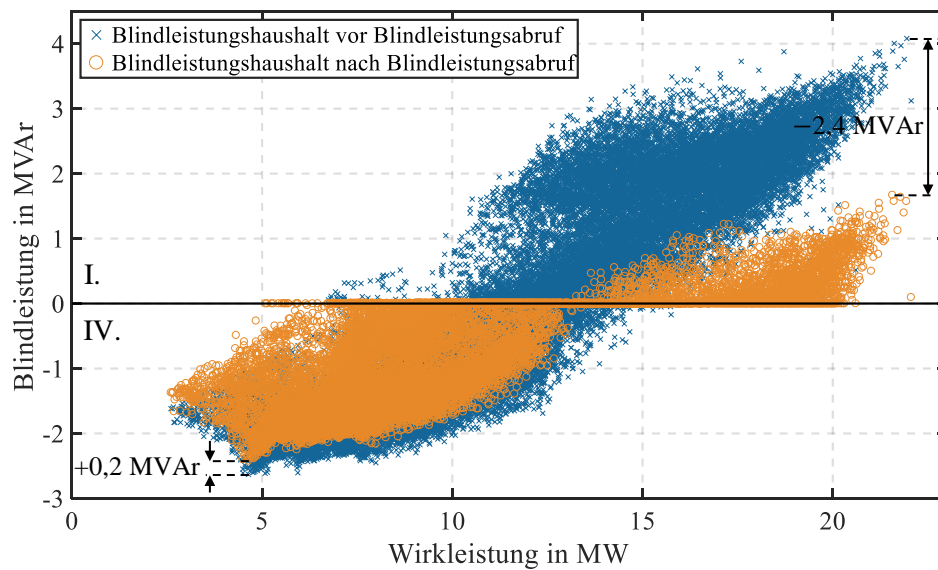
In diesem Abschnitt soll die Funktionalität des entwickelten zentralen Regelverfahrens aufgezeigt werden. Durch die Definition und Durchführung verschiedenartiger Simulationsszenarien wird das Regelverfahren hinsichtlich der am Anfang dieses Kapitels aufgelisteten Untersuchungsziele detailliert analysiert und bewertet. Sämtliche Untersuchungen in diesem Abschnitt beschränken sich exemplarisch auf die industriegeprägte NG1 im Netzgebiet der MFN. Die Aufweitung der Anwendung auf weitere MS-Netze erfolgt in Abschnitt 4.3.

### 4.2.1 Vorgabe eines konstanten Sollwertes

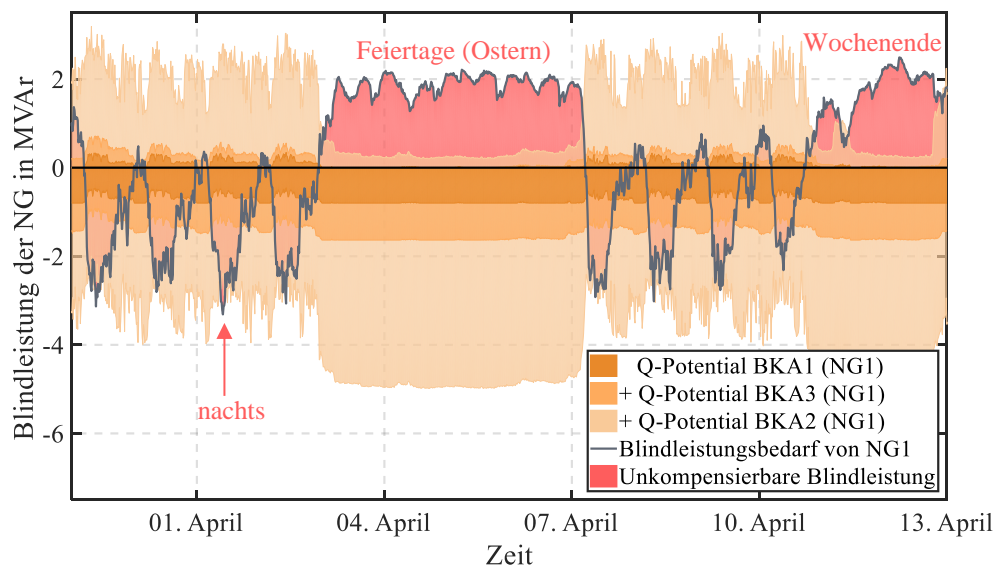
Das erste Anwendungsszenario bezieht sich auf die Zielvorgabe nach Abbildung 2.1 c mit einer wirkleistungsunabhängigen Sollwertvorgabe. Dazu soll mit

$$Q_{\text{Soll}} = 0 \text{ kVAr und mit einer Regelabweichung von } e = \pm 10 \text{ kVAr} \quad (4.1)$$

die vollständige Blindleistungskompensation in NG1 angestrebt werden. Das Netzmodell mit sämtlichen Daten sowie alle Auswertungen in diesem Abschnitt beziehen sich auf das Jahr 2015. Die Blindleistungspotentiale basieren auf den Angaben aus Abschnitt 4.1.1. Zur besseren Vergleichbarkeit von Auswirkungen des Q-Abrufs auf diverse Spannungsverläufe ist die Stufenschalterregelung am UW-Transformator deaktiviert, um dessen Regeleinfluss in den Auswertungen zu eliminieren. Primäres Ziel dieses Anwendungsszenarios ist es, einen realitätsnahen Anwendungsfall zu analysieren und einen Funktionsnachweis des Regelverfahrens zu erbringen. Anhand von **Abbildung 4.3** lässt sich ein Gesamtüberblick der Ergebnisse gewinnen. Dazu ist die  $P$ - $Q$ -Wolke des unkompensierten Verhaltens dem kompensierten Verhalten nach der Anwendung des zentralen Regelverfahrens gegenübergestellt. Dabei ist keine signifikante Änderung des Wirkleistungsverhaltens durch den Blindleistungsabruf feststellbar. Es lässt sich ein hohes Kompensationsvermögen von ca.  $-2,4$  MVar im induktiven Abruffall feststellen, während die Kompensationswirkung im kapazitiven Bereich von ca.  $0,2$  MVar um den Faktor zwölf geringer ist. Ursache hierfür ist das fehlende gesicherte induktive Potential von BKA1 und BKA3 (vgl. Abschnitt 4.1.1). **Abbildung 4.4** zeigt einen exemplarischen Zeitausschnitt von zwei Wochen der Potentiale der drei Q-Quellen im Netz (orange).



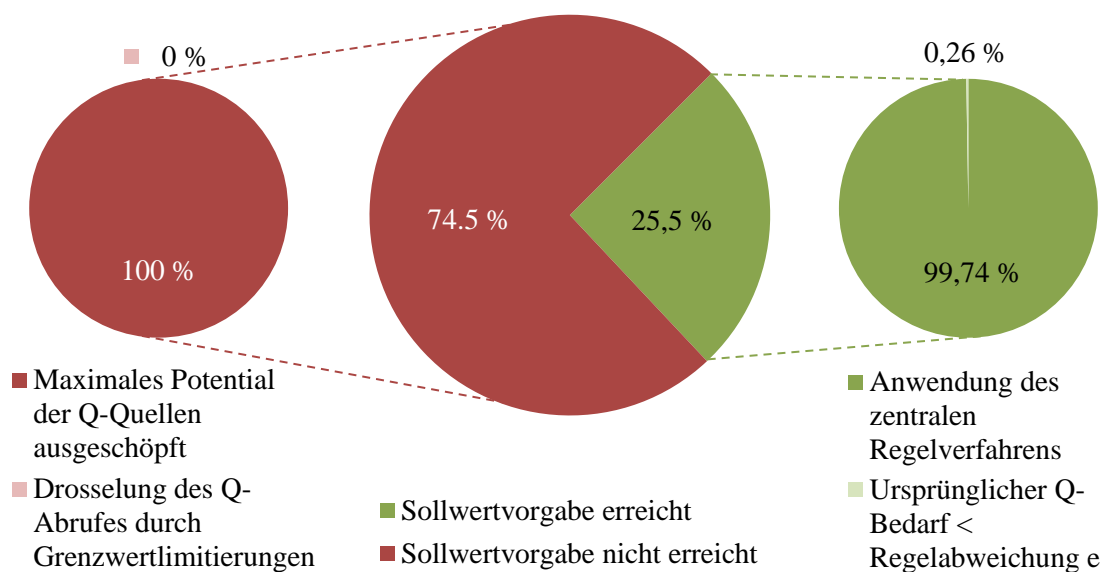
**Abbildung 4.3:** Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf (x, blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, orange) über ein gesamtes Jahr (2015)



**Abbildung 4.4:** Zeitliche Gegenüberstellung der aggregierten Blindleistungspotentiale der drei BKA aus NG1 (orange) mit dem Blindleistungsbedarf von NG1 (graublau) und Darstellung der unkompensierbaren Blindleistung (rot) am Beispiel von KW 14 und 15 im Jahr 2015

Durch die Gegenüberstellung der Potentialverläufe mit dem zeitlichen Verlauf des Blindleistungsbedarfs von NG1 (graublau) ergeben sich Bedarfsausgleichslücken (rot) zu den Produktionsstillstandszeiten der Betriebe. Der induktive Blindleistungsbedarf kann zu Schwachlastzeiten in der Nacht, an Wochenenden und Feiertagen (hier: Ostern) mit dem gegebenen Potential nicht

ausgeglichen werden. Nur BKA2 kann hier durch ihr gesichertes induktives Potential eine geringe Reduktion des Blindleistungsbedarfes herbeiführen. Die Kreisdiagramme aus **Abbildung 4.5** veranschaulichen den Erfolg hinsichtlich des Erreichens der gewählten Zielvorgabe von  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ . Es ist erkennbar, dass die Zielvorgabe zu knapp 75 % der Zeitpunkte nicht erreicht wird. Die Ursache liegt – wie es das linke rote Kreisdiagramm verdeutlicht – im unzureichenden Potential der drei BKA. Die vollständige Kompensation kann zu diesen Zeitpunkten auch nach Abruf der vollständigen BKA-Leistung nicht erreicht werden. Abrufrestriktionen aufgrund von Grenzwertüberschreitungen treten – wie es später noch näher gezeigt wird – zu keinem Zeitpunkt auf. In ca. 25 % der Fälle wird die vollständige Kompensation (innerhalb der Regelabweichung von 10 kVAr) vorwiegend durch die Anwendung des zentralen Regelverfahrens erzielt. In 0,26 % dieser Fälle ist eine Blindleistungsregelung nicht erforderlich, da das Blindleistungsverhalten von NG1 bereits innerhalb der Regelabweichungstoleranz liegt.

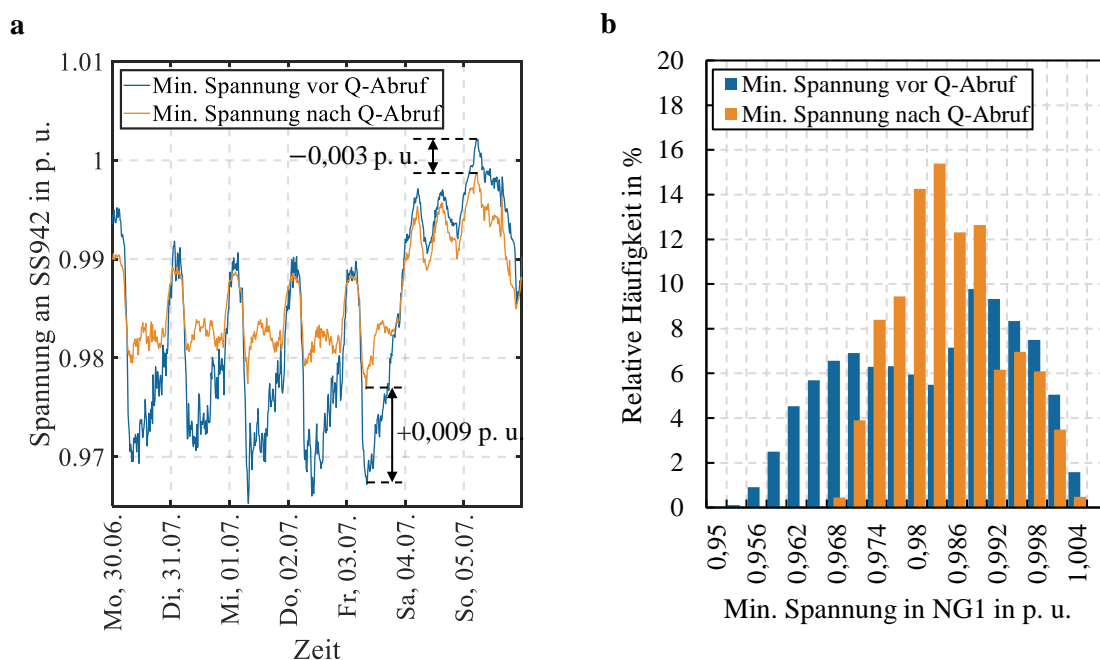


**Abbildung 4.5:** Ursachenanalyse hinsichtlich des Erreichens der Zielvorgabe nach Gl. (4.1)

Um die Auswirkungen des Blindleistungsabrufs auf das MS-Netz zu untersuchen, werden die Spannungs- und Auslastungsverhältnisse vor und nach dem Abruf der Blindleistung analysiert. Im Speziellen werden die Betriebsmittel untersucht, die aufgrund ihrer Position in der Netztopologie in den meisten Fällen die Extremwerte (minimale Spannung, maximale Spannung oder maximale Auslastung) aufweisen. Die konkreten Betriebsmittel, deren Bezeichnungen und Positionen im Netz können aus **Abbildung 4.9** entnommen werden. Die geringste Spannung manifestiert sich zu 100 % der Zeitpunkte (vor dem Q-Abruf) an einem Netzknoten am Strangende eines ländlichen Ausläufers von NG1 (Bezeichnung: SS942). Der dortige Spannungsverlauf vor dem

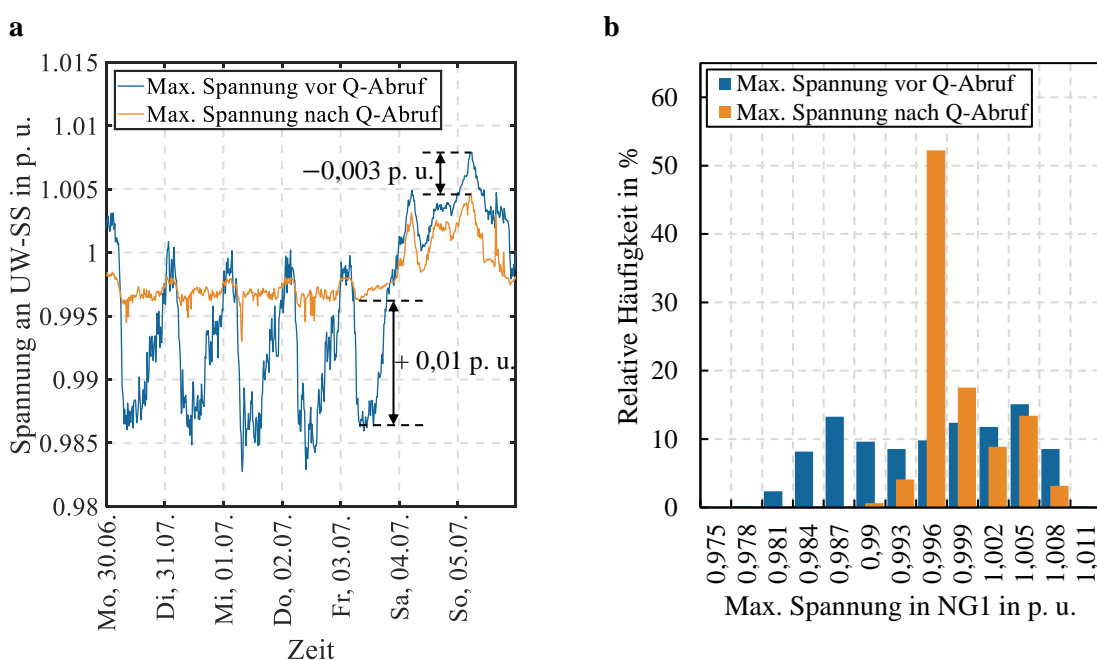


Q-Abruf ist dem Spannungsverlauf nach dem Q-Abruf in **Abbildung 4.6 a** für eine exemplarische Juliwoche gegenübergestellt. Durch den kapazitiven Blindleistungsabruf zu tageszeitlichen Betriebspunkten an Werktagen erhöht sich die Spannung um ca. 0,009 p. u. Zu Schwachlastzeiten in der Nacht und am Wochenende bewirkt der induktive Blindleistungsabruf eine Spannungssenkung um ca.  $-0,003$  p. u. Diese fällt größtmäßig geringer auf als die Spannungshebung, da die induktive Abrufleistung aufgrund des begrenzten Potentials zu diesen Zeitpunkten geringer ist als die kapazitive Abrufleistung tagsüber an Werktagen. Anhand des Histogramms aus **Abbildung 4.6 b**, das die Verteilung der Minimalspannungswerte im Netz vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf über das gesamte Jahr zeigt, lässt sich erkennen, dass die festgelegten Spannungsgrenzen von 0,95 p. u. bei Ortsnetzstationen und 0,9 p. u. bei Kundenstationen (vgl. Tabelle 3.2) weder vor noch nach dem Blindleistungsabruf überschritten werden. Aus den spannungsbeeinflussenden Effekten des Q-Abrufs resultiert eine geringere Streuung der Minimalspannungswerte im Netz. Durch die hohen kapazitiven Abrufleistungen erhöhen sich die niedrigsten Minimalspannungswerte im Netz (entspricht in **Abbildung 4.6 b** einer Verschiebung der Häufigkeitsverteilung nach rechts). Die Anwendung des zentralen Regelverfahrens auf den vorliegenden Anwendungsfall ist hinsichtlich Spannungsunterschreitungen unkritisch.



**Abbildung 4.6:** Analyse der minimal auftretenden Spannung (an einem Netzknoten an einem Strangende (SS942)) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche (KW 27 im Jahr 2015) des zeitlichen Verlaufs der Spannungsverhältnisse an SS942 (a) und Histogramm der auftretenden Minimalspannungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b)

Für die Analyse der Einhaltung der oberen Spannungsgrenzen wird die MS-Sammelschiene (MS-SS) im Umspannwerk (UW) näher analysiert, da diese zu 84 % der Zeitpunkte im Jahr 2015 die höchste Spannung aufweist. **Abbildung 4.7 a** zeigt exemplarisch den dortigen Spannungsverlauf vor (blau) und nach (orange) dem Q-Abruf in der ersten Juliwoche. Die bereits bei den Minimalspannungen diskutierten Effekte zeigen sich auch bei den Maximalspannungen (Spannungshhebung an Werktagen tagsüber um ca. 0,01 p. u. und Absenkung der Spannung in der Nacht und an Wochenenden um ca. 0,003 p. u.). Mit Blick auf die Verteilung der Maximalspannungswerte in NG1 (**Abbildung 4.7 b**) zeigt sich, dass die oberen Spannungsgrenzwerte von 1,055 p. u. bei Ortsnetzstationen und 1,1 p. u. bei Kundenstationen (vgl. Tabelle 3.2) zu keiner Zeit vor und nach dem Q-Abruf überschritten werden. Der ausgeprägte kapazitive Blindleistungsabruf im vorliegenden Anwendungsfall führt auch hier zu einer geringeren Streuung der Maximalspannungswerte im gesamten Jahr. Dabei nimmt auch die Häufigkeit der hohen Maximalspannungswerte ab, sodass konstatiert werden kann, dass der Blindleistungsabruf in diesem Anwendungsfall auch hinsichtlich der Maximalspannungsrestriktionen unkritisch zu betrachten ist.

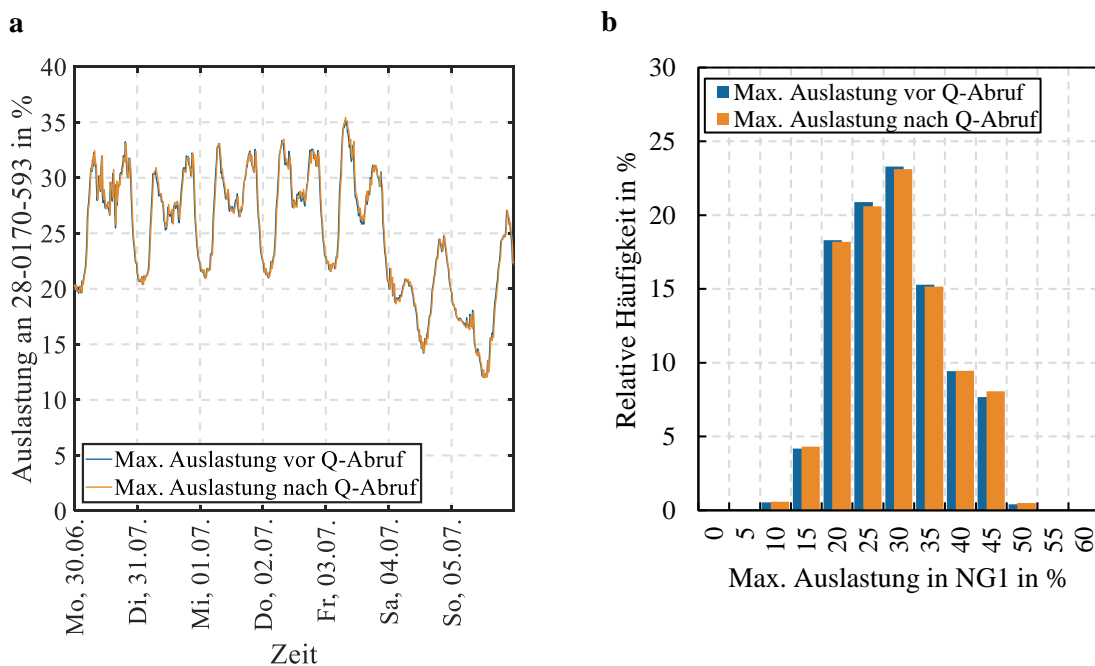


**Abbildung 4.7:** Analyse der maximal auftretenden Spannung (an der UW-SS) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche (KW 27 im Jahr 2015) des zeitlichen Verlaufs der Spannungsverhältnisse an der UW-SS (a) und Histogramm der auftretenden Maximalspannungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b)

Die Leitung mit der Bezeichnung 29-0170-593 entspricht einer Hauptzuleitung zum UW von NG1 und weist zu 99 % der Zeitpunkte im Jahr 2015 die höchsten Auslastungswerte auf. Dabei ist die thermische Auslastung  $c$  der Leitungen mit:

$$c = \frac{S_{AP,k}}{S_{th,max,k} \cdot FG_k} ; \quad k: \text{Leitungsindex} \quad (4.2)$$

definiert.  $FG_k$  ist für alle Leitungen auf eins gesetzt. An ihr werden die Auswirkungen des Q-Abrufs anhand der exemplarischen Juliwoche in **Abbildung 4.8 a** analysiert. Die nahezu vollständige Deckungsgleichheit der Graphen zeigt, dass der Q-Abruf annähernd keine Auswirkungen auf die Auslastung nimmt. **Abbildung 4.8 b** bestätigt diese Beobachtung für die Maximalauslastungen im gesamten Netz, da die Verteilung dieser durch den Q-Abruf nahezu keine Veränderung im gesamten Jahr zeigt. Die maximal auftretende Auslastung von ca. 58,9 % nach dem Q-Abruf liegt weit unter dem Grenzwert von 100 %. Die Ursache liegt in der Verteilung der Q-Quellen im Netz, wobei nur der abgerufene Blindstrom von BKA3 über die betrachtete Leitung fließt und damit zur Erhöhung ihrer Auslastung beiträgt (vgl. Injektionsorte in Anhang A.3).



**Abbildung 4.8:** Analyse der maximal auftretenden Auslastung (Zuleitung zum UW (28-0170-593)) in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens; exemplarischer Ausschnitt von einer Woche des zeitlichen Verlaufs der Auslastungsverhältnisse an Leitung 28-0170-593 (a) und Histogramm der auftretenden Maximalauslastungswerte in NG1 über das gesamte Jahr 2015 (b)

In Anhang A.4 sind die jahreszeitlichen Verläufe der Spannungs- und Auslastungsverhältnisse dargestellt, aus denen die exemplarischen Wochenausschnitte in diesem Kapitel entnommen sind. Die anhand dieser Wochenausschnitte festgestellten Effekte können durch die Abbildungen im Anhang für das gesamte Jahr bestätigt werden.

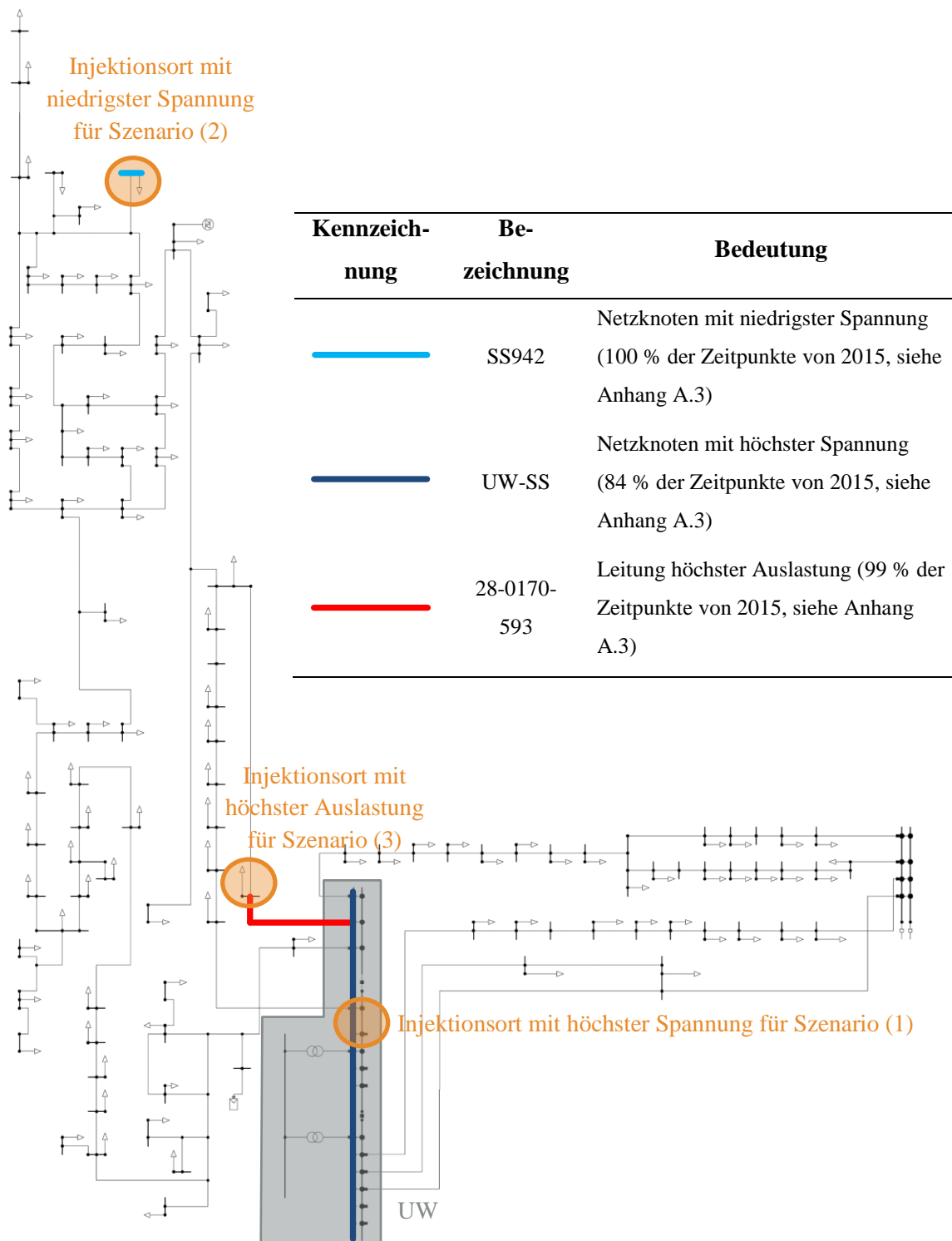
## 4.2.2 Implementierung von Q-Quellen an kritischen Netzknoten unter Verschärfung der Grenzwertvorgaben

Durch die Spannungs- und Auslastungsreserven und der zu geringen Abrufleistung im Simulationsszenario aus Abschnitt 4.2.1 bleiben die Grenzwertvorgaben unerreicht. Primäres Ziel dieses Abschnittes ist es daher, durch Definition und Durchführung ausgewählter Extremszenarien, die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzen zu überprüfen und damit die Funktionalität des Spannungs- und Auslastungsrestriktionssystems des Optimierungsverfahrens zu verifizieren. Aus **Abbildung A.19** und **Abbildung A.20** in Anhang A.4 geht hervor, dass im Februar (abgesehen von Ausreißern im Mai) die höchsten Auslastungswerte und niedrigsten Minimalspannungswerte in NG1 auftreten. Der Monat Februar ist damit hinsichtlich der unteren Spannungsband- und der Übertragungsleistungsreserve der kritischste Monat. **Abbildung A.21** zeigt, dass die höchsten Maximalspannungswerte im Juli auftreten. Da der saisonale Unterschied zum Monat Februar von geringer Differenz ist, wird zur Einfachheit und Übersichtlichkeit auch für diesen Fall der Monat Februar betrachtet. Um das Erreichen der Grenzwertvorgaben zu provozieren, wird direkt an den entsprechenden kritischen Netzknoten eine Q-Quelle angeschlossen. Diesen Q-Quellen wird ein theoretisches gesichertes Potential von +5 MVar induktiv bis -5 MVar kapazitiv unterstellt. Die kritischen Netzknoten bzw. Betriebsmittel sowie die verschiedenen Injektionsorte sind im schematischen Netzplan in **Abbildung 4.9** gekennzeichnet. Durch die Wahl von nur einer Q-Quelle ist sichergestellt, dass die Blindleistung ausschließlich am kritischen Netzknoten abgerufen wird bzw. der injizierte Blindstrom über die kritische Leitung fließt. Durch das erhöhte Potential der Q-Quelle werden hohe Abrufleistungen provoziert. Dabei wäre die Q-Quelle durch ihr erhöhtes Potential zu jedem Zeitpunkt in der Lage, den gesamten Q-Bedarf von NG1 zu kompensieren. Somit resultieren drei Simulationsszenarien, die separat durchgeführt werden:

**Tabelle 4.1:** Ausgewählte Simulationsszenarien zur Evaluierung des Grenzwertrestriktionssystems des Optimierungsverfahrens

	Maximalspannungs- szenario (1)	Minimalspannungs- szenario (2)	Maximalauslastungs- szenario (3)
Zielvorgabe	$Q_{Soll} = 0$ kVar	$Q_{Soll} = 0$ kVar	$Q_{Soll} = 0$ kVar
Regelabweichung	$\pm e = 10$ kVar	$\pm e = 10$ kVar	$\pm e = 10$ kVar
Simulationsmonat	Februar	Februar	Februar
Injektionsort der Q-Quelle	UW-SS	SS942	Leitung 28-0170-593
Potential der Q-Quelle	$\pm 5$ MVar	$\pm 5$ MVar	$\pm 5$ MVar
Abweichende Grenzwert- vorgabe*	$U_{max,UW-SS} =$ 0,99 p. u.	$U_{max,SS942} =$ 0,98 p. u.	$c_{max,28-0170-593} =$ 50 %

\*Verschärfung einzelner Grenzwertvorgaben, da die Standardgrenzwerte aus Abschnitt 3.3.2 nicht erreicht werden



**Abbildung 4.9:** Schematischer Netzplan von NG1 mit Kennzeichnung der Blindleistungsinjektionsorte der Extremszenarien mit Ausreizung der unteren Spannungsgrenze (*hellblau*), der oberen Spannungsgrenze (*dunkelblau*) und der Auslastungsgrenze (*rot*)

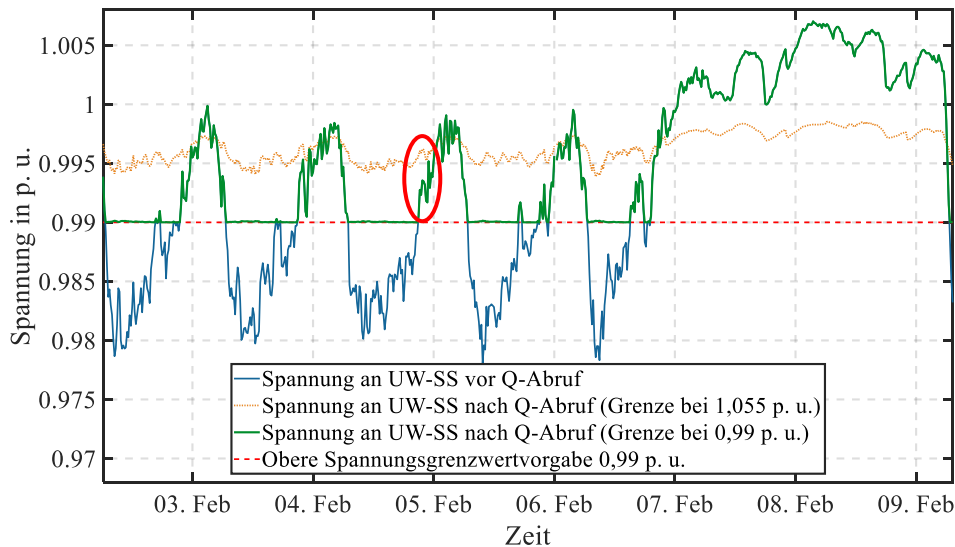
Des Weiteren sei der Hinweis gegeben, dass auch in diesen Szenarien die Stufenschalterregelung am UW-Transformator deaktiviert ist, um dessen Regeleinfluss in den Auswertungen zu eliminieren. So können die in diesem Abschnitt dargestellten spannungsbedingten Auswirkungen des Blindleistungsabrufs besser verglichen werden. Durch die Deaktivierung werden die Szenarien zusätzlich extremisiert, wodurch sich das Erreichen bzw. die Überschreitung der Grenzwertvorgaben noch besser initiieren lässt.

### Maximalspannungsszenario (1)

Zur Analyse der Einhaltung der oberen Spannungsgrenzen wird das Maximalspannungsszenario durchgeführt, bei der die Q-Quelle direkt in die UW-SS einspeist. **Abbildung 4.10** zeigt die Spannungsverläufe vor (blau) und nach dem Q-Abruf (orange bzw. grün) für einen exemplarischen Zeitausschnitt (erste Februarwoche). Der gepunktete orange Spannungsverlauf resultiert aus der Simulation mit der Grenzwertvorgabe von 1,055 p. u. aus Tabelle 3.2. Die spannungsbeeinflussende Wirkung des Q-Abrufs ist ähnlich zu Abbildung 4.7 und resultiert aus den bereits in Abschnitt 4.2.1 dargelegten Effekten. Da diese Grenze trotz des definierten Extremszenarios unerreicht bleibt, wird die obere Spannungsgrenze der UW-SS auf:

$$U_{\max,UW-SS} = 0,99 \text{ p. u.} \quad (4.3)$$

verschärft. Aus dieser Simulation resultiert der grüne Spannungsverlauf. Es lassen sich zwei Effekte feststellen, die die Funktionalität des Verfahrens verifizieren. Zum einen wird der Q-Abruf tagsüber an Werktagen entsprechend gedrosselt, sodass die verschärfte Grenzwertvorgabe erfolgreich eingehalten wird. Zum anderen liegt die Spannung in der Nacht und am Wochenende bereits vor dem Blindleistungsabruf über der oberen Spannungsgrenze. Das zentrale Regelverfahren erkennt die unzulässige Betriebssituation erfolgreich und verfährt nach dem Prozessdiagramm aus Abbildung 3.6 über einen Bypass und überspringt das Optimierungsverfahren. Eine Ansteuerung der Blindleistungsquelle bleibt aus. An dieser Stelle kann ein spannungshaltendes Optimierungsverfahren helfen, um zunächst Blindleistung zur Spannungshaltung einzusetzen. Somit lässt sich ggf. ein zulässiger Betrieb vor der Anwendung des Optimierungsverfahrens zur Blindleistungskompensation herstellen. Eine Ansteuerung der Q-Quellen trotz vorliegender Spannungsüberschreitung führe am Wochenende eine spannungssenkende und damit stabilisierende Wirkung herbei (vgl. oranger und grüner Spannungsverlauf). Da die rot eingekreisten Zeitpunkte gegenteilige Effekte zeigen, stellt die Unterbindung des Q-Abrufs zu solchen Zeitpunkten die sicherste Methode dar.



**Abbildung 4.10:** Zeitlicher Verlauf der Spannungsverhältnisse an der UW-SS im Maximalspannungsszenario vor dem Blindleistungsabruf (blau), nach dem Blindleistungsabruf mit der Grenzwertvorgabe von 1,055 p. u. (orange) und mit der verschärften Grenzwertvorgabe von 0,99 p. u. (grün) am Beispiel von KW 6 im Jahr 2015

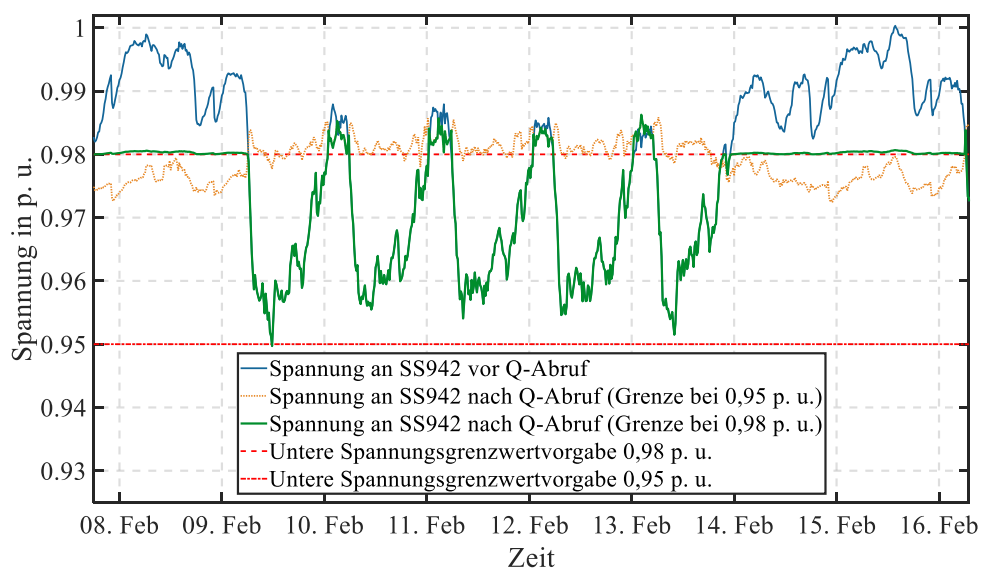
### Minimalspannungsszenario (2)

Beim Minimalspannungsszenario wird die Einhaltung der unteren Spannungsgrenzen untersucht. Als Injektions- und Analyseort dient SS942, da dort aufgrund der Netztopologie die niedrigsten Spannungen auftreten. An diesem Netzknoten stellen sich kritische Situationen dann ein, wenn hohe induktive Blindströme abgerufen werden. In NG1 ist dies verstärkt zu Schwachlastzeiten am Wochenende der Fall. **Abbildung 4.11** veranschaulicht die Spannungsverläufe an SS942 vor (blau) und nach dem Q-Abruf (orange bzw. grün) von zehn Tagen, in denen zwei Wochenenden enthalten sind. Die untere Spannungsgrenze von 0,98 p. u. ( $U_{\min}$  bei Ortsnetzstationen der MFN, Tabelle 3.2) wird nur einmal erreicht, sodass eine weitere Simulation mit der Grenzwertverschärfung auf:

$$U_{\min,SS942} = 0,98 \text{ p. u.} \quad (4.4)$$

analysiert wird. Der resultierende Spannungsverlauf dieser Simulation ist in grün dargestellt. Anhand der Abbildung kann gezeigt werden, dass dieser Grenzwert am Wochenende vom zentralen Regelverfahren eingehalten wird. Zu tageszeitlichen Betriebspunkten an Werktagen sinkt die Spannung bereits vor dem Q-Abruf unter den Grenzwert, sodass auch in diesem Szenario ein Q-Abruf aufgrund der unzulässigen Betriebssituation ausbleibt. Zu nächtlichen Zeitpunkten an

Werktagen ist das Optimierungsverfahren wieder aktiv. Der geringe induktive Blindleistungsbedarf und -abruf lässt die untere Spannungsgrenzwertvorgabe zu diesen Zeitpunkten meist unberührt. Auch in diesem Szenario lassen sich Zeitpunkte (werktags, tagsüber) beobachten, bei denen eine Regelung trotz unzulässiger Betriebsituation eine spannungshebende und damit stabilisierende Wirkung erzielen würde. Am Wochenende führe die Regelung zu einem gegenteiligen Effekt (vgl. oranger mit grünem Spannungsverlauf). An dieser Stelle sei auf die Implementierung eines spannungshaltenden Blindleistungsregelverfahrens verwiesen (vgl. Abbildung 3.6).



**Abbildung 4.11:** Zeitlicher Verlauf der Spannungsverhältnisse an SS942 im Minimalspannungsszenario vor dem Blindleistungsabruf (blau), nach dem Blindleistungsabruf mit der Grenzwertvorgabe von 0,95 p. u. (orange) und mit der verschärften Grenzwertvorgabe von 0,98 p. u. (grün) in KW 6 und 7

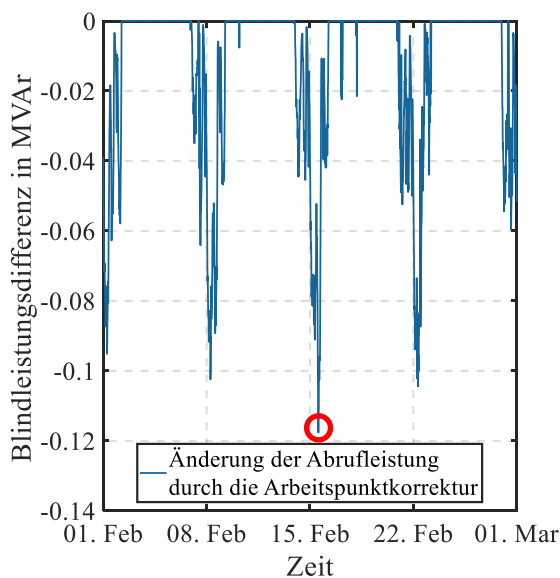
Da der induktive Abruffall zu einer Unterschätzung der Spannungssensitivitäten und damit zu einer Überschätzung der abrufbaren Blindleistung führt, ist im zentralen Regelverfahren eine APK der Sensitivitäten implementiert (vgl. Abschnitt 3.5). Durch die spannungssenkende Wirkung des induktiven Abruffalls eignet sich das Minimalspannungsszenario, um die Auswirkungen der APK zu analysieren und die Funktionsweise der APK zu verifizieren. In **Abbildung 4.12** ist die Differenz zwischen der errechneten Abrufleistung der Q-Quelle vor und nach der APK der Sensitivitäten für den Monat Februar dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass die Abrufleistungen an den Wochenenden zu geringeren Werten korrigiert werden. Durch die Änderung der Sensitivitäten ist das Optimierungsverfahren dazu veranlasst, die hohen induktiven Abrufleistungen zu reduzieren, um die verschärfte Grenzwertvorgabe nach Gl. (4.4) einzuhalten. Dabei wird die Abrufleistung um bis zu 0,117 kVAr gedrosselt (rot umkreist). Zur genaueren Analyse sind die Daten



dieses (rot eingekreisten) Zeitpunktes in nebenstehender **Tabelle 4.2** gelistet. Die Spannungssensitivität steigt durch den Blindleistungsabruf um 0,00067 p. u., wodurch sich bei Nichtkorrektur eine Spannung von:

$$\begin{aligned}
 U_{SS942,ohne\ AP-Korrektur} &= U_{AP,SS942} + \left(\frac{\delta U_{SS942}}{\delta Q_{SS942}}\right)_{\text{korrr.}} \cdot (-Q_{\text{Abruf,SS942,ohne AP-Korrektur}}) ; \\
 U_{SS942,ohne\ AP-Korrektur} &= 1,00033 \text{ p. u.} + 0,01114 \frac{\text{p. u.}}{\text{MVar}} \cdot (-1,94236 \text{ MVar}) = \quad (4.5) \\
 &= 0,97869 \text{ p. u.}
 \end{aligned}$$

an SS942 einstellen würden. Die Folge wäre eine Spannungsunterschreitung um 0,00131 p. u. an SS942.



**Tabelle 4.2:** Errechnete Ansteuerleistungen und Spannungssensitivitätswerte vor und nach der APK am 15.02.2015 um 13:15 im Minimalspannungsszenario

	Vor APK	Nach APK	Differenz
Q-Abruf in MVar	1,94236	1,82471	-0,11765
$\left(\frac{\delta U_i}{\delta Q_j}\right)$ in p. u.	0,01047	0,01114	+0,00067

**Abbildung 4.12:** Zeitlicher Verlauf der errechneten Änderung der Abrufleistung durch die Arbeitskorrektur im Monat Februar im Jahr 2015 mit exemplarischer Auflistung der Kenndaten des rot eingekreisten Zeitpunktes in Tabelle 4.2

Die auf Basis der APK neu errechnete Ansteuerleistung führt zu:

$$\begin{aligned}
 U_{SS942,mit\ AP-Korrektur} &= 1,00033 \text{ p. u.} + 0,01114 \frac{\text{p. u.}}{\text{MVar}} \cdot (-1,82471 \text{ MVar}) = \quad (4.6) \\
 &= 0,98000 \text{ p. u.}
 \end{aligned}$$

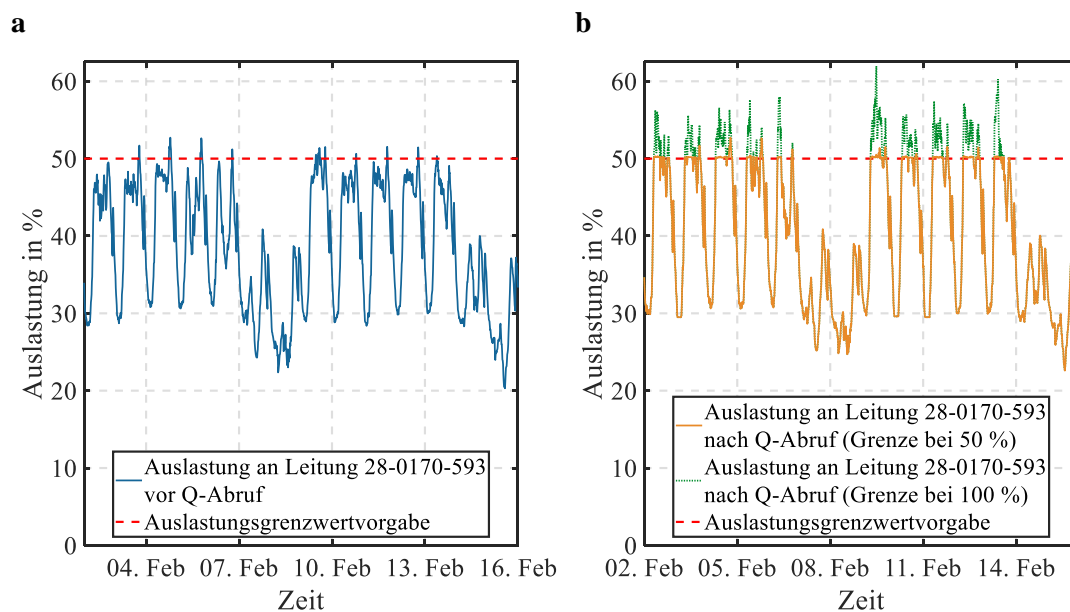
Die Analyse zeigt: Eine APK der Sensitivitäten ist für die Einhaltung der Grenzwerte unerlässlich.

### Maximalauslastungsszenario (3)

Zur Untersuchung der maximalen Auslastung erfolgt die Injektion des Blindstroms – wie in Abbildung 4.9 dargestellt – am Netzknoten vor der Leitung mit der zu 99 % der Zeitpunkte höchsten Auslastung (28-0170-593). **Abbildung 4.13 a** zeigt die Auslastung dieser Leitung vor dem Blindleistungsabruf über eine Zeitspanne von zwei Wochen. Im Vergleich dazu ist in **Abbildung 4.13 b** der Auslastungsverlauf der Leitung nach dem Q-Abruf in grün dargestellt. Da die maximale Auslastung nur auf ca. 62 % steigt, wird der Planungswert  $FG$  aus Gl. (3.14) auf:

$$FG_{28-0170-593} = 0,5 \quad (4.7)$$

gesetzt, sodass eine Auslastungsüberschreitung bereits bei 50 % von  $S_{th,max,28-0170-593}$  definiert ist. Aus der Simulation mit dieser Grenzwertvorgabe resultiert nach dem Q-Abruf der orange Auslastungsverlauf in Abbildung 4.13 b.

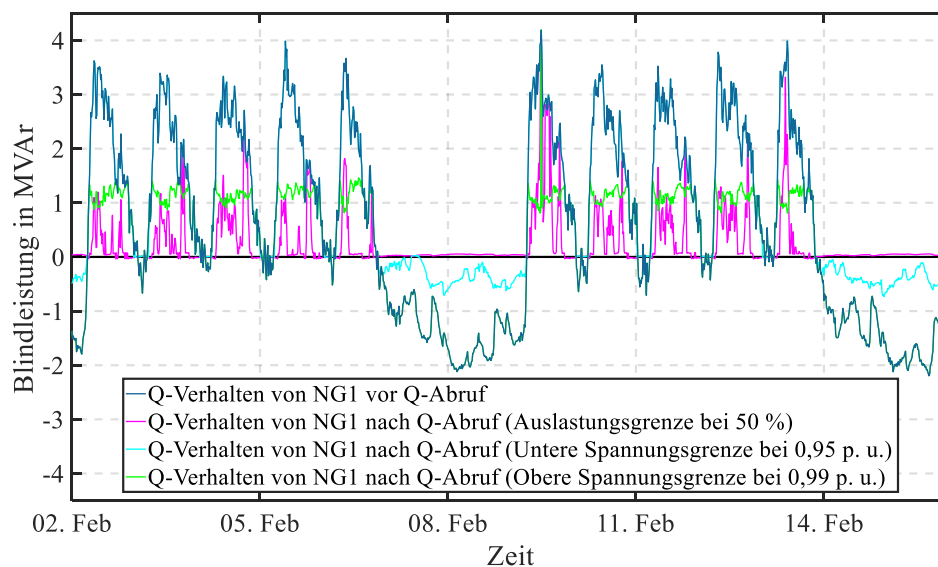


**Abbildung 4.13:** Zeitliche Verläufe (03.02.2015 – 16.02.2015) der Auslastungswerte an Leitung 28-0170-593 vor dem Blindleistungsabruf (blau) (a) sowie nach dem Blindleistungsabruf (b) bei einer Grenzwertvorgabe von 100 % (grün) und 50 % (orange)

Die Auslastungsgrenzwerte werden im Szenario mit verschärfter Auslastungsgrenzwertvorgabe vom zentralen Regelverfahren erfolgreich eingehalten. Einzelne Überschreitungen des orangenen Graphen sind auf Zeitpunkte zurückzuführen, bei denen bereits vor dem Blindleistungsabruf eine Grenzwertverletzung vorlag (vgl. mit Abbildung 4.13 a). Aufgrund der unzulässigen Betriebssituation im Ausgangsfall bleiben die Optimierung und der Q-Abruf zu diesen Zeitpunkten inaktiv.

### Kompensationsvermögen der drei Extremszenarien

In allen drei Extremszenarien weist die Quelle ein Blindleistungspotential von  $\pm 5$  MVar auf, sodass der Q-Bedarf von NG1 zu jedem Zeitpunkt ausgeregelt werden kann. Mit **Abbildung 4.14** können die Auswirkungen auf das Kompensationsvermögen in den drei Extremszenarien analysiert werden. Dazu ist der zeitliche Verlauf des Blindleistungsverhaltens von NG1 vor dem Blindleistungsabruf (blau) den Blindleistungsverläufen gegenübergestellt, die sich nach der Anwendung des zentralen Regelverfahrens hinsichtlich der drei Extremszenarien einstellen.

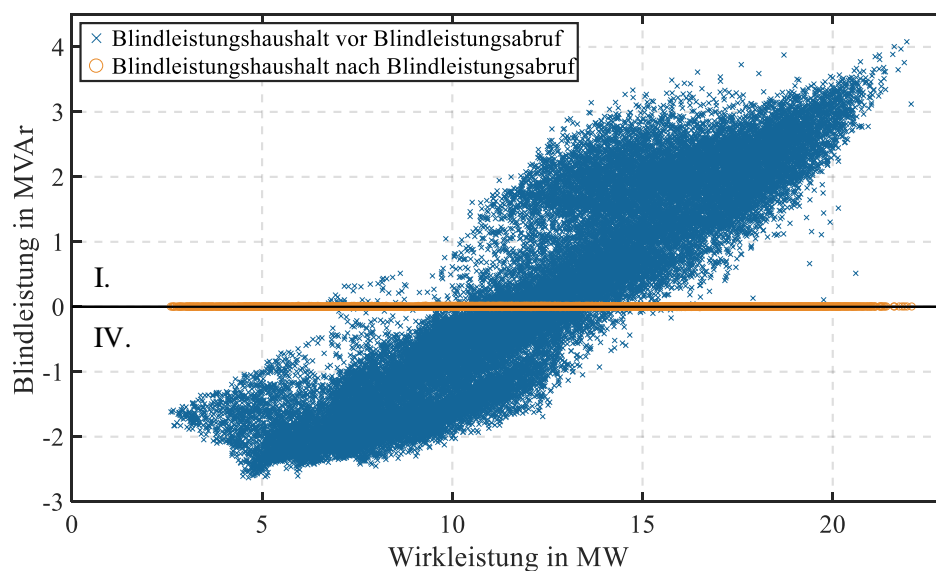


**Abbildung 4.14:** Zeitlicher Verlauf des Q-Verhaltens in NG1 vor (blau) und nach dem Blindleistungsabruf im Maximalauslastungsszenario (magenta), Minimalspannungsszenario (cyan) und Maximalspannungsszenario (grün) mit den jeweils verschärften Grenzwertvorgaben ( $U_{\max, \text{UW-SS}} = 0,99$  p. u.;  $U_{\min, \text{SS942}} = 0,98$  p. u.;  $c_{\max, 28-0170-593} = 50\%$ ) am Beispiel von KW 6 und 7 im Jahr 2015

Es kann konstatiert werden, dass die Einhaltung der verschärften Grenzwertvorgaben zu Kompensationseinbußen in allen drei Extremszenarien führt. Die Grenzwertvorgabe von  $c_{\max, 28-0170-593} = 50\%$  führt im Maximalauslastungsszenario an Werktagen zu starken Kompensationsdefiziten. Zu Schwachlastzeiten, z. B. am Wochenende kann der Blindleistungsbedarf von NG1 aufgrund ausreichender Auslastungsreserven präzise ausgeregelt werden (vgl. residuales Q-Verhalten in Magenta). Durch die Verschärfung der unteren Spannungsgrenze auf  $U_{\max, \text{SS942}} = 0,98$  p. u. kann im Minimalspannungsszenario am Wochenende keine bedarfsausgleichende induktive Blindleistung abgerufen werden (vgl. residuales Q-Verhalten in Cyan). Der kapazitive Blindleistungsabruf wird im Maximalspannungsszenario an Werktagen aufgrund der Grenzwertvorgabe von  $U_{\max, \text{UW-SS}} = 0,99$  p. u. stark restringiert. Zu diesen Zeitpunkten wird nur ca. die Hälfte des aufkommenden Blindleistungsbedarfs ausgeregelt.

### 4.2.3 Erhöhung des Blindleistungspotentials der Q-Quellen

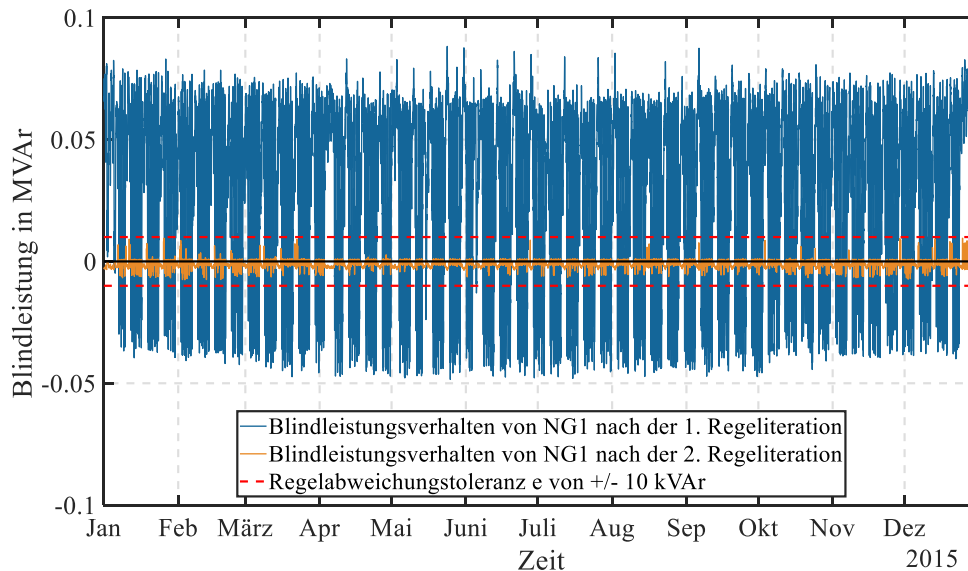
In diesem Abschnitt soll das Kompensationsvermögen und die Verteilung der Abrufleistungen an die einzelnen Blindleistungsquellen analysiert werden. Dazu wird ein Simulationsszenario definiert, bei dem – ähnlich zu den Extremszenarien aus Abschnitt 4.2.2 – jede Blindleistungsquelle ein durchgehendes Potential von +5 MVar induktiv bis –5 MVar kapazitiv aufweist. Dadurch soll geprüft werden, ob das zentrale Regelverfahren mit ausreichendem Potential in der Lage ist, die Zielvorgabe von  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVar} \pm e = 10 \text{ kVar}$  präzise auszuregeln. Die Injektionsorte sind in Anhang A.3 gekennzeichnet. Die Grenzwertvorgaben beziehen sich auf die Werte aus Tabelle 3.2. **Abbildung 4.15** zeigt anhand eines  $P$ - $Q$ -Diagramms die Betriebszustände vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens im beschriebenen Simulationsszenario.



**Abbildung 4.15:** Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf ( $x$ , blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens ( $o$ , orange) über ein gesamtes Jahr (2015)

Durch das ausreichend hohe Blindleistungspotential der drei Q-Quellen und aufgrund ausreichender Spannungsband- und Betriebsmittelbelastungsreserven kann das zentrale Regelverfahren zu jedem Zeitpunkt eine präzise Ausregelung des Blindleistungsbedarfs leisten. Das Verfahren agiert nahezu ideal nach Gl. (2.2). Der ursprüngliche zweidimensionale Arbeitspunktbereich reduziert sich damit annähernd auf eine eindimensionale Wirkleistungsarbeitspunktlinie. Die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzen ist sichergestellt und kann den Grafiken aus Anhang A.5 entnommen werden.

Mithilfe von **Abbildung 4.16** lässt sich das Einschwingverhalten des Regelverfahrens untersuchen. Dazu ist der jahreszeitliche Verlauf des Blindleistungsverhaltens nach den ersten beiden Regeliterationen sowie die Regelabweichungstoleranz von  $e = \pm 10$  kVAr dargestellt.

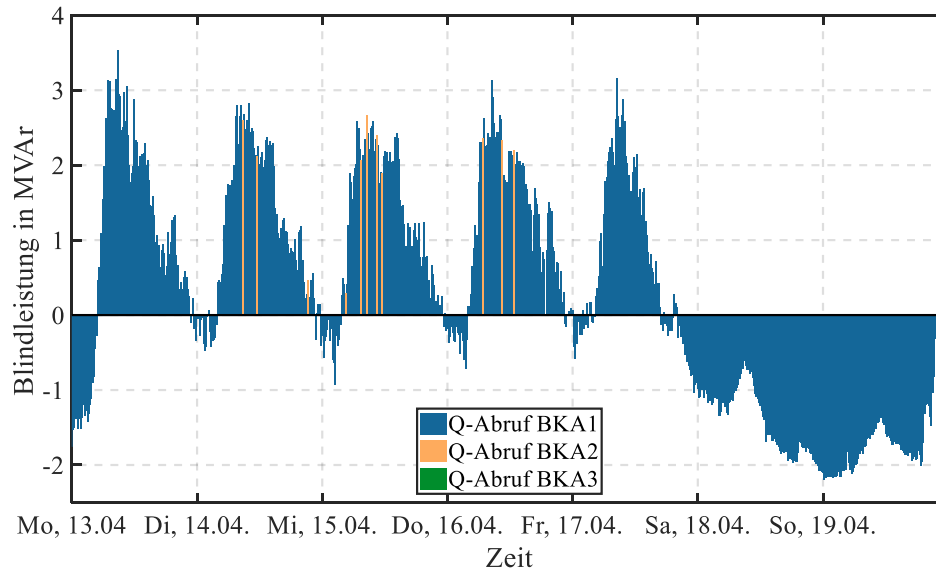


**Abbildung 4.16:** Jahreszeitlicher Verlauf des Blindleistungsverhaltens nach der ersten Regeliteration (blau) und zweiten Regeliteration (orange) des zentralen Regelverfahrens mit Kennzeichnung der Regelabweichungstoleranz von  $e = \pm 10$  kVAr (rot, gestrichelt)

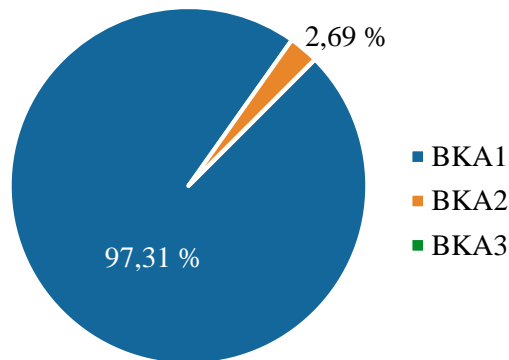
Durch Wechselwirkungs- und Kompensationseffekte im Netz bewirkt die bedarfsgerecht errechnete Ansteuerleistung der Q-Quellen keine vollständige Ausregelung nach der ersten Regeliteration. Dennoch ist die Abweichung zur Zielvorgabe von  $Q_{Soll} = 0$  kVAr mit maximal ca. 80 kVAr bis  $-50$  kVAr gering. Durch die zweite Regeliteration konvergiert das Blindleistungsverhalten innerhalb der Regelabweichungstoleranzgrenzen. Eine dritte Regeliteration ist für die festgelegte Regelabweichungstoleranz von  $e = \pm 10$  kVAr zu keinem Zeitpunkt erforderlich. Das Verfahren konvergiert nach zwei Regeliterationen.

In einem nächsten Schritt wird das zentrale Regelverfahren hinsichtlich der Aufteilung der abzurufenden Blindleistung an die einzelnen Q-Quellen untersucht. Dazu ist in **Abbildung 4.17** ein Ausschnitt des zeitlichen Verlaufs der abgerufenen Blindleistung der drei Q-Quellen in einer exemplarischen Woche im April aufgezeigt. Es lässt sich feststellen, dass die Abrufleistung pro Zeitpunkt nicht an die drei Quellen aufgeteilt wird. Für jeden Zeitschritt ist nur eine Q-Quelle aktiv, die mit der errechneten bedarfsausgleichenden Leistung des Optimierungsverfahrens angesteuert wird. Anhand **Abbildung 4.18** wird ersichtlich, dass der Ansteuerbefehl zu ca. 97,3 % der Zeitpunkte ausschließlich an BKA1 gesendet wird. In nur ca. 2,7 % der Fälle wird BKA2

angesteuert. **Abbildung 4.17** zeigt, dass die Ansteuerung von BKA2 nur im induktiven Abruffall erfolgt. BKA3 wird zu keinem Zeitpunkt angesteuert.



**Abbildung 4.17:** Zeitlicher Verlauf der abgerufenen Blindleistung der einzelnen Q-Quellen in NG1 (BKA1: blau; BKA2: orange und BKA3: grün) am Beispiel von KW 16 im Jahr 2015



**Abbildung 4.18:** Aufteilung der Blindleistungsabrufe an die Q-Quellen in NG1 (Angaben beziehen sich auf die Anzahl der Ansteuerungen dividiert durch die Gesamtanzahl der Zeitpunkte)

Es scheint, das Optimierungsverfahren steuere die „erstbeste“ Blindleistungsquelle an. Da ausreichende Spannungsband- und Auslastungsreserven in NG1 zur Verfügung stehen, wird die „erstbeste“ Q-Quelle auch immer mit der gesamten Abrufleistung pro Zeitpunkt angesteuert. Der Grund dafür liegt in der Zielsetzung der Optimierungsaufgabe in Abschnitt 3.4.3.1. Die Zielfunktion des Optimierungsverfahrens beschränkt sich rein auf die Maximierung des Blindleistungsabrufs in Abhängigkeit des aktuellen Blindleistungsbedarfs. Spannungsband- und Betriebsmittelbelastungsreserven werden dabei nicht optimiert. Sobald ein zulässiger Optimalpunkt mit der

„erstbesten“ Q-Quelle gefunden ist, wird dies als Lösung akzeptiert. Die „erstbeste“ Quelle ist gemäß Abbildung 4.18 zu den meisten Zeitpunkten BKA1. Dabei bleibt die Fragestellung offen, weshalb BKA2 auch in ca. 2,7 % der Zeitpunkte als „erstbeste“ Quelle fungiert. Diese Thematik kann mit den zur Verfügung stehenden Datensätzen nicht näher analysiert werden. Hierfür bedarf es weiterer, detaillierter Simulationen, die im Rahmen dieser Arbeit nicht mehr geleistet werden. Für die Zielsetzung dieser Arbeit (= reine Blindleistungsbeeinflussung) ist die Aufteilung des Blindleistungsabrufs nicht von entscheidender Bedeutung. Im Folgenden sollen dennoch kurz weitere Anwendungsmöglichkeiten und deren Lösungsansätze beschrieben werden.

Wird eine Maximierung von Auslastungsreserven von Leitungen und Spannungsbandreserven von Netzknoten gefordert, so ist eine weitere entsprechende Zielfunktion in das mathematische Modell zu implementieren. Durch den Planungswert  $FG$  aus Gl. (3.14) ist eine Möglichkeit gegeben, mit dem bestehenden Optimierungsmodell Auslastungsreserven zu berücksichtigen. Mit  $FG_k < 1$  kann die maximale Auslastung für jede Leitung  $k$  individuell beschränkt werden, sodass Auslastungsreserven von  $(1 - FG_k) \cdot 100 \%$  im Regelprozess berücksichtigt werden, um ggf. eine Verteilung der Abrufleistung auf mehrere Q-Quellen zu erwirken. Planungswerte dieser Art lassen sich nachträglich leicht auch in die Spannungsrestriktionsgleichungen implementieren. Bei der Vorgabe von Planungswerten ist zu beachten, dass eine Unterschreitung der festgelegten Reserven zu einer strikten Drosselung der Abrufleistung führt.

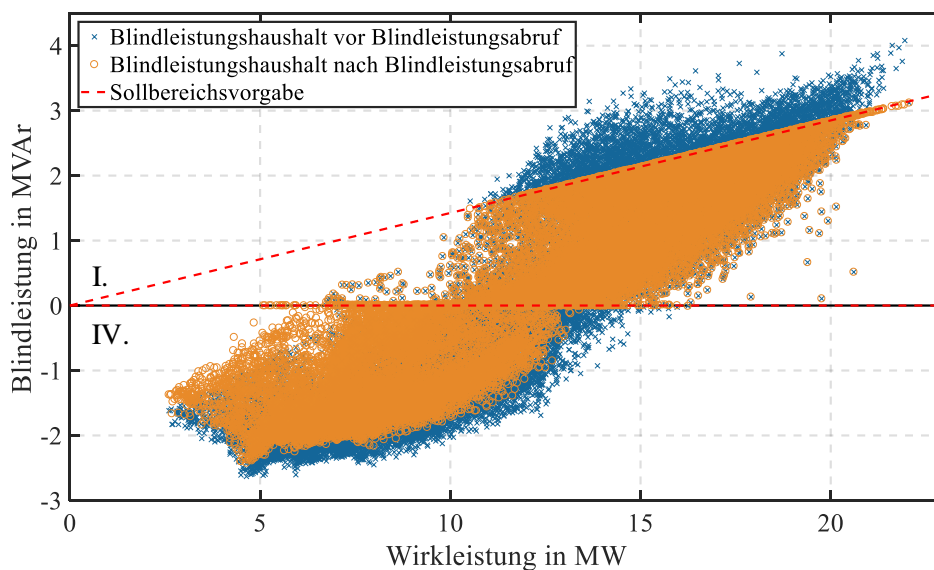
Im Falle einer zukünftigen marktgestützten Blindleistungsvergütung spielt die Verteilung aufgrund unterschiedlicher Gestehungskosten eine bedeutende Rolle. Durch die Implementierung von Kostenfunktionen der einzelnen Blindleistungsquellen in das Nebenbedingungssystem und durch die Einführung einer weiteren Zielfunktion, die neben der Maximierung der bedarfsgerechten Abrufleistung die Kosten des Blindleistungsabrufs minimiert, kann dieser Aspekt im Optimierungsmodell berücksichtigt werden.

#### 4.2.4 Variation der Sollvorgabe

Im letzten Simulationsszenario in NG1 soll durch eine Veränderung der Sollvorgabe die Variabilität des zentralen Regelverfahrens gezeigt werden. Dazu wird analog zu Abbildung 2.1 c eine Sollbereichsregelung mit einer wirkleistungsabhängigen Zielvorgabe von:

$$0 \leq Q_{\text{Soll}} \leq \cos\varphi(P) = 0,99 \text{ mit einer Regelabweichung von } e = \pm 10 \text{ kVAr} \quad (4.8)$$

durchgeführt. Als Q-Quellen dienen erneut die drei BKA mit dem aus Abschnitt 4.1.1 beschriebenen Potential. Die Stufenschalterregelung des UW-Transformators ist aktiv. Die Injektionsorte sind in Anhang A.3 dargestellt. Die Grenzwertvorgaben sind aus Tabelle 3.2 zu entnehmen. **Abbildung 4.19** veranschaulicht die Auswirkungen der Regelung auf die Betriebszustände anhand eines  $P$ - $Q$ -Diagramms.



**Abbildung 4.19:** Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG1 vor dem Blindleistungsabruf ( $x$ , blau) mit dem Blindleistungshaushalt von NG1 nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens ( $o$ , orange) über ein gesamtes Jahr (2015)

Es ist erkennbar, dass die Kompensation im I. Quadranten durch das ausreichend vorhandene kapazitive Potential erfolgreich auf die gewünschte Sollbereichsvorgabe erfolgt. Der Vorher-Nachher-Vergleich im IV. Quadranten ähnelt dem Vergleich aus dem Simulationsszenario mit  $Q_{\text{Soll}} = 0$  kVAr (Abbildung 4.3). Die Ursache liegt im geringen induktiven Potential zu Schwachlastzeiten (vgl. Abschnitt 4.2.1). Eine Grenzwertverletzung findet zu keinem Zeitpunkt statt, zumal die Sollvorgabe dieses Szenarios als „milder“ als  $Q_{\text{Soll}} = 0$  kVAr betrachtet werden kann.

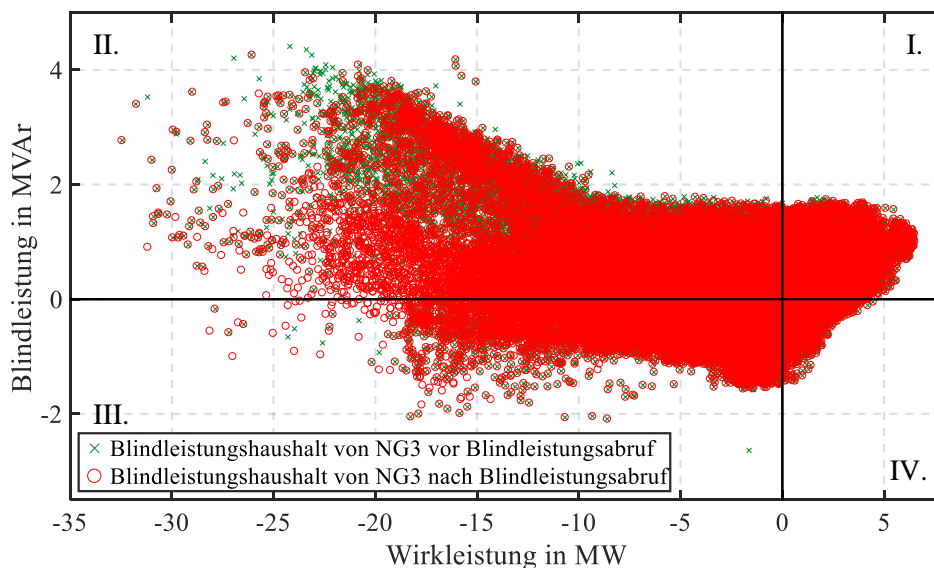


### 4.3 Anwendung des Regelverfahrens mit konstanter Sollwertvorgabe in Netzgruppe 2 und 3

Alle Simulationsszenarien und Auswertungen aus Abschnitt 4.2 basieren auf dem Netzmodell von NG1. In diesem Abschnitt wird das zentrale Regelverfahren auf weitere Netzmodelle anderer MS-Netze angewendet. Im Speziellen wird das zentrale Regelverfahren anhand der Netzmodelle von NG2 und NG3 (vgl. Abschnitt 2.2) mit der wirkleistungsunabhängigen Sollwertvorgabe von:

$$Q_{\text{Soll}} = 0 \text{ kVAR mit einer Regelabweichung von } e = \pm 10 \text{ kVAR} \quad (4.9)$$

angewendet. Die Grenzwertvorgaben beziehen sich zunächst auf Tabelle 3.2. Für die Q-Quellen werden die in Abschnitt 4.1.1 aufgeführten Potentiale zu Grunde gelegt. Die Injektionsorte sind in Anhang A.3 dargestellt. Die Stufenschalterregelungen der UW-Transformatoren sind aktiv. Das Simulationsjahr von NG2 ist 2015 und bei NG3 2016. Primäres Ziel dieses Anwendungsszenarios ist es, unter Variation des Parameters „Netzmodell“, die Flexibilität des zentralen Regelverfahrens zu verifizieren. Zudem sollen die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzwerte sowie die Wirkung des Potentials auf den Blindleistungshaushalt der Netze analysiert werden. **Abbildung 4.20** veranschaulicht den Wirk- und Blindleistungshaushalt von NG3 vor (grün) und nach (rot) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens.

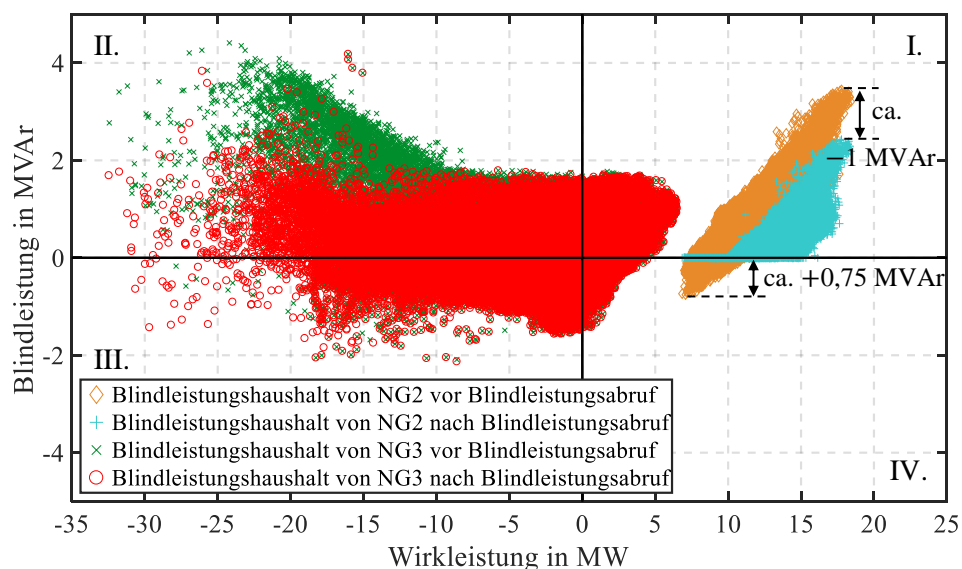


**Abbildung 4.20:** Gegenüberstellung des ursprünglichen Blindleistungshaushalts von NG3 (Jahr 2016) vor dem Q-Abruf (x, grün) mit dem Blindleistungshaushalt nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (o, rot)

Die nahezu vollständige Deckungsgleichheit der  $P$ - $Q$ -Betriebspunkte beschreibt ein geringes Kompensationsvermögen. Der Grund dafür liegt in der Wahl der unteren Spannungsgrenze von  $U_{\min} = 1,0$  p. u. bei Ortsnetzstationen im Netzgebiet der MDN (vgl. Tabelle 3.2). Anhand **Abbildung A.32** in Anhang A.9 lässt sich erkennen, dass dieser Grenzwert häufig (in 17 % der Zeitpunkte) bereits vor der Anwendung des zentralen Regelverfahrens unterschritten ist, sodass die Durchführung eines Blindleistungsabrufs zu diesen Zeitpunkten aufgrund der unzulässigen Betriebsituation unterbunden ist. Um dennoch eine Kompensationswirkung zu erzielen wird der untere Spannungsgrenzwert in NG3 für die nachfolgenden Untersuchungen auf:

$$U_{\min, \text{Ortsnetzstation, NG3}} = 0,98 \text{ p. u.} \quad (4.10)$$

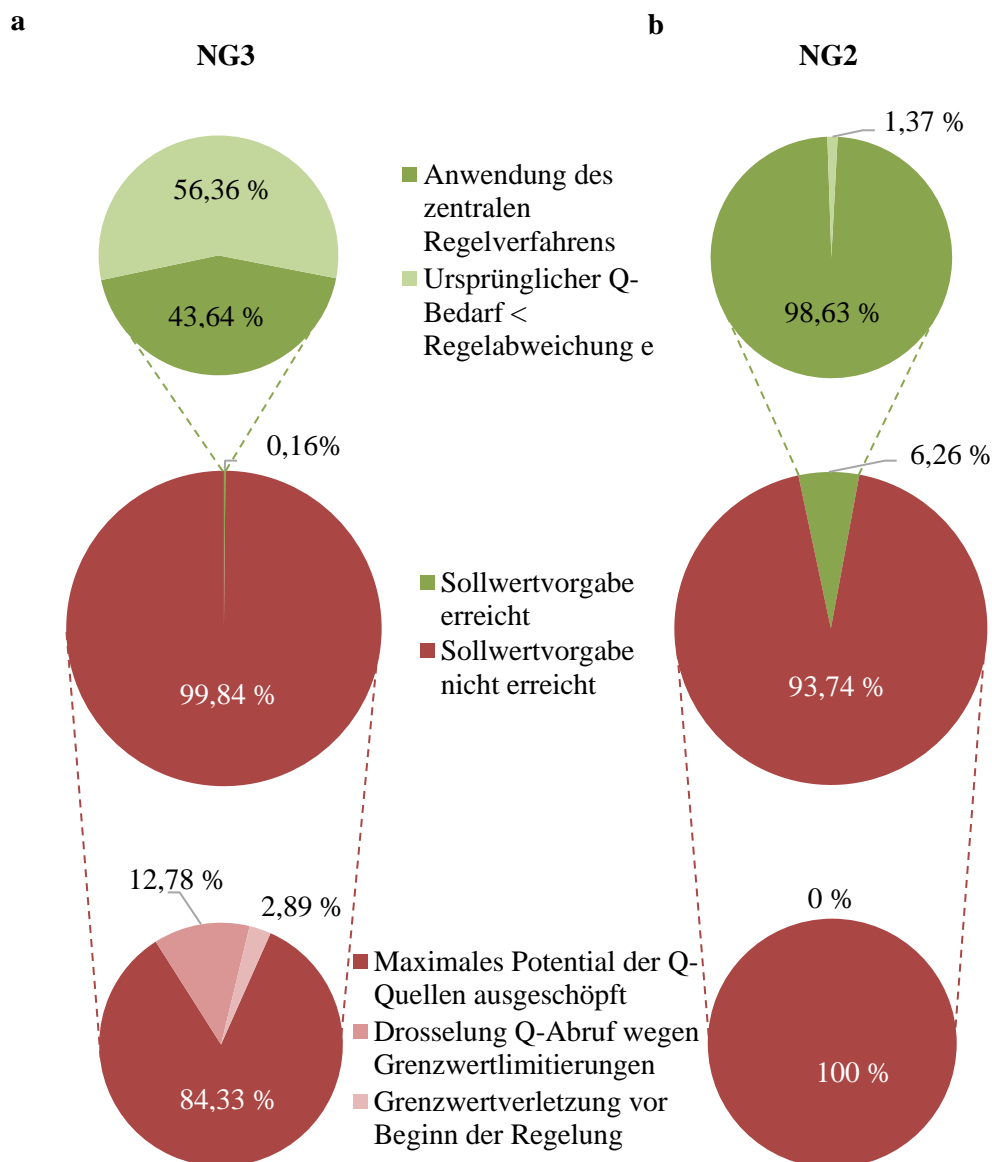
gesetzt. Mit Hilfe von **Abbildung 4.21** lässt sich ein Gesamtüberblick der Ergebnisse für NG2 und NG3 gewinnen. Dazu sind die  $P$ - $Q$ -Diagramme der unkompensierten Verhalten den kompensierten Verhalten nach der Anwendung des zentralen Regelverfahrens für beide NG gegenübergestellt. An dieser Stelle sei der Hinweis gegeben, dass trotz der komprimierten Darstellung, Ergebnisse separater Simulationen der NG vorliegen und diese differenziert zu betrachten sind.



**Abbildung 4.21:** Gegenüberstellung der ursprünglichen Blindleistungshaushalte von NG2 (Jahr 2015) und NG3 (Jahr 2016) vor dem Q-Abruf (NG2:  $\diamond$ , orange; NG3:  $\times$ , grün) mit dem Blindleistungshaushalt nach Anwendung des zentralen Regelverfahrens (NG2:  $+$ , türkis; NG3:  $\circ$ , rot)

In beiden MS-Netzen ist keine signifikante Änderung des Wirkleistungsverhaltens durch den Q-Abruf feststellbar. Durch das gesicherte induktive Potential von BKA1 (ca. 1,1 MVar) in NG2 (vgl. Abbildung 4.1) kann der IV. Quadrant – anders als im selbigen Simulationsszenario mit

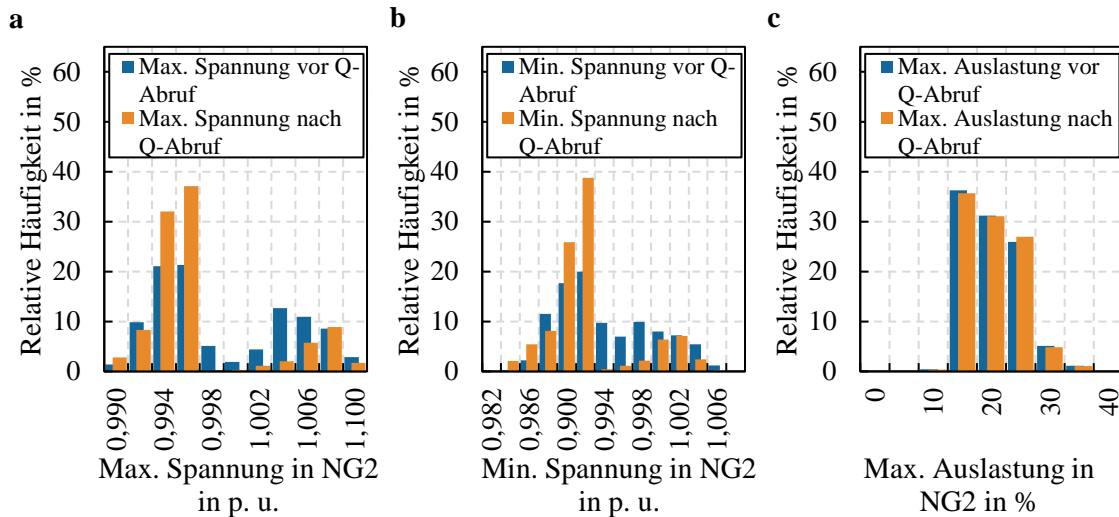
NG1 (vgl. Abschnitt 4.2.1) – vollständig kompensiert werden. Auch im induktiven Bereich lässt sich bei Anwendung des zentralen Regelverfahrens in NG2 ein Kompensationsvermögen um ca.  $-1$  MVar erzielen. Die kapazitive Kompensationsfähigkeit ist in NG2 aufgrund des geringeren kapazitiven Potentials von nur einer Q-Quelle im Vergleich zum aggregierten kapazitiven Potential der drei Quellen in NG1 allgemein geringer. Durch die Anpassung der unteren Spannungsgrenze wird in NG3 eine Kompensationswirkung auf die kritischen Betriebspunkte mit den höchsten induktiven Blindleistungsbezügen ermöglicht. Diese Betriebspunkte gehen zugleich mit hohen Rückspeisungen und damit mit den höchsten auftretenden Scheinstrombelastungen im Netz einher, sodass deren Kompensation wertvolle Belastungsreserven schafft. Sie resultieren aus der gleichzeitigen Einspeisung aller PV-Anlagen bei hoher Solareinstrahlung im betrachteten Netzgebiet. Durch die Gleichzeitigkeit der Einspeisung resultiert eine Auslastungserhöhung in Netzbetriebsmitteln, die mit einem überproportionalen Anstieg des induktiven Blindleistungsbedarfs seitens der Netzbetriebsmittel kovariiert. Dieser Zusammenhang wird durch eine Blindleistungsbedarfsanalyse der Netzbetriebsmittel in NG3 in Anhang A.6 gezeigt. Aus der leistungsbilanzierenden Dominanz des Anlagentyps „PV“ in NG3 (vgl. Tabelle 2.1) folgt eine hohe Korrelation von ca.  $r_{Q_{\text{pot PV1 kap}}, Q_{\text{Bedarf NG3}}} = -0,71$  zwischen dem Blindleistungsbedarf von NG3 und dem kapazitiven Potential der PV-Anlagen (vgl. Streudiagramm in Anhang A.7). Unter der Voraussetzung, dass zu Zeiten hoher Rückspeisung ausreichend Spannungsband- und Auslastungsreserven vorliegen, ist aufgrund dieser Korrelation eine Reduktion des induktiven Blindleistungsbedarfs von NG3 möglich. Bei Aufnahme weiterer PV-Anlagen in das zentrale Regelverfahren kann eine noch höhere Reduktion bewirkt werden. Aufgrund der ausbleibenden Blindleistungspotentiale der drei PV-Anlagen in NG3 ist eine Kompensation an bewölkten Tagen und zu nächtlichen Zeitpunkten kaum bzw. nicht möglich. Die restlichen Betriebspunkte in Abbildung 4.21 werden daher nur geringfügig beeinflusst. Die Zielvorgabe aus Gl. (4.9) wird nur zu ca. 0,16 % der Zeitpunkte erreicht (vgl. **Abbildung 4.22 a**). Dabei ist in ca. 56 % dieser Fälle die Zielvorgabe bereits vor der Anwendung des Regelverfahrens erreicht. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass in über 99 % der Zeitpunkte die Zielvorgabe nicht erreicht wird. Die Hauptursache (ca. 84 % der Zeitpunkte) liegt im Blindleistungspotentialdefizit der Q-Quellen. In ca. 13 % der Zeitpunkte führt das zentrale Regelverfahren eine Drosselung der Abruflistung aufgrund von Spannungsrestriktionen durch. Bei ca. 3 % der Zeitpunkte liegt bereits vor der Regelung eine Spannungsbandverletzung vor. In Anhang A.9 wird gezeigt, dass eine Auslastungsverletzung zu keinem Zeitpunkt vor respektive nach dem Q-Abruf vorliegt. Die Zielvorgabe wird in NG2 in ca. 6 % der Zeitpunkte hauptsächlich durch die Anwendung der zentralen Blindleistungsregelung erreicht (vgl. **Abbildung 4.22 b**). Die Ursache bei Nichterreichung liegt auch hier im unzureichenden Potential von BKA1.



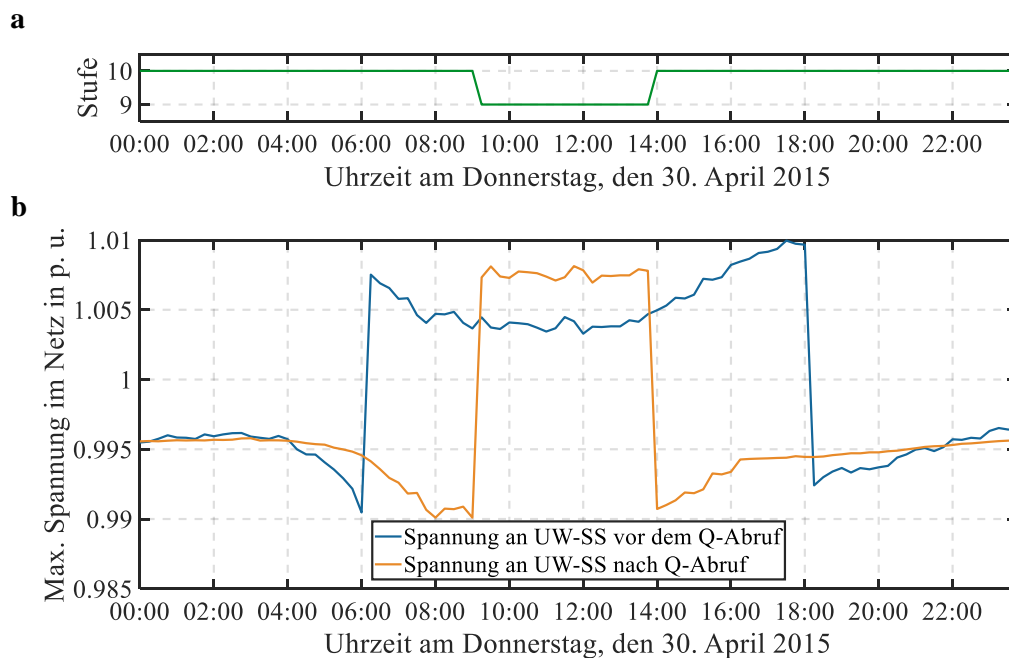
**Abbildung 4.22:** Ursachenanalyse hinsichtlich des Erreichens der Zielvorgabe nach Gl. (4.9) in NG3 (a) und NG2 (b)

Bei der Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der Spannungsextrema in NG2 vor und nach dem Blindleistungsabruf in **Abbildung 4.23 a** und **b** zeigt sich eine durch den Q-Abruf bedingte Häufigkeitsverschiebung hin zu niedrigeren Spannungswerten. Die Ursache hierfür gründet auf der Stufenschalterregelung des UW-Transformators, die die durch den kapazitiven Q-Abruf bedingte Spannungsanhebung an Werktagen tagsüber nach unten regelt. Da der kapazitive Q-Abruf bei ca. 86 % der Zeitpunkte durchgeführt wird, ist dieser Effekt stärker als der umgekehrte Effekt im induktiven Abruffall. In **Abbildung 4.24** ist der Effekt anhand des Spannungsverlaufs der UW-SS erkennbar. Durch die Stufenschalterregelung wird die Spannung nach dem Q-Abruf für

eine längere Zeit nach unten gestuft. Die maximalen Auslastungswerte bleiben nahezu unverändert (vgl. **Abbildung 4.23 c**). Ein Grund dafür ist, dass ca. 43 % der auftretenden Maximalauslastungswerte eine Stickleitung zwischen einem Uniklinikum und der UW-SS aufweist, die nicht direkt durch den zusätzlichen Blindstrom belastet wird (vgl. **Abbildung A.17**).

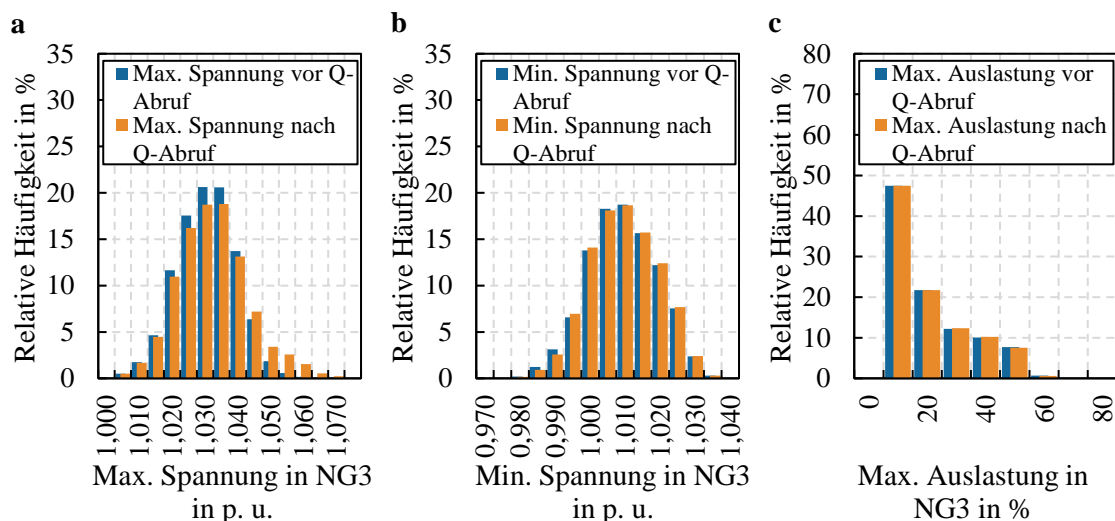


**Abbildung 4.23:** Häufigkeitsverteilung der auftretenden maximalen Spannungen (a), der minimal auftretenden Spannungen (b) und der maximal auftretenden Auslastungen (c) in NG2 vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf im gesamten Jahr 2015



**Abbildung 4.24:** Zeitlicher Verlauf der Stufenschalterposition am UW-Transformator (grün) (a) sowie der Spannung an der UW-SS (maximale Spannung im Netz) vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf an einem Werktag (30. April 2015) (b)

**Abbildung 4.25** zeigt die Häufigkeitsverteilung der Maximalspannungswerte (a), der Minimalspannungswerte (b) und der Maximalauslastungswerte (c) in NG3 vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf. Durch den häufigen kapazitiven Blindleistungsabruf an den drei PV-Anlagen (ca. 48 % der Zeitpunkte) ergibt sich bei den Maximalspannungswerten eine Verschiebung der Häufigkeit zu noch höheren Spannungswerten. Der obere Spannungsgrenzwert von 1,075 p. u. wird zu jeder Zeit eingehalten, sofern bereits vor der Blindleistungsregelung keine Überschreitung vorliegt. Die nur geringfügige Veränderung der Verteilung der Minimalspannungswerte (vgl. Abbildung 4.25 b) basiert hauptsächlich auf zwei Gründen: Der spannungssenkende induktive Blindleistungsabruf wird nur zu ca. 14 % der Zeitpunkte ausgeführt und aufgrund der nächtlichen Bedarfszeiten steht dabei nur geringes Potential seitens der PV-Anlagen zur Verfügung. Die durch den Blindleistungsabruf bedingte Änderung der Häufigkeitsverteilung der Maximalauslastungswerte ist gering (vgl. Abbildung 4.25 c).



**Abbildung 4.25:** Häufigkeitsverteilung der auftretenden maximalen Spannungen (a), der minimal auftretenden Spannungen (b) und der maximal auftretenden Auslastungen (c) in NG3 vor (blau) und nach (orange) dem Blindleistungsabruf im gesamten Jahr 2016

Zeitliche Jahresverläufe der auftretenden Maximal- und Minimalspannungswerte bzw. Maximalauslastungswerte sind für NG2 in Anhang A.8 und für NG3 in Anhang A.9 angeführt.

## 4.4 Diskussion des entwickelten Regelverfahrens

Um das in dieser Arbeit entwickelte zentrale Blindleistungsregelverfahren anzuwenden, ist ein realitätsnahes Netzmodell erforderlich, das im Zentralrechner zur Berechnung der notwendigen Eingangsdaten des Optimierungsverfahrens implementiert ist. Für eine präzise Regelung ist ein zeitreihenbasiertes Netzmodell Voraussetzung, um die Eingangsdaten des Optimierungsverfahrens nicht auf Basis von Worst-Case-Werten, sondern in Abhängigkeit der tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen errechnen zu können. Der Vorteil dabei ist die problemlose Änderung der Netztopologie im Störbetrieb bzw. bei Netzumschaltungen oder -abschaltungen. Diese Anforderung gewinnt zusätzlich an Bedeutung, wenn neben den Sensitivitäten auch Spannungen und Auslastungen simulativ errechnet werden (analog zu Kapitel 4), anstatt diese aus dem Netz über Messungen zu generieren. Da eine messtechnische Ausstattung aller Netzknoten und Betriebsmittel mit einem zu hohen Kostenaufwand verbunden ist, werden zusätzliche Voranalysen erforderlich, um kritische Netzknoten und Betriebsmittel zu identifizieren, die zur Überschreitung von Spannungsband- oder Auslastungsgrenzen tendieren. Durch die Überwachung von ausschließlich relevanten Netzknoten und -betriebsmitteln sinkt der Kostenaufwand, wobei eine Grenzwertüberschreitung der nicht überwachten Knoten und Betriebsmittel möglich ist, aber akzeptiert wird. Alternativ ist eine Kombination aus Messung und Simulation der Arbeitspunktspannungen und -auslastungen denkbar. In diesem Zusammenhang ist es bedeutsam, eine durch den Blindleistungsabruf mögliche Gefährdung der n-1-Sicherheit zu überprüfen.

Für die Umsetzung in der Praxis bedarf es einer Anpassung der lastflussschrittautarken bzw. zeitschrittautarken Regelung nach Abbildung 3.6. Ein neuer Zeitpunkt bedeutet für das in dieser Arbeit entwickelte Regelverfahren einen Trigger für den Start der Regelung und damit der Ausregelung des zu diesem Zeitpunkt erfassten Blindleistungsbedarfs. Dabei werden bisher keine Informationen zwischen diesen Zeitpunkten ausgetauscht. In der Realität ist diese Annahme nicht gegeben, da beispielsweise die angesteuerte Q-Quelle zum Zeitpunkt  $t$  mit der Ansteuerleistung zum Zeitpunkt  $t - 1$  weiterhin einspeist – außer ihr Blindleistungspotential ist zum Zeitpunkt  $t$  reduziert. Aus diesem Grund muss die Regelung für die Praxisanwendung zeitschrittübergreifend angepasst werden, sodass ein Austausch von Daten zwischen den Regeltriggerzeitpunkten ermöglicht wird. Des Weiteren ist für die Praxisumsetzung zu berücksichtigen, dass die Regelung der Q-Quellen derzeit kontinuierlich erfolgt. Bei vielen Blindleistungsquellen, wie z. B. bei BKA ist nur eine diskrete Ansteuerung möglich. Die präzise Ausregelung auf eine Regelabweichung von bis zu  $\pm 10$  kVAr ist daher problematisch. In diesem Zusammenhang ist zu bedenken, dass das zentrale Regelverfahren einen ausschließlich induktiven oder kapazitiven Blindleistungsabruf pro Zeitschritt zulässt. Ein kombinierter Abruf ist derzeit nicht möglich. Dieser kann bei diskreter

Ansteuerung von BKA mit unterschiedlicher Kompensationsstufengröße zu einer genaueren Ausregelung führen.

Um die seitens der Netzbetreiber vereinbarten Blindleistungsgrenzwertvorgaben am Netzverknüpfungspunkt zur hochgelagerten Netzebene zu jeder Zeit einzuhalten, ist eine möglichst störungsfreie Informations- und Kommunikationsverbindung zwischen dem Zentralrechner und den Blindleistungsquellen erforderlich. Ein nach in [6] beschriebener und in den Q-Quellen vorab installierter „Blindleistungsfahrplan“ oder alternativ ein dezentrales Steuerungsverfahren kann bei Verbindungsstörungen als redundantes Ansteuerungsverfahren dienen. Eine präzise Ausregelung des Blindleistungsbedarfs ist mit diesen Verfahren nicht gewährleistet. Unter der Voraussetzung eines geringen Prognosefehlers seitens des Fahrplans bzw. der dezentralen Blindleistungssteuerung, ist dennoch eine netzdienliche Kompensationswirkung erzielbar.

Die in Abschnitt 3.2 gesetzten Anforderungen kann das entwickelte Regelverfahren größtenteils erfüllen. Durch das LP-Verfahren wird der Rechenaufwand gering gehalten. Die durchschnittliche Rechenzeit je Lastflussschritt in den Netzmodellen der betrachteten NG beträgt bei zwei Reiterationen mit je einer APK pro Lastflussschritt (entspricht dem vierfachen Aufruf des Optimierungsverfahrens je Lastflussschritt) ca. 15 bis 25 Sekunden. Die Nachvollziehbarkeit der Rechenoperationen ist durch eine transparente Informationsbereitstellung über das Ausgabefenster des Lastflussberechnungsprogramms und einer tabellarischen Dokumentation der Ergebnisse für den Anwender benutzerfreundlich sichergestellt. Exemplarische Ausschnitte sind in Anhang A.10 dargestellt. Die Vernachlässigung der Wirkleistungssensitivitäten im Optimierungsmodell wirkt sich nachteilig auf die Modellgenauigkeit aus. Anhand Abbildung 3.5 kann jedoch gezeigt werden, dass aus der Vernachlässigung nur geringe Genauigkeitseinbußen resultieren. Die Optimalität des Ergebnisses ist durch die Verwendung des dualen Simplex-Algorithmus sichergestellt. Die Flexibilität des entwickelten Verfahrens kann in diesem Kapitel durch die erfolgreiche Anwendung in diversen Netzmodellen mit unterschiedlicher Art und Anzahl der Q-Quellen gezeigt werden. Das Optimierungsmodell lässt sich problemlos durch Implementierung weiterer Nebenbedingungen erweitern. Da das zentrale Regelverfahren die Auswirkungen des Blindleistungsabrufs ausschließlich für die MS-Ebene (Unterspannungsseite HS-/MS-Transformator bis Oberspannungsseiten der MS-/NS-Transformatoren) betrachtet, sind folgende Modellerweiterungen durch Implementierung weiterer Nebenbedingungen im Ungleichungssystem des LP-Modells denkbar:

- Berücksichtigung der Transformatorauslastungen des HS-/MS-Transformators und der MS-/NS-Transformatoren,
- Berücksichtigung des Stellbereichs des Stufenschalters des HS-/MS-Transformators und
- Berücksichtigung von Spannungsgrenzwerten in der HS-Ebene.



Durch eine zusätzliche Zielfunktionsvorgabe kann

- eine Maximierung der Spannungsband- und Auslastungsreserven im zulässigen Betrieb sowie
- eine kostenoptimale Ansteuerung der Blindleistungsquellen (durch Implementierung von Kostenfunktionen)

herbeigeführt werden.

Dieses Kapitel zeigt, dass in vielen Anwendungsfällen die Zielvorgabe nur zu einem geringen Anteil der simulierten Zeitpunkte erreicht wird. Um dennoch eine präzise Ausregelung auf den Sollwert zu ermöglichen, bedarf es einer höheren Anzahl an Blindleistungsquellen und/oder eines erhöhten Potentials der Blindleistungsquellen. Dabei ist eine zeitliche Korrelation zwischen dem Blindleistungspotential der Q-Quellen und dem Blindleistungsbedarf des MS-Netzes eine notwendige Voraussetzung. Verschärfte Grenzwertvorgaben mindern das Erreichen der Zielvorgabe. Dabei wirkt der Blindleistungsabruf in vielen Fällen den Spannungsextrema entgegen. Die Extremszenarien zeigen, dass bei induktivem Blindleistungsbedarf oft ein niedriges Spannungsniveau zugrunde liegt, das mit einem kapazitiven Blindleistungsabruf angehoben werden kann (umgekehrt bei kapazitivem Blindleistungsabruf). Da dieser Zusammenhang nicht für jeden Zeitpunkt gilt, darf an dieser Stelle keine Pauschalisierung getroffen werden, da die Nichteinhaltung einer normgerechten Spannungsversorgung die Folge sein kann.

Das zentrale Regelverfahren eignet sich zusätzlich zur Bewertung der Blindleistungsquellen im umfassenden Systemkontext. Durch die zeitgleiche Betrachtung des Blindleistungsbedarfes, der Netzrestriktionen und des Blindleistungspotentials können die Blindleistungsquellen hinsichtlich ihrer netzdienlichen Relevanz umfassend beurteilt werden. So kann eine Einsatzreihenfolge der teilnehmenden Blindleistungsquellen hinsichtlich ihrer technischen Effizienz erstellt werden. Bei zusätzlicher Hinterlegung von Kostenfunktionen ist die Generierung einer ökonomischen Merit-Order-Liste <sup>11</sup> denkbar.

---

<sup>11</sup> Einsatzreihenfolge der Blindleistungsquellen gemäß ihren Grenzkosten zur Stromerzeugung

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Arbeit zeigt die Entwicklung eines zentralen Blindleistungsregelverfahrens mit optimierter Ansteuerung der Blindleistungsquellen. Dabei werden die Blindleistungsquellen von einer zentralen Recheninstanz über eine Informations- und Kommunikationsanbindung angesteuert, um den aktuellen Blindleistungsbedarf eines MS-Netzes auf eine definierte Sollwertvorgabe zu regeln. Für jeden Netzknoten bzw. für jede Leitung sind individuelle Spannungs- bzw. Belastungsgrenzwerte definierbar, die restriktiv auf den Blindleistungsabruf einwirken. Die Errechnung der Abrufleistungen der einzelnen Blindleistungsquellen erfolgt mittels eines Optimierungsverfahrens. Im Vergleich mathematisch exakter, heuristischer und entscheidungstheoretischer Optimierungsansätze zeigt die lineare Optimierung mit dem dualen Simplex-Algorithmus als Lösungsverfahren für den vorliegenden Anwendungsfall die beste Eignung. Als Hauptgründe für diese Wahl sind die Optimalität der errechneten Ergebnisse, der geringe Rechenaufwand des dualen Simplex-Algorithmus sowie die Flexibilität gegenüber Modellerweiterungen anzuführen. Durch Spannungs- und Leistungssensitivitäten können die durch den Blindleistungsabruf bedingten Spannungs- und Auslastungsänderungen in Knoten- und Leitungselementen quantitativ im Optimierungsmodell berücksichtigt werden. Das Regelverfahren beinhaltet zusätzlich eine Arbeitspunktkorrektur dieser Sensitivitäten, um im induktiven Abruffall eine Unterschätzung der Spannungsänderungen an Netzknoten zu vermeiden. Eine zusätzliche Sicherheit bietet die Grenzwertprüfung im Netzmodell vor der realen Ansteuerung der Blindleistungsquellen. Das in dieser Arbeit entwickelte Regelverfahren ist für den simulativen Einsatz konzipiert, d. h. die aktuellen Arbeitspunktwerte werden über Lastflussrechnungen im Netzmodell berechnet. Bei der Praxisumsetzung kann über eine Informations- und Kommunikationsanbindung auf reale Messwerte von Netzknoten und Betriebsmitteln zurückgegriffen werden. Da aus Kostengründen nicht alle Netzknoten und Leitungen überwacht werden können, wird eine Vorabanalyse empfohlen, um relevante kritische Netzknoten und Leitungen zu identifizieren. Ein Nachteil des Verfahrens bezieht sich auf die Notwendigkeit einer möglichst störungsfreien Kommunikationsanbindung zu den Blindleistungsquellen, die ggf. hinsichtlich zusätzlicher Investitionskosten bedacht werden muss. Bei Ausfall der Verbindung kann auf eine fahrplanbasierte oder dezentrale Ansteuerung mit Blindleistungsprognosen zurückgegriffen werden, um eine netzdienliche Kompensationswirkung der Blindleistungsquellen im Störfall aufrecht zu erhalten.

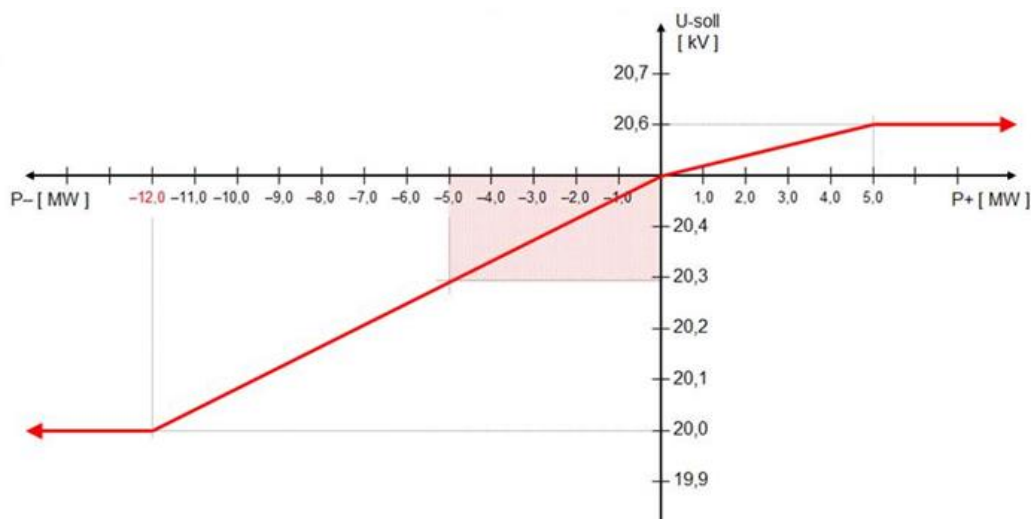
Im Zuge der Evaluierung anhand eines Netzmodells einer Netzgruppe mit industriegeprägtem Versorgungsgebiet wird das zentrale Regelverfahren in diversen Simulationsszenarien bewertet. Die Funktionalität des zentralen Regelverfahrens kann durch die Einhaltung der Spannungs- und Auslastungsgrenzwerte in Extremszenarien verifiziert werden. Die Analyse der Arbeitspunkt Korrektur zeigt die Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen. Dass die Zielvorgaben generell zu wenigen Zeitpunkten erreicht werden, veranschaulicht die Anwendung in weiteren Netzgruppen. Die Hauptursache hierfür liegt im unzureichenden Potential der Blindleistungsquellen. Dabei ist die Korrelation zwischen dem auftretenden Blindleistungsbedarf des Netzes und dem Blindleistungspotential der Blindleistungsquelle von hoher Bedeutung. Das Szenario mit ausreichendem Blindleistungspotential (in Bezug auf den Blindleistungsbedarf des Netzes), sowie suffizienter Spannungsband- und Auslastungsreserven demonstriert, dass eine angestrebte vollständige Kompensation des Blindleistungshaushalts durch die präzise Ausregelung des Blindleistungsbedarfs mit dem zentralen Regelverfahren möglich ist. Da das Regelverfahren unzulässige Betriebssituationen vor der Regelung derzeit nicht behandelt, bleibt die Frage hinsichtlich des Umgangs mit Spannungsgrenzwertverletzungen vor der Blindleistungsregelung offen. Die Entwicklung und Implementierung eines spannungshaltenden Blindleistungsregelverfahrens kann in diesen Fällen Abhilfe verschaffen.

Diese Arbeit offeriert mit dem zentralen Regelverfahren eine technische Lösungsmethode, um den Blindleistungshaushalt eines MS-Netzes unter Einhaltung der Netzrestriktionen zu beeinflussen. Dabei bleibt eine spannungsebenenübergreifende sowie eine ökonomische Bewertung und ein Vergleich mit dezentralen Blindleistungsmanagementstrategien offen. Derzeit verhindern fehlende ökonomisch und regulatorische Anreize zur Blindleistungsvergütung sowie hohe Investitionskosten hinsichtlich der erforderlichen Dateninfrastruktur einen erfolgreichen, großflächigen Praxiseinsatz des entwickelten Verfahrens. Durch entsprechende Modellerweiterungen kann das zentrale Regelverfahren bei Einführung einer Blindleistungsvergütung auf eine kostenoptimale Ansteuerung der Blindleistungsquellen ausgelegt werden. In diesem Zusammenhang kann das entwickelte Regelverfahren durch dessen umfassende Systembetrachtung eine technische und optional eine ökonomische Bewertung der Blindleistungsquellen im Verteilungsnetz leisten.

## A Anhang

### A.1 Kontinuierliche Sollwertanpassung

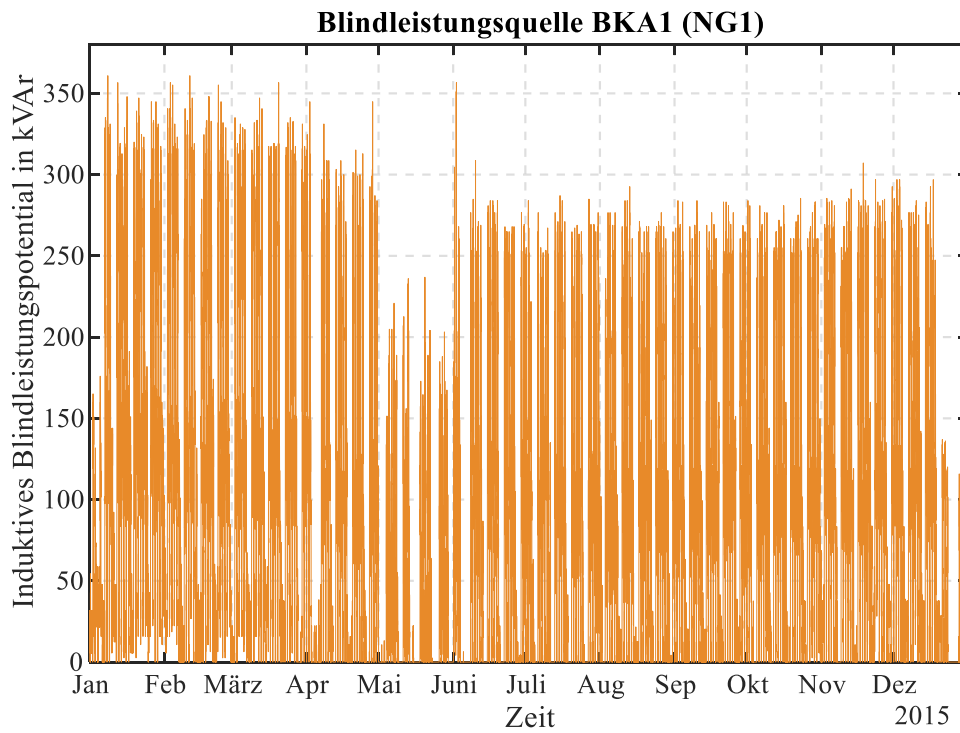
Durch eine lastabhängige Sollwertanpassung am Spannungsregler von HS-/MS-Transformatoren wird das Spannungsniveau im MS-Netz an die verschiedenen Zustände (Rückspeisung, Schwachlast, Starklast) angepasst. Gegenüber der Vorgabe eines festen Sollwertes ist dieses Verfahren in der Lage, die Spannungsproblematik in NG mit homogener Verteilung von Lasten und Erzeugern zu entschärfen [59]. Der lastabhängige Sollwertverlauf der betrachteten NG ist in **Abbildung A.1** dargestellt.



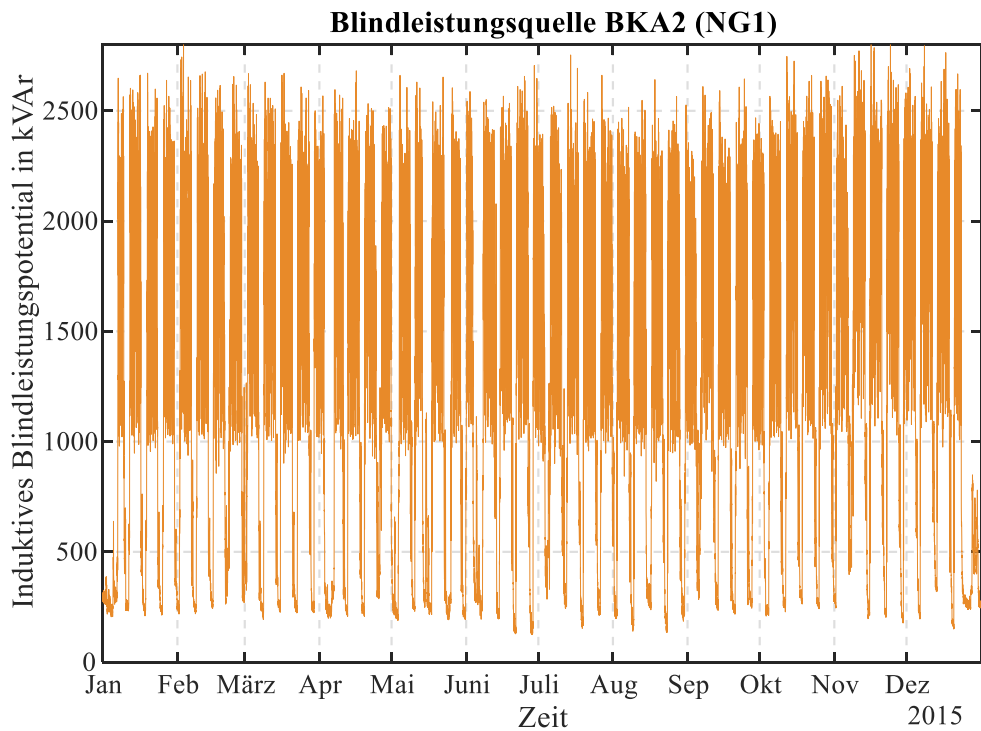
**Abbildung A.1:** Kontinuierliche, lastabhängige Sollwertanpassung am UW-Transformator in NG3 im Netzgebiet der MDN

## A.2 Blindleistungspotentiale ausgewählter Blindleistungsquellen

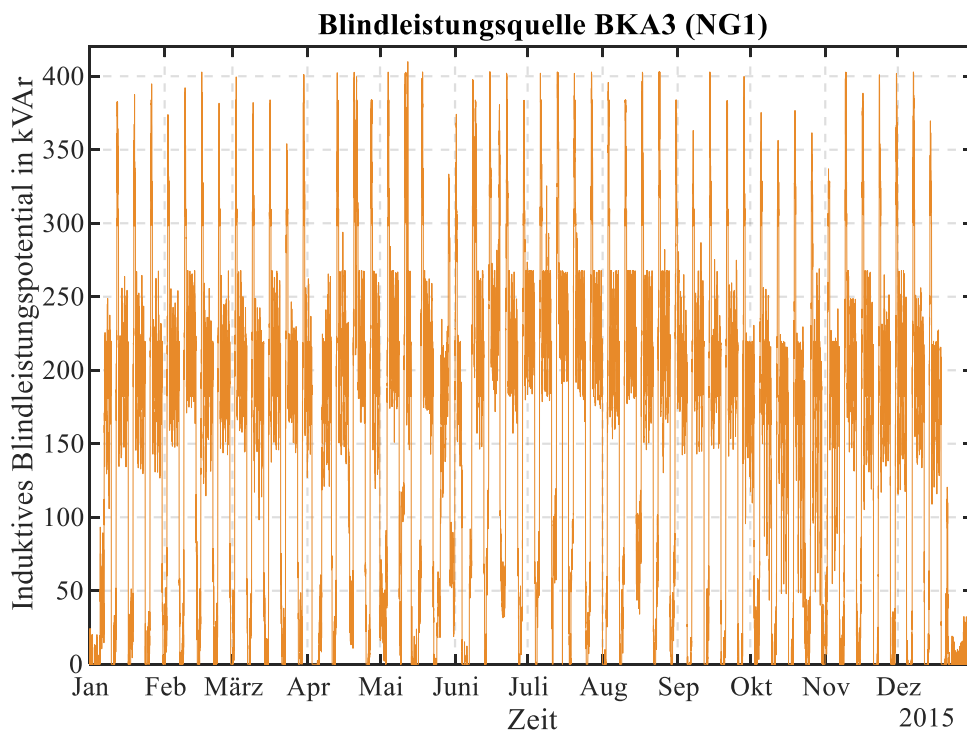
### A.1.1 Induktive Blindleistungspotentiale



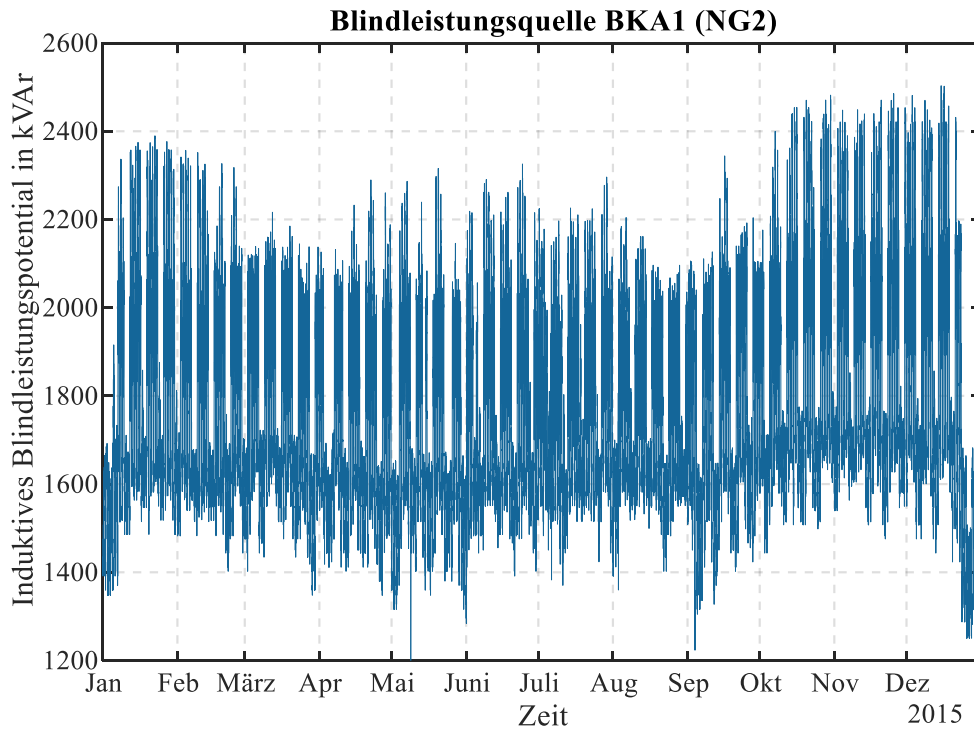
**Abbildung A.2:** Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA1 in NG1



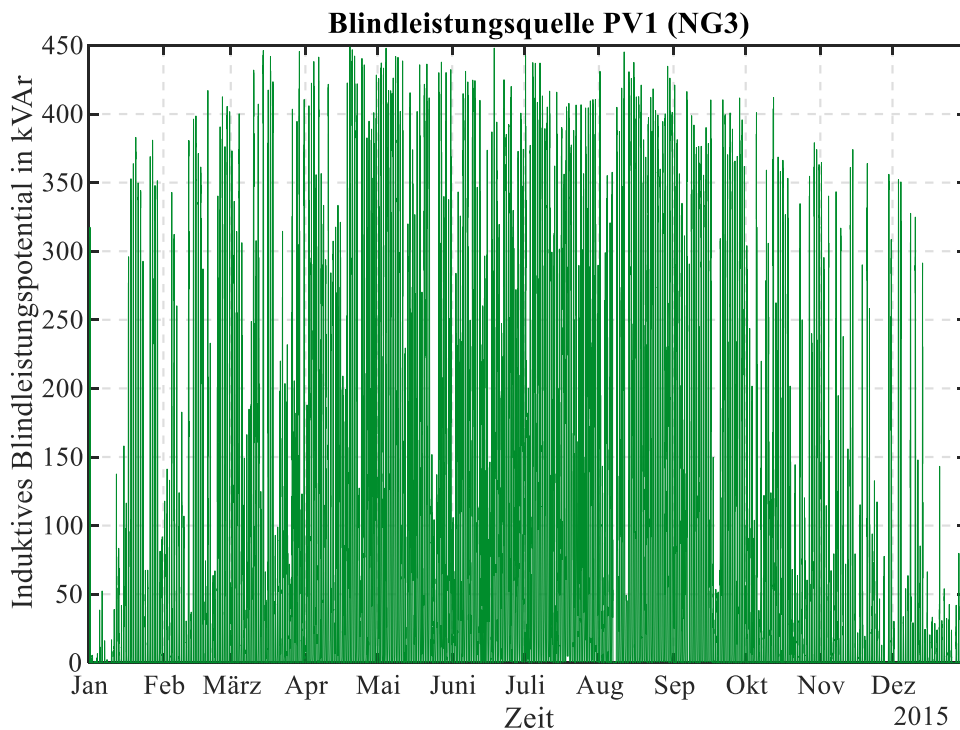
**Abbildung A.3:** *Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA2 in NG1*



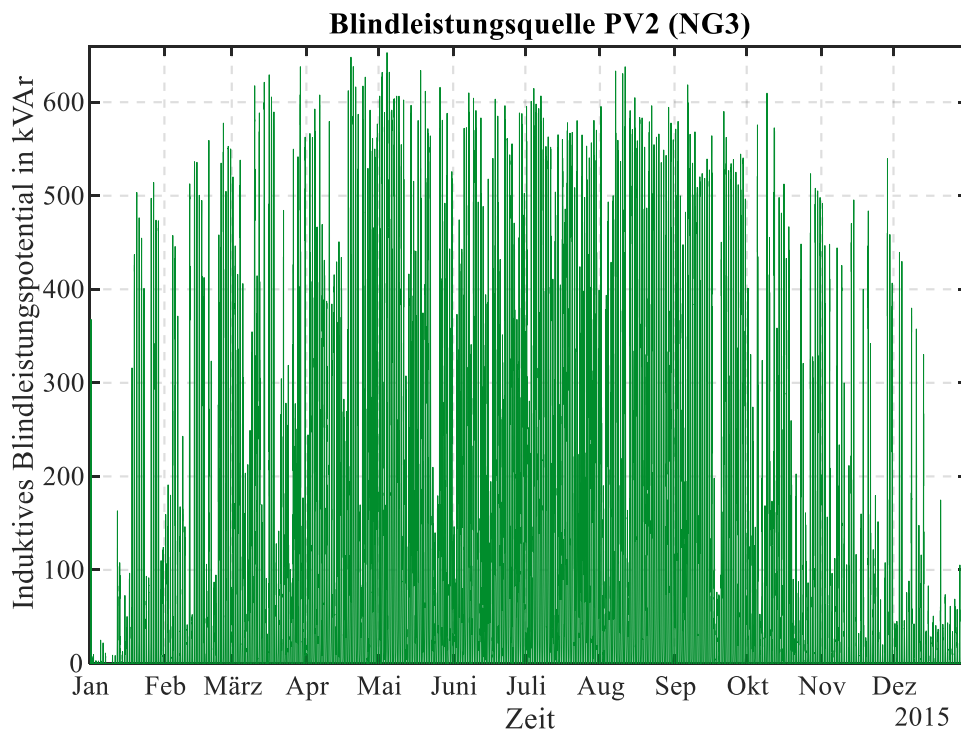
**Abbildung A.4:** *Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA3 in NG1*



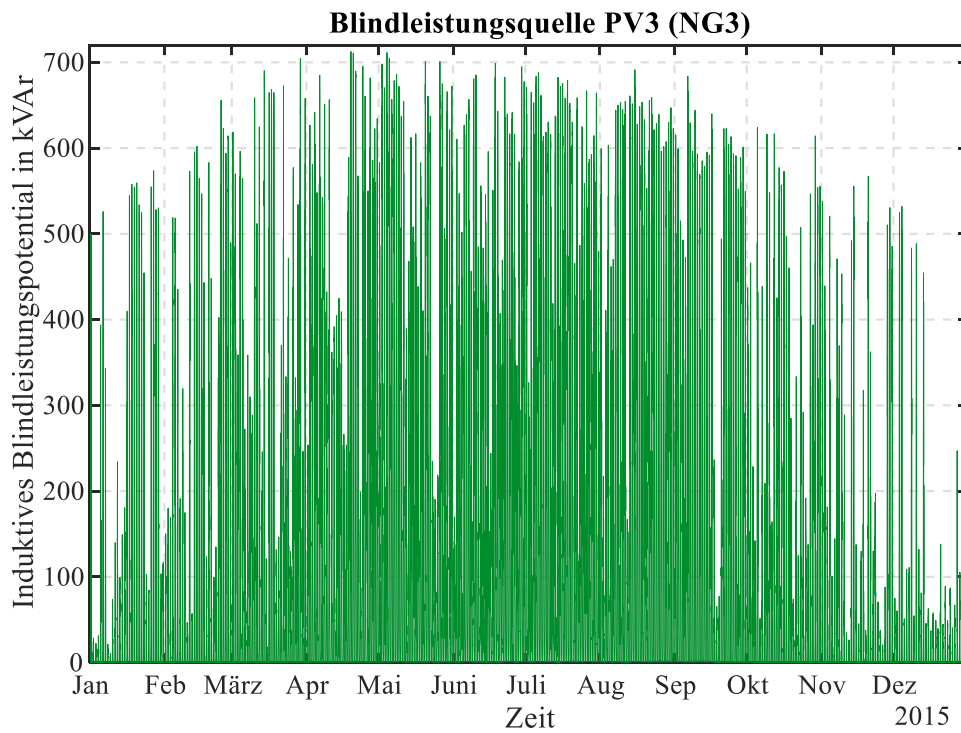
**Abbildung A.5:** *Prognostiziertes induktives Blindleistungspotential von BKA1 in NG2*



**Abbildung A.6:** *Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV1 in NG3*



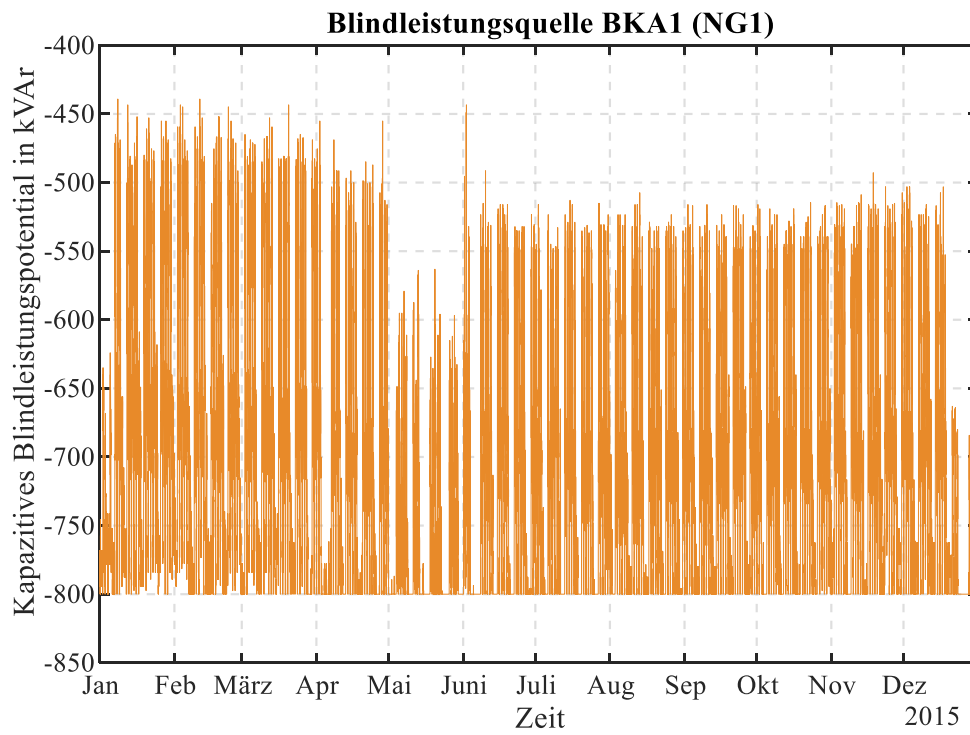
**Abbildung A.7:** Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV2 in NG3



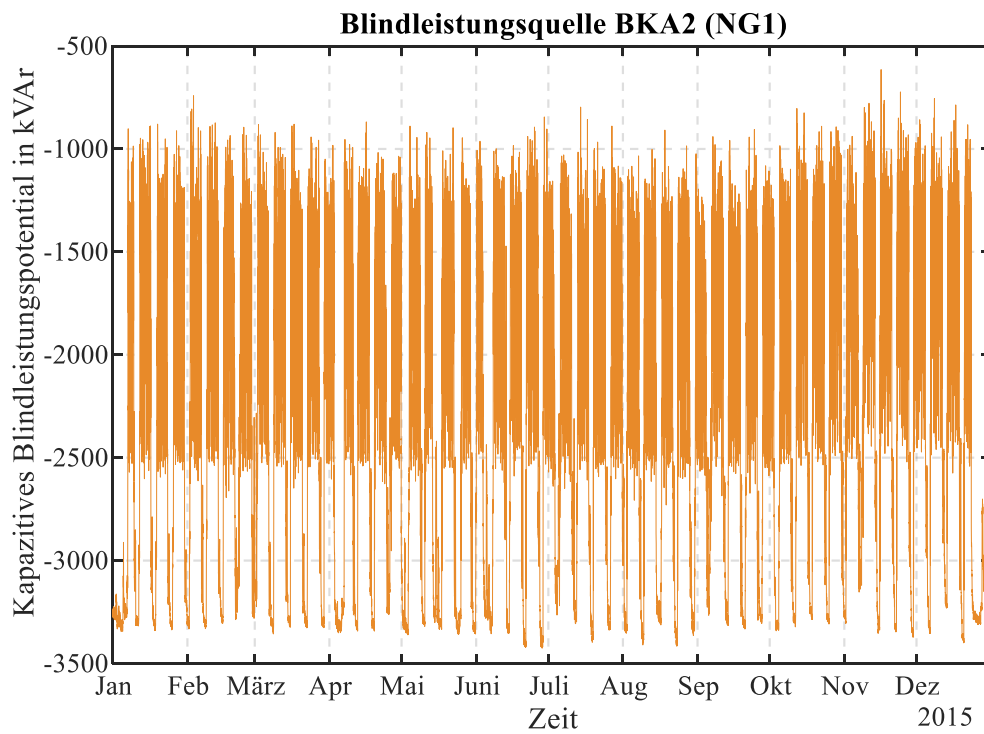
**Abbildung A.8:** Prognostiziertes Blindleistungspotential von PV3 in NG3



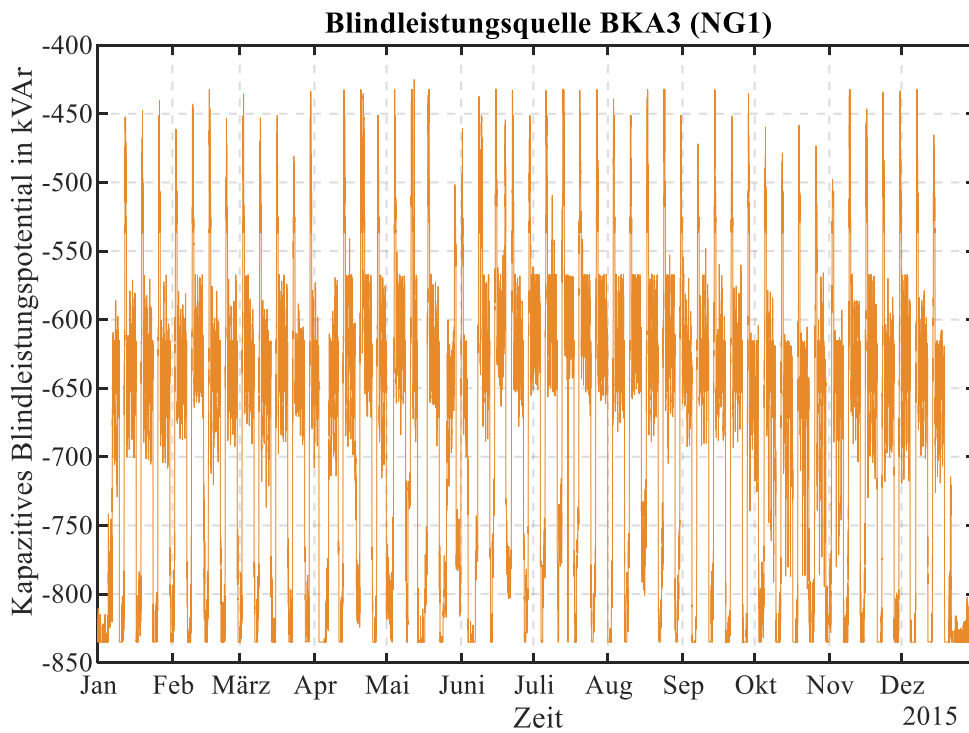
## A.1.2 Kapazitive Blindleistungspotentiale



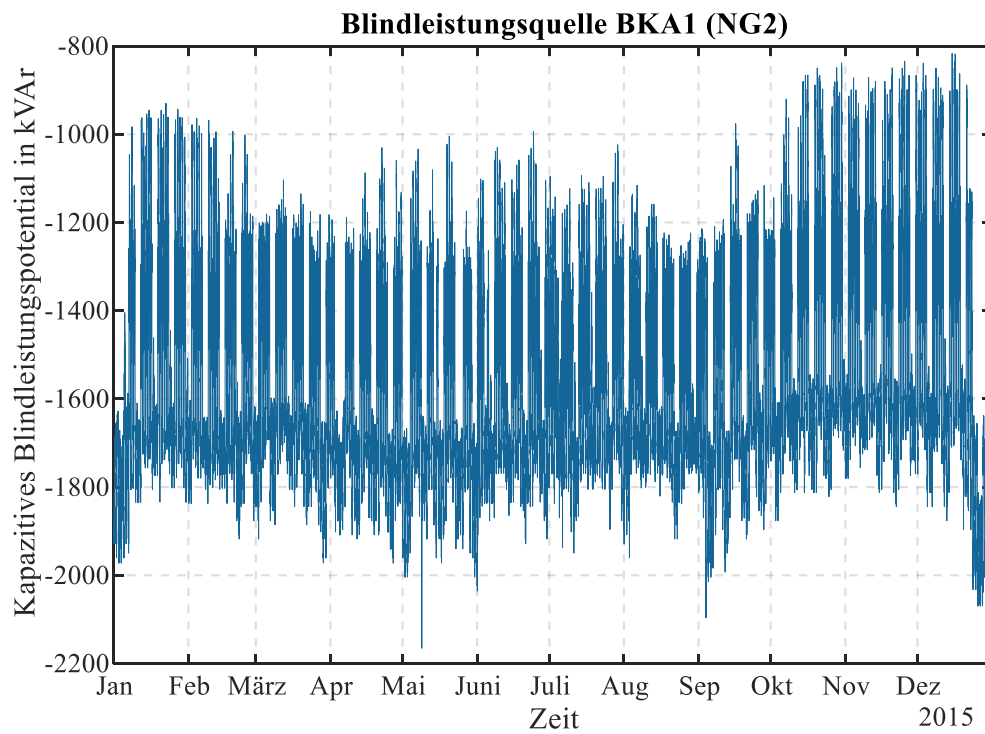
**Abbildung A.9:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA1 in NG1



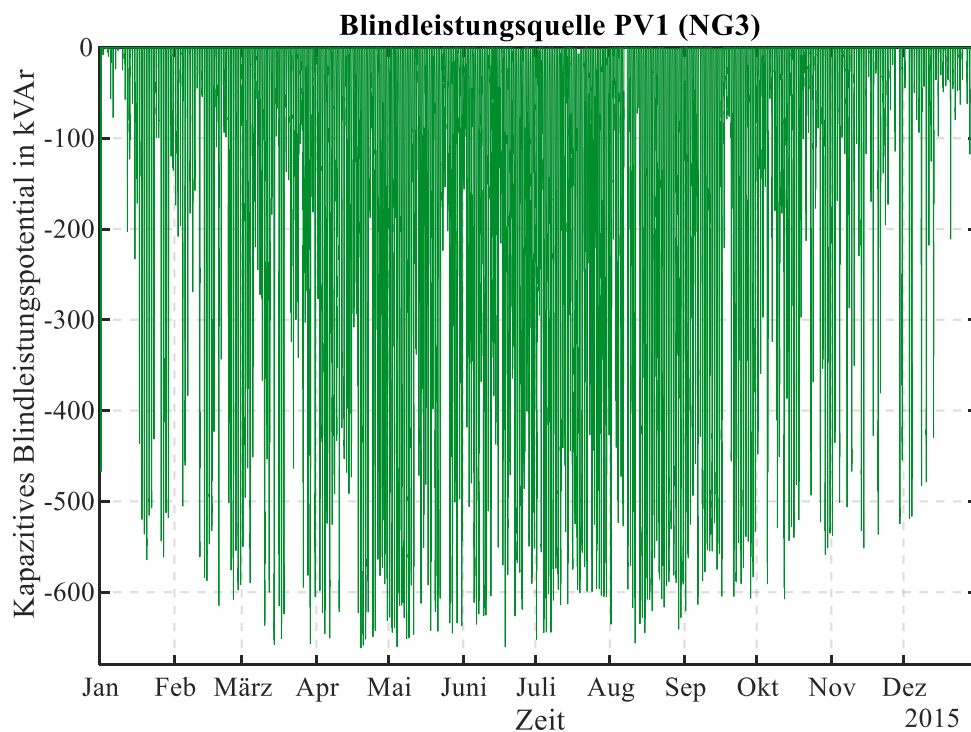
**Abbildung A.10:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA2 in NG1



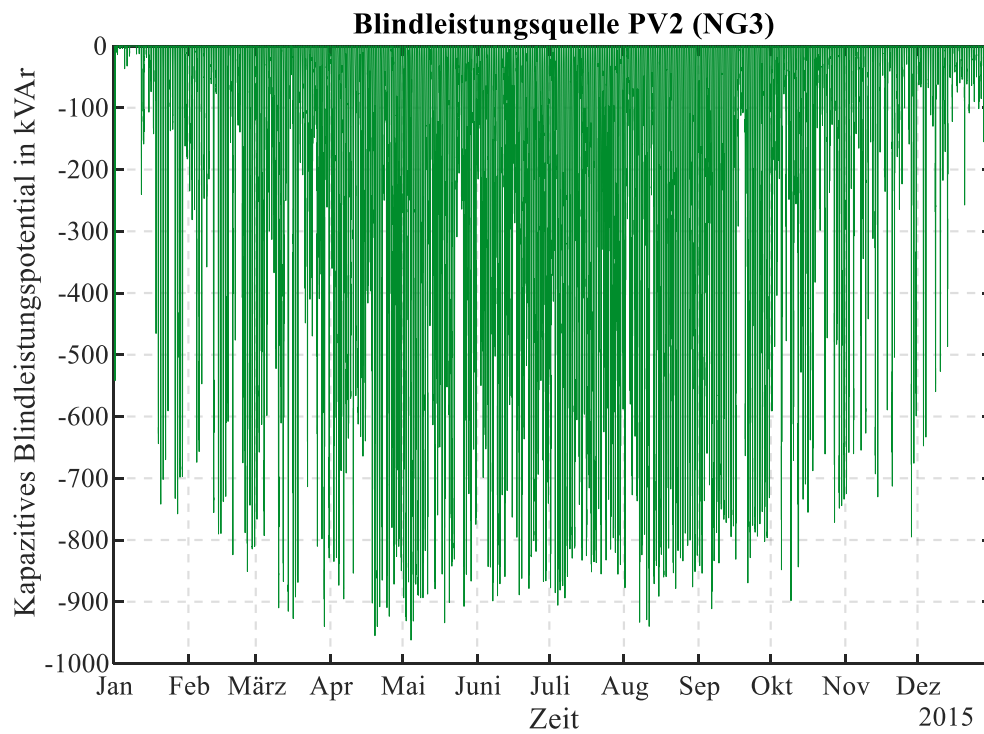
**Abbildung A.11:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA3 in NG1



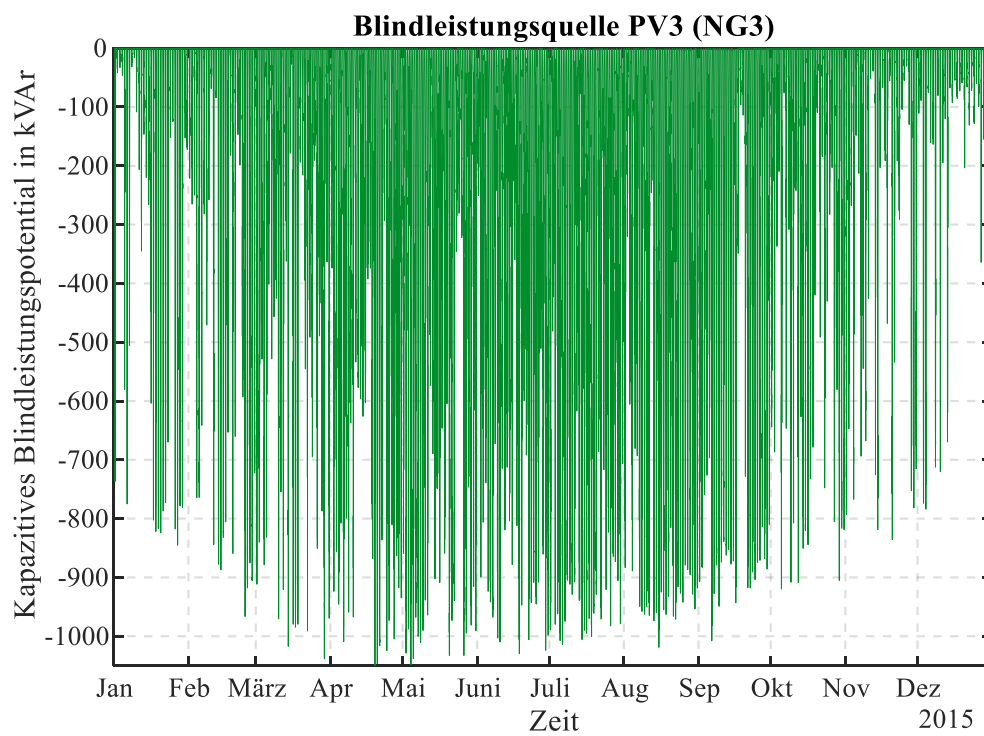
**Abbildung A.12:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von BKA1 in NG2



**Abbildung A.13:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV1 in NG3

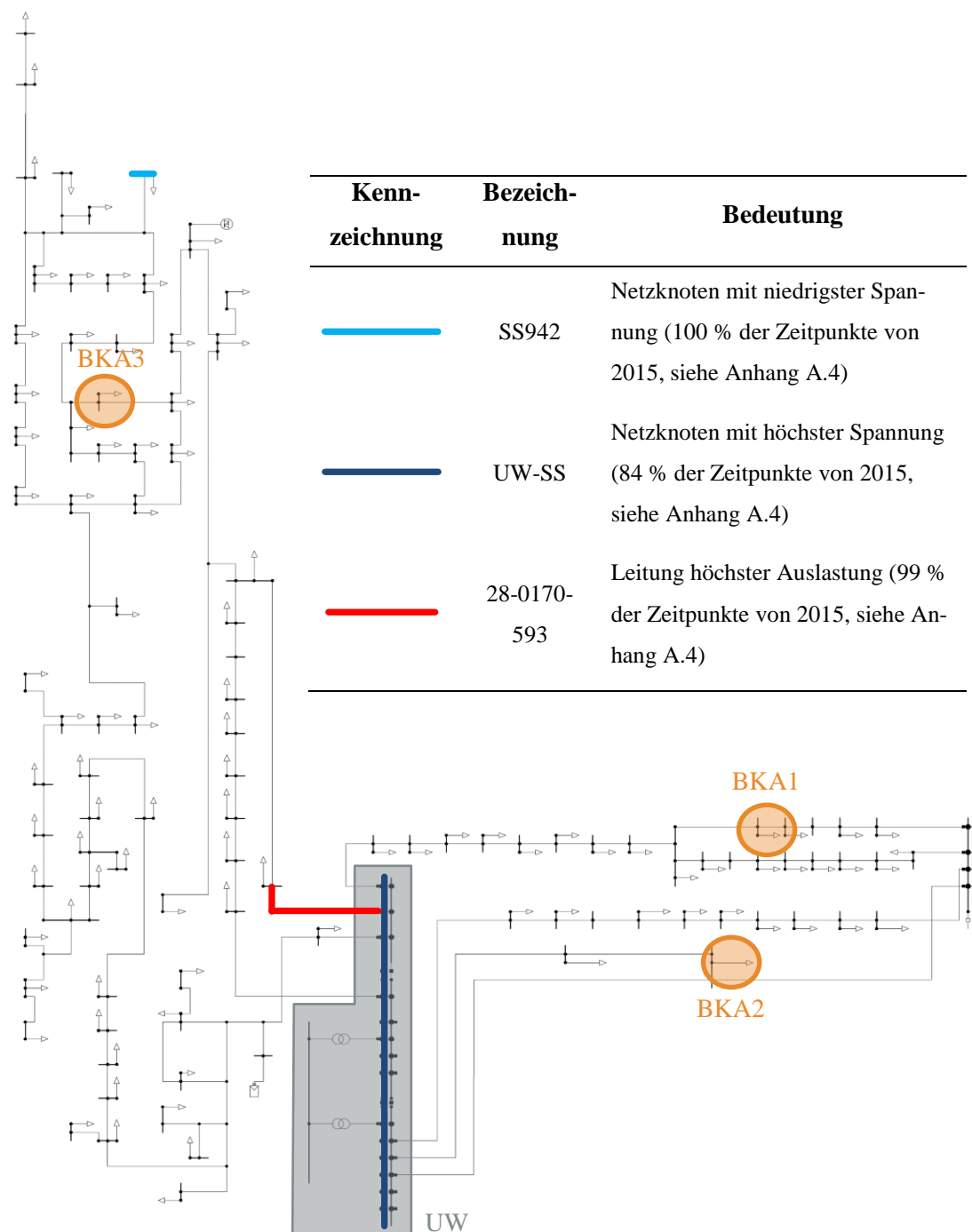


**Abbildung A.14:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV2 in NG3

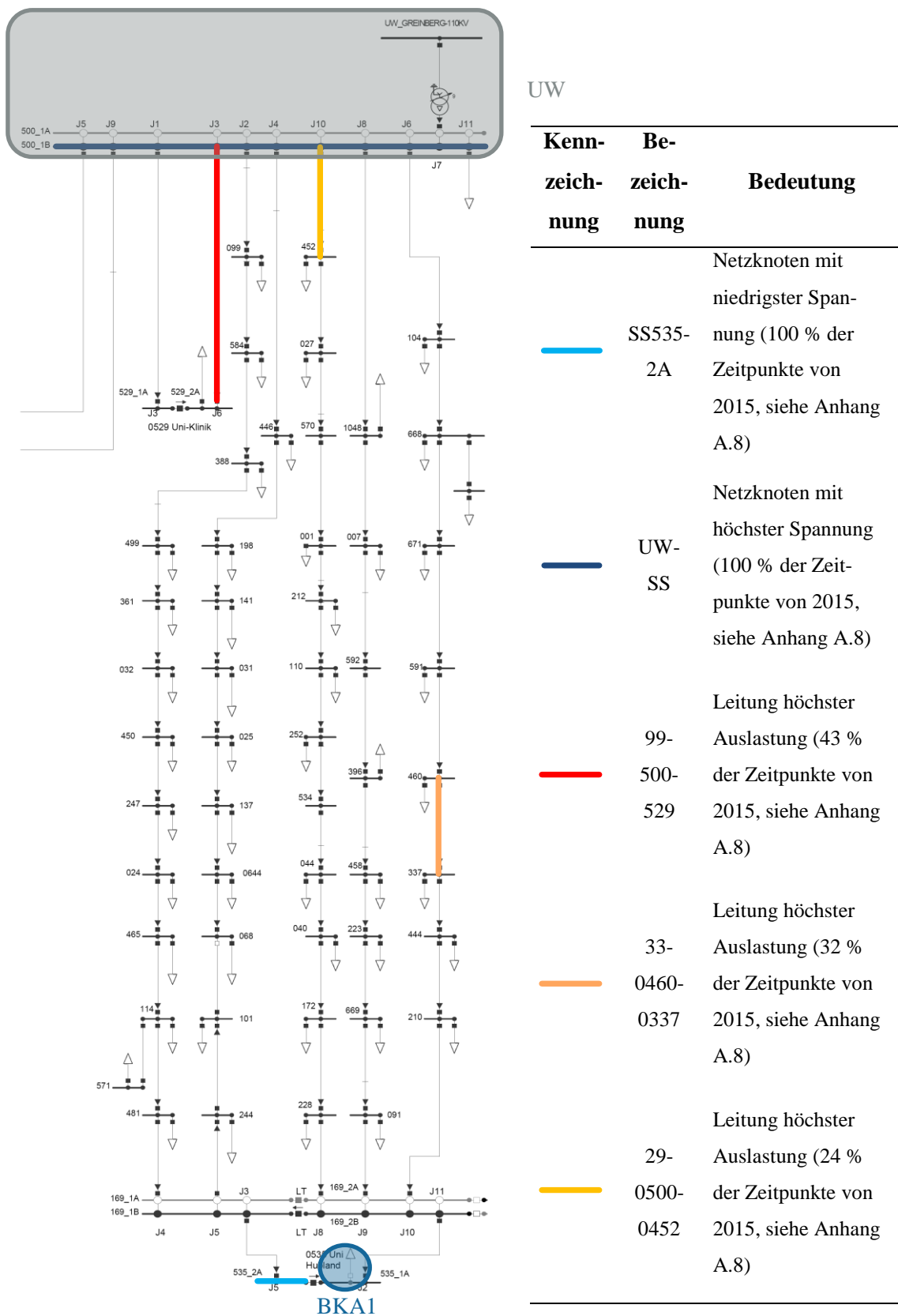


**Abbildung A.15:** Prognostiziertes kapazitives Blindleistungspotential von PV3 in NG3

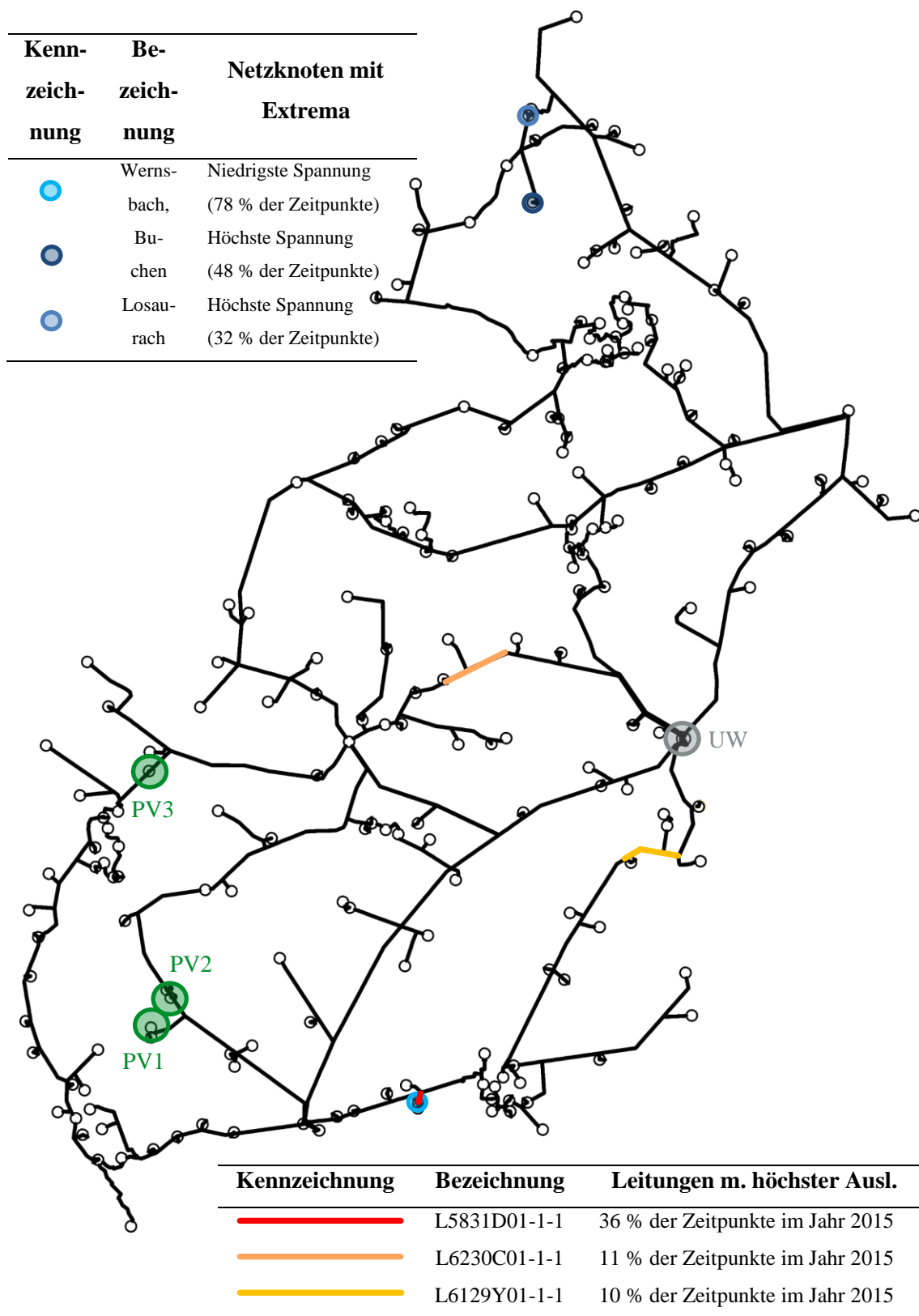
### A.3 Schematische und geografische Netzpläne der betrachteten Netzgruppen mit Kennzeichnung der Blindleistungsinjektionsorte



**Abbildung A.16:** Schematischer Netzplan von NG1 mit Kennzeichnung der Injektionsorte der Blindleistungsquellen und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungsexrema aufweisen



**Abbildung A.17:** Schematischer Netzplan von NG2 mit Kennzeichnung des Injektionsorts der Blindleistungsquelle und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungsxtrema aufweisen

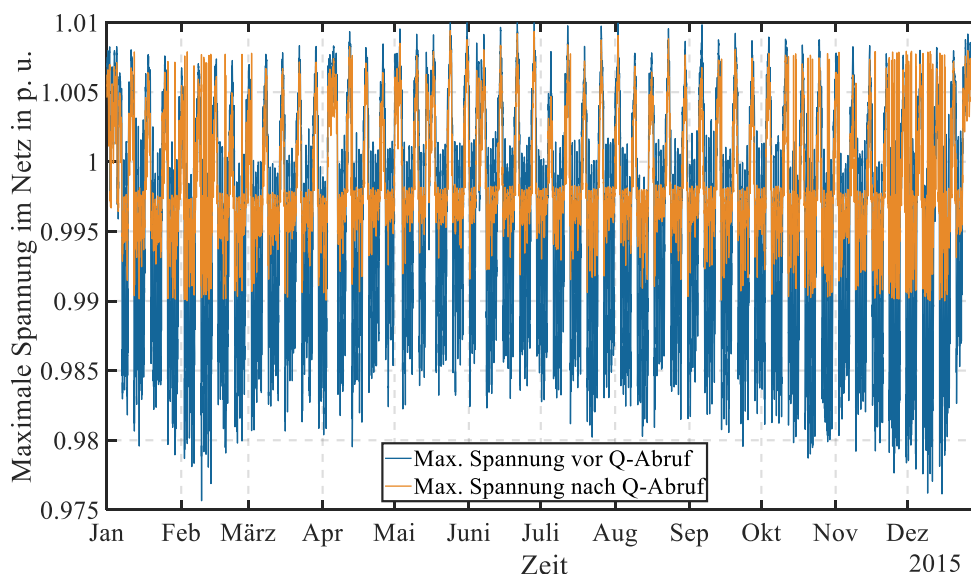


**Abbildung A.18:** Geografischer Netzplan von NG3 mit Kennzeichnung der Injektionsorte der Blindleistungsquellen und der Betriebsmittel, die die häufigsten Spannungs- und Auslastungs-extrema aufweisen

## A.4 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG1 für das Szenario $Q_{Soll} = 0$ kVAr mit Standardpotential

In diesem Abschnitt sind die Extrema der Spannungs- und Auslastungswerte in NG1 für ein gesamtes Jahr (2015) dargestellt. Das Szenario „vor dem Blindleistungsabruf“ zeigt das Normalverhalten des MS-Netzes. Das Szenario „nach dem Blindleistungsabruf“ beschreibt das Verhalten nach einem Blindleistungsabruf mit dem zentralen Regelverfahren mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0$  kVAr  $\pm e = 10$  kVAr, Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials der Q-Quellen nach Abschnitt 4.1.1. Die Injektionsorte können aus Abbildung A.16 in Anhang A.3 entnommen werden. Die Stufenschalterregelung des UW-Transformators ist zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse deaktiviert. Die grafischen Darstellungen in Abschnitt 4.2.1 zeigen wöchentliche Ausschnitte aus diesen Verläufen.

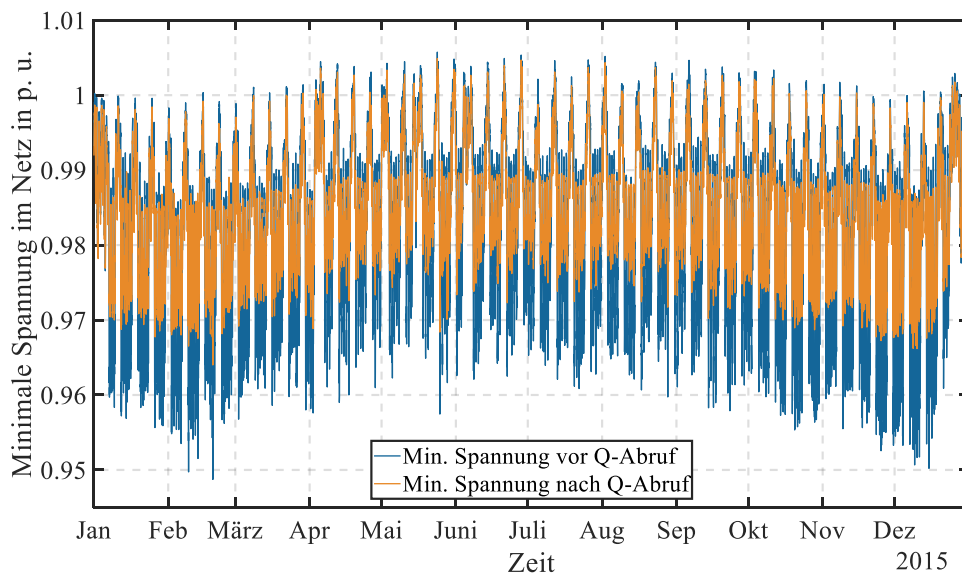
Die maximalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.19**) treten zu 84 % der Zeitpunkte an der UW-SS auf (Ausgangsfall vor der Regelung).



**Abbildung A.19:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0$  kVAr  $\pm e = 10$  kVAr, Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

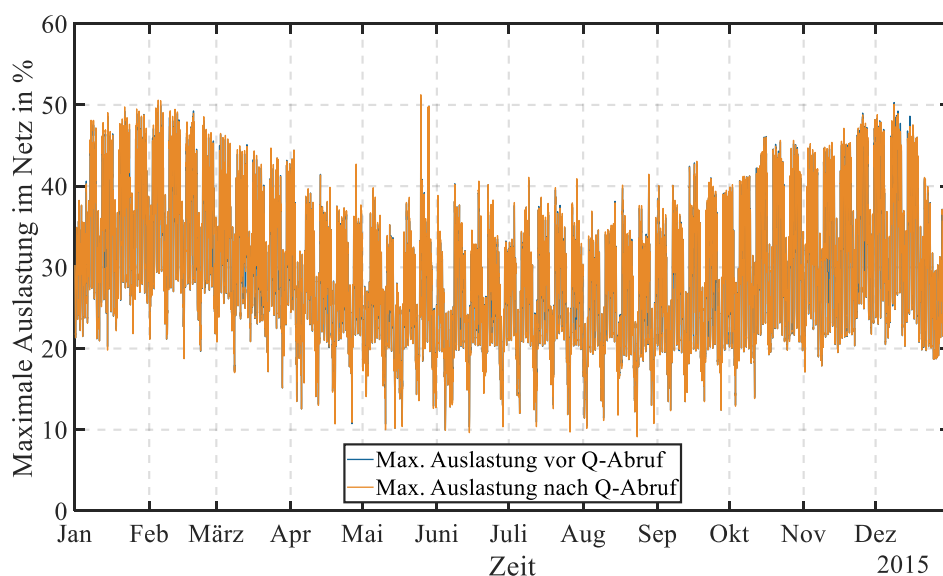
Die minimalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.20**) treten zu 100 % der Zeitpunkte an SS942 am Ende eines Stranges eines ländlichen Ausläufers des Netzes auf (Ausgangsfall vor der Regelung).





**Abbildung A.20:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die maximal auftretenden Auslastungswerte (vgl. **Abbildung A.21**) treten zu 99 % der Zeitpunkte in der Leitung 28-0170-593 auf (Ausgangsfall vor der Regelung).

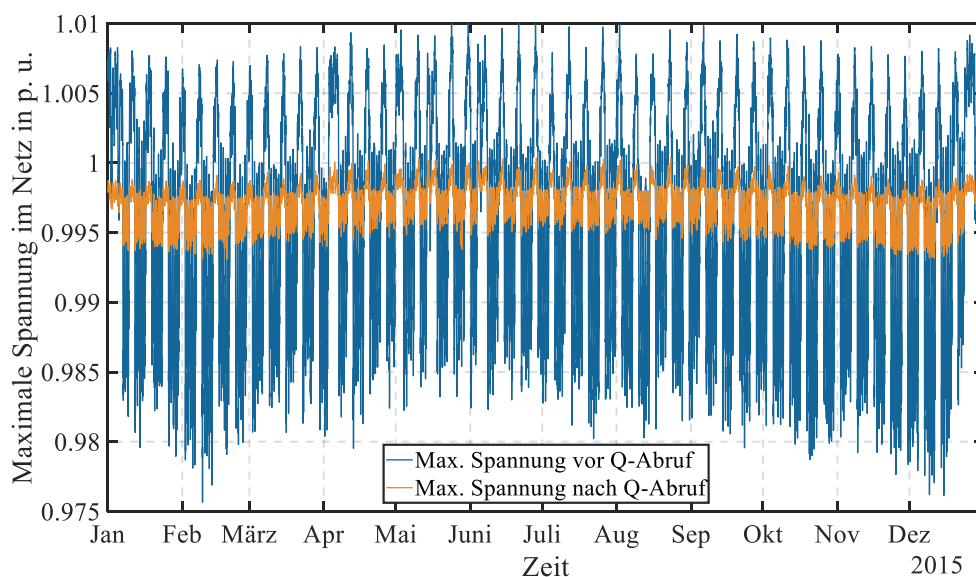


**Abbildung A.21:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der Regelung mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

## A.5 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG1 für das Szenario $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr}$ mit erhöhtem Potential

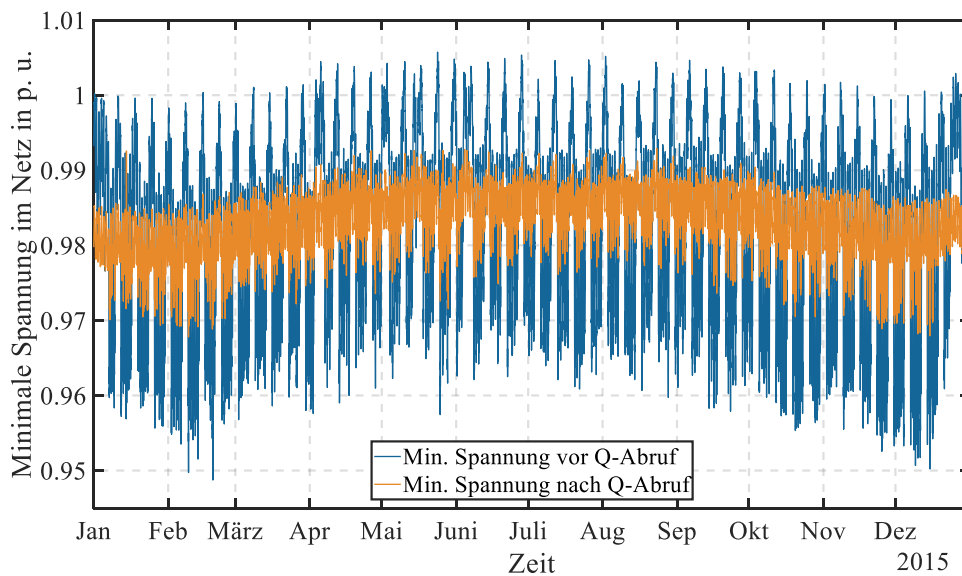
In diesem Abschnitt sind die Extrema der Spannungs- und Auslastungswerte in NG1 für ein gesamtes Jahr (2015) dargestellt. Das Szenario „vor dem Blindleistungsabruf“ zeigt das Normalverhalten des MS-Netzes. Das Szenario „nach dem Blindleistungsabruf“ beschreibt das Verhalten nach einem Blindleistungsabruf mit dem zentralen Regelverfahren mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung eines erhöhten Blindleistungspotentials von  $+5 \text{ MVar}$  induktiv und  $-5 \text{ MVar}$  kapazitiv je Quelle. Die Stufenschalterregelung des UW-Transformators ist zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse deaktiviert. Die Injektionsorte können aus Abbildung A.16 in Anhang A.3 entnommen werden.

Die maximalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.22**) treten zu 84 % der Zeitpunkte (Ausgangsfall) an der UW-SS auf.



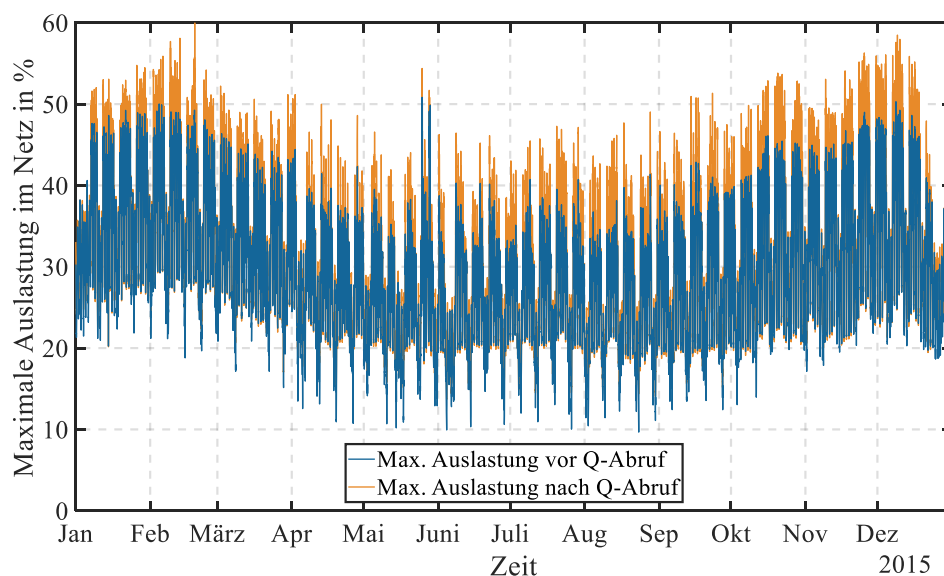
**Abbildung A.22:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG1 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung eines erhöhten Potentials von  $\pm 5 \text{ MVar}$  mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die minimalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.23**) treten zu 100 % der Zeitpunkte an SS942 am Ende eines Stranges eines ländlichen Ausläufers auf (Ausgangsfall vor der Regelung).



**Abbildung A.23:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NGI vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der zentralen Regelung mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des erhöhten Potentials von  $\pm 5 \text{ MVar}$  mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

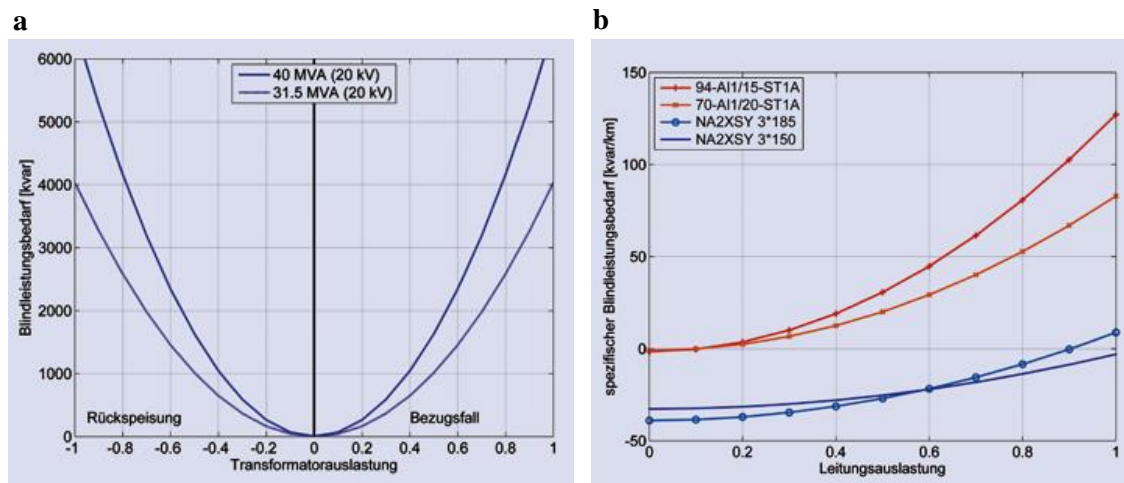
Die maximal auftretenden Auslastungswerte (vgl. **Abbildung A.24**) treten zu 99 % der Zeitpunkte in der Leitung 28\_0170-593 auf, die eine Zuleitung zum UW darstellt (Ausgangsfall vor der Regelung).



**Abbildung A.24:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NGI vor (blau) und nach (orange) der Anwendung der Regelung mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung eines erhöhten Potentials von  $\pm 5 \text{ MVar}$  mit deaktivierter Stufenschalterregelung des UW-Transformators

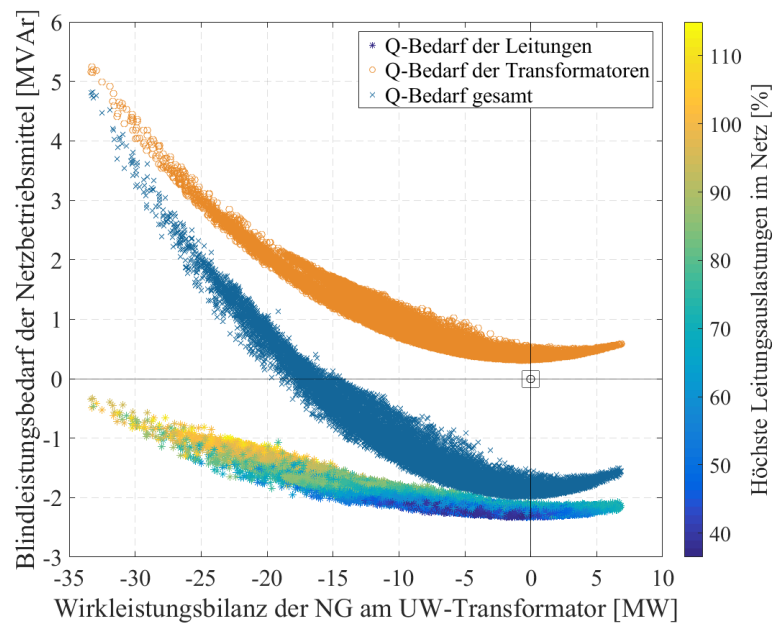
## A.6 Blindleistungsbedarfe der Netzbetriebsmittel in NG3

Leitungen und Transformatoren weisen einen Blindleistungsbedarf auf, der überproportional von der Belastung abhängt. **Abbildung A.25** zeigt diesen Zusammenhang exemplarisch an Transformatoren (a) und Leitungen bzw. Kabeln (b).



**Abbildung A.25:** Blindleistungsverhalten von Netzbetriebsmitteln (Blindleistungsverhalten von typischen HS-/MS-Transformatoren unterschiedlicher Bemessungsleistung in Abhängigkeit der Belastung (a) und Blindleistungsverhalten von typischen MS-Leitungen; die oberen Linien stehen für zwei Freileitungstypen, die unteren Linien stehen für zwei Kabelversionen (b) [4]

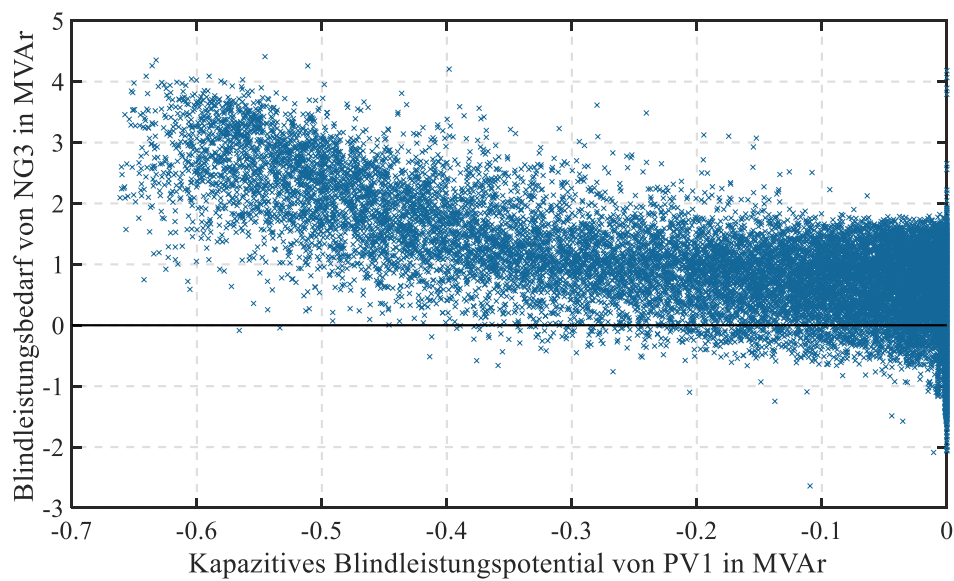
Bei hohen Belastungen, z. B. bei hoher EZA-Rückspeisung, wirken die Netzelemente zunehmend induktiv. Diesen Aspekt zeigt auch die Jahressimulation des Netzmodells der betrachteten NG, bei der die Blindleistungsbedarfe der Netzbetriebsmittel berechnet werden. Die Blindleistungsbezüge sind in Abhängigkeit der Wirkleistungsbilanz der NG am UW-Transformator in **Abbildung A.26** dargestellt. Die farbige Punktwolke stellt den Blindleistungsbezug der Leitungen dar. Dabei zeigt die Einfärbung die höchste errechnete Auslastung an einer Leitung des Betriebspunktes. Trotz eines Verkabelungsgrades der NG von 19 % wirken die Leitungen durch zu geringe Auslastungen in Summe allzeit kapazitiv. Bei höheren maximalen Auslastungen sinkt der kapazitive Blindleistungsbedarf. Mit der orangenen Punktwolke wird der Blindleistungsbezug der Transformatoren beschrieben. Die überproportionale Charakteristik ist äquivalent zur Darstellung in **Abbildung A.25 a**. Durch erhöhte Leistungsflüsse im starken Rückspeisefall ist der Bedarf an Blindenergie in den Transformatorwicklungen zum Aufbau stärkerer magnetischer Felder erhöht. Durch gegenseitige Kompensationseffekte ergibt sich ein Gesamtblindleistungsbedarf der Netzbetriebsmittel, der in der blauen Wolke dargestellt wird. Bei starker Rückspeisung muss eine Blindleistung von bis zu 4,8 MVar aufgebracht werden. Der Blindleistungsbezug der Netzbetriebsmittel ist damit der Hauptanteil an der Q-Bilanz der NG.



**Abbildung A.26:** Blindleistungsbedarfe der Leitungen (eingefärbt mit der vorherrschenden Leitungshöchstaustauslastung im Netz), der Transformatoren (*orange*) und im Gesamtverhalten (*blau*) innerhalb eines simulierten Jahres

## A.7 Korrelation zwischen dem Blindleistungspotential von PV1 und dem Blindleistungsbedarf von NG3

In **Abbildung A.27** ist der Zusammenhang zwischen dem kapazitiven Blindleistungspotential von PV1 (exemplarisch) und dem Blindleistungsbedarf von NG3 dargestellt. Der Korrelationskoeffizient beträgt  $r_{Q_{\text{pot PV1 kap}}, Q_{\text{Bedarf NG3}}} = -0,71$ .

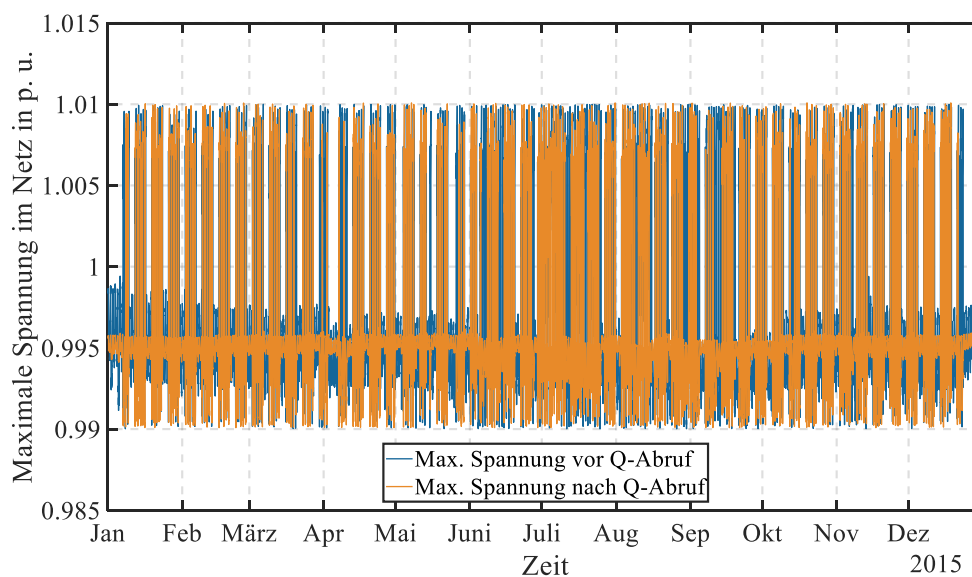


**Abbildung A.27:** Korrelationsverhalten zwischen dem Blindleistungsbedarf von NG3 und dem kapazitiven Blindleistungspotential von PV1 für das Jahr 2016

## A.8 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG2 für das Szenario $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr}$ mit Standardpotential

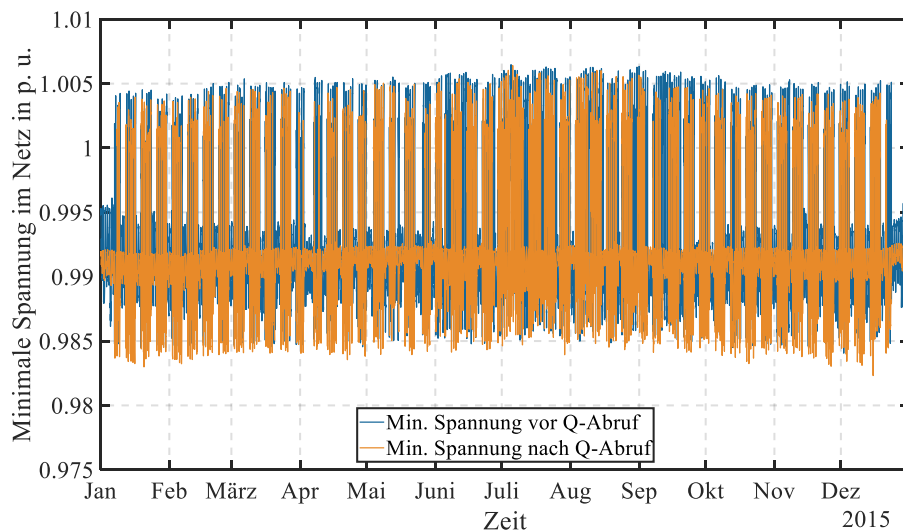
In diesem Abschnitt sind die Extrema der Spannungs- und Auslastungswerte in NG1 für ein gesamtes Jahr (2015) dargestellt. Das Szenario „vor dem Blindleistungsabruf“ zeigt das Normalverhalten des MS-Netzes. Das Szenario „nach dem Blindleistungsabruf“ beschreibt das Verhalten nach einem Blindleistungsabruf mit dem zentralen Regelverfahren mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials der Q-Quellen nach Abschnitt 4.1.1. Die Injektionsorte können aus Abbildung A.17 aus Anhang A.3 entnommen werden. Die Stufenschalterregelung des UW-Transformators ist aktiviert.

Die maximalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.28**) treten zu 100 % der Zeitpunkte an der UW-SS auf (Ausgangsfall vor der Regelung).



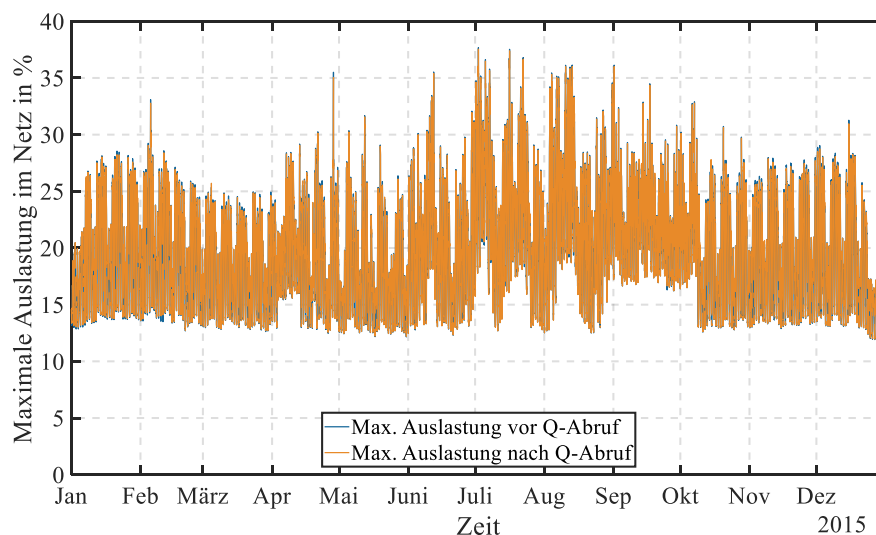
**Abbildung A.28:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die minimalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.29**) treten zu 100 % der Zeitpunkte an der SS535-2A am Ende des Netzes auf (Ausgangsfall vor der Regelung). Dort ist die Universität und BKA1 angeschlossen (vgl. Abbildung A.17).



**Abbildung A.29:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die maximal auftretenden Auslastungswerte (vgl. **Abbildung A.30**) treten zu 43 % der Zeitpunkte an einer Stichleitung zwischen Uniklinikum und UW-SS, zu 32 % der Zeitpunkte an einer Leitung im rechten Strang und zu 24 % der Zeitpunkte an einer Zuleitung zum UW auf (Ausgangsfall vor der Regelung, vgl. **Abbildung A.17**).

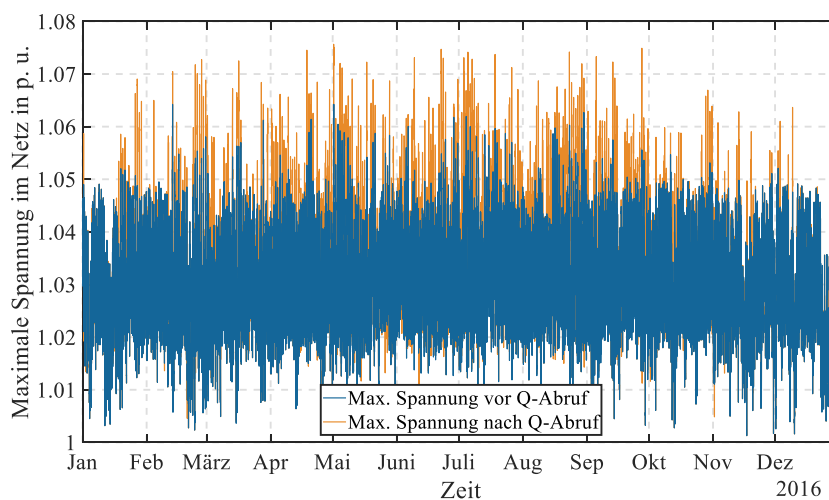


**Abbildung A.30:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG2 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators



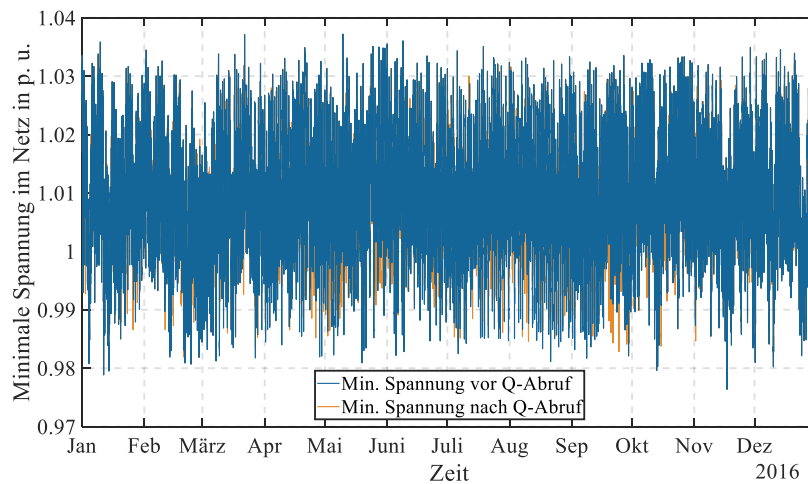
## A.9 Spannungs- und Auslastungsextrema in NG3 für das Szenario $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr}$ mit Standardpotential

In diesem Abschnitt sind die Extrema der Spannungs- und Auslastungswerte in NG3 für ein gesamtes Jahr (2016) dargestellt. Das Szenario „vor dem Blindleistungsabruf“ zeigt das Normalverhalten des MS-Netzes. Das Szenario „nach dem Blindleistungsabruf“ beschreibt das Verhalten nach einem Blindleistungsabruf mit dem zentralen Regelverfahren mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$  und unter Verwendung des Potentials der Q-Quellen nach Abschnitt 4.1.1. Die Grenzwertvorgaben beziehen sich auf die Angaben in Tabelle 3.2. Abweichend davon ist die untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen im Netzgebiet der MDN von 1,0 auf 0,98 herabgesetzt. Die Injektionsorte können aus Abbildung A.18 aus Anhang A.3 entnommen werden. Die Stufenschalterregelung des UW-Transformators ist aktiviert. Die maximalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.31**) treten zu 78 % der Zeitpunkte am Netzknoten „Wernsbach“ (vgl. Abbildung A.18) auf (Ausgangsfall vor der Regelung).



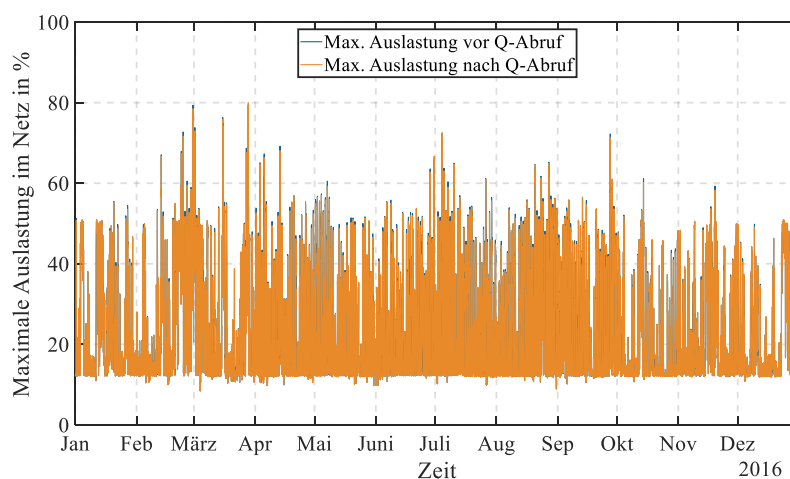
**Abbildung A.31:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Spannungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die minimalen Spannungswerte (vgl. **Abbildung A.32**) treten zu 48 % der Zeitpunkte am Netzknoten „Buchen“ und zu 32 % der Zeitpunkte am Netzknoten „Losaurach“ (vgl. Abbildung A.18) auf (Ausgangsfall).



**Abbildung A.32:** Jahreszeitlicher Verlauf der minimal auftretenden Spannungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators

Die maximal auftretenden Auslastungswerte (vgl. **Abbildung A.33**) treten zu 36 % der Zeitpunkte in der Leitung L5831D01-1-1 (vgl. Abbildung A.18), zu 23 % in der Verbindungsleitung zwischen zwei Windenergieanlagen, zu 11 % in der Leitung L6230C01-1-1 (vgl. Abbildung A.18) und zu 10 % in der Leitung L619Y01-1-1 (vgl. Abbildung A.18) auf (Ausgangsfall vor der Regelung).



**Abbildung A.33:** Jahreszeitlicher Verlauf der maximal auftretenden Auslastungswerte in NG3 vor (blau) und nach (orange) der Anwendung des zentralen Regelverfahrens mit Sollwertvorgabe  $Q_{Soll} = 0 \text{ kVAr} \pm e = 10 \text{ kVAr}$ , Grenzwertvorgaben nach Tabelle 3.2 (Abweichung: untere Spannungsgrenze bei Ortsnetzstationen bei MDN auf 0,98 gesetzt) und unter Verwendung des Potentials aus Abschnitt 4.1.1 mit aktiver Stufenschalterregelung des UW-Transformators

## A.10 Exemplarischer Ausschnitt des Ausgabefensters und der tabellarischen Ergebnisprotokollierung des zentralen Regelverfahrens

```

i Für den Zeitpunkt 2015-07-06, 13:00:00 ...
i Q_Bedarf: -2,072
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,010 MVar angesteuert (2,10 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,563 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,500 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,010 MVar angesteuert (2,10 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,563 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,500 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Residuales Q = 0,056 Neuer Q_Bedarf = -0,056
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,065 MVar angesteuert (14,22 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,563 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,500 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,065 MVar angesteuert (14,22 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,563 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,500 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Residuales Q = -0,002 Neuer Q_Bedarf = 0,002
i Für den Zeitpunkt 2015-07-06, 13:15:00 ...
i Q_Bedarf: -1,817
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,000 MVar angesteuert (0,00 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,354 MVar angesteuert (63,05 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,464 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,000 MVar angesteuert (0,00 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,354 MVar angesteuert (63,05 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,464 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Residuales Q = 0,063 Neuer Q_Bedarf = -0,063
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,000 MVar angesteuert (0,00 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,416 MVar angesteuert (74,19 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,464 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Python-Skript 'MatlabUebergabe' erfolgreich ausgeführt
i Q-Quelle...
i ... ↳ Q1 wird mit 0,000 MVar angesteuert (0,00 Prozent)
i ... ↳ Q2 wird mit 0,416 MVar angesteuert (74,19 Prozent)
i ... ↳ Q3 wird mit 1,464 MVar angesteuert (100,00 Prozent)
i Residuales Q = -0,002 Neuer Q_Bedarf = 0,002
i Für den Zeitpunkt 2015-07-06, 13:30:00 ...
i Q_Bedarf: -1,835

```

Abbildung A.34: Exemplarischer Ausschnitt des Ausgabefensters im Lastflussberechnungsprogramm PowerFactory bei Durchführung des zentralen Regelverfahrens

Stunde	Jahr	P_Regelung	NG_vor	Maximales U		Minimales U		Maximale Auslastung	Q_NG vor	Residuale s Q nach 1.Regeliteration		Residuale s P nach 1.Regeliteration		Residuale s P nach 2.Regeliteration		Q_Abruf Q1 absolut	Q_Abruf Q2 absolut	Q_Abruf Q3 absolut	Q_Abruf Q1 relativ %	Q_Abruf Q2 relativ %	Q_Abruf Q3 relativ %	
				Regelung	Regelung	Regelung	Regelung			eraton	eraton	eraton	eraton	eraton	eraton							
6,5	6,942675	1,005391	0,9973085	21,85345	-2,023813	-1,664189	-1,664189	6,942676	6,942676	6,942676	6,942676	6,942676	6,942676	-0,01399853	-0,04272614	-0,2941294	100	100	100	100	100	100
6,75	6,986677	1,005561	0,9975527	21,81055	-2,058811	-1,71113	-1,71113	6,986685	6,986685	6,986685	6,986685	6,986685	6,986685	-0,01176251	-0,02672614	-0,3007208	100	100	100	100	100	100
7	6,951677	1,005329	0,9973177	21,46307	-2,019811	-1,651296	-1,651296	6,951667	6,951667	6,951667	6,951667	6,951667	6,951667	-0,00438161	-0,0317729	-0,3102087	100	100	100	100	100	100
7,25	7,026678	1,005152	0,9972235	21,31461	-2,00581	-1,611559	-1,611559	7,026733	7,026733	7,026733	7,026733	7,026733	7,026733	-0,00438161	-0,05436841	-0,3258945	100	100	100	100	100	100
7,5	7,176681	1,00502	0,9966898	21,94625	-1,966806	-1,587693	-1,587693	7,176667	7,176667	7,176667	7,176667	7,176667	7,176667	-0,02340494	-0,02672614	-0,3191706	100	100	100	100	100	100
7,75	7,189681	1,00486	0,9964657	22,02941	-1,913805	-1,548526	-1,548526	7,189732	7,189732	7,189732	7,189732	7,189732	7,189732	-0,00593427	-0,05436841	-0,2960649	100	100	100	100	100	100
8	7,242682	1,005147	0,9967012	22,35718	-1,979804	-1,623334	-1,623334	7,24271	7,24271	7,24271	7,24271	7,24271	7,24271	-0,0100169	-0,04272614	-0,2950295	100	100	100	100	100	100
8,25	7,044679	1,006335	0,9985155	21,82847	-2,243808	-1,90466	-1,90466	7,04468	7,04468	7,04468	7,04468	7,04468	7,04468	-0,0100169	-0,0157729	-0,3051122	100	100	100	100	100	100
8,5	7,039679	1,00648	0,9986833	21,90282	-2,300809	-1,938978	-1,938978	7,039657	7,039657	7,039657	7,039657	7,039657	7,039657	-0,0143132	-0,0317729	-0,3069385	100	100	100	100	100	100
8,75	7,145682	1,006393	0,9984396	22,16469	-2,247805	-1,929461	-1,929461	7,145693	7,145693	7,145693	7,145693	7,145693	7,145693	-0,00734024	-0,00562553	-0,2976411	100	100	100	100	100	100
9	7,233685	1,006599	0,9984933	22,5875	-2,287802	-1,986358	-1,986358	7,233689	7,233689	7,233689	7,233689	7,233689	7,233689	-0,00781065	-0,00562553	-0,2806826	100	100	100	100	100	100
9,25	7,46669	1,006418	0,9979104	23,25632	-2,265796	-1,955448	-1,955448	7,466702	7,466702	7,466702	7,466702	7,466702	7,466702	-0,00655816	-0,02162553	-0,2746182	100	100	100	100	100	100
9,5	7,660693	1,006303	0,997493	23,79242	-2,24779	-1,938617	-1,938617	7,660689	7,660689	7,660689	7,660689	7,660689	7,660689	-0,01224034	-0,0157729	-0,2736295	100	100	100	100	100	100
9,75	7,646693	1,006487	0,9977398	23,79227	-2,296791	-1,983957	-1,983957	7,646698	7,646698	7,646698	7,646698	7,646698	7,646698	-0,00859654	-0,02162553	-0,2750019	100	100	100	100	100	100
10	7,730695	1,006467	0,997713	23,96857	-2,309789	-1,984024	-1,984024	7,730749	7,730749	7,730749	7,730749	7,730749	7,730749	0	-0,0157729	-0,3020749	100	100	100	100	100	100
10,25	8,078702	1,006177	0,9967604	25,07866	-2,26978	-1,933738	-1,933738	8,078707	8,078707	8,078707	8,078707	8,078707	8,078707	-0,01383831	-0,00562553	-0,3083851	100	100	100	100	100	100
10,5	8,232706	1,006164	0,9965799	25,47234	-2,269776	-1,940342	-1,940342	8,23277	8,23277	8,23277	8,23277	8,23277	8,23277	-0,000547	-0,02162553	-0,2992411	100	100	100	100	100	100
10,75	8,350708	1,006028	0,9961377	25,96138	-2,225773	-1,91409	-1,91409	8,350734	8,350734	8,350734	8,350734	8,350734	8,350734	-0,00985872	-0,00562553	-0,2889592	100	100	100	100	100	100
11	8,491712	1,005888	0,9957216	26,40843	-2,190768	-1,888317	-1,888317	8,491769	8,491769	8,491769	8,491769	8,491769	8,491769	-0,00237894	-0,02162553	-0,2710732	100	100	100	100	100	100
11,25	8,742716	1,005394	0,9947855	26,94748	-2,102762	-1,781257	-1,781257	8,74276	8,74276	8,74276	8,74276	8,74276	8,74276	-0,00954264	-0,02162553	-0,2824772	100	100	100	100	100	100
11,5	8,808718	1,005461	0,9947985	27,15331	-2,098759	-1,802444	-1,802444	8,808794	8,808794	8,808794	8,808794	8,808794	8,808794	-0,00146091	-0,0157729	-0,2718459	100	100	100	100	100	100
11,75	9,222722	1,005316	0,9943969	27,48449	-2,071756	-1,774259	-1,774259	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	-0,00484633	-0,01239918	-0,2729802	100	100	100	100	100	100
12	9,222722	1,0049	0,9935304	28,20595	-2,023749	-1,690476	-1,690476	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	9,222797	-0,00922691	-0,02162553	-0,2942543	100	100	100	100	100	100
12,25	9,274729	1,005121	0,9937754	28,33446	-2,076747	-1,74934	-1,74934	9,274819	9,274819	9,274819	9,274819	9,274819	9,274819	-0,00314703	-0,02162553	-0,2946247	100	100	100	100	100	100
12,5	9,151725	1,00476	0,9935267	27,85281	-2,010751	-1,650643	-1,650643	9,151789	9,151789	9,151789	9,151789	9,151789	9,151789	0	-0,0317729	-0,3059851	100	100	100	100	100	100
12,75	9,103724	1,004939	0,9939176	27,54353	-2,027752	-1,691948	-1,691948	9,103833	9,103833	9,103833	9,103833	9,103833	9,103833	0	-0,00562553	-0,3219681	100	100	100	100	100	100
13	9,182726	1,004812	0,9934849	28,04143	-2,01075	-1,665649	-1,665649	9,182782	9,182782	9,182782	9,182782	9,182782	9,182782	-0,01415883	-0,02162553	-0,3008518	100	100	100	100	100	100
13,25	9,125725	1,005137	0,9938891	28,11642	-2,049752	-1,742945	-1,742945	9,125816	9,125816	9,125816	9,125816	9,125816	9,125816	0	-0,02162553	-0,2776832	100	100	100	100	100	100
13,5	9,019723	1,005149	0,9939969	27,88729	-2,027754	-1,738656	-1,738656	9,01981	9,01981	9,01981	9,01981	9,01981	9,01981	0	-0,00562553	-0,276409	100	100	100	100	100	100

Abbildung A.35: Exemplarischer Ausschnitt der tabellarischen Ergebnistabelle bei Durchführung des zentralen Regelverfahrens

## Literaturverzeichnis

- [1] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist: EEG 2017*, 2000.
- [2] FNN/VDE, Hg., “Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen: FNN-Hinweis”, Nov. 2014.
- [3] INA - Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, Hg., “Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit”, INA - Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH (Mitarb.); Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (Mitarb.); Regensburg Center of Energy and Resources (RCER) (Mitarb.); Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (Mitarb.), Waldmünchen, Sep. 2016.
- [4] O. Brückl und M. Haslbeck, Hg.: *Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands*. Frankfurt am Main. ZVEI Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V, 2013.
- [5] M. Haslbeck und O. Brückl, Hg.: *Netzplanungsprozess zur dezentralen Nutzung von Blindleistungsquellen in Verteilungsnetzen*. Tagung Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2018. Berlin. Conexio GmbH, 2018, S. 178 - 193.
- [6] C. Mühlbauer, “Entwicklung eines Verfahrens zur Einbindung von betrieblichen Kompensationsanlagen in das Blindleistungsmanagement eines Netzbetreibers durch einen fahrplanbasierten Blindleistungsabruf”, Masterarbeit, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Regensburg, 2017.
- [7] V. Crastan und D. Westermann: *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ*, 3. Aufl. Berlin. Springer, 2012.
- [8] DIgSILENT GmbH, Hg., “PowerFactory 2017 Benutzerhandbuch”, Gomaringen, Jun. 2017.

- [9] J. Zhu: *Optimization of power system operation*. Piscataway, NJ, Hoboken, NJ. IEEE Press; Wiley, 2009.
- [10] A. J. Schwab: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3. Aufl. Berlin, Heidelberg. Springer, 2012.
- [11] V. Crastan: *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 3. Aufl. Heidelberg u.a. Springer, 2012.
- [12] C. Oerter, “Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen”, Dissertation, Elektrotechnik, Informationstechnik, Medientechnik, Bergischen Universität Wuppertal, Wuppertal, 2014.
- [13] M. Papageorgiou, M. Leibold und M. Buss: *Optimierung: Statische, dynamische, stochastische Verfahren für die Anwendung*, 4. Aufl. Berlin, Heidelberg. Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [14] L. Suhl und T. Mellouli: *Optimierungssysteme: Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*, 3. Aufl. Berlin. Springer Gabler, 2013.
- [15] M. Lübbecke, Springer Gabler Verlag, Hg.: *Operations Research (OR)*. [Online] Verfügbar unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/55030/operations-research-or-v12.html>. Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [16] W. Domschke und A. Drexl: *Einführung in Operations Research*, 6. Aufl. Berlin. Springer, 2005.
- [17] J. Senger: *Mathematik: Grundlagen für Ökonomen*, 3. Aufl. Berlin/Boston. De Gruyter; De Gruyter Oldenbourg, 2009.
- [18] T. Arens, F. Hettlich, C. Karpfinger, U. Kockelkorn, K. Lichtenegger und H. Stachel: *Ergänzungen und Vertiefungen zu Arens et al., Mathematik*. Berlin, Heidelberg, s.l. Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [19] S. Nickel, O. Stein und K.-H. Waldmann: *Operations Research*. Berlin, Heidelberg. Springer, 2011.
- [20] Sdo: *IP polytope with LP relaxation*. lizenziert unter CreativeCommons-Lizenz CC BY-SA 2.5, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.5/deed.de>. [Online] Verfügbar unter: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP\\_polytope\\_with\\_LP\\_relaxation.png?use-lang=de](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP_polytope_with_LP_relaxation.png?use-lang=de). Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [21] \_\_\_\_: *Branch-and-bound-polytopes*. lizenziert unter CreativeCommons-Lizenz CC BY-SA 2.5, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.5/deed.de>. [Online] Verfügbar unter: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP\\_polytope\\_with\\_LP\\_relaxation.png?use-lang=de](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP_polytope_with_LP_relaxation.png?use-lang=de). Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.

- [22] \_\_\_\_: *Cutting plane algorithm*. lizenziert unter CreativeCommons-Lizenz CC BY-SA 2.5, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.5/deed.de>. [Online] Verfügbar unter: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP\\_polytope\\_with\\_LP\\_relaxation.png?use-lang=de](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:IP_polytope_with_LP_relaxation.png?use-lang=de). Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [23] M. Hüftle, “Ganzzahlige und gemischt-ganzzahlige Optimierung”, Jun. 2006. [Online] Verfügbar unter: <http://www.optiv.de/Methoden/GanzzOpt/GanzzOpt.pdf>. Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [24] G. L. Nemhauser und L. A. Wolsey: *Integer and combinatorial optimization*. New York, NY. Wiley, 1999.
- [25] W. Krabs: *Einführung in die lineare und nichtlineare Optimierung für Ingenieure*, 1. Aufl. Leipzig. Teubner, 1983.
- [26] M. S. Bazaraa, H. D. Sherali und C. M. Shetty: *Nonlinear programming: Theory and algorithms*, 2. Aufl. New York. Wiley, 1993.
- [27] K. H. Borgwardt: *Optimierung, Operations Research, Spieltheorie: Mathematische Grundlagen*. Basel, Boston, Berlin. Birkhäuser, 2001.
- [28] D. Li und X. Sun: *Nonlinear integer programming*. New York, NY. Springer, 2006.
- [29] W. Domschke und A. Scholl, “Heuristische Verfahren”, Jena, Jenaer Schriften zur Wirtschaftswissenschaft, Aug. 2006.
- [30] M. Pfeiffer, “Simulated Annealing: Im Rahmen des PS Virtual LAB”, [Online] Verfügbar unter: <https://isgwww.cs.uni-magdeburg.de/sim/vilab/2003/presentations/martin.pdf>. Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [31] M. Hüftle, “Heuristiken”, Jun. 2006. [Online] Verfügbar unter: <http://134.169.42.157/Methoden/HeuriOpt/HeuriOpt.pdf>. Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [32] K. Cibis, J. Wruk und M. Zdrallek, Hg.: *Ansätze für eine optimierte rechnergestützte Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung konventioneller und innovativer Technologien und Maßnahmen*. Tagung Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2018. Berlin. Conexio GmbH, 2018.
- [33] H. Laux, R. M. Gillenkirch und H. Y. Schenk-Mathes: *Entscheidungstheorie*, 9. Aufl. Berlin. Springer Gabler, 2014.
- [34] J. Carpentier, “Contribution to the economic dispatch problem”, Band 3, Nummer 8, S. 431–447, 1962.
- [35] H. W. Dommel und Tinney W. F., “Optimal Power Flow Solutions”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Okt. 1968.

- [36] EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung: *Optimale Leistungsflussrechnung*. [Online] Verfügbar unter: [https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2411557-2/\\*/\\*/\\*Optimale%20Leistungsflussrechnung.html?op=Wiki.getwiki&scope=all&search=Meeresenergie](https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2411557-2/*/*/*Optimale%20Leistungsflussrechnung.html?op=Wiki.getwiki&scope=all&search=Meeresenergie). Zuletzt geprüft am: 11.06.2018.
- [37] Z. Shahooei, G. R. Bharati und B. Moridian, "Economic Load Dispatch and Optimal Power Flow in Power System: Numerical Optimization, Final Project, Draft Report, MA 5630," MichiganTech.
- [38] M. K. Mangoli, Y. L. Kwang und Y. M. Park, "Optimal real and reactive power control using linear programming", *Electric Power Systems Research*, Band 26, Ausgabe 1, S. 1–10, Jan. 1993.
- [39] J. F. Dopazo, O. A. Klitin, G. W. Stagg und M. Watson, "An optimization technique for real and reactive power allocation", *Proceedings of the IEEE*, Nov. 1967.
- [40] J. Peschon, D. s. Piercy, W. F. Tinney, O. J. Tveit und M. Cuenod, "Optimum Control of Reactive Power Flow", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Jan. 1968.
- [41] L. R. Ferreira, L. C. Siebert, A. R. Aoki und T. S. P. Fernandes, "Load Shedding Through Optimal Power Flow to Support Self-Healing Actions in Distribution Feeders", *Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T&D-LA)*, 2014 IEEE PES, Sep. 2014.
- [42] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, 2008. Aufl. Frankfurt, M., Berlin, Heidelberg. VWEW-Energieverl., 2008.
- [43] Main-Donau Netzgesellschaft, "Ergänzung zur Technischen Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (BDEW): Zusätzliche Anforderungen an Anschluss und Parallelbetrieb", Nürnberg, Jan. 2015.
- [44] VDE-AR-N 4110:2017-03: *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, ICS 29.240.01.
- [45] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: *TAB Mittelspannung 2008: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz*. Frankfurt am Main. VWEW-Energieverl., 2008.
- [46] Mainfranken Netze GmbH, "Ergänzende Hinweise zu den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz -TAB Mittelspannung 2008 -: Richtlinien und Erläuterungen zur örtlichen Anwendung", Würzburg, Apr. 2017.



- [47] M. Haslbeck, "Beeinflussung der Blindleistungsbilanz von Mittelspannungsnetzen durch Steuerung von Blindleistungsquellen am Beispiel betrieblicher Kompensationsanlagen (unveröffentlicht)", unv. Diss., TU Clausthal, Clausthal, 2018.
- [48] DIN EN 50160:2011-02: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010*, ICS 29.020, 2011.
- [49] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9. Aufl. Wiesbaden, s.l. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013.
- [50] DIN VDE 0276-1000: *Starkstromkabel*, ICS 29.060.20, 1995.
- [51] IEC 60287: *Electric Cabels - Calculation of the current rating*. VDE Verlag GmbH.
- [52] IEC 60853: *Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables*. VDE Verlag GmbH.
- [53] DIN 48204: *Leitungsseile - Aluminium-Stahl-Seile*.
- [54] DIN 48201: *Leitungsseile - Seile aus Kupfer*.
- [55] G. Balzer und C. Neumann: *Schalt- und Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen*, 1. Aufl. Berlin. Springer Berlin Heidelberg; Springer Berlin; Springer Vieweg, 2015.
- [56] J. Rauch, "Zeitreihenbasierte Modellierung von Mittelspannungsnetzen am Beispiel einer Netzgruppe mit industrie- und gewerbegeprägtem Versorgungsgebiet: Projektarbeit 2", Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES), Dez. 2017, unveröffentlicht.
- [57] R. Kreuzer, M. Haslbeck. und O. Brückl., Hg.: *Modellierung von Mittelspannungsnetzen zur verbesserten Nachbildung von Wirk- und Blindleistungsflüssen*. Tagung Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien 2018. Berlin. Conexio GmbH, 2018, S. 504 - 509.
- [58] A. Hoffmann, "Blindleistungsbereitstellung aus dezentralen Photovoltaik-Anlagen: Provision of reactive power from dispersed photovoltaic generators", Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Darmstadt, 2015.
- [59] M. Braun, C. Körner, A. Probst und F. Oechsle, "Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz: Load-Dependent Medium Voltage Regulation", 7. *ETG/ FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012*, 2012.

## **Datenträger**

Dieser Arbeit liegt eine DVD bei, die alle relevanten Daten, Netzmodelle sowie die Arbeit in digitaler Fassung beinhaltet.