

# **Planung von optimierten Niederspannungsnetzen**

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik  
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover  
zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor-Ingenieur**

(abgekürzt: Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

**Dipl.-Ing. Gerrit Schlömer**

geboren am 18.01.1988 in Vechta

2017

1. Referentin/Referent  
2. Referentin/Referent  
Prüfungsvorsitzender

Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann  
Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann  
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Tag der Promotion

26.10.2017

*Keep it simple – aber auf dem höchsten technischen Niveau.*



## Kurzfassung

**Schlagwörter:** Verteilnetz, Niederspannung, Netzausbau, Netzoptimierung, Repeated-Matching-Heuristik, erneuerbare Energien, Elektromobilität

Der weitere Zubau von Photovoltaikanlagen, das erwartete hohe Aufkommen der Elektromobilität sowie die zunehmende elektrische Wärmeversorgung der Gebäude führen zu starken Veränderungen der Leistungsflüsse in den bestehenden elektrischen Energieversorgungsnetzen. Der notwendige Netzausbau ist sehr kapitalintensiv und gerade die sehr verästelten Mittel- und Niederspannungsnetze mit einem Netzbestand von nahezu 1,7 Millionen Kilometern, was 93 % der Gesamtsystemlänge in der Bundesrepublik Deutschland entspricht, sind am stärksten von diesen Auswirkungen betroffen. Dies stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen und belastet die Verbraucher, die letztendlich den Netzausbau- und betrieb durch die Netzentgelte bezahlen. Weiterhin bestehen in gewachsenen Energieversorgungsnetzen aufgrund von Erweiterungen, Betriebsmittelalterungen und neuen, effizienteren Betriebsmitteln immer wieder Anlässe zur Restrukturierung und Modernisierung. Diese Netzebenen stellen ebenfalls den größten Anteil der durch die Endkunden zu zahlenden Netzentgelte dar.

In dieser Arbeit wird daher ein automatisierter Ansatz entwickelt, der auf Basis von in der Warenlogistik erprobten Verfahren zur Standortoptimierung eine planerische Optimierung realer Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung der Mittelspannungsebene für zukünftige Versorgungsaufgaben durchführt. Dabei wird auf ein heuristisches Verfahren zurückgegriffen, das aufgrund einer matrixbasierten Optimierung reproduzierbare Lösungen entwickelt. Eine besondere Schwierigkeit bei der Optimierung stellt dabei die Berücksichtigung des vorhandenen Leitungsnetzes dar. Zum einen sind genaue Daten über die Trassierung, den exakten Betriebsmitteltyp und das Alter der vorhandenen Leitungen oftmals nicht elektronisch verfügbar, sodass bei unvollständigen Datensätzen eine möglichst automatisierte Ergänzung notwendig ist. Zum anderen müssen die in unterschiedlichsten Koordinaten- und Daten-systemen vorhandenen, realen Datensätze mit möglichen, bisher noch nicht erschlossenen Trassenräumen verschnitten werden, um den Netzausbau effektiv gestalten zu können. Bedingt durch diese Anforderungen ist zudem ein Verfahren entwickelt worden, mit dem auf Basis öffentlich verfügbarer Daten und der Annahme von Standardbetriebsmitteln beliebig viele generische Niederspannungsnetze für den Einsatz in der Forschung erstellt werden können.

Um eine eigene Programmierung zu ermöglichen, sollen die einzelnen Optimierungsschritte nachvollziehbar in dieser Arbeit mithilfe von einfachen Beispielen dargestellt werden. Die Leistungsfähigkeit und reale Anwendbarkeit des Verfahrens wird anhand der exemplarischen Optimierung von zusammenhängenden Ortsnetzen dargestellt.



## Abstract

**Keywords:** distribution grids, low-voltage grids, grid expansion, grid optimization, repeated-matching-heuristic renewable energy, electro mobility

The rapid expansion of photovoltaic systems, the expected high rise up of electric mobility and the increasing electrical heat demand of the buildings lead to major changes in the existing electric power grids. Especially the medium and low voltage grids, with a system length of almost 1.7 million kilometres in the Federal Republic of Germany, which is about 93% of the total system length and thus reflects the largest proportion of the grid charges to be paid by the end customers, are strongly affected by these effects. This also means major challenges for network operators. In addition, there are always occasions for restructuring and modernization in grown up power grids, due to extensions, aging and new, more efficient operating grid equipment. These grid levels also represent the largest share of the grid charges paid by the end customers.

In this work, an automated approach for the optimizing of low-voltage grids for future supply tasks on the basis of proven optimization algorithms for warehouse location problem, is developed. The heuristic method chosen for this approach relies on a matrix-based optimization, which results in reproducible solutions. One problem within the optimization is the consideration of the existing grid infrastructure. On the one hand, accurate data about the routing, type and the age of the available lines are often not electronically available, so that an incomplete data set is required. On the other hand, the real data sets are in a wide variety of coordinate systems and must be blended with possible, previously unused, line paths in order to be able to effectively optimize the grid. These requirements have resulted in a process that allows the creation of many generic low-voltage grids for research use, on the basis of public available data and the adoption of standard operating resources.

By integrating simple examples, the individual optimization steps can be displayed in a comprehensible manner, so that a post-programming is possible. The performance and real applicability of the method is illustrated by an exemplary optimization of a real local area grid of a small city.





## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>I</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>Größenbezeichnungen .....</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Stand der Forschung.....	3
1.3 Ziel der Arbeit .....	4
1.4 Grundlegende Begriffe.....	5
1.5 Aufbau der Arbeit .....	6
<b>2 Mathematische Beschreibung von Elektroenergienetzen .....</b>	<b>9</b>
2.1 Symmetrische Komponenten .....	9
2.2 Mathematische Beschreibung des Netzes .....	9
2.3 Beschreibung der Netzbetriebsmittel .....	11
2.3.1 Leitungen .....	11
2.3.2 Transformatoren.....	12
2.3.3 Ersatznetze .....	14
2.3.4 Schaltanlagen .....	14
2.4 Leistungsflussberechnung .....	15
2.5 Kurzschlussstromberechnung .....	18
<b>3 Modellierung der Netzkunden in der Niederspannungsebene .....</b>	<b>21</b>
3.1 Gleichzeitigkeitsfaktoren .....	22
3.2 Alternatives Verfahren zur Leistungsabschätzung.....	23
3.3 Elektrische Lasten .....	24
3.3.1 Haushaltsbedarf .....	24
3.3.2 Elektromobilität .....	25
3.3.3 Raumwärmebereitstellung .....	27
3.4 Erzeugungsanlagen .....	28
3.4.1 Photovoltaik.....	28
3.4.2 KWK-Anlagen .....	29
3.5 Batteriespeicher .....	30
3.6 Exemplarische Überlagerung der Zukunftsszenarien für einen Beispielort .....	30
<b>4 Aufbau und Planung von Niederspannungsnetzen .....</b>	<b>35</b>
4.1 Netztopologien .....	36
4.1.1 Strangnetze.....	37
4.1.2 Ringnetze .....	37
4.1.3 Maschennetze.....	38

4.1.4	Vermaschte Netze .....	38
4.2	Ortsnetzstationen.....	39
4.3	Planungskriterien.....	39
4.3.1	Betriebsmittelbelastungen.....	40
4.3.2	Spannungshaltung.....	40
4.3.3	Versorgungszuverlässigkeit.....	42
4.3.4	Netzschutz im Niederspannungsnetz .....	42
4.3.5	Grenzkurvenanalyse.....	46
4.4	Netzausbaumaßnahmen im Niederspannungsnetz .....	49
4.5	Netzverluste.....	50
4.6	Auswertung der Topologie realer Niederspannungsnetze .....	51
4.6.1	Dimensionierung der Ortsnetztransformatoren .....	51
4.6.2	Altersbestand der ONS .....	52
4.6.3	Kabelquerschnitte im Netzbestand .....	53
4.6.4	Stranglängen im Netzbestand .....	53
4.6.5	Anzahl der Netzanschlüsse an einem Strang .....	54
4.7	Verifikation und Ergänzung GIS basierter Netzdatensätze .....	55
4.7.1	Modellierung.....	56
4.7.2	Vergleich zwischen OSM-Modell und realen Netzdatensätzen .....	57
4.8	Verknüpfung der Modell- und der realen Netzdatensätze .....	58
<b>5</b>	<b>Optimierung des Netzausbaus im einzelnen Niederspannungsnetz.....</b>	<b>61</b>
5.1	Algorithmus von Dijkstra.....	62
5.2	Aufstellen des Netzgraphen .....	63
5.3	Einhaltung der Spannungsbänder und der Kurzschlussströme .....	63
5.4	Tragfähigkeitsverletzungen.....	67
5.5	Strangzerlegung.....	68
<b>6</b>	<b>Optimierung des Standortes von Ortsnetzstationen .....</b>	<b>69</b>
6.1	Definition der Basiselemente von Standortproblemen .....	70
6.1.1	Anlagen.....	70
6.1.2	Standorte .....	70
6.1.3	Kunden.....	70
6.2	Beziehungen zwischen den Basiselementen .....	71
6.2.1	Theoretische Betrachtung .....	71
6.2.2	Berechnung der Versorgungskostenmatrix.....	71
6.3	Modelltypen zur Lösung von Standortproblemen.....	72
6.3.1	Kontinuierliche Modelle .....	72
6.3.2	Netzwerkmodelle .....	72

6.3.3	Diskrete Modelle.....	73
6.4	Facility-Location-Problem .....	73
6.4.1	Uncapacitated Facility Location Problem.....	74
6.4.2	Capacitated Facility Location Problem (CFLP) .....	75
6.4.3	Capacitated Facility Location Problem mit Single-Sourcing .....	75
6.5	Auswahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens für das CFLPSS .....	75
6.6	Repeated-Matching-Heuristik.....	77
6.6.1	Grundlagen der Repeated-Matching-Heuristik.....	77
6.6.2	Anwendung der Repeated-Matching-Heuristik zur Optimierung von NS- Netzen .....	79
6.7	Aufbau der Matching-Kosten-Matrix .....	81
6.7.1	Untermatrix $D_{M_1M_1}$ .....	82
6.7.2	Untermatrix $D_{M_2M_1}$ .....	82
6.7.3	Untermatrix $D_{M_2M_2}$ .....	82
6.7.4	Untermatrix $D_{M_3M_3}$ .....	83
6.7.5	Untermatrix $D_{M_3M_1}$ .....	83
6.7.6	Untermatrix $D_{M_3M_2}$ .....	84
6.8	Mutationen .....	85
<b>7</b>	<b>Anwendung der optimierten Niederspannungsnetzplanung.....</b>	<b>87</b>
7.1	Anwendungsbeispiel 1: Synthetischer NS-Netzdatensatz .....	89
7.1.1	Netzdatensatz, Szenarien und Vorgehensweise.....	89
7.1.2	Beispielort.....	90
	Gesamtes Versorgungsgebiet.....	95
7.2	Anwendungsbeispiel 2: Reales Netzgebiet .....	96
7.2.1	Netzdatensatz, Szenarien und Vorgehensweise.....	96
7.2.2	Optimierung ohne Einschränkungen der ONS-Standorte.....	99
7.2.3	Optimierung mit Einschränkung auf vorhandene ONS-Standorte .....	101
7.2.4	Optimierung mit Einschränkung auf bestehende Standorte und Berücksichtigung von Blindleistungsbezügen zur Spannungssenkung.....	103
7.2.5	Zusammenfassung Ergebnisse für das reale Netzgebiet.....	103
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>107</b>

<b>9 Literatur und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>111</b>
<b>10 Anhang.....</b>	<b>125</b>
10.1 Elektrische Parameter der verwendeten Betriebsmittel .....	126
10.2 Berücksichtigte Kostenansätze und Nutzungszeiträume .....	127
10.3 Zuordnungsoptimierung der Netzanschlussgruppen.....	128
10.4 Anwendungsbeispiel zur Netzausbauoptimierung .....	130
10.5 Anwendungsbeispiel zur Repeated-Matching-Heuristik .....	133
<b>Lebenslauf.....</b>	<b>137</b>

## Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1	heutige Freiheitsgrade in der Netzplanung .....	4
Bild 1.2	Begriffsdefinitionen .....	5
Bild 1.3	Übersicht über den Optimierungsablauf .....	6
Bild 2.1	Beispielnetz zur Beschreibung der Knotenadmittanzmatrix .....	10
Bild 2.2	$\Pi$ -Ersatzschaltung in verteilten Parametern für eine Leitung [1.19] .....	11
Bild 2.3	Mit- und Nullsystemersatzschaltbild für einen Transformator mit komplexem Übertrager [6.5] .....	13
Bild 2.4	Zweipolersatzschaltung von Ersatznetzen für das Mit-, Gegen- und Nullsystem .....	14
Bild 2.5	Flussdiagramm der LF-Berechnung mit dem Newton-Raphson-Verfahren für die Berechnung mehrerer Last- und Einspeisefälle $\sigma$ .....	17
Bild 2.6	Ersatzschaltungen der Symmetrischen Komponenten für die Berechnung des max. dreipoligen und min. einpoligen KS-Stromes in der NS-Ebene .....	18
Bild 3.1	Gemessener Lastgang eines Zweipersonenhaushaltes an einem bewölkten Sommertag .....	22
Bild 3.2	Spitzenleistungskennlinie eines VNB in Abhängigkeit des Energieverbrauchs im Jahr .....	23
Bild 3.3	Durchschnittlicher Wochenlastgang des ungesteuerten Ladeverhaltens von 20 privaten und zehn geschäftlichen E-KFZ im Vergleich zum H0-Standardlastprofil .....	26
Bild 3.4	Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-KFZ auf Basis von [6.6] .....	27
Bild 3.5	Darstellung des Haushaltslastgangs und der Photovoltaikanlagenleistung für 150 Haushalte in einem Dorf in Niedersachsen für eine Winter- und eine Sommerwoche. ....	31
Bild 3.6	Resultierender Lastgang zu Bild 3.5 mit Lastgang eines idealen, netzdienlichen Speichers und Markierung der aktuellen Netzauslegung .....	31
Bild 3.7	Darstellung des ungesteuerten Lastgangs der elektrischen Wärmebereitstellung durch WP in 150 Haushalten für eine Winter- und eine Sommerwoche .....	33
Bild 3.8	Überlagerung zum Gesamtlastgang (Haushalt + Wärmepumpe + PV) sowie idealer Tag/ Nacht-Ausgleich durch Batteriespeicher und Darstellung der Netzauslegung .....	33
Bild 4.1	Prinzipskizze eines NS-Netzes .....	36
Bild 4.2	Prinzipschaltbild einer ONS .....	39
Bild 4.3	Klassische Aufteilung des Spannungsbandes .....	41
Bild 4.4	Zeit/Strom-Kennlinien für NH 1/NH 2/NH 3-gG-Sicherungen [8.3] .....	45
Bild 4.5	Strombegrenzungs-Kennlinie für NH 1/NH 2/NH 3-gG-Sicherungen [8.3] .....	46
Bild 4.6	Ersatzschaltbild eines Netzstranges für die Grenzkurvenanalyse und näherungsweise Umrechnung für kleine Übertragungswinkel .....	47

Bild 4.7	Grenzkurvenanalyse eines NAYY-4x150 mm <sup>2</sup> .....	48
Bild 4.8	Spitzenlastanteile der untersuchten Ortsnetze .....	52
Bild 4.9	Absolute und kumulierte Altersverteilung der ONS im untersuchten Netzgebiet .....	52
Bild 4.10	Häufigkeitsverteilung der verlegten Kabelquerschnitte .....	53
Bild 4.11	Häufigkeitsverteilung der Stranglängen .....	54
Bild 4.12	Häufigkeit der Netzanschlüsse an einem Strang .....	55
Bild 4.13	Originale OSM-Karte und importierte Netzdaten eines Beispielortes .....	57
Bild 4.14	Vergleich zwischen realem Netzplan (oben) und der Netznachbildung (unten)	58
Bild 4.15	Vergleich zwischen realem Netzplan (links) und der Netznachbildung (rechts), Quelle der Hintergrundgrafik ist [7.5].....	58
Bild 5.1	Flussdiagramm der Optimierung des Netzausbaus .....	61
Bild 5.2	Dijkstra-Algorithmus.....	62
Bild 5.3	Netzgraphvervollständigung.....	63
Bild 5.4	Ausbau des Beispiels aus Bild 5.3.....	64
Bild 5.5	Schaltzustandsbaum zur Strangzerlegung .....	68
Bild 6.1	Matching von acht Elementen .....	77
Bild 6.2	Flussdiagramm der RMH zur Optimierung des Standortes.....	81
Bild 7.1	Anwendung der optimierten Niederspannungsnetzplanung.....	88
Bild 7.2	Ausgangsnetz mit optimiertem Schaltzustand und Luftbild mit eingezeichneten MS-Netzverlauf des Ortsnetzes, Zahlenwerte entsprechen der Bemessungsleistung der ONS in kVA.....	91
Bild 7.3	Ergebnis der Einzelnetzstudie .....	92
Bild 7.4	Ergebnis bei übergreifender Ortsnetzoptimierung .....	93
Bild 7.5	Ergebnis bei übergreifender Ortsnetzoptimierung ohne rONT-Einsatz.....	93
Bild 7.6	Reales Netzgebiet - Ausgangszustand.....	97
Bild 7.7	Exemplarische Bildung der Lastfälle mithilfe von skalierten Standardlastprofilen in den einzelnen Szenarien .....	98
Bild 7.8	Ergebnis für das IST-Szenario.....	99
Bild 7.9	Ergebnis für das Zukunftsszenario .....	99
Bild 7.10	Vergleich der ONS-Standorte in beiden Szenarien .....	100
Bild 7.11	Ergebnis für das IST-Szenario mit der Beschränkung auf vorhandene ONS...	102
Bild 7.12	Ergebnis für das Zukunftsszenario mit der Beschränkung auf vorhandene ONS .....	102
Bild 7.13	Vergleich der ONS-Standorte in beiden Szenarien mit der Beschränkung auf vorhandene ONS.....	103
Bild 10.1	Beispiel für die Anwendung der Zuordnungsoptimierung.....	129
Bild 10.2	Beispielwerte für die Erläuterung von Bild 5.4.....	130
Bild 10.3	Beispiel für die Repeated-Matching-Heuristik.....	133

Bild 10.4	Beispiel zur vereinfachten Berechnung der Versorgungskostenmatrix $C$ .....	133
Bild 10.5	Ablauf zur Berechnung eines Elementes aus der Untermatrix $D_{M3M3}$ im 2. Iterationsschritt .....	135
Bild 10.6	Ablauf zur Berechnung eines Elementes aus der Untermatrix $D_{M3M3}$ im 3. Iterationsschritt .....	136
Bild 10.7	Darstellung der einzelnen Iterationsschritte .....	136





## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 2.1	Knotentypen für die Leistungsflussberechnung [1.19].....	15
Tabelle 4.1	Aufbauprinzipien für elektrische Netze.....	37
Tabelle 7.1	Kennwerte des Versorgungsgebietes.....	90
Tabelle 7.2	Ergebnisse der Optimierungen für den exemplarischen Beispielort .....	94
Tabelle 7.3	Ergebnisse der Optimierungen für das gesamte Versorgungsgebiet .....	96
Tabelle 7.4	Ergebnisse der verschiedenen Optimierungen für den Betrachtungszeitraum. ....	105
Tabelle 10.1	Parameter der verwendeten Niederspannungskabel .....	126
Tabelle 10.2	Parameter der verwendeten Mittelspannungskabel .....	126
Tabelle 10.3	Parameter der verwendeten Ortsnetztransformatoren .....	126
Tabelle 10.4	Berücksichtigte Kosten.....	127



## Größenbezeichnungen

Nachfolgend sind die verwendeten Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes in alphabetischer Folge aufgelistet, die bei der Einführung im Text erklärt werden.

### Allgemeine Formelzeichen

Es gelten die folgenden allgemeinen Vereinbarungen:

- Es wird einheitlich das Verbraucherzählpeilsystem (VZS) verwendet.
- Es werden allgemein rechtsgängige Wicklungen vorausgesetzt. Damit fallen die Richtungen der Zählpeile für den Magnetfluss bzw. für die Flussverkettung mit denen für den Strom und die Spannung zusammen.
- Die mechanischen Größen Drehwinkel, Winkelgeschwindigkeit und Drehmoment beschreiben die Drehung um die Rotationsachse. Sie sind ebenfalls einheitlich orientiert und hängen über die Rechte-Hand-Regel miteinander zusammen.

- Momentan-, Amplituden- und Effektivwerte werden wie folgt angegeben:

$g$  Momentanwert

$\hat{g}$  Amplitudenwert

$G$  Effektivwert

- Komplexe Größen werden durch Unterstreichen gekennzeichnet. Beispiel:

$\underline{G}$  komplexe Größe

$\underline{G} = G e^{j\varphi}$  ruhender Effektivwertzeitzeiger

$\hat{\underline{g}} = \hat{g} e^{j\varphi} = \sqrt{2} \underline{G}$  ruhender Amplitudenzeitzeiger

$\hat{\underline{g}} = \hat{g} e^{j(\omega_0 t + \varphi)} = \sqrt{2} \underline{G} e^{j\omega_0 t}$  umlaufender Amplitudenzeitzeiger

$\underline{g}_R = \hat{g} e^{j(\omega_0 t + \varphi_a)}$  Raumzeiger in ruhenden Koordinaten

$\underline{g}_L = \hat{g} e^{j\varphi_a}$  Raumzeiger in mit  $\omega_0$  umlaufenden Koordinaten

- Betrag, Real- und Imaginäranteil einer komplexen Größe werden wie folgt angegeben:

$|\underline{G}|$  Betrag einer komplexen Größe

$\operatorname{Re}\{\underline{G}\} = G^{\perp}$  Realteil einer komplexen Größe

$\operatorname{Im}\{\underline{G}\} = G^{\parallel}$  Imaginärteil einer komplexen Größe

$\underline{G} = G^{\perp} + jG^{\parallel}$

- Es werden die folgenden speziellen, komplexen Formelzeichen verwendet

$j$  imaginäre Einheit

$\underline{a} = e^{-j\frac{2\pi}{3}}$  Drehoperator mit der Länge 1

- Die komplexe Konjugation wird durch den oberen Index \* gekennzeichnet.

- Matrizen und Vektoren werden fett dargestellt. Beispiele:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}, \mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix}, \mathbf{A}_D = \text{diag}([a_{11} \ \cdots \ a_{mm}]) = \begin{bmatrix} a_{11} & & \\ & \ddots & \\ & & a_{mm} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{E} = \text{diag}([1 \ \cdots \ 1]) = \begin{bmatrix} 1 & & \\ & \ddots & \\ & & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{I} = \begin{bmatrix} 1 & \cdots & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix}, \mathbf{0} = \begin{bmatrix} 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix}$$

- Die Inverse einer Matrix wird durch den oberen Index -1 und die Transponierte einer Matrix durch den oberen Index T gekennzeichnet.

$$\mathbf{A}^{-1} = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}^{-1} \quad \text{und} \quad \mathbf{A}^T = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} a_{11} & \cdots & a_{m1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{1n} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix}^T$$

**Abkürzungen**

CFLP	Capacitated Facility Location	NH	Niederspannungshochleistung
CFLPSS	Capacitated Facility Location Problem with Single Sourcing	NP	nichtdeterministischer Polynomialzeit
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	NS	Niederspannung
ESB	Ersatzschaltbild	oNA	optimaler Netzausbau
E-KFZ	Elektrokraftfahrzeug	ONopt	Ortsnetzoptimierung (Eigenname für das entwickelte Optimierungsverfahren)
FLP	Facility-Location-Problem	ONS	Ortsnetzstation
GIS	geografische Informationssysteme	ONT	Ortsnetztransformator
GKA	Grenzkurvenanalyse	PV	Photovoltaik
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor	RMH	Repeated Matching Heuristik
HA	Hausanschluss	rONT	regelbarer ONT
HH	Haushalt	SK	Symmetrische Komponenten
HS	Hochspannung	Sq	Status quo
HöS	Höchstspannung	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
KS	Kurzschluss	UFLP	Uncapacitated Facility-Location-Problem
KVS	Kabelverteilerschrank	VNB	Verteilnetzbetreiber
LF	Leistungsfluss	WP	Wärmepumpe
MS	Mittelspannung	WE	Wohneinheiten
NA	Netzanschluss	ZO	Zuordnungsoptimierung
NAG	Netzanschlussgruppe		
NE	Netzebene		

**Spezielle Formelzeichen**

$A, B$	Knotenmengen	$l$	Länge
$C$	Versorgungskostenmatrix	$M$	hinreichend große Zahl
$c$	spezifische Wärme	$N$	Anzahl
$D$	Matching-Kosten-Matrix	$n$	Anzahl der Knoten
$E_{\text{dist}}$	räumliche Entfernungsmatrix	$P$	Wirkleistung
$f$	Funktion	$p$	Wirkleistungsexponent
$G$	Leitwert, Matrix des Gleichzeitigkeitsfaktors	$P_s$	Spitzenlastanteil
$g$	Gleichzeitigkeitsfaktor	$Q$	Wirkleistung
$I$	Strom	$q$	Blindleistungsexponent
$K$	Kosten	$R$	Widerstand
$k$	Investitionen je ONS	$r$	Radius
$K$	Inzidenzmatrix	$S$	Scheinleistung
$L$	Induktivität	$t$	Zeit
		$U$	Spannung

## Größenbezeichnungen

---

$\dot{U}_F$	Überlastungsfaktor im gestörten Betrieb	$\delta$	Phasenwinkel der Spannungen
$\ddot{u}$	Übersetzungsverhältnis	$\varepsilon$	Genauigkeitsschranke, Lastangriffsfaktor
$V$	Versorgungsgebiet (eine Gruppe von NAG, die von einer ONS versorgt werden)	$\phi$	Anpassungsfaktor
		$\varphi$	Phasenwinkel der Lasten
$W$	Arbeit	$\eta$	Wirkungsgrad
$Y$	Admittanz	$\omega$	Kreisfrequenz
$x, z$	Zustandsvektor	$\eta$	Wirkungsgrad
$Z$	Impedanz	$\vartheta_w$	Arbeitsverlustfaktor
$\gamma$	Ausbreitungskoeffizient		

## Indizes

Die aufgeführten Indizes werden in der Arbeit auch kombiniert genutzt.

0	Nullsystem bei SK	min	minimal
1	Mitsystem bei SK	N	Netz
2	Gegensystem bei SK	n	Anzahl der Knoten, Nenngröße
A,B,M	Torbezeichnung	oNA	optimierter Netzausbau
el	elektrisch	r	Bemessungsgröße
Fe	Eisen	S	Symmetrische Komponenten
ist	Ist-Wert	s	Start
K	Knoten	T	Klemme, Transformator
L	Leitung	th	thermisch
max	maximal	ZO	Zuordnungsoptimierung

## Zählindizes

$i$	Zählindex für ONS	$\beta$	Laufvariable für Spalte
$j$	Zählindex für NAG	$\nu$	Zählindex für Iterationsschritte
$k$	Zählindex für Knoten	$\sigma$	Zählindex für
$\alpha$	Laufvariable für Reihe		Last- und Einspeisefälle

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Mit der einsetzenden stürmischen Aufwärtsentwicklung der Wirtschaft nach dem Zweiten Weltkrieg wurden in einer Zeit hoher Zuwachsraten des Elektrizitätsverbrauchs die Grundlagen für die heutige Energieversorgungsstruktur gelegt [4.22]. Aufgrund des bis heute erfolgten weiteren Ausbaus der Versorgungsnetze ist eine grundlegende Änderung der Netztopologie heute nur noch langfristig möglich [1.16]. Eine fundamentale Umstellung der Versorgungsaufgabe und damit des Energieversorgungssystems resultiert jedoch aus der von der Bundesregierung beschlossenen Energiewende. Durch das in diesem Rahmen am 29.03.2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [3.4] wurde der Grundstein dafür gelegt, dass bereits im Jahr 2015 etwa 30 % des deutschen elektrischen Bruttoenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden konnte [7.1]. Aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energien entstehen allerdings starke Schwankungen in deren zeitlicher Bereitstellung [5.1]. Hinzu kommt, dass der hohe Flächenbedarf - aufgrund der geringen Flächenenergiedichte erneuerbarer Energien - bewirkt, dass die Erzeugungsanlagen überwiegend in ländlichen Gegenden und in den unteren Spannungsebenen angeschlossen werden. So sind in Deutschland 69 % der Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in der Niederspannungsebene (NS-Ebene) und 26 % in der Mittelspannungsebene (MS-Ebene) installiert. In der Folge kommt es regional zu hohen Leistungsüberschüssen und zu den damit verbundenen, zeitweiligen Rückspeisungen in die überlagerten Spannungsebenen [4.46].

Neben der Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen stellen auch die Substitution bisher fossiler Energieträger (z. B. Abschaltung der Braunkohle- und Kernkraftwerke) und die Steigerung der Energieeffizienz einen Kernpunkt der Energiewende dar. Durch die Entwicklung effizienterer Dämmmaterialien und höherer gesetzlicher Auflagen soll zum einen der Primärenergiebedarf der Gebäude deutlich reduziert und zum anderen eine Umstellung auf eine elektrische Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Kombination von Wärmepumpen (WP) mit PV-Anlagen) ermöglicht werden [3.1][3.6]. Für den Mobilitätssektor ist die umfangreiche Einführung von Elektrofahrzeugen geplant [3.7], allerdings liegen die Absatzzahlen in Deutschland bisher deutlich hinter den Erwartungen zurück [5.5].

Durch die beschriebenen Neuerungen kommt es zu einer merklichen Änderung der Lastsituation und damit zu einer Veränderung der Versorgungsaufgabe in vielen Netzgebieten. Um einen Überblick über die notwendigen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen sowie den daraus folgenden Investitionsbedarf zu ermöglichen, werden sowohl seitens der Regulierungsbehörden als auch von den Netzbetreibern umfangreiche Netzstudien durchgeführt [5.1][5.2]. Dabei soll insbesondere die Netzverstärkung und der Netzausbau entsprechend des Energiewirtschaftsgesetzes preisgünstig, effizient und umweltverträglich erfolgen [3.4],

wodurch der Bedarf und die Notwendigkeit zur Entwicklung eines Optimierungsansatzes entsteht. Die Grundannahmen des Verfahrens beruhen unter anderem auf einer durchgeführten Netzstudie in der NS-Ebene eines Verteilnetzbetreibers (VNB) [10.1]. Die NS-Ebene in der Bundesrepublik Deutschland umfasst mit einer Gesamtkabellänge von etwa 1,15 Millionen Kilometern und 350 000 Ortsnetzstationen (ONS) einen Großteil der gesamten elektrischen Energieinfrastruktur [5.1][5.10]. Finanziert wird der Betrieb und Ausbau der unterschiedlichen Netzebene (NE) über einen Anteil der Netzentgelte innerhalb des Haushaltsstrompreises. Der Anteil der Netzentgelte beträgt dabei 25,6 % vom Haushaltsstrompreis im bundesweiten Durchschnitt im Jahr 2017, wobei starke regionale Unterschiede vorhanden sind. Auf die MS- und NS-Ebene entfallen dabei 15,4 % des Strompreises oder 60 % der Netzentgelte [5.8].

Die Netzstudien und Ausbausimulationen in der NS-Netzebene basieren aufgrund der Vielzahl und Vielfalt der Netze in der Regel auf der Auswertung potenziell relevanter Szenarien in einer begrenzten Anzahl elektrischer Modellnetze. Zum einen werden zur Erstellung dieser Modellnetze eigene Studien durchgeführt [4.30][5.2], zum anderen wird eine Vielzahl von NS-Netzen ausgewertet [10.1]. Die einzelnen Netze werden dabei aus dem aktuellen Schaltzustand der Netze abgeleitet, wobei nicht gewährleistet ist, dass dieser auch korrekt gepflegt ist [6.4]. Den Netzanalysen ist dabei oftmals gemeinsam, dass die geografischen Beziehungen zwischen den einzelnen Netzen und Netzsträngen nicht berücksichtigt werden. Dadurch können viele Ausbau- und Instandhaltungsvorteile, die durch die übergreifende Betrachtung des Versorgungsgebietes entstehen, nicht automatisiert erfasst werden.

Diese übergreifende Betrachtung der NS-Ebene – wie sie in der vorliegenden Arbeit ausgeführt wird – benötigt georeferenzierte Netzdaten ganzer Orte mit mehreren miteinander verbundenen NS-Ortsnetzen sowie der überlagerten MS-Ebene. Während umfassende, auf geografischen Informationssystemen (GIS) basierende Netzdaten mit der automatischen Möglichkeit zur Netzberechnung bei einigen Netzbetreibern Stand der Technik sind [4.50], haben andere Netzbetreiber die Netzpläne nur als schematische Ersatzschaltbilder vorliegen und oftmals besteht keine Kopplung zwischen den Netzplänen und dem Netzberechnungsprogramm. In einigen Fällen sind keine ausreichend digitalen Netzpläne für die NS-Ebene vorhanden.

Zudem muss in Betracht gezogen werden, dass in der Vergangenheit bei der Planung der NS-Netze aufgrund des eher geringen Belastungsgrades oftmals keine konkreten Netzberechnungen durchgeführt worden sind. Vielmehr bestimmten die Netzplaner mithilfe von Tabellen und Richtwerten, wie dem maximalen Versorgungsradius, ONS-Standorte und notwendige Verstärkungsleitungen [1.12]. Im Rahmen des zunehmenden Regulierungsdrucks der Bundesnetzagentur auf die Netzbetreiber steigt ebenfalls das Interesse der Netzbetreiber nach einfachen und effizienten Strukturen und an einer automatisierten Planung von kostenoptimalen Netzen in der NS-Ebene.



## 1.2 Stand der Forschung

In der Planung von Energieversorgungsnetzen haben sich aufgrund der Komplexität computergestützte Verfahren zur Unterstützung des Planungsprozesses durchgesetzt. Automatisierte Netzplanungsmodelle existieren allerdings überwiegend für die Hochspannungs- (HS-) und MS-Ebene [2.5]-[2.10][2.13]. In allen Ansätzen werden angrenzende Spannungsebenen in der Regel nur vereinfacht abgebildet und Freiheitsgrade, die in einer spannungsebenenübergreifenden Planung ermöglicht werden, werden in Variantenrechnungen betrachtet [1.10]. Für die NS-Ebene besteht weiterhin ein hoher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, wie im Folgenden erläutert wird.

Während die Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen sowie die Auswirkungen der Lastveränderungen und der Ausbau der dezentralen Energieeinspeisungen an schematischen Modellnetzen ausreichend untersucht wurden [2.3][2.16][5.2][5.7][9.7][9.9], liegen für die übergreifende georeferenzierte Betrachtung dieser Netzebene bisher keine verwertbaren Ansätze vor. Erste Arbeiten zur georeferenzierten Modellierung und optimierten Planung von NS-Netzen sind in [4.36][4.37] und [4.48] dargestellt, wobei zur Bestimmung der ONS-Standorte die  $k$ -means-Heuristik [4.31] verwendet wird. Diese Heuristik verfolgt das Ziel, auf Basis geografischer Abstände eine Anzahl von  $k$  Standorten zur Deckung der Versorgungsnachfrage zu finden. Problematisch an diesem Ansatz ist, dass zum einen die Anzahl der Standorte bekannt sein muss und nur ein Last- oder Einspeisefall festgelegt werden kann. Zum anderen können die vorhandenen Kabelinfrastrukturen sowie die Besonderheiten der einzelnen Standorte nicht berücksichtigt werden. Der erste Nachteil kann durch eine Variation der Standortanzahl und durch die nachträgliche Modifikation des Ergebnisses geringfügig korrigiert werden [4.48], allerdings bleiben große Ungenauigkeiten bestehen, wenn geografische Hindernisse wie schlecht querbare Bahntrassen oder Gewässer vorliegen.

Seitens der Verteilnetzbetreiber besteht ein großes Interesse daran, die georeferenzierte Netzplanung gerade auch in der NS-Ebene weiter voranzutreiben [4.50][4.55]. In diesem Umfeld ist allerdings, mit Ausnahme der Kopplung zwischen Netzberechnungsprogrammen, GIS sowie Abrechnungssystemen, zum derzeitigen Zeitpunkt kein integrierter Ansatz zur optimierten Netzausbau- und Verstärkungsplanung sowie der ONS-Standortplanung bekannt.

In [4.26] ist eine Methodik vorgestellt, die für feststehende ONS-Standorte in einem Netz, das deutlich mehr ONS aufweist als benötigt werden, entscheidet, ob diese für ein Zielnetz erforderlich sind. Dazu werden iterativ die vorhandenen ONS vom Netz getrennt und die Netzanschlüsse (NA) auf andere Netzbereiche übertragen, sodass überschüssige ONS aufgedeckt werden können.

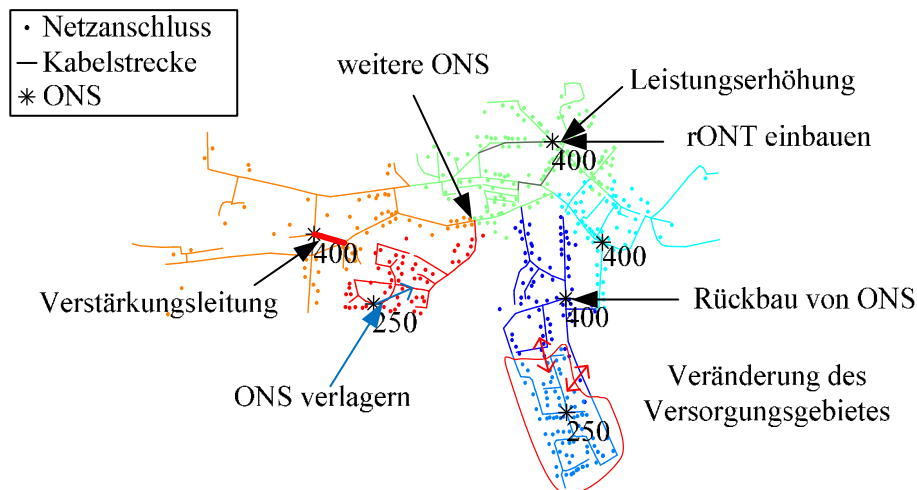
Vergleichbare Fragestellungen zur Optimierung von NS-Netzen lassen sich im Bereich der Logistik finden. In der Logistik ist die Suche nach geeigneten Standorten zur Minimierung der Transport- und Lagerkosten hingegen ein sehr breit gefächertes Themenfeld, zu dem viele

Forschungsergebnisse vorliegen [1.5][1.6][1.13][1.14][1.21]. Da die Fragestellungen vergleichbar mit der Versorgungsaufgabe der NS-Netze sind, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit eine Methodik aus diesem Gebiet um die Bedürfnisse der NS-Netze erweitert und für den Einsatz in realen Problemgrößen von NS-Netzen optimiert.

### 1.3 Ziel der Arbeit

Die dargestellten Veränderungen der Last- und Erzeugungssituationen in der NS- und MS-Ebene erfordern zur Objektivierung und Optimierung der Planungsentscheidungen und der damit verbundenen Netzverstärkungsmaßnahmen sowie des Netzausbaus die Unterstützung durch ein rechnerbasiertes Planungswerkzeug.

Folglich ist das Ziel der Arbeit, ein Verfahren zur umfassenden GIS-basierten Optimierung von NS-Netzen zu entwickeln und anhand von exemplarischen Untersuchungen zu validieren (siehe **Bild 1.1**). Der Begriff der Optimierung umfasst in diesem Fall die Bestimmung von Standorten für die ONS und die zur Versorgung der Netzkunden notwendigen Leitungstrassen sowie die Anzahl der Kabelsysteme, wobei auch neue Komponenten wie der regelbare Ortsnetztransformator (rONT) berücksichtigt werden sollen. Ein besonderes Merkmal ist dabei, dass nicht nur eine vollkommene Neuplanung auf der „grünen Wiese“, sondern auch bereits vorhandene Betriebsmittel wie ONS, Freileitungen und Kabelsysteme unter Berücksichtigung ihrer individuellen Altersstruktur berücksichtigt werden können.



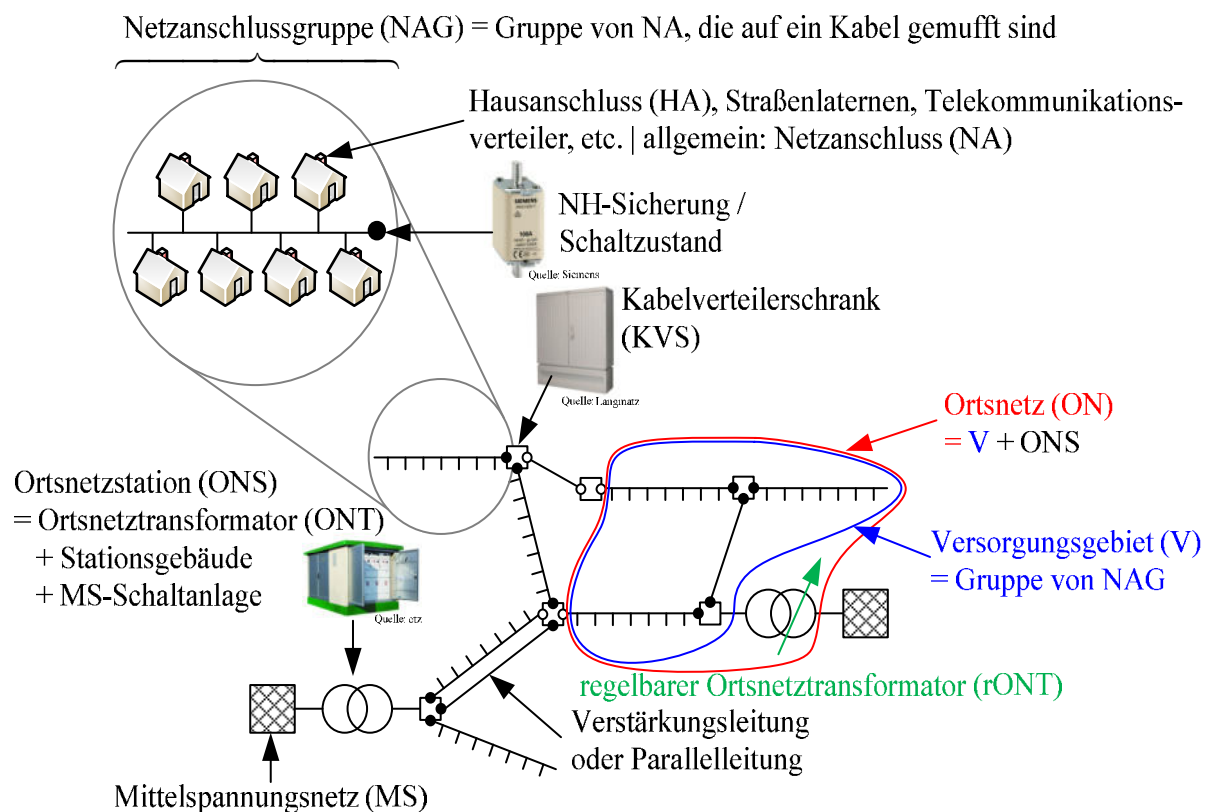
**Bild 1.1** heutige Freiheitsgrade in der Netzplanung

Das Optimierungsziel der in dieser Arbeit entwickelten Heuristik ist dabei die Minimierung der Barwerte des entstehenden Netzentwurfes. Die Barwerte setzen sich dabei aus den Investitionen und Betriebskosten zusammen. Die Investitionen umfassen die Investitionen und Rückbaukosten für die ONS und die zusätzlich notwendigen Leitungen. Die Betriebskosten ergeben sich aus den jährlichen Betriebskosten, welche sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie den Ersatzneubauten der einzelnen Betriebsmittel ergeben sowie den Kosten für die

Netzverluste. Die im Betrachtungszeitraum anfallenden Investitionen und Kosten werden kalkulatorisch auf den Entscheidungszeitpunkt bezogen [2.5]-[2.9]. Eine alternative, hier nicht verfolgte Möglichkeit für eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit wäre die Umrechnung aller Investitionen in jährliche Kosten mit dem Ziel, die jährlichen Kosten zu minimieren.

## 1.4 Grundlegende Begriffe

Im Rahmen der Arbeit werden einige Fachbegriffe und Definitionen zur Beschreibung des Aufbaus von NS-Netzen benötigt. Das **Bild 1.2** zeigt zur Einführung und Erläuterung der Begriffe zwei Ortsnetze mit den darin vorkommenden, in Abschnitt 2.3 erläuterten Betriebsmitteln.



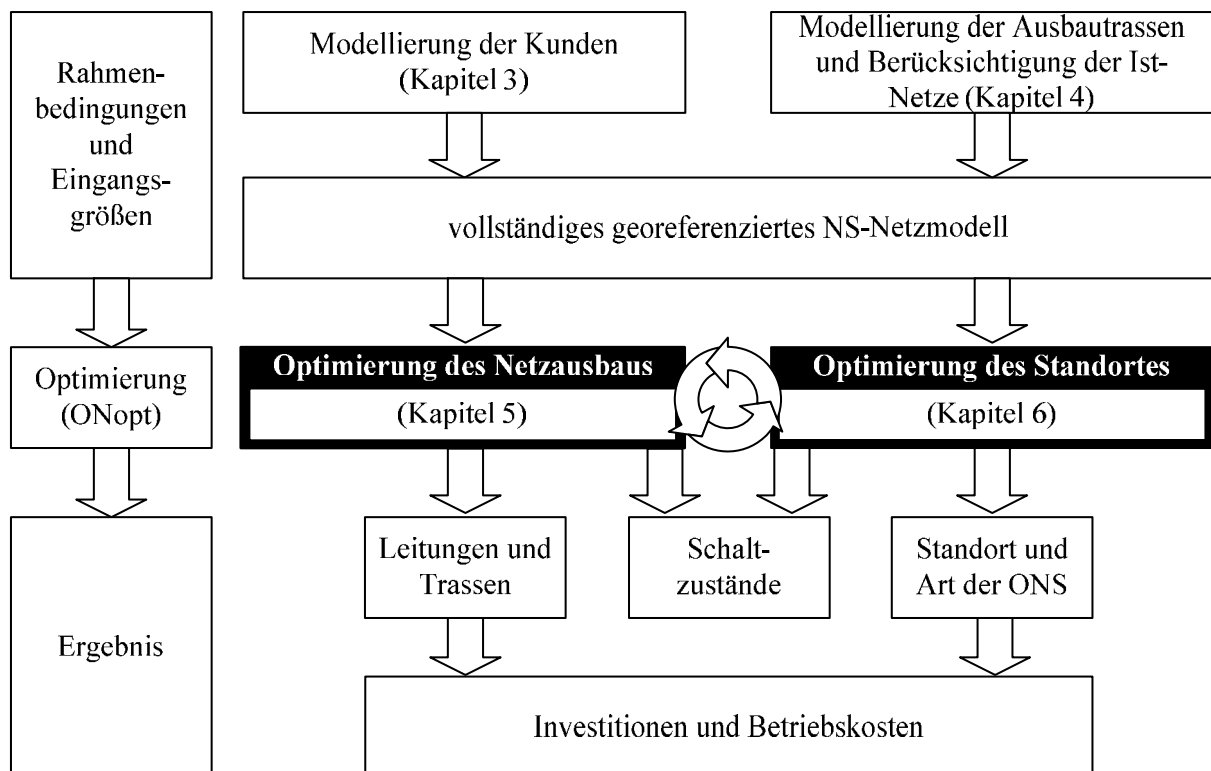
**Bild 1.2** Begriffsdefinitionen

## 1.5 Aufbau der Arbeit

Die notwendigen Grundlagen zur mathematischen Beschreibung der Energieversorgungsnetze werden in Kapitel 2 zusammengefasst. Der weitere Aufbau der Arbeit wird anhand des in **Bild 1.3** dargestellten Schemas erläutert.

In Kapitel 3 werden die typischerweise in der NS-Ebene angeschlossenen Haushalts- und Kleingewerbekunden und die zukünftigen Veränderungen in ihrem Verbrauchs- und Einspeiseverhalten dargestellt. Daraufhin werden in Kapitel 4 zunächst der typische Aufbau und die praktischen Besonderheiten von NS-Netzen erläutert und anschließend repräsentative Daten realer Netze ausgewertet, um einen Überblick über die typischen Kennzahlen zur Beschreibung von NS-Netzen zu geben. Bei dem Vergleich mit den zukünftigen Anforderungen zeigt sich der Verstärkungs- und Ausbaubedarf in einigen Netzen. Aufgrund der oftmals schlechten Datenlage in der NS-Ebene und den umfangreichen, zur Optimierung benötigten Netzdaten muss eine automatisierte Netzdatenvervollständigung entwickelt werden. Dazu erfolgen die Entwicklung und die Validierung eines Verfahrens, mit dem GIS basierte NS-Netze auf Basis von OpenStreetMap (OSM) und weiteren Datenquellen modelliert werden können. Damit können auch für unvollständig digitalisierte NS-Netze georeferenzierte NS-Netzmodelle bereitgestellt werden (siehe Kapitel 4).

Die im Rahmen der Arbeit entwickelte Heuristik für die übergreifende Optimierung von NS-Netzen (ONopt) wird zum besseren Verständnis in zwei Teile zerlegt und in den Kapiteln 5 und 6 erläutert.



**Bild 1.3** Übersicht über den Optimierungsablauf

Der erste Teil beschreibt in Kapitel 5 die Optimierung des Netzausbaus in einem einzelnen NS-Netz. Mithilfe des Dijkstra-Algorithmus (siehe Abschnitt 5.1) und der Formulierung eines ganzzahligen linearen Optimierungsproblems (siehe Abschnitt 5.3) werden die günstigsten Kanten und Pfade ausgewählt, um von einem vorgegebenen ONS-Standort aus die angeschlossenen Netzkunden kostenoptimal zu versorgen. Die Ergebnisse der Berechnungen sind neben den konkreten kostenoptimalen Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen die Berechnung der Barwerte der gewählten ONS, Trassen, Ausbaustrecken und Netzverluste.

Im zweiten Teil wird in Kapitel 6 die Optimierung des ONS-Standortes und der versorgten NA mithilfe der Repeated-Matching-Heuristik (RMH) dargestellt. Die Heuristik prüft mithilfe eines Matrix-basierten Optimierungsverfahrens die mögliche Zusammenlegung von Ortsnetzen, Änderungen des Zuschnittes von Versorgungsgebieten und unterschiedliche ONS-Standorte innerhalb des Versorgungsgebietes. Für die Bewertung der einzelnen Standorte und dem jeweiligen daraus resultierenden Versorgungsgebiet wird dabei auf das in Kapitel 5 vorgestellte Verfahren zur Optimierung des Netzausbaus zurückgegriffen. Die enge und iterative Verzahnung zwischen den beiden Teilen wird in **Bild 1.3** folglich als Pfeilkreis dargestellt.

Der Schaltzustand des NS-Netzes ergibt sich dabei aus beiden Teilen des Optimierungsverfahrens. Während aus der Optimierung des Standortes die Schaltzustände zur Abgrenzung der einzelnen Versorgungsgebiete resultieren, ergibt die Optimierung des Netzausbaus bei einer entmaschten Betriebsweise der einzelnen Versorgungsgebiete die notwendigen Trennstellen innerhalb eines Netzgebietes.

Die entwickelte Heuristik wird in Kapitel 7 anhand von beispielhaften Netzen sowohl für eine Netzneuplanung (Grüne-Wiese-Planung) als auch für eine Planung unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur (Graue-Wiese-Planung) durchgeführt. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung der gewonnenen Erkenntnisse.



## 2 Mathematische Beschreibung von Elektroenergienetzen

In diesem Kapitel werden die notwendigen Grundlagen zur mathematischen Beschreibung von Elektroenergienetzen beschrieben.

### 2.1 Symmetrische Komponenten

Zwischen den einzelnen Leitern von Drehstromsystemen treten induktive und kapazitive Kopplungen auf. Um eine einfache Berechnung in ungekoppelten Gleichungssystemen zu ermöglichen, sind sogenannte modale Komponenten eingeführt worden, die durch die Multiplikation mit einer Transformationsmatrix die verketteten Drehstromgrößen in neue, nicht verkettete modale Größen überführen [1.19]. Die Symmetrischen Komponenten [4.13] stellen eine wichtige Spezialform der modalen Komponenten dar.

Mithilfe der Symmetrischen Komponenten ist es möglich, ein unsymmetrisches Drehstromsystem in drei symmetrische Einzelsysteme zu zerlegen, die als Mit-, Gegen- und Nullkomponente bezeichnet werden. Die Komponentensysteme sind dann nur an der Fehler- oder Unsymmetriestelle miteinander gekoppelt. Im symmetrischen Fall ist nur die einphasige Ersatzschaltung des Mitsystems zu berechnen. Die Transformationsmatrix  $\underline{T}_s$  ist in Gl. (2.1) angegeben:

$$\underline{\mathbf{g}} = \begin{bmatrix} \underline{G}_a \\ \underline{G}_b \\ \underline{G}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{G}_1 \\ \underline{G}_2 \\ \underline{G}_0 \end{bmatrix} = \underline{T}_s \begin{bmatrix} \underline{G}_1 \\ \underline{G}_2 \\ \underline{G}_0 \end{bmatrix} = \underline{T}_s \underline{\mathbf{g}}_s \quad (2.1)$$

und

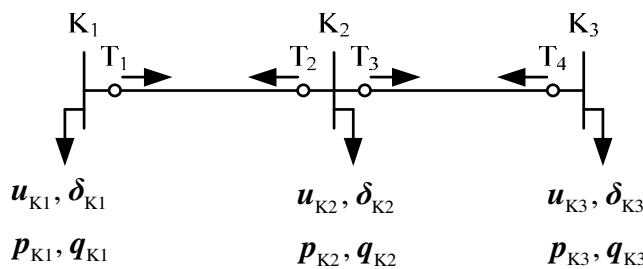
$$\underline{\mathbf{g}}_s = \begin{bmatrix} \underline{G}_1 \\ \underline{G}_2 \\ \underline{G}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{G}_a \\ \underline{G}_b \\ \underline{G}_c \end{bmatrix} = \underline{T}_s^{-1} \begin{bmatrix} \underline{G}_1 \\ \underline{G}_2 \\ \underline{G}_0 \end{bmatrix} = \underline{T}_s^{-1} \underline{\mathbf{g}} \quad (2.2)$$

### 2.2 Mathematische Beschreibung des Netzes

Eine für die geplanten Untersuchungen geeignete Form zur mathematischen Darstellung des in **Bild 2.1** dargestellten passiven Netzes für Betrachtungen symmetrischer Zustände ist die Knotenadmittanzmatrix des Netzes  $\underline{Y}_{\text{IKK}}$  im Mitsystem oder bei der Betrachtung unsymmetrischer Zustände die Knotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{\text{SKK}}$  ( $S = 1, 2, 0$ ) in Symmetrischen Komponenten. Aufgrund der analogen Aufbauweise beider Matrizen wird nur die  $\underline{Y}_{\text{IKK}}$ -Matrix genauer betrachtet. Die Matrizen beschreiben die elektrischen Verknüpfungen zwischen den Knoten und ergeben sich gemäß Gl. (2.5) aus der Knoten-Tor-Inzidenzmatrix  $\underline{K}_{\text{KT}}$  in Gl. (2.3) und der Betriebsmitteladmittanzmatrix  $\underline{Y}_{\text{TT}}$  in Gl. (2.4), die sich aus den Zwei-, Vier- oder Sechspolgleichungen der Betriebsmittel in Blockdiagonalform zusammensetzt [1.19].

Im überwiegenden Teil dieser Arbeit erfolgt die reine Betrachtung des Mitsystems, daher ist im Folgenden immer das Mitsystem gemeint, wenn keine weitere Angabe erfolgt. Eine Erweiterung des Verfahrens um eine unsymmetrische Betrachtung ist möglich, allerdings ist die unsymmetrische Betriebsweise durch höhere Verluste und Spannungsbandabweichungen geprägt, sodass es das Kernziel der Netzplanungs- und Betriebsführung sein sollte, einen möglichst symmetrischen Betrieb zu erreichen [4.47].

Die einzelnen Knoten  $k$  werden mit den Leiter-Erde-Spannungen  $u_{Kk}$ , den Spannungswinkeln  $\delta_{Kk}$ , den Wirkleistungen  $p_{Kk}$  und den Blindleistungen  $q_{Kk}$  beschrieben. Der Index  $K$  weist die Größe als Knotengröße aus und der Index  $k$  gibt die Knotennummer an.



**Bild 2.1** Beispielnetz zur Beschreibung der Knotenadmittanzmatrix

Die Verbindungen zwischen den Knoten und Toren werden in der Knoten-Tor-Inzidenzmatrix erfasst (siehe Gl. (2.3)). Die Zeilenanzahl entspricht dabei der Anzahl der Knoten und die Spaltenanzahl der Anzahl der Betriebsmitteltore<sup>1</sup>. Im Fall der Symmetrischen Komponenten werden die Verbindungen durch Einheitsmatrizen der Dimension  $3 \times 3$  dargestellt.

$$\mathbf{K}_{KT} = \begin{array}{c} \begin{array}{cc|cc} & T1 & T2 & T3 & T4 \\ \hline K1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ K2 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ K3 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array} \end{array} \quad (2.3)$$

Die Betriebsmitteladmittanzmatrizen werden als Blockdiagonalmatrizen in  $\underline{\mathbf{Y}}_{TT}$  eingetragen. Die Indizes der Admittanzen entsprechen hier den Tornummern aus **Bild 2.1**.

$$\underline{\mathbf{Y}}_{TT} = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{cc|cc} \underline{\mathbf{Y}}_1 & & & \\ & \mathbf{0} & & \\ \hline \mathbf{0} & & \underline{\mathbf{Y}}_2 & \\ & & & \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{cc|cc} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & 0 & 0 \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & 0 & 0 \\ \hline 0 & 0 & \underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{34} \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{43} & \underline{Y}_{44} \end{array} \right] \end{array} \quad (2.4)$$

Aus den beiden Matrizen  $\mathbf{K}_{KT}$  und  $\underline{\mathbf{Y}}_{TT}$  ergibt sich mit Gl. (2.5) die Knotenadmittanzmatrix des Netzes  $\underline{\mathbf{Y}}_{KK}$ . Sie enthält die Admittanzen, die zwischen den direkt verbundenen Knoten

<sup>1</sup> Eine weitere mögliche Bezeichnung der Tore wäre Klemme. Aufgrund desselben Initials wie bei den Knoten wird dieser Begriff allerdings nicht verwendet. Es muss allerdings beachtet werden, dass ein Tor genau genommen zwei Klemmen aufweist, wobei eine Klemme den Bezugsknoten repräsentiert.



des Netzes durch die Leitungen und Transformatoren bestehen, sowie die zum Bezugspotenzial der Erde bestehenden Admittanzen.

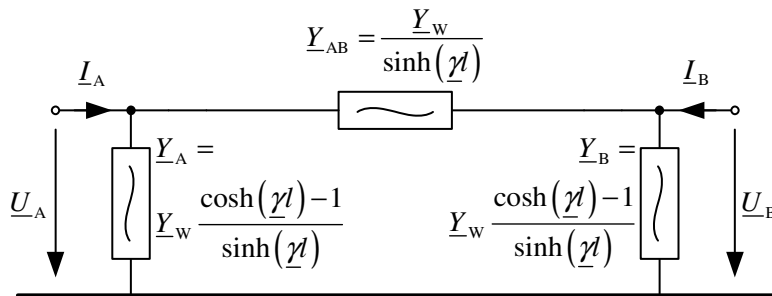
$$\underline{Y}_{\text{KK}} = -\underline{K}_{\text{KT}} \underline{Y}_{\text{T}} \underline{K}_{\text{KT}}^{\text{T}} = \begin{bmatrix} -\underline{Y}_{11} & -\underline{Y}_{12} & 0 \\ -\underline{Y}_{21} & -\underline{Y}_{22} - \underline{Y}_{33} & -\underline{Y}_{34} \\ 0 & -\underline{Y}_{43} & -\underline{Y}_{44} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

## 2.3 Beschreibung der Netzbetriebsmittel

Im Folgenden werden die wichtigsten grundlegenden Modelle der primärtechnischen Betriebsmittel für das Verteilnetz dargestellt, die die einzelnen Netzknoten miteinander verbinden. Entsprechend Abschnitt 2.2 werden die Betriebsmittelmodelle als Zwei- oder Vierpole in Admittanzform für das Mit-, Gegen- und Nullsystem beschrieben. Der in dieser Arbeit nicht vorgestellte Dreiwicklungstransformator würde einem Sechspol entsprechen.

### 2.3.1 Leitungen

Leitungselemente können unter anderem mithilfe einer  $\Pi$ -Ersatzschaltung in verteilten Parametern (siehe **Bild 2.2**) nachgebildet werden. Eine vollständige Herleitung der mathematischen Beschreibung der Leitung kann [1.19] entnommen werden.



**Bild 2.2**  $\Pi$ -Ersatzschaltung in verteilten Parametern für eine Leitung [1.19]

Die mathematische Beschreibung der Leitung in verteilten Parametern ist in Gl. (2.6) gegeben.

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \underline{Y}_w \coth(\underline{\gamma} l) & -\underline{Y}_w \sinh^{-1}(\underline{\gamma} l) \\ -\underline{Y}_w \sinh^{-1}(\underline{\gamma} l) & \underline{Y}_w \coth(\underline{\gamma} l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \underline{Y}_A + \underline{Y}_{\text{AB}} & -\underline{Y}_{\text{AB}} \\ -\underline{Y}_{\text{BA}} & \underline{Y}_A + \underline{Y}_{\text{AB}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Die Wellenadmittanz  $\underline{Y}_w$  und der Ausbreitungskoeffizient  $\underline{\gamma}$  können mithilfe von Gl. (2.7) und Gl. (2.8) aus dem Ableitwertbelag  $G'$ , Kapazitätsbelag  $C'$ , Widerstandsbelag  $R'$ , dem Induktivitätsbelag  $L'$  sowie der Kreisfrequenz  $\omega$  berechnet werden [1.19].

$$\underline{Y}_w = \sqrt{\frac{G' + j\omega C'}{R' + j\omega L'}} \quad (2.7)$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(G' + j\omega C')(R' + j\omega L')} \quad (2.8)$$

Da in dieser Arbeit primär die stationären Betrachtungen von NS-Netzen mit vergleichsweise kleinen Leitungslängen im Vordergrund stehen und die Netzfrequenz 50 Hz beträgt, ist das Produkt aus  $|\underline{\gamma}l| \ll 1$ . Damit können die Leitungen als elektrisch kurze Leitungen mit folgender Näherung angesehen werden [1.19].

$$\sinh(\underline{\gamma}l) \approx \underline{\gamma}l \quad (2.9)$$

$$\cosh(\underline{\gamma}l) \approx 1 + \frac{1}{2}(\underline{\gamma}l)^2 \quad (2.10)$$

Damit folgt für das Ersatzschaltbild

$$\underline{Y}_A = \underline{Y}_B = \underline{Y}_w \frac{\cosh(\underline{\gamma}l) - 1}{\sinh(\underline{\gamma}l)} \approx \underline{Y}_{iw} \frac{1 + \frac{1}{2}(\underline{\gamma}l)^2 - 1}{\underline{\gamma}l} = \frac{1}{2} \underline{Y}_w \cdot \underline{\gamma}l = \frac{1}{2} (G' + j\omega C') \quad (2.11)$$

$$\underline{Y}_{AB} = \frac{\underline{Y}_w}{\sinh(\underline{\gamma}l)} \approx \frac{\underline{Y}_w}{\underline{\gamma}l} = \frac{1}{R' + j\omega L'} \quad (2.12)$$

### 2.3.2 Transformatoren

Die Nachbildung der Transformatoren erfolgt in Form einer T-Ersatzschaltung mit komplexem Übertrager (siehe **Bild 2.3**). Die verwendeten Betriebsmittelparameter für die Vierpole der Transformatoren lassen sich mithilfe von Kurzschluss- und Leerlaufversuchen bestimmen. Der Einbezug des komplexen Überträgers ermöglicht ein Rechnen mit realen, nicht umgerechneten Spannungen, da das komplexe Übersetzungsverhältnis des Transformators bereits in den Gl. (2.13) und (2.14) enthalten ist. Weitere Ersatzschaltbilder für das Nullsystem sowie die Überführung des dargestellten Ersatzschaltbildes in die Gleichungen können unter anderem in [1.19] nachvollzogen werden.

Die Vierpolgleichungen für das Mitsystem lauten

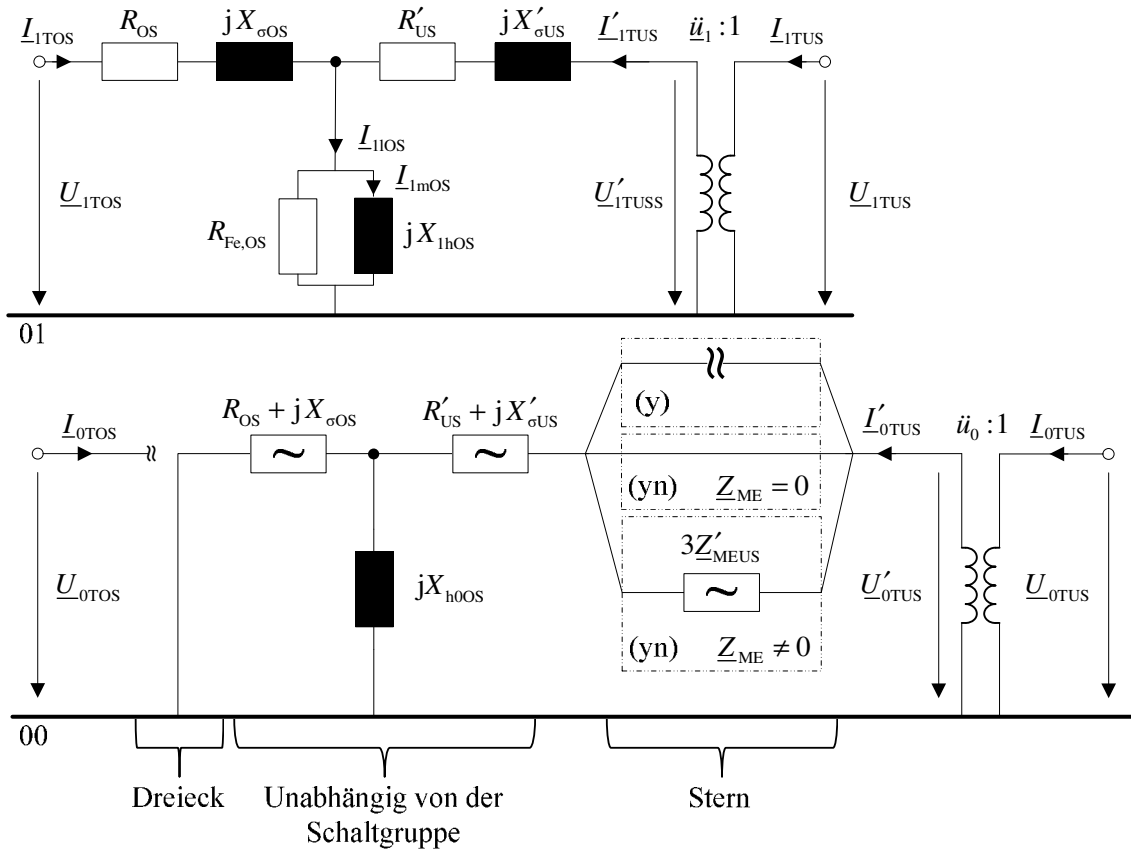
$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{ITOS} \\ \underline{I}_{ITUS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\underline{Y}_{1A} + \underline{Y}_{1B} + \underline{Y}_{1m}} \begin{bmatrix} \underline{Y}_{1A} (\underline{Y}_{1B} + \underline{Y}_{1m}) & -\underline{ü}_1 \underline{Y}_{1A} \underline{Y}_{1B} \\ -\underline{ü}_1^* \underline{Y}_{1B} \underline{Y}_{1A} & \underline{ü}_1^2 \underline{Y}_{1B} (\underline{Y}_{1A} + \underline{Y}_{1m}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{ITOS} \\ \underline{U}_{ITUS} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

mit

$$\underline{Y}_{1A} = \frac{1}{R_{OS} + jX_{\sigma OS}}$$

$$\underline{Y}_{1B} = \frac{1}{R'_{US} + jX'_{\sigma US}}$$

$$\underline{Y}_{1m} = \frac{1}{R_{FeOS}} + \frac{1}{jX_{hOS}}$$



**Bild 2.3** Mit- und Nullsystemersatzschaltbild für einen Transformator mit komplexem Übertrager [6.5]

Die Ersatzschaltung und die Vierpolgleichungen für das Gegensystem entsprechen der des Mitsystems jedoch mit einem dazu konjugiert komplexen Übersetzungsverhältnis ( $\underline{\dot{u}}_2 = \underline{\dot{u}}_1^*$ ).

Die Vierpolgleichungen für das Nullsystem von typischerweise in der NS-Ebene eingesetzten Dyn5-Transformatoren lauten:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{0TOS} \\ \underline{I}_{0TUS} \end{bmatrix} = \frac{1}{\underline{Y}_{0A} + \underline{Y}_{0B} + \underline{Y}_{0m}} \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \underline{\dot{u}}_1^2 \underline{Y}_{0B} (\underline{Y}_{0A} + \underline{Y}_{0m}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{0TOS0} \\ \underline{U}_{0TUS0} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

mit

$$\underline{Y}_{0A} = \frac{1}{R_{0OS} + jX_{0\sigma OS}}$$

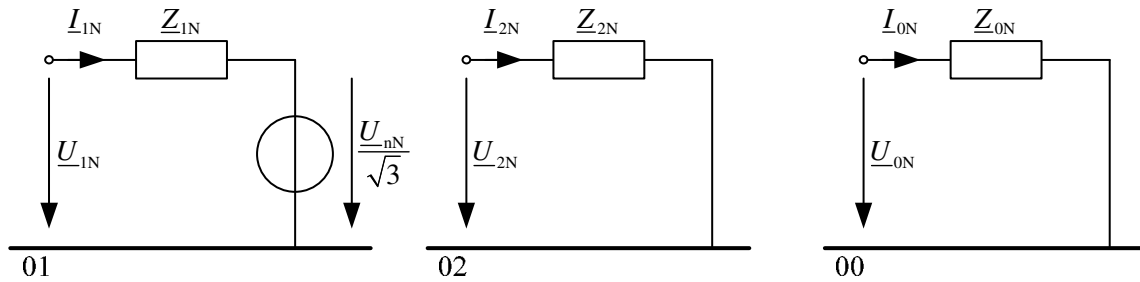
$$\underline{Y}_{0B} = \frac{1}{R'_{0US} + jX'_{0\sigma US}}$$

$$\underline{Y}_{0m} = \frac{1}{jX_{0hOS}}$$

Aufgrund der notwendigen starren Erdung ist  $\underline{Z}'_{MEUS} = 0$ .

### 2.3.3 Ersatznetze

Zur Analyse einzelner Netzbereiche ist es oftmals nicht erforderlich, das gesamte Energieversorgungsnetz zu betrachten. Mithilfe geeigneter Reduktionsverfahren können nicht direkt relevante Netzteile zusammengefasst werden [1.23]. Die Netzäquivalente fassen die in dem Netz vorhandenen Generatoren, Motoren, nicht-motorischen Lasten, Leitungen und Transformatoren zu einer Ersatzspannungsquelle mit Innenimpedanz für das Mitsystem (siehe **Bild 2.4**) und für das Gegen- und Nullsystem jeweils zu einer Innenimpedanz zusammen.



**Bild 2.4** Zweipolersatzschaltung von Ersatznetzen für das Mit-, Gegen- und Nullsystem

$$Z_{1N} = \frac{1,1 \cdot U_{nN}^2}{S_{k3N}''} \quad (2.15)$$

$$\underline{Z}_{1N} = \left( \frac{R_{1N}}{X_{1N}} + j \right) \frac{Z_{1N}}{\sqrt{\left( \frac{R_{1N}}{X_{1N}} \right)^2 + 1}} \quad (2.16)$$

Die Mit- und Gegensystemimpedanz können in der Regel als gleich groß angenommen werden ( $Z_{1N} = Z_{2N}$ ), während die Nullsystemreaktanz durch die Sternpunktterdung beeinflusst wird ( $Z_{0N} = Z_{1N} + 3Z_{ME}$ ) [1.19].

### 2.3.4 Schaltanlagen

Die Widerstände und Reaktanzen von Schaltanlagen und Kabelverteilerschränken (KVS) sowie Sicherungen werden im elektrischen Modell der Schaltanlagen vernachlässigt, dadurch werden die Verluste im Niederspannungsnetz etwa 10 % zu niedrig berechnet [2.1]. Im geschlossenen Zustand werden Schaltanlagen als ideale Leiter, respektive im geöffneten Zustand als ideale Isolatoren angenommen [1.9]. Für die Kurzschlussstromberechnung (KS-Stromberechnung) ist es allerdings relevant, für welchen maximalen Strom die Betriebsmittel dimensioniert sind.

## 2.4 Leistungsflussberechnung

Mithilfe der Leistungsflussberechnung (LF-Berechnung) können die Netzspannungen und die sich dadurch einstellenden Ströme in den Betriebsmitteln berechnet werden. Als Grundlage für eine LF-Berechnung sind neben den Betriebsmittelgleichungen und der Topologie die elektrischen Randbedingungen an den Knoten entscheidend, die zunächst erläutert werden sollen.

Die Netzknoten werden zur besseren Nachbildung in der LF-Berechnung in die drei in **Tabelle 2.1** aufgeführten Kategorien eingeteilt, den Lastknoten, Generatorknoten und den Bilanzknoten, die im Folgenden kurz erläutert werden.

**Tabelle 2.1** Knotentypen für die Leistungsflussberechnung [1.19]

Knotenfunktion	gegeben		gesucht	
Lastknoten (PQ-Knoten)	Wirkleistung	$P_{kk}$	Spannung	$U_{kk}$
	Blindleistung	$Q_{kk}$	Winkel	$\delta_{kk}$
Generatorknoten (PU-Knoten)	Wirkleistung	$P_{kk}$	Blindleistung	$Q_{kk}$
	Spannung	$U_{kk}$	Winkel	$\delta_{kk}$
Bilanzknoten (Slack-Knoten)	Spannung	$U_{kk}$	Wirkleistung	$P_{kk}$
	Winkel	$\delta_{kk} = 0^\circ$	Blindleistung	$Q_{kk}$

Bei Lastknoten erfolgt die Vorgabe einer Wirk- und Blindleistung an jedem Knoten. Die Spannungsabhängigkeit der Lastknoten kann mithilfe des Potenzansatzes in Gl. (2.17) nach [1.20] berücksichtigt werden. Im NS-Netz besteht gerade bei Geräten mit kleiner Leistung ein sehr starker Trend von ohmsch-induktiven Lasten mit einer quadratischen Spannungsabhängigkeit der Wirkleistung zu leistungselektronischen Lasten mit konstanter Wirkleistungsaufnahme. Auf Basis von Literaturrecherchen und Untersuchungen in [6.1] und [6.2] wird daher die Wirkleistungsabhängigkeit der Lasten von der Spannung vernachlässigt. Für die Blindleistungsabhängigkeit von der Spannung wird von einer linearen Näherung ausgegangen. Die Wirkleistungen  $P_{kk}^0$  sowie die Blindleistungen  $Q_{kk}^0$  sind die Wirk- bzw. Blindleistungen am  $k$ -ten Knoten im Arbeitspunkt mit der Spannung  $U_{kk}^0$ .

$$\underline{S}_{kk} = P_{kk} + jQ_{kk} = P_{kk}^0 \left( \frac{U_{kk}}{U_{kk}^0} \right)^{p_k} + jQ_{kk}^0 \left( \frac{U_{kk}}{U_{kk}^0} \right)^{q_k} \quad (2.17)$$

Erzeugungsanlagen in NS-Netzen weisen keine Spannungsregelung auf, sondern passen sich an die aktuelle Netzspannung an. Gemäß [3.23] müssen sie ferner ab einer Leistungseinspeisung von mehr als 50 % der Bemessungsleistung mit einem festen  $\cos \varphi$  einspeisen können. Aus diesem Grund werden sie als Lastknoten mit einer negativen Wirkleistung modelliert.

Für Großkraftwerke wird die Annahme getroffen, dass sie im Rahmen des normalen Betriebsbereiches wie eine geregelte Spannungsquelle betrachtet werden können, an der der Sollwert für die Knotenspannung und die Wirkleistung vorgegeben werden können.

Zuletzt wird ein Bilanzknoten benötigt, um den Nullpunkt der Spannungswinkel festzulegen und die Leistungsbilanz auszugleichen. Da in dieser Arbeit ausschließlich Verteilnetze betrachtet werden, wird der erste Knoten der jeweils übergeordneten Netzebene als Bilanzknoten verwendet.

Zur LF-Berechnung wird das Newton-Raphson-Verfahren zur Suche von Nullstellen in einer Funktion angewendet [1.8]. In diesem Anwendungsfall wird die Leistungsgleichung des Netzes in Gl. (2.18) zur Nullstellensuche umgestellt. Die Matrix  $\underline{U}_K$  ist dabei eine Diagonalmatrix der Knotenspannungen.

$$\underline{s}_N - \underline{s}_K = 3 \underline{U}_K \underline{Y}_{KK}^* \underline{u}_K^* - (\underline{p}_K + j\underline{q}_K) = \mathbf{0} \quad (2.18)$$

Ziel des Newton-Verfahrens ist es, durch iterative Anpassung der Knotenspannungsbeträge und der Phasenwinkel die Differenz der Knotenleistungen  $\underline{s}_K$  und den sich aus Knotenspannungen und Netzadmittanzen ergebenden Leistungen  $\underline{s}_N$  zu minimieren [1.19]. Zur Reduktion des Rechenaufwands wird der Zustandsvektor  $\mathbf{x}$  aus den Winkeln und den Beträgen der auf den vorherigen Wert bezogenen Knotenspannungen gebildet [1.20].

$$\mathbf{x} = \left[ \delta_{1,v+1} \quad \dots \quad \delta_{n,v+1} \quad , \quad U_{1,v+1}/U_{1,v} \quad \dots \quad U_{n,v+1}/U_{n,v} \right]^T \quad (2.19)$$

Aus den sich ergebenden Vektoren für die Leistungsdifferenzen in Gl. (2.18) wird die für das Verfahren benötigte Jakobi-Matrix unter Berücksichtigung der in **Tabelle 2.1** dargestellten Knotenzuweisungen gebildet.

$$\frac{\partial \Delta \mathbf{p}(\mathbf{x}_v)}{\partial \mathbf{x}^T} \Delta \mathbf{x}_{v+1} = -\Delta \mathbf{p}(\mathbf{x}_v) = -[\underline{p}_K(\mathbf{x}_v) - \underline{p}_N(\mathbf{x}_v)] \quad (2.20)$$

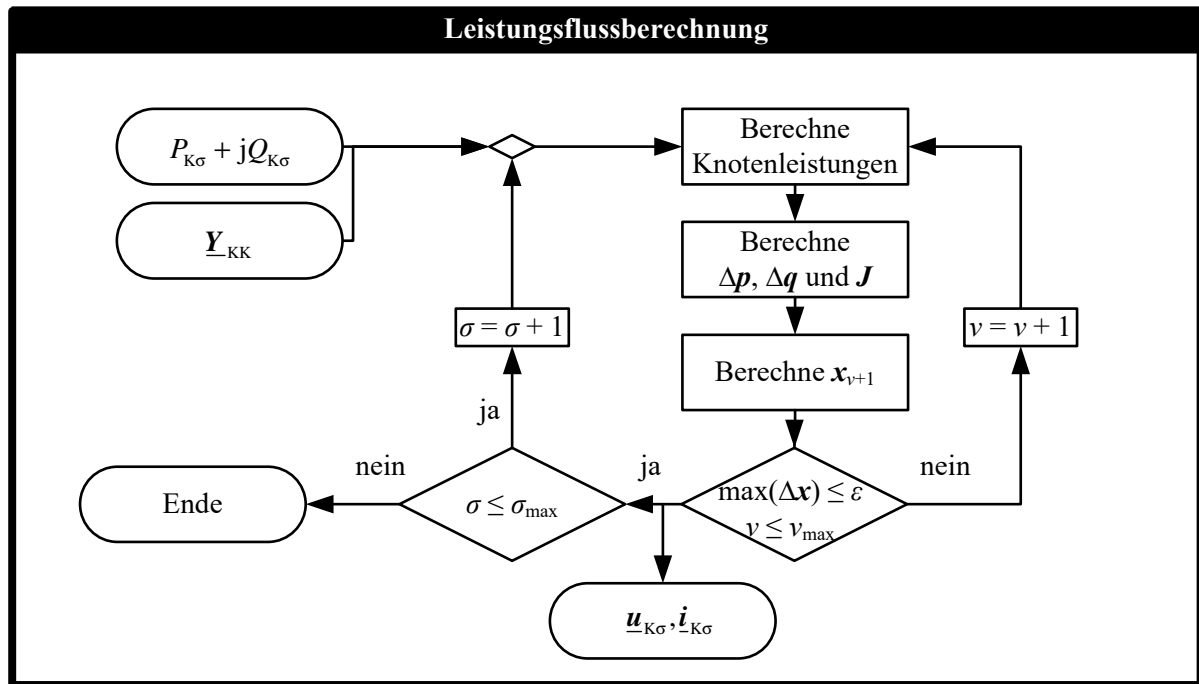
$$\frac{\partial \Delta \mathbf{q}(\mathbf{x}_v)}{\partial \mathbf{x}^T} \Delta \mathbf{x}_{v+1} = -\Delta \mathbf{q}(\mathbf{x}_v) = -[\underline{q}_K(\mathbf{x}_v) - \underline{q}_N(\mathbf{x}_v)] \quad (2.21)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{p}(\mathbf{x}_v)}{\partial \mathbf{x}^T} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{q}(\mathbf{x}_v)}{\partial \mathbf{x}^T} \end{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_{v+1} = - \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p}(\mathbf{x}_v) \\ \Delta \mathbf{q}(\mathbf{x}_v) \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Die Berechnung der Knotenspannungen erfolgt nach Gl. (2.22) iterativ bis die maximale Änderung der Elemente des Zustandsvektors  $\mathbf{x}$  kleiner als die geforderte Genauigkeit  $\varepsilon$  ist.

$$\max(\Delta \mathbf{x}) < \varepsilon \quad (2.23)$$

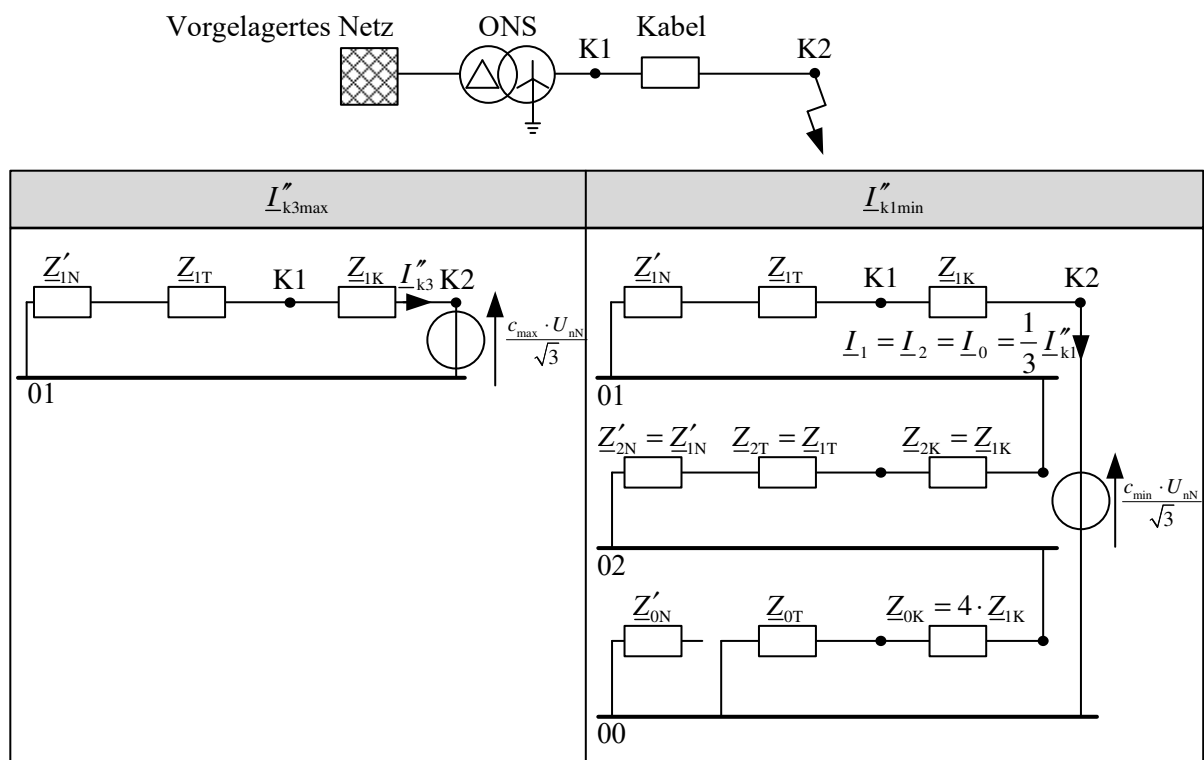
Der Ablauf des Newton-Raphson-Verfahrens zur Berechnung des LF kann anhand von **Bild 2.5** nachvollzogen werden. Die Grafik ist um die Iteration unterschiedlicher Last- und Einspeisefälle  $\sigma$  erweitert worden, wie sie im späteren Teil der Arbeit benötigt wird.



**Bild 2.5** Flussdiagramm der LF-Berechnung mit dem Newton-Raphson-Verfahren für die Berechnung mehrerer Last- und Einspeisefälle  $\sigma$

## 2.5 Kurzschlussstromberechnung

Bei der KS-Stromberechnung unterscheidet man die Berechnung der maximalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme zur Dimensionierung der thermischen und mechanischen KS-Festigkeit und die Berechnung der minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme zur Auswahl der Schutzeinstellungen und Bemessung der Sicherungseinrichtungen. Zur Berechnung der maximalen und minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme wird im Folgenden das Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der KS-Stelle gemäß [3.16] verwendet. Durch die Transformation der Spannungen und Ströme an der Fehlerstelle in den Bereich der Symmetrischen Komponenten lassen sich die in **Bild 2.6** dargestellten Ersatzschaltungen für die Berechnung der minimalen und maximalen KS-Ströme in der NS-Ebene herleiten.



**Bild 2.6** Ersatzschaltungen der Symmetrischen Komponenten für die Berechnung des max. dreipoligen und min. einpoligen KS-Stromes in der NS-Ebene

Für die Berechnung der maximalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme sind unter anderem folgende Randbedingungen zu beachten:

- Schaltzustand des MS- und NS-Netzes, der zum größten KS-Strom führt
- Verwendung des Spannungsfaktors  $c_{max}$  gemäß [3.16]
- Leitungstemperatur von 20 °C
- Korrektur der Einspeisetransformatorimpedanzen um den Faktor  $K_T$



Für die Berechnung der minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme sind unter anderem folgende Randbedingungen zu beachten:

- Schaltzustand des MS- und NS-Netzes, der zum kleinsten KS-Strom führt
- Verwendung des Spannungsfaktors  $c_{\min}$  gemäß [3.16]
- Leitungstemperatur am Ende des KS-Ereignisses

Eine besondere Problematik muss im NS-Netz mit dem PEN-Leiter beachtet werden, der bei Wechselstromgeräten den Rückstrom aufnimmt und mit dem NS-seitigen Sternpunkt des Transformators verbunden wird. Dies führt im Zweifel dazu, dass der gesamte Rückstrom über den PEN-Leiter fließen muss, dessen Nullimpedanz den vierfachen Wert der Mitimpedanz annimmt (siehe **Bild 2.6**).

Die Endtemperatur  $\vartheta_e$  eines Kabels bei vorgegebener Betriebstemperatur  $\vartheta_a$  lässt sich bei bekannter KS-Dauer  $T_k$  und thermisch gleichwertiger Stromdichte  $S_{th}$  mit der folgenden Gleichung bestimmen. Ferner lässt sich mit Gl. (2.24) der Auslösestrom iterativ berechnen. [1.18]

$$\vartheta_e = 20 \text{ °C} + \frac{1}{\alpha_{20}} \left\{ \left[ 1 + \alpha_{20} (\vartheta_a - 20 \text{ °C}) \right] \cdot e^{\frac{S_{th}^2 \cdot T_k}{ME}} - 1 \right\} \quad (2.24)$$

mit 
$$ME = \frac{c \cdot \rho \cdot K_{20}}{\alpha_{20}}$$

Zur Berechnung der thermischen Auswirkungen der KS-Ströme wird der thermisch gleichwertige KS-Strom benötigt. Die Berechnung der Parameter für den Gleichanteil  $m$  und den Wechselanteil  $n$  können [1.18] entnommen werden.

$$I_{th} = \sqrt{m + n} \cdot I_k'' \quad (2.25)$$

Für das NS-Netz ist in der Regel der minimale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom die kritische Auslegungsgröße. Nach **Bild 2.6** kann der minimale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom durch Lösung folgender Maschengleichung ermittelt werden.

$$\begin{aligned} I_{kl\min}'' &= \frac{\sqrt{3} c_{\min} U_{nN}}{|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_0|} \\ &= \frac{\sqrt{3} c_{\min} U_{nN}}{|\underline{Z}'_{1N} + \underline{Z}_{1T} + \underline{Z}_{1K} + \underline{Z}'_{2N} + \underline{Z}_{2T} + \underline{Z}_{2K} + \underline{Z}_{0T} + \underline{Z}_{0K}|} \\ &= \frac{\sqrt{3} c_{\min} U_{nN}}{|2\underline{Z}'_{1N} + 2\underline{Z}_{1T} + \underline{Z}_{0T} + 6\underline{Z}_{1K}|} \end{aligned} \quad (2.26)$$



### 3 Modellierung der Netzkunden in der Niederspannungsebene

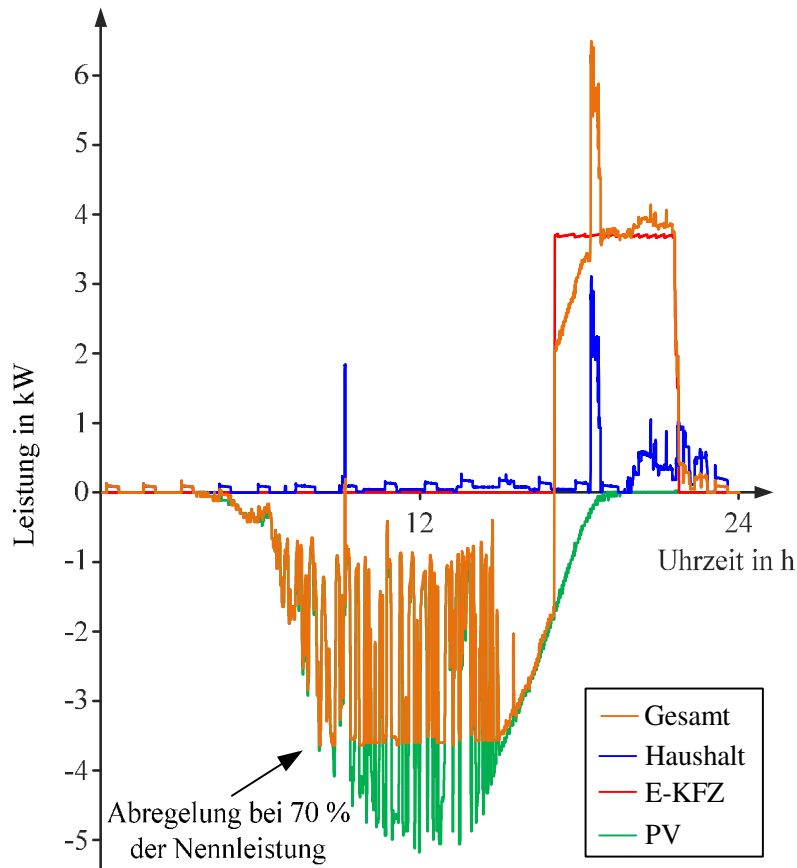
Elektrische Energie wird bei den angeschlossenen Netzkunden für verschiedene Anwendungen genutzt. Zu Beginn der Elektrifizierung um das Jahr 1880 stand der Komfort des elektrischen Lichts und des Kochens im Vordergrund. Heute macht der Energieumsatz dieser Geräte heute nur noch einen Bruchteil der transportierten Energiemenge aus.

Entscheidend für die Dimensionierung der Betriebsmittel ist aufgrund der starken zeitlichen Inhomogenität des LF allerdings nicht die transportierte Energiemenge, sondern der maximal zu erwartende LF [1.12]. Aus diesem Grund werden für die Netzauslegung in der Verteilnetzebene in der Regel keine zeitaufwendigen Simulationen über den Jahreszeitraum durchgeführt, sondern auslegungsrelevante Netznutzungsfälle definiert. Dies können unterschiedliche Fälle des Lastbezuges oder auch Fälle der Einspeisung durch dezentrale Energien sein. Die Modellierung dieser auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle hat dabei einen erheblichen Einfluss auf die Netzdimensionierung [4.40].

Das Last- und Einspeiseverhalten der Haushaltskunden in der NS-Ebene ist maßgeblich durch die Stochastik ihres Energiebedarfs geprägt. Das **Bild 3.1** zeigt den gemessenen Lastgang eines modernen Zweipersonenhaushalts mit E-KFZ und PV-Anlage für einen bewölkten Sommertag, getrennt nach den wichtigsten Energieanwendungen. Es ist deutlich sichtbar, dass in diesem Haushalt eine Tagesspitzenleistung von etwa 6,5 kW bezogen wird, die allerdings an anderen Tagen aufgrund zeitgleicher Einschaltung mehrerer leistungsstarker Drehstromverbraucher auch noch höher ausfallen kann.

Aufgrund unterschiedlicher Lebensgewohnheiten treten die Tagesspitzen der einzelnen Haushalte zu unterschiedlichen Zeiten auf. Zur Berücksichtigung dieses Effektes hat sich die Methode des Gleichzeitigkeitsfaktors (GZF) zur Netzdimensionierung etabliert [4.16]. Eine ausführliche Beschreibung ist in [1.12] vorgestellt und durch Normung bekräftigt [3.22]. Im Folgenden wird daher zunächst die Methode der Gleichzeitigkeitsfaktoren kurz vorgestellt, bevor auf die neuen Technologien und deren Einfluss auf das Lastverhalten eingegangen wird.

Aufgrund der Heterogenität und der unterschiedlichen Entwicklung der zukünftigen Lasten und Erzeuger in den einzelnen Netzgebieten kann keine für alle Netzgebiete gültige Aussage getroffen werden. Vielmehr müssen im Planungsprozess auf Basis möglichst vieler relevanter Informationen die auslegungsrelevanten Lastfälle für die Versorgungsgebiete definiert und eine Auslegung des Netzgebietes für die zukünftigen Anforderungen erfolgen.



**Bild 3.1** Gemessener Lastgang eines Zweipersonenhaushaltes an einem bewölkten Sommertag

### 3.1 Gleichzeitigkeitsfaktoren

Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) dienen der Abschätzung der durch eine beliebige Anzahl an Wohneinheiten verursachten Netzbelastung. Hierfür wird das Maximum der simulierten oder gemessenen Netzlast  $P_{\max}(n_{\text{WE}})$  durch die Anzahl der Wohneinheiten  $n_{\text{WE}}$  geteilt. Das Verhältnis zwischen diesem sogenannten Spitzenlastanteil  $P_{\text{SLA}}$  und der Anschluss- oder Spitzenleistung einer einzelnen Wohneinheit  $P_{\text{S}}$  ist der Gleichzeitigkeitsfaktor  $g(n_{\text{WE}})$ .

$$P_{\text{SLA}}(n_{\text{WE}}) = \frac{P_{\max}(n_{\text{WE}})}{n_{\text{WE}}} = g(n_{\text{WE}}) \cdot P_{\text{S}} \quad (3.1)$$

Mit einer zunehmenden Anzahl an Haushalten sinkt die vorzusehende Anschlussleistung je Haushalt, da es immer unwahrscheinlicher wird, dass alle Haushalte die gesamte Anschlussleistung gleichzeitig abrufen. Für die Berechnung von GZF für eine beliebige Haushaltsanzahl findet sich in [1.12] folgende Ausgleichsfunktion:

$$g(n) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot n_{\text{WE}}^{g_{\text{p}}} \quad (3.2)$$

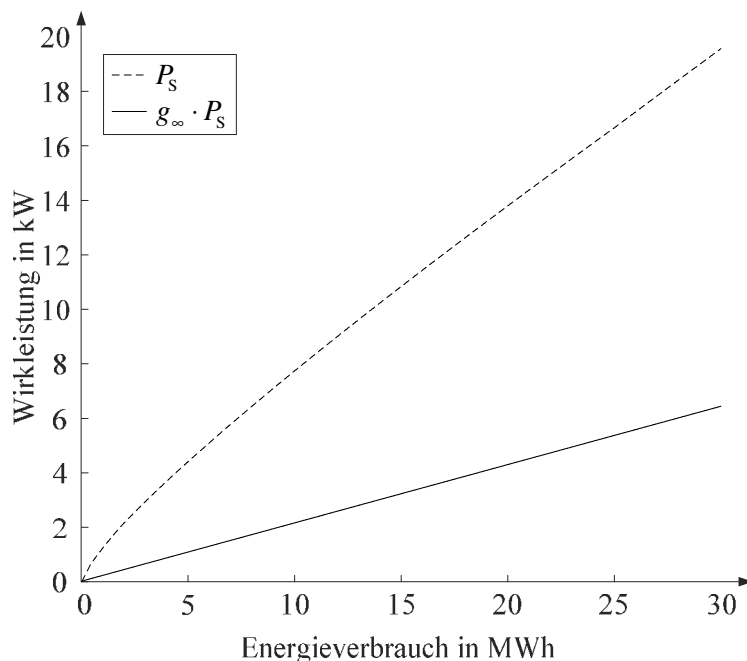
mit 
$$g_{\infty} = \lim_{n_{\text{WE}} \rightarrow \infty} \left( \frac{P_{\max}(n_{\text{WE}})}{n_{\text{WE}} \cdot P_{\text{S}}} \right) \text{ und } g_{\text{p}} = -0,75 \quad (3.3)$$

Der Term  $g_\infty$  ist abhängig vom Elektrifizierungsgrad (EG) der betrachteten Wohneinheiten (WE) und kann ebenso wie der Exponent  $g_p$  der Haushaltsanzahl zur Anpassung der Ausgleichsfunktion variiert werden [1.12]. Für Österreich ist zum Beispiel zu bemerken, dass der Freiheitsgrad der Spitzenleistung  $P_s$  auf 18 kW zuzüglich der installierten Raumheizungsleistung festgelegt wurde [3.22].

Im Rahmen einer studentischen Arbeit [6.6] wurde mithilfe von Messdaten geprüft, welche GZF für moderne Haushalte und die zukünftigen Großverbraucher angewendet werden müssen. Die Kernergebnisse werden in Abschnitt 3.3 und 3.4 zusammengefasst. Zu beachten ist, dass die GZF der einzelnen Komponenten nicht direkt überlagert werden können, sondern die zeitliche Abhängigkeit berücksichtigt werden muss.

### 3.2 Alternatives Verfahren zur Leistungsabschätzung

Neben der Methode der GZF bestehen weitere, ähnliche Verfahren zur Spitzenlastabschätzung, die bei den VNB auf Basis von Erfahrungs- und Messwerten erstellt wurden. Diese basieren oftmals auf den Annahmen von Volllaststunden, die für unterschiedliche Jahresbezugsenergiewerte entwickelt wurden. Das **Bild 3.2** zeigt die ermittelte Spitzenleistungs-Kennlinie der Kunden eines VNB. Mithilfe der  $P_s$ -Kennlinie kann die maximal zu erwartende Spitzenleistung und mit der  $g_\infty \cdot P_s$ -Kennlinie der zu berücksichtigende Bedarf unter Berücksichtigung aller Kunden in dem Netzgebiet abgeschätzt werden.



**Bild 3.2** Spitzenleistungskennlinie eines VNB in Abhängigkeit des Energieverbrauchs im Jahr

### 3.3 Elektrische Lasten

Die typischerweise in der NS-Ebene von Siedlungsstrukturen anzutreffenden elektrischen Lasten werden im Rahmen dieser Arbeit in drei unterschiedliche Energieanwendungen eingeteilt. Die erste Gruppe beinhaltet die vielen kleinen Haushaltsgeräte, deren Belastung nur stochastisch und für sich betrachtet mit relativ wenig Energieumsatz auftreten. Die zweite noch relativ junge Gruppe wird durch Elektrofahrzeuge gebildet, die mit ihrem hohen Leistungs- und Energiebedarf durchaus den bisherigen Energiebedarf einzelner Haushalte verdoppeln können. Die dritte Gruppe enthält die Komponenten der elektrischen Wärmeerzeugung, die in der Vergangenheit von elektrischen Speicherheizungen dominiert und in Zukunft maßgeblich von WP geprägt sein wird.

#### 3.3.1 Haushaltsbedarf

Der typische Lastgang diverser Haushaltsgeräte setzt sich im Wesentlichen aus zwei Komponenten zusammen. Die erste Gruppe bilden Geräte, die dauerhaft oder mit einer gewissen Periodizität einen Energiebedarf aufweisen. Dies sind zum Beispiel Telefon- und WLAN-Basisstationen oder Kühlschränke. Die zweite Gruppe sind stochastisch auftretende höhere Lasten, zum Beispiel Kochfelder oder Waschmaschinen. Das **Bild 3.1** zeigt den gemessenen Lastgang eines modernen Zweipersonenhaushaltes im Spätsommer an einem Werktag. Die hohen Spitzenbedarfswerte am Abend sind durch einen Kochvorgang begründet. Durch moderne LED-Beleuchtung fällt der Lichtenergiebedarf am Abend kaum mehr ins Gewicht.

Die Einschalt- und Benutzungszeiten der einzelnen Geräte hängen stark von den Gewohnheiten der Kunden ab. In verschiedenen Forschungsprojekten [4.9][4.12][4.54] wurde untersucht, inwiefern durch moderne Steuerungs- und Anreizsysteme eine Beeinflussung des Lastgangs der üblichen Haushaltsgeräte möglich ist. Es wurden allerdings lediglich 2 % der Energiemenge tatsächlich verschoben.

Durch eine konstante Steigerung der Energieeffizienz wird eine Reduzierung des Energiebedarfs im Haushaltsgerätebereich je Bewohner in den nächsten Jahren von derzeit 1500 kWh/a auf 700 kWh/a prognostiziert [4.9]. Der in **Bild 3.1** dargestellte Haushalt kann diesen Wert bereits heute realisieren. Deutschlandweit konnte zwischen den Jahren 2013 und 2015 bereits ein deutlicher Rückgang von 11 % des Energiebedarfs im Haushaltsbereich realisiert werden [5.8].

Bei der Reduktion des Energiebedarfs muss beachtet werden, dass die einzelnen, vor allem prozessthermisch bedingten Leistungsspitzen der Haushalte nahezu konstant bleiben. Allerdings werden die Grundlast und die hohe beleuchtungsintensive Last am Abend zurückgehen. Vor diesem Hintergrund ist fraglich, ob ein Demand-Side-Management im Haushaltsbereich [2.4] überhaupt noch erforderlich ist und ob der Energieaufwand für die Steuerungstechnik die möglichen Effizienzsteigerungen rechtfertigt [4.9].

Trotz dieser Veränderungen zeigt sich, dass das Lastverhalten der Haushalte, sofern von einer Vollelektrifizierung [1.12] ausgegangen wird, immer noch mit dem klassischen GZF mit  $g_{\infty} = 0,07$  beschrieben werden kann [6.6]. Die Spitzenlast für moderne Einfamilienhäuser in Deutschland wird in [6.6] auf 20,18 kW bestimmt und ist folglich mit der Vorgabe aus Österreich [3.22] und anderen Studien [4.14] vergleichbar.

### 3.3.2 Elektromobilität

Die Prognosen zur Entwicklung des Anteils zugelassener Elektrofahrzeuge (E-KFZ) an der gesamten Fahrzeugflotte in Deutschland schwanken stark [4.53][5.6][5.9]. Politisch wurde das Ziel formuliert, dass bis 2020 eine Million E-KFZ in Deutschland zugelassen werden sollen [3.7], allerdings waren zum 01.01.2016 tatsächlich erst 25.500 E-KFZ zugelassen [5.5].

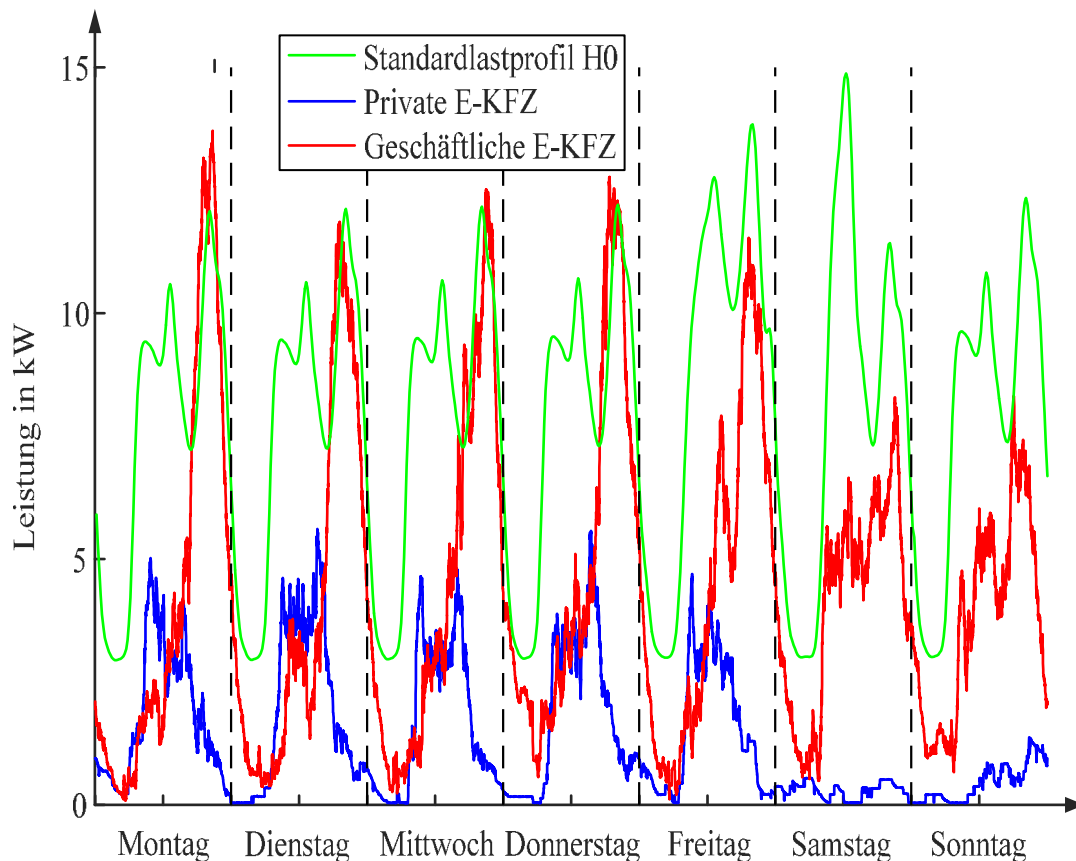
Die größten Hemmnisse zum Umstieg auf die Elektromobilität waren in der Vergangenheit neben den hohen Anschaffungskosten die Langstreckenmobilität aufgrund begrenzter Reichweite und fehlender Schnellladesysteme. Durch eine massive finanzielle Förderung und Verbesserung der Rahmenbedingungen (z. B. kostenfreies Parken und Laden) konnte zum Beispiel in Norwegen die Zulassungsquote von E-KFZ auf über 25 % gesteigert werden [4.53]. Das reine E-KFZ ohne den Akkumulator ist sowohl im Unterhalt als auch in der Produktion deutlich günstiger als ein konventionelles Fahrzeug [4.34]. Dafür sind die Kosten für die Batterie im Jahr 2015 mit 265 €/kWh noch deutlich über der Grenze von 130 €/kWh, ab der die Kosten beider Fahrzeugarten vergleichbar sind. Dieser Wert wird für das Jahr 2025 erwartet [4.38]. Die Batteriegrößen für E-KFZ liegen zwischen 6 kWh (Kleinfahrzeuge) und 100 kWh. Aufgrund der hohen Energiedichte sind Lithium-Ionen-Batterien die bevorzugte Speichertechnologie [4.11].

E-KFZ werden - sofern möglich - in den haushaltsnahen Garagen oder auf den Stellplätzen geladen und somit in die bestehenden NS-Netze integriert. Die Anschlussleistungen, die bei einer Ladung von E-KFZ in Garagen realisiert werden können, sind in [3.19] genormt und betragen zwischen 3,0 kW bei einphasigem Anschluss und bis zu 44 kW bei dreiphasigem Anschluss. Während eines Feldtests hat sich allerdings gezeigt, dass die E-KFZ auch nicht erlaubte Lademodi verwenden, wie zum Beispiel 7,2 kW Ladeleistung bei einphasigem Anschluss [9.1].

Problematisch an der aktuellen Netzintegration von E-KFZ ist zum einen, dass den VNB nicht gemeldet wird, wo E-KFZ regelmäßig geladen werden. Zum anderen korrelieren die Lastgänge der E-KFZ mit den üblichen Lastgängen der Ladestandorte [2.10], wie im Folgenden dargestellt wird. Das **Bild 3.3** zeigt den im Rahmen eines Forschungsprojektes ermittelten durchschnittlichen natürlichen Lastgang von 30 E-KFZ. Es zeigt sich deutlich, dass private E-KFZ gerade in den Abendstunden, in den Netzspitzen des Standardlastprofils, geladen werden, obwohl die E-KFZ in der Regel die ganze Nacht an das Netz angeschlossen sind. Das Laden von

geschäftlich genutzten Fahrzeugen eines Fahrzeugpools korreliert dahingegen stark mit dem Lastgang von Gewerbebetrieben.

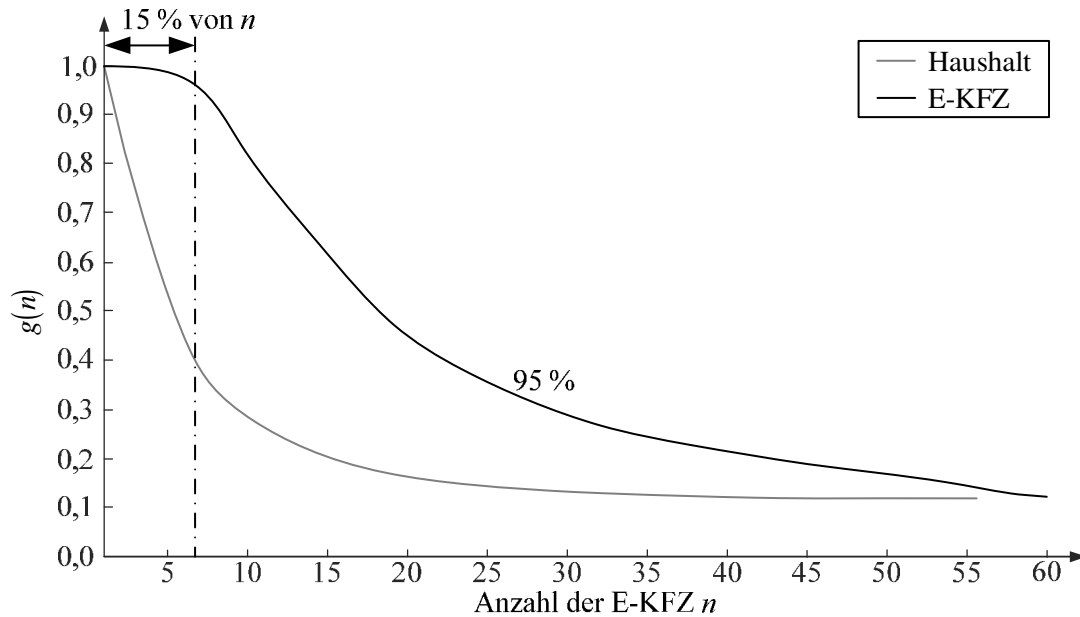
Durch die lange Verfügbarkeit der E-KFZ an den Ladestationen bietet sich ein hohes Lastverschiebungspotenzial wie bei der Raumwärmebereitstellung an, für das es aber aufgrund der aktuellen Marktgestaltung keine Anreize gibt und zum Teil technische Schwierigkeiten bei der Steuerung der E-KFZ bestehen [9.1].



**Bild 3.3** Durchschnittlicher Wochenlastgang des ungesteuerten Ladeverhaltens von 20 privaten und zehn geschäftlichen E-KFZ im Vergleich zum H0-Standardlastprofil

Nach den Auswertungen in [6.3] und [6.6] ergeben sich für E-KFZ im Gegensatz zu den normalen Haushaltsverläufen allerdings Besonderheiten bei den GZF. Aufgrund der langen Ladezeit und ähnlichen Ladegewohnheiten der Personen muss mit einer hohen Gleichzeitigkeit der Fahrzeuge gerade zur Hochlastzeit des H0-Standardlastprofils gerechnet werden (siehe **Bild 3.3**). Die Messwerte aus [6.6] (siehe **Bild 3.4**) zeigen eine Gleichzeitigkeit von 1 für 15 % der betrachteten E-KFZ-Anzahl. Danach fällt der Verlauf im Vergleich zur Haushaltslast flach ab und scheint gegen einen Endwert im Bereich von  $g_{\infty} = 0,1 \dots 0,2$  zu streben. Dieser Verlauf wird von [6.3] durch theoretische Betrachtungen bestätigt, allerdings wird hier die Grenze für  $g = 1$  auf  $n = 4$  Fahrzeuge konkretisiert.





**Bild 3.4** Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-KFZ auf Basis von [6.6]

### 3.3.3 Raumwärmebereitstellung

Die immer strenger werdenden Anforderungen hinsichtlich der Reduzierung des Primärenergiebedarfs von Neubauten oder bei der Renovierung von Gebäuden führen dazu, dass der Wärmebedarf kontinuierlich sinkt. In der Folge werden elektrische Heizungsanlagen wie Wärmepumpen oder Direktheizungen wie Wärmestrahler insbesondere bei kleineren Gebäudeeinheiten immer häufiger eingebaut. Zwar sind die Betriebskosten (Stromkosten) in der Regel höher als die Gas- und Ölpreise, doch die Investitions- und Instandhaltungskosten sind bei elektrischen Heizsystemen oftmals deutlich geringer. Ferner sinkt der anrechenbare Primärenergiefaktor von elektrischer Energie aufgrund des hohen EEG-Anteils immer weiter [3.1].

Eine elektrische Wärmepumpe ist eine Heizungsanlage, die thermische Energie aus ihrer Umgebung bei niedriger Temperatur aufnimmt - beispielsweise aus der Außenluft oder dem Grundwasser - und mithilfe eines Verdichters in ein System mit höherer Temperatur abgibt. Dieser Vorgang ist umkehrbar, sodass die Wärmepumpe ebenfalls als Klimaanlage oder Kühlgerät eingesetzt werden kann. Die Jahresarbeitszahl beschreibt das Verhältnis zwischen aufgenommener Verdichterenergie in Form von elektrischer Energie und der abgegebenen Nutzenergie über den Jahreszeitraum und ist umso höher, je geringer die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und -senke ist. Bei sehr guten Anlagen liegt die Jahresarbeitszahl bei etwa  $4,0 \text{ kW}_{\text{th}} / \text{kW}_{\text{el}}$ . Aus diesem Grund sind Wärmepumpen deutlich energieeffizienter als herkömmliche Direkt- oder Speicherheizungen, haben allerdings deutlich höhere Investitionen zur Folge. Die elektrischen Bemessungsleistungen typischerweise in Einfamilienhäuser installierter Wärmepumpen liegen im Bereich von 3 kW bis 6 kW bei einem Leistungsfaktor  $\cos \varphi_r = 0,80$  [8.4].

Es ist davon auszugehen, dass bei hoher Durchdringung eines Wohngebietes mit elektrischer Raumwärmebereitstellung die Anlagen bei geringer Außentemperatur im Bereich der Bemessungsleistung arbeiten. Daher ergibt sich ein sehr hoher GZF von  $g_{\infty} = 0,93$ , wobei beachtet werden muss, dass für  $n \leq 10$  von einem GZF von 1 ausgegangen werden muss [4.29].

Aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit elektrischer Raumheizungsgeräte bestehen seitens der technischen Anschlussbedingungen Regelungen, dass diese Anlagen durch eine Steuerung des Netzbetreibers bei hoher Netzauslastung abgeschaltet werden dürfen [3.11]. Dies könnte beispielsweise zur klassischen Hochlastphase des H0-Standardlastprofils zwischen 17 und 19 Uhr der Fall sein.

## 3.4 Erzeugungsanlagen

Wind-, Solar-, und Bioenergie sollen nach dem Willen der Bundesregierung zukünftig die bedeutendsten Primärenergiequellen der Bundesrepublik werden [3.3][5.6]. Weitere relevante Erzeugungsanlagen stellen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) dar, die durch eine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme einen hohen Wirkungsgrad erreichen. Größere PV-Parks, Wind- und Biogasanlagen werden aufgrund ihrer Leistung in der Regel an die MS-Ebene angeschlossen. Dahingegen werden PV-Anlagen und KWK-Anlagen aufgrund ihrer oftmals vergleichsweise kleinen Leistungen in der Regel an die NS-Ebene oder direkt an die nächste ONS angebunden [3.10][3.23]. Im Folgenden wird detaillierter auf diese beiden für die NS-Ebene relevanten Anlagentypen eingegangen.

### 3.4.1 Photovoltaik

Eine PV-Anlage wandelt mithilfe von Solarzellen einen Teil der Solarstrahlung in elektrische Energie um. Aufgrund der Vielzahl der Anlagen und der damit verbundenen Herausforderungen ist ein umfangreiches Regelwerk zur Netzintegration vorhanden. Für die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierung sind allerdings nur die Auswirkungen auf die stationäre Spannungshaltung in der NS-Ebene relevant [3.23].

Seit dem 01.01.2012 wird den VNB das Recht eingeräumt, für Anlagen mit höchstens 30 kW die Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren zu dürfen, wenn es zur Sicherstellung des Netzbetriebes notwendig ist. Möchte der Anlagenbetreiber den dafür erforderlichen Rundsteuerempfänger nicht installieren lassen, so muss er alternativ sicherstellen, dass die maximale Wirkleistungseinspeisung am NA-Punkt in allen Zeitpunkten auf 70 % der installierten Modulnennleistung begrenzt wird [3.23].

In Deutschland wurde am 01.08.2011 in der Hochphase des PV-Zubaus die  $\cos \varphi = f(P)$ -Regelung für Erzeugungsanlagen ab 20 % der Bemessungsleistung in [3.23] eingeführt, wahlweise kann der VNB aber auch einen festen  $\cos \varphi$  vorgeben. Dabei wird für Anlagen ab einer Bemessungsleistung von 3,68 kVA zwischen  $\cos \varphi = 0,95$  sowie ab 13,8 kVA zwischen

$\cos \varphi = 0,90$  unter- und übererregt gefordert. Der Blindleistungsbezug führt zu einer spürbaren Reduktion des Spannungsanstiegs in der NS-Ebene, führt aber zu einem hohen Blindleistungsbedarf [5.7]. In Zukunft wird vermutlich eine  $\cos \varphi = f(U)$ -Regelung, wie sie jetzt schon in der MS-Ebene existiert [3.10], in der NS-Ebene umgesetzt [5.11].

PV-Anlagen weisen aufgrund der vergleichbaren Sonnenverhältnisse in räumlich nahen Gebieten eine sehr hohe Gleichzeitigkeit der elektrischen Energieeinspeisung auf. Die mithilfe von Messergebnissen ermittelten GZF fallen linear von eins auf 0,92 bei 28 Haushalten [6.6]. Dies liegt zum einen an der unterschiedlichen Ausrichtung zum anderen auch an der temperaturabhängigen Wirkungsgradverringerung der PV-Anlagen [6.11]. Für eine größere Anzahl an Haushalten fällt der Wert auf bis zu  $g_{\infty} = 0,85$  ab [4.39]. Sofern die Bemessungsleistungsbegrenzung eingesetzt wird, muss davon ausgegangen werden, dass die Anlagen mit dieser Leistung bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von eins einspeisen.

Zur Berechnung der zulässigen Anschlussleistung ist in [3.23] ein vereinfachtes Verfahren dargestellt, dessen Grundlage die Begrenzung der zulässigen Spannungsänderung auf 3 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen ist. Ziel des Verfahrens ist es, den Netzplanern eine einfache Anwendungsrichtlinie zur Bestimmung der Anschlussfähigkeit von PV-Anlagen an die Hand zu geben, ohne eine spannungsebenenübergreifende Modellierung bis zur nächsten geregelten Netzeinspeisung durchzuführen. Dieser Punkt ist typischerweise der Stufenschalter des Transformators in der NE 4. In der ersten Auflage von [3.23] war der Spannungsanstieg dabei auf 2 % festgelegt, aufgrund des hohen PV-Zubaus und dem damit verbundenen hohen Netzverstärkungsaufwand aufgrund der Überschreitung des 2 %-Kennwertes wurde der Wert auf 3 % erhöht. Es zeigt sich allerdings, dass es mit zunehmender Netzdatenqualität deutlich kosteneffizienter ist, eine vollständige LF-Berechnung durchzuführen und auf die entscheidende Einhaltung des 10-%-Spannungsbandkriteriums zu achten. Aufgrund dieser Vielfalt können in der entwickelten Heuristik beliebige Richtlinien für konventionelle ONS hinterlegt werden. Bei dem Einsatz von rONT wird dahingegen das vollständig zur Verfügung stehende Spannungsband abzüglich der Regeltoleranz verwendet.

#### 3.4.2 KWK-Anlagen

KWK-Anlagen bestehen in der Regel aus einer thermischen Stromerzeugungsanlage und einem Wärmeübertrager, der die Abwärme einem Trägermedium übergibt, sodass die Energie als Prozess- und Raumwärme dienen kann [1.15]. Durch die Kombination der beiden Techniken wird ein hoher Wirkungsgrad erreicht [1.16]. Schwierig ist allerdings, dass am Erzeugungsort ausreichend elektrischer und thermischer Leistungsbedarf bestehen muss, um eine Wirtschaftlichkeit der Anlage zu gewährleisten [3.6].

Die Berücksichtigung dieser KWK-Anlagen in der späteren Netzoptimierung muss für jede Anlage individuell bestimmt werden. Im Zweifel ist allerdings davon auszugehen, dass alle Anlagen gleichzeitig mit ihrer Bemessungsleistung in das Netz einspeisen.

#### 3.5 Batteriespeicher

Für den Einsatz von Batteriespeichern in der Verteilnetzebene gibt es grundsätzlich zwei unterschiedliche Einsatzszenarien, wobei es sich in beiden Fällen im Wesentlichen um einen Tag/Nacht-Ausgleich handelt [5.4]:

- Einsatz von Speichern im privaten Umfeld zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von privaten Erzeugungsanlagen wie PV- oder KWK-Anlagen
- Einsatz von Zentralspeichern im Netz oder einer netzoptimierten Fahrweise der privaten Speicher zur Verringerung der vom Netz übertragenen Leistung [4.25]

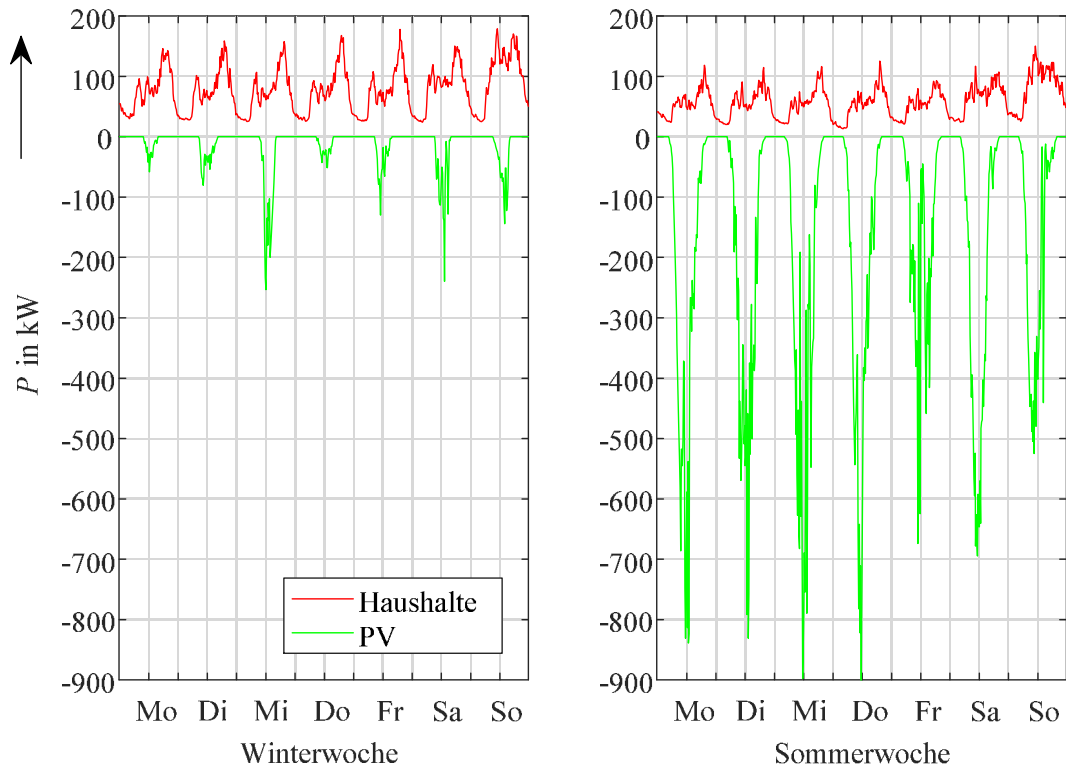
Für diese Aufgabe sind aus energetischer Sicht Systeme mit hohem Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad und geringen Durchspeicherkosten für 8-12 Stunden gefragt. Die Speicherkapazität darf nicht zu groß sein, damit 250-300 Vollzyklen pro Jahr möglich sind [5.4].

Speicher für den Ausgleich der wöchentlichen oder jahreszeitlichen Energiebedarfe sind aufgrund der notwendigen zu speichernden Energiemenge und der damit verbundenen Lokations- und Leistungsanforderungen eher im Übertragungsnetz zu finden sein. Daher werden sie im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

#### 3.6 Exemplarische Überlagerung der Zukunftsszenarien für einen Beispielort

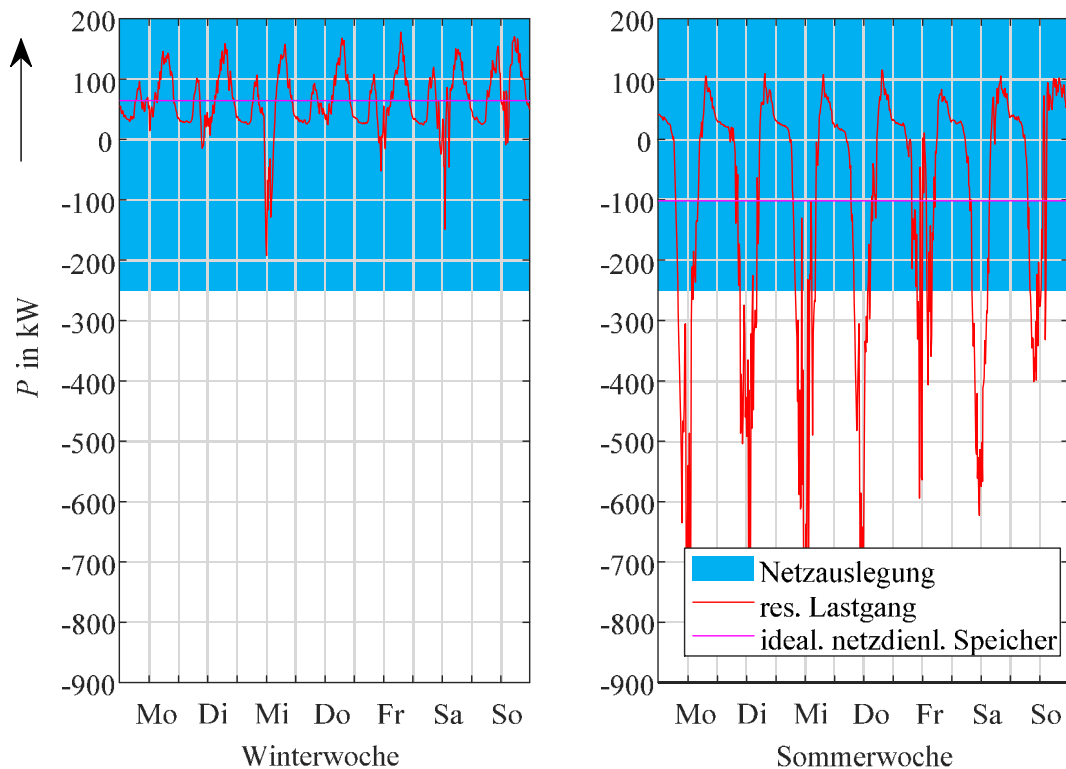
Die Auswirkungen des Speichereinsatzes in der Verteilnetzebene auf die Dimensionierung der ONS sollen exemplarisch und vereinfacht in **Bild 3.4** bis **Bild 3.8** dargestellt werden. Bei dem betrachteten Netzgebiet handelt es sich um den Versorgungsbereich einer ONS in Niedersachsen. Die ONS hat eine Bemessungsleistung von 250 kVA und versorgt 150 Haushalte.

Das **Bild 3.5** zeigt den simulierten Leistungsbedarf der 150 Haushalte für eine Sommer- und eine Winterwoche für die übliche Haushaltslast und den Ertrag der PV-Anlagen. Die beiden Wochen wurden aus dem Jahresverlauf ausgewählt, weil in der Winterwoche besonders niedrige Temperatur vorlagen (siehe **Bild 3.7**) und in der Sommerwoche sehr gutes Wetter für hohe PV-Erträge herrschte. Die durchschnittliche PV-Anlagengröße in dem Wohngebiet beträgt  $6 \text{ kW}_p$ , wobei die unterschiedlichen Dachausrichtungen und zur Verfügung stehenden Flächen bei der Berechnung berücksichtigt wurden.



**Bild 3.5** Darstellung des Haushaltslastgangs und der Photovoltaikanlagenleistung für 150 Haushalte in einem Dorf in Niedersachsen für eine Winter- und eine Sommerwoche.

Der überlagerte und somit resultierende Lastgang ist in **Bild 3.6** dargestellt.



**Bild 3.6** Resultierender Lastgang zu Bild 3.5 mit Lastgang eines idealen, netzdienlichen Speichers und Markierung der aktuellen Netzauslegung

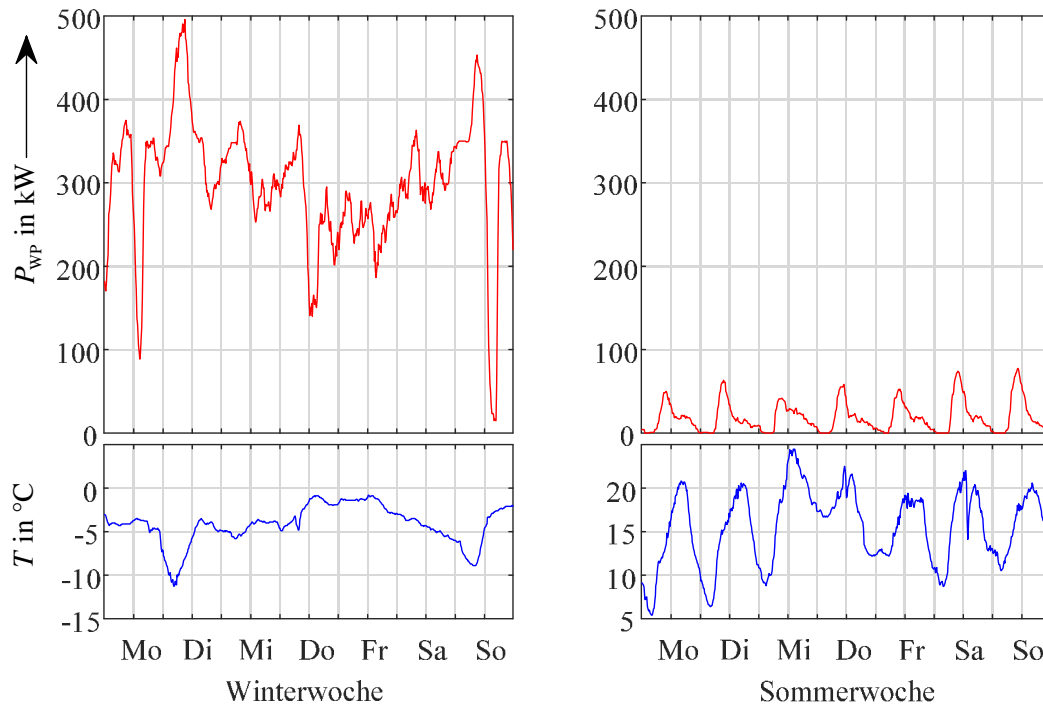
Es zeigt sich, dass die PV-Einspeisung aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit (siehe Abschnitt 3.4.1) deutlich den Leistungsbezug übertrifft und das Netz, ohne Begrenzung der PV-Anlagenleistung und den Einsatz von Batteriespeichern zum Tag/Nacht-Ausgleich, deutlich ausgebaut werden müsste. Genau dieser Fall ist in den Jahren 2007 bis 2013 aufgrund des PV-Booms und den noch nicht vorhandenen Batteriespeichern in vielen Verteilnetzen in Deutschland aufgetreten. Durch den zukünftigen Einsatz von idealen, in der NS-Ebene netzdienlichen Speichern kann die übertragene Leistung deutlich reduziert werden, sodass die aktuelle Netzauslegung beibehalten werden kann. Es bleibt allerdings zu beachten, dass die in der NS- oder MS-Ebene als netzdienliche Fahrweise betrachtete Fahrweise nicht automatisch das gesamtwirtschaftliche Optimum darstellt.

Im Folgenden werden die simulierten Lastgänge der vollständigen Durchdringung des Netzes mit Wärmepumpen (siehe **Bild 3.7**) und mit Elektrofahrzeugen (siehe **Bild 3.3**) dargestellt und im Anschluss in **Bild 3.8** zum Gesamtlastgang überlagert.

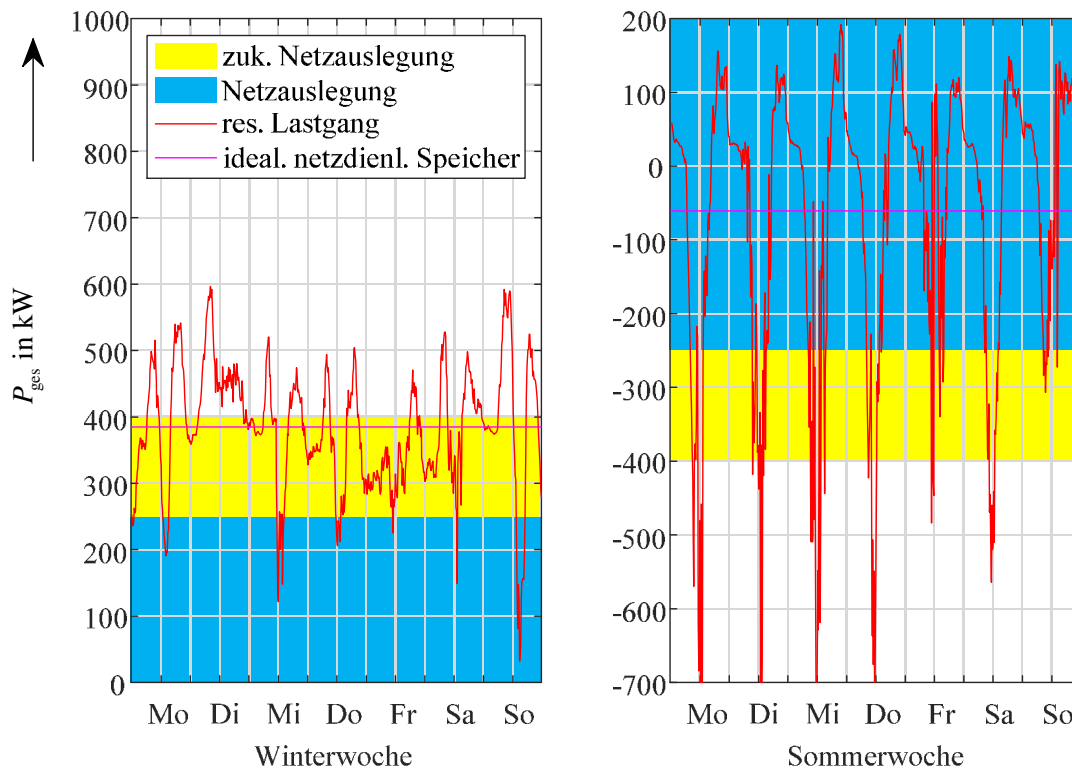
Im Winter zeigt sich aufgrund der kalten Winterwoche bei den Wärmepumpen oder der elektrischen Gebäudebeheizung ein im Vergleich zur Netzdimensionierung sehr hoher, durchgehender Leistungsbedarf. Eine weitere Kombination mit Wärmespeichern und eine Optimierung der Heizungssteuerung kann gewisse Leistungsspitzen reduzieren, allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass kalte Perioden auch für einen längeren und noch etwas kälteren Zeitraum anstehen können und für diesen Zeitraum muss ausreichend Leistung für die Haushalte bereitgestellt werden. Im Sommer hingegen muss nur die Erwärmung des Brauchwassers berücksichtigt werden, wobei in dem Beispiel der elektrischen Bereitstellung von einer Kombination aus PV-Anlage und Wärmepumpe ausgegangen wird. Alternativ wäre eine solarthermische Kopplung möglich.

Die Überlagerung der einzelnen Lastgänge der Haushalte, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und PV-Anlagen zum resultierenden Lastgang wird in **Bild 3.8** dargestellt.

Es zeigt sich, dass das Bezugsmaximum im ungesteuerten Fall von 170 kW auf fast 600 kW mehr als verdreifacht hat, wobei im Sommer immer noch mit Rückspeisespitzen von 700 kW zu rechnen ist. Durch den Einsatz von netzdienlichen Batteriespeichern ist es in diesem Fall möglich, die Bezugsleistung auf etwa 390 kW zu senken, sodass der Einsatz eines 400-kVA-Transformators denkbar wäre. Aufgrund der geringen Mehrkosten könnte aber auch ein 630-kVA-Transformator eingesetzt werden. Diese Leistung liegt allerdings immer noch bei der nahezu doppelten Spitzenleistung, die nach heutigem Szenario bei den Haushalten vorliegt (siehe **Bild 3.5**), daher wird es zu einer Netzverstärkung kommen müssen.



**Bild 3.7** Darstellung des ungesteuerten Lastgangs der elektrischen Wärmebereitstellung durch WP in 150 Haushalten für eine Winter- und eine Sommerwoche



**Bild 3.8** Überlagerung zum Gesamlastgang (Haushalt + Wärmepumpe + PV) sowie idealer Tag/Nacht-Ausgleich durch Batteriespeicher und Darstellung der Netzauslegung





## 4 Aufbau und Planung von Niederspannungsnetzen

Dieses Kapitel beschreibt die grundsätzlichen Aufbaumöglichkeiten und die Planung von NS-Netzen. Haushaltskunden und Verbraucher kleiner Leistung bis etwa 100 kW werden in der Regel durch das NS-Netz versorgt. Die Nennspannung im NS-Netz beträgt in Deutschland 400 V bei 50 Hz [3.14]. Die versorgten Gebiete unterscheiden sich grundsätzlich durch die Anzahl und die Flächendichte der NA sowie die zu versorgende und abzuführenden Spitzenleistungen. Mit steigender Anschlussdichte verdichtet sich in der Regel das Netz, sodass auch die Abstände zwischen den ONS kleiner werden [1.25]. Entscheidend für den Ausbauzustand der Ortsnetze ist oftmals auch die Historie, die für die Aus- und Umbauplanung immer berücksichtigt werden muss.

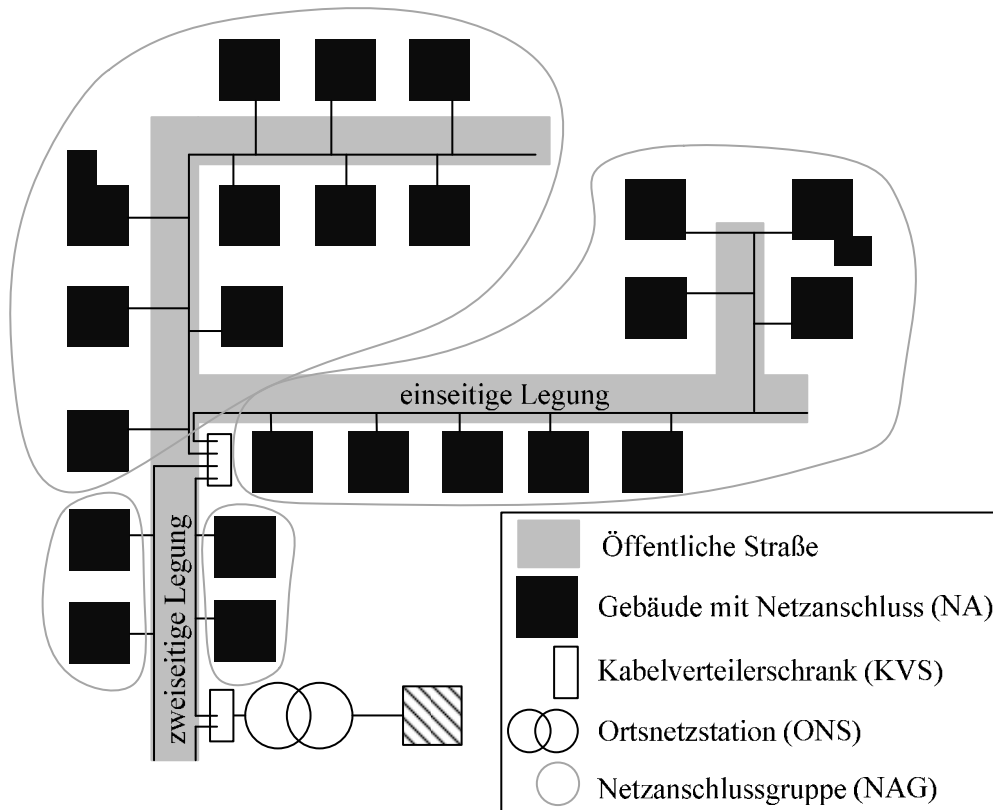
Aufgrund der Vielzahl der Netze, der vielen möglichen Betriebsmittelparmetrierungen und den vielen beteiligten Mitarbeitern führen Netzbetreiber in der Regel Grundsatzuntersuchungen durch, in denen Standardbetriebsmittel festgelegt werden. Dies ermöglicht Vorteile beim Einkauf größerer Mengen, bei der Ersatzteilhaltung und dient der Übersichtlichkeit bei einer Vielzahl von Netzen [1.12]. So werden zum Beispiel bei vielen VNB Standardkabel vom Typ NAYY oder bei älteren Kabeln auch noch NAYCWY mit Querschnitten von 120 mm<sup>2</sup> oder 150 mm<sup>2</sup> eingesetzt (siehe **Bild 4.10**), auch wenn die technischen Randbedingungen kleinere Leitungsquerschnitte ermöglichen würden. Ferner fallen die Tiefbauaufwendungen gegenüber dem reinen Kabelpreis deutlich stärker ins Gewicht. In Deutschland sind Freileitungen in NS-Netzen nur noch in vereinzelt Fällen zu finden, da diese gegenüber Kabeln deutlich höhere Instandhaltungskosten und geringere Übertragungskapazitäten aufweisen sowie aus landschaftlichen Aspekten nicht mehr erwünscht sind.

Das **Bild 4.1** zeigt den typischen Aufbau eines NS-Ortsnetzes. Die möglichen Leitungstrassen folgen in der Regel direkt, wie bei einem Kabelnetz, oder indirekt, wie bei einem Freileitungsnetz von Mast zu Mast, dem Straßenverlauf. Die DIN 1998 gibt ebenfalls die Benutzung von öffentlichen Straßen vor [3.12]. Die einseitige oder zweiseitige Legung der Kabel hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie der Breite der Straße, Anzahl der NA, der Entfernung von der ONS und nicht zuletzt von den Planungsvorgaben der VNB.

Die einzelnen NA werden in der Regel durch eine Muffe an die in der Straße verlaufende Strangleitung angeschlossen. Die auf einer Leitung somit zusammengefassten NA werden in dieser Arbeit als Netzanschlussgruppe (NAG) bezeichnet. Folglich ist die Zuordnung von NA zu einer ONS nur im Rahmen einer NAG möglich. Größere NA werden allerdings teilweise mit eigenen Leitungen an die ONS angebunden.

Um bestimmte Netzteile beispielsweise für Wartungsarbeiten vom Netz trennen oder um das Netz in Teilnetze zerlegen zu können, sind an wichtigen Kreuzungspunkten oftmals KVS aufgestellt, in denen Trennstellen variabel eingestellt werden können. Durch die Anordnung

der Trennstellen lassen sich die im Abschnitt 4.1 grundsätzlich beschriebenen Netztopologien bilden.



**Bild 4.1** Prinzipskizze eines NS-Netzes

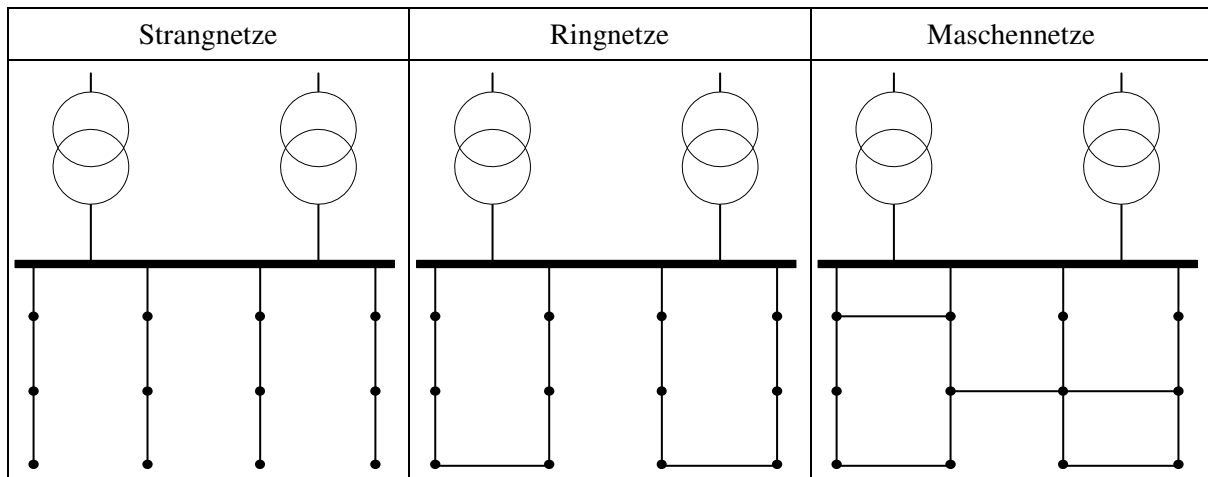
Des Weiteren ist in der NS-Ebene bisher kaum Mess- und Regelungstechnik vorhanden, die meisten Netze werden „blind“ geführt [5.2]. Daraus resultiert, dass während der Netzplanung im Normalfall entweder eine Abschätzung der Maximallast mithilfe der GZF vorgenommen oder auf Lastgänge nach Standardlastprofilen zurückgegriffen wird. Das Netz wird dann für diese Last plus eine unterschiedlich große Reserve ausgelegt, sodass das in der DIN EN 50160 [3.13] vorgeschriebene Spannungsband im Normalbetrieb eingehalten wird.

### 4.1 Netztopologien

Die **Tabelle 4.1** zeigt den grundsätzlichen Aufbau der drei wesentlichen in den NS-Netzen eingesetzten Netzstrukturen. Auf die Ausprägungen und Eigenschaften der einzelnen Strukturen wird im folgenden Abschnitt genauer eingegangen. Der Vermaschungsgrad in Gl. (4.1) beschreibt das Verhältnis zwischen der Anzahl der Leitungen  $l$  und der Anzahl der unabhängigen Knotenpunkte  $k$ .

$$v = \frac{l}{k} \quad (4.1)$$

In tatsächlich auftretenden Maschennetzen liegen die Vermaschungsgrade in der Regel im Bereich zwischen eins und zwei [1.18].

**Tabelle 4.1** Aufbauprinzipien für elektrische Netze

#### 4.1.1 Strangnetze

Bei einem reinen Strangnetz gehen die einzelnen Leitungen strahlenförmig von der ONS aus und können sich dann weiter verzweigen. Reine Strangnetze bilden vom geografischen Aufbau keine Maschen und sind vor allem im ländlichen Raum zu finden. Dem Aufbau liegen eine einfache Planung, ein geringer Investitionsaufwand und eine einfache Betriebsführung zugrunde. Sehr große Lastschwerpunkte werden in dieser Netzform oftmals direkt an die ONS angebunden, wobei dann von einem Anschlussnetz gesprochen wird.

Bei Eintritt eines Fehlers wird in der Regel durch den thermischen Netzschutz der ganze Strang bis zur Fehlerbehebung ausgeschaltet. Durch eine Selektivität des Netzschutzes kann erreicht werden, dass nur der fehlerbehaftete und die dahinterliegenden Netzbereiche abgeschaltet werden. Durch den einfachen Netzaufbau sind im Fehlerfall eine einfache Lokalisierung des fehlerbehafteten Abschnittes und eine Wiederversorgung nicht fehlerbehafteter Bereiche möglich.

Bis zur manuellen Fehlerbehebung bleibt allerdings im Störfall die Versorgung der Kunden unterbrochen. Die höchsten finanziellen Anlagewerte für Betriebsmittel in der elektrischen Energieversorgung liegen in der NS-Ebene [5.1]. Da aber die Ausfallarbeit und -leistung sowie damit die Ausfallkosten von Störungen im NS-Netz gering sind, ist es gemäß der Zollenkopfkurve oftmals vertretbar, die NS-Ebene nicht (n-1)-sicher auszuführen [4.21][6.9].

#### 4.1.2 Ringnetze

Ein Ringnetz entsteht durch die Verbindung zweier Netzstränge. Dieser kann offen oder geschlossen betrieben werden. Der größte Vorteil dieser Netzform ist, dass bei Ausfall einer Leitung durch eine Verlagerung der Trennstelle eine schnelle Wiederversorgung der Kunden möglich ist. Wird der Ring ständig geschlossen gefahren, so ist ein deutlich aufwendigeres Netzschutzkonzept notwendig, allerdings verringern sich die Netzverluste. Die übrigen Merkmale entsprechen denen von Strangnetzen.

### 4.1.3 Maschennetze

Zur Erzielung minimaler Netzverluste und der besten Versorgungsqualität muss das NS-Netz vollkommen geschlossen betrieben werden. Ein großer Vorteil ist, dass bei Ausfall einer ONS eine automatische Lastübernahme durch eine andere Station erfolgt.

Schwierig ist dabei, dass keine direkten Möglichkeiten zur Steuerung der Leitungs- und ONS-Belastungen verfügbar sind. Dieses Szenario kann gerade bei der Vermaschung von zwei Ortsnetzen in Starklastsituationen auftreten, wenn unterschiedliche Lastdichten zu inhomogenen Spannungsabfällen führen. Ein weiterer Nachteil ist, dass bei Fehlern im MS-Netz, gerade wenn ONS unterschiedlicher MS-Stränge NS-seitig miteinander vermascht werden, unzulässige Fehlerströme in unkontrollierbarer Weise durch das NS-Netz fließen können. Zur Abhilfe müssen alle ONS mit Rückleistungsschutz und Maschennetzschaltern ausgerüstet werden, was in Zeiten dezentraler Einspeisungen ohne umfangreiche Kommunikationseinrichtungen aufwendig ist [1.11].

Ferner bleibt das Risiko, dass Schutzauslösungen verborgen bleiben können, da der Netzabschnitt von weiteren Seiten weiterversorgt werden kann und sich in der Folge Überlastungen im Netz einstellen können.

### 4.1.4 Vermaschte Netze

Diese Betriebsweise wird zur deutlicheren Unterscheidung gegenüber den Maschennetzen auch als "vermaschte Inselnetze" bezeichnet. Sie werden bei mittleren und hohen Lastdichten angewendet. Grundgedanke ist das Bestreben, möglichst viele Vorteile des vermaschten Netzbetriebes (gute Spannungskonstanz, hohe Versorgungszuverlässigkeit) zu gewinnen, ohne die dort erforderlichen erheblichen Aufwendungen für den Netzschutz tätigen zu müssen.

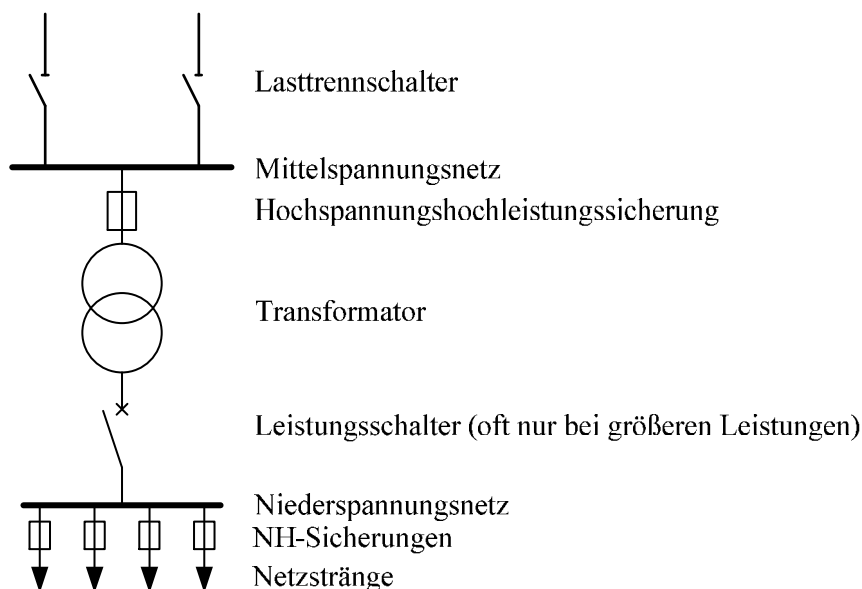
Deshalb können nur solche ONS eine Netzinsel speisen, die aus demselben MS-Strang versorgt werden. Der Betrieb eines solchen Netzes erfordert einen zusätzlichen Aufwand, da die Inselgrenzen bei Verlegung der MS-Trennstelle in den Bereich einer Insel ebenfalls verändert werden müssen. Der Ausfall eines Transformators bleibt ohne Auswirkung auf die Abnehmer, da die übrigen in diese Insel einspeisenden Transformatoren die Last übernehmen. Aus diesem Grund ist meist auch die Freischaltung eines Transformators (z. B. bei der Wartung) vorübergehend möglich. Der Sonderfall oder heute oftmals reguläre Betriebsfall eines reinen Inselnetzes entsteht, wenn jede Insel nur aus einer ONS gespeist wird. Zur Freischaltung einer ONS müssen dann immer Inselgrenzen verlegt werden. Auch hier kann durch Anpassung der Inselgrenzen in gewissem Umfang eine gute Transformatorauslastung erreicht werden.

Aus denselben Gründen, die in Abschnitt 4.1.1 erläutert wurden, ist es jedoch nicht notwendig, die Maschen unter allen Umständen stets zu schließen. Am Rande des Netzes sollte aus

wirtschaftlichen Gründen darauf verzichtet werden, zumal die Aufwendungen erheblich sein können, der Nutzen für die Versorgungszuverlässigkeit aber sehr gering ist.

## 4.2 Ortsnetzstationen

Die ONS sind die Kopplungstellen des NS- mit dem MS-Netz. Üblicherweise werden die ONS über zwei teilweise ferngesteuerte Lasttrennschalter in einen Ring bzw. Strang eingebunden [1.10]. Hochspannungs-Hochleistungssicherungen (HH-Sicherungen) zum Schutz vor Kurzschlüssen schützen Transformatoren bis zu einer Bemessungsleistung von 1000 kVA. Für größere Leistungen sind Leistungsschalter erforderlich [2.14]. Zur Fehlerortung wird auf einem der MS-Abgänge oftmals ein KS-Anzeiger installiert, der die Fehlerortung im MS-Netz erleichtert. Die KS-Anzeiger werden zur schnelleren Fehlerklärung immer öfter auf die Leitwarten aufgeschaltet. Auf der NS-Seite befindet sich in der Regel eine große NS-Hauptverteilung, in der jeder Abgang mit einer Niederspannungs-Hochleistungssicherung (NH-Sicherung) geschützt ist [1.9]. Die typischen Bemessungsleistungen der Transformatoren können **Bild 4.8** entnommen werden, als Schaltgruppen werden Dyn5, sowie bei kleineren Bemessungsleistungen auch z-Schaltungen auf der NS-Seite angewendet [1.4]. Während in Deutschland überwiegend Beton-Kompaktstationen gebaut werden, sind in anderen Ländern auch Maststationen zu finden. Der schematische Aufbau einer ONS ist in **Bild 4.2** dargestellt. Die Anforderungen an fabrikfertige ONS sind durch [3.17] spezifiziert.



**Bild 4.2** Prinzipschaltbild einer ONS

## 4.3 Planungskriterien

Bei der Planung von NS-Netzen sind vielfältige technische Anforderungen zu berücksichtigen. Hierzu zählen die thermischen Belastungsgrenzen, die Grenzen für die zulässigen Betriebsspannungen, maximale und zur Auslösung des Netzschutzes minimale KS-Ströme sowie eine

mindestens erforderliche Versorgungsqualität. Jeder Netzentwurf wird daher auf die technischen Rahmenbedingungen geprüft und solange modifiziert, bis alle Kriterien eingehalten werden. Die folgenden Abschnitte erläutern die technischen Randbedingungen, wie sie im Rahmen der Arbeit berücksichtigt werden.

### 4.3.1 Betriebsmittelbelastungen

Zum Schutz der Betriebsmittel vor einer thermischen Zerstörung oder einer deutlichen Verkürzung der Nutzungszeit werden für die jeweiligen Einbausituationen maximale Belastungsgrenzen in Abhängigkeit der Einbausituation angegeben [1.10]. Bei Kabeln und Freileitungen werden diese in Form des thermisch zulässigen Stromes  $I_r$ , bei Transformatoren in Form der Bemessungsleistung  $S_r$ , angegeben [1.18]. Weitere Faktoren zur Reduktion der maximal zulässigen Ströme sind beispielsweise Umweltschutzgründe, wie die Erwärmung des umgebenden Erdreichs bei Energiekabeln [1.18].

Im Rahmen von Wartungsarbeiten, bei Betriebsstörungen oder auch bei dem Anschluss von Photovoltaikanlagen sind kurzzeitige Überlastungen der Betriebsmittel zulässig [1.10][2.3][2.5][2.10], wobei die Höhe und Dauer der zulässigen Überlastungen von den Eigenschaften der Betriebsmittel sowie von den Umgebungsbedingungen abhängt [1.1][3.20][4.2]. Der Überlastungsfaktor  $\ddot{U}_F$  berücksichtigt dabei die maximal zugelassenen Überlastungen der Betriebsmittel. Im Normalbetrieb ist der Faktor  $\ddot{U}_F = 1$ .

$$|\underline{I}| \leq \ddot{U}_F \cdot I_r \quad (4.2)$$

$$|\underline{S}| \leq \ddot{U}_F \cdot S_r \quad (4.3)$$

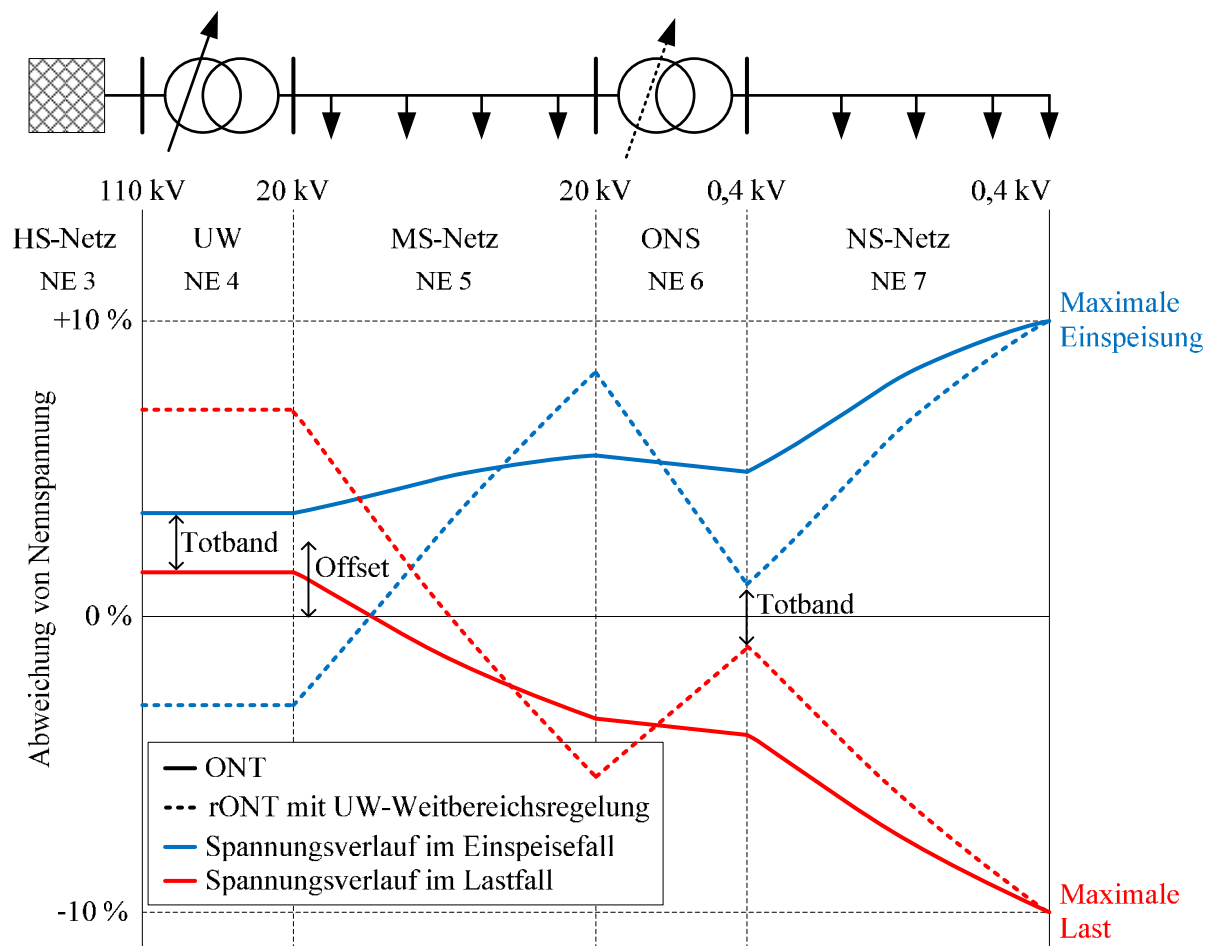
### 4.3.2 Spannungshaltung

Gerade bei geringer NA-Dichte wie im ländlichen Raum sind neben den Anforderungen an die Betriebsmittelbelastungen in der Regel die Anforderungen an die Betriebsspannungen auslegungsrelevant. Bei den Anforderungen an die Betriebsspannungen wird zwischen langsamen Spannungsänderungen und den Anforderungen der dynamischen Spannungsqualität unterschieden. Unter diese Kategorie fallen unter anderem Begrenzungen für Kurzunterbrechungen, Oberschwingungen, schnelle Spannungsänderungen und Spannungsunsymmetrien, das Flicker-Kriterium sowie Kommutierungseinbrüche [2.2][3.10][3.11].

Maßgebend für die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen ist die DIN EN 50160 [3.13]. In dieser Norm ist definiert, dass unter normalen Betriebsbedingungen 95 % aller 10-Minuten-Spannungsmittelwerte jedes Wochenintervalls zwischen  $\pm 10$  % der Nennspannung liegen müssen und alle Spannungswerte im Bereich von + 10 % bis – 15 %. Weitere Ausnahmen bestehen zum Beispiel für entlegene NA mit sehr langen Leitungen.

Eine Besonderheit der MS- und NS-Netze ist, dass die Kopplung zwischen diesen Spannungsebenen oftmals über ONT mit einem festen Übersetzungsverhältnis erfolgt. Dadurch muss das verfügbare reguläre Spannungsband von  $\pm 10\%$  auf beide Spannungsebenen aufgeteilt werden. Durch die Entwicklung und den Einsatz von rONT kann diese Kopplung in Zukunft aufgehoben werden [4.1]. Durch die diskreten Stufen des rONT kann allerdings eine vollständige Regelung auf die Nennspannung nicht erreicht werden, sodass ein Totband in Abhängigkeit der Stufenbreite berücksichtigt werden muss [2.12].

Die Aufteilung des Spannungsbandes für die MS- und NS-Ebene wird von jedem VNB individuell festgelegt. Eine klassische Aufteilung ist in **Bild 4.3** dargestellt. Durch die Stufensteller der Transformatoren zwischen HS- und MS-Netzebene schwankt die MS am Umspannwerk (UW) in der Regel nur um etwa 1 % bis 2 %, oftmals wird die Spannung um einen vom LF abhängigen Offset verschoben [2.12][4.27][4.45].



**Bild 4.3** Klassische Aufteilung des Spannungsbandes

Für die ONS werden ebenfalls 1 % bis 2 % vom Spannungsband abgezogen, sodass für die MS- und NS-Ebene jeweils etwa 4 % des Spannungsbandes vorgesehen sind. Die Berücksichtigung der Spannungsqualität erfolgt im Rahmen einer mindestens erforderlichen KS-Leistung an den

Netzknoten, denn je höher die KS-Leistung des Netzes ist, desto geringer sind die Netzzrückwirkungen der an diesem Knoten an das Netz angeschlossenen Lasten und Erzeugungsanlagen [2.2]. Ferner existieren Vorgaben für die einzelnen Anlagenkategorien [3.10][3.11].

### 4.3.3 Versorgungszuverlässigkeit

Die Unterbrechungen in der Energieversorgung führen zu hohen Kosten bei den Netzkunden. Ein Mindestniveau der Versorgungszuverlässigkeit ist daher durch die VNB zu gewährleisten. Versorgungsausfälle bei den Netzkunden werden im Rahmen der Anreizregulierung über das Qualitätselement berücksichtigt, sodass Malusgebühren für den VNB entstehen, wenn es zu Versorgungsausfällen kommt [3.2].

Aufgrund der Vielzahl der angeschlossenen Kunden und den damit verbundenen hohen Ausfallkosten werden in der Regel alle Spannungsebenen bis zur MS-Ebene (n-1)-sicher ausgelegt. In der MS-Ebene wird dabei häufig gemäß dem Zollenkopfkriterium [4.57] das (n-1)-Prinzip nach Umschaltung angewendet, wobei divergierende Ansichten darüber bestehen, ob dieses ferngesteuert oder manuell erfolgen sollte [2.7][4.6]. Die divergierenden Ansichten finden sich in unterschiedlichen zulässigen Ausfallarbeiten in dem Zollenkopfkriterium wieder.

Im Rahmen einer Bachelorarbeit wurde untersucht, ab welchen Kriterien eines Netzgebietes mit Haushalts- und kleinen Gewerbekunden eine (n-1)-sichere Bereitstellung auf NS-Seite erforderlich ist [6.9]. Es hat sich gezeigt, dass durch die sehr geringe Ausfallwahrscheinlichkeit von ONS und den vielfältigen Möglichkeiten zur Ersatzbereitstellung eine von vornherein geplante (n-1)-Sicherheit für ONS nicht wirtschaftlich ist. Allerdings ist in dicht besiedelten Strukturen aufgrund des hohen Vermaschungsgrades, der Planung anhand von Maximalfällen (siehe Kapitel 3) und den kurzzeitigen Überlastungsfaktoren häufig eine (n-1)-Sicherheit durch Umschaltung auf andere ONS möglich. Für vereinzelt stehende ONS mit Haushalts- und kleinen Gewerbekunden ist der Einsatz von Notstromaggregaten im Fehlerfall die effizienteste Variante [6.9].

### 4.3.4 Netzschutz im Niederspannungsnetz

Der Netzschutz beinhaltet alle Maßnahmen, um die Gefährdung von Menschen, Tieren, Anlagen und Betriebsmitteln durch Fehler und Überlastungen zu reduzieren. Der Netzschutz hat dabei die Aufgabe, Fehler zu erfassen und gestörte Netzteile möglichst selektiv aus dem Netz herauszutrennen. Er soll dabei durch kurze Abschaltzeiten die Fehlerenergie begrenzen und die Auswirkung von Störlichtbögen kleinhalten.

Im Folgenden werden die wichtigsten Kriterien des Netzschutzes für die NS-Ebene kurz dargestellt. Hohe Leistungsdichte, große Einzelleistungen und relativ kurze Entfernungen in Industrie- und Gebäudenetzen bedingen eine enge Verknüpfung von MS- und NS-Netzen.



Die maximal und minimal zu erwartenden KS-Ströme werden mithilfe des Verfahrens der Ersatzspannungsquelle an der KS-Stelle bestimmt (siehe Abschnitt 2.5).

#### 4.3.4.1 Überstromzeitschutz

Überlastströme verursachen eine schädliche Erwärmung in den Betriebsmitteln. Bei jeder Verringerung der Strombelastbarkeit muss ein Schutz vor Überlast installiert werden, z. B. bei der Verkleinerung des Leiterquerschnitts oder einer Änderung der Einbausituation. In der NS-Ebene werden in der Regel abhängige Überstromzeitschutze Relais oder Sicherungen eingesetzt, das heißt, dass die Auslösezeit abhängig von der Höhe des Kurzschlussstromes ist.

Um eine wirksame Abschaltung sicherzustellen, darf der Betriebsstrom  $I_b$  den thermisch maximal zulässigen Strom  $I_r$  nicht überschreiten. Zusätzlich muss der Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung geringer als die zulässige Strombelastbarkeit  $I_z$  definiert werden, damit eine Auslösung vor Beschädigung der Betriebsmittel einsetzt. Für die Auswahl des Schutzes bei Überlast sind folgende Bedingungen durch [3.18] gegeben, wobei mit  $I_2$  der große Prüfstrom, das heißt der festgelegte Auslösestrom der Schutzeinrichtung, bezeichnet ist. Die zulässige Strombelastbarkeit von Kabeln ist in [3.20] festgelegt.

$$I_b \leq I_r \leq I_z \quad (4.4)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (4.5)$$

#### 4.3.4.2 Schutz bei Kurzschluss

Um die Isolierung und vor allen die Anschluss- und Verbindungsstellen der Leitungen vor schädlicher Erwärmung und mechanischen Einwirkungen aufgrund von Kurzschlüssen zu schützen, müssen bestimmte Ausschaltzeiten durch Schutzmechanismen erreicht werden. In [3.20] sind Regeln für die Wahl des Leiternennquerschnittes im ungestörten Betrieb und beim KS bezüglich der Belastbarkeit gegeben. Im ungestörten Betrieb dürfen Temperaturen von 65 °C bis 90 °C je nach Kabeltyp und Werkstoff nicht überschritten werden. Im KS-Fall sind Erwärmungen von 160 °C bis 250 °C kurzfristig zulässig. Die Umgebungstemperatur, die Wärmeleitfähigkeit der Umgebung und die Anordnung weiterer Kabelsysteme können die absolute Erwärmung des Kabels zusätzlich beeinflussen [3.20].

Während für die Endstromkreise ( $\leq 32$  A) der Netzkunden zum Schutz gegen den elektrischen Schlag Fehlerabschaltzeiten im Bereich deutlich unter einer Sekunde gefordert sind [3.18], gelten für die eigentlichen NS-Netze deutlich höhere Grenzwerte, sodass Leitungsfehler in TN-Systemen maximal 5 Sekunden anstehen dürfen [3.18]. Durch die relativ langen KS-Zeiten und die hohen Ströme muss beachtet werden, dass sich die Leitertemperatur erhöht. Die Zeit bis zur Abschaltung eines durch einen KS hervorgerufenen Stromes darf nicht länger sein als die Zeit, in der dieser Strom die Leiter auf die zulässige Grenztemperatur erwärmt. Bei Kurzschlüssen bis zu einer Zeit von 5 Sekunden kann die Zeit  $t$ , in der ein KS-Strom die Leiter von der

höchstzulässigen Temperatur im Normalbetrieb bis zur Grenztemperatur erwärmt, durch die nachstehende Formel näherungsweise errechnet werden [3.18]

$$t \leq \left( \frac{k \cdot A}{I} \right)^2, \text{ für } t \leq 5 \text{ s} \quad (4.6)$$

$t$  Kurzschlussdauer in s

$A$  Leiterquerschnitt in mm<sup>2</sup>

$I$  Effektivwert des wirksamen Kurzschlussstroms in A

$k$  Materialbeiwerte in A  $\frac{\sqrt{s}}{\text{mm}^2}$  siehe [3.18]

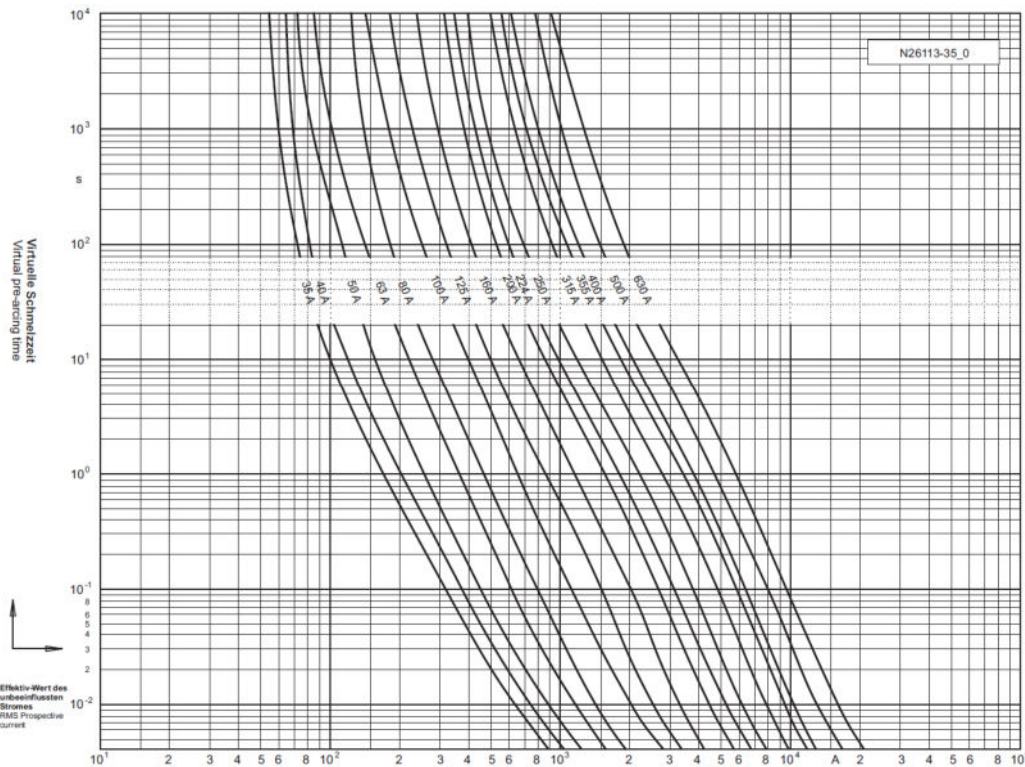
### 4.3.4.3 Selektivität

Im Fehlerfall in einem Netzabschnitt sollte es nicht zum Totalausfall kommen. Vielmehr ist es die Aufgabe des nächstliegenden Schutzgeräts, den Fehler zu erkennen und nur den fehlerbehafteten Abschnitt abzuschalten. Selektive Fehlerabschaltung bedeutet daher, dass bei hintereinanderliegenden Schutzeinrichtungen eine gestaffelte Abschaltung gegeben sein muss. Die Fehler und die Fehlerauswirkungen werden räumlich und zeitlich minimiert, um eine Schädigung von Betriebsmitteln so gering wie möglich zu halten [1.24].

### 4.3.4.4 Schutzeinrichtungen

Im MS- und NS-Netz werden zum Schutz vor Überlastung und Kurzschlüssen die kosteneffizienten und robusten Schmelzsicherungen eingesetzt. Sobald der Durchlassstrom erreicht wird, schmilzt der Schmelzleiter, der entstehende Lichtbogen erlischt und der Stromkreis wird unterbrochen. Durch den Einsatz von Löschsand können sehr große Ausschaltleistungen erreicht werden. Der Nachteil von Schmelzsicherungen ist die einmalige Anwendung. Wenn der Schutz ausgelöst wurde, muss eine neue Sicherung eingesetzt werden. Die Schutzkennlinie ist durch die Auswahl der Betriebsklasse der NH-Sicherung - z. B. Ganzbereichssicherung (gG) als Überlast- und KS-Schutz und des Bemessungsstroms - gegeben [3.15].

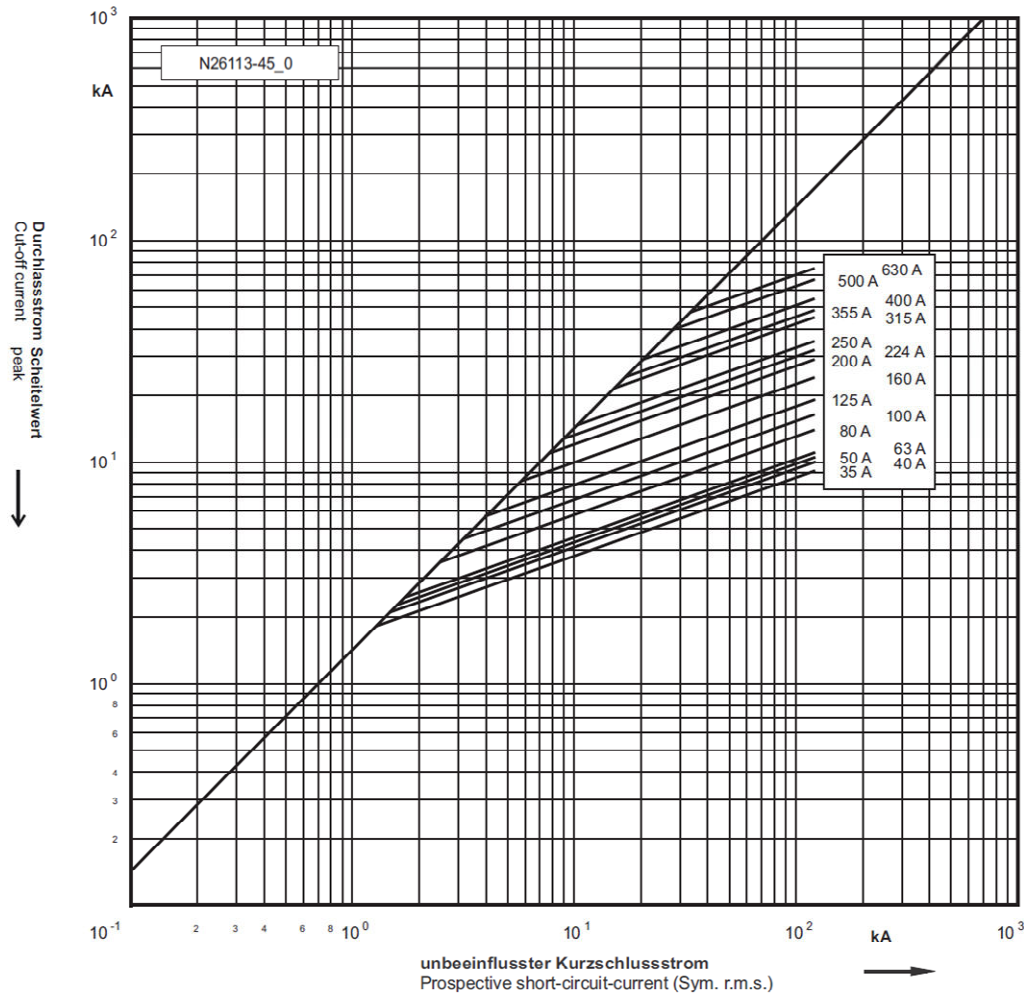
Gemäß [3.15] werden NS-Sicherungen nach Bauart, Funktionsmerkmalen und der Zuordnung zu einem Schutzobjekt geordnet. Es werden Schraub Sicherungen und Sicherungen mit Messkontaktstücken, den sogenannten Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (NH-Sicherungen), voneinander unterschieden. NH-Sicherungen sind für Strangnetze und Maschennetze geeignet, wobei in Strangnetzen die Selektivität durch Staffelung des Bemessungsstroms der NH-Sicherungen erreicht wird. Bei Maschennetzen werden hingegen Sicherungen mit einem einheitlichen Bemessungsstrom verwendet [1.9]. In **Bild 4.4** sind die mittleren Zeit-Strom-Kennlinien von gG-NH-Sicherungen dargestellt.



**Bild 4.4** Zeit/Strom-Kennlinien für NH 1/NH 2/NH 3-gG-Sicherungen [8.3]

Durch die Steilheit der Zeit/Strom-Kennlinien der NH-Sicherungen (siehe **Bild 4.4**), unterscheiden sich die Auslösezeiten von Sicherungen mit verschiedenen Bemessungsströmen auch bei kleinen Strömen hinreichend, um eine Selektivität zu gewährleisten.

Strombegrenzungs-Kennlinien (siehe **Bild 4.4**) zeigen den Zusammenhang zwischen dem Durchlassstrom  $i_D$  und dem (von der Sicherung nicht beeinflussbaren) prospektiven Kurzschlussstrom  $I_p$ , der gleich dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  gesetzt werden kann. Der Durchlassstrom  $i_D$  ist der größte Augenblickswert, die ein durch Sicherungen begrenzter Kurzschlussstrom erreicht. Das Schaltvermögen ist als Ampere-Wert auf der Sicherung angegeben.



**Bild 4.5** Strombegrenzungs-Kennlinie für NH 1/NH 2/NH 3-gG-Sicherungen [8.3]

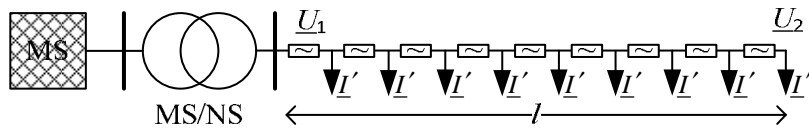
### 4.3.5 Grenzkurvenanalyse

Die komplexen Zusammenhänge zwischen der thermischen Betriebsmittelbelastbarkeit, der Spannungshaltung und der KS-Leistung lassen sich mithilfe der Grenzkurvenanalyse verdeutlichen. Die klassische Grenzkurvenanalyse wird in der Regel für die Betrachtung der zulässigen Spannungsbänder eingesetzt und vernachlässigt dabei die netzseitigen Anforderungen der minimal notwendigen KS-Leistungen, um den Netzschutz anzuregen [4.15][4.45] [5.2].

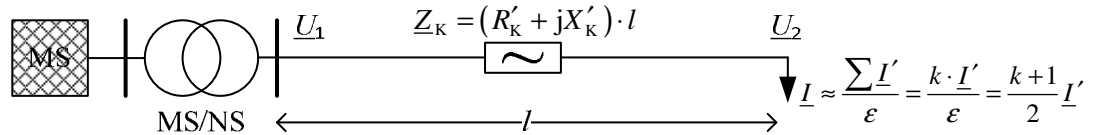
Bei realen Netzen sind die NA mit Last- und Erzeugungsanlagen diskret entlang eines Stranges verteilt. Zur Reduzierung des Modellierungsaufwandes wird von homogen verteilten NA gleicher Leistung entlang des Stranges ausgegangen. Mithilfe des Angriffsfaktors  $\varepsilon$  nach [1.17] kann eine an  $k$  Knoten verteilte Last entlang des Stranges auf einen gemeinsamen Angriffsfaktor umgerechnet werden. Dadurch kann eine äquivalente Last am Leitungsende oder eine äquivalente Leitungslänge berechnet werden, die unter der Voraussetzung für kleine Winkeldifferenzen zwischen  $\underline{U}_1$  und  $\underline{U}_2$  einen ähnlichen Einfluss auf das Spannungsband hat.

$$\varepsilon = \frac{k+1}{2k} \tag{4.7}$$

Homogene Last / DEA-Verteilung



Punktuelle Last / DEA-Verteilung



**Bild 4.6** Ersatzschaltbild eines Netzstranges für die Grenzkurvenanalyse und näherungsweise Umrechnung für kleine Übertragungswinkel

Die Spannungsdifferenz  $\Delta \underline{U}$  über einer Leitung für die Netzlast eines Knotens wird im Wesentlichen durch die Leitungsimpedanz und den Strom des Knotens bestimmt und kann über die Gl. (4.8) bis (4.10) bestimmt werden.

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U} = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U} \quad (4.8)$$

$$\Delta \underline{U} = (R_K + jX_K) \underline{I} = (R_K + jX_K) (\underline{I}^\perp + j\underline{I}^\parallel) \quad (4.9)$$

$$\Delta \underline{U} = (R_K \underline{I}^\perp - X_K \underline{I}^\parallel) + j(R_K \underline{I}^\parallel + X_K \underline{I}^\perp) \quad (4.10)$$

Der Imaginärteil der Gl. (4.10) bestimmt im Wesentlichen die Phasenlage der Spannung  $\Delta \underline{U}$ , dessen Einfluss auf den Betrag sehr gering ist [9.10]. Daher kann der Betrag vereinfacht mit folgender Gleichung abgeschätzt werden.

$$\Delta U \approx R_K \underline{I}^\perp - X_K \underline{I}^\parallel \quad (4.11)$$

$$\Delta U \approx R_K \underline{I}^\perp - X_K \underline{I}^\perp \tan \varphi_2 \quad (4.12)$$

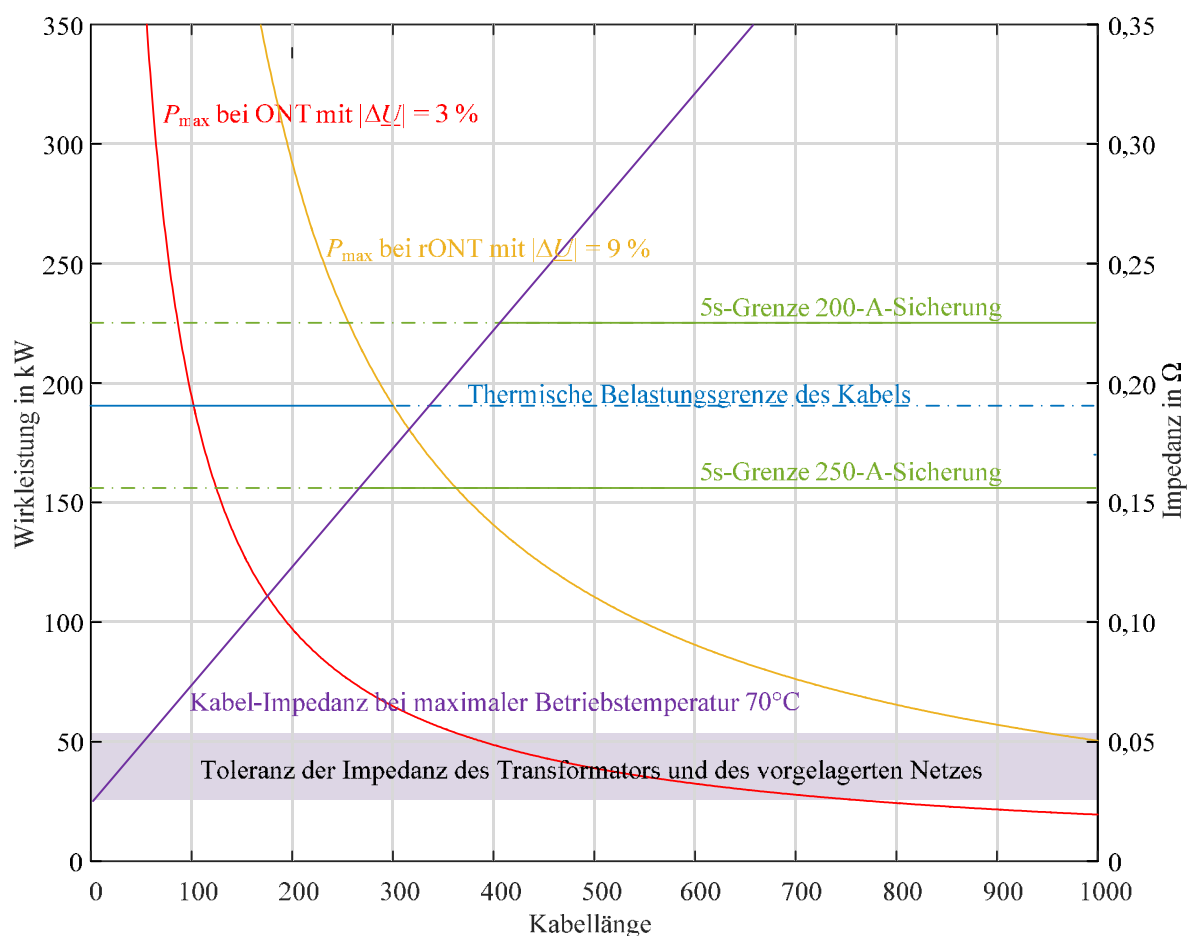
Durch Umstellung der Gl. (4.12) kann in Abhängigkeit von der maximal zulässigen Spannungsdifferenz am betrachteten Lastknoten der maximal zulässige Wirkstrom am Leitungsende berechnet werden. Durch Multiplikation mit der Spannung ergibt sich die maximal übertragbare Wirkleistung in Abhängigkeit der maximal zulässigen Spannungsbandabweichung.

$$\underline{I}^{\perp'} = \frac{\Delta U}{(R'_K - X'_K \cdot \tan \varphi_2) l \varepsilon} \quad (4.13)$$

$$P' = 3 \frac{(U_{nN} - \Delta U) \Delta U}{(R'_K - X'_K \tan \varphi_2) l \varepsilon} \quad (4.14)$$

Das **Bild 4.7** zeigt die Grenzkurvenanalyse an einem NAYY-4X150-mm<sup>2</sup>-Kabel für zwei unterschiedliche zulässige Spannungsdifferenzen. Zum einen ist der konventionelle Netzausbau mit einer zulässigen Spannungsdifferenz von 3 % und zum anderen der rONT-Netzausbau mit einer zulässigen Spannungsdifferenz von 9 % dargestellt. Es zeigt sich, dass durch das größere zur

Verfügung stehende Spannungsband die thermisch bedingte maximale Übertragungsleistung des Kabels von etwa 100 m auf 300 m (siehe **Bild 4.7**) voll ausgenutzt werden kann. Das Kabel weist für die Erdverlegung einen maximal thermisch zulässigen Strom von 275 A auf und sollte daher maximal mit einer 250-A-NH-Sicherung abgesichert werden. Durch die Bedingung des 5-Sekunden-Kriteriums nach [3.18] muss der einpolige KS-Strom bei diesem Sicherungstyp gemäß der Kennlinie aus **Bild 4.4** mindestens 1060 A betragen. Durch diese Bedingung ergibt sich die 5 s-Grenze in **Bild 4.7**. Der Schnittpunkt mit der Impedanz-Kennlinie liegt allerdings abhängig von der Impedanz des Transformators sowie des vorgelagerten Netzes bereits bei etwa 300 m. Ab dieser Leitungslänge darf das Kabel folglich nicht mehr mit der Stromstärke von 250 A abgesichert werden.



**Bild 4.7** Grenzkurvenanalyse eines NAYY-4x150 mm<sup>2</sup>

Bei der Auswertung der Darstellung muss beachtet werden, dass sich das Kabel durch den KS-Strom weiter erwärmt, dass der Widerstand steigt und dass der KS-Strom dadurch geringer wird. Für die Auslösezeit der NH-Sicherung ist dabei die Verlustenergie in der Sicherung entscheidend, die letztendlich zum Schmelzen des Sicherungsdrahtes führt.

#### 4.4 Netzausbaumaßnahmen im Niederspannungsnetz

Wenn die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Planungskriterien nicht erfüllt werden, sind im NS-Netz verschiedene Maßnahmen zur Netzverstärkung und Netzoptimierung möglich. Die wesentlichen Maßnahmen sind in **Bild 1.1** dargestellt und erläutert.

Bei dem Netzausbau im einzelnen NS-Netz wird zwischen zwei Varianten entschieden, zum einen dem konventionellen und zum anderen dem rONT-Netzausbau.

- **Konventioneller Netzausbau**

Der konventionelle Netzausbau verfolgt Maßnahmen zur Reduktion der Netzimpedanz durch zusätzliche Kabel, größere ONT und zusätzliche ONS.

- **Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT)**

Bei dem Einsatz von rONT erfolgt bei Spannungsbandproblemen zunächst eine Anpassung des Übersetzungsverhältnisses im Rahmen des zulässigen Stellbereichs. Die Regelung der sekundärseitigen Spannung kann dabei im Wesentlichen über zwei Varianten erfolgen:

- Monosensorbetrieb
- Multisensorbetrieb

Beide Betriebsvarianten sind in [10.1] ausführlich erläutert. Während bei dem Monosensorbetrieb lediglich die sekundärseitige Spannung und eventuell auch der LF an den ONS-Abgängen als Eingangsgröße für den Regler dienen, können es bei dem Multisensorbetrieb mehrere Spannungen im Ortsnetz sein. Durch eine Zustandsschätzung kann eventuell auf eine weitere Meßeinrichtung verzichtet werden [2.7][2.15]. Aufgrund des üblichen Netzaufbaus der NS-Ebene hat sich bei einem umfangreichen Vergleich der beiden Betriebsführungsvarianten gezeigt, dass der Multisensorbetrieb nur für äußerst wenige Konstellationen in Frage kommt und daher nur in Ausnahmefällen verwendet werden sollte [10.1]. Entscheidend ist dabei auch, dass aufgrund der Vielzahl der NS-Netze und der möglichen Änderungen durch Umschaltungen im Netzaufbau ein möglichst einfacher Netzaufbau gewährleistet sein muss. Kann die Stufung des Transformators die Spannungsbandverletzung nicht beseitigen oder sind weitere Planungskriterien nicht erfüllt, erfolgt zusätzlich ein konventioneller Netzausbau.

Entscheidend für den wirtschaftlichen Einsatz eines rONT ist auch, dass die Baugröße des Transformators sich nicht oder nur minimal von der eines herkömmlichen ONT unterscheidet, damit ein Einbau in vorhandene ONS-Gebäude möglich ist [2.12].

## 4.5 Netzverluste

Der Transport und die Verteilung von elektrischer Energie sind mit Verlusten verbunden. Die Netzbetreiber beschaffen die erforderliche Energiemenge durch Ausschreibungen und erhalten als Ausgleich hierfür das sogenannte Netzverlustentgelt. Letztendlich werden die Kosten der Netzverluste somit auf die Kunden umgelegt und im Rahmen der Anreizregulierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingeordnet [3.9]. Zur Senkung der Betriebskosten und Effizienzsteigerung besteht das Bestreben, die Netzverluste durch die Erneuerung und Verbesserung der Betriebsmittel auf ein Minimum zu reduzieren. Die entscheidenden Kriterien sind oftmals aber auch gesetzliche Vorgaben zur weiteren Verlustreduktion [3.21]. Demgegenüber stehen die hierfür notwendigen Investitionen, sodass das jeweilige wirtschaftliche Optimum bestimmt werden muss [1.18].

Netzverluste setzen sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Eine erste Unterteilung erfolgt danach, ob sie vom Betriebszustand des Netzes abhängen. Ist dies der Fall, sind sie technischer Natur. Sind sie hingegen durch äußere Einflüsse bedingt, sind sie als nichttechnisch einzustufen [2.1], wie z. B. Verluste durch fehlerhafte oder rollierende Zählerablesungen oder die Entziehung von elektrischer Energie.

Das NS-Netz hat den größten Anteil an den Netzverlusten. Neben der ONS und den Leitungen sind auch die installierten Mess- und Schutzeinrichtungen für einen erheblichen Teil der Verluste verantwortlich [2.1]. Aufgrund der idealen Betrachtung der Schaltanlagen (siehe Abschnitt 2.3.4) werden in dieser Arbeit nur die spannungs- und stromabhängigen Verluste von Transformatoren und Leitungen bei der Optimierung berücksichtigt.

Zur Ermittlung der Netzverluste existieren im Wesentlichen zwei unterschiedliche Varianten, die im Folgenden kurz erläutert werden.

Bei der **LF-Berechnung auf Grundlage von Verbrauchsdaten** werden die Netzverluste mithilfe von über den Betrachtungszeitraum diskretisierten LF-Berechnungen berücksichtigt [4.5]. Die Knotenleistungen für solche Betrachtungen können zum einen Messdaten, zum anderen aber auch synthetischen Lastgänge und Einspeisezeitreihen entnommen werden [4.18][4.42][7.6].

Im Rahmen der **Verlustbestimmung mit Arbeitsverlustfaktoren** liegt der Fokus auf der vereinfachten Bestimmung der Netzverluste. Der Arbeitsverlustfaktor  $\vartheta_w$  beschreibt das Verhältnis zwischen der tatsächlichen Netzverlustenergie  $W_V$  im Vergleich zur auftretenden Netzverlustleistung bei Maximallast  $P_{Vmax}$  im betrachteten Zeitraum  $T$  [1.7].

$$W_V = P_{Vmax} T \vartheta_w \quad (4.15)$$

$$\vartheta_w = \frac{\int_0^T P_V(t) dt}{P_{Vmax} T} = \frac{3 R \int_0^T I^2(t) dt}{3 I_{max}^2 R T} = \frac{\int_0^T I^2(t) dt}{I_{max}^2 T} = \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{max}^2 T} \quad (4.16)$$



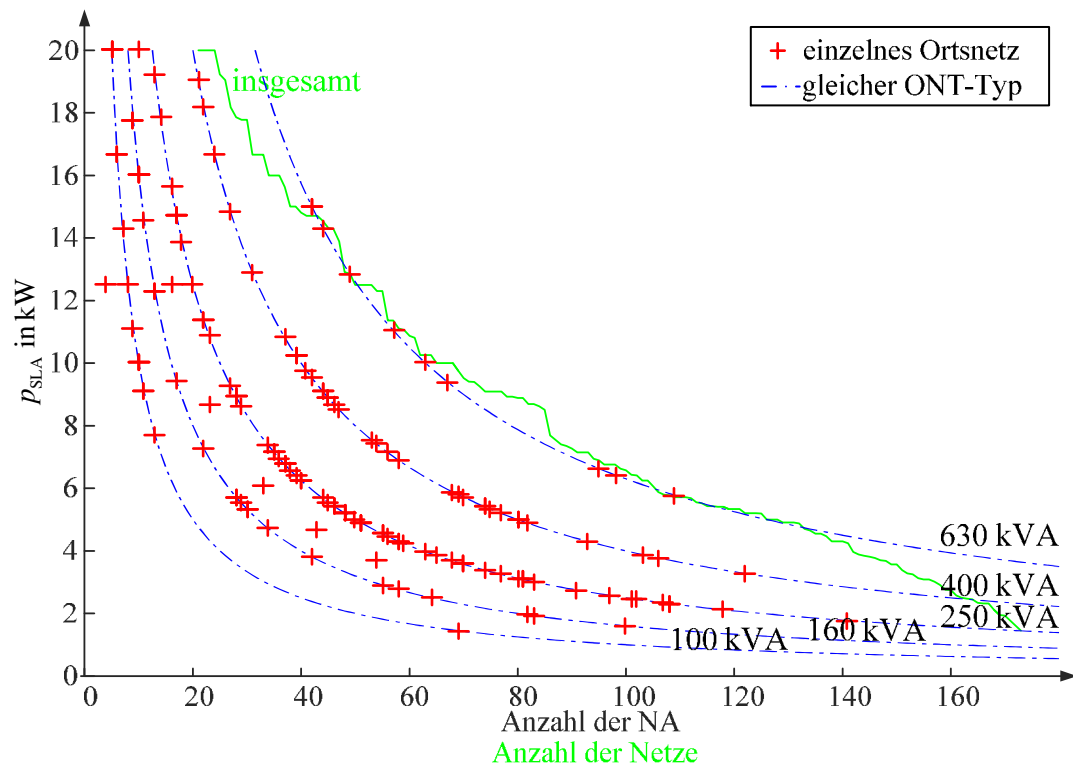
Üblicherweise liegen die Arbeitsverlustfaktoren für NS-Netze im Bereich von  $\vartheta_w = 0,04$  bis  $0,31$  [4.5]. In dieser Arbeit wird zur näherungsweise, aber zeiteffizienten Berechnung der Netzverluste auf die Methode der Arbeitsverlustfaktoren zurückgegriffen, wobei diese in [6.1] für unterschiedliche Szenarien und Ausbauvarianten ermittelt wurden.

## 4.6 Auswertung der Topologie realer Niederspannungsnetze

Im Rahmen des e-Home Forschungsprojektes [4.33] und weiterer Forschungsvorhaben konnten etwa 200 NS-Netze auf Basis von Netzdaten analysiert werden, deren Ergebnisse hier in Kurzform dargestellt werden. Ziel des Abschnittes ist es, zu verdeutlichen, dass es eine Vielzahl von leistungsfähigen Ortsnetzen gibt, die auch bei zukünftigen Belastungen (siehe Kapitel 3) keinen Ausbau benötigen, aber auch viele Ortsnetze existieren, die bereits heute sehr knapp bemessen sind.

### 4.6.1 Dimensionierung der Ortsnetztransformatoren

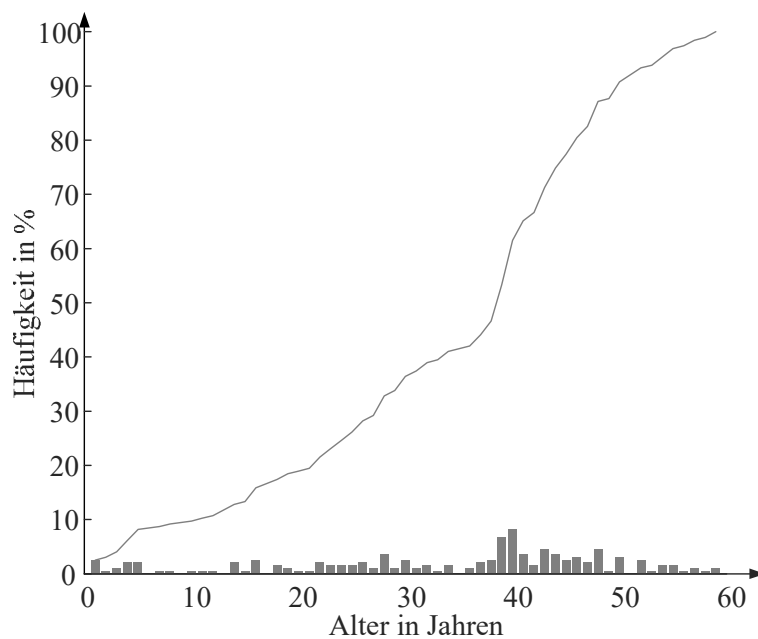
Die Spitzenlastanteile je Hausanschluss  $P_{SLA}$  sind bereits bei der Beschreibung der GZF eingeführt worden (siehe Kapitel 3). Die Untersuchungen an realen Netzen eines VNB zeigen, dass auch für Wohngebiete sehr heterogene Ansätze zur Auslegung der Spitzenlastanteile und somit der Netzdimensionierung existieren (siehe **Bild 4.8**). Ein Großteil der ONS versorgt zwischen 30 und 90 NA, wobei überwiegend 250- und 400-kVA-Transformatoren eingesetzt werden. Entgegen der Erkenntnisse aus [2.3] war es in den zur Verfügung gestellten realen Datensätzen nicht möglich, anhand des Spitzenlastanteils eine Einordnung des Siedlungstyps vorzunehmen, da beispielsweise sowohl im ländlichen Raum als auch im städtischen Raum eine Vielzahl von Netzgebieten mit Spitzenlastanteilen von unter 3 kVA zu finden sind. Gerade in Netzen mit diesen geringen Spitzenlastanteilen wird es in Zukunft bei einem weiteren Anschluss von PV und E-KFZ zu einem Ausbau kommen müssen (siehe Abschnitt 3.6).



**Bild 4.8** Spitzenlastanteile der untersuchten Ortsnetze

#### 4.6.2 Altersbestand der ONS

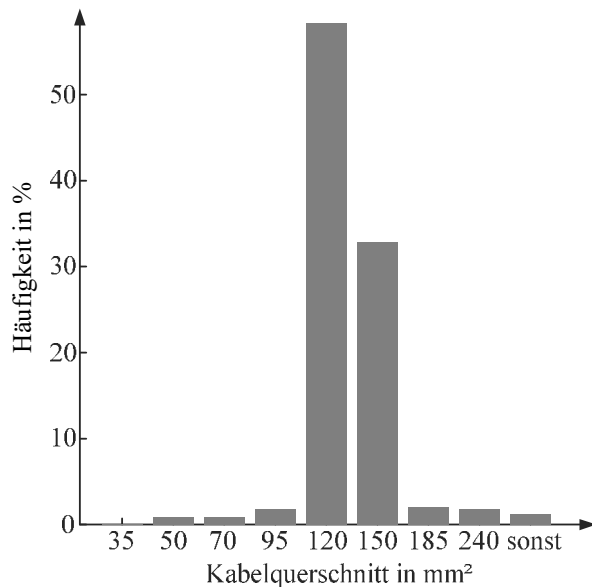
Das **Bild 4.9** zeigt die absolute und kumulierte Altersverteilung der ONS in dem untersuchten Netzgebiet. Es zeigt sich ein für die Energieversorgung typischer Altersbestand in dem etwa 50 % der ONS 40 Jahre oder länger im Einsatz sind. Etwa 10 % sind älter als 50 Jahre.



**Bild 4.9** Absolute und kumulierte Altersverteilung der ONS im untersuchten Netzgebiet

### 4.6.3 Kabelquerschnitte im Netzbestand

Die Häufigkeitsverteilung der verwendeten Kabelquerschnitte eines VNB ist in **Bild 4.10** dargestellt. Aktuell sind in den Netzen überwiegend NAYY- und NAYCWY-Kabel mit 120 mm<sup>2</sup> und 150 mm<sup>2</sup> Querschnittsfläche gelegt, wobei der heutige Standard oftmals das NAYY-Kabel ist. Die sehr geringe Schwankung in der Dimensionierung der Betriebsmittel ist in der Wahl von Standardbetriebsmitteln begründet. Da die Baukosten deutlich höher als die Materialkosten sind, werden zur einfacheren Betriebsführung, Ersatzteilhaltung und zur Generierung von Einkaufsvorteilen Standardkabelquerschnitte festgelegt, die entsprechend häufig in den Netzen vorzufinden sind [1.3][1.12].



**Bild 4.10** Häufigkeitsverteilung der verlegten Kabelquerschnitte

### 4.6.4 Stranglängen im Netzbestand

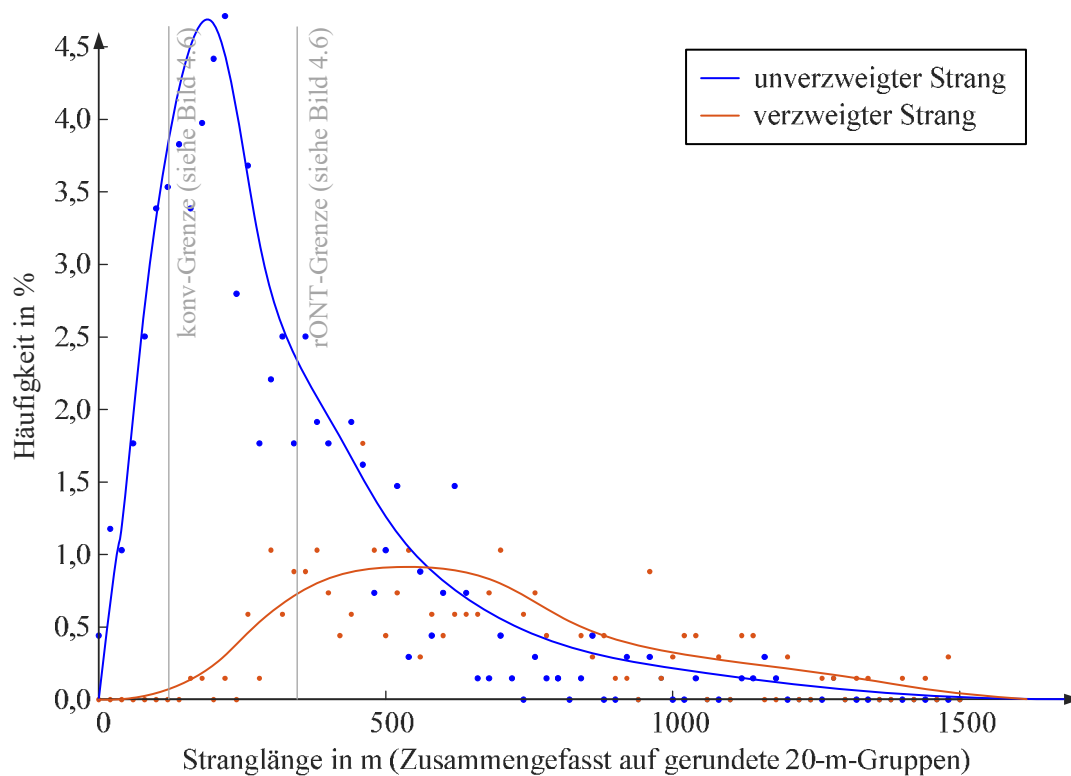
Die Verteilung der einzelnen Stranglängen in den Stichprobendatensätzen ist in 20-m-Gruppen zusammengefasst und in **Bild 4.11** dargestellt. Es zeigt sich, dass der überwiegende Anteil der ONS-Abgänge unverzweigt und kürzer als 500 m ist, wobei das Maximum für unverzweigte Stränge bei etwa 250 m liegt. Vereinzelt sind gerade auch im ländlichen Bereich Längen von bis zu 1500 m zu finden. Diese versorgen dann in der Regel allerdings nur vereinzelte NA.

Verzweigte Stränge sind bei der Betrachtung der Gesamtkabellänge deutlich länger als unverzweigte Stränge, wobei in der überwiegenden Anzahl davon ausgegangen werden kann, dass die längste Entfernung zwischen versorgtem Kunde und ONS bei zweidrittel der Gesamtlänge liegt [6.7].

Bei etwa 11 % der untersuchten Netzstränge handelt es sich um Direktanschlüsse, das heißt, die NA werden direkt von der ONS gespeist. Etwa 18 % der Stränge sind einfach und etwa 9 % der Stränge doppelt verzweigt, folglich sind 73 % der Stränge unverzweigt. Die Länge der

Nebenstränge beträgt unabhängig von der Verzweigung zwischen 17 % und 25 % der Gesamtlänge. In der Regel weisen die Nebenstränge eine etwas höhere Hausanschlussdichte (HA-Dichte) als der Hauptstrang auf. Dies liegt häufig darin begründet, dass es sich dabei sowohl im ländlichen als auch städtischen Bereich um kurze Sackgassen handelt.

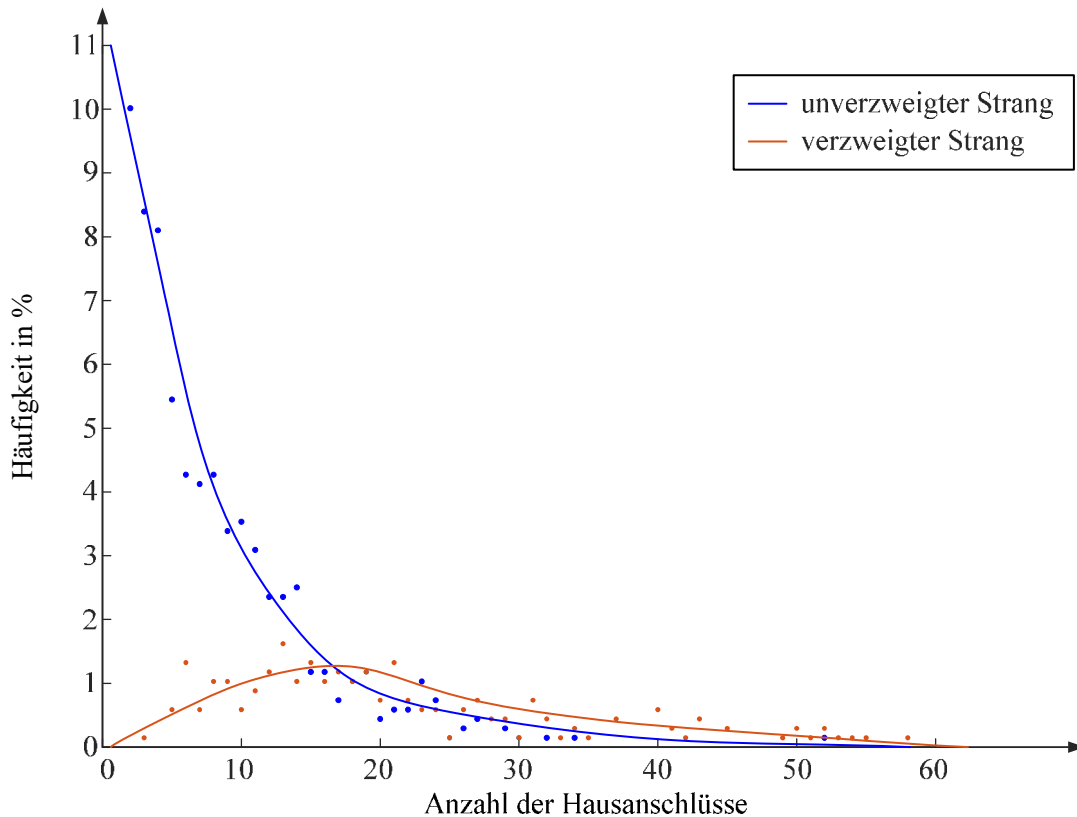
Bei einem Vergleich der Stranglängen mit der Grenzkurvenanalyse (siehe Abschnitt 4.3.5) zeigt sich, dass bei konventionellen ONS bis zu 17,7 % und bei rONT-Einsatz bis zu 52,6 % der Netzstränge bis zur thermischen Belastungsgrenze ausgefahren werden können. Das heißt, dass bei diesen Strängen das Spannungsband immer eingehalten wird, solange die Leitungsbelastung unterhalb des thermisch zulässigen Stromes liegt.



**Bild 4.11** Häufigkeitsverteilung der Stranglängen

### 4.6.5 Anzahl der Netzanschlüsse an einem Strang

In **Bild 4.12** ist die Häufigkeitsverteilung der Anzahl der HA an einem Strang aufgetragen. In der Regel haben verzweigte Stränge deutlich mehr HA als unverzweigte. Während unverzweigte Stränge kaum mehr als 35 HA aufweisen, können verzweigte Stränge aufgrund des geringen elektrischen Lastangriffsfaktors durchaus bis zu 50 HA versorgen. Theoretische Untersuchungen zur maximalen Anzahl von HA an einem Strang zeigen, dass sich gerade auch unter der Berücksichtigung von - wenn auch selten auftretenden - Kabelausfällen und den zu tragenden Pönalen im Rahmen der Anreizregulierung ab einer Anzahl von 15 HA an einem Strang eine weitere Leitung lohnt [6.9].



**Bild 4.12** Häufigkeit der Netzanschlüsse an einem Strang

#### 4.7 Verifikation und Ergänzung GIS basierter Netzdatensätze

Grundlage für die übergreifende Optimierung von NS-Netzen ist ein GIS-basiertes Modell des MS- und NS-Netzes. Notwendige Informationen zu den einzelnen NA sind beispielsweise die geografischen Positionen, deren Spitzenleistungsbedarfe sowie der jeweilige Zeitpunkt des Spitzenleistungsbedarfs, der Verlauf der vorhandenen MS- und NS-Kabel, weitere mögliche Trassenräume und die Positionen möglicher und vorhandener KVS sowie der ONS.

Während einige VNB sehr umfassende Modelle ihrer Netze in GIS-Systemen pflegen [4.50] [4.51], verfügen andere VNB aufgrund der Historie nur über analoge Pläne oder nicht automatisiert auswertbare Daten ihrer NS-Netze. Aus diesem Grund wurde im Rahmen der Arbeit eine Methodik entwickelt, wie beispielsweise für Forschungszwecke oder zum Test der in dieser Arbeit entwickelten Heuristik öffentlich verfügbare Datenquellen zur Netzmodellierung in der NS-Ebene verwendet werden können, um unvollständige Datensätze zu ergänzen und effiziente Netzausbaumöglichkeiten zu aufzuzeigen. Ebenso ist mit dem Verfahren eine vollständige Netznachbildung ohne VNB-Daten möglich. [9.2]

### 4.7.1 Modellierung

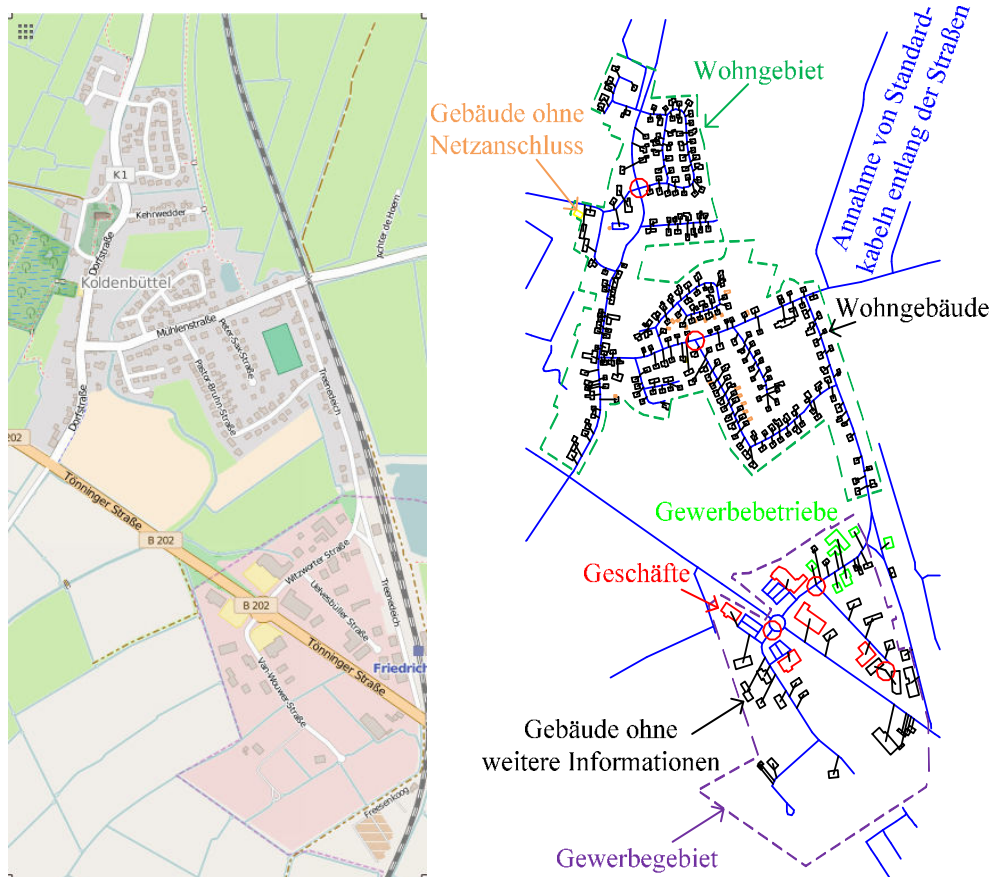
Aufgrund des in diesem Kapitel beschriebenen typischen Aufbaus der Netze und der verwendeten Standardbetriebsmittel kann davon ausgegangen werden, dass in besiedelten Bereichen entlang der Straßen mindestens eine Strangleitung liegt, an die die NA angeschlossen werden.

Als frei verfügbare Datenquelle für Straßenverläufe, Gebäudepositionen und vielem mehr bietet sich OpenStreetMap (OSM) an [7.5]. Durch die offene Schnittstelle ist ein automatisierter Datenexport beliebiger Karten möglich [7.4]. OSM unterscheidet zwischen Knoten, Pfaden und Relationen. Ein Knoten stellt einen Koordinatenpunkt dar. Ein Pfad beschreibt eine Folge von Knoten, sodass beispielsweise Straßen, Flüsse oder Seen entstehen. Relationen beschreiben darauf aufbauende Informationen wie zum Beispiel Buslinien. Durch Attribute, die den Basiselementen zugeordnet werden können, werden weitere Informationen übergeben.

Im ersten Schritt werden mögliche Trassenräume für NS-Kabel ausgewertet. Dazu werden die Attribute aller Pfade in OSM ausgewertet, die Straßen kennzeichnen, wobei auf den Import von einfachen Feld- sowie gesonderten Radwegen verzichtet wird. Entlang der Straßen werden Standardkabel angenommen und KVS an den Kreuzungen implementiert (siehe **Bild 4.13**). Durch Informationen über die Straßenoberfläche mithilfe des surface-Tags in OSM sind eventuell auch Rückschlüsse auf Verlegungskosten möglich.

Im zweiten Schritt wird die Versorgungsaufgabe modelliert. Dafür werden die Gebäudedaten und die NA-Daten analysiert. Durch Annahme von typischen flächenabhängigen Belastungen können im Anschluss fiktive Spitzenleistungsbedarfe der NA festgelegt werden [1.11]. Besonders bei der genaueren Gebäudebezeichnung, wie zum Beispiel der Art der Nutzung oder der Anzahl der Stockwerke, herrschen häufig noch unvollständige Datensätze in OSM vor, daher könnte auch die Gebietseinteilung (gestrichelte Linien) als Ansatzpunkt für eine genauere Gebäudedefinition dienen. Die detaillierteste Datenquelle stellen in diesem Fall die kostenpflichtigen LoD1 bzw. LoD2-Daten der statistischen Landesämter dar [1.22] oder im Idealfall die Daten des Energieversorgers.

Das **Bild 4.13** zeigt für ein beispielhaftes NS-Netzgebiet das Ergebnis einer solchen Zuordnung, dabei ist auf der linken Seite der OSM-Ausschnitt und auf der rechten Seite das importierte Netz- und Lastmodell dargestellt.



**Bild 4.13** Originale OSM-Karte und importierte Netzdaten eines Beispielloortes

#### 4.7.2 Vergleich zwischen OSM-Modell und realen Netzdatensätzen

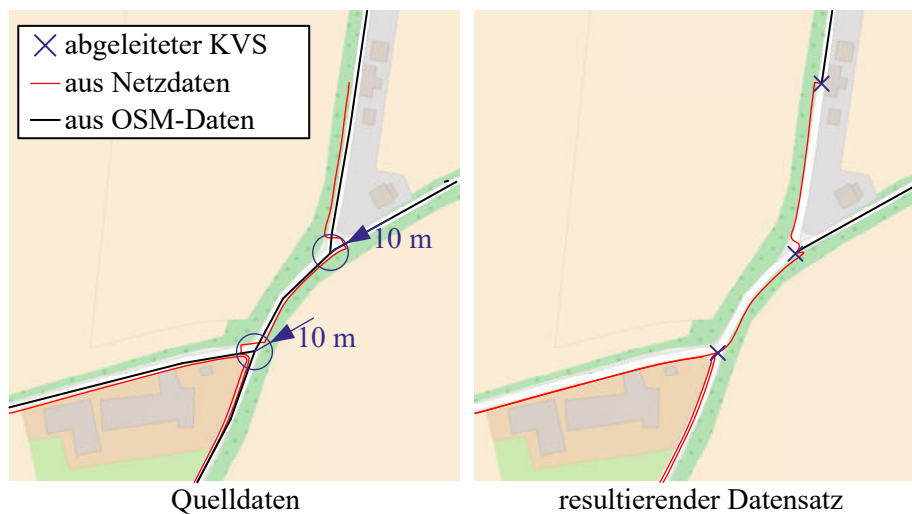
Der Vergleich einer mithilfe des entwickelten Verfahrens gebildeten Netznachbildung mit einer realen Netzkarte ist in **Bild 4.14** dargestellt. Im Wesentlichen zeigt sich ein vergleichbares Bild. Die ersten Abweichungen bestehen darin, dass im ländlichen Bereich und dort gerade im Randbereich der Siedlungen nicht an jeder Straße eine elektrische Infrastruktur vorhanden ist. Problematisch sind ferner Fußwege und kleinere Nebenstraßen, an denen ein Leitungsverlauf ebenfalls nicht abschätzbar ist. Dadurch, dass die Gebäude auf den nächstliegenden möglichen Trassenverlauf projiziert werden, kommt es zu Abweichungen, da nicht immer die geografisch nächste Straße der relevante Netzverknüpfungspunkt ist. Gerade im ländlichen Raum mit größeren Gebäuden und Grundstücken kann es hier zu Fehlabschätzungen kommen. Die größten Schwierigkeiten liegen aber letztendlich in der Abschätzung, ob ein Gebäude über einen NA verfügt oder nicht. Gerade wenn es sich um sehr weit von einer Siedlung entfernte Gebäude handelt, die bei Bedarf nach der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen versorgt werden müssen [3.8], entstehen deutliche Abweichungen [1.2].



**Bild 4.14** Vergleich zwischen realem Netzplan (oben) und der Netznachbildung (unten)

### 4.8 Verknüpfung der Modell- und der realen Netzdatensätze

Das Straßennetz stellt den grundlegenden Trassenraum bereit. Verzweigungen des Straßennetzes sind folglich automatisch mögliche Trassenverzweigungen. Die vorhandenen Leitungen werden im Folgenden an den Verzweigungspunkten auf den Trassenraum projiziert, das heißt, wenn eine Leitung in einem Abstand von 10 m um einen Verzweigungspunkt endet, wird dieser auf den direkten Verzweigungspunkt des Straßennetzes verschoben (siehe **Bild 4.15**).



**Bild 4.15** Vergleich zwischen realem Netzplan (links) und der Netznachbildung (rechts), Quelle der Hintergrundgrafik ist [7.5]



Die weiteren Enden vorhandener Leitungen werden ebenfalls auf den Trassenraum verschoben, wobei dort ebenfalls wieder eine Schaltmöglichkeit für das Optimierungsverfahren im Datensatz hinterlegt wird (siehe obere Kreuzung in **Bild 4.15**). Die Veränderung der Leitungswege führt in der Simulation auf eine minimale Erhöhung der Netzlängen und damit auch der Impedanzen.

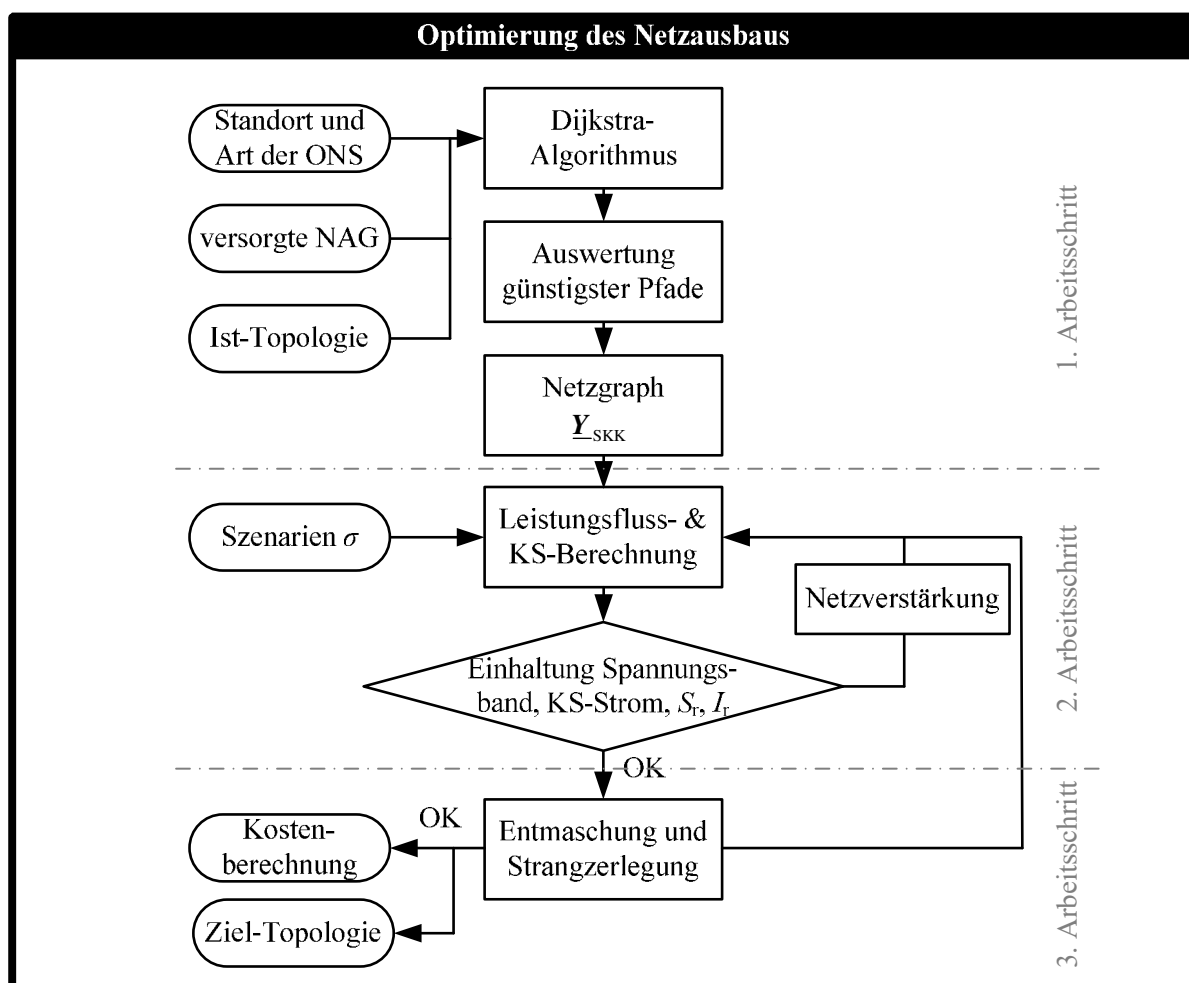
Anschließend werden die knotenscharfen Last- und Einspeisefälle überlagert. Für NA deren Bezugsknoten im Leitungsnetz unbekannt sind, wird der dichteste Netzverknüpfungspunkt durch eine senkrechte Projektion auf die dichteste Leitung ermittelt.



## 5 Optimierung des Netzausbaus im einzelnen Niederspannungsnetz

Auf Basis des GIS-Modells (siehe Abschnitt 4.7) wird in diesem Kapitel ein Verfahren zur Optimierung des Netzausbaus in einzelnen NS-Netzen vorgestellt. Das genaue Optimierungsziel ist bereits in Abschnitt 1.3 definiert. Die Optimierung umfasst hier die Wahl der wirtschaftlichsten ONS (Bemessungsleistung und Art) und die Optimierung des vorhandenen und eventuell zusätzlichen Leitungsbedarfs. Grundlage des Verfahrens ist der Dijkstra-Algorithmus zur Ermittlung von kürzesten Trassen und die Formulierung eines ganzzahligen linearen Optimierungsproblems zur optimierten Auswahl der aus- und gegebenenfalls neuzubauenden Trassenabschnitte. Die Untersuchung einer möglichen Veränderung des Standortes wird in Kapitel 6 dargestellt, dabei wird das in diesem Kapitel vorgestellte Verfahren zur Bewertung der einzelnen Standorte und den von ihnen versorgten NAG (siehe Abschnitt 6.7) angewendet.

Der Ablauf der Optimierung ist in **Bild 5.1** anhand eines Flussdiagramms dargestellt. Es lässt sich in drei wesentliche Arbeitsschritte unterteilen. Eingabedaten sind der vorgeschlagene Standort der ONS, die versorgten NAG sowie die Informationen über die verfügbaren und vorhandenen Leitungstrassen sowie die Last- und Einspeisefälle.



**Bild 5.1** Flussdiagramm der Optimierung des Netzausbaus

Ziel des ersten Arbeitsschrittes ist es, mithilfe des Dijkstra-Algorithmus (siehe Abschnitt 5.1) die günstigsten Pfade zu finden, um einen Netzgraphen, der alle zu versorgenden NAG umfasst, mit möglichst geringen Investitionen aufzustellen (siehe Abschnitt 5.2).

Im zweiten Arbeitsschritt wird der Netzgraph auf die Planungskriterien überprüft (siehe Abschnitt 4.3). Sollten die Planungskriterien nicht erfüllt sein, werden die in Abschnitt 5.3 beschriebenen Optimierungsverfahren mit den in Abschnitt 4.4 beschriebenen Netzausbaumaßnahmen eingesetzt, um den optimalen Netzausbau bei Einhaltung aller Planungskriterien aufzuzeigen (siehe Abschnitte 5.3 bis 5.4).

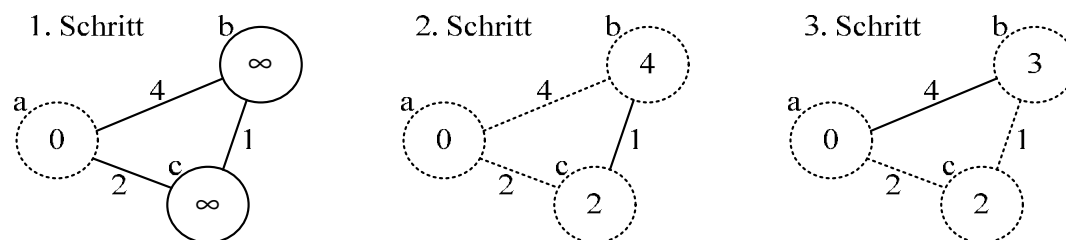
Im dritten Arbeitsschritt der Funktion erfolgt, sofern kein vermaschtes NS-Netz zugelassen werden soll, die Entmaschung des Netzgraphen (siehe Abschnitte 5.5). Die Entmaschung führt dazu, dass eventuell die Planungskriterien erneut verletzt werden, sodass der zweite Arbeitsschritt erneut durchlaufen werden muss. Es folgt die abschließende Berechnung der Barwerte (siehe Abschnitt 1.3).

### 5.1 Algorithmus von Dijkstra

Der Algorithmus von Dijkstra berechnet ausgehend von einem Startknoten die kürzesten Pfade zu einem oder allen Knoten innerhalb eines kantengewichteten Graphen und ist unter mehreren Bezeichnungen bekannt. Die erste Erwähnung geht zurück auf den tschechischen Mathematiker Jarnik [4.20], allerdings wurde der Algorithmus erst durch Dijkstra [4.10] und Prim [4.41] unabhängig von einander wiederentdeckt.

Der Algorithmus folgt ausgehend von einem Startknoten immer der Kante mit der geringsten Gewichtung, bis alle Knoten besucht und alle Kanten ausgewertet sind. Für alle noch nicht besuchten Nachbarknoten wird die Distanz zum Startknoten berechnet und falls diese kleiner ist als der bisher bekannte Wert, wird dieser Wert mit der Information des vorher besuchten Knoten übernommen. Das **Bild 5.2** zeigt die Suche des kleinsten Weges von Knoten a zu b.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Dijkstra-Algorithmus sowohl auf metrische Entfernungen, die Netzausbaukosten als auch auf die elektrischen Impedanzen zwischen den Knoten angewendet, um möglichst unterschiedliche Ausbaupfade zu den Netzknoten, die die Randbedingungen der Planungskriterien verletzen, zu erhalten.

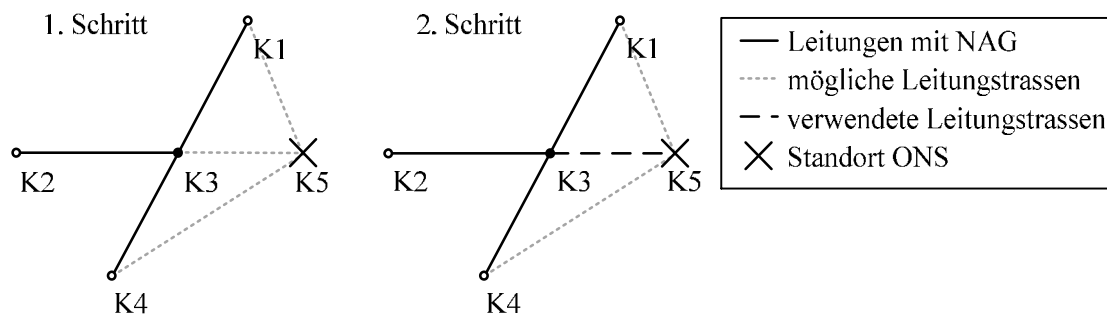


**Bild 5.2** Dijkstra-Algorithmus

## 5.2 Aufstellen des Netzgraphen

Eine NAG erstreckt sich, sofern es sich nicht um eine Gruppe an einem Netzausläufer handelt, zwischen zwei KVS. Aus diesem Grund werden im ersten Schritt vorhandene Leitungen dem Netzgraphen hinzugefügt, die Mitglied einer NAG sind (siehe **Bild 5.3** - 1. Schritt). Sollten sich mehrere Leitungen einer NAG an einem KVS treffen, so wird der KVS dem Netzgraphen als Knoten hinzugefügt.

Anschließend wird iterativ geprüft, ob alle NAG sowie der Transformator im Netzgraphen enthalten sind. Sollte dies nicht der Fall sein oder der Netzgraph nicht zusammenhängen, wird mithilfe des Dijkstra-Algorithmus der Netzgraph auf den Leitungstrassen mit den niedrigsten Ausbaukosten geschlossen (siehe **Bild 5.3** - 2. Schritt). Das Ergebnis ist das Startnetz.



**Bild 5.3** Netzgraphvervollständigung

## 5.3 Einhaltung der Spannungsbänder und der Kurzschlussströme

Mithilfe des Netzgraphen wird eine erste LF- und KS-Stromberechnung durchgeführt. Sollte der LF nicht konvergieren, werden die Knotenleistungen iterativ reduziert, bis eine Konvergenz erreicht ist und im Anschluss der im Folgenden beschriebene notwendige Netzausbau berechnet. Nach erfolgtem Netzausbau werden die Knotenleistungen schrittweise auf den Ausgangswert zurückgeführt. Sollte die notwendige Reduktion der Knotenleistungen zu stark sein, wird die Kombination von NAG und ONS als ungünstig gekennzeichnet und mit einem Strafterm bewertet (siehe Abschnitt 6.7).

Zur Festlegung der notwendigen Netzausbauabschnitte zur Einhaltung der Spannungsbänder und der minimalen KS-Ströme wird ein binäres Optimierungsproblem formuliert. Dabei werden im ersten Schritt mithilfe der erneuten Anwendung des Dijkstra-Algorithmus die möglichen Ausbaupfade ermittelt und in einzelne Kanten zerlegt. Eine Kante bezeichnet in diesen Fall einen Leitungsabschnitt zwischen zwei möglichen KVS. Mithilfe der Inzidenzmatrix  $W$  wird die Zusammensetzung der Pfade zu den problembehafteten Knoten durch die einzelnen Kanten angegeben. Anschließend erfolgt die Berechnung der Ausbaukosten und der Impedanzveränderung zwischen den beiden Netzknoten eines Leitungsabschnittes in Abhängigkeit von der Anzahl der zusätzlichen Leitungen. Die Auswahl der auszubauenden Abschnitte erfolgt

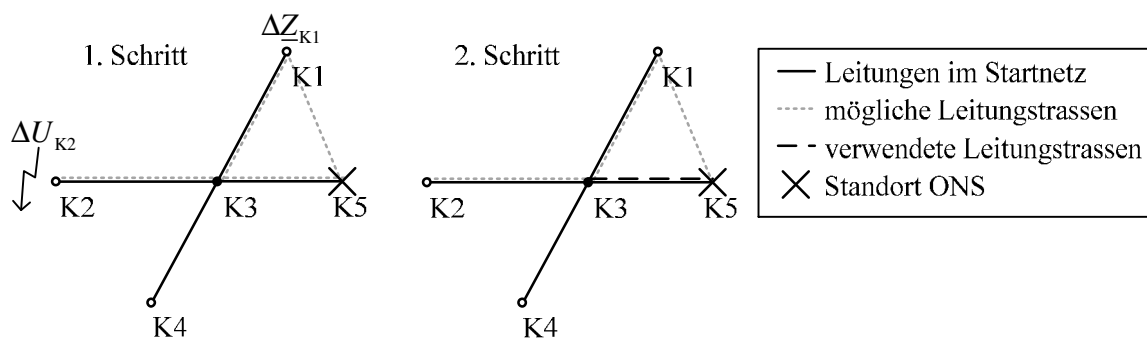
mithilfe der Formulierung eines linearen Optimierungsproblems mit der Zielfunktion in Gl. (5.1) und verschiedenen Nebenbedingungen in den Gln. (5.2 - 5.10).

$$\min f_{\text{oNA}} \mathbf{x}_{\text{oNA}} \quad (5.1)$$

Der Zustandsvektor  $\mathbf{x}_{\text{oNA}}$  beschreibt binärcodiert die Auswahl der beibehaltenen (Status quo) oder ausgebauten Trassenabschnitte.

$$\mathbf{x}_{\text{oNA}} \in \{0,1\} \quad (5.2)$$

Die genaue Aufstellung des Optimierungsproblems wird anhand einer Spannungsbandverletzung am Knoten K2 und eines zu geringen KS-Stromes am Knoten K1 des Beispiels aus **Bild 5.3** in **Bild 5.4** dargestellt.



**Bild 5.4** Ausbau des Beispiels aus Bild 5.3

Es ergeben sich mithilfe des Dijkstra-Algorithmus vier mögliche Kombinationen von Ausbaupfaden. In der Inzidenzmatrix  $\mathbf{W}$  beschreiben die Spalten die einzelnen Kanten, die Zeilen die Pfade. Für den Knoten K1 werden ausgehend von der ONS in K5 die direkte Kante K5-K1 und der Pfad K5-K3-K1 identifiziert. In **Bild 5.3** ist ferner die Kante K4-K5 eingezeichnet, die aufgrund einer deutlich höheren Leitungslänge und den daraus angenommenen Ausbaukosten durch den Dijkstra-Algorithmus als mögliche Lösung ausgeschlossen wird. Wäre auf der Kante K4-K5 allerdings bereits ein Leerrohr vorhanden, würde es aufgrund der geringen Ausbaukosten ebenfalls berücksichtigt werden.

Für den Knoten K2 sind ausgehend von K5 die Pfade K5-K3-K2 und K5-K1-K3-K2 möglich. Da K3 und K4 in diesem Beispiel keine Verletzung der Randbedingungen aufweisen, werden keine Pfade berücksichtigt.

$$\mathbf{W} = \begin{matrix} & \begin{matrix} \text{K3-K5} & \text{K3-K1} & \text{K3-K2} & \text{K5-K1} \end{matrix} \\ \begin{matrix} \text{Pfad K5-K1} \\ \text{Pfad K5-K2} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ \hline 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5.3)$$

Die Zielfunktion beschreibt die Barwerte des Status quo (Sq) und des Ausbaubedarfs der einzelnen Kanten in Abhängigkeit der zu legenden Leitungen  $n$ .

$$f_{oNA} \cdot x_{oNA} = \underbrace{\begin{bmatrix} \alpha_{K5-K3} & \cdots & \alpha_{K5-K1} \end{bmatrix}}_{f_{oNA}} \underbrace{\begin{bmatrix} \beta_{K5-K3} \\ \vdots \\ \beta_{K5-K1} \end{bmatrix}}_{x_{oNA}} \quad (5.4)$$

mit

$$\alpha_{Kx-Ky} = \begin{bmatrix} K_{\epsilon, Kx-Ky, Sq} & K_{\epsilon, Kx-Ky, 1} & \cdots & K_{\epsilon, Kx-Ky, n} \end{bmatrix}$$

$$\beta_{Kx-Ky} = \begin{bmatrix} x_{Kx-Ky, Sq} & x_{Kx-Ky, 1} & \cdots & x_{Kx-Ky, n} \end{bmatrix}^T$$

$\uparrow$  Status quo     $\uparrow$  1. Parallel Kabel     $\uparrow$  n. Parallel Kabel

Die als Ungleichungen formulierten Nebenbedingungen beschreiben zum einen die Impedanzwerte, die zur Einhaltung des Spannungsbandes mindestens erforderlich sind, und zum anderen die Impedanzwerte der einpoligen Fehlerströme, die nicht überschritten werden dürfen, um im Fehlerfall den Netzschutz anzuregen (siehe Abschnitt 4.3.2).

$$A_{oNA1} \cdot x_{oNA} \leq b_{oNA1} \quad (5.5)$$

mit

$$A_{oNA1} = \begin{bmatrix} W \cdot \text{blkdiag} \left( \begin{bmatrix} \chi_{K3-K5} & \chi_{K3-K1} & \chi_{K3-K2} & \chi_{K5-K1} \end{bmatrix} \right) & -\mu K \\ W \cdot \text{blkdiag} \left( \begin{bmatrix} \chi_{F,K3-K5} & \chi_{F,K3-K1} & \chi_{F,K3-K2} & \chi_{F,K5-K1} \end{bmatrix} \right) & -\mu K \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} & & \chi_{K5-K1} & & -2\mu & & \\ \chi_{K3-K5} & \chi_{K3-K1} & & & -2\mu & & \\ \chi_{K3-K5} & & \chi_{K3-K2} & & & & -2\mu \\ & \chi_{K3-K1} & \chi_{K3-K2} & \chi_{K5-K1} & & & -2\mu \\ \chi_{F,K3-K5} & \chi_{F,K3-K1} & & \chi_{F,K5-K1} & -2\mu & & \\ \chi_{F,K3-K5} & & \chi_{F,K3-K2} & & -2\mu & & -2\mu \\ & \chi_{F,K3-K1} & \chi_{F,K3-K2} & \chi_{F,K5-K1} & & & -2\mu \end{bmatrix}$$

$\left. \begin{array}{l} \text{Spannungsband} \\ \text{Kurzschlussstr.} \end{array} \right\}$

$$b_{oNA1} = \begin{bmatrix} Z_{K5-K1 \text{ soll}} \\ Z_{K5-K1 \text{ soll}} \\ \cdots \\ Z_{K5-K2 \text{ soll}} \\ Z_{K5-K2 \text{ soll}} \\ Z_{F,K5-K1 \text{ soll}} \\ Z_{F,K5-K1 \text{ soll}} \\ \cdots \\ Z_{F,K5-K2 \text{ soll}} \\ Z_{F,K5-K2 \text{ soll}} \end{bmatrix}$$

sowie den Hilfsgrößen als Zeilenvektor

$$\begin{aligned} \chi_{Kx-Ky} &= \begin{bmatrix} Z_{Kx-Ky\ SQ} & Z_{Kx-Ky\ 1} & \cdots & Z_{Kx-Ky\ n} \end{bmatrix} \\ \chi_{FKx-Ky} &= \begin{bmatrix} Z_{FKx-Ky\ Sq} & Z_{FKx-Ky\ 1} & \cdots & Z_{FKx-Ky\ n} \end{bmatrix} \\ \mu &= \max(\mathbf{b}_{\text{oNA1}}) \end{aligned}$$

Ein Besonderheit stellt die Hilfsmatrix  $\mathbf{K}$  dar, diese sorgt im Fall von zwei möglichen Pfaden je Knoten im Rahmen von Blockweisen Gegendiagonalen dafür, dass auf den nicht ausgebauten Pfaden die Impedanzwerte eingehalten werden. Je problemhaften Knoten lautet auf Aufbauregel

$$\mathbf{K}' = \mathbf{1} - \mathbf{E} \quad (5.6)$$

Die Impedanzwerte zur Einhaltung des Spannungskriteriums werden mithilfe des Drehmomentansatzes angenähert.

$$Z_{Kx \leftrightarrow Ky\ \text{soll}} = \frac{\Delta U_{Ky\ \text{soll}}}{\Delta U_{Ky\ \text{ist}}} Z_{Kx \leftrightarrow Ky\ \text{ist}} \quad (5.7)$$

Die notwendigen Netzimpedanzen zur Einhaltung der KS-Ströme werden mithilfe des Verfahrens der Ersatzspannungsquelle an der KS-Stelle bestimmt (siehe Abschnitt 2.5). Da bei der Optimierung des Netzausbaus in der NS-Ebene der Transformator und die Netzimpedanz der MS-Ebene nicht beeinflusst werden können, werden diese von dem zu unterschreitenden Impedanzwert abgezogen.

$$Z_{FKx \leftrightarrow Ky\ \text{soll}} = \frac{c_{\min} U_{nN}}{\sqrt{3} \frac{I_{\text{th}\ Ky\ \text{soll}}}{\sqrt{m+n}}} - Z_T - Z_{MS} \quad (5.8)$$

Ein vorrangiger Ausbau in der Nähe der ONS reduziert die Netzverluste und erhöht die Betriebsflexibilität. Um zu erzielen, dass nur Kanten ausgebaut werden, die an die ONS oder eine bereits ausgebaute Kante angrenzen, können die folgenden Bedingungen ergänzt werden.

$$\mathbf{A}_{\text{oNA2}} \cdot \mathbf{x}_{\text{oNA}} \geq \mathbf{b}_{\text{oNA2}} \quad (5.9)$$

mit

$$\mathbf{A}_{\text{oNA2}} = \begin{bmatrix} \varepsilon & & & & \\ \varepsilon & -\varepsilon & & & \\ \varepsilon & & -\varepsilon & & \\ & & & \varepsilon & \\ \hline & & & & \mathbf{0} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{b}_{\text{oNA2}} = \mathbf{0}$$

sowie der Hilfsgröße als Zeilenvektor

$$\varepsilon = \begin{bmatrix} 1 & 2 & \cdots & 2 \end{bmatrix}$$

Die vorangehende Kante wird immer mit dem positiven Vektor  $\varepsilon$  und die nachfolgende Kante mit dem negativen Vektor gekennzeichnet. Durch die Bedingung, dass die Zeilensumme immer



größer gleich null sein muss, wird erreicht, dass nur die vorhergehende Kante ausgebaut werden darf. Sollte diese bereits ausgebaut sein, kann die Zeile entfallen, wie zum Beispiel in der letzten Zeile in Gl. (5.9).

Mithilfe der Nebenbedingungen in Gl. (5.10) wird sichergestellt, dass je Kante nur eine Ausbauvariante ausgewählt wird, sodass entweder der Status quo beibehalten oder zusätzliche Kabel gelegt werden und zu jedem Knoten mit einer Grenzwertverletzung nur ein Pfad gewählt wird. Die Matrix  $F$  ist dabei eine Blockdiagonalmatrix, deren einzelne Blöcke aus Einheitszeilenvektoren in der Dimension der Anzahl der maximal möglichen Parallelkabel zuzüglich des Status quo bestehen. Die Matrix  $F$  stellt dabei sicher, dass nur eine Ausbauvariante je Kante gewählt wird. Damit nur ein Pfad zu jedem problematischen Knoten ausgewählt wird, wird die Hilfsmatrix  $G$  eingeführt. Durch die Matrix  $G$  kann nur ein Pfad je Knoten ausgewählt werden, die Rückkopplung durch den Term  $-\mu K$  in der Gl. (5.5) sorgt dafür, dass die geforderten Impedanzwerte auf dem jeweils nicht ausgebauten Pfad erfüllt werden.

$$\mathbf{A}_{\text{oNA eq}} \mathbf{x}_{\text{oNA}} = \mathbf{b}_{\text{oNA eq}} \quad (5.10)$$

mit

$$\mathbf{A}_{\text{oNA eq}} = \begin{bmatrix} \mathbf{F} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{G} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{b}_{\text{oNA eq}} = \mathbf{1}$$

sowie den Hilfsgrößen

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} \mathbf{d} & & \\ & \ddots & \\ & & \mathbf{d} \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{d} = \begin{bmatrix} 1 & \dots & 1 \\ & n & \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Im Anhang (siehe 10.4) ist ein ausführliches Beispiel mit eingesetzten Zahlenwerten gegeben.

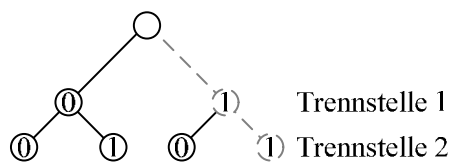
## 5.4 Tragfähigkeitsverletzungen

Bei gewöhnlichen NS-Netzen mit relativ homogenen Siedlungslasten und kleinen Gewerbebetrieben treten in der Regel Spannungsbandüberschreitungen und Verletzungen der KS-Anforderungen auf, bevor es zu Tragfähigkeitsproblemen kommt [10.1]. Aus diesem Grund werden die Tragfähigkeitsprobleme im Anschluss an diese beiden Problemarten behoben. Bei Tragfähigkeitsproblemen wird parallel zu den überlasteten Abschnitten eine weitere Leitung auf der Basis des Pfades mit den günstigsten Ausbaukosten gelegt.

Die Berücksichtigung von Tragfähigkeitsverletzungen ist prinzipiell auch in Gl. (5.4) und Gl. (5.5) möglich, allerdings ergeben sich durch die Erschließung zuvor nicht erschlossener Kanten vollkommen neue Leistungsflüsse, sodass sich Tragfähigkeitsverletzungen häufig mit abbauen.

### 5.5 Strangzerlegung

Die NS-Netze werden üblicherweise als Strangnetze betrieben (siehe Kapitel 4). Für die Zerlegung des möglicherweise vermaschten Netzgraphen in einzelne Netzstränge bzw. einen vollständigen Baum werden die LF- und KS-Stromberechnungen ausgewertet. Im ersten Schritt erfolgt die Analyse, ob NAG ohne parallele Verstärkungskabel oder Netzknoten von zwei Seiten gespeist werden. Die Heuristik testet iterativ nacheinander das Auftrennen der Leitungen an beiden Seiten und öffnet die Klemmen, an denen die höheren Ausbaurkosten entstehen. Das **Bild 5.4** zeigt schematisch den Aufbau des Schaltzustandsbaumes und die Auswahl der kostenoptimalen Variante.



**Bild 5.5** Schaltzustandsbaum zur Strangzerlegung

## 6 Optimierung des Standortes von Ortsnetzstationen

In diesem Kapitel wird das heuristische Verfahren zur Optimierung von ONS-Standorten und der von diesen Standorten versorgten NAG vorgestellt (siehe **Bild 1.3**). Dazu erfolgt zunächst die genaue Definition der grundlegenden Basiselemente, die von der Optimierung betroffen sind (siehe Abschnitt 6.1), sowie die Einordnung der Problemstellung in die entsprechenden Modelltypen zur Lösung von Standortproblemen (siehe Abschnitt 6.3). Die Beantwortung der Standortfrage für ONS ist dabei vergleichbar mit der Fragestellung der Standortprobleme und speziell des Facility-Location-Problems (FLP) im Logistikbereich (siehe Abschnitt 6.4). Die Fragestellung wird auf die NS-Netze übertragen und zur Lösung wird der heuristische Ansatz der Repeated-Matching-Heuristik (siehe Abschnitt 6.6) angewandt, da er sich besonders nachvollziehbar und durch Parallelisierung mit hoher Rechengeschwindigkeit auf elektrische Netze übertragen lässt. Der Algorithmus prüft automatisiert eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten zwischen potenziellen ONS-Standorten und versorgten NAG, wobei eine Bewertung der jeweils entstehenden Barwerte auf Basis der in Kapitel 5 vorgestellten Netzausbauoptimierung vorgenommen wird. Letztendlich werden also verschiedenste Kombinationen von ONS-Standorten und versorgten NAG einzeln durch die Netzausbauoptimierung bewertet und die beste Variante durch die in diesem Kapitel vorgestellte Heuristik ausgewählt.

Die Planung und Optimierung von Standorten ist ein Teilgebiet des Operations Research [6.10]. Fokus der Untersuchungen sind in der Regel sowohl produzierende Unternehmen, bei welchen die Platzierung einer oder mehrerer Fabriken mit hohen Kosten verbunden ist, als auch Dienstleister in der Logistikbranche, welche durch die gezielte Auswahl von Standorten die Kosten reduzieren können, um sich auf diese Weise Wettbewerbsvorteile zu verschaffen. Dabei müssen verschiedene Nebenbedingungen berücksichtigt werden, wie beispielsweise die Anzahl der Standorte verbunden mit deren Investitionen und Unterhaltungskosten (Lokationskosten) und die Transportkosten von den errichteten Standorten hin zum Kunden (Allokationskosten). Kapazitätsbeschränkungen können die Auswahl von möglichen Standorten ebenfalls stark beeinflussen. Entscheidende Faktoren bei der Wahl der Lokation sind überwiegend fixe Kosten (Investitionen), wohingegen bei der Zuweisung der Güterströme variable Kosten (Transportkosten) relevant sind.

Es ist ersichtlich, dass sich die Investitionen durch eine Reduktion der Standortanzahl und Bildung von größeren Standorten reduzieren lassen, indem längere Transportwege und dementsprechend höhere Transportkosten in Kauf genommen werden. Ebenso ist es andersherum möglich, die Transportkosten zu reduzieren, indem möglichst viele Standorte eröffnet werden. Das Ziel ist die Suche nach einem kostenminimalen Gleichgewicht.

### 6.1 Definition der Basiselemente von Standortproblemen

Im ersten Abschnitt wird sowohl auf die Definition der grundlegenden Basiselemente von Standortproblemen als auch auf die Beziehung zwischen diesen eingegangen [4.44].

#### 6.1.1 Anlagen

Der Oberbegriff Anlage wird verwendet für eine Vielzahl von Objekten, für welche eine räumliche Position bestimmt werden muss. Dabei müssen die Wechselwirkungen mit anderen bereits bestehenden Objekten stets berücksichtigt werden. Die Haupteigenschaften von Anlagen sind die Anzahl, die Anlagenart und die mit der Anlage verbundenen Kosten. Klassische Beispiele für die Verwendung des Oberbegriffes Anlage bei Standortproblemen beziehen sich auf Objekte wie Fabriken, Lagerhallen, Schulen, Krankenhäuser, Geschäfte sowie viele andere industrielle, gewerbliche oder öffentliche Versorgungseinrichtungen. Im Rahmen dieser Arbeit stellen ONS die Anlagen dar.

#### 6.1.2 Standorte

Das zweite Basiselement von Standortproblemen ist der physikalische Ort, an welchem eine Anlage positioniert werden kann. Die Standorte stellen die eigentlichen Planungsobjekte von Standortproblemen dar. Die Anzahl der Standorte kann abhängig vom Problemtyp fest vorgegeben sein oder sie wird im Rahmen der Optimierung bestimmt [1.27]. Jedem Standort können fixe Investitionen, variable Produktionskosten sowie Kapazitätsrestriktionen zugeordnet werden. In diesem Kontext umfasst der Begriff Standort den geografischen Standort der ONS. Als zu berücksichtigende Kosten werden dabei die Investitionen für den Erwerb des Grundstücks, die Kosten für die Einbindung in die MS- und NS-Netzebene sowie die Barwerte der jährlichen Wartungs- und Verlustkosten hinterlegt.

#### 6.1.3 Kunden

Standortprobleme ergeben sich aus der Notwendigkeit, Versorgungszentren mit einer Reihe von ortsfesten Kunden optimal zu verbinden, um deren Nachfrage zu befriedigen. Der Oberbegriff Kunde in seiner traditionellen Bedeutung wird verwendet für Personen, welche Zugang zu Produkten oder Dienstleistungen nachfragen, oder abstrakter, für jedes Objekt, das mit den Anlagen interagieren muss. Zu diesen abstrakten Kunden zählen im Rahmen dieser Arbeit NAG, die mit elektrischer Energie versorgt werden müssen [3.8]. Bei der Betrachtung von Kunden in Standortproblemen ist es wichtig, ihre Verteilung sowie ihre Nachfrage zu kennen. Diese Kenntnisse entsprechen den Standorten, Spitzenleistungsbedarfen sowie den relevanten Gleichzeitigkeitsfaktoren.

## 6.2 Beziehungen zwischen den Basiselementen

Anlagen, Standorte und Kunden bilden die Grundbausteine jedes Standortproblems. Zwischen diesen drei Basiselementen lassen sich verschiedene Beziehungen herstellen. Während in Abschnitt 6.2.1 die eher theoretische Betrachtung erfolgt, zeigt Abschnitt 6.2.2 die im folgenden verwendete Linearisierung zur Berücksichtigung dieser Beziehung in den weitergehenden Optimierungen.

### 6.2.1 Theoretische Betrachtung

Die Relation zwischen Standort und Kunde kann als Transportverbindung mit den entsprechenden Transportkosten oder in Kontext dieser Arbeit als Kosten der Versorgung der NAG durch die ONS verstanden werden. Kunden können Standorten zugeordnet werden, sofern dadurch alle Kapazitätsrestriktionen eingehalten werden. Bei mehrstufigen Standortproblemen können diese Transportbeziehungen längere Strukturen aufweisen, wie beispielsweise Fabrik-Lager-Geschäft-Kunde. Im Rahmen dieser Arbeit wird von einem einstufigen Standortproblem ausgegangen, indem es eine direkte Relation zwischen dem Standort (ONS) und dem Kunden (NAG) gibt. Die direkte Relation zwischen einem Standort und einer NAG wird mithilfe der Versorgungskostenmatrix  $C$  beschrieben, deren Bildung und Aufbau im Folgenden erläutert wird.

### 6.2.2 Berechnung der Versorgungskostenmatrix

Die Versorgungskostenmatrix  $C$  gibt an, welche Kosten bei dem Anschluss einer einzelnen NAG an eine ONS entstehen. Im Rahmen des Verfahrens werden zwei unterschiedliche Varianten angewendet, die unterschiedliche Vor- und Nachteile sowie Eigenschaften bieten und im Folgenden vorgestellt werden. Es muss dabei beachtet werden, dass diese Kosten den Spezialfall des Anschlusses einer einzelnen NAG an eine ONS darstellen. In der Regel versorgt eine ONS mehrere NAG, allerdings dürfen die Kosten der Versorgungskostenmatrix dabei nicht summiert werden, da sich Synergieeffekte bei der Versorgung benachbarter NAG einstellen.

- Eine einfache Methode zur Aufstellung einer Versorgungskostenmatrix  $C$  ist das Hadamard-Produkt [4.17] aus der Entfernungsmatrix  $E_{\text{dist}}$  mit der Tschebyschew-Norm [1.26] über die Dimension der Last- und Einspeisefälle  $\sigma$  der NAG-Spitzenlastmatrix  $P_S$ .

$$C = E_{\text{dist}} \circ \|P_S\|_{\max \rightarrow \sigma} \quad (6.1)$$

Diese Methode wird auch häufig für einfache logistische Betrachtungen verwendet [1.26]. Die Kostenmatrix ist sehr effizient zu erzeugen, ein direkter Kostenbezug ist allerdings gerade bei der Berücksichtigung von bereits vorhandenen Verstärkungsleitungen nicht möglich. Nachteilig für diese Variante ist, dass die Größenordnung der Matrixelemente nicht

im Bereich des Lösungsraumes für die tatsächlichen Versorgungskosten von NAG liegt. Da die Länge von NS-Strängen in der Regel nicht mehr als 1500 m beträgt (siehe Abschnitt 4.6.4) können zur Einsparung von Speicherplatz Werte größerer Entfernungen aus der Matrix entfernt werden, sodass gerade für große Netzgebiete eine spärlich besetzte Matrix entsteht.

- Die zweite, zeitaufwendigere Methode ist die Kostenermittlung mithilfe der Netzausbauroptimierung aus dem Kapitel 5. Zeitaufwendig ist an dieser Variante, dass viele Kombinationen geprüft werden, die NS-seitig aufgrund der Planungskriterien nur mit hohem Ausbaufwand zu realisieren sind.

Eine weitere Variation dieser Methode besteht darin, die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der ONS in der Matrix nicht zu berücksichtigen.

In der Anwendung der Optimierungsheuristik hat sich gezeigt, dass alle Verfahren zur Berücksichtigung der Versorgungskosten angewendet werden sollten, da sich hierdurch ein breiter Modellvariantenbaum zur Optimierung ergibt.

### 6.3 Modelltypen zur Lösung von Standortproblemen

Nach [4.24] können Standortprobleme grundsätzlich in die drei nachfolgend beschriebenen Typen unterteilt werden:

- Kontinuierliche Modelle
- Netzwerkmodelle
- Diskrete Modelle

#### 6.3.1 Kontinuierliche Modelle

Kontinuierliche Standortprobleme (Modelle in der Ebene) sind durch zwei wesentliche Eigenschaften gekennzeichnet. Zum einen wird die Entfernung in einer geeigneten Metrik gemessen und der Lösungsraum ist kontinuierlich. Dadurch können auf jedem Punkt in der Ebene Anlagen errichtet werden. Zum anderen lassen sich keine standortabhängigen Fixkosten für potenzielle Standorte definieren. Aus diesen Gründen scheiden kontinuierliche Modelle für den Anwendungszweck in dieser Arbeit aus, da die potenziellen Standorte von ONS fest definierte geografische Standorte sind und unterschiedliche Fixkosten aufweisen müssen, z. B. Grundstückspreise und Erschließungskosten.

#### 6.3.2 Netzwerkmodelle

Bei Netzwerkmodellen werden die Abstände als kürzester Pfad aus einem kantengewichteten Graphen berechnet. Knoten stellen die nachfragenden Kunden dar. Potenzielle Standorte sind

alle Knoten sowie beliebige Punkte auf den Kanten des Graphen. Das Ziel ist die Ermittlung einer vorgegebenen Anzahl von Standorten durch die Minimierung der Gesamtkosten. Nachteilig ist hierbei, dass die Anzahl der zu eröffnenden Standorte in der Problemformulierung bereits festgesetzt werden muss und dass die Standorte mit keiner Kapazitätsrestriktion versehen werden können. Diese Modelltypen scheiden deshalb ebenfalls aus.

### 6.3.3 Diskrete Modelle

Diskrete Modelle weisen eine größere Flexibilität gegenüber kontinuierlichen Modellen und Netzwerkmodellen auf. Kosten- und Bewertungsfunktionen können daher in diskreten Modellen keinen Bezug mehr zu Distanzen aufweisen. Die Formulierung der Kosten sowie weiterer Nebenbedingungen ist möglich. Es wird eine Menge von potenziellen Standorten vorgegeben. *„Da Lokationsprobleme auf Graphen ebenfalls auf diskrete Optimierungsaufgaben führen, ist die Unterscheidung zwischen Netzwerkmodellen und Modellen der gemischt-ganzzahligen Optimierung nur graduell.“* [1.13]. Im Rahmen dieser Arbeit wird im Folgenden auf das diskrete Modell zurückgegriffen. Ein relevanter Vertreter diskreter Modelle ist das Facility Location Problem (FLP), auf welches im folgenden Abschnitt genauer eingegangen wird.

## 6.4 Facility-Location-Problem

Das Grundproblem des FLP wird wie folgt formuliert:

- Gegeben ist eine Menge  $J$  von NAG (Kunden) mit ihren jeweiligen auslegungsrelevanten zeitgleichen Spitzenleistungen  $p_{sj\sigma}$  für unterschiedliche Last- und Einspeisefälle  $\sigma$ .
- Gegeben ist eine Menge von potenziellen Standorten von ONS  $I$  mit den jeweiligen Barwerten der fixen, standortabhängigen Investitionen  $b_i$  (Eröffnungskosten wie Grundstückserwerb, Einschleifung in die NS- und MS-Ebene, Errichtung, Transformator) sowie jährliche Wartungs- und Unterhaltungskosten. An jedem Standort sind grundsätzlich ONT und rONT unterschiedlicher Bemessungsleistungen (Kapazitätsrestriktion) möglich.

Um die Spitzenleistungsbedarfe der NAG zu decken, werden die NAG eröffneten ONS zugeordnet, wodurch die Kosten  $c_{ij}$  für den Anschluss der NAG  $j$  an die ONS  $i$  entstehen. In dieser Arbeit werden dabei unterschiedliche Bewertungsmethoden angewendet, die in Abschnitt 6.2.2 genauer beschrieben wurden. Ziel des FLP ist es, unter Einhaltung aller Nebenbedingungen (z. B. der Kapazitätsrestriktion), eine Menge  $I^* \subseteq I$  von notwendigen ONS und eine Zuordnung  $X$  mit den Elementarelementen  $x_{ij}$  von NAG zu ONS zu finden, sodass die Gesamtkosten aus Lokations- und Allokationskosten minimal sind.

Nach [4.24] kann das FLP nach mehreren Kriterien klassifiziert werden. Auf diese Klassifizierungskriterien wird im Folgenden detaillierter eingegangen:

- Multi- oder Single-Sourcing der Kunden
- kapazitierte oder unkapazitierte Modelle (CFLP oder UFLP)
- einstufige oder mehrstufige Modelle
- Ein- oder Mehrproduktmodelle

Die Lösung des FLP ist NP-schwierig: Zu den NP schweren Problemen zählen die Probleme, welche in nichtdeterministischer Polynomialzeit (NP) gelöst werden können, aber deren Lösung in deterministischer Polynomialzeit verifiziert werden kann. Es existieren keine exakten Algorithmen, um NP-schwere-Probleme effektiv zu lösen. Mögliche Lösungsansätze bieten Approximationsalgorithmen [1.13].

### 6.4.1 Uncapacitated Facility Location Problem

Das UFLP ist das einfachste Modell dieser Klassifizierung und betrachtet nur den Zusammenhang zwischen fixen Betriebskosten und variablen Transportkosten [4.23]. Die Zuordnungen der NAG  $J$  zu den ONS  $I$  werden über die Zuordnungsmatrix  $\mathbf{X}_{\text{UFLP}}$  beschrieben. Die hierdurch verursachten Kosten sind die Summe des Produktes der Versorgungskostenmatrix  $\mathbf{C}$  mit der Zuordnungsmatrix  $\mathbf{X}_{\text{UFLP}}$  sowie des Produktes des Fixkostenvektors  $\mathbf{k}$  mit dem Eröffnungsvektor  $\mathbf{y}_{\text{UFLP}}$  der ONS über alle Elemente.

$$f_{\text{UFLP}}(\mathbf{X}_{\text{UFLP}}, \mathbf{y}_{\text{UFLP}}) = \min\left(\sum \mathbf{C} \mathbf{X}_{\text{UFLP}} + \mathbf{k}^T \mathbf{y}_{\text{UFLP}}\right) \quad (6.2)$$

Durch die Nebenbedingung in Gl. (6.3) wird sichergestellt, dass die Nachfrage jeder NAG durch alle Transformatoren vollständig befriedigt wird.

$$\sum_{i \in I} x_{\text{UFLP } ij} = 1 \quad \forall j \in J \quad (6.3)$$

Die Nebenbedingung in Gl. (6.4) erzwingt automatisch die Eröffnung einer ONS, sobald dieser eine einzige NAG über die Zuordnungsvariable  $x_{\text{UFLP } ij}$  zugeteilt wird.

$$x_{\text{UFLP } ij} - y_{\text{UFLP } i} \leq 0 \quad \forall i \in I, j \in J \quad (6.4)$$

Durch die Nebenbedingung in Gl. (6.5) wird sichergestellt, dass eine NAG einer ONS teilweise (bei Vermaschung) oder ganz zugeordnet wird.

$$x_{\text{UFLP } ij} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J \quad (6.5)$$

Da für eine ONS nur die beiden Zustände der Errichtung oder der Nicht-Errichtung möglich sind, wird durch die Nebenbedingung in Gl. (6.6) analog zu der Nebenbedingung in Gl. (6.3) definiert, dass die Eröffnungsvariable  $y_{\text{UFLP},i}$  für die ONS  $i$  entweder null oder eins beträgt.

$$\mathbf{y}_{\text{UFLP}} \in \{0,1\} \quad \forall i \in I \quad (6.6)$$



### 6.4.2 Capacitated Facility Location Problem (CFLP)

Das UFLP berücksichtigt nicht, dass ONS nicht mehr als ihre Bemessungsleistung  $S_{ri}$  dauerhaft zur Verfügung stellen können. Aus diesem Grund wird das UFLP durch eine Kapazitätsrestriktion für die ONS erweitert, wodurch das CFLP entsteht. Dabei wird die Nebenbedingung in Gl. (6.7) ergänzt, die festlegt, dass die Summe der installierten Spitzenleistungen, gewichtet mit dem szenarioabhängigen Gleichzeitigkeitsfaktor  $g_\sigma$  kleiner als die maximale Bemessungsleistung der ONS ist.

$$\sum_{j \in J} \left| g_\sigma P_{S j \sigma} \Big|_{\max \rightarrow \sigma} \cdot x_{ij} \leq S_{ri} \quad \forall i \in I \quad (6.7)$$

### 6.4.3 Capacitated Facility Location Problem mit Single-Sourcing

NS-Netze werden in der Regel unvermascht betrieben, bzw. ein Netzbetrieb als einzelne Netzinsel sollte möglich sein (siehe Abschnitt 4.1). Daher wird die Problemstellung auf die Single-Sourcing-Eigenschaft weiter eingegrenzt. Durch die Single-Sourcing-Eigenschaft des CFLPSS wird erreicht, dass die Nachfrage einer NAG nur noch von genau einer ONS anstatt von mehreren gedeckt wird. Dieses Modell deckt alle Anforderungen, die sich aus der NS-Netzebene ergeben. Die Zielfunktion in Gl. (6.2) sowie die Nebenbedingung in Gl. (6.3) bis (6.7) entsprechen denen der vorherigen Modelle. Durch die Nebenbedingung in Gl. (6.8) wird die Single-Sourcing-Eigenschaft mathematisch dargestellt.

$$X_{\text{CFLPSS}} \in \{0,1\} \quad (6.8)$$

## 6.5 Auswahl eines geeigneten Optimierungsverfahrens für das CFLPSS

Viele Studien zur Lösung des CFLPSS basieren auf Lagrange-Relaxationen [4.7][4.23][4.35][4.52]. Die Idee hinter dieser Relaxation ist, das Problem durch Streichung von Nebenbedingungen zu vereinfachen. Vernachlässigte Nebenbedingungen tauchen als zusätzlicher Summand in der Zielfunktion auf. Mittels des Lagrange-Multiplikators verursachen Verletzungen dieser Nebenbedingungen sogenannte Strafkosten. Soll beispielsweise die Zielfunktion in Gl. (6.9) unter der Nebenbedingung in Gl. (6.10) maximiert werden, so lässt sich diese Nebenbedingung mithilfe der Lagrange-Relaxation eliminieren.

$$f_{\text{Lagrange}}(\mathbf{x}_{\text{Lagrange}}) = \max(\mathbf{c} \mathbf{x}_{\text{Lagrange}}) \quad (6.9)$$

$$\mathbf{A} \mathbf{x}_{\text{Lagrange}} \leq \mathbf{b} \quad (6.10)$$

$$f_{\text{Lagrange}}(\mathbf{x}_{\text{Lagrange}}) = \max(\mathbf{c} \mathbf{x}_{\text{Lagrange}} + \lambda(\mathbf{b} - \mathbf{A} \mathbf{x}_{\text{Lagrange}})) \quad (6.11)$$

Dazu wird die Nebenbedingung in die Zielfunktion in Gl. (6.11) integriert. Wird die Nebenbedingung nicht eingehalten, so verursacht dies Strafkosten. Diese Strafkosten werden mit dem Lagrange-Multiplikator  $\lambda$  multipliziert. Der Lagrange-Multiplikator  $\lambda$  wird in jeder Iteration

mittels Subgradientenverfahren neu bestimmt [1.6][1.21]. Als Beispiel für einen auf der Lagrange-Relaxation in Verbindung mit dem Subgradientenverfahren arbeitenden Optimierungsverfahren für die Anwendung auf CFLPSS-Probleme ist zum Beispiel [4.7] zu nennen.

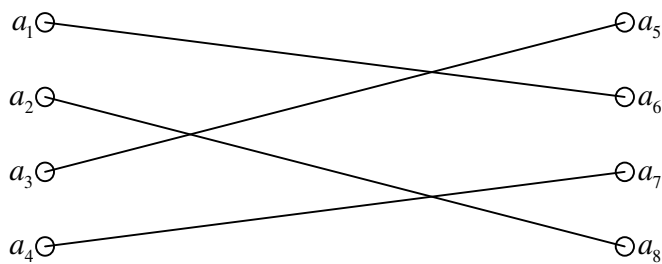
Weitere Ansätze zum Lösen des CFLPSS sind die Kombination der Lagrange-Relaxation mit anderen Metaheuristiken, wie Simulated Annealing [4.4], Genetische Algorithmen [4.19], Tabu Search [4.8] oder Ant Colony Optimization [4.7], die jedoch oftmals einen sehr umfangreichen iterativen Berechnungsaufwand verursachen [6.8]. Einen ganz anderen Ansatz verfolgt die Repeated-Matching-Heuristik (RMH) in [4.43], die im Folgenden vorgestellt wird.

## 6.6 Repeated-Matching-Heuristik

Der Begriff Repeated-Matching wird verwendet, um die Lösung als Folge von ähnlichen Matching-Problemen zu beschreiben. Die Lösung für ein Matching-Problem führt zu einem neuen Matching-Problem, bis bestimmte Konvergenzkriterien erfüllt sind. Das Verfahren erzeugt in jeder Iteration zulässige Lösungen, im Gegensatz zur Lagrange-Relaxation, bei der problemabhängig die Heuristik zuerst zulässige Lösungen generieren muss. Die RMH wurde zuvor verwendet, um heuristische Lösungen für mehrere Routen- und Terminplanungsprobleme zu erhalten. Numerische Ergebnisse in [4.43] zeigen, dass der Ansatz Lösungen produziert, welche ähnlich und oft sogar besser als die der besten Lagrange-Relaxation sind. Aufgrund der guten Lösungen durch die RMH und aufgrund der einfachen Berücksichtigung der elektrotechnischen Randbedingungen wird sie als Optimierungsverfahren für die Lösung des hier beschriebenen CFLPSS-Problems ausgewählt.

### 6.6.1 Grundlagen der Repeated-Matching-Heuristik

Das Grundziel der RMH ist es, ein Matching von einer Menge von Elementen zu finden, bei welchem die Summe aller Matching-Kosten minimal ist. Dabei kann das Ausgangsproblem folgendermaßen beschrieben werden: Gegeben sei eine Menge  $A$  mit  $k$  Elementen  $\{a_1, a_2, \dots, a_k\}$  (wobei  $k$  eine gerade Zahl ist). Ein perfektes Matching der Elemente in  $A$  ist eine paarweise Zuordnung der Elemente in  $A$  unter der Bedingung, dass jedes Element  $a_i \in A$  mit genau einem Element  $a_j \in A$  kostenminimal gepaart wird, wobei  $j \neq i$  ist. Das **Bild 6.1** veranschaulicht ein mögliches Matching von acht Elementen.



**Bild 6.1** Matching von acht Elementen

Das allgemeine Minimum-Matching-Problem kann als Zuordnungsproblem mit der Zustandsmatrix  $Z$  formuliert werden, indem folgende Entscheidungsvariablen eingeführt werden:

$$z_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{falls } a_i \text{ mit } a_j \text{ gepaart wird} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.12)$$

Gl. (6.13) zeigt eine Darstellung des Matchings von **Bild 6.1** in Matrizenform. Die Matchingmatrix  $Z$  enthält auf der Diagonalen stets Nullen, da die Paarung eines Elementes mit sich selbst (Self-Matching) nicht zulässig ist. Da in der Matchingmatrix  $Z$  jedes Element von  $A$  sowohl

horizontal als auch vertikal aufgetragen wird, muss  $\mathbf{Z}$  symmetrisch sein. Das Element  $a_1$  in **Bild 6.1** ist beispielsweise mit dem Element  $a_6$  gepaart, sodass gilt  $z_{1,6} = 1$  und  $z_{6,1} = 1$ .

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.13)$$

Damit es nicht zu Verwechslungen kommt, wird im Folgenden zwischen der Versorgungskostenmatrix  $\mathbf{C}$  und der Matching-Kosten-Matrix  $\mathbf{D}$  unterschieden. Die Matching-Kosten  $d_{ij}$  sind die entstehenden Kosten des Matchings von  $a_i$  mit  $a_j$ , wobei  $d_{ij} = d_{ji}$  entspricht.

Für das CFLPSS ist es sinnvoll, das Matching-Problem so zu erweitern, dass den Elementen der Menge  $A$  die Möglichkeit gegeben wird, sich mit sich selbst zu paaren, anstatt ungepaart übrig zu bleiben (Self-Matching). Mit dieser Maßnahme können nicht benötigte ONS übrig bleiben und müssen nicht zwanghaft einer NAG zugeordnet werden. Die Menge  $A$  muss in dieser Formulierung nicht mehr gerade sein. Aus diesem Grund müssen die Kosten für ein Self-Matching  $d_{ii}$  dem doppelten Wert der tatsächlichen Matching-Kosten entsprechen, da Matching-Kosten unterschiedlicher Elemente von  $A$  aufgrund der Symmetrie der Zuordnungsmatrix  $\mathbf{Z}$  zweifach in der Zielfunktion auftauchen ( $d_{ij} = d_{ji}$ ).

Die zu minimierende Zielfunktion ist in Gl. (6.14) dargestellt. Die Zustandsmatrix  $\mathbf{Z}$  muss aufgrund der Aufbauvorschrift des Verfahrens symmetrisch sein und einen Eintrag pro Zeile und Spalte aufweisen, dies ist den Nebenbedingungen Gl. (6.15) bis (6.18) formuliert:

$$f_{\text{RMA}} = \min \sum \mathbf{D} \circ \mathbf{Z} \quad (6.14)$$

$$\sum_{j=1}^k z_{ij} = 1 \quad \forall i \quad (6.15)$$

$$\sum_{i=1}^k z_{ij} = 1 \quad \forall j \quad (6.16)$$

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Z}' \quad (6.17)$$

$$\mathbf{Z} \in \{0,1\} \quad (6.18)$$

Da die üblichen Gleichungssolver wie [7.2] oder [7.3] auf der Basis vektorieller Zustandsvektoren arbeiten, werden die Matrizen vektoriell dargestellt. Für die definierten Eigenschaften des

Ergebnisvektors  $\mathbf{z}$  werden ausschließlich Gleichheitsbedingungen benötigt. Gl. (6.19) zeigt den schematischen Aufbau der Nebenbedingungen für eine Matching-Kosten-Matrix der Dimension  $3 \times 3$ .

$$\mathbf{A}_{\text{RMH eq}} \mathbf{z} = \mathbf{b}_{\text{RMH eq}} \quad (6.19)$$

mit

$$\mathbf{A}_{\text{RMH eq}} = \begin{array}{c} \left[ \begin{array}{ccccccccc} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ \hline 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ \hline 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \end{array} \right] \begin{array}{l} \left. \vphantom{\begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{array}} \right\} \text{Spaltensumme} \\ \\ \left. \vphantom{\begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{array}} \right\} \text{Zeilensumme ;} \\ \\ \left. \vphantom{\begin{array}{c} \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \\ \end{array}} \right\} \text{Symmetrie} \end{array}$$

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} z_{11} \\ z_{12} \\ z_{13} \\ z_{21} \\ z_{22} \\ z_{23} \\ z_{31} \\ z_{32} \\ z_{33} \end{bmatrix} ; \quad \mathbf{b}_{\text{RMH eq}} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

### 6.6.2 Anwendung der Repeated-Matching-Heuristik zur Optimierung von NS-Netzen

Um die RMH zur Lösung des CFLPSS benutzen zu können, müssen einige Neuformulierungen getroffen werden.

- $I = [1, 2, \dots, m]$  ist die Menge aller ONS
- $J = [1, 2, \dots, n]$  ist die Menge aller NAG
- $K$  bezeichnet den vollständigen Raum aller möglichen Zuordnungen und damit  $K = I \times J$
- Falls NAG einer ONS zugeteilt werden, wird dies als Zuordnung  $(i, V) \in K$  bezeichnet, wobei die Menge  $V$  alle zugeordneten NAG zur ONS  $i$  beinhaltet, dies entspricht dem Versorgungsgebiet einer Station
- Es wird definiert, dass  $(i, V)$  zulässig ist, falls  $\left| g_{\sigma} P_{Sj\sigma} \right|_{\max \rightarrow \sigma} \leq S_{ri}$
- Ein Packing  $P$  bezeichnet alle Zuordnungen von NAG zu ONS

- Da eine NAG nur einer ONS zugeordnet werden darf, gilt

$$(i_1, V_1), (i_2, V_2) \Rightarrow V_1 \cap V_2 = \emptyset \quad \text{und} \quad i_1 \neq i_2 \quad (6.20)$$

So entstehen bei gegebenen Packing die folgenden Mengen:

$$\begin{aligned} M_1 &= \{i \mid (i, V) \notin P\} && | \text{ nicht eröffnete ONS} \\ M_2 &= \bigcup_{(i, V) \notin P} V && | \text{ nicht zugewiesene NAG} \\ M_3 &= P && | \text{ eröffnete ONS mit NAG} \end{aligned} \quad (6.21)$$

$n_1, n_2$  und  $n_3$  sind die jeweiligen Kardinalitäten ( $\hat{=}$  Anzahl der Elemente) der Mengen  $M_1$  bis  $M_3$ . Die Kosten eines Packings betragen

$$K_{\text{Packing}} = \mu n_2 + \underbrace{\sum_{\{(i, V) \in M_3\}} k_i + \sum_{\{(i, j) \mid (i, V) \in M_3, j \in V\}} c_{ij}}_{\text{Ermittlung durch Netzberechnung (siehe Abschnitt 5)}} \quad (6.22)$$

wobei  $\mu$  eine hinreichend große Zahl ist. Im Gegensatz zur eigentlichen Vorschrift, werden die Packingkosten im Folgenden durch eine Netzausbauberechnung bestimmt (siehe Kapitel 5). Bei der Verwendung der oben aufgeführten Formulierung der RMH ist es möglich, dass NAG keiner ONS zugewiesen sind, was einer unzulässigen Lösung des CFLPSS entspricht. Wenn das Packing folglich gegen die Nebenbedingung in Gl. (6.8) verstößt, stellt der Term  $\mu n_2$  einen Bestrafungsterm für schlechte Lösungen dar [4.23]. Durch die Wahl eines hinreichend großen Wertes für  $\mu$  werden die Gesamtkosten des Matchings dazu neigen, die Anzahl der Elemente in  $M_2$  auf null zu verringern.

Der gesamte Ablauf der Heuristik zur Optimierung des Standortes ist in **Bild 6.2** gezeigt. Aus den unterschiedlichen Kombinationen der Mengen  $M_1$  bis  $M_3$  werden mithilfe der Funktion zur Optimierung des Netzausbaus (siehe Kapitel 5) die Elemente der Matching-Kosten-Matrix  $D$  bestimmt (siehe Abschnitt 6.7). Aus der Lösung der Zielfunktion (siehe Abschnitt 6.6) entstehen die neuen Mengen  $M'_1$  bis  $M'_3$ . Die Iteration wird solange durchlaufen, bis keine Verbesserung mehr eintritt. Um zu verhindern, dass die Heuristik in einem lokalen Optimum konvergiert, werden im Anschluss Mutationen an der gefundenen Lösung vorgenommen (siehe Abschnitt 6.8) und erneut die Iteration zur Bestimmung der Mengen  $M'_1$  bis  $M'_3$  durchlaufen. Sollte keine globale Verbesserung eintreten oder die maximale Anzahl der Iterationen erreicht sein, wird die Iteration abgebrochen und die beste gefundene Lösung ausgegeben.

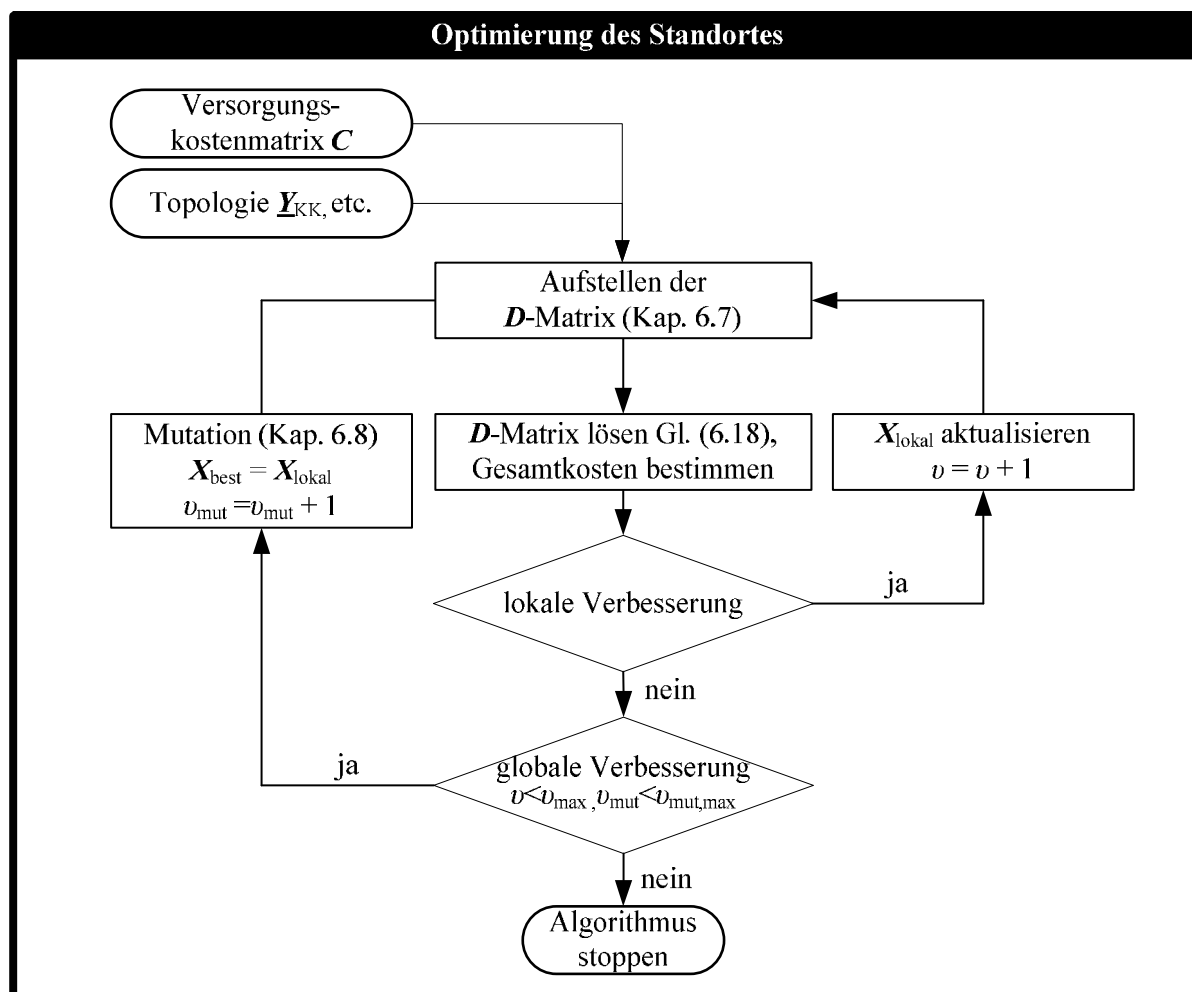


Bild 6.2 Flussdiagramm der RMH zur Optimierung des Standortes

## 6.7 Aufbau der Matching-Kosten-Matrix

Für jede mögliche Mengenkombination muss der Kostenkoeffizient  $d_{ij}$  für die  $D$ -Matrix berechnet werden, um verbesserte Matchings mithilfe der Zielfunktion in Gl. (6.14) zu finden. Die Dimension der symmetrischen Matching-Kosten-Matrix  $D$  verändert sich dynamisch im Verlauf der Heuristik, solange sich die Kardinalitäten der Mengen verändern. In jedem Fall ist die Dimension der zweidimensionalen Matrix  $D$  in jeder Richtung  $n_1 + n_2 + n_3$ . Die Matrix besteht aus neun Untermatrizen. Aufgrund der Symmetrie müssen nur sechs Untermatrizen berechnet werden. Die Notation  $D_{M_a M_b}$  wird verwendet, um Matchings zwischen den Mengen  $M_a$  und  $M_b$  zu kennzeichnen.

$$\mathbf{D} = \begin{matrix} & \begin{matrix} M1 & M2 & M3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} M1 \\ M2 \\ M3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} \mathbf{D}_{M1M1} & \mathbf{D}_{M2M1}^T & \mathbf{D}_{M3M1}^T \\ \mathbf{D}_{M2M1} & \mathbf{D}_{M2M2} & \mathbf{D}_{M3M2}^T \\ \mathbf{D}_{M3M1} & \mathbf{D}_{M3M2} & \mathbf{D}_{M3M3} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (6.23)$$

### 6.7.1 Untermatrix $D_{M_1M_1}$

Das Matching einer nicht eröffneten ONS mit einer anderen nicht eröffneten ONS ist nicht zulässig, sodass die Kosten hierfür auf  $10\mu$  gesetzt werden. Ein Self-Matching erzeugt Kosten von 0, solange der ONS keine NAG zugeordnet werden. Ist an dem Standort bereits eine ONS vorhanden, die zurückgebaut werden müsste, sind hier die Rückbaukosten anzusetzen. In der originalen Version der RMH wird als Strafterm der Wert  $\infty$  verwendet, dieser hat aber für die Lösung der Matching-Kosten-Matrix  $D$  die negative Eigenschaft, dass keine Schranken berechnet werden können, sodass der Gleichungssolver gerade zu Beginn des Lösungsverfahrens keine Vergleichsmöglichkeit hat, wie sich die Gesamtkosten verändern.

$$d_{\alpha,\beta} = \begin{cases} 10\mu & \text{falls } \alpha \neq \beta \\ 0 & \text{falls } \alpha = \beta \text{ und keine ONS vorhanden} \\ K_{\text{Rückbau}} & \text{falls } \alpha = \beta \text{ und eine ONS vorhanden} \end{cases} \quad (6.24)$$

mit  $i, j \in M_1, \alpha = M_1(i), \beta = M_1(j)$

### 6.7.2 Untermatrix $D_{M_2M_1}$

Eine Zuordnung einer nicht zugeordneten NAG zu einer nicht eröffneten ONS ist zulässig, sofern die Bemessungsleistung des Transformators dabei nicht durch die Nachfrage der zuzuordnenden NAG überschritten wird.

$$d_{n_1+\alpha,\beta} = \begin{cases} k_i + c_{ij} & \text{falls } S_{r,i} \leq |g_\sigma P_{Sj\sigma}|_{\max \rightarrow \sigma} \\ 10\mu & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.25)$$

mit  $i \in M_1, j \in M_2, \alpha = M_1(i), \beta = M_2(j)$

### 6.7.3 Untermatrix $D_{M_2M_2}$

Das Matching einer nicht zugeordneten NAG mit einer anderen nicht zugeordneten NAG ist nicht zulässig, sodass die Kosten hierfür  $10\mu$  betragen. Ein Self-Matching ergibt Bestrafungskosten von  $2\mu$ , da die Matchings in der Zielfunktion doppelt gewertet werden.

$$d_{n_1+\alpha,n_1+\beta} = \begin{cases} 10\mu & \text{falls } \alpha \neq \beta \\ 2\mu & \text{falls } \alpha = \beta \end{cases} \quad (6.26)$$

mit  $i, j \in M_2, \alpha = M_2(i), \beta = M_2(j)$



#### 6.7.4 Untermatrix $D_{M_3M_3}$

In dieser Untermatrix wird das Matching von zwei ONS mit jeweils deren versorgten NAG geprüft. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

- $v_1$ : ein Standort übernimmt alle NAG  
Dies ist allerdings nur möglich, wenn die Bemessungsleistung der ONS ausreichend ist. Dabei werden auch weitere mögliche Standorte geprüft, da in der Regel die aktuellen Standorte für die gemeinsame Versorgung beider NAG-Bereiche nicht geeignet sind.
- $v_2$ : Zuordnungsoptimierung der versorgten NAG auf beide ONS (siehe Abschnitt 0).

Für beide Fälle wird eine Optimierung des Netzausbaus (siehe Kapitel 5) durchgeführt und die Variante mit den geringsten Barwerten in die Matching-Kosten-Matrix  $D$  übernommen.

$$d_{n_1+n_2+\alpha, n_1+n_2+\beta} = \begin{cases} 2 \left( k_i + \sum_{j \in C} c_{ij} \right) & \text{falls } \alpha = \beta \\ \min\{v_1, v_2\} & \text{falls } \alpha \neq \beta \end{cases} \quad (6.27)$$

mit  $i, j \in M_3, \alpha = M_3(i), \beta = M_3(j)$

Durch Reduktion der Vergleiche auf benachbarte Standorte kann auf die zeitaufwendige Berechnung sehr vieler Elemente verzichtet werden. Alle nicht relevanten Elemente bekommen in der Folge den Strafterm  $\mu\{\text{Anzahl der NAG}\}$  zugewiesen.

#### 6.7.5 Untermatrix $D_{M_3M_1}$

Es wird versucht, einen günstigeren ONS-Standort für die aktuell von einem Standort versorgten NAG zu finden. Es sind dabei wie in Abschnitt 6.7.3 zwei Fälle möglich:

- $v_1$ : ein Standort übernimmt alle NAG
- $v_2$ : Zuordnungsoptimierung der versorgten NAG auf beide ONS

Es ergeben sich die folgenden Einträge in der Matching-Kosten-Matrix  $D$

$$d_{n_1+n_2+\alpha, \beta} = \min(v_1, v_2) \quad (6.28)$$

mit  $i \in M_1, j \in M_3, \alpha = M_1(i), \beta = M_3(j)$

Auch hier lassen sich deutliche Rechenzeitvorteile erzielen, wenn nur die im Versorgungsgebiet liegenden und an das Versorgungsgebiet angrenzenden Standorte betrachtet werden.

### 6.7.6 Untermatrix $D_{M_3 M_2}$

Das Matching eines eröffneten Standortes mit zugeordneten NAG und einer nicht versorgten NAG wird in dieser Untermatrix gebildet. Es treten zwei mögliche Fälle auf.

- $v_1$ : Die NAG kann der eröffneten ONS zugeordnet werden, da die Bemessungsleistung der ONS nicht überschritten wird.
- $v_2$ : Falls die Bemessungsleistung der ONS nicht ausreicht, um die zusätzliche NAG zu versorgen, müssen ein oder mehrere bereits zugeordnete NAG wieder von der ONS entfernt werden; dabei wird wiederum die Zuordnungsoptimierung aus Abschnitt 10.3 angewandt. Um eine zulässige Lösung zu finden, wird eine Pseudo-Station  $i_2$  eingeführt, deren Bemessungsleistung  $S_r$  und Versorgungskosten zu den einzelnen NAG den Wert des Strafterms  $\mu$  betragen.

Es ergeben sich die folgenden Einträge in der Matching-Kosten-Matrix  $D$ .

$$d_{n_1+n_2+\alpha, n_1+\beta} = \begin{cases} k_i + \sum_{j \in C_1} c_{i,j} & \text{falls } S_{ii} \leq \sum_{j \in C_1} |g_{\sigma} P_{S j \sigma}|_{\max \rightarrow \sigma} \\ k_i + \sum_{j \in C_1^*} c_{i,j} + n_2^* \mu & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.29)$$

mit  $i \in M_3, j \in M_2, \alpha = M_3(i), \beta = M_2(j)$

Es muss hierbei beachtet werden, dass  $C_1$  bereits den nicht zugewiesenen Kunden aus der Menge  $M_2$  beinhaltet.  $C_1^*$  ist eine Teilmenge von  $C_1$  und enthält alle dem Transformator  $i_1$  zugeordneten Kunden nach Lösung des modifizierten Problems.  $n_1^*$  ist dabei die Anzahl der Elemente der Menge  $C_1^*$ . Auch hier lassen sich deutliche Rechenzeitvorteile erzielen, wenn nur die Elemente aus  $M_1$  in die Betrachtung einbezogen werden, die an die nicht versorgte NAG angrenzen.

## 6.8 Mutationen

Um zu verhindern, dass die RMH in lokalen Optima konvergiert, wird ähnlich wie bei genetischen Algorithmen eine Mutation durchgeführt, die nach verschiedenen Ansätzen erfolgen kann:

- Auftrennung der Zuordnung zwischen NAG und ONS. Für jede Zuordnung  $(i, C) \in M_3$  wird eine Zufallszahl  $\alpha \in [0,1]$  generiert. Für jede NAG in dieser Zuordnung wird ebenfalls eine Zufallszahl  $\beta \in [0,1]$  erstellt. Falls  $\beta \leq \alpha$ , wird die entsprechende NAG nicht mehr der ONS zugeordnet.
- Der zweite Ansatz ist vergleichbar mit dem ersten Ansatz, jedoch erhält nicht jede Zuordnung  $(i, C) \in M_3$  eine eigene Zufallszahl  $\alpha$ , sondern alle Zuordnungen in  $M_3$  erhalten die gleiche Zufallszahl  $\alpha \in [0,1]$ .
- Von einer zufällig ausgewählten ONS der Menge  $M_3$  werden alle NAG entfernt.
- Durch Nachbarschaftssuche werden die Zuordnungen aller NAG aufgelöst, die an NAG benachbarter Stationen grenzen.

Das Entfernen der NAG nach jedem der Ansätze führt dazu, dass die entsprechenden NAG von der Menge  $M_3$  in die Menge  $M_2$  verschoben werden. Die RMH wird erneut so lange ausgeführt, bis ein Kriterium zum Beenden erfüllt ist. Im Folgenden wird nach einer solchen Mutation die gefundene Lösung mit der besten bislang gefundenen Lösung verglichen. Die Mutationen werden solange durchgeführt, bis sich das gefundene Optimum nicht weiter verbessert oder die maximale Anzahl an Mutationen  $\nu_{\text{mut max}}$  erreicht wird.



## 7 Anwendung der optimierten Niederspannungsnetzplanung

Die entwickelte Heuristik wird in diesem Kapitel auf unterschiedliche Fragestellungen in verschiedenen Datensätze von NS-Netzten angewendet. Die Ergebnisse der Heuristik sind sehr stark von den wirtschaftlichen sowie räumlichen Randbedingungen und den hinterlegten Netzdaten abhängig. Folglich können die hier dargestellten exemplarischen Ergebnisse nicht ohne Weiteres verallgemeinert werden.

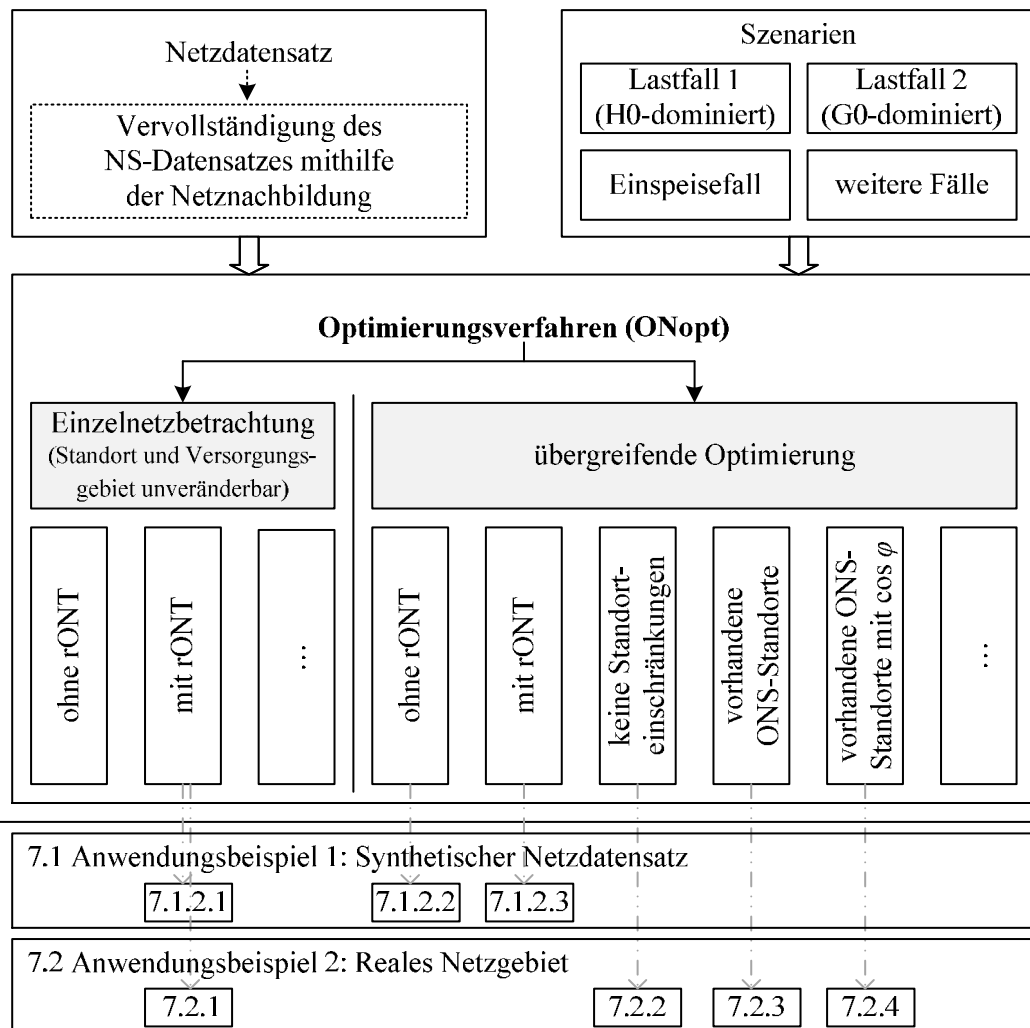
In **Bild 7.1** ist das Vorgehen bei der Anwendung des Optimierungsverfahren gezeigt. Eingangsdaten sind zum einen der Netzdatensatz, der automatisiert mithilfe des in Abschnitt 4.7 beschriebenen Verfahrens auf Lücken überprüft und ergänzt wird. Zum anderen wird der Eingangsdatensatz aus den Szenarien gebildet, die mit dem Netzdatensatz über die entsprechenden Koordinaten- und Knotenpunkte verknüpft sein müssen und aus multiplen Last- und Einspeisefällen bestehen. Als mögliche neue ONS-Standorte werden zunächst alle Kreuzungspunkte des Straßennetzes, allerdings mindestens alle 150 m entlang einer Straße, sowie bestehende ONS-Standorte angenommen.

Innerhalb des Optimierungsverfahrens können unterschiedliche Untersuchungsziele und Einschränkungen festgelegt werden. Um einen Vergleich mit bisherigen Netzausbaustudien zu ermöglichen, die keine übergreifende Optimierung durchführen, wird die im Folgenden als Einzelnetzstudie bezeichnete Variante eingeführt. In der Einzelnetzstudie wird die Heuristik auf die vorhandenen Standorte der ONS und deren Versorgungsbereiche eingeschränkt. Durch diese Einschränkungen muss die gefundene Lösung auf jeden Fall gleich gut oder schlechter als die Lösung der übergreifenden Optimierung sein. Bei der übergreifenden Optimierung hingegen, ist eine Veränderung der Stationsstandorte und der Versorgungsgebiete generell möglich.

Neben dieser grundsätzlichen Festlegung können weitere Einschränkungen der Heuristik vorgenommen werden. So kann zum Beispiel überprüft werden, ob neue Betriebsmittel einen günstigeren Netzbetrieb ermöglichen oder ob es zum Beispiel kosteneffizient wäre, die Anzahl der möglichen ONS-Typen innerhalb des Kataloges der Standardbetriebsmittel eines VNB zu reduzieren. Hierfür stehen stellvertretend die Untersuchungen mit und ohne rONT. Rückmeldungen der beteiligten VNB haben eine weitere Einschränkungsvariante aufgezeigt: Es gibt einige Netzgebiete die noch über viele, häufig ältere ONS mit einer kleinen Bemessungsleistung verfügen, die sich zudem in räumlicher Nähe befinden. In diesem Netzgebieten kommt die Heuristik oftmals zu der Lösung, beide ONS mithilfe eines leistungsstärkeren rONT an einem neuen, zentraler gelegenen Standort zusammenzufassen. Da das Aufstellen einer neuen ONS an einem bisher nicht genutzten Standort häufig einen hohen Abstimmungsaufwand mit den kommunalen Verwaltungen bedeutet oder stadtplanerisch nicht zu realisieren ist, kann es zur Verringerung des Planungsaufwands einfacher sein, die Standortsuche auf vorhandene Standorte zu begrenzen und zusätzlichen Leitungsaufwand in Kauf zu nehmen.

Weiterhin ermöglicht die Heuristik eine Variation und damit einhergehende Sensitivitätsanalyse der in **Tabelle 10.4** im Anhang angegebenen Kostenansätze sowie der weiteren wirtschaftlichen Annahmen und technischen Randbedingungen.

Da es im Rahmen dieser Arbeit nicht zielführend ist, für die im folgenden untersuchten Netzgebiete alle denkbare Anwendungs- und Untersuchungsfälle darzustellen, wurde in Absprache mit den jeweiligen VNB eine Auswahl festgelegt. Die Auswahl ist in den unteren beiden Zeilen von **Bild 7.1** für die beiden exemplarischen Netzgebiete angegeben.



**Bild 7.1** Anwendung der optimierten Niederspannungsnetzplanung

Als wirtschaftliche Randbedingung werden in beiden Anwendungen die in **Tabelle 10.4** angegebenen Kostenansätze berücksichtigt. Für die technischen Planungsgrundlagen wird angenommen, dass für konventionelle ONS ein Spannungsband von  $-5/+3\%$  und für rONT von  $\pm 8\%$  im NS-Netz zugelassen wird. Betriebsmittel dürfen nur bis zum thermisch maximal zulässigen Strom belastet werden, und die NH-Sicherungen werden so ausgewählt, dass gemäß [3.18] nach 5 Sekunden der einpolige Fehlerstrom gelöscht wird, wobei mindestens 80-A-Sicherungen ausgewählt werden müssen.

Die vorhandene Infrastruktur wird bei einer Weiterverwendung zum Ende der kalkulierten Lebensdauer ersetzt, die dabei in Zukunft entstehenden Investitionen für den Ersatzneubau werden dabei auf den heutigen Betrachtungszeitpunkt diskontiert.

Für die Untersuchungen in Abschnitt 7.1 steht ein unvollständiger Datensatz eines 274 km<sup>2</sup> großen Versorgungsgebietes zur Verfügung. Während sowohl der Verlauf des MS-Netzes, als auch die ONS-Standorte und deren Bemessungsleistungen bekannt sind, muss das unbekannte NS-Netz mit der in Abschnitt 4.7 beschriebenen Methodik zur Nachbildung von NS-Netzen vollständig modelliert werden.

Für die Untersuchungen in Abschnitt 7.2 steht dahingegen ein vollständiger Netzdatensatz der MS- und NS-Ebene mit Informationen zum Alter der Betriebsmittel zur Verfügung. Mithilfe dieses Datensatzes soll die praktische Anwendung der Heuristik am Beispiel einer Kleinstadt aufgezeigt werden.

## **7.1 Anwendungsbeispiel 1: Synthetischer NS-Netzdatensatz**

Durch die modulare Gestaltung und zeitgleiche Betrachtung unabhängiger Netzgebiete ist die entwickelte Heuristik auf reale ländliche Netzbereiche im Größenbereich von 300 km<sup>2</sup> anwendbar.

### **7.1.1 Netzdatensatz, Szenarien und Vorgehensweise**

Das Versorgungsgebiet umfasst den NS-seitigen Versorgungsbereich eines 110/20-kV-Umspannwerkes. Über 201 ONS werden 8701 NA versorgt. Weiterhin sind in dem Netzgebiet 77 Kundenstationen vorhanden, über die einerseits mittelständische Gewerbebetriebe als auch größere EEG-Anlagen wie Biogas- und Windkraftanlagen an das Netz angeschlossen werden. Die Netzlängen umfassen etwa 410 km in der NS- und etwa 285 km in der MS-Ebene. Einige weitere Kenndaten des betrachteten Versorgungsgebietes sind in **Tabelle 7.1** zusammengefasst angegeben. Aufgrund nicht elektronisch verfügbarer Daten für die exakten Leitungsverläufe in der NS-Ebene wird für die Modellierung des Netzgebietes die Methodik nach Abschnitt 4.7 angewandt. Als problematisch hat sich dabei im ländlichen Raum gezeigt, dass nicht an jeder Straße eine NS-Leitung vorhanden ist. Die Zuteilung der NA auf die ONS erfolgt dabei mit Hilfe der Zuordnungsoptimierung unter Berücksichtigung der bekannten Bemessungsleistungen der ONS nach Abschnitt 10.3. Als zu berücksichtigende auslegungsrelevante Spitzenleistungen für die Lastfälle werden die Planungsannahmen des VNB zugrundegelegt. Diese belaufen sich in dem Netzgebiet auf etwa 3 kW pro HA. Für die auf diese Weise ermittelten Netzgebiete wird im Anschluss eine Einzelnetzstudie durchgeführt, um vorhandene Verstärkungsleitungen zu identifizieren.

Da mit dieser Abschätzung weitere vorhandene Verstärkungsleitungen beispielsweise zwischen ONS nicht ermittelt werden können, wird das Ergebnis der Optimierung zugunsten von rONT verschoben sein, da dieser deutlich weniger Leitungsausbau in den NS-Netzen verursacht.

**Tabelle 7.1** Kennwerte des Versorgungsgebietes

Kennwert		Eigenschaft	
Versorgte Fläche		etwa 270 km <sup>2</sup>	
Anzahl NA		8701	
Anzahl NAG		2359	
Anzahl ONS		201	
Anzahl Kundenstationen		77	
Stromkreislänge NS		ca. 410 km	
Stromkreislänge MS		ca. 285 km	
EEG-Anlagen	Art	Anzahl	inst. Gesamtleistung P <sub>max</sub>
	Biogas	24	10,95 MW
	KWKG	21	0,2 MW
	PV (über 30 kW)	28	3,3 MW
	PV (bis 30 kW)	488	6,0 MW
	Wasser	3	0,96 MW
	Wind	15	29,2 MW

Als Zukunftsszenario wird in dem Netzgebiet von einem sehr starken Zubau von PV-Anlagen und einer gleichzeitigen Spitzenlastannahme von 5 kW pro NA im Lastfall ausgegangen. Für eine Abschätzung des maximalen PV-Zubaus in der NS-Ebene wird auf die Ergebnisse einer PV-Potenzialabschätzung zurückgegriffen [10.2].

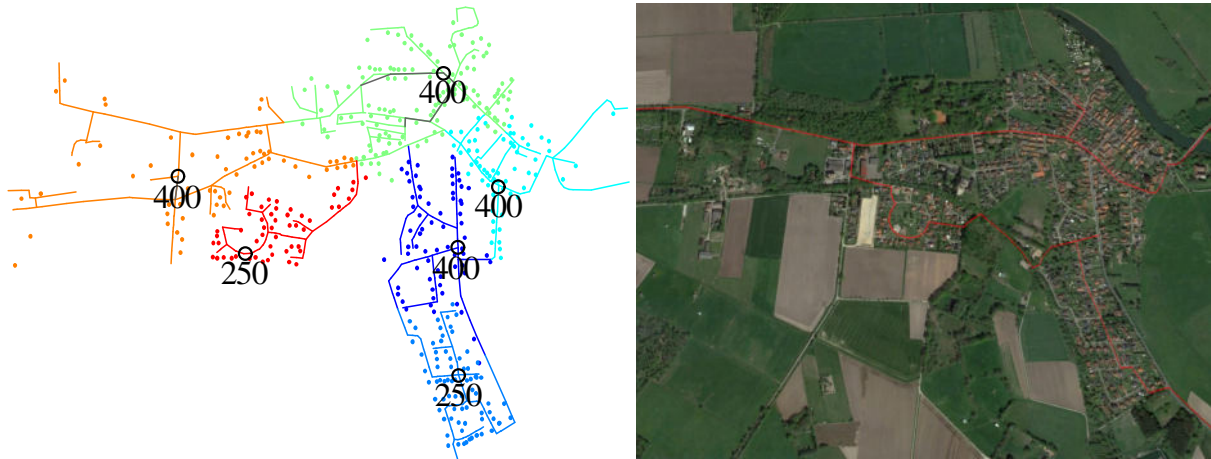
Im ersten Schritt wird im Folgenden ein Beispielort aus dem Versorgungsgebiet betrachtet, danach werden die nach der gleichen Vorgehensweise ermittelten Werte für das gesamte Versorgungsgebiet angegeben.

### 7.1.2 Beispielort

Der in **Bild 7.2** dargestellte Beispielort umfasst 438 NA und wird über sechs ONS an das überlagerte MS-Netz angeschlossen. Die Punkte in der Grafik stellen die einzelnen NA dar, wobei die farbliche Kennzeichnung das Versorgungsgebiet einer ONS kennzeichnet. Die schwarzen Sternchen stellen die vorhandenen ONS-Standorte dar. Wobei die Zahl die Bemessungsleistung in kVA beschreibt. Die zusätzliche Kennzeichnung „r“ kennzeichnet eine ONS mit rONT, die allerdings im Ausgangsdatensatz nicht vorhanden sind. Die synthetisch



ermittelten NS-Netze werden als Strahlennetze betrieben, wobei Unterbrechungen in den Leitungsverläufen die ermittelten Trennstellen darstellen. Die mit der Netznachbildung ermittelte Gesamtkabellänge im NS-Netz beträgt 13,69 km, wobei in der Nähe der ONS Verstärkungsleitungen vorhanden sind, die dunkelblau dargestellt sind. Die HA-Leitungen werden in der Optimierungsheuristik nicht berücksichtigt.



**Bild 7.2** Ausgangsnetz mit optimiertem Schaltzustand und Luftbild mit eingezeichneten MS-Netzverlauf des Ortsnetzes, Zahlenwerte entsprechen der Bemessungsleistung der ONS in kVA

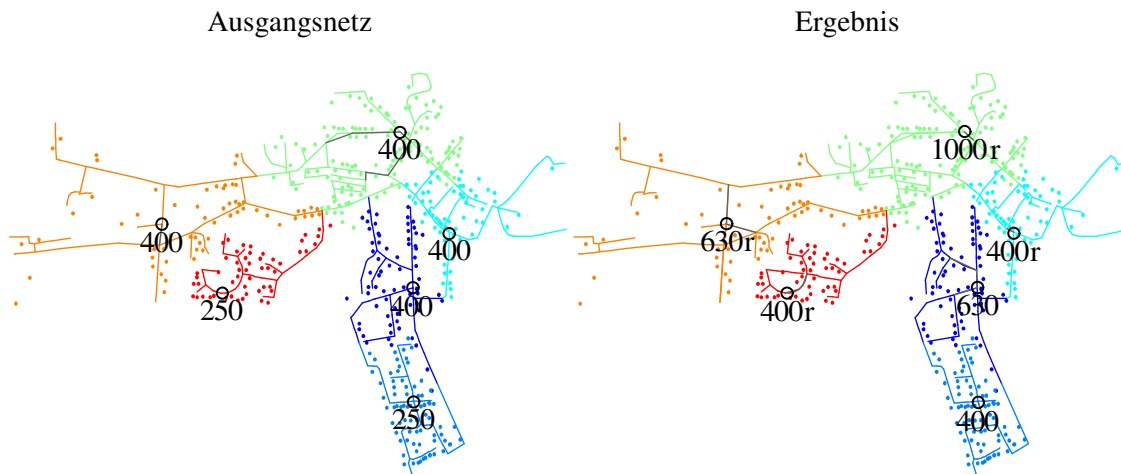
Das synthetisch ermittelte Ausgangsnetz wird im Folgenden mit dem in Abschnitt 7.1.1 beschriebenen Szenario überlagert. Wenn es zu einer Verletzung der Spannungsbandkriterien oder zu einer thermischen Überlastung der Kabel kommt, wird gemäß Kapitel 5 der über den Betrachtungszeitraum günstigste Netzausbau ausgewählt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der einzelnen Betrachtungen und Optimierungen kurz dargestellt, in Abschnitt 7.1.2.4 werden die Ergebnisse ausführlich zusammengefasst.

### 7.1.2.1 Einzelnetzstudie

Bei der Einzelnetzstudie werden nur die Netzgebiete der vorhandenen ONS berücksichtigt, die sich aus dem aktuell gültigen Schaltzustand ergeben (siehe **Bild 7.2**), Umschaltungen zwischen den Versorgungsgebieten und Standortveränderungen der ONS sind nicht zulässig. Das Vorgehen ist somit vergleichbar mit der Netzstudie in [5.2]. Das Ergebnis der Einzelnetzstudie für den Beispielort ist in **Bild 7.3** dargestellt. Es zeigt sich, dass aufgrund der sehr deutlichen Leistungsänderungen an den einzelnen NA die Bemessungsleistung jeder ONS erhöht werden muss. Mit den in **Tabelle 10.4** angegebenen Investitionen fällt der Einbau eines rONT-Transformators ab einem spannungsbedingten Leitungsausbaubedarf von etwa 250 m günstiger aus als der konventionelle Netzausbau. Dadurch können bei dem Einsatz von teureren, aber spannungsregelnden rONT-Transformatoren bei der Einzelnetzstudie etwa 3,56 km Leitungsausbau in dem Ortsnetz vermieden werden, sodass bei rONT Einsatz nur 1,59 km Leitungen hinzugebaut werden müssen.

Da an allen ONS-Standorten nur ein Transformator mit einer Bemessungsleistungsklasse höher als der vorhandene eingesetzt wird, können die ONS-Gebäude gemäß der Annahme aus **Tabelle 10.4** bestehen bleiben.

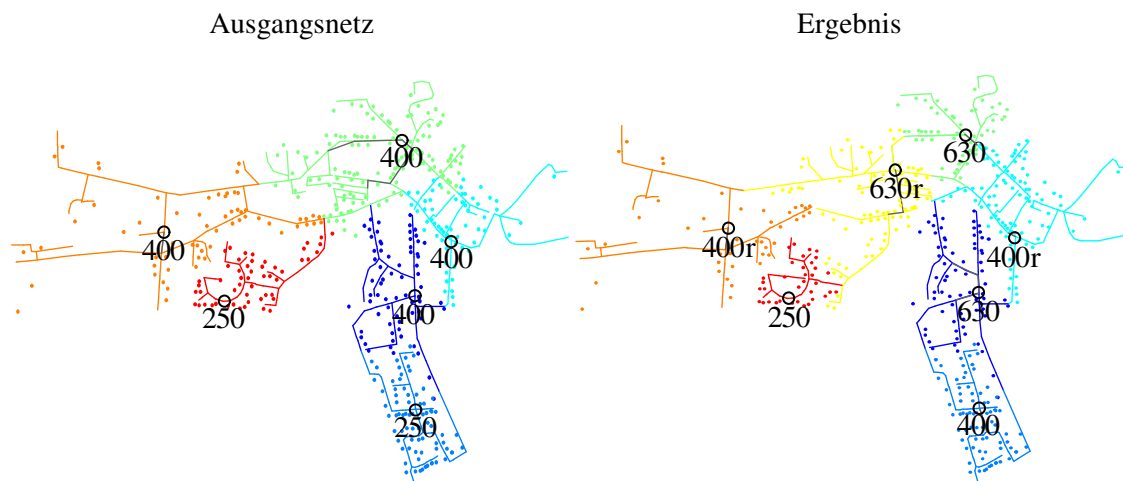


**Bild 7.3** Ergebnis der Einzelnetzstudie

### 7.1.2.2 Übergreifende Ortsnetzoptimierung mit rONT

Bei der Optimierung des gesamten Ortsnetzes besteht das wirtschaftliche Optimum darin, eine zusätzliche, regelbare ONS in der Mitte des Ortes mit einer Bemessungsleistung von 630 kVA zu errichten (siehe **Bild 7.4**). An der ermittelten Position ist eine freie Fläche vorhanden, an dem die MS-Ebene bereits vorbeigeführt wird (siehe **Bild 7.2**), sodass eine kostengünstige Einbindung möglich ist. Dennoch müssen auch in diesem Fall bis auf zwei ONS alle weiteren ONS umgerüstet werden, wobei kein Tausch der ONS-Gebäude notwendig ist. In zwei der sieben ONS ist aufgrund der Optimierung des Schaltzustandes ein rONT aus NS-Sicht erforderlich.

Ein Vergleich der ermittelten Barwerte für die beiden Ausbauanalysen zeigt, dass durch die übergreifende Ortsnetzoptimierung die ermittelten Barwerte um 44 % geringer ausfallen als bei der Einzelnetzstudie.

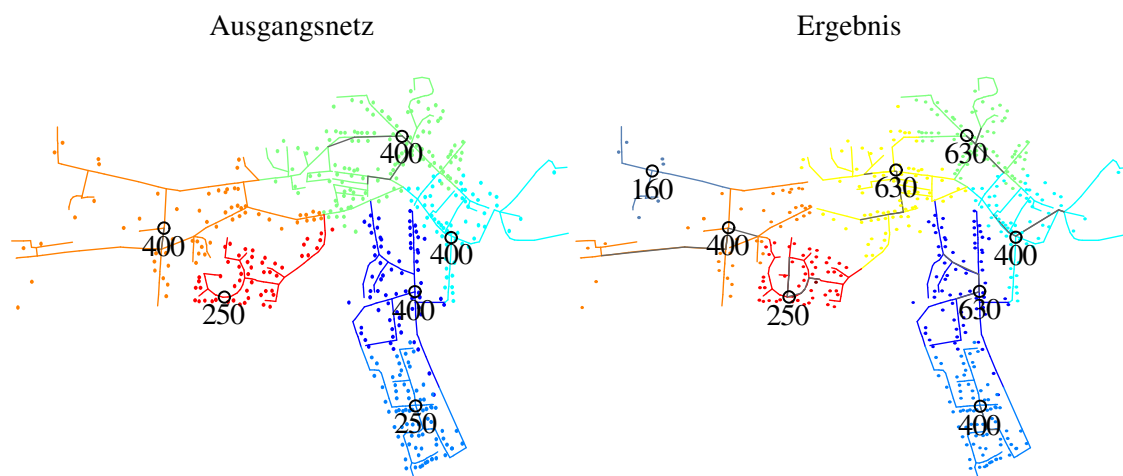


**Bild 7.4** Ergebnis bei übergreifender Ortsnetzoptimierung

### 7.1.2.3 Übergreifende Ortsnetzoptimierung ohne rONT

In **Bild 7.5** wird das Ergebnis der übergreifenden Ortsnetzoptimierung ohne den Einsatz von rONT gezeigt. Die Optimierungsheuristik hat in dieser Variante ebenfalls eine zusätzliche ONS in der Mitte sowie eine am nördlichen Rand des Ortes ermittelt. Der Standort einer ONS wird um einige Meter in der Schwerpunkt der Last verlagert, sodass die ONS in der Folge in den Schwerpunkt des Versorgungsbereiches rückt und gleichzeitig die Leitungslänge in der MS-Ebene kürzer wird.

Der Leitungszubau verdoppelt sich im Vergleich zur Variante mit rONT. Durch den hohen Leitungsaufwand und die zusätzliche Station sind die ermittelten Barwerte um 29,5 % höher als bei der übergreifenden Ortsnetzoptimierung mit rONT-Einsatz. Allerdings sind die ermittelten Barwerte der Betriebskosten und der Investitionen immer noch deutlich geringer als in der Einzelnetzstudie.



**Bild 7.5** Ergebnis bei übergreifender Ortsnetzoptimierung ohne rONT-Einsatz

### 7.1.2.4 Zusammenfassung der Ergebnisse für den exemplarischen Beispiellort

Die Ergebnisse der vier berechneten Varianten sind in **Tabelle 10.4** angegeben. Für das Zukunftsszenario zeigt sich in allen drei Varianten, dass die über den 30-jährigen Betrachtungszeitraum ermittelten Betriebskosten mit etwa 83 k€ relativ unabhängig von der ausgeführten technischen Variante sind. Der Unterschied bei den Gesamtbarwerten folgt somit direkt aus den unterschiedlichen Investitionen. Während die Investitionen in der Variante der Einzelnetzstudie mit 315 k€ besonders hoch sind, fallen sie in der Variante der übergreifenden Optimierung mit 145 k€ deutlich geringer aus. Der größte Kostenvorteil liegt darin, dass in allen Varianten der übergreifenden Optimierung im Zentrum des Ortes eine zusätzliche ONS an einem bestehenden Kreuzungspunkt der MS- und NS-Leitungen aufgestellt wird, sodass die Netzverstärkungen durch weitere Kabelsysteme deutlich reduziert werden kann. Während in der Variante der Einzelnetzstudie ein Zubau von 11,61 % der gesamten Leitungslänge ausgewiesen wird, reduziert sich diese Länge auf 3,57 % in der Variante der übergreifenden Ortsnetzoptimierung.

**Tabelle 7.2** Ergebnisse der Optimierungen für den exemplarischen Beispiellort

Eigenschaft		Variante	Zukunftsszenario		
		IST-Szenario Synthetischer Ausgangszustand	Einzelnetzstudie des Ausgangszustandes	ONopt	ONopt ohne rONT
Barwerte in k€	Gesamt	203	405	227	294
	Investitionen	159	315	145	214
	Betriebskosten	44	89	82	80
Netzausbau	in km	0	1,59	0,49	1,1
	in %	0	11,61	3,57	8,03
ONS	Gesamt	6	6	7	8
	neue	0	0	1	3
	unverändert	0	0	2	3
	aufgelöst	0	0	0	1
rONT-Anteil in %		0	83,3	28,5	<b>0</b>
$\sum S_{rT}$ in MVA		2,1	3,32	3,34	3,27
$\sum S_{\max}   \sum S_{\min}$ in MVA		1,30 -0,36		2,19 -2,68	

Die installierte Bemessungsleistung der ONS (vorletzte Zeile) liegt in allen Fällen deutlich über der maximalen Spitzenleistung, die in dem Netzgebiet erwartet wird (letzte Zeile). Dies liegt daran, dass für die ONS nur bestimmte Bemessungsleistungsklassen vorhanden sind. So würde

die entwickelte Heuristik für eine auftretende Spitzenleistung von 410 kVA eine ONS mit einer Bemessungsleistung von 630 kVA einsetzen, da keine Überlastungen zugelassen sind. Dies führt zu einem Überschuss der installierten Leistung von 35 %.

### **Gesamtes Versorgungsgebiet**

Bei der Betrachtung des gesamten ländlichen Versorgungsgebietes mit 201 ONS muss berücksichtigt werden, dass 55 ONS keine Verbindung zu weiteren Netzen haben. Folglich sind die Ergebnisse für die Einzelnetzstudie und für die übergreifende Ortsnetzoptimierung bei diesen Standorten identisch, es sei denn, der vorhandene Standort ist ungeeignet, das heißt, dass er sehr weit entfernt vom Last- oder Erzeugungsschwerpunkt liegt. Einige Kennwerte der Ergebnisse für das gesamte Versorgungsgebiet sind in **Tabelle 7.3** dargestellt. Zunächst zeigt sich, dass die ermittelten Barwerte - wie bei dem stellvertretenden Beispielnetz bei der übergreifenden Ortsnetzoptimierung mit rONT - deutlich geringer ausfallen als bei der Einzelnetzstudie. Für das in Abschnitt 7.1.1 beschriebene Zukunftsszenario sind bereits heute etwa 14 % der ONS in dem Versorgungsgebiet ausreichend dimensioniert. Durch eine Änderung der Schaltzustände kann bei der übergreifenden Ortsnetzoptimierung der Anteil auf 31 % erhöht werden.

Insgesamt ergibt sich für das Zukunftsszenario eine rONT-Durchdringungsrate von 40,1 % bzw. 78,1 %, wenn die Einzelnetzstudie durchgeführt wird. Die für das Einzelnetz ermittelte Durchdringung liegt dabei etwa 10 % höher als eine vergleichbare Studie mit genaueren Netzdaten [10.1]. Bei diesem Vergleich muss allerdings der Einfluss des synthetischen Netzdatensatzes berücksichtigt werden, der die Netzverstärkung mit rONT bevorteilt, da nicht alle bereits vorhandenen Verstärkungsleitungen nachgebildet werden.

Der Vorteil der dezentralen Spannungsregelung im Verteilnetz durch die rONT-Technologie zeigt sich durch den Vergleich der dritten und vierten Spalte in der **Tabelle 7.3**, in der analog zu Abschnitt 7.1.2.3 das Zukunftsszenario ohne rONT-Einsatz mit der übergreifenden Ortsnetzoptimierung umgesetzt wird. Durch die deutlich höheren Belastungs- und Einspeiseannahmen gegenüber dem Ausgangszustand steigt der Spannungsabfall in den Netzen stark an. Die Einhaltung der Spannungsbänder durch Leitungszubau ist in vielen Fällen aufwendiger als das Aufstellen zusätzlicher ONS, sodass die ONS-Anzahl deutlich auf 280 Stationen in dem Netzgebiet wachsen würde.

Durch diesen Vergleich kann sehr anschaulich gezeigt werden, dass die rONT-Technologie die Kosten für die Integration der PV und E-KFZ deutlich senken und die Anzahl der notwendigen ONS im Vergleich zu heute nahe zu konstant bleiben kann.

Die Ergebnisse für den notwendigen Leitungszubau sind prozentual vergleichbar mit den Ergebnissen des Beispielortes aus **Tabelle 7.2**, und es zeigt sich erneut, dass der Netzausbau mit 3,69 % in der Variante der übergreifenden Optimierung deutlich geringer ausfällt, als in der Variante der Einzelnetzstudie mit 20,01 %.

**Tabelle 7.3** Ergebnisse der Optimierungen für das gesamte Versorgungsgebiet

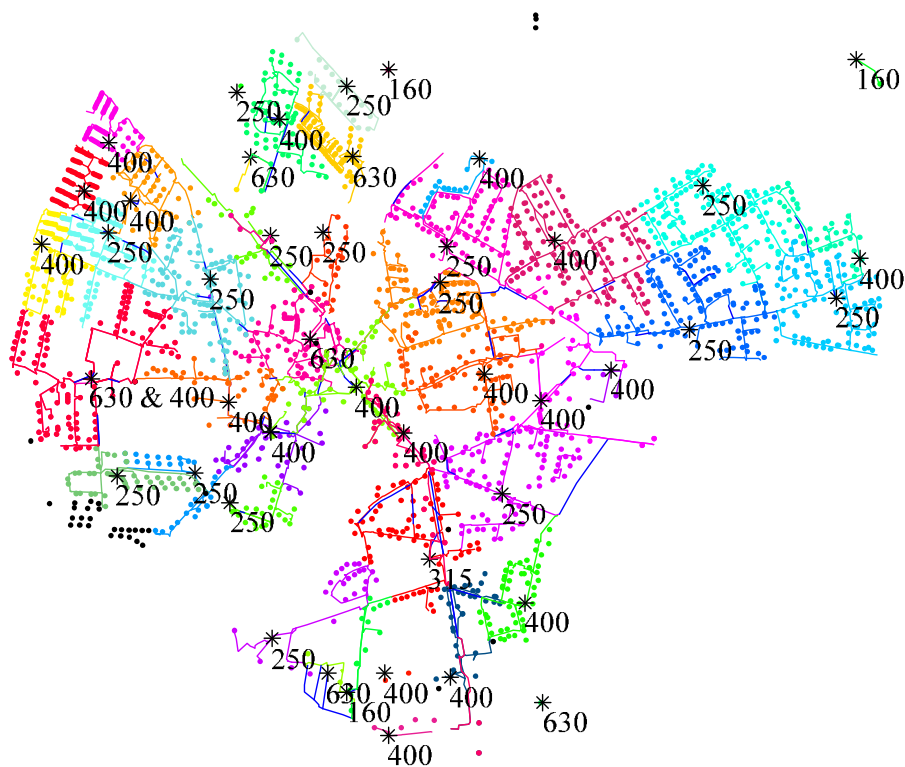
Eigenschaft		Variante	Zukunftsszenario		
		IST-Szenario	Einzelnetzstudie des Ausgangszustandes	ONopt	ONopt ohne rONT
Barwerte in k€	Gesamt	5703	12349	7700	10161
	Investitionen	3402	9954	5399	7992
	Betriebskosten	1317	2395	2301	2169
Netzausbau	in km	0	82,67	15,15	41,69
	in %	0	20,01	3,69	10,16
ONS	Gesamt	201	235	222	280
	neue	0	34	43	106
	unverändert	0	29	63	103
	aufgelöst	0	0	22	31
rONT-Anteil in %		0,0	78,1	40,1	0
$\sum S_{rT}$ in MVA		62,53	89,63	90,45	94,27
$\sum S_{\max}   \sum S_{\min}$ in MVA		25,3 -7,9		42,1 -75,1	

## 7.2 Anwendungsbeispiel 2: Reales Netzgebiet

### 7.2.1 Netzdatensatz, Szenarien und Vorgehensweise

Das **Bild 7.6** zeigt das untersuchte NS-Netz einer Kleinstadt mit etwa 13.000 Einwohnern. Aus den zur Verfügung gestellten Netzdaten geht ein NS-Kabelbestand von 75,92 km hervor, davon 74,95 km aktiv geschaltet, über die 2142 NA versorgt werden. Der übernommene Datensatz wird im Folgenden als Ausgangszustand bezeichnet. Das Netz wird in diesem Ausgangszustand über 43 ONS gespeist, deren Leistungs- und Altersverteilung mit den Darstellungen in Abschnitt 4.6 vergleichbar sind. Der von einer ONS versorgte Netzbereich ist mit einer einheitlichen Farbe gekennzeichnet. Weiterhin sind in dem Netzgebiet fünf ONS vorhanden, die privaten Eigentümern gehören und ausschließlich diese versorgen (Kundenstation, z. B. Einkaufszentren, mittelständische Gewerbebetriebe). Die Dichte der NA ist im südlichen Teil deutlich geringer, dafür ist die ONS-Dichte deutlich höher. Dies liegt darin begründet, dass hier ein Gewerbegebiet mit - im Vergleich zu Haushaltslasten - deutlich höheren Leistungsaufnahmen angesiedelt ist. Aufgrund der stark inhomogenen Lastverteilung kann folglich nicht von der NA-Dichte auf eine äquivalente Lastdichte geschlossen werden. Da bei der Betrachtung immer räumliche Grenzen gesetzt werden, kommt es in Randgebieten des Betrachtungsbereiches

immer zu Abweichungen. Daher sollte der Betrachtungsbereich nicht zu klein gewählt werden. Ein markantes Beispiel sind die drei NA im Norden, die von einer ONS versorgt werden, die ein kleines Stück weiter nördlich des hier dargestellten Betrachtungsgebietes liegt.



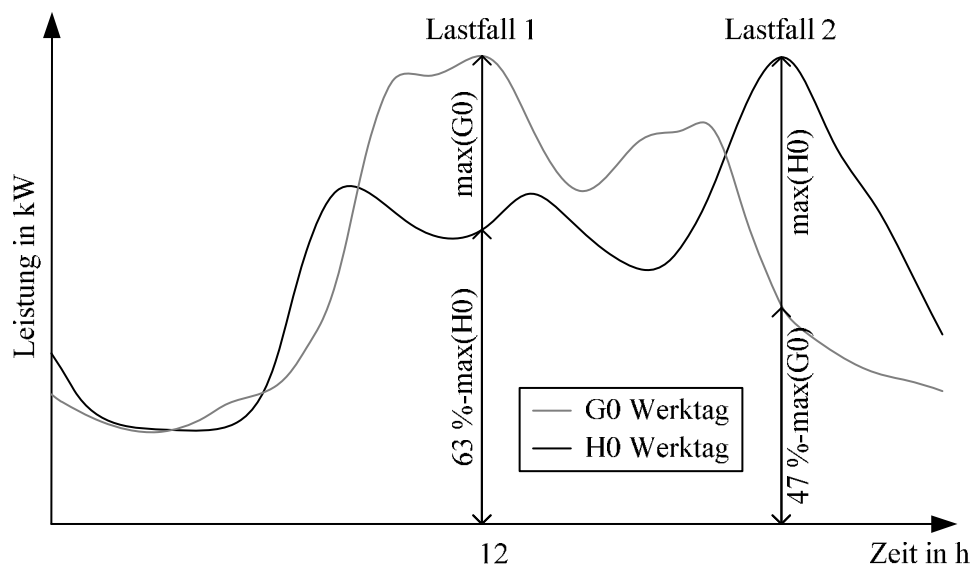
**Bild 7.6** Reales Netzgebiet - Ausgangszustand

Der Datenbestand weist 161 PV-Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 2,2 MW auf. 80 % der Anlagen haben eine installierte Leistung von unter 15 kW. Die größten fünf PV-Anlagen haben eine installierte Leistung von über 50 kW und machen etwa 22 % der installierten Gesamtleistung aus. Es ist ein BHKW mit einer Nennleistung von 200 kW vorhanden. Die maximale Spitzenlast des gesamten Netzgebietes liegt bei etwa 4,3 MW.

Der entwickelte Algorithmus wird im Folgenden unter Berücksichtigung der in **Tabelle 10.4** angegebenen Kostenfaktoren auf das Netzgebiet angewandt. Es werden zwei unterschiedliche Szenarien berechnet (siehe **Bild 7.1**). Das erste Szenario berücksichtigt ausschließlich die vom VNB übermittelten Last- und Einspeisedaten (IST-Szenario). Das zweite Szenario berücksichtigt eine vollständige Durchdringung des Netzgebietes mit E-KFZ und PV-Anlagen (Zukunftsszenario). In jedem Szenario werden sowohl die mithilfe des Ausgangszustands des Netzes, als auch die mithilfe der übergreifenden Ortsnetzoptimierung ermittelten Gesamtbarwerte ausgegeben. Bei Anwendung der Optimierungsheuristik wird zusätzlich in einer Variante die Auswahl möglicher ONS-Standorte auf die bestehenden Standorte beschränkt, da neue Standorte oftmals einen großen Abstimmungsaufwand mit der kommunalen Verwaltung bedeuten.

Die Daten der E-KFZ im Zukunftsszenario werden auf Basis der Vorgehensweise in Abschnitt 3.3.2 ermittelt. Die mögliche PV-Anlagengröße wurde im Rahmen von [10.8] ausgewertet. Dabei wurde auf Basis der jeweiligen Gebäudegrundfläche, -ausrichtung und der Nutzungsart die mögliche PV-Anlagenleistung näherungsweise abgeschätzt. Während in allen Varianten von einer reinen Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen ausgegangen wird, wird in einer weiteren Variante in Abschnitt 7.2.4 von einer Einspeisung mit einem Blindleistungsbezug ausgegangen.

Es werden in den Berechnungen der Szenarien unterschiedliche Last- sowie Einspeisefälle berücksichtigt. Für die Einspeisefälle wird von einer gleichzeitigen Einspeisung der PV- und BHKW-Anlagen ausgegangen. Die Lastfälle ergeben sich aus der Überlagerung von unterschiedlichen Standardlastprofilen. Da es sich bei dem Netzgebiet um ein Mischgebiet aus Wohn- und Gewerbenutzung handelt, muss bei der LF-Berechnung das zeitlich versetzte Auftreten der Spitzenleistungsbedarfe berücksichtigt werden. Hierzu werden die jeweiligen Standardlastprofile auf die gemessenen und abgeleiteten Spitzenleistungswerte skaliert und die jeweils ermittelten Maxima im Jahresverlauf als Berechnungszeitpunkt berücksichtigt. Die Anteile der anderen Standardlastprofile werden im Verhältnis zur auftretenden Jahresspitze berücksichtigt. Das **Bild 7.8** verdeutlicht das gewählte Vorgehen beispielhaft.



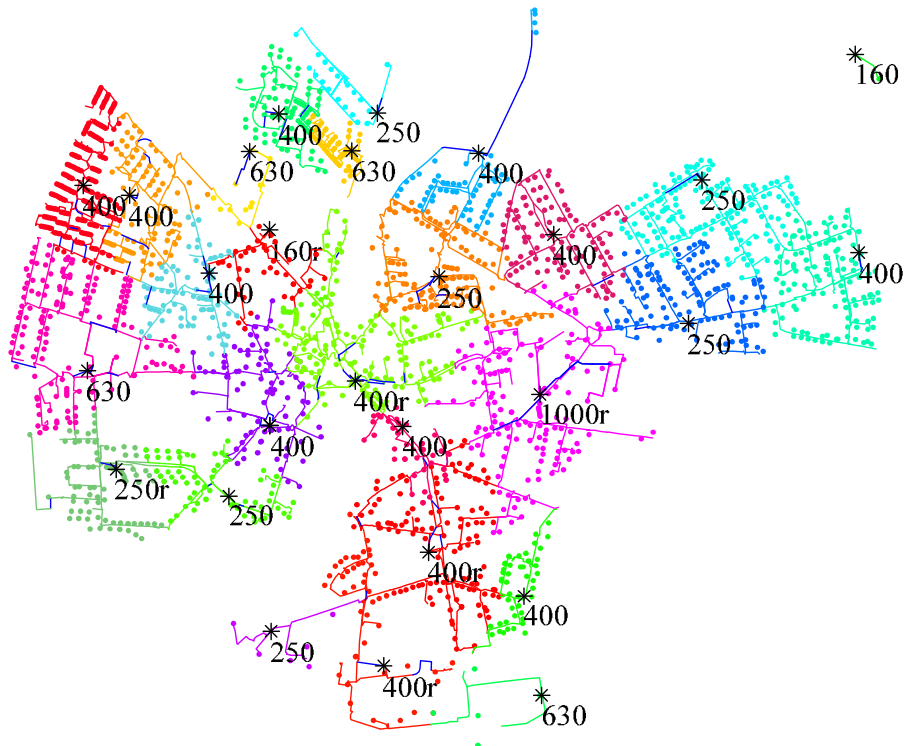
**Bild 7.7** Exemplarische Bildung der Lastfälle mithilfe von skalierten Standardlastprofilen in den einzelnen Szenarien

Im Folgenden werden die grafischen Ergebnisse der einzelnen Optimierungsvarianten kurz dargestellt, während die wirtschaftlichen Ergebnisse zusammenfassend am Ende in Abschnitt 7.2.5 angegeben werden.

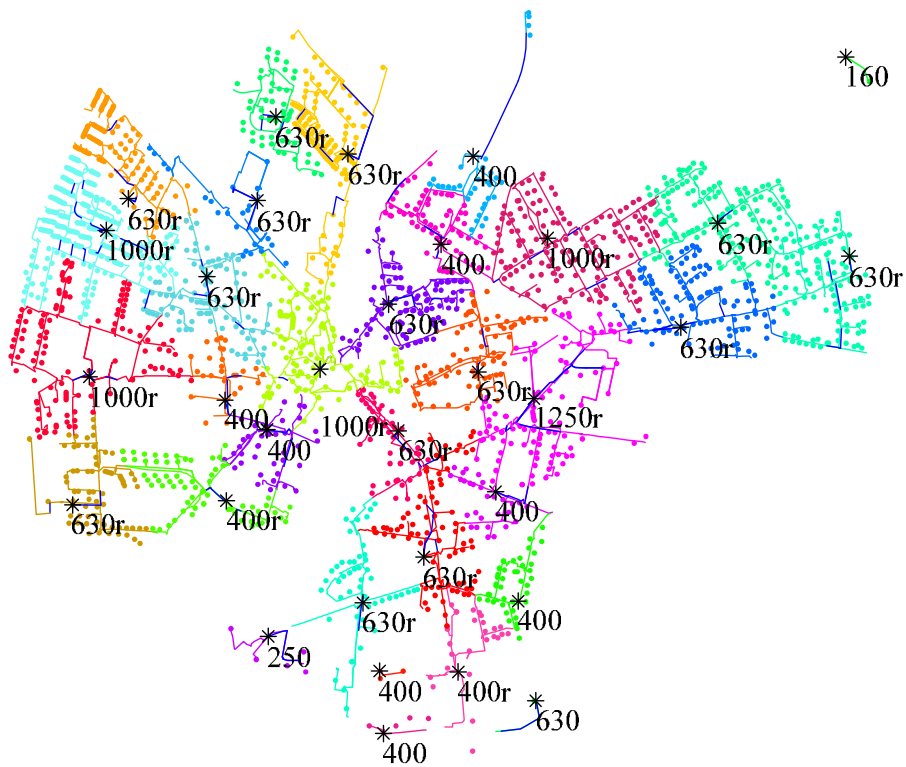


### 7.2.2 Optimierung ohne Einschränkungen der ONS-Standorte

Die Ergebnisse für das IST- und das Zukunftsszenario sind in **Bild 7.8** und **Bild 7.9** dargestellt und in **Bild 7.10** sowie in **Tabelle 7.4** zusammengefasst.



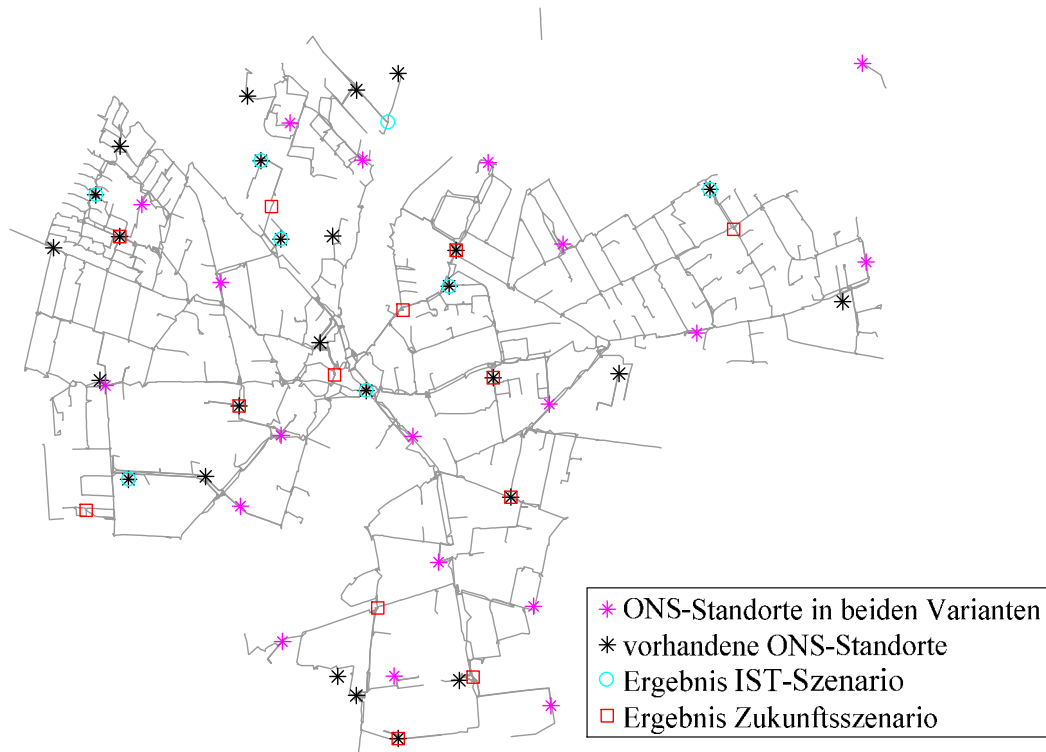
**Bild 7.8** Ergebnis für das IST-Szenario



**Bild 7.9** Ergebnis für das Zukunftsszenario

Die Farbdarstellung weist dem Versorgungsgebiet einer ONS eine eindeutige Farbe zu.

Das **Bild 7.10** zeigt den Vergleich der vorhandenen und ermittelten ONS-Standorte für die beiden Szenarien. Es zeigt sich, dass von den 43 vorhandenen Standorten 19 in beiden Szenarien weiter genutzt werden. Die ONS sind folglich besonders relevant für die elektrische Energieversorgung. 14 vorhandene ONS-Standorte werden in beiden Szenarien nicht weiter verwendet und könnten langfristig bei der Umsetzung des Zielnetzes zurückgebaut werden. Zwölf bestehende Standorte kommen jeweils nur im IST- oder im Zukunftsszenario vor.



**Bild 7.10** Vergleich der ONS-Standorte in beiden Szenarien

Da in den Berechnungen davon ausgegangen wird, dass an jedem Kreuzungspunkt von Straßen oder Leitungen ein möglicher Standort für eine ONS besteht, werden in dem IST-Szenario ein und in dem Zukunftsszenario sieben weitere, kostenoptimale Standorte ermittelt. Da für neue Standorte sowohl die Grundstückskosten, als auch die Erschließungskosten für den MS- und NS-seitigen Netzanschluss zu berücksichtigen sind, liegen diese Standorte in der Regel auf oder in der Nähe von vorhandenen Kreuzungspunkten der beiden Netzebenen. Ob diese neuen Standorte allerdings praktisch realisierbar sind, muss sich in Absprache mit der kommunalen Verwaltung zeigen. Daher sollte die Auswahl möglicher Standorte für eine konkretere Planung auf die praktisch möglichen Standorte reduziert werden, dies verringert auch drastisch die Rechenzeit.

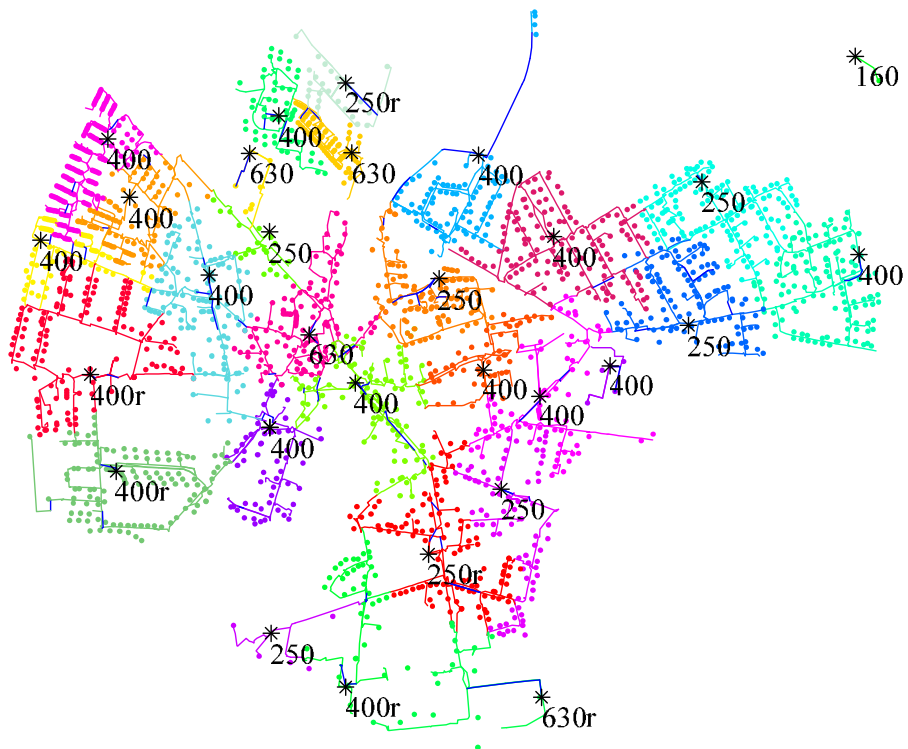
Die **Tabelle 7.4** stellt die wesentlichen Ergebnisse des vorhandenen Netzes sowie der Optimierung für das IST- und das Zukunftsszenario in tabellarischer Form dar. Es zeigt sich, dass die Beibehaltung des vorhandenen Netzes die kostenintensivste Lösungsvariante für den

Betrachtungszeitraum darstellt. Dies liegt im Wesentlichen darin begründet, dass die Nutzungszeit der vorhandenen ONS mit 50 Jahren angenommen wird und etwa die Hälfte der ONS innerhalb der nächsten 10 Jahre erneuert werden müsste. Durch die optimierte Umverteilung der NA auf eine reduzierte ONS-Anzahl ist es möglich, die Anzahl der zu erneuernden Stationen zu reduzieren. Dadurch, dass jüngere Stationen noch deutlich länger genutzt werden können, sind bei diesen vorerst keine Investitionen notwendig. Die Ergebnisse der Optimierungsheuristik sind somit im Wesentlichen übereinstimmend mit den manuellen Untersuchungen aus [4.28].

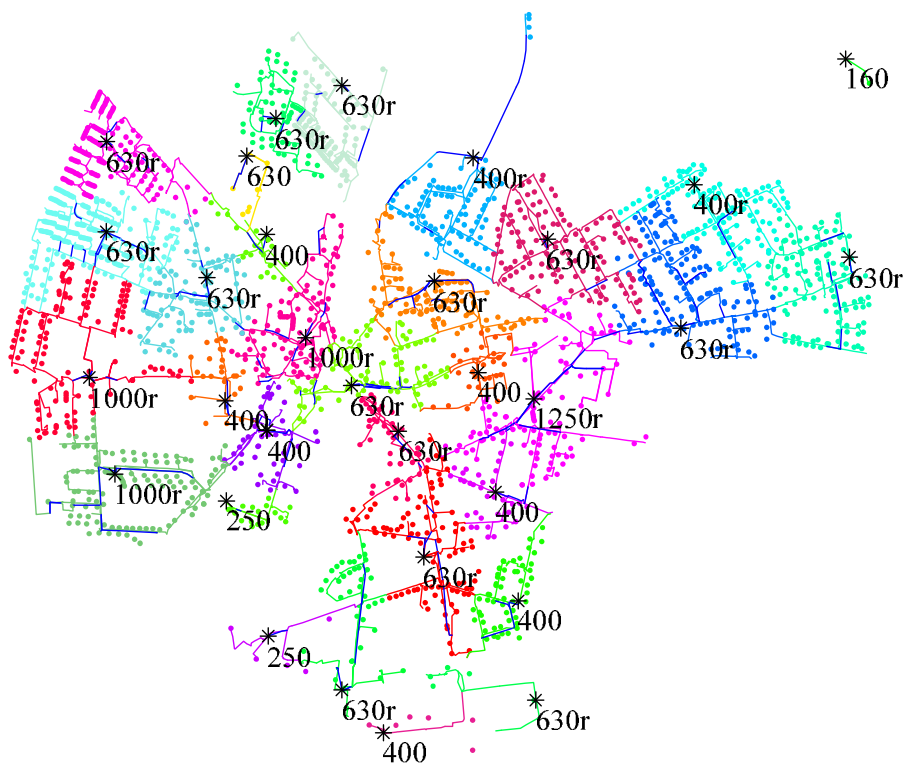
In der **Tabelle 7.4** ist zusätzlich der summierte Netzausbaubedarf ausgewiesen. Trotz einer deutlichen Steigerung der installierten Leistung bei den Kunden bleibt der Leitungszubaubedarf selbst im Zukunftsszenario bei max. 13,4 % der Netzlänge.

### **7.2.3 Optimierung mit Einschränkung auf vorhandene ONS-Standorte**

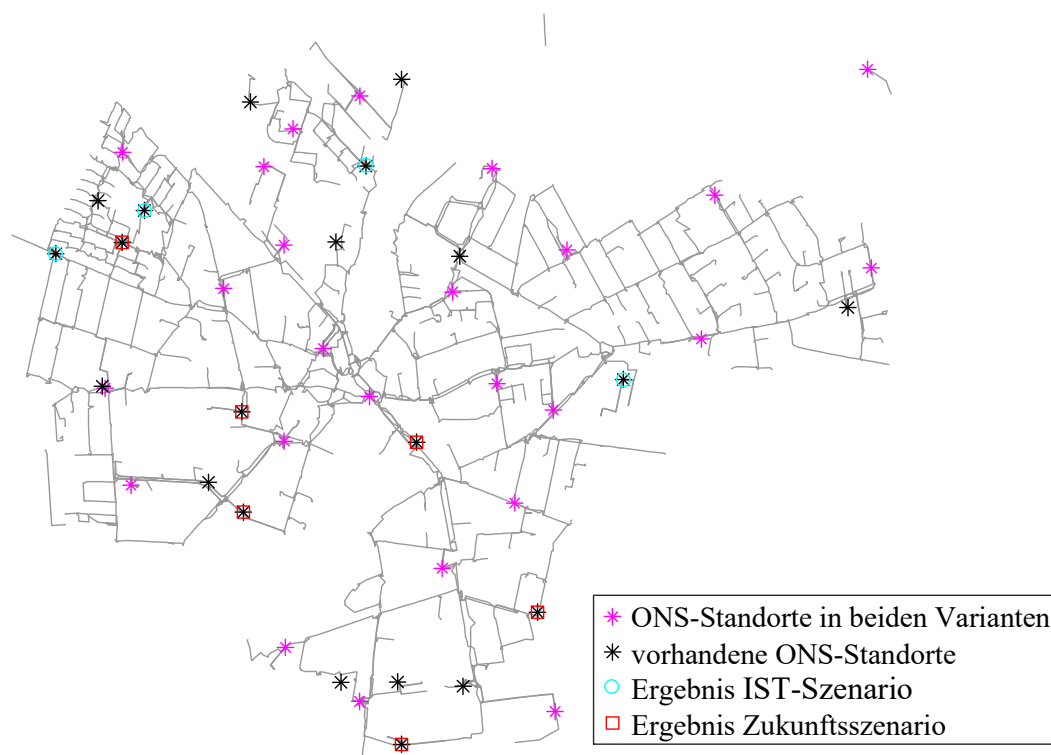
In der Praxis ist die Erschließung eines neuen ONS-Standortes gerade im dicht besiedelten Bereich oft mit einem hohen Aufwand verbunden, oder es dürfen nur dort ONS aufgestellt werden, wo es aus stadtplanerischer Sicht vertretbar ist. Aus diesem Grund werden die vorherigen Berechnungen noch einmal wiederholt, wobei nur existierende Standorte in die Berechnung aufgenommen werden. Durch den eingeschränkten Lösungsraum kann das ermittelte Ergebnis des Algorithmus nicht günstiger sein als ohne diese Einschränkung. Die Ergebnisse sind zur besseren Vergleichbarkeit ebenfalls in **Tabelle 7.4** integriert sowie in **Bild 7.11** und **Bild 7.12** dargestellt. In **Bild 7.13** sind analog zu **Bild 7.10** die Überlagerung der ONS-Standorte aus den Ergebnissen der Optimierungsvarianten sowie die bestehenden Standorte dargestellt.



**Bild 7.11** Ergebnis für das IST-Szenario mit der Beschränkung auf vorhandene ONS



**Bild 7.12** Ergebnis für das Zukunftsszenario mit der Beschränkung auf vorhandene ONS



**Bild 7.13** Vergleich der ONS-Standorte in beiden Szenarien mit der Beschränkung auf vorhandene ONS

#### 7.2.4 Optimierung mit Einschränkung auf bestehende Standorte und Berücksichtigung von Blindleistungsbezügen zur Spannungssenkung

Es zeigt sich, dass das Zukunftsszenario durch die hohe Anzahl an PV-Anlagen und die hohe, gleichzeitige Netzeinspeisung ein nur sehr aufwendig zu erreichendes Szenario ist. Simulationen mit einem zusätzlichen Blindleistungsbezug der PV-Anlagen mit einem festen  $\cos \varphi = 0,95_{\text{ind}}$  haben in dem kompakten Netzgebiet zu minimalen Unterschieden bei den ONS-Standorten und einem Rückgang der rONT-Durchdringungen geführt. Durch den leicht erhöhten Stromfluss kommt es zu höheren Betriebsmittelauslastungen, sowie daraus resultierenden höheren Netzverlusten. Allerdings kann der Spannungsanstieg deutlich begrenzt werden, sodass der Netzausbaubedarf, der aus einer Verletzung der Spannungsbänder resultiert, reduziert werden kann (siehe **Tabelle 7.4**).

#### 7.2.5 Zusammenfassung Ergebnisse für das reale Netzgebiet

In **Tabelle 7.4** sind die wichtigsten wirtschaftlichen Ergebnisse und Zahlenwerte der Optimierungsvarianten des realen Netzgebietes zusammengefasst. In allen Optimierungsvarianten zeigt sich, dass die Größenordnung der ermittelten Barwerte maßgeblich von dem gewählten Szenario und damit von den angenommenen auslegungsrelevanten Last- und Einspeisefällen abhängig sind. Die Betriebskosten für den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren tragen in allen

Ergebnissen zwischen 19 % und 29 % zu den ermittelten Gesamtbarwerten bei. Die notwendigen Investitionen hingegen sind sehr stark abhängig von der zugrunde liegenden Optimierungsvariante. Durch die Einschränkung auf vorhandene ONS steigen diese im IST-Szenario von 1123 k€ auf 1173 k€ (+ 4,5 %) und im Zukunftsszenario von 1911 k€ auf 2232 k€ (+ 16,8 %), dies liegt vor allem an dem gestiegenen Anteil der Ersatzinvestitionen für die ONS, da die zugebaute Leistungslänge nur minimal steigt.

Die Beschränkung der Optimierungsheuristik auf vorhandene ONS im Netzgebiet führt dazu, dass die Barwerte der notwendigen Investitionen durch zusätzlich notwendigen Netzausbau ansteigen. Bei den Betriebskosten zeigen sich in den untersuchten Varianten hingegen keine nennenswerten Unterschiede.

Durch die im Vergleich zu den Ergebnissen der übergreifenden Optimierung hohe Anzahl von ONS im Ausgangszustand ist der Ersatzinvestitionsbedarf für das Ausgangsnetz besonders hoch. Ebenso erhöht sich durch den Wartungsaufwand der ONS im Ausgangsnetz der Betrag der Betriebskosten im Gegensatz zu den Optimierungsvarianten signifikant.

In der Optimierungsvariante, die in der letzten Spalte angegeben ist, wird der induktive Blindleistungsbezug der PV-Anlagen vor dem Hintergrund der Optimierung auf bestehende ONS in den Vordergrund gestellt. Der Blindleistungsbezug führt zu einer Senkung der Spannungen in den Energieversorgungsnetzen, sodass für die vorgegebenen Spannungstoleranzen in dem Netzgebiet der Einsatz von rONT-Transformatoren und die spannungsbedingte Netzverstärkung deutlich zurück geht. Hierdurch wiederum erkennt die Heuristik, dass eine größere Anzahl vorhandener ONS weitergenutzt werden kann. Daher sind die notwendigen Investitionen in diesem Fall für das Zukunftsszenario sehr gering. Der Ansatz des VDE FNN, innerhalb der Weiterentwicklung der Richtlinie [3.11] den Blindleistungsbezug von PV-Anlagen in Abhängigkeit der anliegenden Spannung zu regeln, kann folglich aufgrund der Optimierungsergebnisse nur bestätigt werden.

Analog zu den Ergebnissen des Beispielortes aus Abschnitt 7.1.2 ist die installierte Leistung der ONS deutlich größer als die maximal zu erwartende auftretende Spitzenleistung. Während diese im Ausgangszustand in etwa um den Faktor 3,81 größer als die zu erwartende Spitzenleistung ist, wird diese im IST-Szenario durch die übergreifende Optimierung auf den Faktor 2,5 gesenkt, der weiterhin hohe Überschuss liegt an der zum Teil geringen Lastdichte, der Weiternutzung vorhandener ONS sowie den existierenden Normgrößen. Im Zukunftsszenario stellt sich der Faktor aufgrund der hohen Lastdichte und der damit verbundenen hohen möglichen Auslastung der ONS im Einspeisefall in den Bereich von 1,1 bis 1,2 ein.

Abschließend ist festzuhalten, dass das Zukunftsszenario nur Veränderungen in dem bestehenden Netzgebiet berücksichtigt. Die Integration eines Neubaugebietes oder die Erweiterung des Gewerbegebietes führt zu einer veränderten Versorgungsaufgabe, die separat berechnet werden

muss, sodass ursprünglich eventuell am Rand des Netzgebietes aufgelöste ONS wieder eine hohe Bedeutung erfahren könnten.

**Tabelle 7.4** Ergebnisse der verschiedenen Optimierungen für den Betrachtungszeitraum

Variante		IST-Szenario			Zukunftsszenario			
		Ausgangszustand	ONopt	ONopt nur bestehende ONS	Einzelnetzstudie des Ausgangszustandes	ONopt	ONopt nur bestehende ONS	ONopt nur bestehende ONS mit $\cos \varphi_{PV}$
Eigenschaft								
Barwerte in k€	Gesamt	1733	1123	1173	2502	1911	2232	1785
	Investitionen	1481	886	929	2060	1527	1852	1392
	Betriebskosten	290	237	244	442	384	380	393
Netzausbau	in km	0	4,74	4,95	6,08	9,92	10,15	9,28
	in %	0	6,24	6,52	8,00	13,06	13,36	12,22
ONS	Gesamt	43	27	29	43	32	31	33
	neue	0	1	0	0	7	0	0
	unverändert	43	17	20	18	7	8	14
	aufgelöst	0	17	14	0	18	12	10
rONT-Anteil in %		0,0	22,2	20,7	52,2	68,7	64,5	39,4
$\sum S_{rT}$ in MVA		16,4	10,8	11,8	21,4	19,11	17,96	19,47
$\sum S_{\max}   \sum S_{\min}$ in MVA			4,3 -2,4			12,7 -16,3		12,7 -17,2





## 8 Zusammenfassung

Aufgrund der Veränderung der Einspeisesituation durch den im Rahmen der Energiewende stetig wachsenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen von elektrischer Energie, wie z. B. PV-Anlagen, aber auch durch die vermehrte Durchdringung der NS-Netze mit leistungsintensiven Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektromobilität werden sich die Anforderungen an die Energieversorgungsnetze erheblich verändern. Die Verteilnetze müssen diesen Veränderungen der Versorgungsaufgabe durch kostenintensive Netzverstärkungs- und Ausbaumaßnahmen gerecht werden. Dies stellt die Netzbetreiber vor große technische und wirtschaftliche Herausforderungen. Weiterhin bestehen in gewachsenen Energieversorgungsnetzen aufgrund von Erweiterungen oder Betriebsmittelalterungen immer wieder Anlässe zum Ersatzneubau, zur Restrukturierung und Modernisierung.

Primäres Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines neuen Verfahrens zur übergreifenden optimierten Planung von großräumigen Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung der Mittelspannungsebene, um die Netzplanung bei der Suche nach kosteneffizienten Lösungen für die neuen Herausforderungen zu unterstützen. Die Fragestellung der kosteneffizienten Planung von Niederspannungsnetzen ist vergleichbar mit der logistischen Fragestellung des Facility-Location-Problems. In diesem besteht die Fragestellung, wie viele Lagerhäuser zur kostenminimalen Versorgung von in der Fläche verteilten Filialgeschäften erforderlich sind. Viele Lager erhöhen dabei die Lagerhaltungskosten, wenige Lager erhöhen die Transportkosten. Bei der Übertragung auf das elektrische Energieversorgungssystem stellen die Ortsnetzstationen die Lagerhäuser und die zu versorgenden Netzanschlüsse die Filialen dar. Zur Lösung des Optimierungsproblems wurden nach der erforderlichen Eingliederung der Fragestellung in die Problemstellung unterschiedliche Lösungsmethodiken in Betracht gezogen. Nach einem umfangreichen Auswahlprozess wurde die Repeated-Matching-Heuristik aufgrund der guten Ergebnisse im Logistikbereich, des überschaubaren Rechenbedarfs und der Möglichkeit zur einfachen Integration der elektrotechnischen Randbedingungen als geeignetste Lösung für die Optimierung von NS-Netzen ausgewählt.

Da die Repeated-Matching-Heuristik nicht den notwendigen Netzausbau im Niederspannungsnetz bestimmen kann, wurde die Standortbewertung um ein ganzzahliges lineares Optimierungsproblem erweitert. Innerhalb dieser Problemformulierung werden Spannungsband- und Kurzschlussprobleme als Folge zu hoher Netzimpedanzen betrachtet und innerhalb eines Optimierungsschrittes die kostenminimal notwendigen Verstärkungsleitungen eines Versorgungsgebietes bestimmt. Mithilfe des Dijkstra-Algorithmus werden dabei durch unterschiedliche Kantengewichtungen mehrere mögliche Ausbaupfade für das Optimierungsproblem vorgeschlagen.

Ein drittes, als ganzzahlig lineares Optimierungsproblem formuliertes Zuordnungsproblem kann für feststehende Ortsnetzstationen mit begrenzter Bemessungsleistung die Netzanschlüsse mithilfe einer linearisierten Versorgungskostenmatrix kostenminimal zuordnen.

Das entwickelte Verfahren, welches sich aus der engen Verzahnung dieser drei Optimierungsprobleme ergibt, ist dabei in der Lage, die bestehenden Betriebsmittel wie Leitungen in der MS- und NS-Ebene, vorhandene Leerrohre, Grundstücke, Standorte und verschiedene Arten von Ortsnetzstationen sowie unterschiedliche Ausbaukosten je Straßenabschnitt zu berücksichtigen.

Da die Daten zu den im Netz vorhandenen Betriebsmitteln und der verwendeten Trassen und Leitungssystemen nicht immer vollständig elektronisch vorliegen und teilweise Fehler aufweisen, wurde ein weiteres Verfahren entwickelt, um den mindestens notwendigen, vorhandenen Ist-Netzbestand auf Basis von Standardbetriebsmitteln nachzubilden. Durch diese Erweiterung ist es anschließend möglich, sowohl eine Planung auf der „grünen-Wiese“, d. h. ohne vorhandene Betriebsmittel, als auch auf der „grauen-Wiese“, d. h. unter Berücksichtigung der bereits vorhandenen Betriebsmittel und ihrer Altersstruktur, durchzuführen.

Im Kapitel 7 wurde die Anwendung des entwickelten Optimierungsverfahrens an zwei exemplarischen Beispielnetzgebieten im ländlichen und kleinstädtischen Gebiet unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber gezeigt. Während im ersten Beispielnetz der genaue Verlauf des Niederspannungsnetzes mithilfe der Netznachbildung modelliert werden musste, konnte im zweiten Beispielnetzgebiet auf einen vollständigen Datensatz des Mittel- und Niederspannungsnetzes zurückgegriffen werden. Anhand der Ergebnisse konnte dargestellt werden, dass für zukünftige Versorgungsaufgaben in den bestehenden Strukturen die Anzahl der Ortsnetzstationen nicht sehr viel weiter steigen wird und in Teilgebieten sogar reduziert werden kann. Durch gezielte Leistungserhöhungen der Ortsnetzstationen sowie gezielte Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen auf zum Teil neuen Trassen und den Einsatz von regelbaren Transformatoren ist es in dem städtischen Netzgebiet sogar möglich, die Anzahl der vorhandenen Ortsnetzstationen zu senken und dadurch die Netzkosten auf dem heutigen Niveau zu halten. Anhand einer weiteren Simulation konnte gezeigt werden, dass der Bezug von Blindleistung durch einspeisende PV-Anlagen aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit auch bei der übergreifenden Netzoptimierung zu einer spürbaren Reduktion der Investitionen in die Netzbetriebsmittel führt.

Durch die Linearisierung der Versorgungskosten im Rahmen der Optimierung in der entsprechenden Versorgungskostenmatrix kann allerdings das Minimum der Netzkosten für große Versorgungsgebiete nicht gesichert erreicht werden, allerdings wird die Rechenzeit durch die Linearisierungen um ein Vielfaches reduziert. Vergleiche mit anderen Lösungsheuristiken zeigten an ausgewählten Beispieldörfern nur leichte Unterschiede, die vor allem durch die Linearisierungen der Versorgungskostenmatrix zu erklären waren. Durch eine nachgelagerte Kombination mit deutlich rechenaufwendigeren genetischen Mutationsalgorithmen zur

weiteren Verbesserung der Schaltzustände bei der Abgrenzung der einzelnen Versorgungsgebiete können die Gesamtkosten der Netzentwürfe zum Teil ein wenig weiter gesenkt werden.

Das entwickelte Programm kann als Planungswerkzeug im Rahmen der spannungsübergreifenden Mittel- und Niederspannungsnetzplanung weiter verwendet werden. Durch die modulare Aufbauweise der Entwicklungsumgebung können mehrere Einsatzzwecke und Untersuchungsziele abgeleitet werden. Zum Einsatz in der Forschung oder zur Bewertung eines Versorgungsgebietes durch die Regulierungsbehörden kann durch eine grüne-Wiese-Planung eine Vielzahl realitätsnaher NS-Netze abgeleitet werden. Als weiterer Einsatzzweck kann mithilfe der Heuristik eine Optimierung der Schaltzustände im Niederspannungsnetz vorgenommen werden, sodass die Planungskriterien kosteneffizienter eingehalten werden.

Das vorgestellte Konzept zur Optimierung der Niederspannungsebene bildet allerdings nur eine Stufe der zukünftigen Verteilnetzplanung. Je größer die Anforderungen der leistungsintensiven Verbraucher in den Haushalten werden, desto wahrscheinlicher ist es, dass auch intelligente Steuerungen der angeschlossenen Last- und Erzeugungssysteme in die Niederspannungsnetze Einzug erhalten werden, wie sie jetzt schon in den höheren Netzebenen angewendet werden. Das Gesamtkonzept aus optimiertem Netzaufbau und der langfristigen Last- und Einspeisesteuerung im Smart Grid hat das Potenzial, ein wesentlicher Baustein einer bezahlbaren Energiewende zu werden.



## 9 Literatur und Quellenverzeichnis

### 1. Fachbücher

- [1.1] ABB: *Schaltanlagen*, 11. Auflage, Cornelsen Verlag, Berlin, 2007
- [1.2] Beck, H.-P.; Buddenberg, J.; Meller, E.; Salander, C.: *Handbuch Energiemanagement*, Band 1 bis 4, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, Juni 2012
- [1.3] Cichowksi, R.; Kliesch, M.; Merschel, F.: *Kabelhandbuch*, 2. Auflage, EW-Verlag, Frankfurt am Main, November 2011
- [1.4] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 2012
- [1.5] Domschke, W.; Drexl, A.: *Einführung in Operations Research*, 9. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2015
- [1.6] Grünert, T.; Irnich, S.: *Optimierung im Transport: Band I: Grundlagen*, 1. Auflage, Shaker Verlag, Aachen, 2005
- [1.7] Herold, G.: *Grundlagen der elektrischen Energieversorgung*, 1. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Stuttgart, 1997
- [1.8] Herrmann, N.: *Höhere Mathematik für Ingenieure, Physiker und Mathematiker*, 2. Auflage, Oldenbourg Verlag, München, 2007
- [1.9] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2010
- [1.10] Hosemann, G.: *Elektrische Energietechnik Band 3: Netze*, 30. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2001
- [1.11] Hopf, S.: *Totally Integrated Power –Planung der elektrischen Energieverteilung*, Siemens AG, Publicis Publishing, 2014
- [1.12] Kaufmann, W.: *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, 1. Auflage, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1995
- [1.13] Klose, A.: *Standortplanung in distributiven Systemen*, Auflage 2001, Physica-Verlag, Heidelberg, 2001
- [1.14] Korte, B.; Vygen, J.: *Combinatorial Optimization (Theory and Algorithms)*, 5. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2012
- [1.15] Kreith, F., Goswami, Y.: *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*, CRC Press 2007
- [1.16] Müller, L.: *Handbuch der Elektrizitätswirtschaft*, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2001
- [1.17] Nagel, H.; Cichowski, R. C.: *Systematische Netzplanung*, 2. Auflage, VDE Verlag, Frankfurt am Main, 2008.
- [1.18] Oeding, S.; Oswald, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 6. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2011
- [1.19] Oswald, B. R.: *Berechnung von Drehstromnetzen*, 1. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2009

- [1.20] Oswald, B. R.: *Netzberechnung: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen*, VDE-Verlag, Berlin-Offenbach, 1992
- [1.21] Reith-Ahlemeier, G.: *Ressourcenorientierte Bestellmengenplanung und Lieferantenauswahl: Modelle und Algorithmen für Supply Chain Optimierung und E-Commerce*, Books-on-Demand GmbH, Norderstedt, 2002
- [1.22] Schlender, D.: *Anforderungen an die Detailstufenverwaltung in virtuellen Simulationsumgebungen*, VDI-Verlag, Düsseldorf 1999
- [1.23] Schultheiß, F.; Wessnig, K.-D.: *Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze Band I*, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1971
- [1.24] Schwab, A.: *Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 3. Auflage, Springer, Berlin, 2012.
- [1.25] VDEW (Hrsg.): *Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze*, Frankfurt, 1984
- [1.26] Walz, G.: *Tschebyschew-Norm* in Lexikon der Mathematik, 1. Auflage, Spektrum Akademischer Verlag, Mannheim/Heidelberg 2000
- [1.27] Weber, A.: *Über den Standort der Industrien - 1. Teil: Reine Theorie des Standorts* 2. Auflage, Tübingen 1922

## 2. Dissertationen

- [2.1] Brandauer, W.: *Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten*, TU Graz, 2014
- [2.2] Engels, K.: *Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen*, 1. Auflage, Klinkenberg-Verlag, Aachen, 2000
- [2.3] Kerber, G.: *Aufnahmefähigkeit von NS-Netzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*, 1. Auflage, Der Andere Verlag, Uelvesbüll, 2010.
- [2.4] Lünsdorf, O.: *Selbstorganisation virtueller Geräte für das Lastmanagement von Kleinverbrauchern*, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2012
- [2.5] Maurer, C.: *Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2004
- [2.6] Meisa, K.: *Bewertung von Umbaumaßnahmen in elektrischen Verteilnetzen zur Erreichung eines langfristigen Ausbauziels*, 1. Auflage, printproduction, Aachen, 2011.
- [2.7] Neusel-Lange, N.: *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze*, Bergische Universität Wuppertal 2013
- [2.8] Obergünner, M.: *Bewertung und Optimierung des Instandhaltungsaufwands elektrischer Verteilungsnetze*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2005.
- [2.9] Paulun, T.: *Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2007.
- [2.10] Probst, A.: *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, 2014, online verfügbar: [http://www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/dissertationen/Diss\\_Probst.pdf](http://www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/dissertationen/Diss_Probst.pdf), letzter Zugriff: 23.01.2017

- [2.11] Rotering, N.: *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2013
- [2.12] Schmiesing, J.: *Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen*, 1. Auflage, Cuvillier Verlag, Göttingen, Juli 2014
- [2.13] Tao, X.: *Automatisierte Grundsatzplanung von MS-Netzen*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2007
- [2.14] Wirtz, F.: *Zusammenhang von Zuverlässigkeit und Kosten in MS-Netzen*, 1. Auflage, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2009
- [2.15] Wolter, M.: *Grid state identification of distribution grids*, 1. Auflage, Shaker Verlag, Aachen, 2008
- [2.16] Ying, S.: *Auswirkungen auf die NS-Netze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen*, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, 2011

### 3. Gesetze, Normen und Richtlinien

- [3.1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (EnEV)*, letzte Änderung: 01.05.2014
- [3.2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: *Ausgestaltung des Qualitätselements - Netz Zuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung*, Eckpunktepapier, 2010, online verfügbar: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/EckpunktpapierAusgestaltungQ-Element.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/EckpunktpapierAusgestaltungQ-Element.pdf?__blob=publicationFile&v=1), letzter Zugriff: 20.11.2016
- [3.3] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 28.09.2010, online verfügbar: [https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5), letzter Zugriff: 20.11.2016
- [3.4] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, Ausfertigungsdatum 07.07.2015 (BGBl. I S. 1970, 3621)
- [3.5] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, Ausfertigungsdatum 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498)
- [3.6] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)*, Ausfertigungsdatum 21.12.2015, (BGBl. I S. 2498)
- [3.7] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*, Berlin, 2009, online verfügbar: [https://www.bmbf.de/files/nationaler\\_entwicklungsplan\\_elektromobilitaet.pdf](https://www.bmbf.de/files/nationaler_entwicklungsplan_elektromobilitaet.pdf), letzter Zugriff: 20.11.2016
- [3.8] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNZV)*, (BGBl. I S. 1970)
- [3.9] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV)*, Stand 24.10.2015

- [3.10] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*, Technische Richtlinie 2008
- [3.11] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz* (TAB 2007), Technische Richtlinie 2011
- [3.12] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 1998 (zurückgezogen): *Unterbringung von Leitungen und Anlagen in öffentlichen Flächen; Richtlinie für die Planung*, 1978
- [3.13] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 50160: *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, 2011-02
- [3.14] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 60038: *Normspannungen*, 2011
- [3.15] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 60269: *Niederspannungssicherungen*, 2015-05
- [3.16] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 60909: *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Berechnung der Ströme*, 2013-02
- [3.17] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN EN 62271 (DIN VDE 0671)  
Teil 202: *Fabrikfertige Stationen für Hochspannung/Niederspannung*, 2015-02
- [3.18] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN IEC 60364 (DIN VDE 0100)  
Teil 100: *Errichten von Niederspannungsanlagen*, 2009-06  
Teil 410: *Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag*, 2007-06  
Teil 430: *Schutz bei Überstrom*, 2010-10  
Teil 510: *Auswahl und Errichtung elektrischer Betriebsmittel*, 2014-10
- [3.19] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN IEC 62196: *Stecker, Steckdosen, Fahrzeugkupplungen und Fahrzeugstecker - Konduktives Laden von Elektrofahrzeugen*, Teil 1-2, 2012
- [3.20] Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN VDE 0276: *Starkstromkabel*,  
Teil 603: *Energieverteilungskabel mit Nennspannung 0,6/1 kV*, 2010-03  
Teil 1000: *Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren*, 1995-06
- [3.21] Europäische Kommission: *Verordnung (EU) Nr. 548/2014 der Kommission vom 21.05.2014 zur Umsetzung der Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments und des Rates hinsichtlich Kleinleistungs-, Mittleistungs- und Großleistungs- transformatorn*, (Ökodesign-Richtlinie), online verfügbar:  
<http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=Search.getPDF&td7cnqS4HdhU1oBejFIh6YLc64wIHusZ6SOrj4hNP8G5SVAw47eF02NzJLXFBE77kGvLzo2Pu5uyjPyPE0HGhn1Yyu8a5hceFqN5ixnqYI=>, letzter Zugriff: 20.11.2016
- [3.22] Österreichs Energie: TAEV 2012: *Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt*, 2012
- [3.23] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, Technische Richtlinie, VDE-AR-N 4105, 2011

## 4. Paper und Vorträge

- [4.1] Benz, T.; Borchard, T.; Slupinski, A.: *Geänderte Netzanforderungen Weitbereichsregelung in Verteilungsnetzen*, *Energiewirtschaft* Jg.110 (2011), S. 58-62



- [4.2] Biermann, D.; Clemens, G; Fipper, M.; Wolff, G. B.: *Consideration of Temporary Cable Overloads in Planning of Medium Voltage Networks*, 5th International Conference on Insulated Power Cables (JiCable'99), Versailles, Frankreich 20.-24.06.1999.
- [4.3] Birkner, P.; Küppers, S.; Zdrallek, M.: *Anforderungen und zukünftiger Bedarf für intelligente Netze in Deutschland*, Tagungsband zum VDE-Kongress E-Mobility, Leipzig, 2010
- [4.4] Bornstein, C.-T.; Azlan, H. B.: *The use of reduction tests and simulated annealing for the capacitated plant location problem*, Brasilien und Chile, Location Science, 6, S. 67-81, 09/1999.
- [4.5] Brandauer, W.; Schmutzger, E.; Fickert, L.: *Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen*, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-17.02.2012
- [4.6] Bruns, N.: *Energienetze im Wandel*, 30. Kableseminar der Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 12.10.2011
- [4.7] Chen, C.-H.; Ting, C.-J.: *Combining Lagrangian heuristic and Ant Colony System to solve the Single Source Capacitated Facility Location Problem*, Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review, 44 (2008), S. 1099–1122, doi: 10.1016/j.tre.2007.09.001
- [4.8] Cortinhal, M. J.; Captivo, M. E.: *Upper and lower bounds for the single source capacitated location problem*, European Journal of Operational Research 151 (2003), S. 333–351, doi:10.1016/S0377-2217(02)00829-9
- [4.9] Dickert, J.; Panitz, F.; Schegner, P.: *Lastverschiebungspotenzial von Haushaltsgeräten unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen und Komfortansprüchen*, Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS Konferenz), Hamburg, Deutschland, 18.-19.09.2014
- [4.10] Dijkstra, E. W.: *A note on two problems in connexion with graphs*, Numerische Mathematik 1, S. 269–271, doi: 10.1007/BF01386390.
- [4.11] Eshani, M.; Gao, Y.; Emadi, A.: *Modern Electric, Hybrid Electric and Fuel Cell Vehicles: Fundamentals, Theory and Design*, 2. Auflage, CRC Press, 2009.
- [4.12] Fiedeldey, M.; Albrecht, C.; Meyer, E.-P.: *Anwendung statistischer und dynamischer Strompreis-Anreizmodelle in Virtual Power System Allgäu*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08.-09.11.2011
- [4.13] Fortescue, C. L.: *Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks*, AIEE Transactions 37 (1918), Part 2, S. 1027–1140
- [4.14] Grois, C.: *Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren von Prosumerhaushalten mit Elektrofahrzeugen*, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 10.-12.02.2016.
- [4.15] Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Rehtanz, C.: *Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08.-09.11.2011
- [4.16] Hammerschmidt, T.; Christ, T.; Gaul, A.; Rehtanz, C.: *Simultaneity of PV and wind power-generation from distribution grid perspective*, CIRED Workshop 2012, Integration of Renewables into the Distribution Grid, Lisbon, Portugal, 29.-30.05.2012.

- [4.17] Horn, R. A.: *The Hadamard Product*. In: Charles R. Johnson (Hrsg.): *Matrix Theory and Applications*, American Mathematical Society, No. 40, 1990
- [4.18] Hühnerbein, B.; Reese, C.; Hofmann, L.: *Stochastisches Lastmodell*, Tagungsband zum 2. Statusseminar des FEN, Braunschweig, 29.05.-30.05.2008, S. 119-128
- [4.19] Jaramillo, J. H.; Bhadury, J.; Batta, R.: *On the use of genetic algorithm to solve location problems*, Computers & Operations Research 29 (2002) S. 761-779, doi: 10.1016/S0305-0548(01)00021-1
- [4.20] Jarník, V.: *O jistém problému minimálním*, in: Mor. přírodovědecká společnost, S. 57-63, 1930
- [4.21] Kaufmann, W.: *Berücksichtigung der Ausfallkosten der Abnehmer bei der Netzplanung*, etz 103 (1982), Heft 3, S. 117-120.
- [4.22] Kiwit, W.: *Netzplanung, ihre Notwendigkeit und Problematik*, ETZ-A96, Heft 10, S. 426-432, 1975
- [4.23] Klineciewicz, J. G.; Luss, H.: *A Lagrangian Relaxation Heuristic for Capacitated Facility Location with Single-Source*, The Journal of the Operational Research Society, Vol. 37, No. 5, S. 495-500, 1986
- [4.24] Klose, A.; Drexl, A.: *Facility location models for distribution system design*, European Journal of Operational Research, 2004, doi: 10.1016/j.ejor.2003.10.031
- [4.25] Knies, J.: *Erneuerbare Energien und Speicher im Verteilnetz – Ausbauplanung und Netzanforderungen frühzeitig in Einklang bringen*, Vortrag, Rechtsrahmen für Stromspeicher - EUROSOLAR-Symposium, Bonn, Deutschland, 27.04.2012 online verfügbar: [http://www.offis.de/fileadmin/Chefredakteur\\_files/PDFs/Projekte/Energeoplan/20120427\\_eurosolar\\_EnerGeoPlan\\_Freigabe.pdf](http://www.offis.de/fileadmin/Chefredakteur_files/PDFs/Projekte/Energeoplan/20120427_eurosolar_EnerGeoPlan_Freigabe.pdf), letzter Zugriff: 21.11.2016
- [4.26] König, D.; Bekasow, D.; Hörsken, M.; Börnig, M.: *Zielnetzuntersuchungen in realen MS- und NS-Netzen am Beispiel der Stadtwerke Dinslaken*, ew – Energiewirtschaft, 11/2015, S. 38-41
- [4.27] Körner, C.; Oechsle, F.; Braun, M.; Probst, A.: *Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2012, Stuttgart, 05.-06.11.2012
- [4.28] Lehde, B.; Schmiesing, J.: *Technologiecheck für die Energiewende und seine Auswirkungen: Das „e-Home Energieprojekt 2020“*, VDE Kongress 2016, Mannheim, Deutschland, 07.-08.11.2016
- [4.29] Lehde, B.; Zdrallek, M.: *New load and infeed approaches for cost-efficient low-voltage grid design*, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distributon, CIRED 2013, Stockholm, Sweden, 10.-13.06.2013
- [4.30] Lindner, M.; Aigner, C.; Witzmann, R.; Wirtz, F.; Berber, I.; Gödde, M.; Frings, R.: *Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung*, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 10.-12.02.2016
- [4.31] MacQueen, J.B.: *Some Methods for classification and Analysis of Multivariate Observations*, Proceedings of 5th Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability 1, University of California Press, S. 281–297, 1967
- [4.32] Märkel, P.; Wellßow, W.: *Die Qualität der Versorgungsspannung*, Elektrizitätswirtschaft, S. 1660-1694, 1996

- [4.33] Mohrmann, M.; Lehde, B.; Vielhauer, A.; Bunk, M.; Hofmann, L.; Engel, B.: *E-Home Energy Projekt 2020*, CIRED Workshop 2012, Lisbon, Portugal, 29.-30.05.2012.
- [4.34] Müller-Hellmann, A.: *Elektromobilität, Vorwärts nach weiter – Elektromobilität gestalten*, Strategie und Projektideenworkshop, Hannover, Deutschland, 11.-12.11.2015
- [4.35] Nakano, T.; Nagamatu, M.: *Solving warehouse location problem by lagrange programming neural network*, 30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004, IECON 2004, Busan, South Korea, 02.-06.11.2004
- [4.36] Navarro, A.; Rudnick, H.: *Large-Scale Distribution Planning - Part I*, IEEE Transactions on Power Systems 24, S. 744–751
- [4.37] Navarro, A.; Rudnick, H.: *Large-Scale Distribution Planning - Part II*, IEEE Transactions on Power Systems 24, S. 752–758
- [4.38] Nykvist, B.; Nilsson, M.: *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*, Nature Climate Change 5, S. 329–332, 2015
- [4.39] Pardatscher, R.; Witzmann, R.; Wirth, G.; Becker, G.; Brantl, J.: *Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08.-09.11.2011
- [4.40] Patzack, S.; Erle, N.; Vennegeerts, H.; Moser, A.: *Einfluss von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen auf die Netzdimensionierung*, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 10.-12.02.2016
- [4.41] Prim, R. C.: *Shortest Connection Networks And Some Generalizations*. Bell System Technical Journal, 36: S. 1389–1401, 1957, doi: 10.1002/j.1538-7305.1957.tb01515.x
- [4.42] Reese, C.; Hofmann, L.: *Synthetic three-phase load profiles*, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2013, Stockholm, Schweden, 10.-13.06.2013
- [4.43] Rönnqvist, M.; Tragantalerngsak, S.; Holt, J.: *A repeated matching heuristic for the single-source capacitated facility location problem*, European Journal of Operational Research 116 (1999), S. 51–68 doi:10.1016/S0377-2217(98)00045-9
- [4.44] Scaparra, M. P.; Scutellà, M. G.: *Facilities, Locations, Customers: Building Blocks of Location Models - A Survey*, Universität Pisa – Arbeitsbericht Nr. TR-01-18, Italien, 09/2001
- [4.45] Schmiesing, J.; Smolka, T.; Beck, H.-P.; Sojer, M.: *Avoiding MV-Netzwerk Expansion by Distributed Voltage Control*, 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED 2013, Stockholm, Schweden, 10.-13.06.2013
- [4.46] Schmiesing, J.: *Ländliche Verteilnetze im Wandel*, 1. Wuppertaler Energieforum, Wuppertal, Deutschland, 20.01.2012
- [4.47] Schuster, T.: „Auswirkungen der unsymmetrischen Belastung im Niederspannungsnetz für dezentrale Energieeinspeiser“ 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.02.2014

- [4.48] Seack, A.; Kays, J.; Rehtanz, C.:  
*Generating Low Voltage Grids on the Basis of Public Available Data*,  
Cired Workshop 2014, Rom, Italien, 11.-12.06.2014
- [4.49] Singh, R.; Manitsas, E.; Pal, B.; Strbac, G:  
*A Recursive Bayesian Approach for Identification of Network Configuration Changes in Distribution System State Estimation*,  
Proceedings 2010 IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, 19.-22.04.2010.
- [4.50] Skarupke, D.: *Smart Grids mit GIS effektiver planen und betreiben*,  
BTC NetWork Forum Energie, Bremen, 08.-09.11.2011  
online verfügbar: [http://www.btc-ag.com/de/SID-FF46D7C3-9DDC1348/documents/Forum\\_2a\\_2\\_Dirk\\_Skarupke\\_SmartGrids.pdf](http://www.btc-ag.com/de/SID-FF46D7C3-9DDC1348/documents/Forum_2a_2_Dirk_Skarupke_SmartGrids.pdf), letzter Zugriff: 21.11.2016
- [4.51] Spoede, T.: *Mit Geodaten die Herausforderungen des demographischen Wandels in der Energiewirtschaft erfolgreich meistern*, Workshop: Mit Geodaten den demographischen Wandel aktiv gestalten, Hannover, 08.12.2015  
online verfügbar: [https://www.geobusiness.org/GEOBUSINESS/Redaktion/DE/Downloads/12082015-referenten-praesentation-spoede-btc.pdf;jsessionid=B7EEEA6F5314E2B753152F2BA9C84E21?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.geobusiness.org/GEOBUSINESS/Redaktion/DE/Downloads/12082015-referenten-praesentation-spoede-btc.pdf;jsessionid=B7EEEA6F5314E2B753152F2BA9C84E21?__blob=publicationFile&v=2), letzter Zugriff: 21.11.2016
- [4.52] Sridharan, R.: *A Lagrangian heuristic for the capacitated plant location problem with single source constraints*,  
European Journal of Operational Research 66 (1993), S. 305-312,  
doi: 10.1016/0377-2217(93)90219-D
- [4.53] Valentine-Urbschat, M.: *Elektromobilität – Eine globale Herausforderung die lokal gemeistert werden muss*, Vorwärts nach weiter – Elektromobilität gestalten, Strategie und Projektideenworkshop, Hannover, Deutschland, 11.-12.11.2015
- [4.54] Wedeler, M.; Kukuk, T.: *Beteiligung verschiedener Kunden am Energiemarkt der Zukunft in E-Energy mit Beispielen aus drei Modelregionen RegModHarz und e-Telligence*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2011, Würzburg, 08.-09.11.2011
- [4.55] Wieben, E.: *Automatische Netzregulierung als Alternative zum klassischen Netzausbau*, BTC NetWork Forum Energie, Berlin, Deutschland, 29.09.2015
- [4.56] Wielage, M.: *smartGIS – GIS gestützte EEG-Anschlussbeurteilung*,  
18. INTERGEO, Hannover, Deutschland, 09.-11.10.2012
- [4.57] Zollenkopf, K.: *Diskussionsbeitrag zur Cigré-Tagung 1968*,  
Gruppe 32, ETZ Band 39 (1968), S.724

### 5. Studien und Gutachten

- [5.1] Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2014*, online verfügbar unter  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4), letzter Zugriff: 06.08.2016
- [5.2] Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.):  
*Dena Verteilnetzstudie Berlin*, Dezember 2012,  
online verfügbar unter: <http://www.dena.de/>, letzter Zugriff: 23.02.2016
- [5.3] Faulstich, M.: *Szenarien zur Energieversorgung in Niedersachsen im Jahr 2050*, Hannover, 04.12.2015, online verfügbar:  
[http://www.umwelt.niedersachsen.de/download/106468/Szenarien\\_zur\\_Energieversorgung\\_in\\_Niedersachsen\\_im\\_Jahr\\_2050\\_-\\_Gutachten\\_-\\_April\\_2016\\_.pdf](http://www.umwelt.niedersachsen.de/download/106468/Szenarien_zur_Energieversorgung_in_Niedersachsen_im_Jahr_2050_-_Gutachten_-_April_2016_.pdf),  
letzter Zugriff: 21.11.2016

- [5.4] Hanke-Rauschenbach, R.: *Speicherung elektrischer Energie: technische Möglichkeiten, Potenziale und künftige Entwicklungen*, Kurzgutachten im Rahmen des BfN-Projektes „Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050“, Hannover, 23.08.2016
- [5.5] Kraftfahrtbundesamt: *Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2016*, online verfügbar unter [http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b\\_jahresbilanz.html](http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html), letzter Zugriff: 07.03.2017
- [5.6] Nitsch, J.; et al., *Leitstudie 2011*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011
- [5.7] Paradatscher, R.; Witzmann, R.: *Einsatz der Q(U)-Regelung bei der Vorarlberger Energienetze GmbH*, 30.06.2014, online verfügbar: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1228066/1228066.pdf>, letzter Zugriff: 26.02.2016
- [5.8] Preisvergleich.de: *120-Städte-Studie zum Stromverbrauch*, online verfügbar: <http://strom.preisvergleich.de/info/18600/studie-stromverbrauch-deutschland2015>, letzter Zugriff: 10.01.2016.
- [5.9] Shell Deutschland Oil GmbH: *Shell PKW-Szenarien bis 2040*, Hamburg, Deutschland, 2015, online verfügbar: [http://www.shell.de/promos/media/shell-passenger-car-scenarios-to-2040/\\_jcr\\_content.stream/1455700315660/b2e5b602c04e57cf59e2f047567f2510b8780ef8b9984ec1abd365706996f98e/shell-pkw-szenarien-bis-2040-vollversion.pdf](http://www.shell.de/promos/media/shell-passenger-car-scenarios-to-2040/_jcr_content.stream/1455700315660/b2e5b602c04e57cf59e2f047567f2510b8780ef8b9984ec1abd365706996f98e/shell-pkw-szenarien-bis-2040-vollversion.pdf), letzter Zugriff: 21.11.2016
- [5.10] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN): *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2014, 2015*
- [5.11] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN): *Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Statische Spannungshaltung*, 11.05.2015

## 6. Vorlesungsunterlagen und studentische Arbeiten

- [6.1] Baltz, M.: *Untersuchung der Netzverluste im NS-Netz für unterschiedliche Netzausbauvarianten bei dezentraler Spannungsregelung*, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2015
- [6.2] Blaufuss, C.: *Auswirkungen struktureller Veränderungen auf den Blindleistungshaushalt und Strategien für ein zukünftiges Blindleistungsmanagement in Verteilnetzen*, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2014
- [6.3] Bunk, M.: *Entwicklung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Elektrofahrzeuge*, Diplomarbeit, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen, Technische Universität Braunschweig, 2010
- [6.4] Gerstenberg, L.: *Entwicklung regionalspezifischer Lastprofile als Planungs- und Entwicklungsgrundsatz von Verteilnetzen*, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2015
- [6.5] Hofmann, L.; et. al: *Formelsammlung Elektrische Energieversorgung*, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2016
- [6.6] Imgart, P.: *Überlagerungsmöglichkeiten von Gleichzeitigkeitsfaktoren zur Berücksichtigung neuartiger Technologien in der NS-Netzplanung*, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2015

- [6.7] Kinne, M.: *Auswertung einer Netzdatenbank anhand realer Netzstrukturparameter unter Berücksichtigung statistischer und technischer Gesichtspunkte*, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2012
- [6.8] Schaekel, N.: *Implementierung eines genetischen Algorithmus zur Optimierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen*, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2016
- [6.9] Spiggelkötter, H.: *Berücksichtigung der (n-1) Sicherheit bei der Optimierung von Niederspannungsnetzen*, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2016
- [6.10] Werner, F.: *Vorlesungsskript Operations Research*, Wintersemester 2015/26, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2015
- [6.11] Wulf, Eva: *Wetterdatenbasierte Photovoltaikanlagenmodellierung und Abschätzung zukünftig relevanter Anlagenleistungen*, Institut für Elektrische Energiesysteme, Leibniz Universität Hannover, 2014

### 7. Webseiten

- [7.1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Erneuerbare Energien auf einen Blick* online verfügbar: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>, letzter Zugriff: 04.03.2016
- [7.2] IBM: *IBM ILOG CPLEX Software For Academics*, online verfügbar: [https://www.ibm.com/developerworks/community/blogs/jfp/entry/cplex\\_studio\\_in\\_ibm\\_academic\\_initiative?lang=en](https://www.ibm.com/developerworks/community/blogs/jfp/entry/cplex_studio_in_ibm_academic_initiative?lang=en), letzter Zugriff: 08.07.2015
- [7.3] Gurobi Optimization: *Gurobi For Universities*, online verfügbar: <http://www.gurobi.com/academia/for-universities>, letzter Zugriff: 12.08.2015
- [7.4] OpenStreetMap Foundation: *OpenStreetMap Editing API*, online verfügbar: [http://wiki.openstreet-map.org/wiki/API\\_v0.6](http://wiki.openstreet-map.org/wiki/API_v0.6); letzter Zugriff: 07.02.2016
- [7.5] OpenStreetMap Foundation: *OpenStreetMap*, online verfügbar: <http://www.openstreetmap.org>, letzter Zugriff: 07.02.2016
- [7.6] Pflugradt, N.: *Load Profile Generator*, Chemnitz, 2015, online verfügbar: <http://www.loadprofilegenerator.de>, letzter Zugriff: 07.11.2016
- [7.7] Steinbeis-Transferzentrum Geoinformation und Landmanagement: *Geodaten und 3D-Gebäudemodell basiertes Solarkataster SUN AREA*, online verfügbar: <http://www.sun-area.net>, letzter Zugriff: 22.04.2016

## 8. Datenblätter

- [8.1] Faber Kabel: *Datenblatt NAYY*, online verfügbar:  
[http://www.faberkabel.de/upload/datenblaetter/Datenblaetter/DE/DBL\\_NAYY.PDF](http://www.faberkabel.de/upload/datenblaetter/Datenblaetter/DE/DBL_NAYY.PDF),  
letzter Zugriff: 08.09.2015.
- [8.2] Rauscher Stöcklin AG: *Datenblatt Verteiltransformatoren freiatmend*,  
[http://www.raustoc.ch/Media/KD-00047\\_Verteiltrafo-freiatmend\\_de.aspx](http://www.raustoc.ch/Media/KD-00047_Verteiltrafo-freiatmend_de.aspx),  
letzter Zugriff: 07.09.2015.
- [8.3] SIBA GmbH: *Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen – Katalog 2012*,  
SIBA GmbH, Lünen, 2012,  
online verfügbar: <http://www.siba.de/upload/dokumente/kataloge/NH-Sicherungen.pdf>, letzter Zugriff: 07.06.2016
- [8.4] Glen Dimplex Deutschland GmbH, *Technische Daten WI 10TU*, online verfügbar:  
[https://www.dimplex.de/pdf/de/produktattribute/produkt\\_1727022\\_extern\\_egd.pdf](https://www.dimplex.de/pdf/de/produktattribute/produkt_1727022_extern_egd.pdf),  
letzter Zugriff: 20.05.2015

## 9. Eigene Veröffentlichungen

- [9.1] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Application of a logistical Optimization Method to optimize existing Low-Voltage Grids*, 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Turin, Italien, 26.-29.09.2017,
- [9.2] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Modelling of Low-Voltage Grids with the Help of Open Data*, NEIS 2016, Hamburg, Deutschland, 08.-09.09.2016
- [9.3] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Optimierung des Ausbaubedarfs in NS-Netzen durch die Betrachtung vollständiger Orte*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2016, Mannheim, Deutschland, 07.-08.11.2016
- [9.4] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Optimization of grid expansion measures in low voltage grids using an integer linear optimization problem*, IEEE Powercon 2016, Wollongong, Australien, 28.09.-01.10.2016
- [9.5] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Technische Herausforderungen und Möglichkeiten zur Steuerung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen durch intelligente Ladestationen auf Basis der DIN IEC-61851*, NEIS 2015, Hamburg, Deutschland, 10.-11.09.2015
- [9.6] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Verwendung synthetischer Netzstrukturen zur Analyse des Netzausbaubedarfs in der NS-Ebene*, 15. Dresdener Kreis 2014, Fachtagung der TU-Dresden, der Universität Hannover, der Universität Magdeburg und der Gesamthochschule Duisburg: Elektroenergieversorgung, Leipzig, Deutschland, 19.-20.03.2014
- [9.7] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *NS-Netzplanung mit rONT-Einsatz*, 16. Dresdener Kreis 2014, Fachtagung der TU-Dresden, der Universität Hannover, der Universität Magdeburg und der Gesamthochschule Duisburg: Elektroenergieversorgung, Hannover, Deutschland, 25.-26.03.2015
- [9.8] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Eine Heuristik zur Umbauplanung von NS-Netzen ganzer Ortschaften*, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 10.-12.02.2016.
- [9.9] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der NS-Ebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte*, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.02.2014
- [9.10] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Planungswerkzeug für den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren*, netzpraxis - Das Magazin für Energieversorgung, Jg. 54 (2014), Heft 1-2, S. 65-67, VWEW Energieverlag, 30.01.2014
- [9.11] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Übergreifende GIS-basierte Optimierung von Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur*, netzpraxis - Das Magazin für Energieversorgung, Jg. 56 (2017), Heft 11, S. 65-67, VWEW Energieverlag, 07.11.2017
- [9.12] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Improved integration of Renewable Energies through comprehensive consideration of GIS-based Data in Grid-Planning of Low-Voltage Grids*, IEEE PES NEIS Conference 2016, Hamburg, Deutschland, 21.-22.09.2017
- [9.13] Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Application of a logistical Optimization Method to optimize existing Low-Voltage Grids*, IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, 26.-29.09.2017



## 10. Veröffentlichungen als Zweitautor

- [10.1] Becker, A.; Lühn, T.; Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Schmidtmann, G.; Schneider, D.; Schnieder, R.; Hofmann, L.; Beck, H.-P.; Geldermann, J.; Weyer, H.: *Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilsnetzen - Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen*, 1. Auflage, Cuvillier Verlag, Göttingen, Juli 2014
- [10.2] Hofmann, L.; Geldermann, J.; Beck, H.-P.; Eggert, F.; Engel, B.; Weyer, H.; Horn, M.; Lietz, F.; Loges, H.; Lühn, T.; Schlömer, G.; Schnieder, R.; Ahmels, J.: *Forschungsprojekt e-home Energieprojekt 2020 : Kurzfassung der wissenschaftlichen Projektergebnisse 2011 – 2016*, 1. Auflage, Göttingen: Cuvillier, Dezember 2016,
- [10.3] Fehre, L.; Röhrig, M.; Gallmeier, U.; Schlömer, G.; Reese, C.; Hofmann, L.; Schlager, K.: *Akzeptanz von gesteuertem Laden*, Energy 2.0, Urban 2.0, 08/2015
- [10.4] Kluss, L.; Schlömer, G.; Hofmann, L.: High Temperature Superconductor Cables in the German High Voltage Grid, PESS Power and Energy Student Summit 2017, Erlangen-Nürnberg, 27.-28. 06.2017
- [10.5] Lühn, T.; Schlömer, G.; Schmidtmann, G.; Lehde, B.; Schmiesing, J.; Hofmann, L.; Geldermann, J. (2014): *Multi-Criteria Analysis of Grid Expansion Concepts on the Low Voltage Level*, Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 38, Ausgabe 3, S. 183-200, 2014
- [10.6] Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von NS-Netzen*, Internationaler VDE ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland, 05.-06.11.2013
- [10.7] Röhrig, M.; Fehre, E.; Reese, C.; Schlager, K.; Schlömer, G.: *Demand Response - das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk*, Abschlussbericht, Hannover 31.06.2016, online verfügbar unter <https://www.proklima-hannover.de/downloads/news/2016/Abschlussbericht-Demand-Response---Schaufenster-E-Mob.pdf>, letzter Zugriff: 19.12.2016
- [10.8] von Haaren, C.; zum Hingst, J.; Schlömer, G.; Walter, A.; Wiehe, J.: *Naturverträgliche Energieversorgung aus 100 % erneuerbaren Energien 2050*, Endbericht, Bundesamt für den Naturschutz, 17.04.2016
- [10.9] Garske, S.; Schlömer, G.; Hofmann, L.: *Reactive Power Management and Grid Loss Analyses based on Generic Distribution Grid Models*, IEEE PES NEIS Conference 2016, Hamburg, Deutschland, 21.-22.09.2017



## 10 Anhang

## 10.1 Elektrische Parameter der verwendeten Betriebsmittel

**Tabelle 10.1** Parameter der verwendeten Niederspannungskabel

Bezeichnung	$A$ in mm <sup>2</sup>	$R'$ in $\Omega$ /km	$L'$ in mH/km	$C'$ in $\mu$ F/km	$I_{\max, \text{Luft}}$ in A	$I_{\max, \text{Luft}}$ in A
NAYCWY 3X120 SM / 70	120	41	1,6	2,4	216	216
NAYCWY 3X150 SM / 70	150	45	1,8	2,5	246	246
NAYY-J 4X35 SW	35	27	1,2	1,8	100	123
NAYY-J 4X95 SW	95	36	1,6	2,2	186	215
NAYY-J 4X120 SW	120	40	1,6	2,4	216	245
NAYY-J 4X150 SW	150	43	1,8	2,5	246	275
NAYY-J 4X240 SW	240	52	2,0	2,7	338	364

**Tabelle 10.2** Parameter der verwendeten Mittelspannungskabel

Bezeichnung	$A$ in mm <sup>2</sup>	$R'$ in $\Omega$ /km	$L'$ in mH/km	$C'$ in $\mu$ F/km	$I_{\max}$ in A
N2XS(F)2Y 3X1X95	95	0,246	0,38	0,24	220
N2XS(F)2Y 3X1X150	150	0,159	0,36	0,27	290
N2XS(F)2Y 3X1X240	240	0,098	0,34	0,34	380
N2XS(F)2Y 3X1X300	300	0,079	0,33	0,37	440

**Tabelle 10.3** Parameter der verwendeten Ortsnetztransformatoren<sup>2</sup>

$S_{rT}$ in kVA	$U_{rTOS}$ in kV	$U_{rTUS}$ in kV	$u_k$ in %	$P_{vK}$ in W	$P_{vL}$ in W	$I_{leer}$ in A
160	20	0,4	4,0	2300	270	0,7
250	20	0,4	4,2	2700	345	0,7
400	20	0,4	4,4	3560	445	0,9
630	20	0,4	4,6	4740	635	1,1
1000	20	0,4	5,0	6780	960	1,8
1200	20	0,4	5,0	9500	1140	2,7
1600	20	0,4	6,0	14200	1500	3,5
2000	20	0,4	6,0	16900	2000	4,0
2500	20	0,4	6,0	19000	2200	4,0

<sup>2</sup> für rONT werden die gleichen Parameter verwendet

## 10.2 Berücksichtigte Kostenansätze und Nutzungszeiträume

**Tabelle 10.4** Berücksichtigte Kosten

	Bezeichnung	Investitionen in €		jährliche Kosten (Instandhaltung) in €	
Betriebsmittel	NS-Kabel NAYY-Kabel 240 mm <sup>2</sup> (pro km)	60 000		200	
	MS-Kabel NA2XS(F)Y 3x1x185 (pro km)	90 000		1 000	
	Ortsnetztransformatoren (ONT)	konv	rONT	konv	rONT
	160 kVA	5 750	17 750	125	250
	250 kVA	6 750	18 750	125	250
	400 kVA	8 250	20 250	125	250
	630 kVA	11 250	23 250	125	250
	1000 kVA	13 250	25 250	125	250
	1250 kVA	14 250	26 250	125	250
	1600 kVA	18 250	30 250	125	250
	2000 kVA	20 250	32 250	125	250
	2500 kVA	22 250	34 250	125	250
	Grundstück ONS	10 000		-	
	Gebäude ONS	15 000		-	
	Bestehende ONS können einen ONT einer Bemessungsleistungsklasse größer aufnehmen als eingebaut ist.				
Sonstiges	Netzverluste			60 € / MWh	
	Arbeitsverlustfaktor $\alpha_{W, \text{konv}}$			0,178	
	Arbeitsverlustfaktor $\alpha_{W, \text{rONT}}$			0,154	
	Nutzungszeitraum ONS			50 Jahre	
	Nutzungszeitraum Kabel			100 Jahre	
	Betrachtungszeitraum			30 Jahre	
	Kalkulatorischer Zinssatz			4 %	

### 10.3 Zuordnungsoptimierung der Netzanschlussgruppen

Bei festgelegten ONS-Standorten kann unter Berücksichtigung der linearisierten Versorgungskostenmatrix eine Zuordnung der NAG auf die ONS mithilfe eines ganzzahligen, linearen Optimierungsproblems [1.8] mit der Zielfunktion in Gl. (10.1) und den Nebenbedingungen in den Gl. (10.4) und (10.5) festgelegt werden. Der Index ZO kennzeichnet den Bereich der Zuordnungsoptimierung.

$$\min \mathbf{f}_{ZO}^T \mathbf{x}_{ZO} \quad (10.1)$$

Da jede NAG nur von einer ONS gespeist werden soll, muss der Zustandsvektor binär sein.

$$\mathbf{x}_{ZO} \in \{0,1\} \quad (10.2)$$

Die Zielfunktion bildet sich aus den jeweiligen Zeilen  $\mathbf{c}_i$  der Versorgungskostenmatrix  $\mathbf{C}$  (siehe Abschnitt 6.2.2)

$$\mathbf{f}_{ZO}^T = [\mathbf{c}_1 \quad \cdots \quad \mathbf{c}_i] \quad (10.3)$$

Die Nebenbedingungen müssen zum einen sicherstellen, dass jede NAG genau einer Station zugeordnet wird. Dies geschieht über eine Einheitsmatrix  $\mathbf{E}$  je verfügbarer ONS.

$$\mathbf{A}_{ZO \text{ eq}} \mathbf{x}_{ZO} = [\mathbf{E} \quad \cdots \quad \mathbf{E}] \cdot \mathbf{x}_{ZO} = \mathbf{e} \quad (10.4)$$

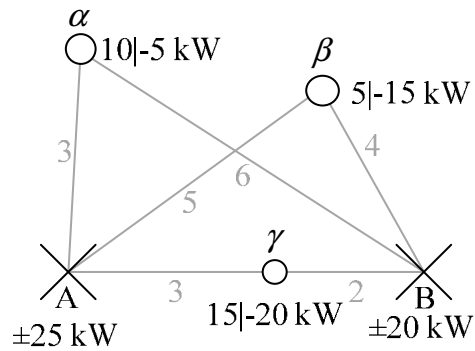
Zum anderen darf keine ONS  $i$  durch die ihr zugeordneten Knotenleistungen der NAG in einem der Last- und Einspeisefälle  $\sigma$ , jeweils mit dem individuellen Gleichzeitigkeitsfaktor  $\mathbf{g}_\sigma$  gewichtet, überlastet werden.

$$\mathbf{A}_{ZO} \mathbf{x}_{ZO} \leq \mathbf{b}_{ZO} \quad (10.5)$$

mit

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_{ZO} &= \begin{bmatrix} \mathbf{B}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{B}_\sigma \end{bmatrix} \\ \mathbf{B}_\sigma &= \text{diag} \left( [\mathbf{g}_\sigma \circ \mathbf{p}_{s,\sigma}] \quad \cdots \quad [\mathbf{g}_\sigma \circ \mathbf{p}_{s,\sigma}] \right) \\ \mathbf{b}_{ZO} &= \begin{bmatrix} s_r \\ \vdots \\ s_r \end{bmatrix} \\ s_r &= \begin{bmatrix} S_{r,1} \\ \vdots \\ S_{r,i} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Zur Verdeutlichung der Zuordnungsoptimierung wird der Matrixaufbau für das folgende Zuordnungsproblem aufgestellt (siehe **Bild 10.1**). Es existieren zwei ONS A und B sowie die drei Abnehmer  $\alpha, \beta$  und  $\gamma$ .



**Bild 10.1** Beispiel für die Anwendung der Zuordnungsoptimierung

Die Zahlen an den Kanten geben die entstehenden Versorgungskosten an, sodass sich die folgende Versorgungskostenmatrix  $C$  ergibt

$$C = \begin{matrix} & \alpha & \beta & \gamma \\ \begin{matrix} A \\ B \end{matrix} & \begin{bmatrix} 3 & 5 & 3 \\ 4 & 6 & 2 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (10.5)$$

Dadurch ergibt sich die Zielfunktion  $f_{ZO}$  zu

$$f_{ZO} = [ 3 \quad 5 \quad 3 \quad 4 \quad 6 \quad 2 ] \quad (10.5)$$

Die Nebenbedingungen sind den in Gl. (10.5) und (10.5) dargestellt.

$$A_{ZO \text{ eq}} \mathbf{x}_{ZO} = \begin{bmatrix} 1 & & & 1 & & \\ & 1 & & & 1 & \\ & & 1 & & & \\ & & & & & 1 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x}_{ZO} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (10.5)$$

$$A_{ZO} \mathbf{x}_{ZO} = \begin{bmatrix} 10 & 5 & 15 & & & \\ & & & 10 & 5 & 15 \\ -5 & -15 & -20 & & & \\ & & & -5 & -15 & -20 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x}_{ZO} \leq \begin{bmatrix} 25 \\ 20 \\ 25 \\ 20 \end{bmatrix} \quad (10.5)$$

Die optimale Lösung des Gleichungssystems ist

$$\mathbf{x}_{ZO} = [ 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 ]^T \quad (10.5)$$

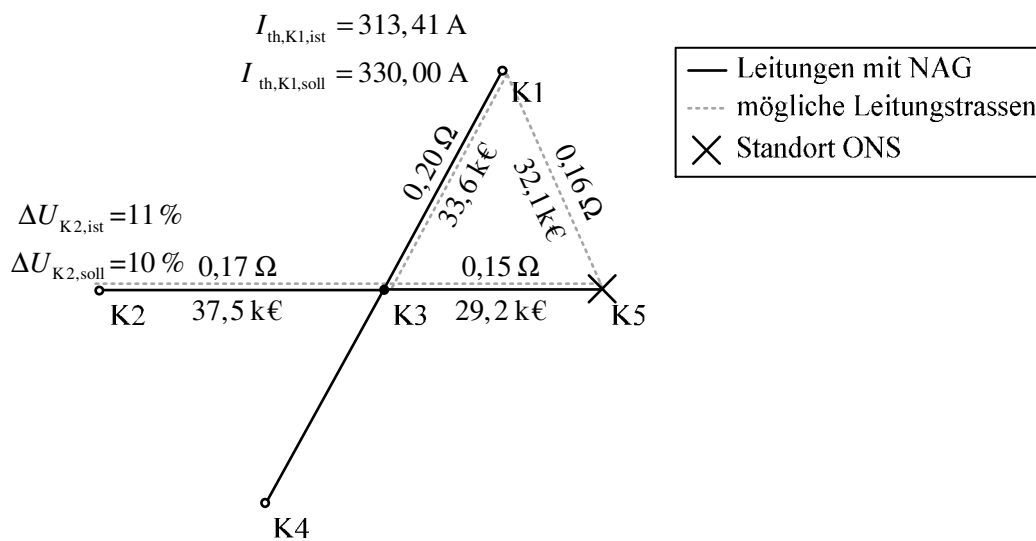
Die weitere Berücksichtigung der Gleichzeitigkeitsfaktors führt zu einer iterativen Lösung des Gleichungssystems.

### 10.4 Anwendungsbeispiel zur Netzausbauoptimierung

In **Bild 10.2** wird das Beispiel aus **Bild 5.4** mit eingesetzten, einfachen Zahlenwerten dargestellt. Es wird angenommen, dass sich die angegebenen Werte aus einer LF- und einer KS-Stromberechnung ergeben.

Das Ergebnis einer LF-Berechnung ergibt eine Spannungsbandverletzung von 11 % am Knoten K2 (siehe **Bild 10.2**). Mithilfe der Drehmomentmethode in Gl. (5.7) kann die Impedanz näherungsweise bestimmt werden, die zur Einhaltung des Spannungsbandes erforderlich ist.

$$Z_{K5 \leftrightarrow K2, \text{soll}} \leq \frac{\Delta U_{K2, \text{soll}}}{\Delta U_{K2, \text{ist}}} Z_{K5 \leftrightarrow K2, \text{ist}} = \frac{10\%}{11\%} \cdot (0,17 \Omega + 0,15 \Omega) = 0,29 \Omega \quad (10.6)$$



**Bild 10.2** Beispielwerte für die Erläuterung von **Bild 5.4**

Für die KS-Stromberechnung wird ein ideales vorgelagertes Netz mit unbegrenzter KS-Leistung und eine ebenso ideale ONS angenommen, sodass der einphasige minimale KS-Strom am Knoten K1 nach Gl. (2.26) vereinfacht berechnet werden kann.

$$I_{k1 K1 \text{ ist}}'' = \frac{c_{\min} U_{nN}}{\sqrt{3} \cdot Z_{F K5 \leftrightarrow K1 \text{ ist}}} = \frac{0,95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot (0,15 + 0,20)} = 313,41 \text{ A} \quad (10.7)$$

Die einzusetzende 80-A-NH-Sicherung benötigt nach **Bild 4.4** einen Strom von etwa  $I_{\text{th},80\text{-A-NH}} = 330 \text{ A}$ , um das 5-Sekunden-Kriterium bei einem einpoligen Fehler zu erfüllen. Es wird zur weiteren Vereinfachung in diesem Beispiel davon ausgegangen, dass der thermische gleichwertige KS-Strom  $I_{\text{th}}$  dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom  $I_k''$  entspricht ( $I_{\text{th}} = I_k''$ ). Folglich kann für diesen vereinfachten Fall ein zu unterschreitender Impedanzwert bestimmt werden.

$$Z_{F K5 \leftrightarrow K1 \text{ soll}} \leq \frac{c_{\min} U_{nN}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{th},80\text{-A-NH}}} = \frac{0,95 \cdot 400 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 330 \text{ A}} = 0,66 \Omega \quad (10.8)$$



Im Folgenden wird zu Vereinfachung weiterhin angenommen, dass je Kante nur eine weitere Leitung zulässig ist, sodass die Matrixdimensionen darstellbar bleiben. In die Zielfunktion gehen die Kosten für den Ausbau jeder Kante ein. Die vorhandenen Leitungen des Status quo werden mit 0 € angenommen. Alternativ ist auch die Hinterlegung der Barwerte der einzelnen vorhandenen Leitungen möglich. Die Einträge im zweiten Teil kennzeichnen die gewählten Pfade und sind für die Zielfunktion nicht relevant und werden mit Nullen aufgefüllt.

$$\mathbf{f}_{\text{oNA}} = \begin{bmatrix} 0 & 29,2 & 0 & 33,6 & 0 & 37,5 & 0 & 32,1 & | & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \text{k€} \quad (10.9)$$

Die Gleichungsterme zur Einhaltung der KS- und Spannungshaltungsbedingungen nehmen die in Gl. (10.10) angegebenen Werte ein. Es wird davon ausgegangen, dass ein Kabel mit dem gleichen Kabelquerschnitt parallel verlegt wird, sodass sich die jeweilige Leitungsimpedanz halbiert.

$$\mathbf{A}_{\text{oNAI}} \mathbf{x}_{\text{oNA}} \leq \mathbf{b}_{\text{oNAI}} \quad (10.10)$$

mit

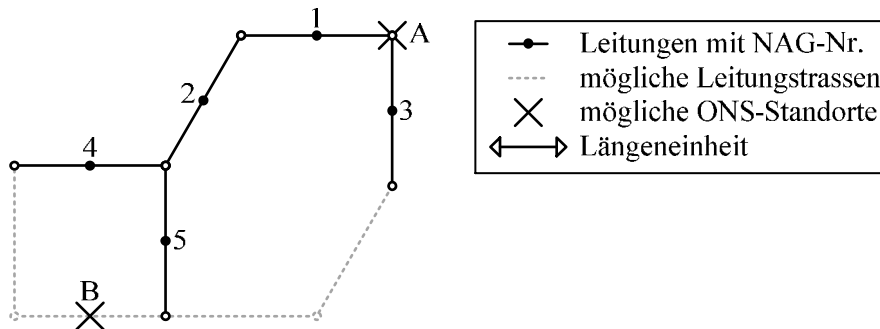
$$\mathbf{A}_{\text{oNAI}} = \begin{bmatrix} & & & & & & \mu & 0,18 & | & & -2\mu & & \\ 0,15 & 0,08 & 0,20 & 0,10 & & & & & | & -2\mu & & & \\ 0,15 & 0,08 & & & 0,17 & 0,09 & & & | & & & & -2\mu \\ & & 0,20 & 0,10 & 0,17 & 0,09 & \mu & 0,18 & | & & -2\mu & & \\ & & & & & & \mu & 0,32 & | & & -2\mu & & \\ 0,30 & 0,15 & 0,40 & 0,20 & & & & & | & -2\mu & & & \\ 0,30 & 0,15 & & & 0,34 & 0,17 & & & | & & & & -2\mu \\ & & 0,40 & 0,20 & 0,34 & 0,17 & \mu & 0,32 & | & & -2\mu & & \end{bmatrix} \Omega$$

$$\mathbf{b}_{\text{oNAI}} = \begin{bmatrix} 0,35 \\ 0,35 \\ 0,29 \\ 0,29 \\ 0,66 \\ 0,66 \\ 0,66 \\ 0,66 \end{bmatrix} \Omega$$



### 10.5 Anwendungsbeispiel zur Repeated-Matching-Heuristik

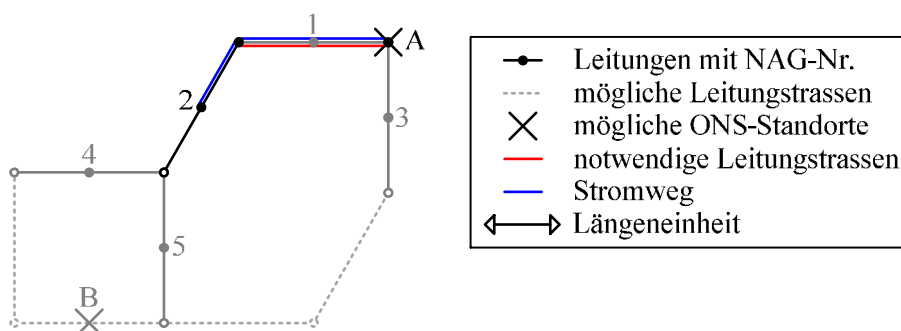
Das **Bild 10.3** zeigt den Aufbau einer Versorgungssituation mit fünf aggregierten NA und zwei möglichen ONS-Standorten. Auf dieses Beispiel soll die RMH angewendet werden, um unter den gegebenen Randbedingungen die kostenminimale Lösung zu finden.



**Bild 10.3** Beispiel für die Repeated-Matching-Heuristik

Bevor die RMH angewendet werden kann, muss die Versorgungskostenmatrix  $C$  aufgestellt werden (siehe Abschnitt 6.2.2). Dabei werden in diesem Beispiel der Bau einer Leitung mit der Länge  $l$  mit 10 Kosteneinheiten und die Übertragungsverluste mit einer Kosteneinheiten pro Leitungslänge  $l$  in der Kostenberechnung gewertet. Jede Station verursacht Eröffnungskosten von 30 Kosteneinheiten, Kapazitätsbeschränkungen werden nicht berücksichtigt. Alternativ wäre wie in Abschnitt 6.2.2 beschrieben die Berechnung über eine Netzberechnung möglich. Die Berechnung der Versorgungskostenmatrix wird exemplarisch am Element  $c_{2A}$  dargestellt (siehe **Bild 10.4**). Damit die NAG 2 von Standort A aus versorgt werden kann, ist parallel zur NAG 1 ein Parallelkabel mit 2 Längeneinheiten zu verlegen, weil die Leitung von NAG 1 nicht verwendet werden darf, da diese sonst ebenfalls versorgt werden würde. Die entstehenden Kosten durch Netzverluste werden vereinfacht über die vom Strom durchflossene Leitungslänge mit drei Längeneinheiten berechnet.

$$c_{2A} = l_{\text{Zubau}} \cdot 10 + l_{\text{Stromweg}} \cdot 1 = 2 \cdot 10 + 3 \cdot 1 = 23 \quad (10.14)$$



**Bild 10.4** Beispiel zur vereinfachten Berechnung der Versorgungskostenmatrix  $C$

Für die weiteren Elemente wird analog zu dem Beispiel verfahren, sodass sich folgende Matrix ergibt.

$$C = \begin{matrix} & & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\ \begin{matrix} A \\ B \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 23 & 1 & 45 & 45 \\ 56 & 34 & 56 & 34 & 12 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (10.15)$$

- **1. Iterationsschritt**

Im ersten Schritt der RMH ist noch keine Zuordnung erfolgt. Die Mengen  $M_1$  bis  $M_3$  haben den Inhalt

$$\begin{aligned} M_1 &= \{A,B\} & | & \text{nicht eröffnete ONS} & n_1 &= 2 \\ M_2 &= \{1,2,3,4,5\} & | & \text{nicht zugewiesene NAG} & n_2 &= 5 \\ M_3 &= \{ \} & | & \text{ONS mit NAG} & n_3 &= 0 \end{aligned} \quad (10.16)$$

Die Matching-Kosten-Matrix  $D$  (siehe Abschnitt 6.7) wird aufgestellt. Im Anschluss wird die Matrix durch das Optimierungsproblem gelöst, die farbliche Darstellung soll die ausgewählten Elemente darstellen. In Grün sind die weiterhin nicht versorgten Kunden dargestellt.

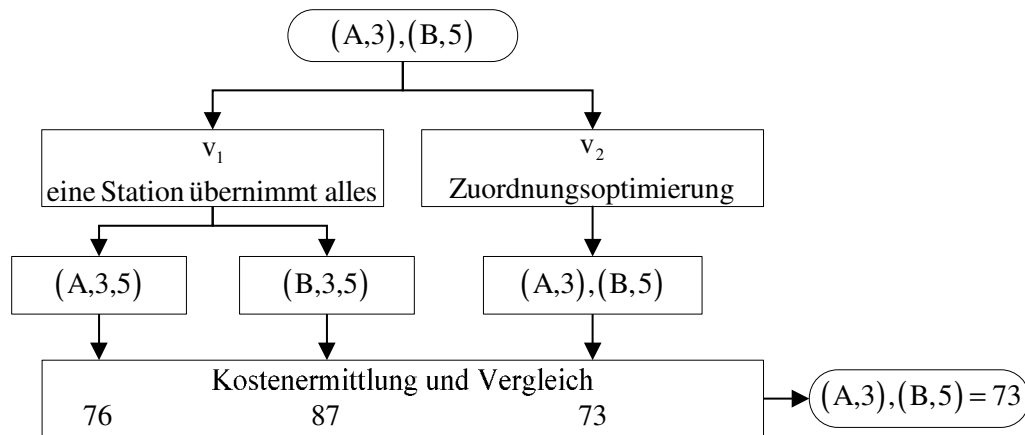
$$D_1 = \begin{matrix} & & A & B & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 \\ \begin{matrix} A \\ B \\ 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0 & 10\mu & 31 & 53 & 31 & 75 & 75 \\ 10\mu & 0 & 86 & 64 & 86 & 64 & 42 \\ 31 & 86 & 2\mu & 10\mu & 10\mu & 10\mu & 10\mu \\ 53 & 64 & 10\mu & 2\mu & 10\mu & 10\mu & 10\mu \\ 31 & 86 & 10\mu & 10\mu & 2\mu & 10\mu & 10\mu \\ 75 & 64 & 10\mu & 10\mu & 10\mu & 2\mu & 10\mu \\ 75 & 42 & 10\mu & 10\mu & 10\mu & 10\mu & 2\mu \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (10.17)$$

- **2. Iterationsschritt**

Im zweiten Schritt werden zunächst erneut die Mengen  $M_1$  bis  $M_3$  aufgestellt.

$$\begin{aligned} M_1 &= \{ \} & n_1 &= 0 \\ M_2 &= \{1,2,4\} & n_2 &= 3 \\ M_3 &= \{(A,3), (B,5)\} & n_3 &= 2 \end{aligned} \quad (10.18)$$

Die RMH stellt erneut die Matching-Kosten-Matrix  $D$  auf und löst diese. Dabei wird zur Berechnung der Untermatrix  $D_{M_3M_3}$  das in Abschnitt 6.7.4 und in **Bild 6.2** visualisierte Vorgehen angewandt. Generell gibt es in diesem Fall drei Möglichkeiten; entweder eine der beiden Stationen übernimmt alle NAG, oder es wird mithilfe der Zuordnungslogik eine Zuordnungsoptimierung der NAG auf die bestehenden Stationen vorgenommen. Die Kosten der günstigsten Variante werden in die Matching-Kosten-Matrix  $D$  übernommen und das dazugehörige Matching in einer Hilfsmatrix gespeichert.



**Bild 10.5** Ablauf zur Berechnung eines Elementes aus der Untermatrix  $D_{M3M3}$  im 2. Iterationsschritt

$$D_2 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} & \begin{array}{cc} 1 & 2 \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 4 \end{array} & \begin{bmatrix} 2\mu & 10\mu & 10\mu & 32 & 92 \\ 10\mu & 2\mu & 10\mu & 54 & 50 \\ 10\mu & 10\mu & 2\mu & 76 & 50 \end{bmatrix} \end{array} \end{array} \quad (10.19)$$

(A,3)     (B,5)

32     50

(B,5)     73

### • 3. Iterationsschritt

Zu Beginn des dritten Schrittes ergeben sich die folgenden Mengen

$$\begin{aligned} M_1 &= \{ \} & n_1 &= 0 \\ M_2 &= \{4\} & n_2 &= 1 \\ M_3 &= \{(\text{A},1,3), (\text{B},2,5)\} & n_3 &= 2 \end{aligned} \quad (10.20)$$

Die RMH stellt erneut die Matching-Kosten-Matrix  $D$  auf und löst diese.

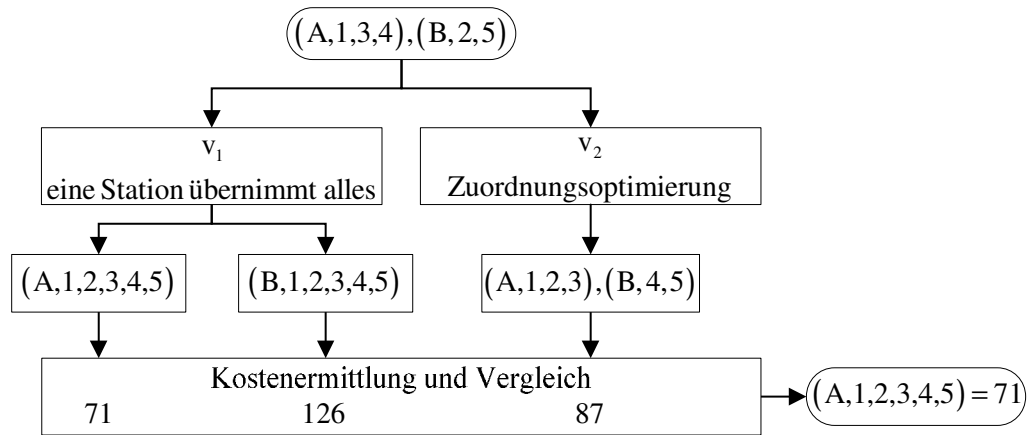
$$D_3 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} & \begin{array}{cc} 4 & (\text{A},1,3) & (\text{B},2,5) \end{array} \\ \begin{array}{c} 4 \\ (\text{A},1,3) \\ (\text{B},2,5) \end{array} & \begin{bmatrix} 2 \cdot \mu & 59 & 64 \\ 59 & 2 \cdot 32 & 50 \\ 64 & 50 & 2 \cdot 50 \end{bmatrix} \end{array} \end{array} \quad (10.21)$$

### • 4. Iterationsschritt

Im vierten Schritt sind alle NAG versorgt und es kann nur noch eine bessere Anordnung der NAG oder ein Zusammenfassen der Stationen untersucht werden.

$$\begin{aligned} M_1 &= \{ \} & n_1 &= 0 \\ M_2 &= \{ \} & n_2 &= 0 \\ M_3 &= \{(\text{A},1,3,4), (\text{B},2,5)\} & n_3 &= 2 \end{aligned} \quad (10.22)$$

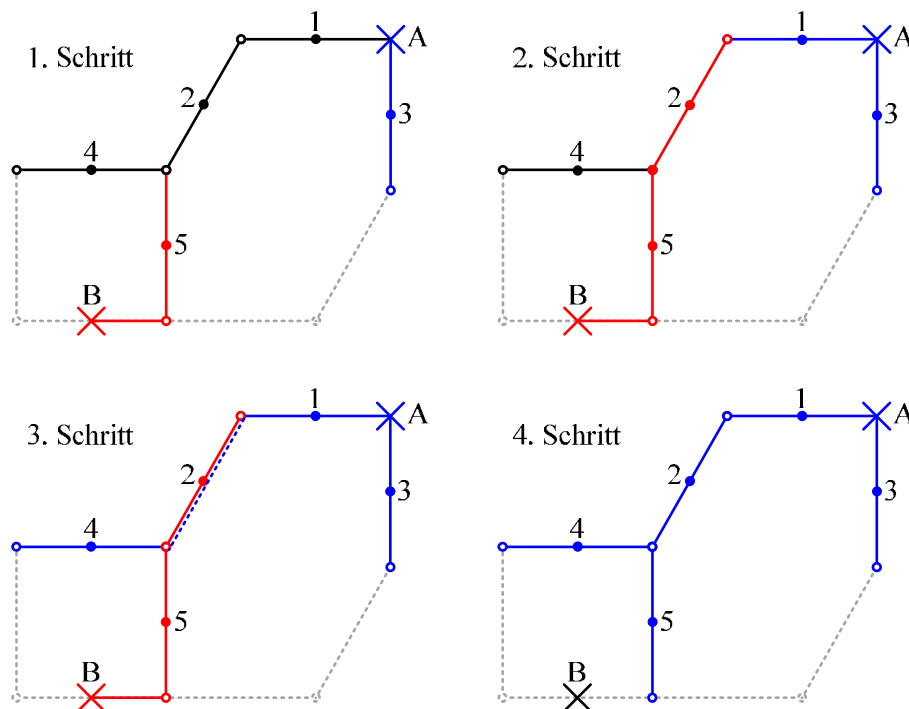
Die RMH stellt erneut die Matching-Kosten-Matrix  $D$  auf und löst diese. Das **Bild 10.6** zeigt die Berechnung des Elementes der Untermatrix  $D_{M3M3}$



**Bild 10.6** Ablauf zur Berechnung eines Elementes aus der Untermatrix  $D_{M3M3}$  im 3. Iterationsschritt

$$D_3 = \begin{matrix} & \begin{matrix} (A,1,3,4) & (B,2,5) \end{matrix} \\ \begin{matrix} (A,1,3,4) \\ (B,2,5) \end{matrix} & \begin{bmatrix} 2 \cdot 59 & 71 \\ 71 & 2 \cdot 50 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (10.23)$$

Das Ergebnis für diese Kostenkonstellation des kleinen Beispielnetzes ist folglich, dass der Standort A alle NAG versorgt. Die entstehenden Kosten betragen 71 Einheiten. Das **Bild 10.7** zeigt die einzelnen Zwischenschritte in der grafischen Darstellung.



**Bild 10.7** Darstellung der einzelnen Iterationsschritte

## **Lebenslauf**

Name: Gerrit Schlömer  
Geburtstag- und ort: 18.01.1988 in Vechta  
Staatsbürgerschaft: Deutsch

## **derzeitige Tätigkeit**

seit April 2013 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische  
Energiesysteme an der Leibniz Universität Hannover  
seit Mai 2007 Beratungstätigkeit für IT- & Gebäude-Infrastrukturen

## **Ausbildung**

März 2013 Abschluss des Studiums mit Auszeichnung  
Okt. 2008 - März 2013 Diplomstudium der Elektrotechnik  
an der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover  
und Werkstudent der KODA GmbH, Dortmund  
Juni 2007 – März 2008 Zivildienst in der Gebäude- und Haustechnikabteilung der Alten- und  
Pflegeheime der St. Hedwig Stiftung in Vechta  
Juni 2007 Abitur am Gymnasium Antonianum Vechta