

Ermittlung des Netzausbaubedarfes im urbanen Verteilnetz durch Sektorenkopplung mittels vereinfachter Netzberechnung

Simon Niederle¹, Dominik J. Storch², Christoph J. Steinhart³,
Christian Gutzmann³, Maik Günther⁴, Michael Kreißl³, Reinaldo Tonkoski Jr.¹,
Rolf Witzmann¹, Michael Finkel²

¹ Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland,
+49 89 289 25090, simon.niederle@tum.de, www.epe.ed.tum.de/ptd

² Technische Hochschule Augsburg, An der Hochschule 1, 86161 Augsburg, Deutschland,
+49 821 5586-3362, dominik.storch@tha.de, www.tha.de/Elektrotechnik

³ SMW Infrastruktur GmbH & Co. KG, Emmy-Noether-Straße 2, 80992 München,
Deutschland, +49 89 2361 2562, steinhart.christoph@swm-infrastruktur.de,
www.swm-infrastruktur.de/

⁴ Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Straße 2, 80922 München, Deutschland,
www.swm.de

Kurzfassung: Die durch fortschreitende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors zunehmende Belastung im Verteilnetz stellt wachsende Anforderungen an den Netzausbau in den kommenden Jahrzehnten. Die vorliegende Arbeit untersucht die Ausbaubedarfe in städtischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen exemplarisch für die Metropole München in Deutschland. Ausgehend von einem umfassenden Modell des Gebäudebestands im Versorgungsgebiet werden mittels eines gleichzeitigkeitsbasierten Ansatzes die Betriebsmittelauslastungen und Spannungsverhältnisse ermittelt. Ausbaubedarfe werden auf Basis einer regelbasierten Netzausbauroutine erhoben und diskutiert. Die Ergebnisse der Studie zeigen signifikanten Handlungsbedarf in mehr als der Hälfte der untersuchten Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze. Mit sinkender Verfügbarkeit von Fernwärme und steigendem Einsatz elektrischer Wärmebereitstellung steigen Betriebsmittelbelastung und Netzausbaubedarf an.

Keywords: Verteilnetz, Netzausbau, Wärmepumpen, Elektromobilität

1 Motivation und Zielsetzung

Getrieben durch die kontinuierlich steigende Verbreitung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (engl.: *electric vehicles*, EV) und Anlagen zur elektrischen Wärmebereitstellung (vornehmlich Wärmepumpen, WP) rückt die konkrete Auslastung und der resultierende Ausbaubedarf in Nieder- und Mittelspannungsnetzen (NS- und MS-Netzen) immer weiter in den Fokus. Im Rahmen der Forschungsprojekte „E-Motion-to-Grid“ (E2G) [1] und „Grid for Electrification“ (G4E) [2] wurden die Auswirkungen des bis 2050 erwarteten Hochlaufs von Ladeinfrastruktur für EV und WP im Verteilnetz der SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG untersucht. Im Projekt E2G lag der Fokus auf der hinzukommenden Last durch private und öffentliche Ladepunkte, im Folgeprojekt G4E auf der Nachbildung von durch elektrische WP anfallende Lasten. Ein Großteil der im Stadtgebiet München betriebenen MS-Ringnetze

und NS-Ortsnetze wird konkret hinsichtlich Auswirkungen und resultierendem Ausbaubedarf untersucht. Die vorliegende Publikation beschreibt das Vorgehen hierbei. Zur Beherrschung der erforderlichen Rechenzeit wird die Netzberechnung auf Basis von lokal angepassten Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF) durchgeführt. Ziel ist die Ermittlung von Auswirkungen auf NS- und MS- Ebene durch hohe Durchdringungen mit Ladeinfrastruktur und WP. Weiterhin wird der damit einhergehende Netzausbaubedarf mittels eines regelbasierten Ansatzes ermittelt.

2 Datengrundlage

Zur Modellierung der Netze und Lasten stehen verschiedene Datenbestände zur Verfügung. Für die Nachbildung der Betriebsmittel im Verteilnetz selbst dient das Netzinformationssystem (NIS) des örtlichen VNB als Ausgangspunkt. Die Modellierung der Lasten auf NS-Ebene erfolgt primär auf Basis des Datenbestandes aus dem *Modell München* [3], der für die Gebäude im Stadtgebiet eine Vielzahl an Informationen bereitstellt.

2.1 Netzdaten

Die beschriebenen Untersuchungen decken einen Großteil des Verteilnetzes der Metropole München in Bayern, Deutschland ab. Betrachtet werden hierbei sowohl die Ortsnetze auf NS-Ebene (Netzebenen 6 und 7 unter Einbeziehung des jeweiligen Ortsnetztransformators) als auch die MS-Ringnetze (Netzebene 5) abwärts der MS-Sammelschiene des speisenden Umspannwerks (UW). Die Gesamtzahl der untersuchten NS-Netzgebiete beläuft sich auf etwa 4.200, die der MS-Ringe auf etwa 270. Die NS-Netze im betrachteten Netzgebiet werden grundsätzlich als Strahlennetze betrieben. Die auf MS-Ebene betrachteten Ringnetze sind im Allgemeinen von zwei oder drei Kabelfeldern im speisenden UW versorgt (Ringe mit und ohne Mittelsehne). Auch sie werden im Normalfall als offene Ringe und somit strahlenförmige Netze betrieben. Basierend auf den dokumentierten Netzdaten (geografische Lage aller Netzknotenpunkte, Verlauf von Leitungstrassen, Netztopologie, Betriebsmitteltypen) wird automatisiert ein rechenfähiges Netzmodell aufgebaut (vgl. Abschnitt 3.1).

2.2 Gebäudedaten – Modell München

Die Modellierung der Lasten im Verteilnetz, basiert vornehmlich auf dem *Modell München*, einem digitalen Zwilling aller Gebäude in München [3]. Zu den gebäudespezifischen Daten gehören u.a. Informationen wie Baujahr, Nutzungsart, beheizte Fläche sowie das Versorgungspotenzial für WP oder Wärmenetze. Zudem sind im *Modell München* gebäudescharf der errechnete Endenergiebedarf sowie die Heizlast enthalten, sowohl für die Ist-Situation als auch für verschiedene Sanierungsvarianten. Für das *Modell München* werden zahlreiche Datenquellen genutzt, die von der Stadtwerken München GmbH (SWM) konsistent zusammengeführt werden. Die im *Modell München* genutzten Daten stammen u.a. von den SWM selbst, von der Landeshauptstadt München oder sind auch öffentlich verfügbar. Der Datenbestand dient dabei nicht nur der Analyse der Ist-Situation aller Gebäude in München, sondern ermöglicht auch gebäudescharfe Zukunftsprojektionen. Hierzu ist das *Modell München* an das Multiagentensystem Invert/EE-Lab von e-think Energy Research gekoppelt, bei dem jedes Gebäude durch einen Agenten repräsentiert wird, welcher Entscheidungen zu Sanierungsaktivitäten und zum genutzten Heizungssystem trifft [4]. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung kommen zwei im Zusammenhang mit der kommunalen

Wärmeplanung der Landeshauptstadt München entstandenen Szenarien zum Einsatz (Basis- und Zielszenario) [5]. Das Basisszenario unterscheidet sich vom Zielszenario vor allem durch eine niedrigere Sanierungsrate und -tiefe sowie durch fehlende Verbote für bestimmte Technologien, die auch vom Gesetzgeber bisher nicht vorgesehen sind.

3 Methodik

Abbildung 1 zeigt die Methodik zur Ermittlung der Ausbaubedarfe im Münchener Verteilnetz im Überblick. Ausgehend von den vorliegenden Gebäudedaten werden mittels eines thermischen Gebäudemodells synthetische Tageslastgänge von Wärmepumpen der Gebäude in München ermittelt. Basierend auf diesen Lastgängen sowie auf Basis synthetischer Haushaltslast- und Ladeprofile können Gleichzeitigkeitskurven erzeugt werden (vgl. Abschnitt 3.3). Ausgehend vom Gebäudedatenbestand des *Modell München* und einem detaillierten Verteilnetzmodell werden den Netzanschlusspunkten auf NS-Ebene und MS-Netzstationen Gebäude zur Versorgung zugeordnet. Dies erfolgt für die beiden im *Modell München* definierten Szenarien für das Jahr 2050. Im Rahmen der Lastallokation erfolgt die Zuteilung von Lasten zu den Gebäuden (Abschnitt 3.2). Sowohl auf NS- als auch auf MS-Ebene wird schrittweise der Ausbau der Netzmodelle umgesetzt. Basierend auf den Ergebnissen wiederholter Lastflussrechnungen wird das Netz regelbasiert durch konventionelle Ausbaumaßnahmen iterativ ertüchtigt, bis alle Grenzwertverletzungen behoben sind oder das Handlungspotential ausgeschöpft ist (Abschnitt 3.5). Abschließend erfolgt die Auswertung der identifizierten Auswirkungen auf das Netz und der Ausbaubedarfe (Abschnitt 4).

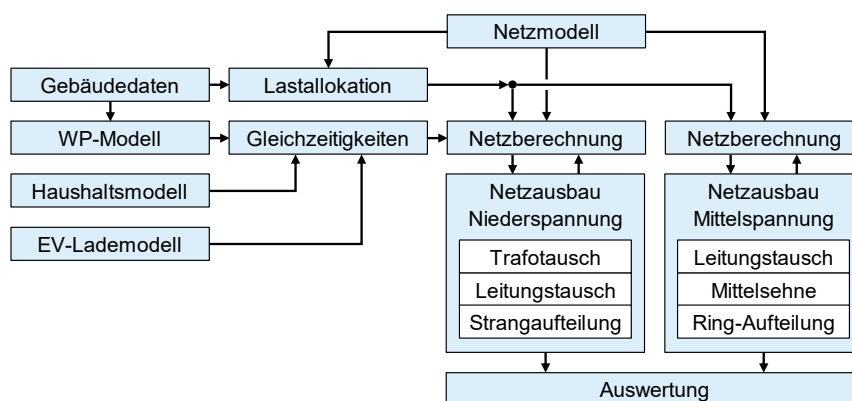


Abbildung 1: Vorgehen zur Ermittlung des Netzausbaubedarfes.

3.1 Netzmodellierung

Basierend auf dem NIS des VNB erfolgt eine detaillierte Nachbildung der betrachteten NS- und MS-Netze in der Netzberechnungssoftware DigSILENT PowerFactory [6]. Hierbei werden Standard-Schaltzustände in den Schaltanlagen von MS-Netzstationen sowie in Kabelverteilerschränken übernommen. Ausgehend davon können zusammenhängende NS-Ortsnetze und MS-Teilringe identifiziert werden. Fehlende und Überflüssige Trennstellen werden regelbasiert ergänzt oder korrigiert. Falls noch nicht der Fall, werden die Schaltzustände so angepasst, dass die Netze als Strahlennetze vorliegen. Basierend auf Adressdaten und geografischen Verknüpfungen erfolgt eine Zuordnung der Gebäude in München zu Netzanschlusspunkten im Netzmodell.

3.2 Lastallokation auf Niederspannungsebene

Die Lastallokation verortet modellierte Lasten mittels Gebäudeinformationen im NS-Netzmodell. Dies erfolgt automatisiert durch einen einheitlichen Ansatz über das gesamte Netzgebiet. Folgende Datenbestände bzw. Informationsebenen stehen hierfür zur Verfügung:

Baublock (von Straßen umsäumter Bereich):

Hier liegen aggregierte Strukturinformationen (z.B. gemeldete Einwohner, zugelassene Pkw) vor. Quelle für die Informationen ist der Datenbestand des Zentralen Informationsmanagement- und Analysesystem (ZIMAS) [7].

Gebäude nach *Modell München*:

Für teils aus mehreren Einzelgebäuden zusammengesetzte Objekte liegen Geometrien, Stockwerkszahlen sowie prognostizierte Werte zur Anzahl an Wohneinheiten, Heizlasten und Heiztechnologien (auch für Stützjahre in der Zukunft, gemäß der beiden untersuchten Szenarien) vor [3].

Einzelgebäude (Basiskarten-Gebäude):

Für Einzelgebäude wie im NIS des VNB dokumentiert liegen Geometrien, Gebäude-Nutzungsart und die Zuordnung zu versorgenden NS-Netzanschlusspunkten oder MS-Netzstationen vor. Auf dieser Ebene erfolgt auch die Zuordnung von Lasten.

Grundsätzlich wird in Bestandslasten (Haushalte sowie Gewerbe) sowie neu hinzukommende Lasten (EV und Anlagen zur elektrischen Wärmebereitstellung) unterschieden. Die Allokation der jeweiligen Lasttypen wird in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

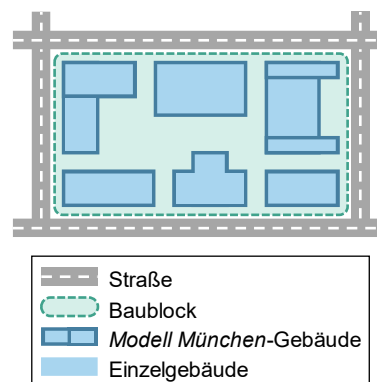


Abbildung 2:
Informationsebenen der
Lastallokation.

3.2.1 Allokation von Haushalten

Grundsätzlich werden sämtliche Haushalte vereinfacht als Zwei-Personen-Haushalte modelliert (typische Haushaltsgröße in Deutschland [8]). Die auf Baublockebene gemeldeten Personen werden zunächst basierend auf Prognosen für vorhandene Wohneinheiten auf die *Modell München*-Gebäude und dann proportional zur Geschossfläche auf unterlagerte Einzelgebäuden verteilt. Korrekturen erfolgen bei unplausiblen Ergebnissen (Nutzfläche je Haushalt). Gebäude mit dokumentierter Wohnnutzung werden bei der Verteilung priorisiert.

3.2.2 Allokation von gewerblichen Lasten

Der Beitrag von Gewerbelasten zur Spitzenlast wird zunächst aggregiert auf NS-Netzebene bestimmt. Hierzu kommen historische Schleppzeigermesswerte zum Einsatz. Unter Berücksichtigung allozierter Haushalte, der erwarteten Lastzusammensetzung im Netzgebiet sowie des gewerblichen Standardlastprofils (G25, [9]) wird ein plausibler Spitzenlastbeitrag ermittelt. Dieser wird proportional zur Geschossfläche auf Einzelgebäude mit gewerblicher Nutzung verteilt. In 19 % der Netze liegen keine Messwerte vor, hier wird der gewerbliche Lastanteil auf NS-Ebene mangels weiterer belastbarer Informationen vernachlässigt.

3.2.3 Heizlasten und Heizungssysteme

Für die Zuweisung von thermischen Heizlasten sowie zugehörigen Heizungstechnologien werden Informationen des *Modell München* [3] verwendet. Jedem Gebäude wird je Szenario eine Heiztechnologie sowie eine thermische Heizlast gemäß diesem Datenbestand

zugeordnet. Hierbei werden sowohl Eintrittswahrscheinlichkeiten für die betrachteten Heiztechnologien auf Gebäudeebene als auch die prognostizierte Zusammensetzung auf der Ebene der NS-Netzgebiete berücksichtigt und soweit als möglich erhalten. Die Ermittlung der elektrischen Heizlast durch elektrische Heizungssysteme (WP-basiert oder direktelektrisch) erfolgt entsprechend des in [10] erhobenen typischen Vorgehens bei der Auslegung (dort: „basic scenario“), wobei eine Heizkurve von A-10/W51 angenommen wird.

3.2.4 Lasten durch Elektromobilität

Die Allokation von Ladeinfrastruktur für EV erfolgt abhängig vom Ladepunkttyp. Private Heimpladepunkte werden entsprechend der Pkw-Zulassungszahlen je Baublock auf Tiefgaragen und Gebäude verteilt. Gewerblich genutzte Gebäude erhalten basierend auf festen Verteilungsschlüsseln Ladepunkte für Arbeits- und Kundenladen. Öffentliche Ladepunkte (AC, $P_n = 11$ kW) werden entsprechend der verbleibenden Ladebedarfe auf Ebene des NS-Ortsnetzes allokiert. Ergänzend erhält jede MS-Netzstation zwei öffentliche DC-Ladepunkte ($P_n = 50$ kW). Für öffentliche Ladepunkte wird das Ladeverhalten gemäß der dominierenden Flächennutzung des jeweiligen Ortsnetzstationsgebiets modelliert. Die Basis hierfür bildet das Szenario mit „ungesteuertem, primär privaten“ Laden und einer AC-Ladeleistung von 11 kW sowie einer vollständigen Elektromobilitäts-Durchdringung aus [11].

3.3 Lastmodellierung durch Gleichzeitigkeitskurven

Die Modellierung der Lasten erfolgt grundsätzlich für einen Winterwerktag bei anhaltender Normaußentemperatur als Auslegungsfall [11], [12]. Die Modelle der einzelnen Lasttypen sind dabei für beide Szenarien identisch. Sämtliche Lasten sind im Netzmodell als PQ-Lasten mit Leistungsfaktor $\cos \varphi = 1.0$ ausgeführt. Dies deckt sich hinsichtlich Haushaltslasten und Ladepunkten mit den Annahmen aus vorausgegangenen Untersuchungen [11], [13]. Bezüglich Anlagen zur Wärmebereitstellung (starke Abhängigkeit von technischer Umsetzung und Betriebspunkt [10]) und Gewerbelasten (eingeschränkte Datenlage, vgl. Abschnitt 3.2.2) ist eine allgemeine Annahme schwer zu treffen, weshalb auch hier nur der Wirkleistungsbeitrag berücksichtigt wird.

Die Lasten werden zum Zwecke der Netzberechnung von Gleichzeitigkeitskurven (GZK) repräsentiert. Eine GZK $g_T(n)$ ermöglicht für eine Last mit bestimmtem Typ T (z.B. Last eines Zwei-Personen-Haushalts) die Ermittlung eines geeigneten GZF $g_{T,n} = g_T(n)$ abhängig von der Anzahl betrachteter Einheiten n . Der GZF $g_{T,n}$ definiert hierbei den Anteil der Nennleistung einzelnen Einheit dieses Lasttyps, den diese zur Belastung S_{\max} eines Betriebsmittels, welches n solcher Einheiten versorgt, beiträgt. Berücksichtigt man ähnliche Lasttypen $T_i \in \{T_1, T_2, \dots, T_m\}$ (etwa Wärmepumpen verschiedener Technologie) und nimmt an, dass sich das statistische Zeitverhalten ähnlich ist, können diese für die Ermittlung von n gemeinsam veranschlagt werden. Versorgt ein Betriebsmittel also jeweils $\{n_1, n_2, \dots, n_m\}$ Lasten ähnlicher Typen, so werden die entsprechenden GZF gemäß Gleichung (1) erhoben.

$$g_{T_i} = g_{T_i} \left(n = \sum_{j=1}^m n_j \right) \quad (1)$$

Die Erzeugung der GZK $g_T(n)$ erfolgt für sämtliche Lasttypen mit Ausnahme von Gewerbelasten analog zum in [12] beschriebenen Vorgehen. Hierzu wird für jeden Lasttyp

zunächst eine große Menge synthetischer Lastprofile für den relevanten Auslegungsfall erzeugt. Aus diesen werden dann zur Ermittlung von $g_T(n)$ n zufällige Profile ausgewählt und überlagert. Abhängig von n erfolgt dies in einer Vielzahl von Iterationen, um eine ausreichende statistische Genauigkeit zu gewährleisten [12]. Der Wert von $g_T(n)$ wird dann entsprechend Gleichung (2) ermittelt. Dabei ist $P_{\max,i}$ der maximal auftretende Wirkleistungswert der überlagerten Profile in Iteration i , k die Anzahl durchlaufender Iterationen und P_n die Nennleistung des betrachteten Lasttyps. Durch die Verwendung des maximalen Leistungswertes als Ausgangspunkt für den so ermittelten GZF handelt es sich hierbei um die Nachbildung des jeweiligen Worst Case.

$$g_T(n) = \frac{\max_{i=1,\dots,k} P_{\max,i}}{n \cdot P_n} \quad (2)$$

Die für Haushaltslasten verwendeten Lastprofile werden basierend auf dem in [13] entwickelten und gemäß [11] angepassten Lastprofilgenerator synthetisch generiert. Zur Nachbildung der Ladepunkte für Elektrofahrzeuge werden die in [12] verwendeten synthetischen Ladepunkte für verschiedene Ladeorte (Heimladen, Arbeitsladen, Kundenladen, öffentliche Ladepunkte in Wohn-, Gewerbe- und Mischgebieten) herangezogen. Da der Lastgang von WP stark von der Dimensionierung hinsichtlich der Heizlast des beheizten Gebäudes abhängt, ist die Verwendung einer einzelnen Gleichzeitigkeitskurve je WP-Technologie nicht ausreichend. Üblicherweise stehen WP nur in diskreten Leistungsklassen zur Verfügung. Fällt die thermische Heizlast eines Gebäudes nicht mit einer der verfügbaren Leistungsklassen zusammen, so wird die nächstgrößere verwendet. Mit steigender Differenz sinkt die zu erwartende Auslastung der WP im Auslegungsfall und somit auch der anzuwendende GZF. Dies gilt analog auch für elektrische Direktheizungen [10]. Entsprechend wurden ausgehend von dem in [14] eingeführten detaillierten Gebäude-WP-Modell synthetische Lastprofile für insgesamt 208 Überdimensionierungsfaktoren (aufgeteilt auf Luft-WP, Grundwasser-WP und direktelektrische Heizungen) erzeugt und in GZK überführt. Abbildung 3 zeigt exemplarisch die verwendeten GZK für Haushalte (Abbildung 3 (a)), öffentliche AC-Ladepunkte in Wohngebieten (Abbildung 3 (b)) und Luft-WP mit verschiedenen Überdimensionierungsfaktoren (Abbildung 3 (c)).

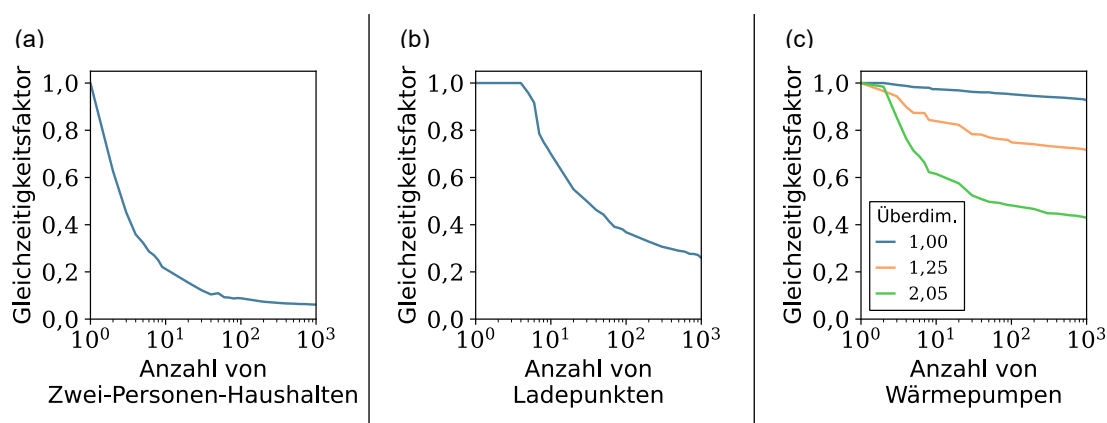


Abbildung 3: Gleichzeitigkeitskurven für Zwei-Personen-Haushalte (a), öffentliche AC-Ladepunkte in Wohngebieten (b) und Luft-Wasser-Wärmepumpen (c).

3.4 Vereinfachte Netzberechnung

Im Rahmen des iterativen Netzausbaus wird der Zustand des betreffenden Netzes wiederholt durch eine Lastflussrechnung ermittelt. Aufgrund der großen Anzahl untersuchter Netze sind Zeitreihenrechnungen nicht praktikabel. Um den Berechnungsaufwand zu reduzieren, können alternativ je Netz, Szenario und Ausbaustufe wenige statische Lastflussrechnungen durchgeführt werden. Hierzu werden für jede modellierte Last geeignete GZF verwendet, um realistische Worst-Case Betriebsfälle abzudecken. Um die Netzbelastung betriebsmittelscharf ermitteln zu können, wird der jeweilige GZF nicht nur bezüglich des Ortsnetztransformators (NS-Ebene) und der Abgänge aus Netzstation bzw. UW bestimmt, sondern für jeden Leitungsabschnitt ermittelt. Umgesetzt wird dies mithilfe des Werkzeugs „Niederspannungs-Lastfluss“ in der Netzberechnungslösung DigSILENT PowerFactory [15], [16]. Dabei wird einer Last des Typs T statt eines GZF g_T jeweils eine Gleichzeitigkeitskurve (GZK) $g_T(n)$ zugeordnet (vgl. Abschnitt 3.3).

Die verwendeten GZK bilden je Lasttyp den Worst-Case für die anzunehmende Gesamtleistung ab. Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die maximalen Lastbeiträge verschiedener Technologien in der Realität in der Regel zeitlich versetzt auftreten, werden in jedem Berechnungsschritt mehrere Lastflussrechnungen ausgeführt. Dabei wird jeweils ein Betriebszustand nachgebildet, in dem sich technologieinterne Hochlastzeiten überlagern. Ausgehend von Standardlastprofilen [12], [14] werden für drei Zeitfenster jeweils geeignete Skalierungsfaktoren bestimmt (vgl. Abbildung 4). Für die Bewertung des Netzzustandes wird dann je Betriebsmittel die höchste Auslastung und je Knoten die niedrigste Spannung über die drei Einzelberechnungen herangezogen.

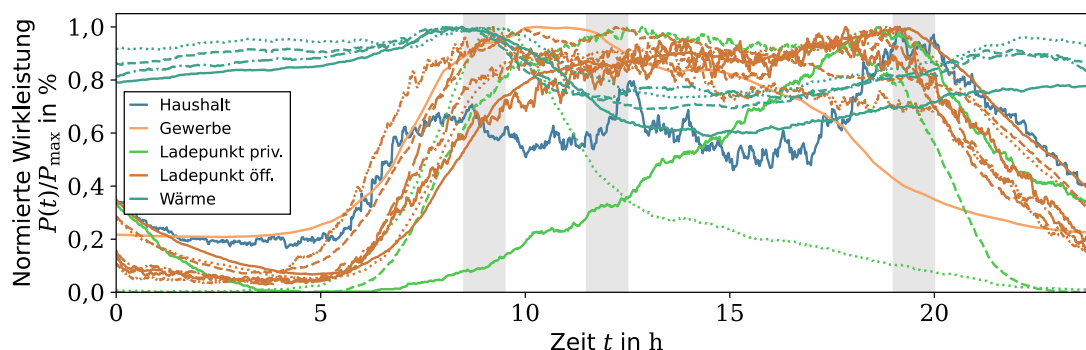


Abbildung 4: Identifikation der Zeitfenster mit überlagerten Hochlastzeiten und Bestimmung von Skalierungsfaktoren für verschiedene Technologien (gruppiert).

Bei der Netzberechnung auf MS-Ebene neben dem Standard-Betriebszustand (n-0) mit Versorgung aller Strahlenförmigen Teilringe über jeweils ein Kabelfeld im UW auch relevante (n-1)-Fälle berechnet. Analog zur Umsetzung in vorangegangenen Untersuchungen werden als relevante (n-1)-Fälle diejenigen beleuchtet, in denen genau eine der Anfangsstrecken eines Ringes ausfällt und die Ersatzversorgung durch das Schließen einer Trennstelle im Ring realisiert wird. Dies entspricht einer Verlagerung der Anfangsstreckenbelastung auf die Leitung an der Trennstelle. Die für den Netzausbau maßgebliche Auslastung einer Leitung ist dann die maximal über alle (n-1)-Fälle auftretende, für minimale Knotenspannungen gilt dies analog.

Die für die Bewertung des Netzzustandes geltenden Betriebsgrenzen unterscheiden sich für die betrachteten Spannungsebenen. Ein Transformator wird als überlastet eingeordnet, sobald

die zu übertragende Leistung die Bemessungsscheinleistung S_r übersteigt. NS-Leitungen gelten analog bei Leitungsströmen I_L jenseits des jeweiligen Nennstroms I_n als überlastet. Für Mittelspannungskabel gilt im (n-0)-Fall ein eingeschränkter Betriebsbereich ($I_L \leq 0,6 \cdot I_n$), im (n-1)-Fall ein erweiterter ($I_L \leq 1,2 \cdot I_n$). Um eine geeignete Aufteilung des gemäß [17] verfügbaren Spannungsbandes zu gewährleisten ist die minimal zulässige Spannung auf MS-Ebene auf $u_{\min,MS} = 0,96$ p.u., auf NS-Ebene auf $u_{\min,NS} = 0,90$ p.u. festgelegt. Die Berechnungen erfolgen dementsprechend jeweils mit einer Referenzspannung von $u_{\text{ref},MS} = 1,01$ p.u. (MS-Sammelschiene UW) bzw. $u_{\text{ref},NS} = 0,96$ p.u. (NS-Sammelschiene Netzstation).

3.5 Netzausbau

Wie in Abbildung 1 ersichtlich, wird der regelbasierte Netzausbau iterativ in mehreren Stufen ausgeführt. Sowohl bei der Betrachtung von NS-Ortsnetzen als auch von MS-Ringnetzen wird der Netzzustand zwischen den einzelnen Ausbausritten und Iterationen durch eine NS-Lastflussrechnung (vgl. Abschnitt 3.4) erneut erhoben. Das Vorgehen beim Netzausbau ist regelbasiert, eine Optimierung im einzelnen Netz ist aufgrund der in der Realität bestehenden Einschränkungen für tatsächlich umsetzbare Ausbaumaßnahmen, die im Modell nicht abgebildet werden können (verfügbare Trassenräume, mögliche Trassenführungen, Standorte für Kabelverteilerschränke und Netzstationen), nicht zielführend. Weiterhin kommen ausschließlich konventionelle Ausbaumaßnahmen zur Anwendung.

3.5.1 Niederspannung

Abbildung 5 zeigt das Vorgehen beim Netzausbau auf NS-Ebene. Insgesamt werden drei Stufen durchlaufen, in denen jeweils eine Art auftretender Grenzwertverletzungen behoben wird. Abschließend erfolgt eine Auswertung auf Basis von Kennzahlen.

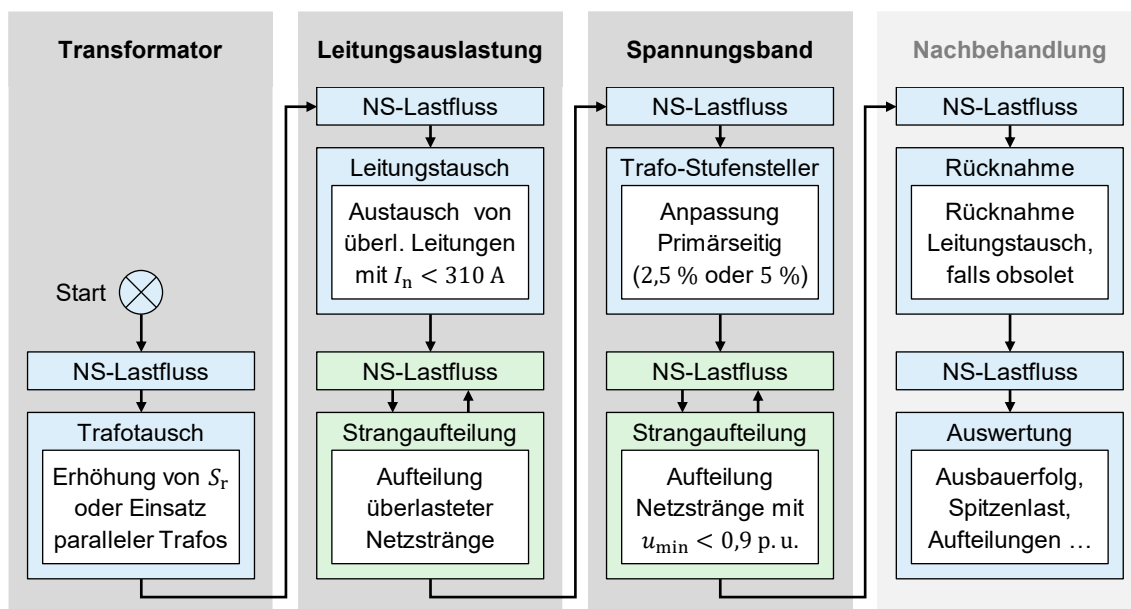


Abbildung 5: Iterativer Netzausbau auf NS-Ebene. Grün eingefärbte Schritte werden separat je Netzstrang ausgeführt. Maßnahmen erfolgen nur bei ermitteltem Bedarf.

Zunächst wird der eingesetzte Transformator ausgetauscht, sofern eine Überlastung vorliegt (Verfügbare Leistungsklassen: $S_r = 630$ kVA, $S_r = 800$ kVA). Bei Bedarf kommen mehrere

parallele Transformatoren gleichen Typs zum Einsatz. In der Praxis würde eine solche Konfiguration entsprechend der Planungsgrundsätze des VNB nicht realisiert, stattdessen müsste eine Aufteilung des Ortsnetzes erfolgen. Im Rahmen der Ergebnisauswertung sind solche Fälle gesondert zu interpretieren (vgl. Abschnitt 4.2).

Im nächsten Schritt findet – falls erforderlich – die Behebung von Leitungsüberlastungen statt. Zunächst werden alle überlasteten Leitungen im Netz, deren Stromtragfähigkeit I_n einen definierten Mindestwert $I_{n,\min} = 310 \text{ A}$ unterschreitet, jeweils durch eine Leitung größeren Querschnitts ($I_n = 320 \text{ A}$) ausgetauscht. Ein Austausch der Leitung findet auch statt, falls die Überlastung dadurch nicht behoben werden kann, um den Umfang der folgenden Ausbauschritte zu minimieren. Zum Ende der Ausbauroutine werden solche Austauschmaßnahmen zurückgenommen, sollten sie durch andere Ausbauschritte obsolet geworden sein (vgl. Abbildung 5, rechte Spalte).

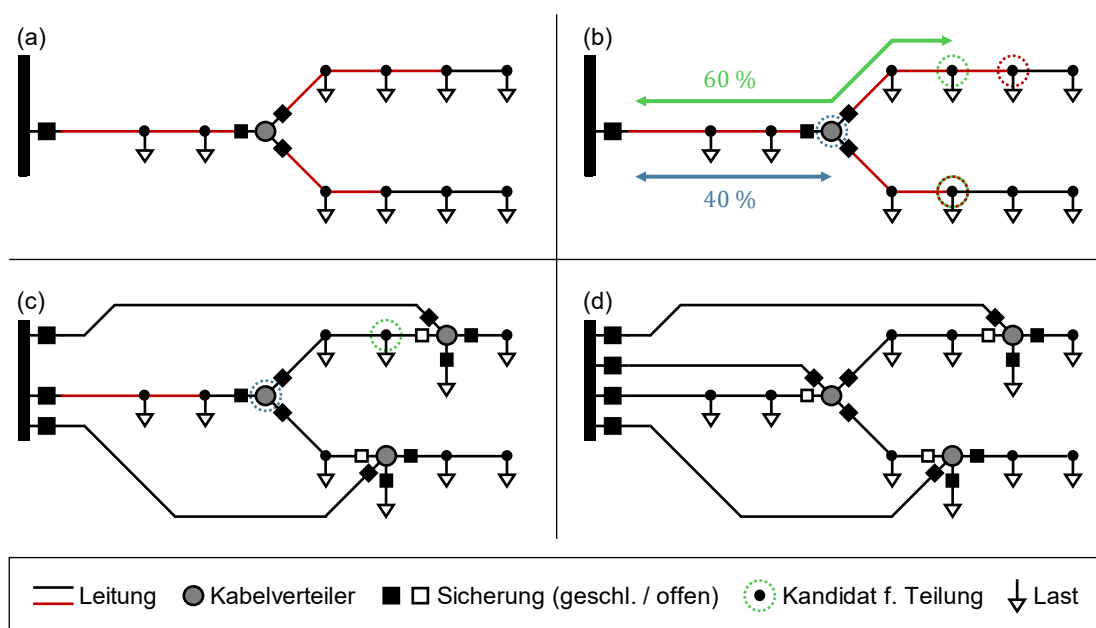


Abbildung 6: Vorgehen bei der Aufteilung von Netzsträngen auf NS-Ebene (vereinfacht, nicht maßstäblich): (a) Ausgangssituation (rot: Leitung überlastet) (b) Identifikation von Kandidaten für Teilung des Strangs (blau: 40 % Strangtiefe, orange: 60 % Strangtiefe, rot: hinter der Überlastung) (c) erste, minimal erforderliche Aufteilung (d) minimal mögliche Aufteilung mit Auswirkung auf alle Überlastungen.

Verbleiben Leitungsüberlastungen im Netz, werden bestehenden Netzstränge aufgeteilt. Das Vorgehen hierfür ist vereinfacht in Abbildung 6 illustriert und erfolgt separat je Netzstrang. Zunächst werden die überlasteten Leitungsabschnitte identifiziert und diejenigen Knoten im Netzstrang erfasst, die den überlasteten Teil des Strangs eingrenzen (vgl. Abbildung 6 (b), rot markiert). Diese bilden zusammen mit Knoten, die auf 40 % und 60 % der Strangtiefe liegen (vgl. Abbildung 6 (b), blau und grün markiert) mögliche Punkte zur Aufteilung des Netzstrangs (in Anlehnung an [18], [19]). Der Strang wird bis zur Behebung aller Überlastungen wiederholt an diesen Punkten aufgeteilt, wobei die regelbasierte Auswahl des nächsten Kandidaten mit dem Ziel erfolgt, insgesamt möglichst wenige und kurze neue Abgänge aus der MS-Netzstation zu erzeugen (vgl. Wahl des blau markierten Knotens in Abbildung 6 (c) → (d)). Die Umsetzung neu angelegter Leitungen erfolgt mit einem Standardkabeltyp hohen Querschnitts ($I_n = 320 \text{ A}$) entlang der bestehenden Trassenführung, wenn nötig auch parallel. Dies stellt

eine Vereinfachung dar, eventuelle Einschränkungen in der Praxis, z.B. durch limitierten Trassenraum, sowie möglicherweise kürzere verfügbare Trassenverläufe können nicht berücksichtigt werden.

Wird nach dem zuvor beschriebenen Ausbauschnitt die minimal zulässige Nennspannung noch an einem Knoten im Netz unterschritten, so wird zunächst das Übersetzungsverhältnis des Ortsnetztransformators angepasst. Dies geschieht in Stufen von $\pm 2,5\%$ der Nennspannung primärseitig bis zu einer Abweichung von maximal $\pm 5\%$. Bei Bedarf werden weitere Strangaufteilungen durchgeführt oder direkte Leitungen zwischen MS-Netzstation und Kabelverteiltern parallel verstärkt.

3.5.2 Mittelspannung

Der Netzausbau auf MS-Ebene erfolgt für jeden betrachteten MS-Ring separat. Für jeden Ring wird die in Abbildung 7 dargestellte Routine durchlaufen.

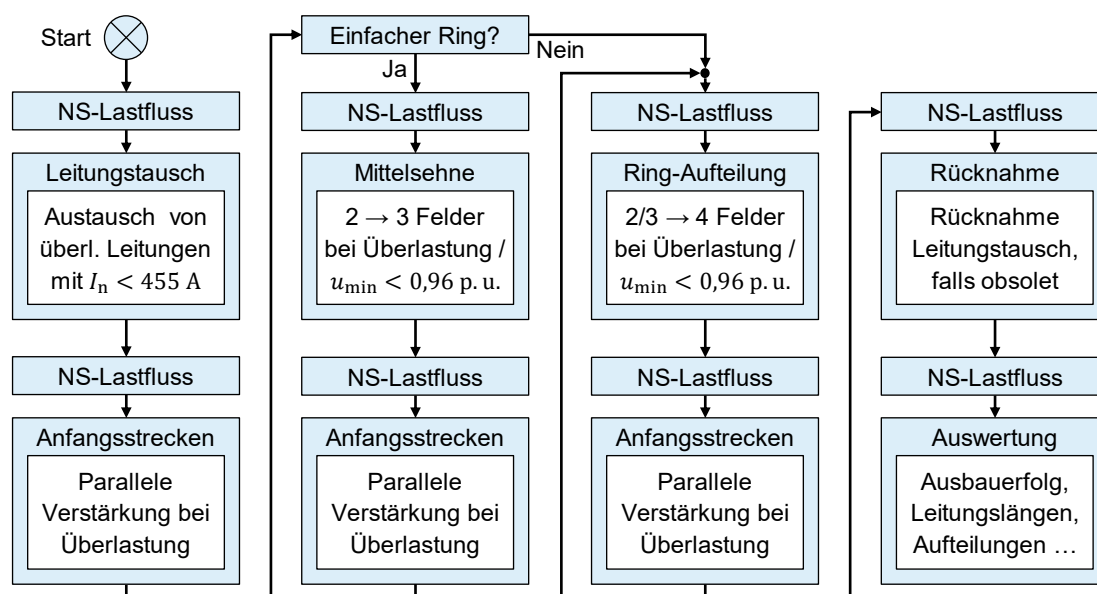


Abbildung 7: Netzausbau auf MS-Ebene. Maßnahmen werden nur bei Bedarf umgesetzt. Ist der Zubau einer Mittelsehne nicht ausreichend, erfolgt die Ring-Auftrennung in einfachen Ringen ausgehend vom ursprünglichen Zustand. (Der Begriff „NS-Lastfluss“ bezeichnet die Berechnungsmethode, nicht die betrachtete Spannungsebene).

Zunächst werden alle überlasteten Leitungen, die keine Anfangsstrecken darstellen (direkte Verbindungen zwischen dem UW und der ersten MS-Netzstation im Teilring) und deren Stromtragfähigkeit kleiner als $I_n = 455\text{ A}$ ist, durch solche mit entsprechendem Querschnitt ersetzt. Sind nach diesem Schritt ausschließlich Anfangsstrecken überlastet, so werden diese ebenfalls verstärkt. Hierbei kommt der gleiche Kabeltyp, bei Bedarf parallel geführt, zum Einsatz. Können so nicht alle Leitungsüberlastungen behoben werden, muss alternativ der Zubau neuer Anfangsstrecken erfolgen. Aus Komplexitätsgründen wird dies nur für Netze mit zwei oder drei speisenden UW-Feldern realisiert.

Verfügt der MS-Ring über zwei speisende UW-Felder, wird zunächst eine Mittelsehne zugebaut, das Vorgehen hierbei ist in Abbildung 8 dargestellt. Hierzu wird der bestehende Hauptring in drei Abschnitte mit jeweils möglichst identischer Last aufgeteilt. Maßgeblich ist

hier die Summe der Lasten, die über MS-Netzstationen im Abschnitt versorgt werden unter Berücksichtigung der geltenden GZF. Lasten an von Abzweigen versorgten Netzstationen werden auf die entsprechende Station im Hauptring aggregiert. Der Zubau der neuen Mittelsehne erfolgt dann vom UW zur zentralen MS-Netzstation im mittleren Ringabschnitt. Trennstellen werden entsprechend verschoben. Die Länge der Mittelsehne entspricht dabei dem kürzesten Weg entlang des bestehenden Trassenverlaufs im Netz. Durch die Vernachlässigung alternativer Trassenführungen kann dieser vereinfacht ermittelte Wert sowohl zu gering als auch zu groß sein. Bei Bedarf werden im Anschluss überlastete Anfangsstrecken verstärkt (vgl. oben). Ist dieses Vorgehen nicht erfolgreich, wird der Zubau der Mittelsehne zurückgenommen.

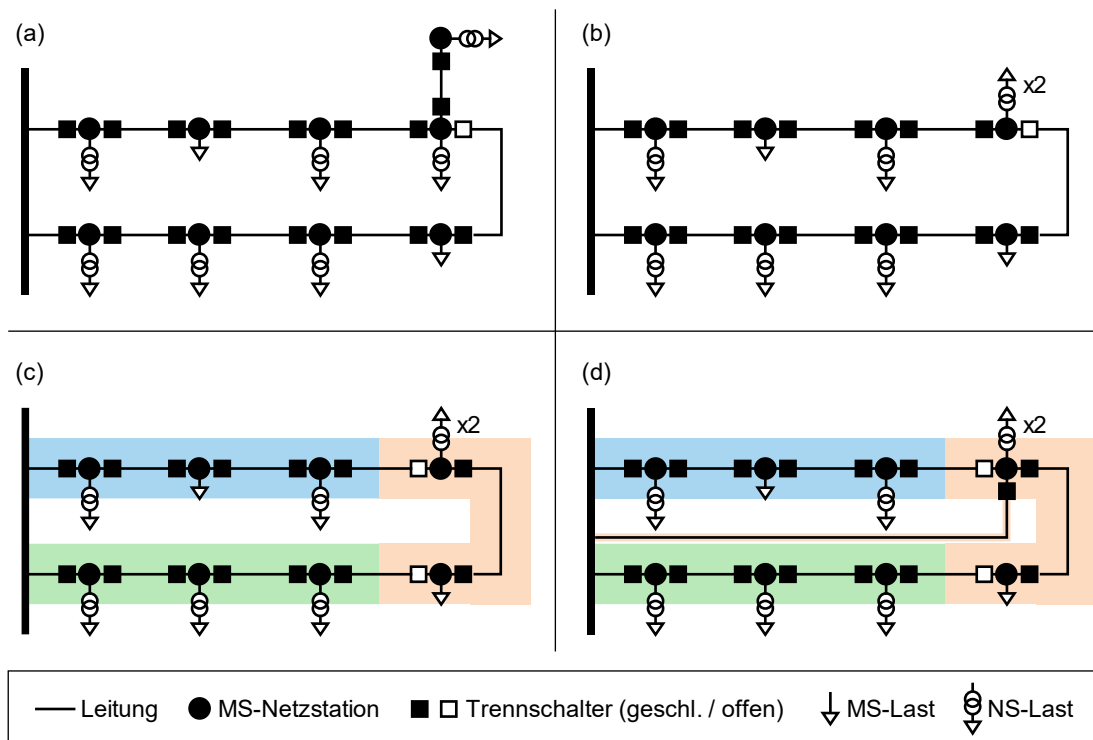


Abbildung 8: Vorgehen bei der Einführung einer Mittelsehne in einem MS-Ring: (a) Ausgangssituation (b) Aggregation der Lasten im MS-Abzweig (c) Einteilung in drei Ringabschnitte (blau, orange, grün) (d) Realisierung der Mittelsehne als neue Anfangsstrecke zum Lastschwerpunkt des mittleren Ringabschnitts (orange)

MS-Ringe, die bereits über eine Mittelsehne verfügen oder in denen der Zubau einer solchen nicht ausreichend ist, werden in zwei einfache Ringe aufgeteilt. Ist bereits eine Mittelsehne vorhanden, so erfolgt diese Aufteilung zwischen der von dieser Angebondenen und einer benachbarten Station (vgl. Abbildung 9). Die Aufteilung des Netzes in zwei neue Ringe sowie die Verschiebung bestehender Trennstellen erfolgt hierbei wieder so, dass nach Möglichkeit gleichmäßig belastete Teilringe entstehen. Zur Vervollständigung des nun offenen Rings wird eine weitere Anfangsstrecke errichtet. Ist initial keine Mittelsehne vorhanden, werden die Trennstellen im Ring so verschoben, dass vier ähnlich belastete Abschnitte entstehen. Zwei neue Anfangsstrecken werden zu den Netzstationen auf beiden Seiten der mittleren Trennstelle zugebaut. Nach erfolgter Ringaufteilung kann bei Bedarf auch hier eine Verstärkung überlasteter Anfangsstrecken erfolgen.

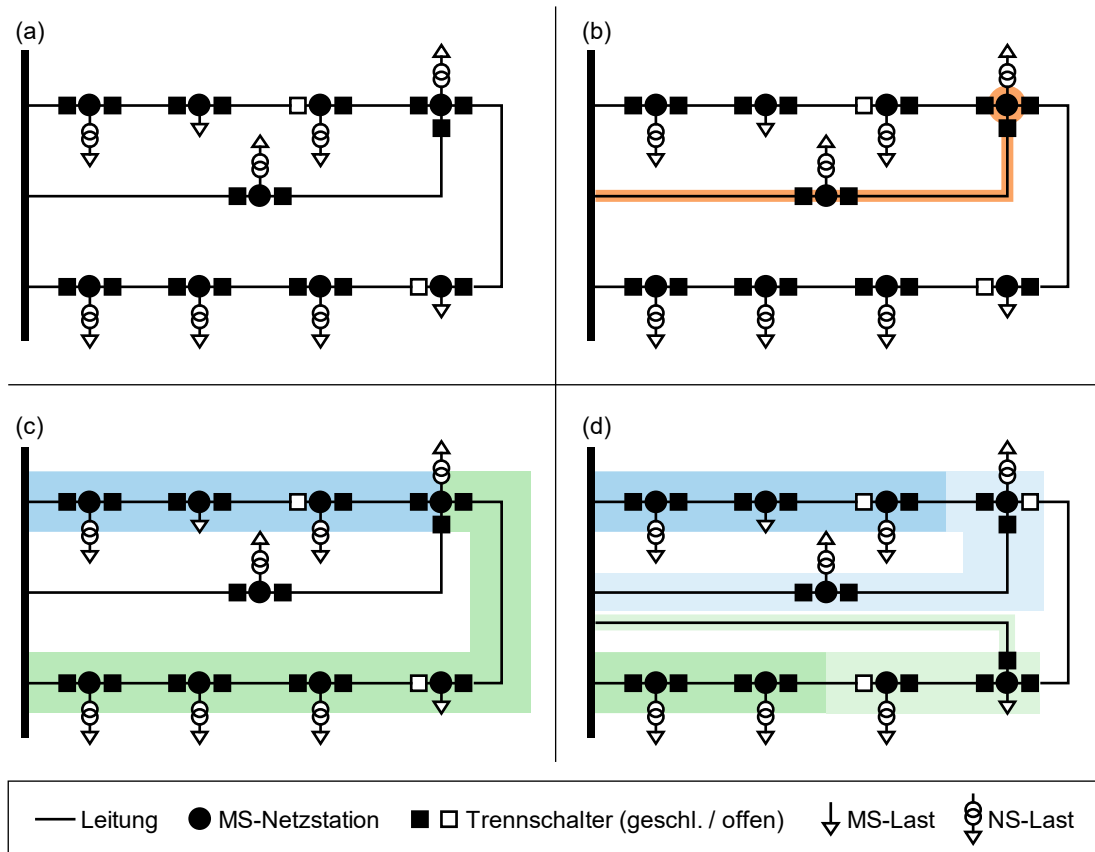


Abbildung 9: Vorgehen bei Trennung eines MS-Rings mit Mittelsehne
 (a) Ausgangssituation (b) Identifikation der Mittelsehne (orange) (c) Aufteilung des Hauptrings (blau, grün) (d) Neue Anfangsstrecke und Verschiebung der Trennstellen.

Der Ausbau zur Behebung von Spannungsbandverletzungen erfolgt nach demselben Prinzip. Verbleiben nach der Korrektur von Leitungsüberlastungen noch MS-Netzknoten mit unzulässig niedriger Spannung im Netz, können diese durch weitere Ring-Aufteilungen (falls möglich) und parallele Führung vorgelagerter Anfangsstrecken behoben werden.

4 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der beschriebenen Untersuchungen auf NS- und MS-Ebene für die beiden Szenarien (Basis- und Zielszenario) vorgestellt. Hierbei wird zunächst auf die Auswirkungen der hinzukommenden Lasten auf die Netze eingegangen. Davon ausgehend werden die ermittelten Netzausbaubedarfe dargestellt und eingeordnet.

Zur besseren Vergleichbarkeit ist die Grundgesamtheit für die folgenden Ausführungen auf Netze reduziert, für die die Netzberechnung in beiden Szenarien konvergiert. Ursache für die Nichtkonvergenz des Lastflusses ist ausschließlich eine zu hohe Gesamtlast im Netz. Um im Rahmen der Auswertung erforderlicher Ausbaumaßnahmen die Ergebnisdiskussion nicht zu verzerren, werden in den Abschnitten 4.2 und 4.3 jeweils nur Netze untersucht, in denen die Maßnahmen erfolgreich sind, also zu einem Netzzustand ohne Grenzwertverletzungen führen.

Die Ergebnisse von Netzberechnung und -ausbau werden in Form von Boxplots dargestellt, wobei die eingefärbte Box die mittlere Hälfte der Verteilung darstellt. Der Median ist mit einer horizontalen Linie markiert, der arithmetische Mittelwert mit einem „x“. Die Whisker rahmen

den normalen Wertebereich ein, dessen Grenzen maximal um das 1,5-fache des Interquartilsabstandes vom ersten bzw. dritten Quartil der Verteilung abweichen. Ausreißer sind aus Gründen der Lesbarkeit grundsätzlich nicht dargestellt. In der Regel werden die Netze anhand der prognostizierten Verfügbarkeit von Fernwärmeanschlüssen im Versorgungsgebiet gruppiert. Die jeweils versorgten Gebäude haben entsprechen zu $\leq 20\%$, $\leq 50\%$, $\leq 80\%$ oder $> 80\%$ perspektivisch keinen Zugang zum Fernwärmenetz. Auf beiden betrachteten Netzebenen macht die Kategorie „ $\leq 20\%$ “ den deutlich größten Anteil aus. Auf NS-Ebene sind zudem 1.104 Netze der Kategorie „ $> 80\%$ “ zuzuordnen.

4.1 Auswirkungen auf Betriebsmittelauslastung und Spannungsband

4.1.1 Niederspannung

Die untersuchten NS-Netze zeigen in 3.860 von 4.228 Fällen Grenzwertverletzungen im Basisszenario. Hiervon ist in 2.242 Netzen der Ortsnetztransformator überlastet, 3.537 Netze sehen zumindest in einer Leitung Überschreitungen der Stromtragfähigkeit. Weiterhin treten in 2.463 NS-Netzen Unterschreitungen der minimal zulässigen Knotenspannung auf. Tabelle 1 stellt diese allgemeinen Ergebnisse mit den für das Zielszenario ermittelten gegenüber. Grenzwertverletzungen treten für beide Szenarien in einem Großteil der Netze auf, der Unterschied zwischen Basis- und Zielszenario äußert sich vor allem in der Anzahl an Netzen, die mit der oben beschriebenen Routine nicht erfolgreich ausgebaut werden (ca. 60 Netze mehr im Zielszenario). Weiterhin sind die Abweichungen vom zulässigen Betriebszustand im Zielszenario durch verstärkten Einsatz elektrischer Anlagen zur Wärmebereitstellung größer.

Tabelle 1: Ergebnisse der NS-Netzberechnung in beiden untersuchten Szenarien

Szenario	Basis	Ziel
Untersuchte NS-Netze	4.198	4.198
Grenzwertverletzung	3.860	3.862
Transformatorüberlastung	2.242	2.270
Leitungsüberlastung	3.537	3.549
Unterspannung	2.463	2.469
Überlastung nicht behoben	501	564

Mehr als die Hälfte der betrachteten NS-Netze sieht die Überlastung des Ortsnetztransformators (jeweils 54 %). Abbildung 10 (a) zeigt die Verteilung der in den untersuchten Netzen über den MS/NS-Transformator zu übertragende Leistung. Wie zu erwarten, steigt die erforderliche Transformatorleistung mit abnehmender Verfügbarkeit von Fernwärme an. Auffällig ist, dass die meisten Netze perspektivisch nicht mehr mit einem einzelnen Transformator der aktuellen Standardklasse $S_T = 630$ kVA betrieben werden können, bei niedriger Verfügbarkeit von Fernwärmeanschlüssen reicht auch ein Transformator mit $S_T = 800$ kVA für die Hälfte der betrachteten Netze nicht aus. Derart betroffene Netze sind im Rahmen des praktischen Netzausbaus voraussichtlich aufzuteilen und über zwei separate Netzstationen zu versorgen. Ein ähnliches Bild zeigt sich auch hinsichtlich der maximalen Leitungsströme in den untersuchten Netzen (vgl. Abbildung 10 (b)). Im Mittel betragen diese in Netzen mit geringer Fernwärmeverfügbarkeit etwa 600 A. Werden übliche Kabelquerschnitte

eingesetzt (Stromtragfähigkeiten von etwa 0,3 kA), ist hier die Aufteilung betroffener Netzstränge kaum zu vermeiden.

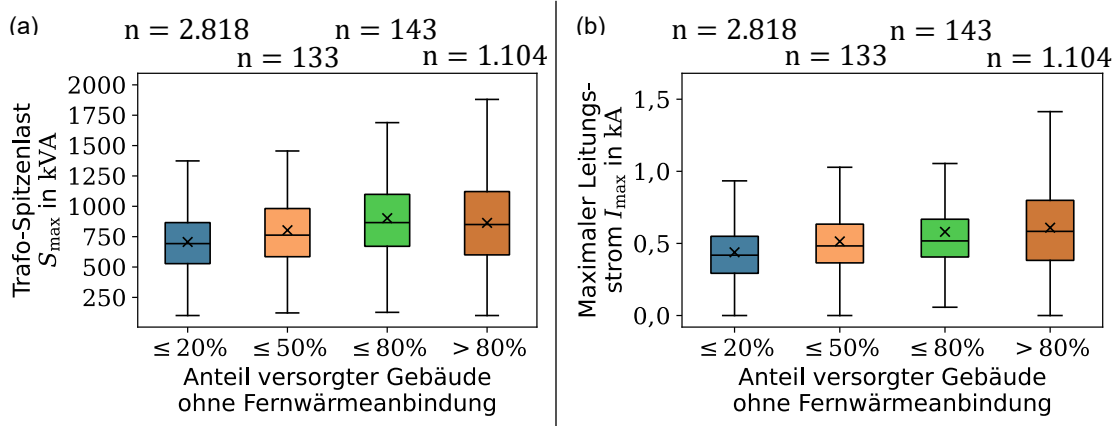


Abbildung 10: Über den Ortsnetztransformator zu übertragende Scheinleistung (a) und maximaler Leitungsstrom (b) in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

In Abbildung 11 (a) ist die Länge überlasteter Leitungen je NS-Ortsnetz dargestellt. Bei hoher Verfügbarkeit von Fernwärme vor (Kategorie „≤ 20 %“) sind in 50 % der Netze 100 m Leitung oder weniger überlastet. Haben weniger als die Hälfte der im Netz versorgten Gebäude perspektivisch Zugang zum Fernwärmenetz, so steigt dieser Wert auf 500 m an, im Extremfall sind knapp 2 km Leitungen überlastet. Bezieht man die Länge überlasteter Leitungen auf die insgesamt im Netz verlegten Leitungsbestand (Abbildung 11 (b)), so zeigt sich ein weniger klarer Zusammenhang. Durch die tendenziell gegenüber der Kategorie „≤ 20 %“ deutlich weitläufigeren und größeren Netze in Kategorie „> 80 %“ führt bereits eine Überlastung in einem kleinen Teil des Netzes zu großen überlasteten Leitungslängen.

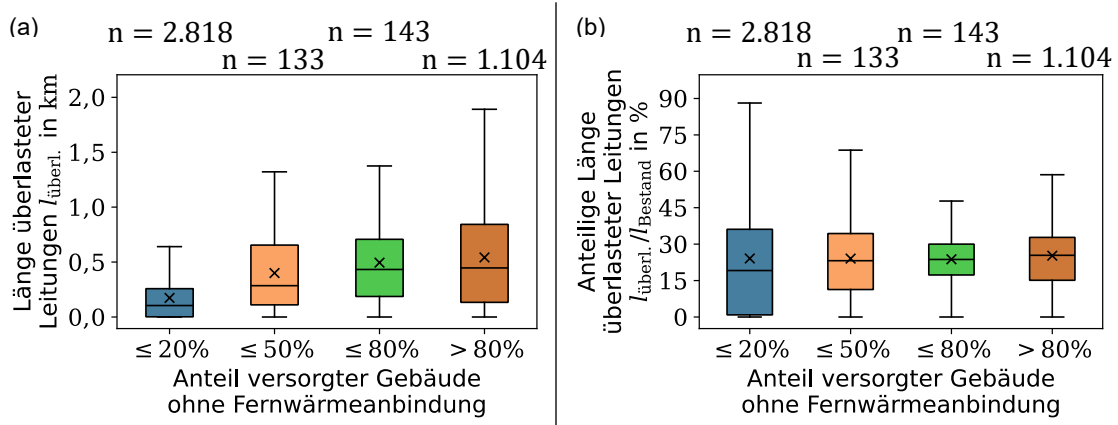


Abbildung 11: Gesamte Länge überlasteter Leitungen absolut (a) und bezogen auf die gesamte Leitungslänge (b) in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

Abbildung 12 illustriert die Spannungsverhältnisse in den untersuchten Netzen. Es ist ersichtlich, dass die Ausbreitung von Spannungsbandverletzungen in Netzen mit mehr als 20 % Gebäuden *ohne* verfügbaren Fernwärmeanschluss generell deutlich größer ist als in solchen mit höherer Verfügbarkeit (Abbildung 12 (a)). Weiterhin sind unabhängig von der Fernwärmeverfügbarkeit kaum Spannungsbandverletzungen zu beobachten, die nicht im Zusammenhang mit einer vorgelagerten Leitungsüberlastung auftreten (Abbildung 12 (b)).

Dieses Ergebnis deckt sich mit den Erkenntnissen in [11], die auf repräsentativen Netzen ermittelt wurden.

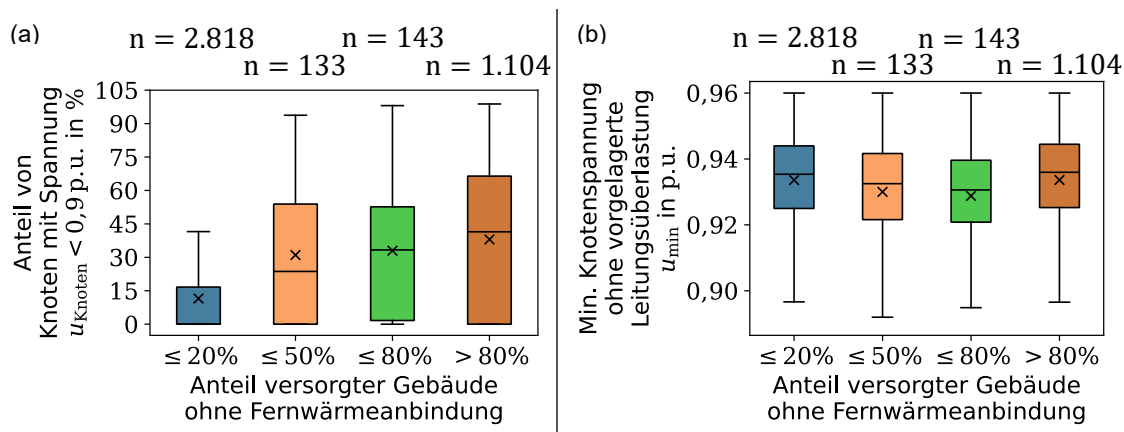


Abbildung 12: Anteil von Netzknoten mit unzulässig niedriger Spannung (a) und minimale Knotenspannung ohne vorgelagerte Leitungsüberlastung (b) in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

4.1.2 Mittelspannung

Tabelle 2 fasst die Ergebnisse der Netzberechnung auf MS-Ebene für die beiden betrachteten Szenarien zusammen. Insgesamt wurden 279 Netze unterschiedlicher Komplexität erfolgreich untersucht. Vorwiegend sind Überschreitungen der zulässigen Leitungsauslastung zu beobachten. In knapp zwei Drittel der betroffenen Netze (beide Szenarien) treten Unterschreitungen der minimal zulässigen Knotenspannung von $u_{\text{min,MS}} = 0,96$ p.u. im Zusammenhang mit Leitungsüberlastungen auf. Durch die durchgeführten Ausbaumaßnahmen können 89 % der betroffenen Netze beiden Szenarien so ausgebaut werden, dass keine Grenzwertverletzungen verbleiben.

Tabelle 2: Ergebnisse der MS-Netzberechnung in beiden untersuchten Szenarien

Szenario	Basis	Ziel
Untersuchte MS-Netze	279	279
Anfangsstrecken-Überlastung (n-0)	153	153
Anfangsstrecken-Überlastung (n-1)	114	115
Anfangsstrecken-Überlastung	153	153
Unterspannung	97	100
Überlastung nicht behoben	18	18

Netze mit hoher erwarteter Fernwärmeverfügbarkeit sehen geringere Anfangsstreckenbelastungen im (n-0)-Fall und in den betrachteten (n-1)-Fällen. Die jeweiligen Verteilungen sind in Abbildung 13 dargestellt. In den meisten Netzen mit beobachteten Überlastungen ist die Auslegung für den (n-0)-Fall ausschlaggebend. Keines der Netze, das in mindestens einem berücksichtigten (n-1)-Fall die Überlastung einer Anfangsstrecke sieht, ist im (n-0)-Fall nicht überlastet. Hintergrund dieses Ergebnisses ist, dass eine Anfangsstrecke im (n-1)-Fall bei sinnvoller Lage der Trennstellen maximal die doppelte Belastung verglichen mit den normalen Betriebszustand sieht. Durch die mit steigender Anzahl versorgter Stationen berücksichtigten Lasten auf MS- und NS-Ebene ist dieser Wert durch die sinkenden GZF sogar

geringer. Bereits ohne Durchführung einer Ausbauplanung für die untersuchten Netze ist absehbar, dass die meisten Grenzwert-verletzungen in Ringen mit initial zwei speisenden UW-Feldern zumindest durch strukturelle Maßnahmen behoben werden können (vgl. Abbildung 13). Bei idealer Aufteilung des bestehenden Netzes kann die Anfangsstreckenbelastung durch Einführen einer Mittelsehne um ein Drittel, durch Aufteilung des Ringes sogar um die Hälfte gesenkt werden (sofern es sich im ursprünglichen Zustand um einen einfachen Ring mit zwei speisenden UW-Feldern handelt). Dieses Potential besteht sowohl im (n-0)-Fall als auch für den ungünstigsten (n-1)-Fall. Mit steigender Anzahl speisender UW-Felder nimmt der Spielraum trivialerweise ab.

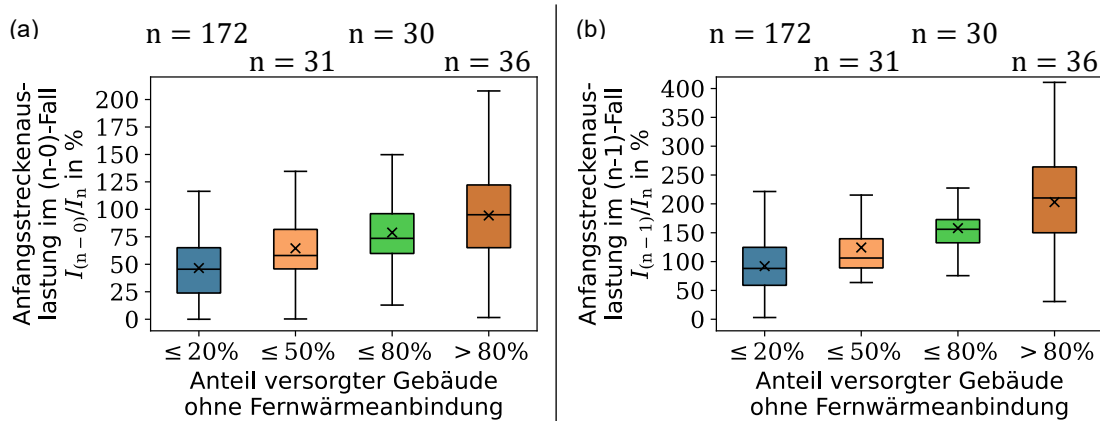


Abbildung 13: Auslastung der Anfangsstrecken im (n-0)-Fall (a) und (n-1)-Fall (a) in den untersuchten MS-Netzen (Basisszenario).

4.2 Ausbaubedarfe auf Niederspannungsebene

Wie in Abschnitt 3.5.1 beschrieben, erfolgt für alle NS-Netze, in denen eine Grenzwertverletzung festgestellt werden kann, ein automatisierter regelbasierter Netzausbau mit konventionellen Maßnahmen. Die resultierenden Kennzahlen der erfolgreich ausgebauten Netze werden im Folgenden dargestellt und diskutiert.

Als erster Ausbauschritt wird der Tausch der eingesetzten Ortsnetztransformatoren durch solche mit höherer Bemessungsscheinleistung umgesetzt. Wie bereits oben im Rahmen der Diskussion der allgemeinen Ergebnisse der Netzberechnung dargestellt ist, reicht ein einzelner Transformator (bei Verzicht auf Transformatoren mit $S_r = 1.000$ kVA oder mehr) in 40 % der Netzgebiete (Basisszenario, 42 % im Zielszenario) nicht zur Übertragung der Spitzenlast aus.

In Netzen, in denen der Austausch von Leitungsabschnitten durch Kabel mit höherem Querschnitt nicht ausreichend ist, um alle Leitungsüberlastungen zu beheben, kommt es gemäß der oben beschriebenen Ausbaulogik zur Aufteilung von Netzsträngen. In Abbildung 14 ist dargestellt, wie viele solche Aufteilungen im jeweiligen Netz erfolgen.

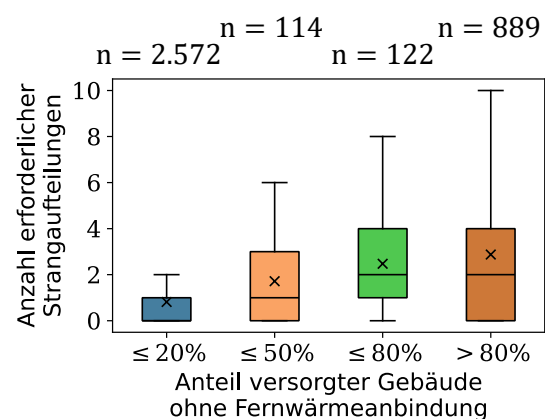


Abbildung 14: Anzahl an Strangaufteilungen in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

Da jede solche Strangaufteilung mit Platzaufwand einhergeht (Kabelfelder in der Netzstation, Raum in den Kabeltrassen) ist die praktische Umsetzbarkeit beschränkt. Abhängig von der Bauform der Netzstation ist bei mehr als 8 oder 12 notwendigen Kabelfeldern eine Aufteilung des betrachteten Netzes in mehrere Netzgebiete oder eine Verlagerung von Strängen oder Strang-Abschnitten zu anderen, weniger hoch ausgelasteten Netzstationen vorzuziehen.

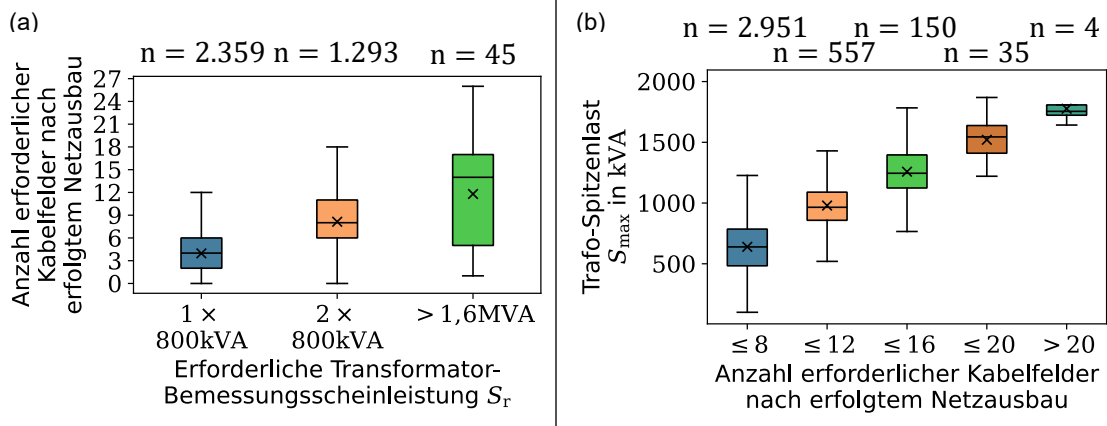


Abbildung 15: Zusammenhang zwischen erforderlichen Kabelfeldern und Anzahl der Ortsnetztransformatoren nach Trafoanzahl (a) Kabelfeldanzahl (b) in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

Abbildung 15 (a) zeigt die Verteilung der nach erfolgtem Netzausbau erforderlichen Anzahl an Kabelfeldern. Die Netze sind nach der erforderlichen Leistungsklasse eingesetzter Transformatoren gruppiert. Mehr als acht Kabelfelder sind nur in Netzstationsgebieten erforderlich, in denen ein einzelner Ortsnetztransformator mit Bemessungsscheinleistung $S_r = 800\text{ kVA}$ nicht ausreichend wäre. Fälle mit mehr als 16 benötigten Feldern treten selten und nur in Fällen auf, in denen auch zwei solcher Transformatoren nicht ausreichend wären. Folglich ist eine Aufteilung des Netzes in mehr als zwei Teile ohnehin erforderlich. In Abbildung 15 (b) ist die erforderliche Transformator-Scheinleistung über der Anzahl notwendiger Schaltfelder aufgetragen, die Darstellung verdeutlicht die Korrelation zwischen den beiden Größen.

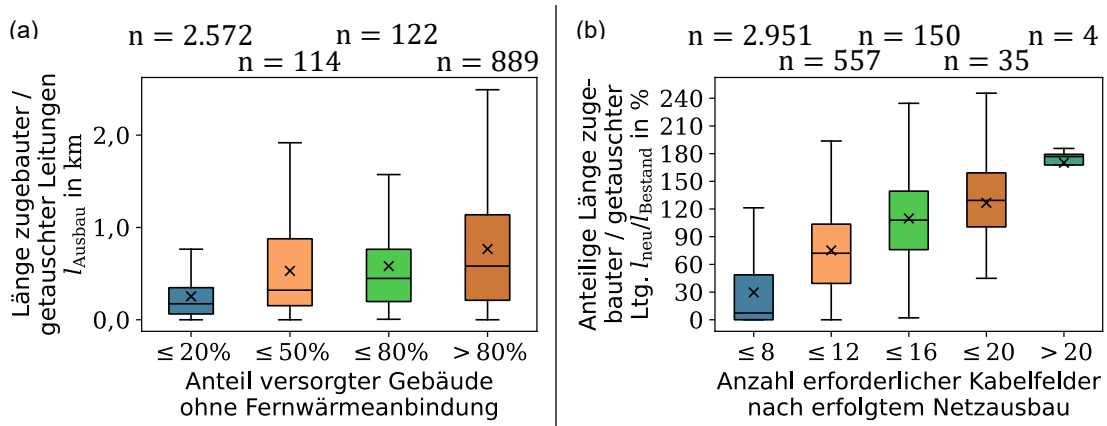


Abbildung 16: Länge zugebauter Leitungen nach Fernwärmeverfügbarkeit (a) und anteilige Länge zugebauter Leitungen nach nötigen Kabelfeldern (b) in den untersuchten NS-Netzen (Basisszenario).

Abbildung 16 (a) stellt die für die je Netz erforderlichen Ausbaumaßnahmen einzusetzenden Längen ausgetauschter und zugebauter Erdkabel dar. Unterschiede zwischen Netzen mit

hoher Verfügbarkeit von Fernwärme und solchen mit höheren zu erwartenden Durchdringungen mit WP sind konsistent mit den bisher vorgestellten Ergebnissen und können durch Unterschiede in der hinzukommenden Last und der geografischen Ausdehnung der Netze erklärt werden. Weiterhin ist ein klarer Zusammenhang zwischen der Anzahl erforderlicher Kabelfelder je NS-Netz (bzw. MS-Netzstation) und resultierenden Ausbaulängen ersichtlich (Abbildung 16 (b)). Netze, die perspektivisch ohnehin aufzuteilen sind, sehen hier signifikant höhere Werte als solche, die auch nach erfolgtem Ausbau über eine einzelne Station versorgt werden können.

In diesen Verteilungen sind die Netze, die nicht erfolgreich ausgebaut werden konnten, nicht enthalten (die Auswertung der oben adressierten Kennzahlen wäre für diese nicht sinnvoll, da der Netzausbau vorzeitig abgebrochen wird). Diese weisen höhere über den Transformator zu übertragenden Leistungen und insbesondere hohe Leitungsströme auf. Diese überschreiten in mehr als 70 % der Fälle den Wert von 600 A, was bei den üblicherweise verfügbaren Leitungstypen bereits mindestens eine zweifache Aufteilung von Netzsträngen mit entsprechend überlasteten Anfangsstrecken nahelegt. Zudem ist die Länge der im jeweiligen Netz überlasteten Leitungen tendenziell länger als in erfolgreich ausgebauten Netzen (vgl.). Insbesondere diese nicht erfolgreich ausgebauten Netze bedürfen weiteren Untersuchungen, auch unter Berücksichtigung von Ausbaumaßnahmen, die eine Aufteilung des Netzgebietes erlauben (vgl. Abschnitt 5).

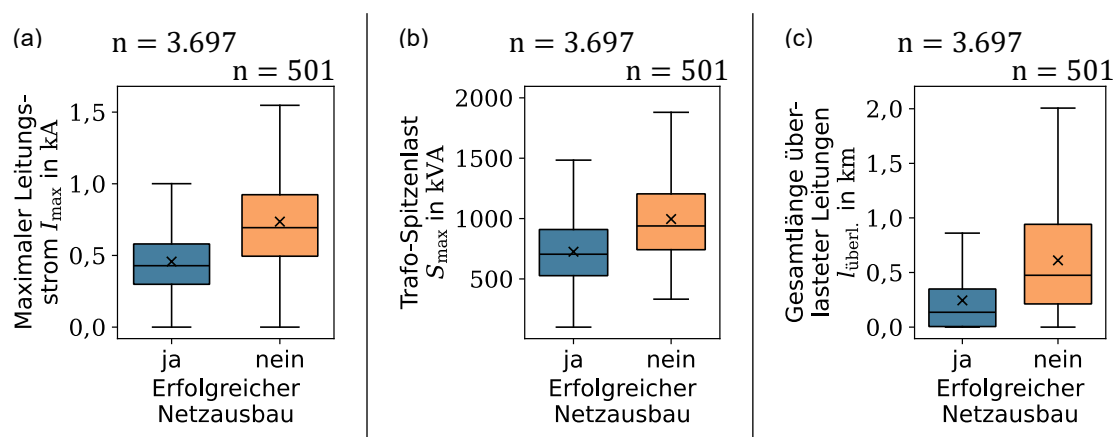


Abbildung 17: Maximale Leitungsströme (a), maximale Transformatorlast (b) und Länge überlasteter Leitungen (c) in den untersuchten NS-Netzen gruppiert nach Erfolg der Netzausbau-Routine (Basisszenario).

4.3 Ausbaubedarfe auf Mittelspannungsebene

Tabelle 3 stellt den Bedarf für strukturelle Maßnahmen in den untersuchten MS-Ringnetzen für beide Szenarien dar. Aufgeführt sind hier nur solche Netze, für die eine konvergente Lastflussrechnung im jeweiligen Szenario entweder im nicht ausgebauten Zustand oder nach strukturellem Netzausbau erfolgt ist (in diesen Fällen erfolgt der Zubau einer Mittelsehne oder – falls erforderlich – die Aufteilung des Ringes ohne vorherige Netzberechnung). Die Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien sind hier zu vernachlässigen. Die meisten Netze kommen ohne zusätzliche Mittelsehne oder eine Aufteilung des Ringes aus. Der Austausch überlasteter Leitungsabschnitte oder die parallele Verstärkung überlasteter Anfangsstrecken ist in den meisten Fällen ausreichend. Untersuchte Netze mit mehr als drei

Anfangsstrecken können grundsätzlich nicht erfolgreich ausgebaut werden. Ursache hierfür ist vor allem die eingeschränkte Verfügbarkeit von Maßnahmen (keine Betrachtung von strukturellen Anpassungen) und die höhere Wahrscheinlichkeit für einen sehr ungünstigen (n-1)-Fall.

Tabelle 3: Strukturelle Maßnahmen in den untersuchten MS-Netzen

Szenario	Basis	Ziel
Netze mit initial 2 UW-Feldern	179	179
→ Zubau einer Mittelsehne	33	33
→ Ring-Aufteilung	3	5
→ Ausbau fehlgeschlagen	2	2
Netze mit initial 3 UW-Feldern	74	74
→ Ring-Aufteilung	9	10
→ Ausbau fehlgeschlagen	13	13
Netze mit initial 4+ UW-Feldern	3	3
→ Ausbau fehlgeschlagen	3	3

Die für die implementierten Maßnahmen eingesetzte Länge ausgetauschter oder neu angelegter Leitungen (z. B. bei der parallelen Verstärkung von Anfangsstrecken oder der Errichtung einer Mittelsehne) ist für beide Szenarien in Abbildung 18 dargestellt.

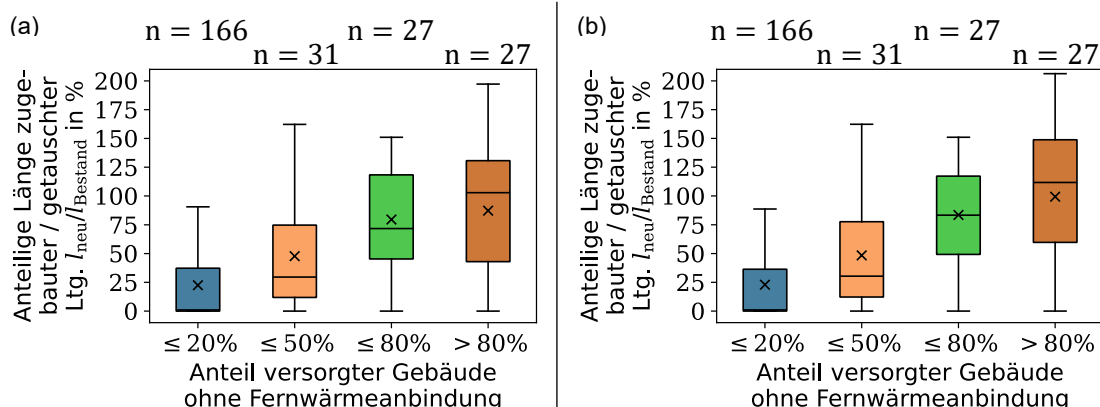


Abbildung 18: Gesamte Leitungslänge der erforderlichen Maßnahmen in den untersuchten MS-Netzen bezogen auf die im Bestand verlegte Länge für Basisszenario (a) und Zielszenario (b).

Für den Großteil der Netze bewegt sich dieser Wert unter 50 % der Leitungslänge, die bereits im Bestand vorhanden ist. Insbesondere in Fällen, in denen strukturelle Maßnahmen erforderlich sind, treten allerdings höhere Werte auf. Aufgrund der in Abschnitt 3.5.2 beschriebenen Vereinfachung, denen die Ermittlung der verlegten Leitungslänge für neu angelegte Mittelsehnen und Anfangsstrecken unterliegt, sind die dargestellten Werte als obere Schranke für den Ausbaubedarf anzusehen. Für Netzgebiete mit hoher Verfügbarkeit von Fernwärme zeigen sich erwartungsgemäß keine nennenswerten Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen wurden die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge und von Wärmepumpen auf die Verteilnetze in München ermittelt. Zudem wurden basierend auf einer iterativen regelbasierten Routine Ausbaubedarfe für einen Großteil der vorhandenen NS-Ortsnetze und MS-Ringnetze identifiziert und diskutiert. Die dargestellten Ergebnisse legen großen Handlungsbedarf für städtische VNB nahe. Insbesondere in Stadtteilen ohne Verfügbarkeit von Fernwärmenetzen ist von deutlichem Ausbaubedarf, vornehmlich durch weiträumige Leitungsüberlastungen auf NS-Ebene auszugehen. Im untersuchten Netzgebiet sind die zu erwartenden über Netzebene 6 zu übertragenden Spitzenleistungen so hoch, dass in rund 40 % der NS-Ortsnetze ein einzelner Transformator der Klasse $S_r = 800$ kVA nicht ausreichend ist. Unter Berücksichtigung von in denselben Netzen vorhandenen hohen Leitungsüberlastungen ist die Nachverdichtung durch Zubau neuer MS-Netzstationen an geeigneten Standorten dem Netzausbau durch reine Verstärkung von Leitungen und Aufteilung von Netzsträngen vorzuziehen. Spannungsbandverletzungen treten in den untersuchten NS-Netzen vermehrt auf. Dies geschieht allerdings fast ausschließlich in Verbindung mit vorgelagerten Leitungsüberlastungen. In der Regel führt eine Behebung der Leitungsüberlastung auch zu Knotenspannungen innerhalb des zulässigen Bereichs. Auch auf MS-Ebene konnten in einem Großteil der untersuchten Ringnetze Überlastungen der Anfangsstreckenleitungen festgestellt werden, kritisch ist hier meist der (n-0)-Betriebszustand, seltener der ungünstigste (n-1)-Fall. Der überwiegende Teil der MS-Ringe kann durch den Einsatz von Leitungen mit höheren Querschnitten oder durch parallele Führung bestehender Anfangsstrecken ausreichend ertüchtigt werden. In einem Teil der Fälle ist der Zubau einer Mittelsehne oder die Aufteilung eines MS-Rings in zwei unabhängige Ringe erforderlich.

Die identifizierten Ausbaubedarfe motivieren eine noch eingehendere Untersuchung städtischer Verteilnetze auf NS- und MS-Ebene. Um ein möglichst präzises Bild der tatsächlich erforderlichen Maßnahmen zu erhalten, sind weitere Betrachtungen erforderlich, die Aspekte beleuchten, die durch die hier beschriebene Methodik nicht geleistet werden können. Zukünftige Untersuchungen müssen hinsichtlich der Modellierung von Gewerbelasten, die aufgrund der limitierten Verfügbarkeit von Daten und dem großen Umfang des untersuchten Gebietes nur vereinfacht erfolgt ist, mit höherem Detailgrad durchgeführt werden. Die ermittelten Ausbaubedarfe sind unter Berücksichtigung weiterer konventioneller Maßnahmen neu zu bewerten. Insbesondere die Nachverdichtung auf NS-Ebene – also der Zubau neuer MS-Netzstationen und die Aufteilung bestehender Ortsnetze – bedarf einer kombinierten Betrachtung benachbarter Netzgebiete und einer kombinierten Ausbauplanung auf beiden Netzebenen. Weiterhin werden im Rahmen von Folgeuntersuchungen die alternativer GZK beleuchtet. Gemäß den Erkenntnissen aus [20] überschätzt der aktuell gewählte Ansatz plausible Worst-Case-Situationen. Durch eine konservativere Erhebung von GZK, etwa durch Vernachlässigung von bei der Überlagerung von Lastgängen auftretenden kurzzeitigen Spitzen, können die Berechnungsergebnisse verbessert werden. Hierdurch ist eine Verringerung der ermittelten Betriebsmittelauslastungen und Ausbaubedarfe zu erwarten.

6 Referenzen

- [1] Technische Hochschule Augsburg: „E-Motion-to-Grid – Netzintegration der Elektromobilität im städtischen Verteilnetz,“ [Online] <https://www.tha.de/GraduateSchool/E-Motion-to-Grid.html>, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [2] Technische Hochschule Augsburg: „Grid for Electrification - Auswirkungen von Verkehrs- und Wärmewende auf urbane Verteilnetze,“ [Online] <https://www.tha.de/Elektrotechnik/Grid-for-Electrification.html>, abgerufen am 20.01.2026.
- [3] Günther M.; Bayard G.: "Wärmewende in einer Großstadt. Entwicklung und Anwendung eines zentralen Planungs- und Steuerungsinstruments," Informatik 2023, LNI 337, Berlin, S. 1801-1808, 2023.
- [4] Müller, A.: "Energy Demand Assessment for Space Conditioning and Domestic Hot Water: A Case Study for the Austrian Building Stock," PhD Thesis, Technische Universität Wien, 2015.
- [5] Referat für Klima- und Umweltschutz, Referat für Arbeit und Wirtschaft: „Kommunale Wärmeplanung für München,“ Sitzungsvorlage Nr. 20-26 / V 11411, 2024, [Online] <https://risi.muenchen.de/risi/dokument/v/8336612>, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [6] DlgSILENT GmbH: „PowerFactory Anwendungen,“ [Online] <https://www.digsilent.de/de/powerfactory.html>, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [7] Statistisches Amt der Landeshauptstadt München: „ZIMAS 2.0 – Erfolgreicher Umstieg auf neue moderne Plattformen,“ In Münchner Statistik, 2. Quartalsheft, Jahrgang 2023. München, 2023.
- [8] Statistisches Bundesamt: "Haushalte nach Haushaltsgröße und Haushaltsmitgliedern," 2026, [Online] <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Haushalte-Familien/Tabellen/1-2-privathaushalte-bundeslaender.html>, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: "Standardlastprofile Strom," 2025, [Online] <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [10] Storch, D. J.; et al.: „Sensitivity Analysis of the Electrical Power Demand of Heat Pump Systems,“ 8th E-Mobility Power System Integration Symposium, Helsinki, 2024.
- [11] Kreutmayr, S.: "Elektromobilität im städtischen Verteilnetz – Modellierung und Auswirkungen auf die Nieder- und Mittelspannungsebene", Dissertation, TU München, 2023.
- [12] Kreutmayr, S.; et al.: "Modeling of Demand Factors and Average Daily Load Profiles for Private and Public Charging Points in Urban Areas," NEIS 2022, Hamburg, 2022.
- [13] Wagler, M.; Witzmann, R.: "Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofil-generators für Wirk- und Blindleistung", 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [14] Storch, D. J.; et al., "Modelling the Electrical Power Demand of Different Heat Pump Systems: Approaches for Simplified and Detailed Load Assessment," 18. Symposium Energieinnovation, Graz, 2024.
- [15] DlgSILENT GmbH, "Analysis of Low Voltage Networks," [Whitepaper] https://www.digsilent.eu/de/fachbeitraege-reader-pf-de/analyse-von-niederspannungsnetzen.html?file=files/content/Whitepaper/PF/PF_Paper_LV-Analysis.pdf, abgerufen am 20. Januar 2026.
- [16] DlgSILENT GmbH: „DlGSILENT PowerFactory Version 2023 Benutzerhandbuch,“ Gomaringen, 2023.
- [17] Deutsches Institut für Normung: „DIN EN 50160:2020-11. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Beuth Verlag, 2020.
- [18] Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gensjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M.: „Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze: Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ Neue Energie aus Wuppertal, Band 35, Wuppertal, Erlangen, 2021.
- [19] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilstudie in Deutschland bis 2030. Endbericht,“ Berlin, 2012.
- [20] Storch, D. J.; Niederle, S.; Steinhart, C. J.; et al.: „Comparison of Simplified and Detailed Calculation Methods for Forecasting Load Development in Low-Voltage Grid Areas,“ 19. Symposium Energieinnovation, Graz, 2026.