

Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren

vom

Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik

der Technischen Universität Kaiserslautern

zur Verleihung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Wi.-Ing. **Maximilian Arnold**

geb. in Ludwigshafen am Rhein

| | |
|-----------------------------|---|
| Tag der Einreichung: | 31. Oktober 2018 |
| Tag der mündlichen Prüfung: | 11. Januar 2019 |
| Dekan des Fachbereichs: | Universitätsprofessor Dr.-Ing. Ralph Urbansky |
| Prüfungskommission | |
| Vorsitzender: | Juniorprofessor Dr.-Ing. Daniel Görges |
| 1. Berichterstatter: | Universitätsprofessor Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow |
| 2. Berichterstatter: | Universitätsprofessor Dr.-Ing. Christian Rehtanz |

Bibliographische Beschreibung

Arnold, Maximilian

Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren

234 Seiten, 105 Abbildungen, 31 Tabellen, 129 Literaturstellen

Deskriptoren: Niederspannungsnetz, Netzplanung, Planungsgrundsätze, Smart Grid, regelbarer Ortsnetztransformator, Betriebsmittel, Netztopologie, Netzkonzept, Regelkennlinie, Versorgungsaufgabe, Photovoltaikanlage, PV-Anlage, Elektroautomobil, E-Auto, Elektromobilität

Die Versorgungsaufgaben für Niederspannungsnetze werden sich in den kommenden Jahrzehnten durch die weitere Verbreitung von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpenheizungen und Elektroautomobilen gegenüber denen des Jahres 2018 voraussichtlich stark ändern. In der Praxis verbreitete Planungsgrundsätze für den Neubau von Niederspannungsnetzen sind veraltet, denn sie stammen vielfach in ihren Grundzügen aus Zeiten, in denen die neuen Lasten und Einspeisungen nicht erwartet und dementsprechend nicht berücksichtigt wurden. Der Bedarf für neue Planungsgrundsätze fällt zeitlich mit der Verfügbarkeit regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) zusammen, die zur Verbesserung der Spannungsverhältnisse im Netz eingesetzt werden können. Die hier entwickelten neuen Planungsgrundsätze erfordern für ländliche und vorstädtische Versorgungsaufgaben (nicht jedoch für städtische Versorgungsaufgaben) den rONT-Einsatz, um die hohen erwarteten Leistungen des Jahres 2040 zu geringen Kosten beherrschen zu können. Eine geeignete rONT-Standardregelkennlinie wird angegeben. In allen Fällen werden abschnittsweise parallelverlegte Kabel mit dem Querschnitt 240 mm² empfohlen.

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand hauptsächlich während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der Technischen Universität Kaiserslautern.

Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow gilt mein besonderer Dank für die Betreuung der Arbeit und die Unterstützung meines Vorhabens. Er hat mir eine akurate wissenschaftliche Arbeitsweise vermittelt, die – so hoffe ich – in dieser Arbeit sichtbar wird. Mein Dank gilt auch Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz für die Übernahme des Gutachtens und Jun.-Prof. Dr.-Ing. Daniel Görges für die Übernahme des Vorsitzes der Promotionskommission.

Rudolph Breidel, Peter Hauffe, Johannes Uhl, Carsten Wendel und Dr.-Ing. Klaus Zimmer von der Pfalzwerke-Gruppe danke ich für die gute Zusammenarbeit im gemeinsamen Forschungsprojekt und die wertvollen Hinweise aus der netzplanerischen und netzbetrieblichen Praxis.

Wichtige Grundlage einer erfolgreichen wissenschaftlichen Arbeit sind Kollegen, die helfen, die eigenen Ideen und Konzepte zu prüfen und weiterzuentwickeln, und die bei den zu leistenden Aufgaben bereitwillig unterstützen. Hier möchte ich besonders Dr.-Ing. Dominik Wäresch für die Zusammenarbeit im Forschungsprojekt Insheim und Stephan Röhrenbeck für die gemeinsame Entwicklung der Lastmodelle meinen Dank aussprechen.

Ohne die Unterstützung von Studenten, die mit ihren Studien- und Abschlussarbeiten und als studentische Hilfskräfte die technische Basis geschaffen haben, würde es diese Arbeit nicht geben. Es hat mir immer Freude bereitet, mit Euch zusammenzuarbeiten. Vielen Dank!

Aus Gründen der Lesbarkeit ist der Text stellenweise in männlicher Form gehalten, nichtsdestoweniger beziehen sich die Angaben auf Angehörige beider Geschlechter.

Landau in der Pfalz, im Oktober 2018

Maximilian Arnold

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Einleitung | 7 |
| 1.1 | Niederspannungsplanungsgrundsätze vor dem Hintergrund der Energiewende | 7 |
| 1.2 | Zielsetzung und Abgrenzung | 11 |
| 1.3 | Aktueller Forschungsstand | 13 |
| 1.4 | Aufbau der Arbeit..... | 14 |
| 2 | Technisches, wirtschaftliches und rechtliches Umfeld der Niederspannungsnetzplanung... | 17 |
| 2.1 | Rolle und Ziele von Verteilungsnetzbetreibern | 17 |
| 2.2 | Planungsgrundsätze im Spannungsdreieck der Netzplanung | 18 |
| 2.3 | Begriffe der Netzplanung | 21 |
| 2.4 | Spannungsebenen-übergreifende Netzplanung..... | 23 |
| 2.5 | Systemabgrenzung | 24 |
| 2.6 | Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland..... | 25 |
| 3 | Grundzüge der Modellierung..... | 29 |
| 3.1 | Anforderungen an Planungsgrundsätze | 29 |
| 3.2 | Lastgleichzeitigkeit | 31 |
| 3.3 | Lastmanagement | 37 |
| 3.4 | Einspeisemanagement | 38 |
| 3.5 | Technische Grenzwerte | 40 |
| 3.6 | Wirtschaftliche Bewertung | 46 |
| 3.7 | Berechnungsmethode 2-NNF..... | 53 |
| 3.8 | Berechnungsmethode 35040-NNF | 57 |
| 3.9 | Kurzschlussstromberechnung | 60 |
| 4 | Modellierung der Versorgungsaufgaben..... | 61 |
| 4.1 | Übersicht..... | 61 |
| 4.2 | Nicht berücksichtigte Merkmale | 62 |
| 4.3 | Grundversorgungsaufgaben | 64 |
| 4.4 | Lastzeitreihen | 69 |
| 4.5 | Einspeisezeitreihen..... | 80 |
| 4.6 | Resultierende Versorgungsaufgaben..... | 84 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 5 | Modellierung der Netzkonzepte | 85 |
| 5.1 | Übersicht | 85 |
| 5.2 | Nicht untersuchte Betriebsmittel und Verfahren | 85 |
| 5.3 | Größe der Versorgungsaufgabe | 87 |
| 5.4 | Netztopologie | 88 |
| 5.5 | Ortsnetztransformatoren..... | 95 |
| 5.6 | Vorgaben des Netzbetreibers an Netzkunden | 104 |
| 5.7 | Vorstudie mit realen Versorgungsaufgaben..... | 107 |
| 5.8 | Vorstudie mit inhomogener PV-Verteilung | 111 |
| 5.9 | Resultierende Netzkonzepte | 111 |
| 6 | Ableitung der Planungsgrundsätze | 113 |
| 6.1 | Annahmen | 113 |
| 6.2 | Simulationsumgebung und Netzmodelle | 114 |
| 6.3 | Validierung des Verfahrens..... | 115 |
| 6.4 | Berechnungen | 116 |
| 6.5 | Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“ | 118 |
| 6.6 | Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben | 144 |
| 6.7 | Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien | 178 |
| 6.8 | Empfohlene neue Planungsgrundsätze | 185 |
| 6.9 | Kritische Würdigung der Resultate..... | 188 |
| 7 | Zusammenfassung | 191 |
| 8 | Abkürzungsverzeichnis..... | 194 |
| 9 | Abbildungsverzeichnis | 197 |
| 10 | Tabellenverzeichnis | 201 |
| 11 | Literaturverzeichnis | 203 |
| 12 | Verwendete studentische Arbeiten | 215 |
| 13 | Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle | 218 |
| 14 | Generierung der Zeitreihen für Haushaltslasten..... | 225 |
| 15 | Betriebsmitteldaten und Programmparameter..... | 228 |
| 16 | Kostensätze und Abschreibungsdauern | 229 |
| 17 | Weitere Ergebnisdiagramme der 2-NNF-Rechnungen..... | 230 |

1 Einleitung

1.1 Niederspannungsplanungsgrundsätze vor dem Hintergrund der Energiewende

Betreiber von elektrischen Niederspannungsverteilungsnetzen (im Folgenden „Netzbetreiber“) sind in Deutschland nach § 18 EnWG zum Anschluss von Lasten und Einspeisungen der Niederspannung an das öffentliche Elektrizitätsnetz verpflichtet. Nach Jahrzehnten mit relativ gut prognostizierbaren Laststeigerungen in Niederspannungsnetzen (NS-Netzen) findet hier ein Umbruch statt. Der Boom der letzten Jahre beim Zubau von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) wird sich vermutlich in den folgenden Jahrzehnten abgeschwächt fortsetzen [1]. Mit der stärkeren Verbreitung von Elektrofahrzeugen und elektrischen Wärmepumpenheizungen werden leistungsstarke Niederspannungslasten zu den bestehenden klassischen Haushaltslasten hinzukommen. Diese Entwicklungen sind Teil der Energiewende, einer umfassenden Transformation des deutschen Energiesystems mit den Zielen, bis zum 31. Dezember 2022 alle Kernkraftwerke in Deutschland abzuschalten und die Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig zu dekarbonisieren [2].

Netzbetreiber haben ihren Netzkunden an deren Netzanschlüssen eine Spannungsqualität nach DIN EN 50160 [3] sicherzustellen. U. A. müssen für 95 % aller 10-min-Zeitintervalle einer Woche die Spannungsmagnituden zwischen 90 % und 110 % der Netznennspannung U_n betragen. Die Wirkleistungseinspeisungen von PV-Anlagen verursachen Spannungsanhebungen im NS-Netz. In

1.1 Niederspannungsplanungsgrundsätze vor dem Hintergrund der Energiewende

einigen bestehenden deutschen NS-Netzen werden durch hohe PV-Einspeiseleistungen Versorgungsspannungen nahe $110\% U_n$ verursacht, was den weiteren Zubau von PV-Anlagen ohne Netzanpassungen praktisch verhindert. Häufiges gemeinsames Merkmal dieser Netze ist, dass die eingesetzten Leitungen höhere Ströme ohne Überlastungen zulassen würden, der Zubau von PV-Anlagen also nur durch die hohen Spannungen begrenzt wird.

Zu hohe Versorgungsspannungen werden klassisch durch den Einsatz von Leitungen mit großen Querschnitten und durch Netzstrukturen mit kurzen Leitungslängen verhindert, also durch niedrige Netzimpedanzen. Aus kurzen Leitungslängen folgt eine hohe Zahl relativ kleiner NS-Netze mit insgesamt vielen Ortsnetztransformatoren (ONT). Maßnahmen zur Netzimpedanzverringering werden als „Netzverstärkung“ zusammengefasst. Netze mit geringer Impedanz sind eine effektive Lösung zur Sicherstellung zulässiger Versorgungsspannungen, aber mit vergleichsweise hohen Installationskosten verbunden; besonders bei der späteren Nachrüstung, aber auch bei neuen Netzen.

Der Begriff „Smart Grid“ umfasst ein Bündel neuartiger Technologien und Verfahren für Verteilungsnetze. In dieser Arbeit wird auf die Definition der Bundesnetzagentur zurückgegriffen, wonach „ein konventionelles Elektrizitätsnetz [...] zu einem Smart Grid [wird], wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird“. Die Maßnahmen dienen „einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur“ [4]. Nicht darunter fällt das marktgetriebene Lastmanagement („Demand Side Integration“), d. h. die Anpassung der Lastverläufe an die volatile Elektrizitätserzeugung. Smart-Grid-Technologien werden bislang nur spärlich eingesetzt. Aus Gesprächen mit erfahrenen Netzplanern geht hervor, dass Technologien mit (IP-)Vernetzung oftmals abgelehnt und nur autarke dezentrale Lösungen mit geringem Instandhaltungsaufwand akzeptiert werden, möglichst unter Vermeidung zusätzlicher Betriebsmittel und technischer Sonderlösungen, um Systemkomplexität und Personalkosten gering zu halten.

Eine Technologie, die diese Anforderungen erfüllen kann, ist der regelbare Ortsnetztransformator (rONT). Im Gegensatz zum verbreiteten konventionellen Ortsnetztransformator (kONT) ermöglicht der rONT eine Spannungslängsregelung durch veränderbare Übersetzungsverhältnisse. Nach Herstellerangaben ist er ähnlich wartungsarm und langlebig wie der kONT bei ca. 40 % höheren Anschaffungskosten. In diversen Untersuchungen hat der rONT seine Effektivität und seine gegenüber der jeweiligen äquivalenten Netzverstärkung geringeren Kosten gezeigt [5, 6, 7, 8, 9]. Bei

1 Einleitung

vorstädtischen Versorgungsaufgaben sind auch gegenteilige Ergebnisse möglich [9]. Weil der rONT erst seit wenigen Jahren verfügbar ist, haben ihn bislang nur wenige Netzbetreiber als Standardbetriebsmittel eingeführt und ihre Planungsgrundsätze für NS-Netze an dieses Betriebsmittel angepasst.

Planungsgrundsätze sind Kataloge mit technischen Vorgaben zu Standardbetriebsmitteltypen und Standardnetztopologien, die ein Netzbetreiber für die Neu- oder Umplanung der eigenen Netze festlegt und die von den Netzplanern grundsätzlich zu befolgen sind. Ohne Planungsgrundsätze wären vermehrt Netzberechnungen zur Festlegung individueller Spezifikationen nötig. Als Grundsätze sollen sie die meisten Versorgungsaufgaben abdecken, für besondere Versorgungsaufgaben (beispielsweise bei ungewöhnlich hoher Leistung) kann davon abgewichen werden. Planungsgrundsätze sind somit ein wichtiges Werkzeug der Netzplanung [5].

Bislang werden rONTs überwiegend als technische Lösung für bestehende NS-Netze wahrgenommen, die aufgrund hoher Einspeiseleistung ins NS-Netz (primär von PV-Anlagen) oder ins Mittelspannungsnetz (MS-Netz, primär von Windkraftanlagen) Spannungsprobleme aufweisen. Für den ersten Fall schlägt [10] einen punktuellen Einsatz von rONTs vor, für den zweiten Fall einen MS-strangweisen Einsatz. In beiden Fällen liegen die maximalen Betriebsströme auf den Leitungen typischerweise deutlich unter den thermischen Grenzströmen. Durch die günstigeren Spannungsverhältnisse können die Leitungen höher ausgelastet werden. Dabei liegt aber i. A. kein wirtschaftlich optimales Netz vor, weil die alte Netztopologie nicht immer an die neuen günstigeren Spannungsverhältnisse angepasst werden kann: Das Netz bietet nun stellenweise Potential für die Versorgung weiterer Netzanschlüsse, die aber bereits an benachbarte NS-Netze angeschlossen sind [10].

Bessere rONT-Einsatzmöglichkeiten ergeben sich bei der Planung eines gänzlich neuen Netzes:

- Leiterquerschnitt und Topologie können an die (durch den rONT herbeigeführten) besseren Spannungsverhältnisse angepasst werden, um das Spannungsband und die thermischen Grenzströme gleichermaßen auszuschöpfen. Dadurch sind geringere spezifische Kosten (d. h. Kosten je Netzanschluss) realisierbar.

1.1 Niederspannungsplanungsgrundsätze vor dem Hintergrund der Energiewende

- Mit der Bedienung zusätzlicher Netzanschlüsse durch eine Ortsnetzstation (was mit einem kONT an Spannungsproblemen scheitern würde) sinken die spezifischen Kosten der Ortsnetzstation, weil die Stationskosten i. A. unterproportional zur Bemessungsleistung steigen.
- Die Vergrößerung der Netze kann bei geeigneter Ausgestaltung zu geringerer Gleichzeitigkeit der auftretenden Leistungen führen: An einem längeren Strang sind mehr Haushalte angeschlossen. Weil mit steigender Zahl an Haushalten die Lastgleichzeitigkeit sinkt, ist die durchschnittliche Jahreshöchstlast je Haushalt an diesem Strang geringer. An eine Leitung, die gegenüber dem Basisfall z. B. die doppelte Leistung übertragen kann, können demnach mehr als doppelt so viele Haushalte angeschlossen werden, wodurch bei geeigneter Auslegung die spezifischen Netzkosten geringer ausfallen.¹ Freilich funktioniert dies nur für Leistungen mit einer Gleichzeitigkeitscharakteristik deutlich kleiner als eins; bei PV-Anlagen mit ihrer Gleichzeitigkeit von fast eins tritt dieser kostensenkende Effekt praktisch nicht auf.

Größere Netze sind zudem nicht zwingend mit steigenden spezifischen Kosten für die Leitungen verbunden, weil durch abschnittsweise parallele Verlegung von Leitungen eine gute Anpassung an die maximalen lokalen Ströme (zu den Strangenden abnehmend) möglich ist. Es ist es naheliegend, dass die minimalen spezifischen Netzkosten von großen Netzen erzielt werden, wobei die maximale Netzgröße vor allem durch die verfügbaren Leiterquerschnitte und den knappen Raum unter den Bürgersteigen begrenzt ist, sodass nicht beliebig viel Querschnitt verbaut werden kann.²

Demnach ist die zentrale Erwartung dieser Untersuchung, dass die spezifischen Gesamtkosten (Summe aus Investitions- und Betriebskosten) durch den Einsatz von rONTs und durch größer gestaltete Netze geringer ausfallen als bei herkömmlicher Auslegung mit kONTs.

NS-Netze werden aus Kostengründen in der Regel so errichtet, dass sie für viele Jahre die Last- und Einspeisesteigerungen ohne geplante Baumaßnahmen bewältigen können [11, 12]. Wegen der

¹ Das Gleiche gilt für die Dimensionierung von Ortsnetzstationen, wobei hier der kostensenkende Effekt i. A. deutlich geringer ist: Die Lastgleichzeitigkeit ist bei einem Haushalt groß und nähert sich mit steigender Zahl an Haushalten asymptotisch einem Minimalwert, der von der Lastcharakteristik abhängt, vgl. Abschnitt 3.2. Verglichen mit Leitungen ist die von einer Ortsnetzstation bediente Zahl an Haushalten typischerweise groß und die Lastgleichzeitigkeit gering, sodass diese bei größeren Netzen nur noch wenig sinkt.

² Prinzipiell wäre es (besonders mithilfe weiterer Spannungslängsregler) möglich, dass die Kurzschlussleistung am Ende sehr langer Netzstränge zu gering ist, um die NH-Sicherungen der Netzanschlüsse und der Kabelverteilerschränke in allen Fällen sicher auszulösen, vgl. Abschnitt 2.6.4.

langen Betriebsmittelbenutzungsdauern von über 30 Jahren wären verlässliche Prognosen über künftige Lasten und Einspeisungen einzelner Netze sehr nützlich. Aber gerade NS-Netze sind mit ihren geringen Netzanschlusszahlen stark durch unvorhersehbare Ereignisse mit großen Netzauswirkungen (z. B. Zubau einzelner großer PV-Anlagen) geprägt. Last- und Einspeiseprognosen für eine mittlere bis ferne Zukunft und kleinräumige Netzgebiete sind äußerst unsicher. Daher muss sich eine seriöse Netzplanung – und damit auch diese Arbeit – auf einen Prognosezeitraum beschränken, der kürzer ist als die Nutzungsdauer der darauf basierenden Netze. Technische Reserven zur Vermeidung teurer Nachrüstungen sind dabei zu berücksichtigen. Ein Prognosezeitraum von rund 20 Jahren wird als vertretbarer Kompromiss angesehen.

1.2 Zielsetzung und Abgrenzung

Die Ziele dieser Arbeit sind,

- praktikable, wirtschaftliche Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland zu entwickeln, die die technischen Anforderungen des Jahres 2040 erfüllen sollen, und
- die Auswirkungen des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) auf die Ausgestaltung von Niederspannungsnetzen, insbesondere auf die Netzgröße, zu evaluieren und geeignete rONT-Parameter abzuleiten.

Grundproblem dieser Arbeit wie bei ähnlichen Studien ist die Wahl des Zukunftsszenarios, weil drastische Entwicklungen, wie der Zubau an PV-Anlagen in den Jahren 2009 bis 2012, regelmäßig nicht korrekt prognostiziert werden. Während die Photovoltaik heute vertraut ist, sind die Elektromobilität und Heimspeichersysteme mit ihren dynamischen Entwicklungen in den letzten Jahren die großen Unbekannten. Heimspeichersysteme werden in dieser Arbeit als grundsätzlich netzdienlich eingeschätzt und ignoriert, wodurch die Zubauzahlen nicht abgeschätzt werden müssen und die netzentlastende Wirkung nicht in die Netzkonzepte einfließt. Die Annahmen zum Laden von Elektroautomobilen (E-Autos) wirken sich überwiegend netzbelastend aus, weshalb die Planungsgrundsätze Reserven für eine unerwartet starke Entwicklung der Elektromobilität beinhalten sollen. Trotz dieser defensiven Vorgehensweise ist klar, dass die Ergebnisse dieser Arbeit stark von den getroffenen Annahmen abhängen, die nicht verifiziert oder falsifiziert werden können.

1.2 Zielsetzung und Abgrenzung

Diese Arbeit bezieht sich nur auf neu zu errichtende Netze. Außer für Neubaugebiete werden Netze auch für Bestandsgebiete neu errichtet, wobei die Erdverkabelung vormaliger Freileitungsnetze der Hauptanwendungsfall sein dürfte. Die Arbeit umfasst nicht die Entwicklung von Strategien zur Weiterentwicklung bestehender NS-Netze, im Wesentlichen wegen der äußerst vielfältigen Strukturen bestehender Netze. Nichtsdestotrotz werden in der Praxis Planungsgrundsätze für neue Netze auch bei der Ertüchtigung bestehender Netze herangezogen, wofür die Ergebnisse dieser Arbeit nützlich sein können.

Nach § 18 (1) EnWG ist ein Netzbetreiber zum Anschluss von Lasten und Einspeisungen in seinem Versorgungsgebiet an das allgemeine Stromnetz verpflichtet. Diese Pflicht gilt nicht in wirtschaftlich nicht zumutbaren Fällen (beispielsweise für abgelegene Berghütten), die nicht von den Planungsgrundsätzen abzudecken sind und daher nicht weiter betrachtet werden.

Weiterhin sind NS-Netze für Gewerbe- und Industriegebiete in dieser Arbeit ausgenommen, weil sie sehr ortsindividuelle Anforderungen an die Netze stellen, die nicht sinnvoll durch allgemeine Planungsgrundsätze erfasst werden können. Das gleiche gilt für Versorgungsaufgaben mit großen landwirtschaftlichen Betrieben sowie für Mischgebiete (Wohnen und Gewerbe zusammen).

Zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen werden Verfahren der Netzplanung angewandt. Die Netzplanung ist eine technisch-ökonomische Optimierung. Mögliche Optimierungsstrategien sind „maximale Wirtschaftlichkeit bei vorgegebenen technischen Anforderungen“ (Minimalprinzip) und „maximale Leistungsfähigkeit bei vorgegebener Wirtschaftlichkeit“ (Maximalprinzip). Weil ersteres dem Auftrag entspricht, nur die anfallenden Leistungen beherrschen zu müssen, wird in dieser Arbeit die Wirtschaftlichkeitsmaximierung nach dem Minimalprinzip verfolgt.

Für die umgehende Realisierung von kompletten Zielnetzen anstelle eines schrittweisen Ausbaus sprechen neben den geringeren Kosten [11, 12] die geringere Komplexität der Planung und Realisierung sowie eine potentiell höhere Akzeptanz der Bevölkerung wegen selteneren Bauarbeiten. In dieser Arbeit wird nur die umgehende Realisierung untersucht.

Betriebsmittel wie der rONT können die Leistungsfähigkeit eines Netzes verbessern, wodurch im Gegenzug die Kosten bei den restlichen Betriebsmitteln reduziert werden können und die Kosten insgesamt geringer sind. Diese Kostenreduktion basiert auf einem Sprungeffekt und kann nur mit Simulationsrechnungen gut abgeschätzt werden. Durch den Sprungeffekt kann es Lösungen geben, die etwas höhere Kosten als die kostenminimale Lösung haben, dafür aber eine bedeutend

bessere technische Leistungsfähigkeit aufweisen und den zusätzlichen Aufwand lohnenswert erscheinen lassen. Das Ziel der Kostenminimierung sollte demnach nicht die Möglichkeit einschränken, auch technisch leistungsfähigere Lösungen zu berücksichtigen, wenn sie über moderate Mehrkosten gegenüber den kostenminimalen Lösungen verfügen.

1.3 Aktueller Forschungsstand

Durch die Dynamik bei der Verbreitung von PV-Anlagen und E-Autos und dem Aufkommen von rONTs decken die nachfolgenden Veröffentlichungen jeweils nur Teilaspekte der Zielstellung ab.

In [11] aus dem Jahr 2010 wurden Planungsgrundsätze für NS-Netze entwickelt. Für ländliche Netze wurden maximale PV-Einspeiseleistungen angesetzt, die teilweise das Vierfache der jeweiligen Jahreshöchstlast betragen, was auch nach jetzigen Maßstäben eine hohe Einspeiseleistung darstellt. Ein Schwerpunkt der Arbeit war die Bewertung unterschiedlicher Netzkonzepte bezüglich ihrer Zuverlässigkeit. Zum Veröffentlichungszeitpunkt waren rONTs noch in der Entwicklung, entsprechend wurden sie und ihre vielfältigen Auswirkungen nicht betrachtet.

[8] aus dem Jahr 2013 zeigt Erfahrungen aus dem praktischen rONT-Einsatz und beleuchtet die Schritte zur Etablierung von rONTs als Standardbetriebsmittel bei einem Netzbetreiber. Es wurden ausschließlich reale ländliche Versorgungsaufgaben mit hohen PV-Einspeisungen betrachtet. Die Entwicklung konkreter Planungsgrundsätze für den beteiligten Netzbetreiber wurde für nachfolgende Veröffentlichungen in Aussicht gestellt.

In [13] aus dem Jahr 2015 wird gezeigt, dass NS-Netze durch den rONT-Einsatz vergrößert und dadurch kostengünstiger ausgelegt werden können. Im behandelten Einzelfall wurden zwei NS-Netze zusammengelegt und die zwei bestehenden kONTs durch einen rONT ersetzt, wodurch ca. 8 % geringere Investitionskosten als bei einem ähnlich leistungsfähigen konventionellen Ausbau erzielt wurden. Die Autoren vermuten größere Einsparungen bei umfangreicheren Netzrestrukturierungen als im realisierten Einzelfall sowie vor allem bei vorstädtischen Versorgungsaufgaben. Die Untersuchung umfasst keine prototypischen Versorgungsaufgaben und keine vorstädtischen oder städtischen Netze. Betrachtungen der Betriebsausgaben wurden ausgeklammert. Allgemeine Aussagen über das Kostenreduktionspotential von rONTs als Standardbetriebsmittel sind auf dieser Basis nicht möglich.

[10] aus dem Jahr 2016 verfolgt das Ziel, den rONT in seiner Grundfunktionalität zu beschreiben und Anwendungsfälle in Netzplanung und Netzbetrieb aufzuzeigen. Es sind typische Nutzungsfälle und Standardparameter aufgeführt, die im praktischen Umgang und in wissenschaftlichen Studien ermittelt wurden. Die Optimierung der Netztopologie im Rahmen der Zielnetzplanung ist als ein möglicher rONT-Anwendungsfall genannt, aber nicht näher ausgeführt.

1.4 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird das rechtliche und wirtschaftliche Umfeld beleuchtet, in dem die Netzplanung in Deutschland stattfindet und das damit die Planungsgrundsatzentwicklung wesentlich beeinflusst. Außerdem wird mit grundsätzlichen technischen Vorgaben wie der Systemabgrenzung und der Netznennspannung die Basis für den anschließenden Planungsprozess gelegt.

Die engere Entwicklung der Planungsgrundsätze gliedert sich in sieben Schritte:

1. **Grundzüge der Modellierung** (Kapitel 3): Hier werden u. A. die technischen Kriterien und die Berechnungsmethoden erläutert. Die technischen Kriterien sind elektrische Eigenschaften, die Netze aufweisen müssen, um als Basis für Planungsgrundsätze in Frage zu kommen (sog. zulässige Netzkonzepte).
2. **Modellierung der Versorgungsaufgaben** (Kapitel 4): Zunächst werden sog. Grundversorgungsaufgaben (Grund-VA) gebildet, die sich an typischen Siedlungsstrukturen in Deutschland orientieren und in denen die Positionen der Netzverknüpfungspunkte und die möglichen Kabeltrassen (Straßen und Wege) festgelegt sind. Verschiedene Arten von Lasten, Einspeisungen und Speichersystemen werden daraufhin geprüft, inwiefern sie für die Entwicklung von Planungsgrundsätzen zu berücksichtigen sind. Mithilfe von Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Lasten und Einspeisungen werden Jahreszeitreihen generiert, die in Verbindung mit den Grund-VAs das Gerüst zur späteren Netzmodellierung bilden. Die Lastzeitreihen werden aus statistischen Daten und Prognosen über die Verbreitung und die Nutzung von elektrischen Endgeräten synthetisiert. Für die Einspeiszeitreihen werden physikalische Modelle der Sonneneinstrahlung, technische Modelle von PV-Anlagen und standardisierte Wetterzeitreihen herangezogen. Die Versorgungsaufgaben sind, bis auf den Gebietszuschnitt, durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbar.

3. **Modellierung der Netzkonzepte** (Kapitel 5): Netzbetreibern stehen vielfältige Mittel für die Netzplanung zur Verfügung, was auch den Zuschnitt der Versorgungsaufgaben einschließt. Die Mittel können vom Netzbetreiber weitgehend frei gewählt werden. Von diesen Mitteln werden mehrere technische Merkmale und ihre möglichen Ausprägungen abgeleitet und zu einer großen Zahl an Netzkonzepten kombiniert.
4. **Vorstudien zur Verkleinerung des Lösungsraums** (Abschnitte 5.7 und 5.8): Für einen Netzbetreiber mit überwiegend ländlichen Netzen wurden in einer Vorstudie Planungsgrundsätze für NS-Netze ermittelt, die die Anforderungen des Jahres 2030 erfüllen. Diese Erkenntnisse werden verwendet, um den Lösungsraum für diese Arbeit zu verkleinern.
5. **Annahmen** (Abschnitt 6.1): Die Simulation von künstlichen Stromnetzen erfordert viele Annahmen, weswegen hier nur die wichtigsten dargestellt sind.
6. **Berechnungen zur Auswahl der Shortlist** (Abschnitte 6.5ff): Die Versorgungsaufgaben und Netzkonzepte werden zu einer großen Zahl an Testnetzen kombiniert. Ein Testnetz ist ein Netzmodell mit festgelegten Betriebsmitteln und Zeitreihen für Lasten und Einspeisungen. Für jedes Testnetz werden Leistungsflussrechnungen auf Basis von zwei Netznutzungsfällen durchgeführt, um Netzkonzepte für die Shortlist auszuwählen und allgemeine Aussagen über den Einfluss der technischen Merkmale auf die Netzleistungsfähigkeit abzuleiten. Durch die Berechnungen mit zwei Netznutzungsfällen werden unzulässige Netzkonzepte mit hoher Wahrscheinlichkeit erkannt, doch es ist nicht sichergestellt, dass die Shortlist nur zulässige Netzkonzepte enthält.
7. **Zeitreihenrechnungen und Ableitung der Planungsgrundsätze** (ebenfalls Abschnitte 6.5ff): Mit Zeitreihenrechnungen (vollständige Jahre in 15-min-Intervallen) werden die Zulässigkeit der Netzkonzepte der Shortlist überprüft sowie die Netzverluste, der Umfang der abgeregelten Energie von Erzeugungsanlagen und die damit verbundenen Kosten ermittelt, um die Kostenrechnung zu vervollständigen. Außerdem werden die minimalen Kurzschlussströme für die Netzkonzepte der Shortlist berechnet und mit vordefinierten Grenzwerten verglichen. Aus diesen Ergebnissen und weiteren Sensitivitätsanalysen werden generalisierte Planungsgrundsätze und rONT-Kennlinien abgeleitet.

Kapitel 7 schließt die Arbeit mit einer Zusammenfassung ab.

2 Technisches, wirtschaftliches und rechtliches Umfeld der Niederspannungsnetzplanung

2.1 Rolle und Ziele von Verteilungsbetreibern

Netzbetreiber erstellen Planungsgrundsätze für eigene Netzplanungszwecke. Diese Arbeit ist deshalb ausschließlich aus der Sicht von Netzbetreibern definiert, die nach § 11 (1) EnWG dazu verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die Rollenaufteilung zwischen Verteilungsbetreibern (VNB) und Übertragungsbetreibern (ÜNB) ist in der sog. Pyramide der Versorgungsqualität dargestellt, siehe Abbildung 1.

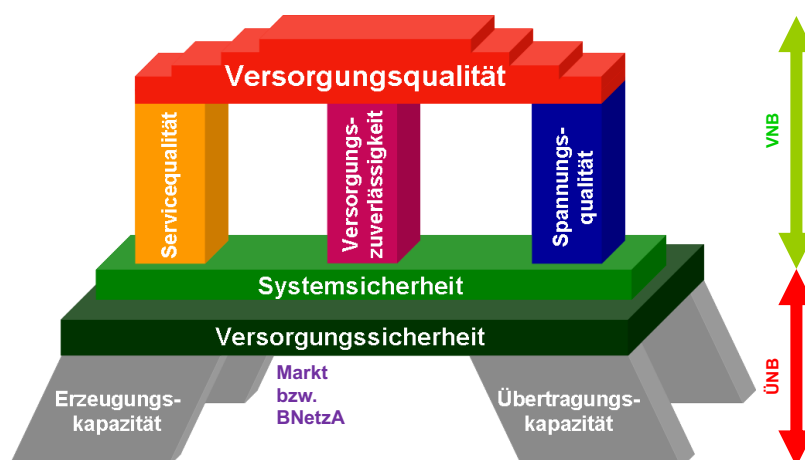


Abbildung 1: Pyramide der Versorgungsqualität [14]

2.2 Planungsgrundsätze im Spannungsdreieck der Netzplanung

Demnach werden die Servicequalität, die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität im Wesentlichen von den VNBs definiert (Details in Abschnitt 2.2), während Aspekte der Versorgungssicherheit (jederzeitige Sicherstellung ausreichender Übertragungskapazität, Überwachung der Einhaltung der betrieblichen Regeln durch alle Beteiligten, Bereitstellung von Reserveleistung) explizit den ÜNBs obliegen und keine Aufgabe der VNBs darstellen.

In der Netzplanung werden auch Aspekte des Netzbetriebs wie Übersichtlichkeit der Netze etc. berücksichtigt. Der eigentliche Netzbetrieb, also die Betriebsprozesse, sind nicht Teil der Arbeit.

Während Übertragungsnetzbetreiber Netzkapazitäten bereitstellen sollen, um Arbitragegeschäfte von Marktteilnehmern bedienen zu können [15], ist dies nicht als Aufgabe eines Verteilungsnetzbetreibers von NS-Netzen festgelegt. Smart-Market-Handel (z. B. Laden von Batteriespeichern bei niedrigen Stromhandelspreisen) ist zulässig, soweit die definierten Betriebszustandsgrenzen eingehalten werden. Die Netze werden jedoch so ausgelegt, dass die unmittelbaren Bedarfe der extremen Netznutzungsfälle bedient werden können, also ohne Berücksichtigung einer Speicherung von Sekundär- oder Endenergie. Technische Reserven, um Smart-Market-Handel zu ermöglichen, sind für die Planungsgrundsätze nicht vorgesehen.

2.2 Planungsgrundsätze im Spannungsdreieck der Netzplanung

Bei der Netzplanung werden verschiedene Ziele verfolgt, die sich teilweise widersprechen und das sog. Spannungsdreieck der Netzplanung [14] bilden, siehe Abbildung 2.

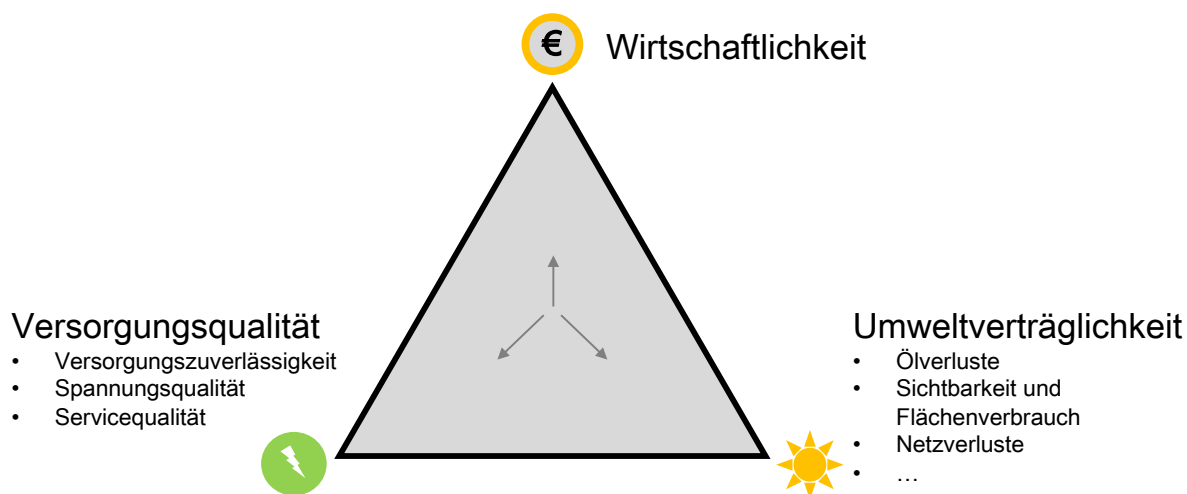


Abbildung 2: Spannungsdreieck der Netzplanung [14]

Die Optimierung der **Wirtschaftlichkeit** in Form einer Kostenminimierung ist in Abschnitt 1.2 als wesentliches Merkmal dieser Arbeit definiert.

Die **Versorgungsqualität** bezieht sich auf die Netzanschlüsse der Endkunden und umfasst die Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität und Servicequalität:

- Versorgungszuverlässigkeit: Sie bezeichnet die Verfügbarkeit von elektrischer Energie am Kundenanschluss und kann u. A. durch die Nichtverfügbarkeit quantifiziert werden. Der Erwartungswert der Nichtverfügbarkeit beschreibt die durchschnittliche Dauer, für die ein durchschnittlicher Netzkunde im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers während eines Jahres unversorgt ist, und wird von den geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen bestimmt. Eine Versorgungsunterbrechung liegt dann vor, wenn die Versorgungsspannung am Kundenanschlusspunkt für eine Sekunde oder länger weniger als 1 % der Nennspannung beträgt [16]. § 1 (1) EnWG nennt als Gesetzeszweck eine möglichst sichere Versorgung mit Elektrizität, wobei der Gesetzgeber quantitative Vorgaben vermeidet. Deutschland lag im Jahr 2011 mit (je nach Quelle) 15,3 min/a bis 17,7 min/a ungeplanter Nichtverfügbarkeit für Endkunden im NS-Netz in der europäischen Spitzengruppe der höchsten Versorgungszuverlässigkeit (vgl. Frankreich 53 min/a, UK 68 min/a) [17, 18]. Die Versorgungszuverlässigkeit in deutschen NS-Netzen ist zudem überwiegend durch die MS-Netze geprägt: Im Jahr 2011 wurden mit 13,7 min/a rund 79 % der Nichtverfügbarkeit an NS-Netzanschlüssen durch ungeplante Versorgungsunterbrechungen in MS-Netzen verursacht, während die NS-Netze nur für 2,8 min/a verantwortlich waren [18].
- Spannungsqualität: NS-Netze in Deutschland müssen die Vorgaben nach DIN EN 50160 und IEC/TS 62749 [19] erfüllen, wobei die IEC-Norm höhere und zusätzliche Anforderungen enthält.
- Servicequalität: Der Begriff "betrachtet mit einer Reihe von Dienstleistungen zumeist die nichttechnischen Aspekte der Versorgungsqualität von Netzbetreibern und insbesondere die Beziehung zwischen Netzbetreibern und Netzkunden. [...] Die Realisierung von Netzanschlüssen, das Rechnungswesen, Ankündigungen von geplanten Versorgungsunterbrechungen oder der Umgang mit Anfragen und Beschwerden von Netzkunden sind hier als Beispiele für die Servicequalität zu nennen. Hauptkriterium [...] ist i. d. R. die Zeitdauer, die ein Energienetzbetreiber für die Umsetzung einer Maßnahme benötigt oder dessen Reaktionszeit bspw. für die Beantwortung von Anfragen der Netzkunden." [20, 21, 22] Im

2.2 Planungsgrundsätze im Spannungsdreieck der Netzplanung

Rahmen der Netzplanung sind nur die Reaktionszeiten bei Störungen beeinflussbar, die sich direkt in der Nichtverfügbarkeit (vgl. „Versorgungszuverlässigkeit“) niederschlagen.

Die **Umweltverträglichkeit** umfasst eine Vielzahl von Aspekten, wobei hier auf die wichtigsten Aspekte für NS-Netze eingegangen wird:

- Ölverluste: ONTs enthalten im Normalfall Mineralöl als Isolationsmittel und zur Kühlung. Mineralölverluste können zu Schädigungen des Bodens und des Grundwassers führen. Diese Gefahr kann durch den Einsatz von ölfreien Transformatoren (wie sie in Wasserschutzgebieten genutzt werden) oder von neuartigem Bio-Öl gebannt werden. Letzteres ist voll ökologisch abbaubar und wird testweise in rONTs eingesetzt [23].
- Sichtbarkeit und Flächenverbrauch: Der Sichtbarkeit von NS-Netzen kann durch Erdkabel und den Einbau der ONTs in Gebäude entgegengewirkt werden. Eine Verringerung der ONT-Anzahl reduziert die Sichtbarkeit, den Flächenbedarf (wächst unterproportional mit der Bemessungsleistung) und die Gefahr von Ölleckagen.
- Netzverluste: Bei der gegenwärtigen Zusammensetzung der Erzeugung in Deutschland verursachen Netzverluste Emissionen. Bei der zur Verfügung stehenden Technologie sind Verluste im NS-Netz unvermeidbar. Beispielsweise betragen die Verluste für die Netzebenen 6 (ONT) und 7 (NS-Netz ohne ONT) beim Netzbetreiber Netze BW im Jahr 2016 rund 3 % der in diesen Netzebenen übertragenen Energie [24]. Netzbetreiber müssen die Verluste ihrer Netze durch Beschaffung am Markt decken und haben somit einen Anreiz zur Verlustminderung. Die entstehenden Kosten tragen zu den Gesamtkosten bei, eine Monetarisierung der Netzverluste ermöglicht ihre einfache Berücksichtigung im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse.

Außer der Servicequalität und den Ölverlusten wird in dieser Arbeit die Versorgungszuverlässigkeit nicht weiter betrachtet: Die untersuchten Netzkonzepte weichen nicht erheblich von jenen bestehender Erdkabelnetze ab, die als ausreichend zuverlässig beurteilt werden [11], weshalb die Versorgungszuverlässigkeit der untersuchten Netzkonzepte als unkritisch angesehen wird. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Netzkonzepte so gestaltet sind, dass auch unter den sich ändernden Versorgungsaufgaben keine Grenzwertverletzungen auftreten, die Störungen verursachen.

2.3 Begriffe der Netzplanung

Elektrische Netze der öffentlichen Versorgung sind in Deutschland hierarchisch in sieben **Netzebenen** (1 bis 7) organisiert. Ungerade Ziffern bezeichnen die galvanisch zusammenhängenden Netze, gerade Ziffern die Transformatoren zwischen diesen Netzen. Die Ortsnetztransformatoren bilden die Netzebene 6, die NS-Netze (ohne die Transformatoren) die Netzebene 7 [16].

Ein **Netzanschluss** ist ein Verknüpfungspunkt, an dem ein oder mehrere **Abnahmepunkte** (Haushalte und/oder Erzeugungsanlagen) mit dem NS-Netz elektrisch verbunden sind. Die Haushalte können an diesem Punkt – nach mit dem Netzbetreiber vereinbarten Regeln – Wirkleistung beziehen und Blindleistung beziehen oder einspeisen. Erzeugungsanlagen können analog Wirkleistung einspeisen und Blindleistung beziehen oder einspeisen. Der Begriff Netzanschluss hat mit Veröffentlichung der Netzanschlussverordnung 2007 den älteren Begriff Hausanschluss abgelöst, der in der Praxis noch weit verbreitet ist.

Eine **Netzanschlussleitung** (Abkürzung „HL“ für ehemals „Hausanschlussleitung“) ist die einem Netzanschluss zugeordnete Leitung vom Verknüpfungspunkt des Netzkunden bis zur Netzanschlussmuffe, die die Verbindung mit dem allgemeinen Netz herstellt. Das allgemeine Netz wird aus **Netzleitungen** gebildet (Abkürzung „NL“).

Versorgung bedeutet, dass Netzkunden an den Netzanschlüssen Wirk- und Blindleistung beziehen und einspeisen können. Mit der Einspeisung dezentral erzeugter Wirkleistung geht der Begriff über das klassische Verständnis von „Versorgung“ hinaus. Das Versorgungsgebiet ist das Territorium, dessen Netzanschlüsse ein Netzbetreiber gemäß seiner Konzessionsverträge zu versorgen hat.

Der Begriff **Versorgungsaufgabe** (VA) wird in dieser Arbeit in einem engeren und einem weiteren Sinn verwendet, der sich aus dem jeweiligen Kontext erschließt:

- Im engeren Sinne ist eine Versorgungsaufgabe eine **Menge von Netzanschlüssen** im Versorgungsgebiet, die mittels eines galvanisch zusammenhängenden Netzes versorgt werden sollen. Der Netzbetreiber bestimmt eigenständig den Zuschnitt der Versorgungsaufgaben im Rahmen der Netzplanung, wobei technische Aspekte (insbesondere Realisierbarkeit des Netzes auf Basis der Planungsgrundsätze) und wirtschaftliche Aspekte (geringe Gesamtkosten für den Netzbetreiber über die geplante Nutzungsdauer) maßgeblich sind.

2.3 Begriffe der Netzplanung

- Im weiteren Sinne wird mit dem Begriff eine **Klasse von Gebieten mit ähnlichen Lasten und Einspeisungen** bezeichnet, wobei der Abstraktionsgrad variieren kann. Beispielsweise sind „städtische Versorgungsaufgaben“ die Klasse aller Versorgungsaufgaben im urbanen Raum. Wichtiger Unterschied zur engeren Definition von Versorgungsaufgaben ist, dass keine Aussage zum Netzzuschnitt gemacht wird. Das Klassenkonzept ist zur Ableitung von Planungsgrundsätzen notwendig, weil sie definitionsgemäß für eine große Zahl unterschiedlicher Versorgungsaufgaben gleichermaßen geeignet sein sollen.

Die **Versorgungsspannung** ist die im Betrieb an einem bestimmten Punkt auftretende Spannung.

Die **Residualleistung** ist die elektrische Wirkleistung, die über die Oberspannungsklemmen des Ortsnetztransformators eines NS-Netzes fließt. „Residual-“ weist darauf hin, dass die gleichzeitig im Netz auftretenden Lasten (Wirkleistungsbezug) und Einspeisungen (Wirkleistungsabgabe) in ihrer Summe positiv oder negativ sein können. Die Nomenklatur dieser Arbeit folgt dem Erzeugerzählpeilsystem:

- Der Fall überwiegender Lasten wird **Residuallast** genannt (negative Werte).
- Der Fall überwiegender Einspeisungen wird **Rückspeisung** genannt (positive Werte).

Die Residualleistung wird weiter unterschieden in Leistungen mit und ohne Verluste (Summe der Wirkverluste in ONT und Leitungen). Die Residualleistung ohne Verluste ist bei der in dieser Arbeit verwendeten PQ-Charakteristik³ von Lasten und Einspeisungen auch ohne Leistungsflussrechnungen durch Summieren einfach kalkulierbar.

Ein **Netznutzungsfall** (NNF) ist die Menge der Scheinleistungsflüsse an allen Netzanschlüssen zu einem bestimmten Zeitpunkt. Im weiteren Sinne kann Netznutzungsfall auch für den zugehörigen Zeitpunkt stehen. Ausdrücklich nicht eingeschlossen sind die Ströme und Spannungen, die sich aufgrund des Netznutzungsfalles einstellen. Diese Arbeit enthält Netzsimulationen für ganze Jahre mit Leistungszeitreihen in 15-min-Schritten. Ein Jahr ist damit durch 35.040 Netznutzungsfälle repräsentiert. Die Netznutzungsfälle sind des Weiteren für verschiedene Versorgungsaufgaben unterschiedlich, d. h. das Leistungsverhalten z. B. von ländlichen Netzanschlüssen (insbesondere die dezentrale Einspeisung) unterscheidet sich drastisch von dem städtischer Netzanschlüsse.

³ Die Aufnahme oder Abgabe von Wirk- und Blindleistung eines Netzanschlusses wird vorgegeben, abhängig von der am Knoten anliegenden Spannung stellen sich der Strom und der Phasenwinkel ein.

Zur Festlegung von Planungsgrundsätzen werden Ausprägungen **technischer Freiheitsgrade** festgelegt, die ein Netzbetreiber im Rahmen der Netzplanung selbst bestimmen kann (vgl. Kapitel 5). Beispielsweise kann der technische Freiheitsgrad „Leiterquerschnitt“ (kurz „Querschnitt“) in dieser Arbeit die Ausprägungen 95, 150 oder 240 mm² annehmen.

Ein **Netzkonzept** ist die Kombination von konkreten Ausprägungen der betrachteten Freiheitsgrade (z. B. Querschnitt 150 mm², Verlegung einseitig, ONT-Bemessungsleistung 400 kVA, ...).

Die **Planungsgrundsätze** sind ein Katalog, in dem eine oder mehrere Klassen an Versorgungsaufgaben aufgelistet sind. Zu jeder Klasse sind ein oder mehrere Netzkonzepte angegeben, deren Einsatz für diese Klasse empfohlen wird oder vorgeschrieben ist.

2.4 Spannungsebenen-übergreifende Netzplanung

Die kostenoptimale Festlegung der ONT-Positionen und der von ihnen versorgten Gebiete beeinflusst die kostenoptimale Ausgestaltung der MS-Netze und umgekehrt. Ebenso beeinflussen sich die Netze der Mittel- und der Hochspannungsebene (HS) sowie der Hochspannungs- und der Höchstspannungsebene gegenseitig. Die Planung von Elektrizitätsnetzen hat also grundsätzlich Spannungsebenen-übergreifende Effekte.

Methoden zur Planung mehrerer Spannungsebenen wurden in [25] für MS- und HS-Netze untersucht, dabei wurden rund 5 % bis 10 % geringere Netzkosten als bei einer Spannungsebenen-separaten Netzplanung ermittelt. Diese Kostenreduktion stammt primär aus Kosteneinsparungen in der Bereitstellung der (n-1)-Sicherheit für die MS-Spannungsebene und kann daher nicht auf NS-Netze übertragen werden (vgl. Abschnitt 2.6.2).

Hauptnachteile einer solchen Planung sind die hohe Komplexität sowie die seltene Anwendbarkeit, weil nur in wenigen Fällen Netze verschiedener Spannungsebenen gleichzeitig grundlegend neu- oder umzuplanen sind. Das Konzept der Spannungsebenen-übergreifenden Netzplanung kommt deshalb für diese Arbeit nicht in Betracht.

MS-Netze werden in Deutschland typischerweise als offene Halbringe betrieben, deren offene Trennstellen im Normalbetrieb festgelegt sind. Daraus ergeben sich feste Positionen der NS-Netze auf einem offenen Halbring. Wegen der höheren Impedanz am Anschlusspunkt schwankt die

2.5 Systemabgrenzung

MS-Magnitude an der Oberspannungsseite von ONTs am Ende der MS-Halbringe typischerweise in einem größeren Bereich als bei ONTs in elektrischer Nähe des Umspannwerks. Dies wird durch HS/MS-Transformatoren unterstützt, die die Spannung auf einen festen MS-Magnitudenwert an den unterspannungsseitigen Klemmen regeln. Als Folge mag deshalb in Umspannwerksnähe ein kONT zur Einhaltung des Spannungsbandes ausreichend sein, während am Halbringende ein rONT erforderlich ist. Dies wird durch verschiedene Spannungsbänder an der ONT-Oberspannungsseite berücksichtigt, vgl. Abschnitt 4.3.1.

2.5 Systemabgrenzung

In dieser Arbeit werden Planungsgrundsätze für die Netzebenen 6 und 7 entwickelt, von den Klemmen der Oberspannungsseite der ONTs (einschließlich) über das NS-Netz bis zu den Netzanschlüssen (einschließlich), siehe Abbildung 3. Die Haushalte und PV-Anlagen sowie die Standorte der Verknüpfungspunkte zu ihnen und zum MS-Netz stellen die Versorgungsaufgabe dar. Die Netzverknüpfungspunkte werden als gegeben angesehen.

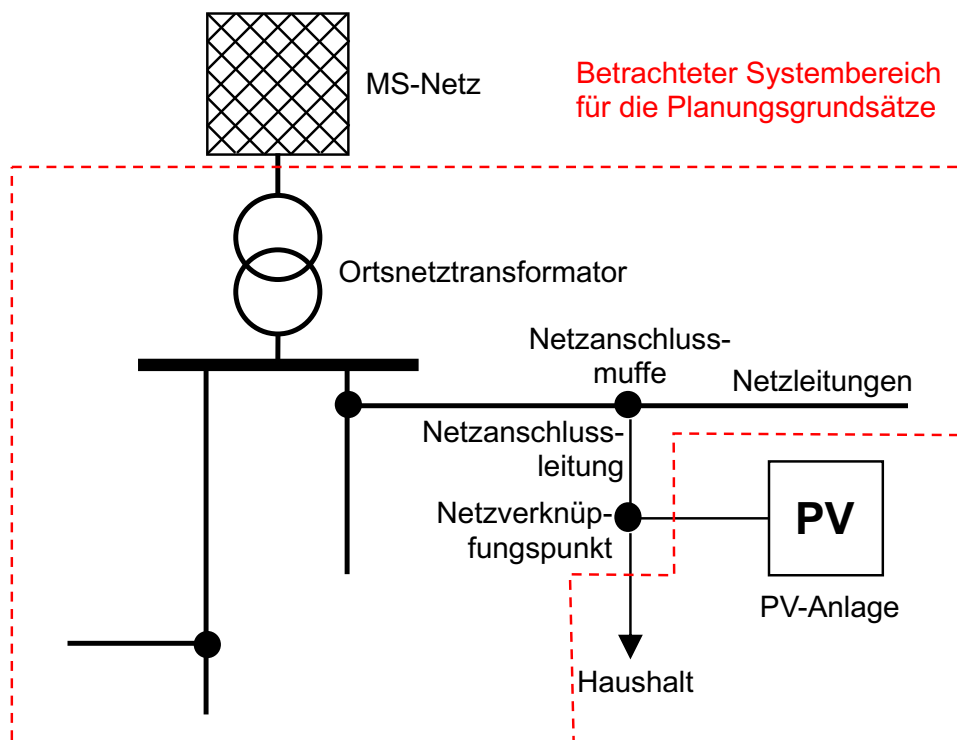


Abbildung 3: Betrachteter Systembereich für die Planungsgrundsätze

Zum Netzanschluss zählen der Netzverknüpfungspunkt (Netzanschlusskasten), die Netzanschlussleitung und die Netzanschlussmuffe. Diese Abgrenzung ist wichtig, weil der Netzbetreiber nach § 9 (1) NAV eine Kostenbeteiligung für den Netzanschluss vom Anschlussnehmer verlangen darf.

Der Netzbetreiber des NS-Netzes ist in der Praxis oftmals auch Netzbetreiber des MS-Netzes. In diesen Fällen kann er die Position des MS-Netzverknüpfungspunktes beeinflussen. In dieser Arbeit wird hierfür jedoch eine fixe Position unterstellt, vgl. Abschnitte 2.4 und 4.3.1.

2.6 Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland

2.6.1 Netznennspannung

Die Planungsgrundsätze werden für 50-Hz-Dreiphasenwechselstrom-Niederspannungsnetze mit 230 V Mitsystemspannung nach DIN EN 50160 und § 7 NAV entwickelt, d. h. mit rund 0,4 kV verketteter Spannung im Drehstromsystem. NS-Gleichstromnetze, die für Erzeugungsanlagen und Lasten mit interner Gleichstromnutzung wirtschaftlicher als Drehstromnetze sein können, sind über den Forschungsstatus noch nicht hinausgekommen [26].

2.6.2 Redundanz

Das anerkannte Kriterium zur Sicherstellung einer ausreichenden Versorgungszuverlässigkeit für die Spannungsebenen oberhalb von NS-Netzen ist das (n-1)-Kriterium. Demnach erfüllt ein Netz die Anforderungen des (n-1)-Kriteriums, wenn es für eine beliebige, technisch mögliche und betrieblich sinnvolle Ausgangssituation den Ausfall eines Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkung seiner Funktion übersteht. Wegen des Aufwands und der relativ seltenen und nur lokalen Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen wird bei NS-Netzen auf Redundanzen und die Anwendung des (n-1)-Kriteriums verzichtet [14].

2.6.3 Netzform

Das in Deutschland verbreitete System TN-C-S verbindet die Vorteile der Systeme TN-S (höhere Personensicherheit durch Trennung von Neutral- und Schutzleiter am Verbrauchsort) und TN-C (vier Leiter statt fünf wie bei TN-S) und wird als Standard für Planungsgrundsätze übernommen.

2.6.4 Schutzkoordination

Für die Planungsgrundsätze wird eine übliche Schutzkoordination vorgegeben, bei der Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherungen (NH-Sicherungen) unterschiedlicher Bemessungsströme

2.6 Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland

in der Ortsnetzstationsverteilung, den Kabelverteilerschränken und an den NS-Netzverknüpfungspunkten eingesetzt werden. Mittels geeigneter Staffelung kann Selektivität erreicht werden (hier nicht weiter betrachtet). Strahlennetze sind erheblich einfacher zu koordinieren als Netze mit Vermaschung. Für die Dimensionierung von NH-Sicherungen und Staffelungskonzepte wird auf einschlägige Fachliteratur wie [27] verwiesen.

Die Schutzkoordination erfordert, dass der minimale Kurzschlussstrom an allen Netzanschlüssen mindestens so hoch ist, dass die NH-Sicherung des Netzanschlusses (Netzanschlussicherung) bei einem Kurzschluss auf der Kundenseite innerhalb von fünf Sekunden auslöst. Die Zeitvorgabe folgt aus DIN VDE 0100-410 [28] zum Schutz gegen elektrischen Schlag in TN-Netzen, wobei sich diese Regelung auf den unterlagerten Verteilungsstromkreis und nicht auf die Netzanschlussicherung bezieht. [27] empfiehlt jedoch die Übernahme dieses Grenzwertes für den Netzanschluss zum Schutz der Leitungen gegen Überhitzung.

Der Bemessungsstrom der Netzanschlussicherung I_r wird vom Netzbetreiber festgelegt [29]. Geeignete Werte sind als Kennlinie in DIN 18015-1 Anhang A [30] enthalten. Der zu wählende Wert hängt von der Zahl der Haushalte je Netzanschluss ab und davon, ob auch eine elektrische Warmwasserbereitung zu versorgen ist. Die für diese Arbeit relevante Zahl an Haushalten je Netzanschluss und die zugehörigen Werte $I_{r,DIN}$ sind in Tabelle 1 aufgeführt (nur mit elektrischer Warmwasserbereitung, aufgerundet auf den nächsthöheren Standardwert nach Renard-Serie R10).

Tabelle 1: Bemessungsströme I_r für NA-Sicherungen (mit elektrischer Warmwasserbereitung)

| Haushalte je NA | 1 | 2 | 6 | 8 | 10 | 48 |
|---------------------|---------------|-------|-------|-------|-------|---------|
| Zugehörige Grund-VA | S1a, S2a, S3a | S4a | S6b | S6a | S5a | S5b |
| $I_{r,DIN}$ | 40 A | 63 A | 100 A | 100 A | 125 A | 200 A |
| I_r | 63 A | 80 A | 125 A | 160 A | 160 A | 250 A |
| I_a | 320 A | 430 A | 750 A | 950 A | 950 A | 1.600 A |

Eine Grund-VA (Abschnitt 4.3) hat eine feste Zahl an Haushalten je Netzanschluss, die Grund-VAs sind deshalb ebenfalls verzeichnet. Der Vergleich der Werte $I_{r,DIN}$ nach Norm mit den Vorgaben von Netzbetreibern zeigt, dass letztere oftmals höhere Bemessungsleistungen vorsehen. Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass sich die Normwerte in der Praxis wegen gesteigerter Lasten als zu gering erwiesen haben. Wegen ihrer umfangreichen Wertetabellen wird die Aufstellung [31] des Netzbetreibers ED Netze herangezogen, siehe I_r in Tabelle 1. Diese Wertetabellen

umfassen im Gegensatz zu DIN 18015-1 auch Werte für den Einsatz elektrischer Heizungen. Für 48 Haushalte je Netzanschluss sind in [31] keine Werte angegeben, weshalb der höchste aufgeführte Wert 250 A angesetzt wird, der auch in DIN 18015-1 das Maximum bildet. Aus planerischer Vorsicht werden in dieser Arbeit die höheren Werte I_r verwendet.

Die Auslösecharakteristiken der in Niederspannungsinstallationen eingesetzten NH-Sicherungen sind als Zeit/Strom-Kennlinienbänder für gG-Sicherungen in DIN VDE 0636-2 [32] verzeichnet: Zu jedem Bemessungsstrom I_r der NH-Sicherung und jeder Auslösedauer t kann ein unterer und ein oberer Auslösestrom abgelesen werden. Bei Vorliegen des unteren Wertes oder höher kann, bei Vorliegen des oberen Wertes oder höher muss die NH-Sicherung ansprechen. Der obere Wert ist demnach Auslegungskriterium für den minimalen Kurzschlussstrom [27]. Tabelle 1 enthält die für die Auslösedauer von fünf Sekunden und die Bemessungsströme I_r geltenden oberen Auslöseströme I_a . Höhere Ströme verursachen erwünschte kürzere Auslösedauern.

In NS-Netzen sind die Effektivwerte des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms, des Ausschaltwechselstroms und des Dauer-Kurzschluss-Stroms für den minimalen Kurzschlussstrom bei Auslösedauern im Sekundenbereich als identisch anzunehmen [27], weshalb auf die Berechnung des minimalen einphasigen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_{kl} “ nach DIN EN 60909-0 VDE 0102 [33] zurückgegriffen werden kann.

Die Bedingungen für den minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom in NS-Strahlennetzen sind klar: Der MS-Netzverknüpfungspunkt liefert fast die gesamte Kurzschlussleistung. Die Netztopologie ist fix, weshalb nicht wie in höheren Spannungsebenen verschiedene Schaltzustände der Leitungen untersucht werden müssen. Um auf der sicheren Seite zu rechnen und die Kurzschlussleistung weiter zu reduzieren, werden in dieser Arbeit die dezentralen Erzeugungsanlagen deaktiviert. Schwieriger ist die Abschätzung, welche Kurzschlussleistung das speisende MS-Netz zur Verfügung stellen kann, weil erwartet wird, dass die konventionelle Erzeugung mit ihrem großen Beitrag zur Kurzschlussleistung in Zukunft immer weiter reduziert wird. Hierzu wird vereinfachend unterstellt, dass der Netzbetreiber des überlagerten MS-Netzes eine sehr hohe Kurzschlussleistung von 1.000 MVA (Standardwert der verwendeten Simulationsumgebung PSS®SINCAL für MS-Netze) bereitstellt.

2.6 Grundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland

Netzkonzepte für Planungsgrundsätze müssen also an jedem NS-Netzverküpfungspunkt mit Sicherungsbemessungsstrom I_r mindestens den zugehörigen minimalen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_a nach Tabelle 1 aufweisen.

Generell problematisch sind hochohmige Kurzschlüsse, weil diese zu Strömen führen können, die ähnlich hoch oder geringer als die maximalen Betriebsströme sind, wodurch der Netzschutz nicht auslöst und das Netz beschädigt werden kann. Verstärkt wird dieses Problem von dezentralen Erzeugungsanlagen, die solche Kurzschlüsse auf Leitungsabschnitten ohne Zwischenabsicherung zusätzlich speisen. Eine technische Möglichkeit zur Detektierung wäre die kontinuierliche Strommessung an allen Netzanschlüssen (z. B. mit intelligenten Messsystemen) und der Ortsnetzstation, um über die Strombilanz übermäßig hohe Kriechströme aufzuspüren. Als Maßnahme des Netzbetriebs wird in dieser Arbeit nicht weiter auf diese Technologie zur Detektierung hochohmiger Kurzschlüsse eingegangen.

2.6.5 Reserven in Niederspannungsnetzen

Je niedriger die Netzebene ist, desto schwieriger ist die Bestimmung der Betriebszustände, weil Messequipment aus Kostengründen gegenwärtig nur vereinzelt im Einsatz ist. Dies trifft besonders auf NS-Netze zu, deren Zustände bei vielen Netzbetreibern nahezu unbekannt sind. Durch die geringe Zahl an Lasten und Einspeisungen in einem NS-Netz können Neuanschlüsse einzelner leistungsstarker Lasten und Einspeisungen die Last-/Einspeisesituation lokal massiv beeinflussen. Deshalb werden NS-Netze mit technischen Reserven ausgestattet, die im Vergleich zu denen der höheren Netzebenen groß ausfallen. Technische Reserven sind in Planungsgrundsätzen vorzusehen, aber angesichts der hohen Unsicherheit, wie sich die weitere Verbreitung von PV-Anlagen, sog. neuen Lasten (Wärmepumpenheizungen, E-Autos) und Batteriespeichern entwickeln wird, kann der Reservebedarf nicht eindeutig ermittelt werden. Stattdessen müssen die Veränderungen der Versorgungsaufgaben abgeschätzt und die Reserven subjektiv festgelegt werden.

In diese Arbeit sind Empfehlungen erfahrener Netzplanungsingenieure eingeflossen, die keine Allgemeingültigkeit besitzen können. Der Balanceakt zwischen teurer Überdimensionierung und Unterdimensionierung mit noch teureren nachträglichen Netzverstärkungen bleibt dem Verteilungsnetzbetreiber überlassen.

3 Grundzüge der Modellierung

3.1 Anforderungen an Planungsgrundsätze

Die Planungsgrundsätze sollen verschiedene Anforderungen erfüllen:

- **Handhabbare Anzahl resultierender Planungsgrundsätze:** Planungsgrundsätze sollten ein breites Spektrum an Versorgungsaufgaben abdecken. Ein einziges Netzkonzept ist nicht ausreichend, weil es in Einzelfällen unter- (unzulässige Betriebswerte) oder überdimensioniert sein kann (zu hohe Kosten). Die Herausforderung ist die Balance zwischen wenigen generischen Konzepten und unhandlich vielen spezialisierten Konzepten.
- **Kostengünstige und übersichtliche Netze:** Gemäß Zielsetzung kommen auch Lösungen in Frage, die nicht die kostengünstigsten sind, wenn sie sich durch bessere technische Eigenschaften auszeichnen. Neben gut vergleichbaren Eigenschaften wie der höchsten Betriebsmittelauslastung fallen darunter auch schlecht vergleichbare Eigenschaften wie die Netzübersichtlichkeit. Übersichtliche Netze zeichnen sich grundsätzlich durch eine geringe Zahl an Betriebsmitteln und möglichen Strompfaden sowie durch ein einfaches Schutzkonzept aus. Erfahrene Netzplaner propagieren übersichtliche und einfache Konzepte [34], diese werden auch in dieser Arbeit angestrebt.
- **Ausreichende Reserven:** Siehe Abschnitt 2.6.5.
- **Einfache Anwendung:** Netzplaner sollten anhand offensichtlicher Merkmale der Versorgungsaufgabe das beste Netzkonzept wählen können. In dieser Arbeit werden proto-

3.1 Anforderungen an Planungsgrundsätze

typische Versorgungsaufgaben in Deutschland verwendet, die sich sichtbar im Siedlungstyp unterscheiden (Straßendorf, europäische Altstadt etc.).

- **Akzeptanz in der Praxis:** Aufgrund der thermischen Trägheit des Öls können Ortsnetztransformatoren regelmäßig über einen Zeitraum von mehreren Stunden mit bis zu 150 % der Bemessungsleistung ohne schwerwiegende Lebensdauerverkürzung betrieben werden [35]. Durch die nächtliche Unterbrechung der PV-Einspeisung könnte eine solche Dimensionierung in einspeisedominierten Versorgungsaufgaben eine planerische Option sein. Bei Netzplanungsingenieuren könnte sie aber auf Vorbehalte stoßen und damit Planungsgrundsätze, die auf entsprechenden Annahmen und Vorgaben fußen, in ihren Augen unglaubwürdig machen. Für eine breite Akzeptanz dieser Arbeit weichen die Annahmen und Vorgaben also nicht radikal von der bisherigen defensiven Planungspraxis ab.
- **Robustheit gegenüber IT-Angriffen:** Bei Betriebsmitteln, die mit dem Internet verbunden sind, ist Robustheit durch eine fehlerfreie Implementierung der Schnittstelle sicherzustellen, um extern herbeigeführte Versorgungsunterbrechungen oder die Schädigung von Kunden durch eine Spannungsqualität außerhalb der Norm zu unterbinden. Eine inhärent sichere Lösung ist die Nutzung autonomer Konzepte ohne Fernwirktechnik.
- **Grundlegende Empfehlungen statt Patentlösungen:** Anspruch dieser Arbeit ist die Ableitung von Grundsätzen, nicht die Empfehlung detaillierter Netzkonzepte für die verschiedenen Versorgungsaufgaben auf Basis fester technischer Kriterien. Aussagen wie „ab x Metern Stranglänge ist Leiterquerschnitt y zu verwenden“ würden den vielfältigen realen Versorgungsaufgaben und den Fähigkeiten und Erfahrungen von Netzplanungsingenieuren nicht gerecht werden. Diese Arbeit beschränkt sich auf die Empfehlung technisch robuster und wirtschaftlich vorteilhafter Kombinationen technischer Maßnahmen. Erfahrene Netzplanungsingenieure werden diese Kombinationen für ihre konkreten Planungsaufgaben selbständig beurteilen und anwenden können.

Anforderungen an die Berechnungen in dieser Arbeit sind die gute planerische Praxis des Rechnens auf der sicheren Seite und ein defensiver „Bad-Case-Ansatz“, bei dem ungünstige Fälle unterstellt werden (während „Worst Cases“ kaum allgemein ermittelt werden können und sehr selten sind).

3.2 Lastgleichzeitigkeit

Einem Netzkunden wird im Netzanschlussvertrag eine höchstzulässige Leistungsabnahme zugesichert, beispielsweise 30 kW für Einfamilienhäuser [31]. So hohe Leistungen treten außer bei elektrischen Heizungen bislang nur sehr kurzzeitig auf. Die gleichzeitige elektrische Last je Netzanschluss über eine größere Zahl an Netzanschlüssen ist dagegen viel geringer. Zur Ableitung von Planungsgrundsätzen wäre es unzulässig, für alle Netzanschlüsse gleichzeitig die zugesicherte maximale Leistungsabnahme zu unterstellen. Stattdessen sind geringere Leistungen zu verwenden.

In dieser Arbeit werden Standardlastprofile (SLP) eingesetzt, vgl. Abschnitt 4.4.2. Ein SLP ist kein realistisches Abbild des tatsächlichen Verbrauchs eines einzelnen Haushalts. Jeder Haushalt zeigt ein individuelles Lastverhalten mit Lastspitzen und -tiefpunkten. Die Lastkurven vieler Haushalte gleichen sich bei gemeinsamer Betrachtung so aus, als ob die Lastkurve jedes Haushalts dem SLP entsprechen würde. Tatsächlich sind SLPs i. A. so konzipiert, als ob unendlich viele Haushalte betrachtet werden würden. Dies muss bei der Anwendung berücksichtigt werden: So ist ab 400 Haushalten mit einer Abweichung von bis zu 10 % vom Ganglinienmittelwert des BDEW-SLPs H0 zu rechnen, und bei weniger als 150 Haushalten sollte H0 nicht verwendet werden [35].

Viele der in dieser Arbeit untersuchten Netztopologien weisen eine hohe Zahl an parallelen Leitungen auf, an die jeweils nur wenige Haushalte angebunden sind. Dazu gehören als Extremfall auch Netzanschlussleitungen mit nur einem Haushalt. Eine geringe Zahl an Haushalten macht eine hohe lokale Lastgleichzeitigkeit wahrscheinlich. Dadurch sind deutlich höhere gleichzeitige Lasten auf den Leitungen zu erwarten, als eine Addition der SLPs für die angeschlossenen Haushalte ergeben würde. Berechnungen nur auf Basis von Standardlastprofilen scheiden deshalb aus.

Statt probabilistischer Ansätze, bei denen ein reales Verbrauchsverhalten einzelner Haushalte nachgebildet werden würde, wird mit dem Lastgleichzeitigkeitsfaktor (LGF) ein deterministischer Ansatz genutzt. Dies erlaubt die Beschränkung der notwendigen Rechnungen auf ein handhabbares Maß, indem bei wichtigen Eingangsparametern, für die verschiedene zulässige Werte gegeben sind, nur auf die Werte mit den stärksten Wirkungen zurückgegriffen wird.

DIN 18015-1 Anhang A enthält Informationen über die Lastgleichzeitigkeit von Haushalten zur Dimensionierung von Netzanschlussleitungen, wobei das maßgebliche Diagramm aber keinen Rückschluss auf die zugrundeliegende mathematische Herleitung erlaubt. [34] nennt dagegen eine analytische Formel und zugehörige Parameter, auf die sich die nachfolgende Darstellung stützt.

3.2 Lastgleichzeitigkeit

Abbildung 4 zeigt die zur Herleitung des Lastgleichzeitigkeitsfaktors $f(n)$ genutzten Größen und ihre Zusammenhänge. $f(n)$ ist in [34] nicht beschrieben und wird nachfolgend entwickelt. Dabei beziehen sich alle Größen in diesem Abschnitt auf die Zahl an Haushalten und nicht auf die Zahl an Netzanschlüssen (ein Netzanschluss kann einen oder mehrere Haushalte umfassen).

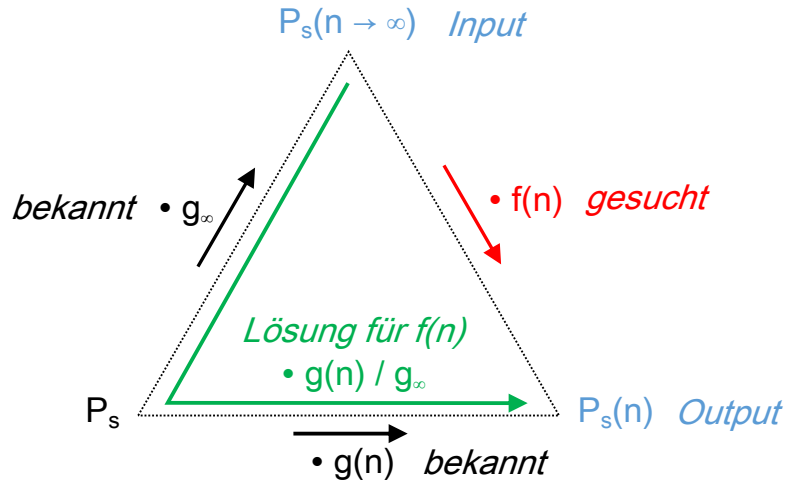


Abbildung 4: Zusammenhänge zwischen der Kollektivgröße n und der Lastgleichzeitigkeit

P_s ist die Spitzenlast eines Haushalts. $P_s(n)$ ist die gleichzeitige Spitzenlast eines gemeinsam betrachteten Kollektivs von n ähnlichen Haushalten, dividiert durch n . Es ist also die durchschnittlich Last eines solchen Haushalts, wenn das Kollektiv die Spitzenlast bezieht. $P_s(n \rightarrow \infty)$ ist $P_s(n)$ für eine n gegen unendlich hohe Zahl an ähnlichen Haushalten. Diese Zahl an Haushalten ist auch die Grundlage für die Generierung von Standardlastprofilen (siehe oben).

Benötigt werden Lastprofile mit Berücksichtigung der Lastgleichzeitigkeit für n Haushalte, z. B. weil sie an eine Leitung angeschlossen sind und geprüft werden soll, ob die Leitung die gemeinsame Spitzenlast der Haushalte tragen kann oder nicht. Zur Verfügung stehen die in dieser Arbeit erzeugten Standardlastprofile, die in die Lastprofile für die n Haushalte zu überführen sind. Die SLP-Spitzenlasten korrespondieren mit $P_s(n \rightarrow \infty)$, die Spitzenlasten der n Haushalte mit $P_s(n)$.

[34] beschreibt die Beziehung zwischen P_s und $P_s(n)$ sowie zwischen P_s und $P_s(n \rightarrow \infty)$:

$g(n)$ ist die Lastgleichzeitigkeit der Spitzenlast von n Haushalten. Nach [34] gilt

$$P_s(n) = P_s \cdot g(n) \quad (1)$$

mit

$$g(n) = g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot n^{-3/4} \quad (2)$$

3 Grundzüge der Modellierung

Es gilt $g(1) = 1$, das heißt P_s und $P_s(1)$ sind wie erwartet identisch.

g_∞ ist die Lastgleichzeitigkeit der Spitzenlast von n gegen unendlich vielen Haushalten. Als charakteristisches Merkmal zur Beschreibung der elektrischen Haushaltslast wird sie nachfolgend nur als „Lastgleichzeitigkeit“ bezeichnet. g_∞ ergibt sich direkt aus $g(n)$ mit $n \rightarrow \infty$:

$$g(n \rightarrow \infty) = g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot 0 = g_\infty \quad (3)$$

$$P_s(n \rightarrow \infty) = P_s \cdot g_\infty \quad (4)$$

$g(n)$ und g_∞ sind dimensionslose Größen mit Wertebereich 0 bis 1. Mit zunehmender Zahl an Haushalten wird $g(n)$ kleiner. Das heißt, die kollektive Spitzenlast pro Haushalt sinkt, wenn das Kollektiv vergrößert wird. Abbildung 5 zeigt die Verläufe von $g(n)$ für verschiedene Werte von g_∞ . Die gestrichelten Linien geben mit g_∞ die Untergrenzen an, für die $g(n)$ mit $n \rightarrow \infty$ konvergiert.

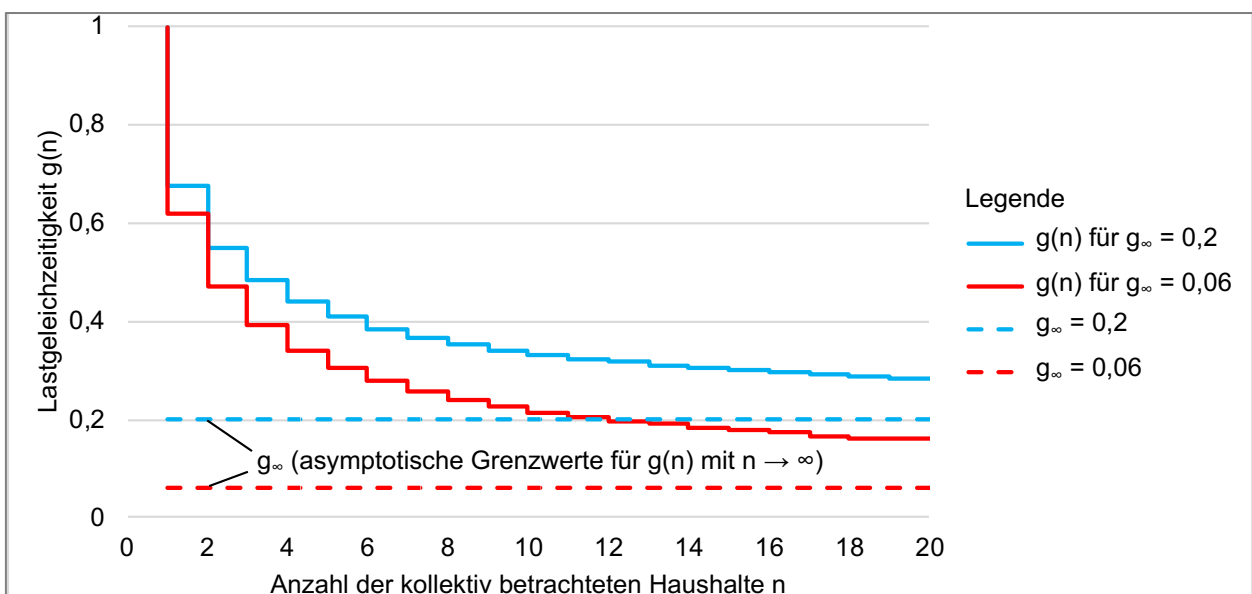


Abbildung 5: Beispielhafte Verläufe für die Lastgleichzeitigkeit von n Haushalten $g(n)$

Die Lastgleichzeitigkeit wird vom Lastprofil der dominierenden Lasten geprägt. Solche Lasten sind wegen ihrer hohen Leistungen das Kochen, die Warmwasserbereitung und die elektrische Heizung, perspektivisch auch das Laden von Elektroautos. Deshalb wird unterschieden, ob ein Haushalt mit diesen elektrischen Lasten ausgestattet ist oder nicht (z. B. Kochen mit Erdgas). Typische Ausstattungen sind zu Elektrifizierungsgraden (EG) zusammengefasst. In Tabelle 2 sind die Elektrifizierungsgrade mit ihren Ausstattungen und typischen Werten für g_∞ nach [34] aufgeführt. Dabei ist unterstellt, dass bis auf die Steuerung von Nachtspeicherheizungen keine Beeinflussung der Lastgleichzeitigkeit durch Lastmanagement (vgl. Abschnitt 3.3) vorliegt.

3.2 Lastgleichzeitigkeit

Tabelle 2: Elektrifizierungsgrade mit typischen Werten der Lastgleichzeitigkeit [34]

| Elektrifizierungsgrad | Wohnungsausstattung mit elektrischen Geräten | Lastgleichzeitigkeit g_∞ |
|--------------------------------|--|---------------------------------|
| EG1 | nur auf Elektrizität angewiesene Geräte | 0,15...0,20 |
| EG2 | EG 1 + Beleuchtung + elektr. Kochen | 0,12...0,15 |
| EG3 | EG 2 + elektr. Warmwasserbereitung | 0,06...0,07 |
| EG4 („Allelektrisch versorgt“) | EG 3 + elektr. Heizung | ca. 0,7 |

Die Zusammenhänge der Lastgleichzeitigkeit beziehen sich in [34] nur auf die Spitzenlast. Weil in dieser Arbeit Lastzeitreihen genutzt werden, die i. A. nur zu einem Zeitpunkt des Jahres den Spitzenwert erreichen, sind die Erkenntnisse nach [34] eigentlich nur für diesen Zeitpunkt gültig. Deshalb wird die Annahme getroffen, dass die hier beschriebenen Zusammenhänge auch für alle anderen Zeitpunkte des Jahres gelten. Der Lastgleichzeitigkeitsfaktor ist von der Eingangsleistung unabhängig, weshalb die höchste resultierende Last stets von der SLP-Spitzenlast (für die die Zusammenhänge nach [34] gelten) erzeugt wird. Diese höchste Last ist – neben der Einspeisung – typischerweise für die Netzauslegung maßgeblich. In manchen Fällen sind stattdessen die Leistungen, die etwas unterhalb der SLP-Spitzenlast liegen, für die Netzauslegung maßgeblich. Es wird vermutet, dass die Zusammenhänge nach [34] auch für diese Leistungen eine gute Näherung darstellen. Die obige Annahme wird deshalb als unkritisch eingeschätzt.

Um wie gewünscht aus dem SLP das Lastprofil für die n Haushalte, die am untersuchten Strang angeschlossen sind, abzuleiten, ist der Zusammenhang zwischen $P_s(n \rightarrow \infty)$ als Eingangswert und $P_s(n)$ als Ausgangswert herzustellen. Dazu werden (1), (2) und (4) verknüpft (vgl. Abbildung 4):

$$P_s = P_s(n \rightarrow \infty) / g_\infty \quad [\text{aus (4)}] \quad (5)$$

$$P_s(n) = P_s(n \rightarrow \infty) \cdot g(n) / g_\infty \quad [(5) \text{ in (1)}] \quad (6)$$

$$\begin{aligned} P_s(n) &= P_s(n \rightarrow \infty) \cdot (g_\infty + (1 - g_\infty) \cdot n^{-3/4}) / g_\infty && [(2) \text{ in (6)}] \quad (7) \\ &= P_s(n \rightarrow \infty) \cdot (1 + (g_\infty^{-1} - 1) \cdot n^{-3/4}) \\ &= P_s(n \rightarrow \infty) \cdot f(n) \end{aligned}$$

mit

$$f(n) = 1 + (g_\infty^{-1} - 1) \cdot n^{-3/4} \quad (8)$$

$f(n)$ ist der Lastgleichzeitigkeitsfaktor (LGF) für n Haushalte, der mit dem SLP multipliziert wird, um die Lastprofile für die kollektiv betrachteten Haushalte zu erhalten. $f(n)$ ist eine dimensionslose Größe mit Wertebereich 1 bis unendlich. Es gilt $f(n \rightarrow \infty) = 1$. Für $g_\infty = 1$, also perfekte Lastgleichzeitigkeit mit synchronem Lastverlauf aller Haushalte, gilt stets $f(n) = 1$. In beiden Fällen kann das SLP unverändert verwendet werden. Für kleinere Werte von n und g_∞ ist $f(n) > 1$.

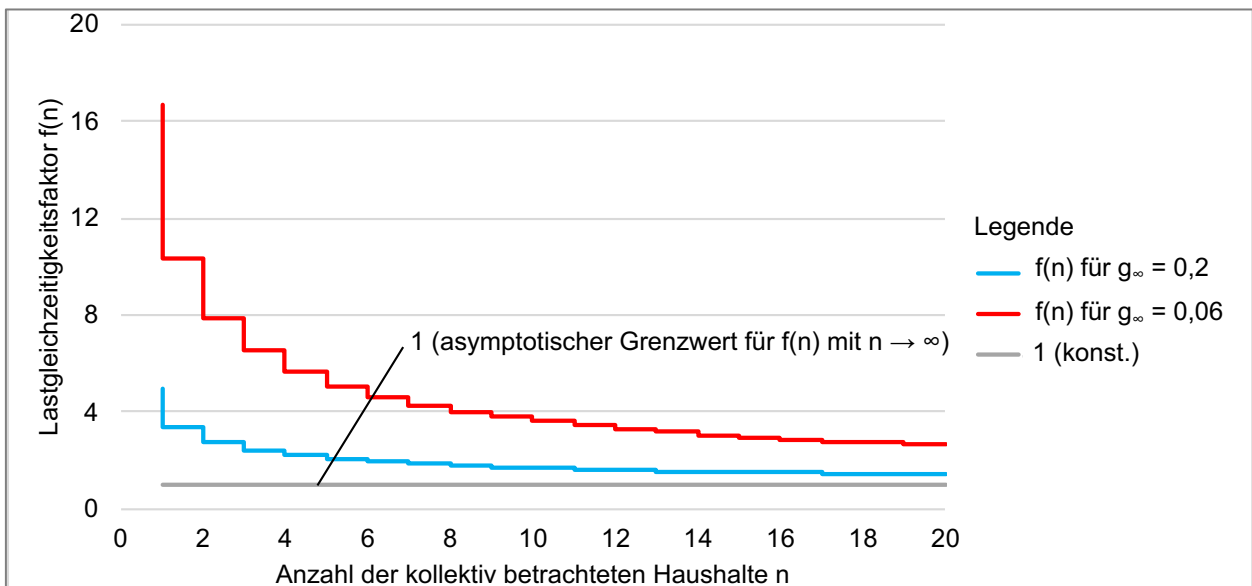


Abbildung 6: Beispielfläche für den Lastgleichzeitigkeitsfaktor $f(n)$

Abbildung 6 zeigt $f(n)$ für die in Abbildung 5 gezeigten beispielhaften Werte von g_∞ . An eine zu dimensionierende Leitung seien zehn Haushalte angeschlossen, von denen bekannt ist, dass sie ein Verbrauchsverhalten nach SLP mit Lastgleichzeitigkeit $g_\infty = 0,06$ aufweisen. Dann beträgt der Lastgleichzeitigkeitsfaktor $f(10) = 3,8$. Für Netzberechnungen zur Netzauslegung wird also das SLP mit dem Faktor 3,8 multipliziert und für jeden dieser zehn Haushalte verwendet.

Die Wahl des Wertes von g_∞ hat großen Einfluss auf die Ergebnisse von Netzberechnungen. Im Sinne eines Rechnens auf der sicheren Seite werden die Werte am unteren Rand der jeweiligen Spanne nach Tabelle 2 gewählt (z. B. 0,06 für EG3 aus der Spanne 0,06...0,07), um die Lastgleichzeitigkeitsfaktoren und somit die Lasten für den gewählten Elektrifizierungsgrad zu maximieren.

Der Lastgleichzeitigkeitsfaktor wird in dieser Arbeit unterschiedlich verwendet:

- Wenn alle Haushalte eines NS-Netzes kollektiv betrachtet werden, wird der zugehörige LGF als **einheitlicher Lastgleichzeitigkeitsfaktor** LGF_{gesamt} bezeichnet. Dieser Faktor

3.2 Lastgleichzeitigkeit

wird beispielsweise zur ONT-Dimensionierung benötigt. Berechnungen mit LGF_{gesamt} werden auch dazu genutzt, um die sog. kritischen Stränge (siehe unten) zu identifizieren.

- **Kritische Stränge** sind die Stränge eines Netzes, die in vorangegangenen Rechnungen die niedrigste Versorgungsspannung oder die höchste Netzleitungsauslastung gezeigt haben. Diese Stränge werden als U-Strang bzw. als I-Strang bezeichnet. Der U- und der I-Strang können unterschiedlich sein, sich aber auch auf denselben Strang beziehen. Die Berechnungen mit dem **strangspezifischen Lastgleichzeitigkeitsfaktor** $LGF_{U/I}$ dienen dazu, den U- und den I-Strang mit den höchsten Lastströmen zu belasten, um dadurch noch geringere minimale Versorgungsspannungen und höhere maximale Netzleitungsauslastungen zu provozieren. Für die n Haushalte am U-Strang wird mit $f(n)$ der strangspezifische Faktor LGF_U ermittelt (LGF_I analog). Durch die geringere Zahl an Haushalten sind LGF_U und LGF_I stets größer als LGF_{gesamt} (außer im trivialen Fall eines Testnetzes mit nur einem Strang). Für die anderen Stränge wird der LGF soweit reduziert (LGF_{sonst}), dass die Gesamtlast des Netzes so hoch ist, als wäre jeder Haushalt mit LGF_{gesamt} parametrisiert. Wenn dafür selbst $LGF_{\text{sonst}} = 0$ nicht ausreicht, werden zusätzlich LGF_U und LGF_I soweit verringert, bis die Bedingung erfüllt ist.
- Wenn die Last minimiert werden soll, um die Effekte der Einspeisung aus PV-Anlagen zu maximieren, und zur Bestimmung von Verlusten und abgeregelter Energie wird $f(n) = 1$ gesetzt, also nur mit SLP gerechnet. Dies wird als Berechnung „ohne LGF“ bezeichnet.

Ein besonderer Einsatzbereich des Lastgleichzeitigkeitsfaktors ist die Abschätzung der maximalen Auslastung von Netzanschlussleitungen im Starklastfall. Die Auslastungen könnten zwar direkt mit Leistungsflussrechnungen ermittelt werden, wozu einzelne Netzanschlüsse auszuwählen und mit einem gesonderten Faktor LGF_{HL} ($= f(n)$ mit n Haushalten am Netzanschluss) zu parametrisieren wären. Im Gegenzug müssten jedoch die Faktoren für andere Netzanschlüsse reduziert werden, um die Gesamtlast gleich zu halten. Zur Vermeidung dieses zusätzlichen Aufwands werden die Berechnungen mit dem für diesen Netzanschluss vorgesehenen Faktor LGF_x (LGF_{gesamt} , LGF_U , LGF_I oder LGF_{sonst}) durchgeführt, die ermittelte Leitungsauslastung durch LGF_x dividiert und mit LGF_{HL} multipliziert. Die Ergebnisse dieser Abschätzung weichen von denen der oben beschriebenen direkten Berechnung ab, weil die Lasten mit PQ-Charakteristik modelliert sind und sich die Ströme gemäß der anliegenden Spannungen einstellen. Der Spannungsfall über die Netzanschlussleitungen ist jedoch sehr gering, sodass die Abweichungen vernachlässigbar gering sind.

3.3 Lastmanagement

Beim Lastmanagement (LM) wird in dieser Arbeit zwischen dem marktgetriebenen und dem netzgetriebenen Lastmanagement unterschieden.

Marktgetriebenes Lastmanagement dient dazu, die Last besser an die volatile Erzeugung anzupassen. Die Signale zur Lastverlagerung erfolgen durch Dritte, beispielsweise Stromlieferanten. Das marktgetriebene Lastmanagement ist Teil der vom Netzbetreiber grundsätzlich nicht beeinflussbaren Versorgungsaufgabe (vgl. Abschnitt 4.2.2), wird aber wegen unklarer zukünftiger Verbreitung in dieser Arbeit nicht weiter untersucht.

Netzgetriebenes Lastmanagement dient zur Reduzierung der gleichzeitig auftretenden Lasten, um zu niedrige Spannungen und zu hohe Betriebsmittelauslastungen zu vermeiden. Die Impulse zur Lastverlagerung erfolgen durch den Netzbetreiber. Das netzgetriebene Lastmanagement ist, obwohl optionale technische Maßnahme des Netzbetreibers zur Netzausgestaltung, nicht bei den Netzkonzepten (Kapitel 5) aufgeführt, sondern bei den Versorgungsaufgaben (Kapitel 4), weil dort die Lastzeitreihen – als ein wesentliches Merkmal der Versorgungsaufgaben – dargestellt sind.

Das netzgetriebene Lastmanagement in dieser Arbeit betrifft elektrische Heizungen und das Laden von E-Autos:

- Elektrische Heizungen werden seit vielen Jahrzehnten als „Nachtspeicherheizungen“ von praktisch allen Netzbetreibern gesteuert, um die Lastspitzen am Mittag und am Abend zu reduzieren. Nach TAB Niederspannung [29] dürfen Netzbetreiber dies ihren Kunden zur Bedingung machen. Abschaltvorrichtungen mit Sperrzeiten sind so verbreitet, dass sie für diese Arbeit als stets gegeben modelliert sind (Abschnitt 4.4.2).
- Bei einer großen Verbreitung von E-Autos werden abendliche Lastspitzen beim ungesteuerten Laden erwartet, wenn viele Fahrer nach der Ankunft zuhause gleichzeitig ihre Fahrzeuge aufladen möchten. Bei diesem Anwendungsfall ist es jedoch unklar, ob sich Lastmanagement vollständig durchsetzen wird, sodass es nur optional betrachtet wird, siehe Abschnitt 4.4.1. Durch das E-Auto-Lastmanagement wird vermutlich ein Teil der Ladevorgänge zu Ladepunkten außerhalb der betrachteten Versorgungsaufgaben verschoben, was in der Modellierung dieser Arbeit vernachlässigt wird.

3.4 Einspeisemanagement

Einspeisemanagement (EM) ist die dynamische Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen ins Netz zur Vermeidung von Netzüberlastungen. Die überschüssige Leistung kann vom Anlagenbetreiber lokal genutzt oder verworfen werden. Mit EM können die Kosten zur Ertüchtigung bestehender Netze zum Anschluss zusätzlicher Erzeugungsanlagen gegenüber dem klassischen Netzausbau reduziert werden [12]. Mit der geplanten Verbreitung von intelligenten Messsystemen für Erzeugungsanlagen wird die technische Grundlage für eine breite EM-Anwendung geschaffen. Netzbetreiber haben die Abregelung von EEG-Anlagen grundsätzlich so vorzunehmen, dass die insgesamt größtmögliche Energie eingespeist wird [36, 37], sodass Abregelungen nur bei akuten Netzengpässen stattfinden dürfen.

Bis Juli 2016 war Einspeisemanagement nur für Notfallsituationen vorgesehen und stets die Netzertüchtigung zur Vermeidung von EM-Eingriffen vorgeschrieben. Das novellierte Energiewirtschaftsgesetz gestattet nach § 11 (2) EnWG eine planmäßige Reduktion der über ein Jahr eingespeisten Energie jeder einzelnen unmittelbar ans Netz angeschlossenen Anlage um bis zu 3 %.

Diese 3%-Vorschrift ist praktikabel für MS- und HS-Netze, weil sich die abzuregelnde Energie von Windparks gut prognostizieren lässt. Dagegen erscheint es kaum möglich, NS-Netze so auszulegen, dass Abregelungen notwendig sind und gleichzeitig die Einhaltung der Vorschrift sichergestellt ist. Bereits der Zubau einzelner PV-Anlagen könnte zu unzulässig hohen Abregelungen bei den vorhandenen Anlagen führen, die zuvor die Vorschrift eingehalten haben. Das Problem wird dadurch verschärft, dass einzelne PV-Anlagen durch ihre Netzposition starken Einfluss auf die maximalen Ströme und Spannungen haben können, sodass sich dort Abregelungen häufen.

Nichtsdestotrotz wird Einspeisemanagement in dieser Arbeit als Option betrachtet, um seine Auswirkungen untersuchen zu können, und dabei versucht, die 3%-Vorschrift einzuhalten.

Für die Zeitreihenrechnungen werden zwei EM-Verfahren genutzt:

1. **Lokales EM (IEM):** Die Wechselrichter von PV-Anlagen regeln ab, um die lokale Versorgungsspannung im zulässigen Bereich zu halten. Im Gegensatz zu einer Notabschaltung bei Überspannung ist für das lokale EM ein aufwendiger Stromzähler zur Messung der abgeregelten Energie notwendig, um ungenaue Schätzungen zu vermeiden. Das System

kommt mit lokalen Messungen und Regelungen an den Erzeugungsanlagen und ohne aufwendige Fernwirktechnik aus. Dieses Verfahren ist in der Praxis noch nicht etabliert.

2. **Fernwirktechnisches EM (fEM):** Elektronische Stromzähler senden die Messwerte der Spannungen und Leistungen an ein zentrales System, das den aktuellen Netzzustand berechnet, Überspannungen und Überlastungen ermittelt, die abzuregelnden Anlagen auswählt und diesen die Abregelungsbefehle fernwirktechnisch übermittelt. Dieses Verfahren ist wegen der Leistungsmessungen, aus denen Rückschlüsse auf das Kundenverhalten gezogen werden könnten, gegenwärtig nach den Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik nicht zulässig; die Ergebnisse dieser Arbeit könnten eine Notwendigkeit zur Anpassung der Vorgaben sichtbar machen.

In beiden Verfahren kann eine Anlage in drei Stufen auf 60 %, 30 % oder 0 % der aktuell abgebbaren elektrischen Leistung abgeregelt werden.

Das Verfahren IEM behebt die Probleme in einem Schritt (so viele Anlagen abregeln, bis alle Überspannungen behoben sind). Das leistungsfähigere Verfahren fEM benötigt vier Schritte:

1. Behebung möglicher **Überspannungen**;
2. Behebung möglicher **Leitungsüberlastungen**;
3. Behebung möglicher **Transformatorüberlastungen**;
4. Behebung möglicher **neuer Überspannungen**: Durch Abregelungen im 2./3. Schritt stellen sich am ONT andere Spannungen und Ströme ein. In Einzelfällen wählt der rONT eine andere Stufe als nach Abschluss des 1. Schritts, sodass (erstmalig oder erneut) Überspannungen auftreten, die zu beheben sind.

Durch das Beheben von Überspannungen im 1. Schritt werden oftmals auch begleitende Überlastungen aufgelöst, sodass in diesen Fällen die Folgeschritte obsolet sind.

Für Abregelungen zur Behebung von Überspannungen wird eine Heuristik verwendet, bei der vorrangig die PV-Anlagen mit den höchsten Versorgungsspannungen abgeregelt werden. Andere für diese Arbeit entwickelte Verfahren zur Behebung von Überspannungen mit dem Ziel, die Abregelungen über viele Netzanschlüsse zu verteilen, zeigen zu geringe Ausführungsgeschwindigkeiten und werden deshalb nicht eingesetzt. Zur Behebung von Überlastungen im Verfahren fEM wird dagegen ein Algorithmus genutzt, der die Diskriminierung einzelner Anlagenbetreiber durch die Berücksichtigung vorheriger Abregelungen verringert, vgl. [1001] in Kapitel 12.

3.5 Technische Grenzwerte

Neben IEM und fEM ist ferner zwischen zwei Anwendungsarten zu unterscheiden:

1. **Ohne planmäßige Abregelungen:** Dabei ist das Netz so auszulegen, dass die Grenzwerte für Spannungen und Auslastungen für den erwarteten PV-Zubau ohne Abregelungen eingehalten werden. Die Abregelungen erfolgen nur, wenn deutlich höhere PV-Leistungen als erwartet installiert werden. Diese Anwendungsart dient zur Überbrückung von Phasen, in denen der notwendige Netzausbau herausgezögert wird, bis günstigere Umstände (z. B. sonstige Straßenarbeiten) vorliegen oder weitere PV-Anlagen den Ausbau unausweichlich machen. Der Hauptnutzen dieser Anwendungsart ist, dass die einzuplanenden technischen Reserven geringer als im Fall ohne EM ausfallen können, wodurch kostengünstigere Netzkonzepte in Frage kommen. Die Spitzenkappung ist nur für einen begrenzten Zeitraum mit abgeregelter Energie verbunden, deren Kosten in dieser Arbeit ignoriert werden.
2. **Mit planmäßigen Abregelungen:** Die planmäßige Abregelung einer erheblichen Energiemenge gestattet es, dass auch ansonsten unterdimensionierte Netzkonzepte die Grenzwerte sicher einhalten. Die abzuregelnde Energie soll den oben genannten Wert von 3 % pro Jahr nicht übersteigen. Gegenüber dem Fall ohne planmäßige Abregelungen sind die technischen Reserven geringer, was die Netzerrichtungskosten potentiell senkt. Dem stehen Kosten für die Erstattung der abgeregelten Energie gegenüber.

3.5 Technische Grenzwerte

3.5.1 Spannungsmerkmale der Niederspannung

DIN EN 50160 und IEC/TS 62749 führen Merkmale auf, deren Grenzwerte im regulären Netzbetrieb einzuhalten sind. Die Merkmale von DIN EN 50160 sind für diese Arbeit in vier Klassen eingeteilt, siehe Tabelle 3. Die IEC-Norm enthält Vorgaben zu Spannungsmerkmalen des Netzbetriebs (Oberschwingungsspannung, zwischenharmonische Spannungen) und der Versorgungszuverlässigkeit, die über die Vorgaben von DIN EN 50160 hinausgehen, aber für die Netzgrundsatzplanung unerheblich sind.

Weil Aspekte des Netzbetriebs und der Versorgungszuverlässigkeit nicht elementarer Bestandteil dieser Arbeit sind, werden im Folgenden nur **langsame Spannungsänderungen** berücksichtigt.

Tabelle 3: Klassifizierung der Spannungsmerkmale

| | Merkmale der Netzplanung | Merkmale des Netzbetriebs |
|--|--|---|
| Merkmale der Spannungsqualität | Langsame Spannungsänderungen | Schnelle Spannungsänderungen Einbrüche der Versorgungsspannung Transiente Überspannungen zwischen Außenleitern und Erde Zeitweilige netzfrequente Überspannungen zwischen Außenleitern und Erde Unsymmetrie der Versorgungsspannung Oberschwingungsspannung Zwischenharmonische Spannungen Netz-Signalübertragungsspannungen auf der Versorgungsspannung |
| Merkmale der Versorgungszuverlässigkeit | Kurze Unterbrechungen der Versorgungsspannung Lange Unterbrechungen der Versorgungsspannung | (keine) |

DIN EN 50160 fordert die allzeitige Einhaltung des Spannungsbandes 85 % bis 110 % U_n . Für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte eines Wochenintervalls sind 90 % bis 110 % U_n einzuhalten. Wie Anmerkung 1 der Norm jedoch ausführt, werden Endbenutzer-Geräte typischerweise auf die allzeitige Einhaltung des Spannungsbandes 90 % und 110 % U_n ausgelegt, weshalb dieses Spannungsband (207 V bis 253 V Leiter-Erd-Spannung) als maßgeblich herangezogen wird. Die Grenzwerte für die Versorgungsspannungen müssen an allen Übergabepunkten zu Netzkunden eingehalten werden. Die Spannungen abseits von Netzanschlüssen können auch außerhalb dieses Spannungsbandes liegen. In dieser Arbeit werden langsame Spannungsänderungen nur für normale Betriebsbedingungen betrachtet, also ohne Netzstörungen.

Für die Netzplanung wichtiger als das Spannungsband nach DIN EN 50160 ist ein schmaleres, vom Netzbetreiber selbst definiertes **angestrebtes Spannungsband** mit ausreichenden Reserven für unvorhergesehene Leistungssteigerungen. Der untere Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes ist stark durch die höchsten gleichzeitigen Lasten bestimmt, der obere Grenzwert durch die höchsten gleichzeitigen Einspeisungen. Die Differenzen zu den Grenzwerten des Spannungsbandes 90 % und 110 % U_n werden untere bzw. obere Reserve genannt.

- **Minimale angestrebte Spannung:** Neben der Notwendigkeit zur Reservehaltung aufgrund unsicherer Lastprognosen sollte der Spannungsfall in Kundeninstallationen

3.5 Technische Grenzwerte

berücksichtigt werden. Er tritt zwischen dem Übergabepunkt und dem Anschlussnehmerverbrauchspunkt (Steckdose) auf und darf – abhängig von der Anschlussleistung – einen Wert von 0,5 % bis 2 % U_n nicht überschreiten (§ 13 (4) NAV, TAB Niederspannung). Die Kundeninstallation ist vom Anlageneigentümer entsprechend auszulegen. Besonders bei großen Grundstücken mit langen Unterverteilungen und kleinen Leiterquerschnitten werden vereinzelt Spannungsfälle deutlich oberhalb des Grenzwertes beobachtet. In Kombination mit niedrigen (aber nach DIN EN 50160 zulässigen!) Versorgungsspannungen und spannungsempfindlichen Lasten am Leitungsende kann es zu Unterspannungen und Gerätefehlverhalten kommen. In solchen Fällen haben Netzbetreiber die Erfahrung gemacht, dass ein Beharren auf der Normkonformität der Versorgungsspannung ins Leere führen kann, weil die Gemeinden die ansässigen Betriebe schützen möchten und als Konzessionsgeber gegenüber den Netzbetreibern in einer starken Position sind. Untere Reserven sollen auch der Vermeidung solcher Probleme dienen.

- **Maximale angestrebte Spannung:** Die Wirkleistungseinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen verursacht eine Anhebung der Versorgungsspannungen im Netz. Bei ausgeschöpften Netzreserven kann die Versorgungsspannung bei einzelnen Erzeugungsanlagen den vorgeschriebenen Grenzwert 110 % U_n für die Dauer weniger Sekunden übersteigen. In diesem Fall stellen die betroffenen Erzeugungsanlagen die Einspeisung ein, und die Versorgungsspannung fällt wieder in den zulässigen Bereich. Solche Ereignisse sind durch eine geeignete Netzauslegung zu vermeiden, weil sie zu einem wirtschaftlichen Schaden für die Anlagenbetreiber führen (der jedoch überwiegend vom Netzbetreiber kompensiert wird, vgl. Abschnitt 3.6.2) und dem Ansehen des Netzbetreibers schaden können. Gleichzeitig sind sie deutlich unkritischer als Unterspannungen, weil sich die Versorgungsspannung im zulässigen Bereich einregelt und nahezu alle Lasten (zu deren Versorgung das Elektrizitätssystem betrieben wird) ungestört weiterarbeiten. Deshalb kann die obere Reserve prinzipiell geringer ausfallen als die untere Reserve.

Mit der Anwendungsregel VDE AR-N 4105 [38] gibt es seit dem Jahr 2008 eine Rechenvorschrift, um standardisiert mit einfachen Netzberechnungen zu beurteilen, ob projektierte Erzeugungsanlagen an ein bestehendes NS-Netz angeschlossen werden können und gleichzeitig eine ausreichende Reserve zur Vermeidung von Überspannungen vorliegt. Die Regel besagt, dass dies gegeben ist, wenn die Spannungsanhebung durch alle Erzeugungsanlagen an jedem Netzanschluss höchstens

3 % der Netznennspannung gegenüber dem Fall ohne Erzeugungsanlagen beträgt. Die äquivalente Regelung für MS-Netze ist vor Gericht als ordnungsgemäßes Verfahren anerkannt [39], weshalb von einer ähnlichen Gültigkeit für die Anwendungsregel VDE AR-N 4105 auszugehen ist.

Die Anwendungsregel wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt, weil mit ihr nicht das volle Potential zur Spannungsverbesserung von rONTs ausgeschöpft werden kann. Grund hierfür ist die durch rONTs verursachte Entkopplung von Nieder- und Mittelspannung, die die Magnituden im MS-Netz für das NS-Netz weitgehend egalisiert. Dadurch steht der verbleibende zulässige Spannungshub vollständig den Erzeugungsanlagen im NS-Netz zur Verfügung und muss nicht mit den in der Anwendungsregel unterstellten MS-Erzeugungsanlagen geteilt werden [40]. Außerdem fehlt eine fundierte Begründung, warum Überspannungen bei einem Spannungsanstieg um 3 % ausgeschlossen sein sollen [35].

3.5.2 rONT-Spannungsbandkriterium

Die Einführung in die Problematik erfolgt über ein Beispiel:

- Ein rONT regelt auf einen bestimmten Sollwert an den Unterspannungsklemmen und wählt die Stufe so, dass die absolute Differenz zwischen Soll- und Istwert minimiert wird. Daraus folgt ein Regelband um den Sollwert.
- In einer Betriebssituation mit hoher dezentraler Erzeugung ist die ONT-Klemmenspannung am unteren Rand des Regelbandes. Gleichzeitig ist die höchste Versorgungsspannung knapp unter dem oberen Grenzwert und damit noch zulässig.
- Wäre die Einspeisung nur marginal geringer, würde der rONT die nächstkleinere Stufe wählen. Dadurch wäre die Versorgungsspannung um eine Stufenweite⁴ höher und damit außerhalb des zulässigen Spannungsbandes.

Das beim rONT nutzbare Spannungsband ist also schmäler als beim kONT. Je größer die Schrittweite ist, desto stärker ist der Effekt: Im Beispiel müsste die höchste Versorgungsspannung um eine Stufenweite geringer als der obere Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes sein, um

⁴ Die höheren Spannungen würden geringere Ströme und Verluste nach sich ziehen, sodass die Spannungsanhebung etwas geringer als um eine Stufe ausfiele. Eine analoge Spannungsabsenkung fiel im Gegenzug etwas höher aus. Bei Spannungswerten um den Nennwert, wie sie für relevante Netzkonzepte auftreten, ist der Effekt so gering, dass er für die Formulierung des rONT-Spannungsbandkriteriums vernachlässigt wird.

3.5 Technische Grenzwerte

sicher im zulässigen Bereich zu bleiben. Dieser Zusammenhang gilt analog für den Fall, dass die niedrigste Versorgungsspannung unter den unteren Grenzwert zu fallen droht:

$$u_{b,max} \leq u_{limit,high} - u_{step} \quad (9)$$

$$u_{b,min} \geq u_{limit,low} + u_{step} \quad (10)$$

mit

- $u_{b,max}$: höchste Versorgungsspannung
- $u_{b,min}$: niedrigste Versorgungsspannung
- $u_{limit,high}$: oberer Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes
- $u_{limit,low}$: unterer Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes
- u_{step} : rONT-Stufenweite

Beide Fälle – ein drohendes Herunterstufen und ein drohendes Heraufstufen – können nicht gleichzeitig eintreten. Deshalb gilt:

$$u_{b,max} - u_{b,min} \leq u_{limit,high} - u_{limit,low} - u_{step} \quad (11)$$

Ein rONT-Netzkonzept ist dann zulässig, wenn zusätzlich zu den für den kONT-Einsatz gültigen Grenzwerten das **rONT-Spannungsbandkriterium** nach (11) erfüllt ist. Das nutzbare Spannungsband ist gegenüber dem kONT um eine Stufenweite vermindert.

3.5.3 Grenzwerte

Grenzwerte lassen sich nach ihrem Ursprung in zwei Gruppen unterscheiden:

- **Grenzwerte aus Gesetzen oder anerkannten Normen:** Hierunter fallen Spannungsgrenzwerte in dieser Arbeit. Ein Beispiel ist die Forderung der Norm DIN EN 50160 nach Spannungsmagnituden am Netzanschluss zwischen 90 % und 110 % U_n im ungestörten Betrieb. Ein Netzbetreiber kann außerdem verschärfte Anforderungen an sein Netz stellen, die über die obigen Restriktionen hinausgehen. Zum Beispiel wäre dies eine Beschränkung des Spannungsbandes auf Werte zwischen 95 % und 106 % U_n .
- **Grenzwerte der eingesetzten Betriebsmittel:** Dies betrifft alle Betriebsmittelauslastungen in dieser Arbeit. Ein Beispiel ist der Bemessungsstrom $I_{r,T}$ von Ortsnetztransformatoren, dessen Überschreitung zu Schäden führen kann. Solche Restriktionen legt ein

3 Grundzüge der Modellierung

Netzbetreiber selbst fest. Er kann die Grenzwerte auch weiter fassen, um (bei schnellerer Alterung) kostengünstigere Betriebsmittel verwenden zu können.

Tabelle 4 zeigt die für diese Arbeit maßgeblichen Grenzwerte. Weil es für angestrebte Spannungsbänder und angestrebte Betriebsmittelauslastungen naturgemäß keine objektiven Vorgaben gibt, basieren sie auf Empfehlungen von erfahrenen Netzplanungsingenieuren.

Tabelle 4: Berücksichtigte Grenzwerte

| Größe | Grenzwert ohne EM | Mit IEM | Mit fEM | Bezugsgröße |
|--|---|---|---------|--|
| Minimale angestrebte Spannung | $U_{\text{limit,low}}$ 95 % | | | Netzennspannung U_n |
| Maximale angestrebte Spannung ohne planmäßige Abregelungen | $U_{\text{limit,high}}$ 106 % | $U_{\text{limit,high,EM,opA}}$ 109 % | | Netzennspannung U_n |
| Maximale angestrebte Spannung mit planmäßigen Abregelungen | - | $U_{\text{limit,high,EM,mpA}}$ 112 % | | Netzennspannung U_n |
| rONT-Spannungsbandkriterium | $U_{b,\text{max}} - U_{b,\text{min}} \leq U_{\text{limit,high}} - U_{\text{limit,low}} - U_{\text{step}}$ | | | Netzennspannung U_n |
| Maximale zulässige Leitungsauslastung | I_{limit} 80 % | $I_{\text{limit,fEM}}$ 90 % | | thermischer Grenzstrom für Leitungen $I_{\text{th,L}}$ |
| Maximale zulässige Transformatorauslastung | $S_{\text{limit,ONT}}$ 90 % | $S_{\text{limit,ONT,fEM}}$ 100 % | | Transformatorbemessungsleistung $S_{r,T}$ |
| Mindestwert für den minimalen Kurzschlussstrom | I_a abhängig von Grund-VA, s. Abschnitt 2.6.4 | | | (I_a ist keine bezogene Größe) |

In der Arbeit werden dimensionslose bezogene Größen verwendet, die durch ihre Bezeichnung mit Kleinbuchstaben von ihren absoluten Größen unterschieden werden, z. B.

$$u_{\text{limit,low}} = U_{\text{limit,low}} / U_n \quad (12)$$

Die Bezugsgrößen (im Beispiel U_n) sind ebenfalls in Tabelle 4 aufgeführt.

Einige Grenzwerte unterscheiden sich danach, ob bzw. welches EM-Verfahren eingesetzt wird:

- Beide EM-Verfahren IEM und fEM können effektiv zu hohe Spannungen vermeiden, weshalb bei ihrem Einsatz höhere maximale Versorgungsspannungen zulässig sind.
- Im Fall von EM mit planmäßigen Abregelungen wird idealerweise knapp 3 % der ein-speisbaren Energie abgeregelt. Problematisch ist das Auffinden dieser Netzkonzepte, denn bei der Auswahl der Netzkonzepte für die 35040-NNF-Rechnungen (vgl. Abschnitt 3.8)

3.6 Wirtschaftliche Bewertung

müssten deren Ergebnisse bereits bekannt sein. Als Vorgriff sei an dieser Stelle erwähnt, dass mit den Berechnungsergebnissen dieser Arbeit nicht überprüft werden kann, ob der festgelegte Grenzwert von $112 \% U_n$ zum gewünschten Ergebnis führt, weil das genutzte Auswahlverfahren keine EM-Netzkonzepte ergeben hat, die Vorteile gegenüber Netzkonzepten ohne EM-Einsatz aufweisen, siehe Abschnitte 6.5 und 6.6.

- Die Leitungs- und Transformatorauslastung wird nur bei fEM überwacht. Entsprechend werden nur für diesen Fall höhere Auslastungen zugestanden.

Ein **zulässiges Netzkonzept** ist ein Netzkonzept, das die zugehörigen Grenzwerte einhält. Ansonsten ist ein Netzkonzept unzulässig.

Netzkonzepte, die sich in den 2-NNF-Rechnungen (Abschnitt 3.7) als zulässig erwiesen haben, können prinzipiell bei den 35040-NNF-Rechnungen (Abschnitt 3.8) unzulässige Werte aufweisen, wobei die Grenzwertüberschreitungen (bzw. -unterschreitungen im Fall von $u_{\text{limit,low}}$) typischerweise klein sind bzw. sein sollen. Um die Suche nach zulässigen Netzkonzepten zu vereinfachen, verfügen die Grenzwerte bei 35040-NNF-Rechnungen über zusätzliche Toleranzen, innerhalb derer die Netzkonzepte als zulässig angesehen werden:

- Minimale angestrebte Spannung: Grenzwert $- 0,5 \% U_n$
- Maximale angestrebte Spannung: Grenzwert $+ 0,5 \% U_n$
- Maximale zulässige Leitungsauslastung: Grenzwert $+ 5,0 \% I_{\text{th,L}}$
- Maximale zulässige Transformatorauslastung: Grenzwert $+ 5,0 \% S_{\text{r,T}}$

3.6 Wirtschaftliche Bewertung

3.6.1 Prinzip der Kostenminimierung

Die Umsätze eines Netzbetreibers hängen maßgeblich von der zu den Netzanschlüssen transportierten Energie und den Netznutzungsentgeltsätzen ab:

- Die Energie wird von Netzbetreibern hauptsächlich nur durch echte Lastabregelung ohne Lastverschiebung beeinflusst. Dies ist nur selten der Fall, weil Abregelungen meist zu Lastverschiebungen führen (Heizung, Warmwasserbereitung, Laden von E-Autos etc.). Somit ist der Einfluss eines Netzbetreibers auf die transportierte Energie insgesamt gering.

- Für Lasten, die nach § 14a EnWG vom Netzbetreiber zur Netzentlastung abgeregelt werden, gelten verminderte Netznutzungsentgeltsätze, die die Umsätze und die Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahme für den Netzbetreiber reduzieren.
- Für die Einspeisung von Erzeugungsanlagen haben Anlagenbetreiber keine Netznutzungsentgelte zu zahlen, sodass Abregelungen keinen Einfluss auf die Umsätze der Netzbetreiber haben (gleichwohl reduzieren die zugehörigen Kompensationszahlungen die Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber, vgl. Abschnitt 3.6.2).
- Es wird die Annahme getroffen, dass PV-Anlagen über eigene Stromzähler in das Netz einspeisen. Aus netztechnischer Sicht ist das identisch zur Eigenverbrauchsnutzung, also dass die PV-Anlagen mit den Haushaltslasten an einen gemeinsamen Stromzähler angeschlossen sind. Für die Netzbetreibererlöse hat die Annahme dagegen grundsätzlich große Auswirkungen, denn der Eigenverbrauch sorgt für einen geringeren Netzbezug und damit für geringere Erlöse aus Netzentgelten. Ihre Höhe ist nur von der Entscheidung der Anlagenbetreiber für die Anschlussart abhängig und nicht durch den Netzbetreiber beeinflussbar, sodass die Anschlussart keinen Effekt auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung haben darf.

In dieser Arbeit werden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung nicht alle Umsätze betrachtet, sondern nur die Umsatzminderungen durch entgangene Netznutzungsentgelte aufgrund verminderter Entgeltsätze nach § 14a EnWG. Diese Umsatzminderungen können als Opportunitätskosten verstanden werden. Durch das weitgehende Ausklammern der Umsätze liegt der Fokus auf den Kosten. Das ist für die Netzgrundsatzplanung anschaulicher, weil die Kosten überwiegend aus den Kosten für die Netzerrichtung bestehen. Außerdem würde das Einbeziehen der Erlöse in die Bewertung von Netzkonzepten eine Rentabilitätsrechnung für Netzbetreiber suggerieren, die diese Arbeit nicht leisten kann. Deshalb wird die in der Zielstellung geforderte Wirtschaftlichkeitsmaximierung über eine **Kostenminimierung mit Berücksichtigung entgangener Netznutzungsentgelte aufgrund verminderter Entgeltsätze nach § 14a EnWG** realisiert. Der Einfachheit halber sind entgangene Netznutzungsentgelte unter „Kosten“ subsummiert.

Der in § 1 EnWG formulierte Auftrag einer kostengünstigen Energieversorgung gebietet eine Minimierung der Gesamtkosten von Netzerrichtung und -betrieb. Der Netzbetrieb kann nur teilweise (vor allem durch Netzkonzepte mit geringen Netzverlusten und Abregelungen) in der Netzgrundsatzplanung finanziell abgebildet werden, denn der wesentliche Kostentreiber sind die Personal-

3.6 Wirtschaftliche Bewertung

kosten. Sie sind durch viele Netzbetreiber-individuelle Merkmale geprägt und werden deshalb in dieser Arbeit nicht betrachtet. Bei der Gestaltung von Planungsgrundsätzen kann bei der Wahl der Netzkonzepte darauf geachtet werden, dass sie einem effizienten und wartungsarmen Betrieb mit geringem Personalaufwand dienlich sind, z. B. durch übersichtliche Strukturen und den Verzicht auf störungsanfällige Betriebsmittel.

In der Praxis verfolgen die Netzbetreiber eine betriebswirtschaftliche Optimierung auf der Grundlage des aktuellen Regulierungsrahmens. Die Anreizregulierung ist ein politisches Instrument der Marktregulierung, das von der Bundesnetzagentur auf Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber angewandt wird. Sie soll den Netzbetreibern finanzielle Anreize zur kostengünstigen Errichtung und Betrieb ihrer Netze setzen [41]. Ihre gegenwärtige Ausgestaltung fördert mittelbar den kapitalintensiven konventionellen Netz(aus)bau: Die gesetzlich garantierte Verzinsung steigt mit dem von den Netzbetreibern eingesetzten Kapital, und die Netzbetreiber erhalten die für den Netzbau anfallenden Kapitalkosten im Regelfall im vollen Umfang durch die Netznutzungsentgelte zurück. Die Betriebskosten (insbesondere für Verlustenergie und Personal) sind dagegen in Gänze vom Netzbetreiber selbst zu tragen. In der Folge sind Lösungen mit hohen Kapitalkosten und geringen Betriebskosten bessergestellt, und Netzbetreiber minimieren nicht primär die Gesamtkosten, sondern die Betriebskosten [20, 42].

Die Ausrichtung von Planungsgrundsätzen sollte sich jedoch nicht an der gegenwärtigen Ausgestaltung der Regulierung, sondern an grundlegenden betriebswirtschaftlichen Kriterien orientieren. Deshalb wird in dieser Arbeit eine **Minimierung der Gesamtkosten** angestrebt.

Für die Kosten der Installation und des Betriebs der Sekundärtechnik für das Einspeise- und Lastmanagement in den Hausinstallationen wird vereinfachend angenommen, dass sie von den Netzkunden zu tragen sind. Für das Einspeisemanagement und für das Lastmanagement von steuerbaren Heizungen ist dies bereits heute der Fall. Die Kosten für IT-Backendsysteme der Netzbetreiber zum Einspeise- und Lastmanagement lassen sich nicht zuverlässig abschätzen, weshalb sie in dieser Arbeit unberücksichtigt bleiben. So fallen den Netzbetreibern in dieser Arbeit für das Einspeisemanagement nur die Kosten der abgeregelten Energie an, für das Lastmanagement nur die entgangenen Netzentgelte nach § 14a EnWG.

3.6.2 Kostenstruktur

Die verwendete Kostenstruktur besteht aus fünf Komponenten:

- Die **Installationskosten** umfassen Personal- und Materialkosten für die Netzerrichtung. Betriebsmittel haben eine technisch nutzbare Lebensdauer; wenn diese verstrichen ist, fallen Kosten für (in dieser Arbeit identische) Ersatzinvestitionen an. Als technisch nutzbare Lebensdauern werden die kalkulatorischen Abschreibungsdauern aus § 6 (2) und Anlage 1 StromNEV herangezogen, die für die Netzbetreiber in Deutschland bindend sind.
- Die jährlich wiederkehrenden **Betriebskosten** beinhalten Personal- und Materialkosten für die Wartung sowie die Kosten für die Internetanbindung und die IT-Backendsysteme von Abregelungseinrichtungen. Für viele Betriebsmittel gibt es nur auf die Installationskosten bezogene allgemeine Betriebskostenzuschläge, z. B. jährliche Betriebskosten in Höhe von 2 % der Installationskosten.
- Die Netzverluste verursachen **Verlustkosten** für die am Markt zu beziehende Wirkenergie. Durch den Bezug von Blindleistung aus höheren Netzebenen entstehen Kosten für deren Erzeugung und für die höheren Wirkverluste durch höhere Ströme, weshalb MS-Netzbetreiber ihren MS-Netzkunden einen überhöhten Blindleistungsbedarf in Rechnung stellen. In ähnlicher Form wird in dieser Arbeit der Blindenergiebezug aus dem überlagerten MS-Netz bepreist und den Verlustkosten des NS-Netzes hinzugeschlagen, um die wahren Kosten von Netzkonzepten mit hohem Blindleistungsbedarf besser abzubilden.
- Ein Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber Abregelungen finanziell zu entschädigen, sodass für den Netzbetreiber **Abregelungskosten** entstehen. Die Entschädigungszahlungen betragen 95 % der entgangenen Einspeiseerlöse für bis zu 1 % der möglichen Jahresenergie und 100 % der entgangenen Einspeiseerlöse für die darüber hinaus abgeregelte Energie (§ 15 (1) EEG). Für eine einfachere Implementierung bei fast gleichem Ergebnis wird hier stets mit einer Kompensation von 100 % der entgangenen Erlöse gerechnet.
- Bei Einsatz von Lastmanagement für das Laden von E-Autos entstehen Opportunitätskosten in Form **entgangener Netznutzungsentgelte** nach § 14a EnWG, vgl. Abschnitt 3.6.1.

3.6 Wirtschaftliche Bewertung

Folgende mögliche Kostenbestandteile sind in dieser Arbeit nicht als Teil der Kostenstruktur abgebildet:

- Die **Kapitalkosten der Netzanlagen** sind nach StromNEV als eigenständige Kostenkomponente definiert [16], werden in dieser Arbeit aber durch die Investitionskostenrechnung nach Barwertmethode als Teil der Investitionskosten erfasst.
- Die **Kostenanteile des Netzbetriebs**, der nicht die Wartung umfasst, werden ignoriert. Das umfasst auch Instandsetzungsmaßnahmen und den Betrieb von Netzersatzanlagen (Generatoren) als Folge von Störungen.
- **Administrationskosten** werden ignoriert, weil sie unabhängig vom Netzkonzept sind.
- Die Anreizregulierung in Deutschland beinhaltet als Teil der Qualitätsregulierung das **Q-Element**: Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden ermitteln nach § 20 ARegV Netzbetreiber-individuelle Referenzwerte der angemessenen Nichtverfügbarkeit. Wenn die tatsächliche durchschnittliche Nichtverfügbarkeit deutlich geringer ausfällt, erhält der Netzbetreiber einen Bonus; bei einer deutlich höheren Nichtverfügbarkeit muss der Netzbetreiber eine Malus-Zahlung leisten. Weil der Einfluss von NS-Netzen auf die Nichtverfügbarkeit sehr gering ist (vgl. Abschnitt 2.2), wird das Q-Element ignoriert.
- Die Kosten für Installation und Betrieb der **Lastmanagement-Abschaltvorrichtungen** für elektrische Heizungen werden als von den Netzkunden zu tragende bzw. nicht vom Netzbetreiber vermeidbare Kosten angesehen und entsprechend ignoriert.
- **Steuern** werden nicht berücksichtigt, weil sie die Berechnung verkomplizieren und keinen Informationsgewinn versprechen.

Betriebsmitteltypen mit höheren Bemessungsleistungen weisen typischerweise höhere Kosten auf. Bei Kabelgräben unterscheiden sich die Kosten für Neubaugebiete von jenen für Bestandsgebiete, bei denen die Straßenoberfläche entfernt und später wieder hergestellt werden muss. Unterschiedliche Kosten für Neubau- und Bestandsgebiete gibt es auch für Netzanschlüsse. Für Netzanschlüsse unterscheiden sich die Kosten zudem danach, ob die verwendete Netzleitung auf der Straßenseite des Grundstücks liegt oder mit der Netzanschlussleitung die Straße zu queren ist. Ein Teil der Kosten können vom Netzbetreiber an die Anschlussnehmer weitergereicht werden, sodass in dieser Arbeit nur der vom Netzbetreiber zu tragende Teil betrachtet wird.

Tabelle 5 enthält die in dieser Arbeit untersuchten Kostenbestandteile einschließlich der verwendeten Betriebskostenzuschläge.

Tabelle 5: Übersicht der berücksichtigten Kostenbestandteile

| | Bestandteile der Installationskosten | Betriebskostenzuschlag | Weitere Betriebskosten |
|----------------------------|---|------------------------|-------------------------|
| Ortsnetzstation | NS-Verteilung inkl. Anschluss der Abgänge, <u>ohne</u> Grundstück und ONT | 1,0 % p. a. | - |
| ONT | Transformator (abhängig von $S_{r,T}$), ggf. F-rONT- oder L-rONT-Aufpreis | 1,0 % p. a. | Wirk- und Blindverluste |
| Kabelgraben | Herstellung Graben, Oberflächenwiederherstellung (beides je Trassenlänge und abhängig von Neubau-/Bestandsgebiet) | - | - |
| Kabel | Material, Verlegung (beides je Kabellänge und abhängig vom Querschnitt) | 0,5 % p. a. | Wirk- und Blindverluste |
| Netzanschluss | Material, Verlegung (abhängig von Querschnitt der Netzleitung, Straßenseite, Neubau-/Bestandsgebiet) | - | Wirk- und Blindverluste |
| Einspeisemanagement | - (von Netzkunden zu tragen) | - | Abgeregelte Energie |
| Lastmanagement | - (von Netzkunden zu tragen) | - | Entgangene Netzentgelte |

Werte der technisch nutzbaren Lebensdauer und die detaillierten Kostensätze der einzelnen Betriebsmitteltypen (einschließlich Kabelgräben) sind in Kapitel 16 aufgeführt.

3.6.3 Ableitung der Netzanschlusskosten

Die Investitionskostenrechnung ist ein Instrument, um unter Berücksichtigung des Kapitalmarktzinses zwischen Investitionsalternativen die wirtschaftlich vorteilhafteste zu bestimmen. Die wichtigsten Verfahren sind die Barwert- und die Annuitätenmethode, beide liefern gleichwertige Aussagen über die Vorteilhaftigkeit der einzelnen Investitionen. Während die Barwertmethode einen einmaligen Kapitalwert zum Investitionszeitpunkt $t = 0$ zurückgibt, ist das Ergebnis der Annuitätenmethode eine periodisch wiederkehrende Annuität für die Jahre $t = 1, \dots, n$.

In dieser Arbeit wird die **Barwertmethode** genutzt, weil die Kosten für Errichtung und Betrieb eines Stromnetzes stark durch die einmaligen Errichtungskosten in $t = 0$ geprägt sind, was im Charakter dem Ergebnis der Barwertmethode nahe kommt.

3.6 Wirtschaftliche Bewertung

Für einen festzulegenden Betrachtungszeitraum von n Jahren sind die jährlichen Zahlungsreihen CF_j (Cash Flow, Differenz der Ein- und Auszahlungen in Jahr j) für Netzerrichtung und -betrieb zu bestimmen und mit dem Kapitalmarktzinsfuß i auf das Niveau des Jahres $t = 0$ zu diskontieren. Der Barwert NPV (engl. Net Present Value) ist die Summe der diskontierten Zahlungsreihen:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_j}{(1+i)^t} \quad (13)$$

Weil die Netznutzungsentgelte (bis auf deren Minderung aufgrund § 14a EnWG) vernachlässigt werden, bestehen die Zahlungsreihen nur aus den im jeweiligen Jahr anfallenden Kosten. Die Netzerrichtungskosten fallen definitionsgemäß in $t = 0$ an, die Betriebskosten ab $t = 1$.

Betriebsmittel haben eine begrenzte technisch nutzbare Lebensdauer. Ist diese für ein Betriebsmittel kürzer als der Betrachtungszeitraum, ist das alte Betriebsmittel am Ende seiner Lebensdauer durch ein identisches neues Betriebsmittel zu gleichen Kosten zu ersetzen. Für die Betriebsmittel (auch Ersatzinvestitionen), die zum Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben, werden ihre Restwerte bestimmt (lineare kalkulatorische Abschreibung des Betriebsmittels über die technische Lebensdauer) und als negative Investitionen in der Zahlungsreihe angesetzt (entspricht einem „Verkauf“).

Nach § 7 (6) StromNEV legt die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalzinssätze für Netzbetreiber fest. Für die dritte Regulierungsperiode (2019 bis 2023) betragen sie 6,91 % für Neuanlagen vor Steuern [43]. Unter Annahme einer anhaltenden Niedrigzinsphase wird der Wert zu **6 % p. a.** abgerundet und als Realzinsfuß für die Investitionskostenrechnung genutzt.

Für den **Betrachtungszeitraum** wird die Dauer von **20 Jahren** festgelegt. Diese Dauer stimmt mit der gewählten Lebensdauer von Sekundärtechnik überein. Sekundärtechnik unterliegt einem starken technischen Fortschritt. Mit der Dauer von 20 Jahren kann in dieser Kalkulation auf die wenig realistische identische Ersatzinvestition von Sekundärtechnik verzichtet werden.

Im Betrachtungszeitraum verändern sich Lasten und Einspeisungen und damit die Abregelungs- und Verlustkosten. Zeitreihenrechnungen für alle Jahre können mit der verwendeten Modellierung wegen zu langer Rechendauern nicht umgesetzt werden, sondern nur für die Stützjahre 2014 und 2040. Für diese Jahre werden die Abregelungs- und Verlustkosten berechnet und für die dazwischenliegenden Jahre linear interpoliert. Sollen Netzkonzepte ohne Zeitreihenrechnungen beurteilt werden, sind der Umfang der Abregelungen und Verluste unbekannt. In diesen Fällen werden die

zugehörigen Kosten vernachlässigt. Kosten ohne Abregelungs- und Verlustkosten sind in dieser Arbeit als **Grundkosten** bezeichnet, Kosten einschließlich der Abregelungs- und Verlustkosten als **Gesamtkosten** (umfassen jedoch außer für Wartungen keine Personalkosten).

In dieser Arbeit werden – bedingt durch verschiedene Grund-VAs und VA-Größen (Abschnitt 4.3 bzw. 5.3) – Netzkonzepte mit unterschiedlichen Netzanschlusszahlen untersucht. Um sie finanziell vergleichbar zu machen, werden die ermittelten Barwerte (diskontierte Grund- oder Gesamtkosten) durch die jeweilige Anzahl der Netzanschlüsse dividiert. Diese **Netzanschlusskosten** sind das zentrale Maß zur finanziellen Beurteilung von Netzkonzepten in dieser Arbeit.

3.7 Berechnungsmethode 2-NNF

3.7.1 Zweck

2-NNF-Rechnungen dienen der schnellen Beurteilung der Zulässigkeit von Netzkonzepten mit wenigen Leistungsflussrechnungen. Dabei sind falsch positive Ergebnisse möglich (unzulässiges Netzkonzept als zulässig beurteilt), was mit den anschließenden 35040-NNF-Rechnungen korrigiert werden soll. Dennoch wird angenommen, dass die bei den 2-NNF-Rechnungen ermittelten Ergebnisse den tatsächlichen extremen Betriebszuständen zumindest nahe kommen.

3.7.2 Ablauf

Die hohen Zahlen an Versorgungsaufgaben und Netzkonzepten führen in ihrer Kombination zu vielen Testnetzen, für die 2-NNF-Rechnungen durchgeführt werden. Dabei werden auch Netzkonzepte geprüft, deren Unzulässigkeit ohne 2-NNF-Rechnung ermittelt werden könnte, weil ein eindeutig leistungsfähigeres Netzkonzept für diese Versorgungsaufgabe zuvor als unzulässig identifiziert worden ist. Eine solche selektive Suche kommt in dieser Arbeit nicht zum Einsatz, weil die Umsetzung als zu aufwändig und fehleranfällig eingeschätzt wird. Außerdem können durch den verwendeten Brute-Force-Ansatz die Berechnung und die Auswertung getrennt werden.

Vor jeder Berechnung werden die zu untersuchenden **Testnetze** generiert:

- Das Netzmodell der Grundversorgungsaufgabe (Abschnitt 4.3) wird geladen und
- an das zu untersuchende Netzkonzept angepasst: Änderung der Netzgröße und -topologie durch Schaltmaßnahmen, Änderung des Leiterquerschnitts, der ONT-Dimensionierung und der ONT-Parametrierung (Regelungstyp, Regelkennlinie).

3.7 Berechnungsmethode 2-NNF

- Die Parametrierung der Lasten und Einspeisungen mit den Leistungen der zugehörigen Leistungszeitreihen erfolgt bei jedem Wechsel des Netznutzungsfalls.

Die 2-NNF-Rechnung für ein Testnetz besteht aus zwölf Teilberechnungen, resultierend aus allen möglichen Kombinationen der folgenden Berechnungsparameter:

- Variierung des **Basisjahres**: Jahr 2014 vs. Jahr 2040;
- Variierung der **MS-Magnitude**: oberer Wert vs. unterer Wert des MS-Spannungsbandes;
- Variierung des **Netznutzungsfalls**: Starklastfall mit LGF_{gesamt} vs. Starklastfall mit $LGF_{U/I}$ vs. Schwachlastfall.

Die **Basisjahre** verfügen über verschiedene Last- und Einspeisezeitreihen, vgl. Abschnitte 4.4 und 4.5. Das zugrunde gelegte Szenario sieht Rückgänge bei den klassischen Haushaltslasten durch Effizienzverbesserungen vor. Durch die Berechnungen für das Jahr 2014 ist sichergestellt, dass nach neuen Planungsgrundsätzen errichtete Netze durch heutige Lasten nicht überlastet werden.

Der Einfluss der MS-Magnitude auf die Spannungen im NS-Netz ist vor allem bei einem kONT-Einsatz erheblich. Mit der Variierung der **Spannungsmagnitude am MS-Verknüpfungspunkt** mit den Extremwerten wird die gesamte Breite der möglichen Magnituden abgedeckt.

- Bei Netzen ohne aktive Betriebsmittel⁵ (siehe unten) treten die kritischen Betriebssituationen (maximale und minimale Versorgungsspannungen, maximale Auslastungen) für die minimalen und maximalen MS-Magnituden am MS-Verknüpfungspunkt auf. Es ist daher ausreichend, nur diese beiden Werte für MS-Magnituden zu untersuchen.
- Beim Einsatz aktiver Betriebsmittel, die in Abhängigkeit der lokalen Spannungen agieren (rONTs und andere Spannungslängsregler, Blindleistungsmanagement mit Q(U)-Regelung, Last-/Einspeisemanagement) ist es möglich, dass die kritischen Betriebssituationen nicht für die oberen und unteren Werte des MS-Spannungsbandes erreicht werden, sondern für dazwischenliegende Werte. Durch Anwendung des rONT-Spannungsbandkriteriums (vgl. Abschnitt 3.5.2) soll sichergestellt werden, dass nur solche rONT-Netzkonzepte als

⁵ Die PQ-Charakteristik der Lasten und Einspeisungen sorgt dafür, dass unterschiedliche Spannungen zu unterschiedlichen Strömen und damit unterschiedlichen Betriebsmittelauslastungen führen. Dieser Effekt kann auch an den Berechnungsergebnissen beobachtet werden. Die Auswirkungen dieser Nichtlinearität sind jedoch für Spannungen nahe der Netznennspannung, wie sie bei leistungsfähigen und damit für diese Untersuchung relevanten Netzkonzepten auftreten, so gering, dass sie im Rahmen dieser Untersuchung ignoriert werden.

zulässig bewertet werden, bei denen auch im skizzierten Fall (kritische Betriebssituation bei Zwischenwerten) die Vorgaben sicher eingehalten werden. Andere relevante aktive Betriebsmittel werden in dieser Arbeit nicht betrachtet oder so parametrisiert, dass sie keine Auswirkungen auf diese Problematik haben.⁶

Die zwei besonderen **Netznutzungsfälle** Starklastfall und Schwachlastfall sind das maßgebliche Merkmal der 2-NNF-Rechnungen. Hierbei wird vereinfachend angenommen, dass die extremen Netzbetriebszustände bei den extremen Wirkleistungsflüssen auftreten:

- **Starklastfall** bezeichnet jenen der 35.040 Netznutzungsfälle des betrachteten Jahres mit der geringsten Residualleistung ohne Verluste und Abregelungen. Diese Residualleistung wird als **P-** bezeichnet. In allen betrachteten Fällen übersteigt die Last für mindestens ein Zeitintervall die dezentrale Einspeisung.
- **Schwachlastfall** bezeichnet analog jenen der 35.040 Netznutzungsfälle des betrachteten Jahres mit der höchsten Residualleistung ohne Verluste und Abregelungen (**P+**). Wenn die Residualleistung positiv ist, handelt es sich um den Netznutzungsfall der *höchsten Rückspeisung*. Ist die Residualleistung dagegen negativ, weil die dezentrale Einspeisung z. B. in der Innenstadt niemals die Last überwiegt, wäre der Begriff Rückspeisung irreführend, weswegen die Bezeichnung „Schwachlastfall“ nach dem Lastfall gewählt ist.
- Die Berechnungen mit dem Lastgleichzeitigkeitsfaktor LGF_{gesamt} dienen der Suche nach den kritischen Strängen für die nachfolgenden Berechnungen mit $LGF_{U/I}$, bei denen die minimalen Versorgungsspannungen und maximalen Leitungsauslastungen erzielt werden sollen, vgl. Abschnitt 3.2.

3.7.3 ONT-Dimensionierung

Die ONT-Bemessungsleistung wird für die Jahre 2014 und 2040 identisch gehalten. Vor dem Start der Teilrechnungen wird der ONT so dimensioniert, dass er für alle Fälle die geforderte maximale Auslastung nicht überschreitet. Dazu werden die von den Lasten und Einspeisungen verursachten Scheinleistungen des Starklastfalls mit LGF_{gesamt} und des Schwachlastfalls herangezogen und die erwarteten Netzverluste mit einem Aufschlag von fünf Prozent berücksichtigt.

⁶ Zu den aktiven Wirkleistungsabregelungen gehören auch PV-Wechselrichter, die bei (drohenden) Überspannungen selbsttätig die Wirkleistungseinspeisung reduzieren. In dieser Arbeit werden die Wechselrichter so parametrisiert, dass sie erst bei 120 % U_n abregeln, womit der genannte Effekt für relevante Netzkonzepte nicht auftritt.

3.7.4 ONT-Parameteranpassung

Das Übersetzungsverhältnis kann durch die Wahl der Anzapfung verändert werden. Dies gilt für kONT (im spannungsfreien Zustand) und rONT (auch unter Last). Beim rONT kann überdies die Kennlinie verändert werden, nach der er automatisch die Stufe wählt. Netzbetreiber können statt einheitlichen Parametrierungen auch an das jeweilige Netz angepasste Parametrierungen einsetzen, um kostengünstigere Netztopologien und Leitungen einzusetzen, vgl. Abschnitt 5.5.4.

Es wird angenommen, dass ein Netzbetreiber die Parametrierung über die Jahre verändern kann, aber innerhalb eines Jahres unverändert lässt.⁷ Dazu werden bei jeder 2-NNF-Rechnung für die einzelnen Jahre Parameteranpassungen vorgenommen, bevor die Teilrechnungen durchgeführt werden. Die Parametrierung erfolgt mit den Netznutzungsfällen Starklastfall mit $LGF_{U/I}$ und Schwachlastfall.

3.7.5 Leistungsflussrechnungen und Ergebnisgrößen

Für eine 2-NNF-Rechnung sind grundsätzlich zwölf Leistungsflussrechnungen notwendig.⁸ ONT-Parameteranpassungen erzeugen weitere Rechnungen (insb. für die Anpassung der L-rONT-Kennlinie), sodass sich die Berechnungsdauer vervielfachen kann. Bei jeder Rechnung mit rONT stellt dieser die Stufe anhand der (voreingestellten oder angepassten) Kennlinie selbstständig ein.

Einzelne Netzkonzepte sind so sehr unterdimensioniert, dass die Leistungsflussrechnungen scheitern und unplausible Werte produzieren.⁹ In diesen Fällen werden die restlichen Rechnungen für das Testnetz übersprungen, das Ereignis protokolliert und mit dem nächsten Testnetz fortgefahren.

Für alle Teilrechnungen werden folgende Resultate ermittelt:

- | | |
|--|----------------------|
| • Minimale Versorgungsspannung | $U_{b,min}$ |
| • Maximale Versorgungsspannung | $U_{b,max}$ |
| • Maximale Auslastung der Netzleitungen | $\dot{I}_{b,max,NL}$ |
| • Maximale Auslastung der Netzanschlussleitungen | $\dot{I}_{b,max,HL}$ |
| • Maximale Transformatorauslastung | $S_{b,max,ONT}$ |

⁷ Für eine Veränderung der Anzapfung muss der kONT und damit das versorgte NS-Netz spannungslos geschaltet werden. Bei den typischerweise langsamen Änderungen der Versorgungsaufgabe sollte es in der Praxis ausreichend sein, diese Operation im Abstand von mehreren Jahren durchzuführen, sodass die genannte Annahme unkritisch ist.

⁸ Ausnahmen bilden Netze mit nur einem Strang, für diese entfallen die Berechnung mit strangspezifischem $LGF_{U/I}$.

⁹ Für einen stabilen Betrieb ist die Netzberechnungssoftware so eingestellt, dass sie im Falle einer Nichtkonvergenz keine Fehlermeldung, sondern ein unplausibles Ergebnis (Spannungen nahe 0 % U_n etc.) zurückgibt.

Die Bestimmung von $i_{b,max,HL}$ erfolgt über das in Abschnitt 3.2 beschriebene Schätzverfahren.

Für jede Teilrechnung werden die aufgeführten fünf Werte, Informationen zur ONT-Dimensionierung und -Parametrierung sowie die Netzanschlusskosten (Grundkosten für Neubau- und Bestandsgebiete) gespeichert. Nach Abschluss einer 2-NNF-Rechnung werden aus den Ergebnissen der Teilrechnungen die extremen Werte ermittelt (Minimum bei $u_{b,min}$, sonst Maximum). Bei Erfüllung aller Grenzwerte nach Abschnitt 3.5.3 wird das Netzkonzept für diese Versorgungsaufgabe als zulässig beurteilt, ansonsten als unzulässig.

3.8 Berechnungsmethode 35040-NNF

3.8.1 Zweck

Die 35040-NNF-Rechnungen erfüllen zwei Zwecke:

1. Verifikation der Zulässigkeit der mit 2-NNF-Rechnungen ausgewählten Netzkonzepte und
2. Bestimmung der Abregelungen, der Verluste und der Gesamtkosten der Netzkonzepte.

Weil für eine 35040-NNF-Rechnung mehr als 20.000 mal so viele Leistungsflussrechnungen wie für eine 2-NNF-Rechnung notwendig sind, erfolgt sie nur für ausgewählte Netzkonzepte.

Eine Zeitreihenrechnung prüft nur eine begrenzte Zahl an quasistationären Netzzuständen. In dieser Arbeit repräsentiert ein Netznutzungsfall die durchschnittlichen Leistungen eines Zeitraums von 15 Minuten, die 35.040 Netznutzungsfälle also die 8.760 Stunden eines Standardjahres.

3.8.2 Ablauf

Eine 35040-NNF-Rechnung besteht aus acht Durchläufen. In jedem Durchlauf werden Leistungsflussrechnungen chronologisch für die 35.040 Netznutzungsfälle eines Jahres ausgeführt und die resultierenden Spannungen und Auslastungen gespeichert.

Die acht Durchläufe beinhalten alle möglichen Kombinationen folgender Parameter:

- Variierung des **Basisjahres**: Jahr 2014 vs. Jahr 2040;
- Variierung der **MS-Magnitude**: oberer Wert vs. unterer Wert des MS-Spannungsbandes;
- Variierung des **Lastgleichzeitigkeitsfaktors**: ohne LGF vs. mit $LGF_{U/I}$.

3.8 Berechnungsmethode 35040-NNF

Die Variierung des Basisjahres dient wie bei der 2-NNF-Rechnung zur Prüfung, ob das Netzkonzept für beide Jahre geeignet ist.

Mit die Variierung der MS-Magnitude wird wie bei der 2-NNF-Rechnung das gesamte MS-Spannungsband der möglichen Eingangsspannungen abgebildet.

Die Netzverluste und Abregelungen werden mit Berechnungen ohne Lastgleichzeitigkeitsfaktoren ermittelt. Anders als bei 2-NNF-Rechnungen kommen die einheitlichen Lastgleichzeitigkeitsfaktoren LGF_{gesamt} nicht zum Einsatz, weil die kritischen Stränge bereits in den vorangegangenen 2-NNF-Rechnungen identifiziert worden sind und so die Zahl an aufwendigen Zeitreihenrechnungen reduziert werden kann. Die Rechnungen mit LGF_{UI} dienen wie bei den 2-NNF-Rechnungen der Prüfung, ob Grenzwerte für Spannungen und Auslastungen stets eingehalten werden.

Das Netzkonzept wird zu Beginn einer 35040-NNF-Rechnung eingestellt und für alle Leistungsflussrechnungen unverändert gelassen (inkl. ONT-Dimensionierung).

Für jeden Netznutzungsfall erfolgen drei Teilrechnungen mit unterschiedlichem EM-Einsatz:

1. Leistungsflussrechnung ohne EM. Wenn dabei keine Überspannungen und Überlastungen auftreten (was für die meisten der 35.040 NNF eines Jahres zutrifft), würden Berechnungen mit EM im 2. und 3. Schritt die gleichen Ergebnisse liefern, weil es dort nicht zu Abregelungen käme. Deshalb werden in diesem Fall die nachfolgenden Schritte übersprungen und für diese Teilrechnungen die Ergebnisse aus dem 1. Schritt übernommen.
2. Leistungsflussrechnungen unter Berücksichtigung von IEM;
3. Leistungsflussrechnungen unter Berücksichtigung von fEM.

Die Leistungsflussrechnungen für die verschiedenen Netznutzungsfälle eines Durchlaufs sind grundsätzlich voneinander unabhängig. Einzige Abhängigkeit ist die Berücksichtigung vorangegangener Abregelungen bei zu hohen Strömen, um Diskriminierungen einzelner Anlagenbetreiber zu verhindern und alle PV-Anlagen eines Netzes über das Jahr möglichst gleichmäßig an den Abregelungen zu beteiligen, vgl. Abschnitt 3.4.

3.8.3 ONT-Dimensionierung und -Parametrierung

Die Dimensionierung und die Parametrierung erfolgen wie bei den 2-NNF-Rechnungen.

3.8.4 Ergebnisgrößen

Für jeden Durchlauf und die drei EM-Teilrechnungen (ohne EM, IEM, fEM) werden folgende Werte getrennt ermittelt:

- | | |
|--|----------------------|
| • Minimale Versorgungsspannung | $u_{b,\min}$ |
| • Maximale Versorgungsspannung | $u_{b,\max}$ |
| • Maximale Auslastung der Netzleitungen | $i_{b,\max,NL}$ |
| • Maximale Auslastung der Netzanschlussleitungen | $i_{b,\max,HL}$ |
| • Maximale Transformatorauslastung | $S_{b,\max,ONT}$ |
| • Geringste rONT-Stufe | r_{\min} |
| • Höchste rONT-Stufe | r_{\max} |
| • Summe der Wirkenergieverluste | $E_{P,\text{loss}}$ |
| • Summe der Blindenergieverluste | $E_{Q,\text{loss}}$ |
| • Summe der eingespeisten Wirkenergie | $E_{PV,\text{eing}}$ |
| • Summe der abgeregelten Wirkenergie | $E_{PV,\text{abg}}$ |

Zusätzlich werden für jede PV-Anlage die eingespeiste und die abgeregelte Wirkenergie einzeln gespeichert, um untersuchen zu können, wie hoch der Anteil der abgeregelten Energie bei jeder Anlage ist und ob die 3-%-Vorschrift nach § 11 (2) EnWG eingehalten wird, vgl. Abschnitt 3.4.

Die maximalen Auslastungen der Netzanschlussleitungen werden wie bei den 2-NNF-Rechnungen über den Lastgleichzeitigkeitsfaktor LGF_{HL} abgeschätzt, vgl. Abschnitt 3.2.

Abschließend werden die Ergebnisse der acht Durchläufe zusammengefasst, indem für Spannungen, Auslastungen und rONT-Stufen die Minimalwerte ($u_{b,\min}$, r_{\min}) bzw. die Maximalwerte (sonstige Größen) ermittelt werden. Für die Verluste und Abregelungen werden die Mittelwerte der vier Durchläufe ohne LGF gebildet. Die Kosten werden wie bei der 2-NNF-Rechnung bestimmt, hier jedoch als Gesamtkosten mit Verlust- und Abregelungskosten. Für die Jahre zwischen 2014 und 2040 werden die Kosten linear interpoliert.

3.9 Kurzschlussstromberechnung

3.9.1 Zweck

Bei funktionierenden Netzen ohne Spannungslangsregelung sind die Versorgungsspannungen bei maximalen Betriebsströmen im Starklastfall ausreichend hoch. Die Kurzschlussströme sind in solchen Netzen erheblich höher als die maximalen Betriebsströme (und mitunter hoch genug zum Auslösen der Netzanschlussicherungen). Wären sie es nicht, würden die Versorgungsspannungen im Starklastfall wie bei einem Kurzschluss auf unzulässig geringe Werte fallen. Dabei wird unterstellt, dass die überlagerte Netzebene ausreichend hohe Kurzschlussleistungen bereitstellt. Das hat der Netzbetreiber der überlagerten Netzebene auch dann sicherzustellen, wenn durch den Rückgang an konventioneller Erzeugung die Kurzschlussleistung des Kraftwerkparks rückläufig ist.

Beim Einsatz von rONTs ist der Zusammenhang, dass aus ausreichenden Spannungen im Starklastfall auch auf ausreichende Kurzschlussströme geschlossen werden kann, nicht mehr gegeben. Ein Netzbetreiber könnte mit rONTs seinen Netzkunden an hochohmigen Netzverknüpfungspunkten im Normalbetrieb eine ausreichende Spannungsqualität ermöglichen. Die geringen lokalen Kurzschlussleistungen könnten jedoch geringe Kurzschlussströme zur Folge haben, bei denen die Netzanschlussicherungen nicht in angemessener Zeit sicher auslösen würden.

Mit den Kurzschlussstromberechnungen wird sichergestellt, dass in allen Fällen, d. h. auch bei rONT-Einsatz, der Kurzschlussstrom an jedem Netzanschluss zum sicheren Auslösen führt.

3.9.2 Ablauf

Die Berechnung der minimalen Kurzschlussströme an jedem Punkt im Netz erfolgt als Berechnung des einphasigen Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_{kl} mit der Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle nach DIN EN 60909-0 VDE 0102 [33], vgl. Abschnitt 2.6.4. Leitungsresistenzen werden mit einer Leiter-Endtemperatur von 80 °C berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt mit der unteren Magnitude des MS-Spannungsbandes, was die Kurzschlussleistungen durch höhere Lastströme aufgrund der PQ-Lastcharakteristik reduziert. Abschließend wird der einphasige Anfangs-Kurzschlusswechselstrom an allen Netzanschlüssen berechnet, darunter der Minimalwert I_{kl} bestimmt und mit dem entsprechenden Wert I_a aus Tabelle 1 verglichen. Ist I_{kl} höher als I_a , ist das Netzkonzept bezüglich der minimalen Kurzschlussströme zulässig, ansonsten unzulässig.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

4.1 Übersicht

Unterschiedliche räumliche Anordnungen der Netzanschlüsse werden mit insgesamt fünf Standardlastprofilen (zwei für das Jahr 2014, drei für 2040) und zwei Standardeinspeiseprofilen (je eines für 2014 und 2040) zu den Versorgungsaufgaben dieser Arbeit kombiniert.

Die bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung vorgenommene Unterscheidung in Neubaugebiete und Bestandsgebiete wirkt sich auf die technische Modellierung der Versorgungsaufgaben nicht aus.

Insbesondere städtische Versorgungsgebiete verfügen über Gewerbebetriebe auch in Wohngebieten. Während Dienstleistungen als unkritisch eingeschätzt werden, weisen vor allem Bäckereien, Imbisse und ähnliche produzierende Betriebe einen hohen elektrischen Verbrauch auf. Für Gewerbebetriebe stehen für heutige Versorgungsaufgaben normierte Standardlastprofile zur Verfügung [44], aber nicht für das Jahr 2040. Für heute wie für das Jahr 2040 ist der durchschnittliche Stromverbrauch von Gewerbebetrieben unbekannt. Zudem ist zweifelhaft, ob für bezüglich Gewerbe so heterogenen Gebilde wie städtische Wohngebiete – an großen Plätzen und Hauptstraßen ist viel mehr Fläche gewerblich genutzt als an Nebenstraßen – nützliche allgemeine Planungsgrundsätze entwickelt werden können. Ähnlich verhält es sich mit landwirtschaftlichen Betrieben in ländlichen Versorgungsaufgaben. Gewerbe- und landwirtschaftliche Betriebe bleiben deshalb bei der Entwicklung der Standardlastprofile in dieser Arbeit unberücksichtigt.

4.2 Nicht berücksichtigte Merkmale

4.2.1 Speichersysteme und Vehicle-to-Grid

Getrieben von fallenden Kosten für Lithium-Ionen-Akkumulatoren und dem Wunsch, die mit der eigenen PV-Anlage erzeugte elektrische Energie umfassender selbst zu nutzen und somit „energieautarker“ zu werden, erleben Speichersysteme für Privathäuser gegenwärtig einen kleinen Boom. Im Jahr 2016 wurden in Deutschland 22.517 Anlagen mit zusammen 153 MWh Speicherkapazität installiert [45]. Für die kommenden Jahre wird für Haushaltskunden ein jährliches Absatzpotential von rund 18.000 bis 36.000 Anlagen prognostiziert, das bis 2030 auf 30.000 bis 63.000 ansteigt [46]. Bereits mit kleinen Speichergrößen von 1 kWh je installiertem kW Systemleistung der PV-Anlage lässt sich der Eigenverbrauchsanteil¹⁰ erheblich steigern [47, 48], bei einem typischen Vierpersonenhaushalt von 15 % auf 27 % [49].

Zwar wird für viele Kunden eine Wirtschaftlichkeit in absehbarer Zukunft erwartet [50], aber die unsichere weitere Preisentwicklung [51] und Verfügbarkeit der Akkumulatoren und die Tatsache, dass der Zubau kaum von der Politik gesteuert wird, machen Prognosen zur mittel- und langfristigen Verbreitung der Speichersysteme sehr schwierig: [52] nennt eine installierte Kapazität von 30 GWh im Jahr 2040, aber keine Leistungswerte. In [1] sind Leistungen für die Jahre 2030 (4,5 GW) und 2035 (5 GW) angegeben, aber keine Kapazitäten. In beiden Quellen fehlen Informationen zur Verteilung auf die Netzebenen, sodass eine Abgrenzung zum erwarteten Einsatz bei Gewerbe, Industrie und Energieversorgungsunternehmen nicht möglich ist.

Um vergünstigte Kredite nach dem KfW-Förderprogramm 275 [53] in Anspruch nehmen zu können, muss das Gesamtsystem aus PV-Anlage und Speicher seit März 2016 so eingestellt sein, dass die maximale Leistung der Netzeinspeisung höchstens 50 % der PV-Modulnennleistung beträgt. Überschüssige Leistung muss im Haushalt verbraucht, gespeichert oder vom Wechselrichter verworfen werden. Bei vollständiger Verbreitung solcher Systeme könnte die gesamte installierbare PV-Leistung in einem NS-Netz um 33 % steigen [54]. Das bedeutet, dass bei unveränderter PV-Leistung eine deutliche Netzentlastung stattfinden würde.

¹⁰ Der Eigenverbrauchsanteil ist das Verhältnis der vom Betreiber abgenommenen Energie einer Erzeugungsanlage zur gesamt erzeugten elektrischen Energie in einem bestimmten Zeitraum (restliche Energie ins Netz oder abgeregelt).

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

Durch den Einsatz geeigneter Algorithmen der Speichermanagementsysteme für das Laden und Entladen werden NS-Netze nicht zusätzlich belastet oder sogar entlastet [55], insbesondere lassen sich bei geeigneter Auslegung die Versorgungsspannungen verbessern [56]. Jedoch fehlen noch Standardbetriebsverfahren zur Netzentlastung [57].

[58] hebt hervor, dass klassische Netzplanungsuntersuchungen mit Betrachtungen von Extremzeitpunkten, die die Grundlage dieser Arbeit sind, ungeeignet sind, um Speichersysteme als dynamische Komponenten wirtschaftlich und technisch hinreichend genau bewerten zu können.

Wegen der Unsicherheiten bezüglich der weiteren Verbreitung und Netzverträglichkeit sowie wegen der schwierigen Implementierung für die gewählte Modellierung bleiben Speichersysteme in dieser Arbeit unberücksichtigt.

Vehicle-to-Grid ist die Technologie zur Einspeisung elektrischer Energie aus dem Energiespeicher von Elektrofahrzeugen in das Stromnetz. Die Funktionsfähigkeit des Konzepts ist erwiesen [59], aber Vehicle-to-Grid wird voraussichtlich bei einigen Netzkunden Akzeptanzprobleme haben (Wunsch nach stets vollem Akkumulator, stärkere Degradation des Akkumulators [60]), weshalb der Erfolg ungewiss ist. Als Sonderfall von Speichersystemen teilt es viele der dort genannten Merkmale und wird ebenfalls nicht als Teil der Versorgungsaufgaben berücksichtigt.

4.2.2 Marktgetriebenes Lastmanagement

Das marktgetriebene Lastmanagement beschreibt die zeitliche Verschiebung von Lasten zur Anpassung an das Dargebot elektrischer Energie. Hintergrund ist die Zunahme fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die die Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch zunehmend aufwendiger macht, sodass durch LM-Einsatz die Vorteile kurzzeitig niedriger Börsenpreise genutzt werden könnten [61].

Für das Jahr 2030 wird ein bundesweites technisch nutzbares Potential in Haushalten von 6 GW (hauptsächlich Kälte- und Wärmeerzeugung sowie Laden von E-Autos) [61] und eine verschobene Energiemenge von 6 TWh [62] (rund 1 % des deutschen Jahresverbrauchs) vermutet, letztere jedoch einschließlich der Industrie und von dieser dominiert.

Gleichzeitige Preissignale für eine Vielzahl von Haushalten würden hohe gleichzeitige Lastspitzen verursachen, die zu Netzüberlastungen führen könnten. Mit geeigneter Staffelung kann LM jedoch auch netzdienlich realisiert werden [1002].

4.3 Grundversorgungsaufgaben

Bislang hat sich marktgetriebenes LM nicht durchgesetzt, weil die Belieferung von Haushalten mit Elektrizität nach Standardlastprofil kostengünstiger ist. So sind für eine 15-min-genaue Belieferung bislang teure Stromzähler mit registrierender Leistungsgangmessung notwendig, die perspektivisch durch billigere elektronische Stromzähler ersetzt werden könnten. Für energieintensive Haushalte erfolgt die zwangsweise Ausrüstung mit dieser Technik in den nächsten Jahren [63], die massenhafte Verbreitung wird als wesentliche Voraussetzung für einen Erfolg des marktgetriebenen LM angesehen [61]. Die aufwendigeren Abrechnungsprozesse könnten zukünftig durch neue kostengünstige IT-Technologien wie Blockchain ersetzt werden [64]. Eine bevölkerungsrepräsentative Umfrage hat gezeigt, dass viele Stromkunden zeitvariable Tarife grundsätzlich attraktiv finden [65], was sich bei einer größeren Verbreitung von E-Autos verstärken könnte. Ob sich zeitvariable Tarife durchsetzen werden, ist noch nicht absehbar.

Wegen der großen Unsicherheit über den Markterfolg [61] und der schlechten Modellierbarkeit für Zeitreihenrechnungen (vgl. Abschnitt 4.2.1) wird marktgetriebenes LM in dieser Arbeit nicht untersucht.

4.3 Grundversorgungsaufgaben

4.3.1 Verknüpfungspunkt zum Mittelspannungsnetz

MS-Netze für die allgemeine Elektrizitätsversorgung haben in Deutschland überwiegend eine Netznennspannung von 10 kV oder 20 kV, wobei sie aus historischen Gründen in Städten tendenziell 10 kV beträgt, auf dem Land eher 20 kV. Weitere Spannungsebenen wie 6 kV oder 30 kV sind dagegen kaum verbreitet. 6-kV-Netze werden wegen der höheren Leistungsfähigkeit und des größeren Angebots an Betriebsmitteln sukzessive auf 10 kV umgestellt [16]. Praktisch alle ONT-Typen stehen für 10 kV und 20 kV zur Verfügung, die Kosten und technischen Auswirkungen auf das Netz sind sehr ähnlich. In der Arbeit wird unterstellt, dass ländliche und vorstädtische NS-Netze an MS-Netze mit der Nennspannung 20 kV angeschlossen sind, städtische NS-Netze an solche mit 10 kV.

Die HV-/MV-Transformatoren in den Umspannwerken werden üblicherweise so geregelt, dass an den ONT-Oberspannungsklemmen eine MS-Magnitude von **im Mittel 102 % der MS-Netznennspannung** ($U_{n,MS}$) anliegt [35]. Nach Aussagen von Netzbetreibern wird bei der MS-Netzplanung

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

angestrebt, diesen Wert im Betrieb zwischen 100 % und 104 % $U_{n,MS}$ zu halten. Bei sehr ungünstigen Umständen im MS-Netz (insbesondere Windparks und/oder Netzverknüpfungspunkte am Ende von langen MS-Leitungen), wie sie hauptsächlich im Umfeld von ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben auftreten können, werden auch Werte zwischen 98 % und 106 % $U_{n,MS}$ toleriert und für Planungszwecke unterstellt [6]. Entsprechend werden hier zwei Fälle mit unterschiedlichem **MS-Spannungsband** untersucht:

- $\pm 2 \%$ $U_{n,MS}$ (100 % bis 104 % $U_{n,MS}$): alle Versorgungsaufgaben
- $\pm 4 \%$ $U_{n,MS}$ (98 % bis 106 % $U_{n,MS}$): nur ländliche/vorstädtische VAs

4.3.2 Netzanschlüsse

Grundsätzlich erhält jeder Netzanschluss einer Versorgungsaufgabe die gleichen Last- und Einspeisezeitreihen. Abhängig von der Lage der Netzanschlüsse werden die Lastzeitreihen mit Lastgleichzeitigkeitsfaktoren (Abschnitt 3.2) und die Einspeisezeitreihen mit PV-Verteilungsfaktoren (Abschnitt 4.3.4) multipliziert.

Die Netzanschlüsse werden in die zwei Wohnungstypen EFH und MFH mit jeweils eigenen Lastzeitreihen (Abschnitt 4.4) unterschieden:

- **EFH** repräsentiert Haushalte in Einfamilienhäusern, Zweifamilienhäusern und Reihenhäusern. Die in dieser Arbeit zur Ableitung der Lastzeitreihen genutzten Quellen behandeln diese Wohnungstypen gemeinsam, weil sie sich bezüglich des Ausstattungsgrads der Häuser mit Lasten und Erzeugungsanlagen, der Demographie und des Nutzungsprofils der Bewohner (Ausstattung mit Garagen, Gärten etc.) nicht stark voneinander unterscheiden. Jeder EFH-Haushalt verfügt über einen eigenen Netzanschluss, d. h. Zweifamilienhäuser haben zwei separate Netzanschlüsse.
- **MFH** sind Haushalte in Mehrfamilienhäusern, d. h. in Häusern mit 3 oder mehr Haushalten.

Heute machen EFH- und MFH-Wohnungen jeweils rund die Hälfte des Wohnungsbestands in Deutschland aus, diese Verhältnisse werden sich bis 2040 voraussichtlich kaum ändern [62].

Für die Netzsimulationen wird von einer nahezu¹¹ vollständigen Durchdringung von verhältnismäßig leistungsschwachen PV-Anlagen ausgegangen. Diese Annahme ist unkritisch: Ob jeder Netzanschluss eine PV-Anlage mit einfacher Leistung oder z. B. jeder zweite Netzanschluss eine

¹¹ Durch die PV-Verteilung gibt es kleine Areale ohne PV-Anlagen, vgl. Abschnitt 4.3.4.

4.3 Grundversorgungsaufgaben

PV-Anlage mit doppelter Leistung aufweist, hat auf die Versorgungsspannungen und die Auslastungen von Netzleitungen nur geringen Einfluss, solange sich Netzanschlüsse mit und ohne PV-Anlagen kleinräumig verteilen.

Vergleichbare Untersuchungen nutzen statt einzelner Netzanschlüsse nur eine Ersatzlast, die sämtliche Netzanschlüsse an einem Strang repräsentiert. Die anzusetzende Leitungslänge wird dabei von den Lastangriffsfaktoren abgeleitet [66]. Das Verfahren hat prinzipielle Geschwindigkeitsvorteile bei Leistungsflussrechnungen aufgrund der einfacheren Netzmodelle, aber wegen der besseren Anschaulichkeit bei der Ergebnisbeurteilung wird hier die Einzelmodellierung gewählt.

4.3.3 Räumliche Anordnung von Netzanschlüssen und Trassen

Die Klassifizierung der realen Versorgungsaufgaben in prototypische Siedlungstypen ist üblich und notwendig, um die Zahl an Netzsimulationen auf ein handhabbares Maß zu reduzieren. In ähnlichen Untersuchungen werden beispielsweise fünf bis zehn Klassen verwendet [11, 66], die Bezeichnungen wie „Dorf“ oder „Vorstadt“ tragen. Diese Klassen können aus beobachteten Lasten und Einspeisungen oder aus Erkenntnissen der Stadt- und Raumplanung abgeleitet werden.

Für diese Arbeit werden auf Basis von Strukturparametern der Stadt- und Raumplanung [35] acht prototypische **Grundversorgungsaufgaben** generiert, die aus [67] übernommen und an die spezifischen Anforderungen dieser Arbeit angepasst werden. Dabei wird unterstellt, dass sie auch im Zieljahr 2040 in Deutschland vorliegen werden. Der Siedlungstyp „Gewerbegebiet“ ist nicht berücksichtigt. Für jede Grund-VA können die geometrischen Abstände zwischen den Häusern in drei Stufen (min, avg, max) variiert werden.

Die Grund-VAs und wichtige Kennzahlen für den Hausabstand „avg“ sind in Tabelle 6 aufgeführt. Außer am Wohnungstyp lässt sich auch an der Zahl der Haushalte je Netzanschluss („HH je NA“) ablesen, dass es sich bei S1a bis S4a um Ein- bzw. Zweifamilienhäuser handelt, bei denen jeder Haushalt (im Gegensatz zu den städtischen Versorgungsaufgaben) über einen eigenen Netzanschluss verfügt. Wie zu erwarten ist die Zahl an Netzanschlüssen („NA für VA-Größe 100 %“) bei den städtischen Versorgungsaufgaben deutlich geringer als bei den ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben (mit Ausnahme von S1a), während die Gesamtzahlen an Haushalten (als Produkt der beiden genannten Spalten) deutlich ähnlicher sind. Die Netzanschlussdichte (NA-Dichte) und die Haushaltsdichte (HH-Dichte) sind angegeben, um die dichtere Besiedlung in Städten sichtbar und die Versorgungsaufgaben besser vergleichbar zu machen.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

Tabelle 6: Grundversorgungsaufgaben mit Kennzahlen für Hausabstand „avg“

| Bezeichnung | Charakterisierung | Urbanisierungsgrad | Wohnungstyp | Straßenzüge | NA für VA-Größe 100 % | HH je NA | NA-Dichte (gerundet) [1/km ²] | HH-Dichte (gerundet) [1/km ²] |
|-------------|-----------------------|--------------------|-------------|-------------|-----------------------|----------|---|---|
| S1a | Streusiedlung | ländlich | EFH | 1 | 18 | 1 | 750 | 750 |
| S2a | Straßendorf | ländlich | EFH | 2 | 80 | 1 | 1.850 | 1.850 |
| S3a | Einfamilienhäuser | vorstädtisch | EFH | 3 | 162 | 1 | 1.080 | 1.080 |
| S4a | Zweifamilienhäuser | vorstädtisch | EFH | 3 | 180 | 1 | 1.730 | 1.730 |
| S5a | Zeilenbebauung | städtisch | MFH | 2 | 24 | 10 | 600 | 6.000 |
| S5b | Wohnhochhäuser | städtisch | MFH | 2 | 6 | 48 | 160 | 7.700 |
| S6a | Blockrandbebauung | städtisch | MFH | 3 | 48 | 8 | 800 | 6.400 |
| S6b | Mitteleurop. Altstadt | städtisch | MFH | 3 | 48 | 6 | 2.730 | 16.400 |

Abbildung 7 zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus dem Netzmodell von S3a mit einem der drei versorgten Straßenzügen.

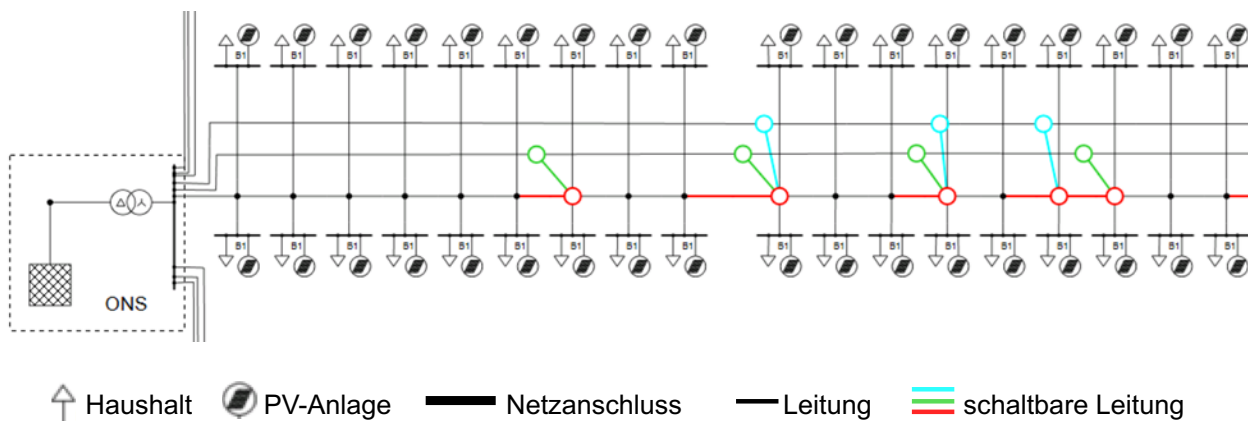


Abbildung 7: Ausschnitt der Netzmodells für die Grund-VA S3a

Die Versorgungsaufgaben sind stark abstrahiert. Die Netzanschlüsse sind in rechteckigen Schemata angeordnet. Die Position des MS-Netzverknüpfungspunktes und damit der Ortsnetzstation ist festgelegt. Die Leitungen sind in schwarz, blau, grün und rot dargestellt. Die farbigen Leitungen können geschaltet werden, um verschiedene Netzgrößen und Netztopologien einzustellen (vgl. Abschnitte 5.3 und 5.4). Die Leitungslängen zur Beschreibung der Netzgeometrien und die Abbildungen aller Netzmodelle sind in Kapitel 12 aufgeführt.

4.3.4 Räumliche Verteilung von Photovoltaikanlagen

PV-Anlagen weisen den höchsten jährlichen Energieertrag auf, wenn sie nach Süden ausgerichtet sind. Die Anlagenausrichtung entspricht dabei im Normalfall der Dachausrichtung und diese der Gebäudeausrichtung, die sich am Straßenverlauf orientiert. Ländliche und vorstädtische Versorgungsaufgaben weisen oftmals Straßen auf, die nicht nach Nord-Süd oder Ost-West ausgerichtet sind. Dadurch kann es in einer Versorgungsaufgabe Straßenzüge geben, deren Dächer sehr gut für PV-Anlagen geeignet sind, während andere Straßenzüge schlechtere Bedingungen für PV-Anlagen aufweisen. Auch unterschiedliche Verschattungen und andere Faktoren können dazu beitragen. Eine lokale Konzentration der Einspeiseleistung erhöht gegenüber einer Gleichverteilung die lokalen Spannungen und Ströme. Deshalb werden zwei PV-Verteilungen untersucht:

- Bei der **homogenen Verteilung** weisen alle Anlagen die gleiche installierte Leistung auf.
- Die **inhomogene Verteilung** bildet eine lokale Konzentration ab. Dazu werden die Versorgungsgebiete, abhängig von ihrer Grund-VA, in sechs (S1a, S2a, S5a, S5b) oder neun Segmente (S3a, S4a, S6a, S6b) unterteilt. Jedem Segment wird ein Faktor zwischen null und zwei zugewiesen, der mit der durchschnittlichen erwarteten installierten Leistung multipliziert wird. Das Produkt ist die einheitliche installierte Leistung für die Anlagen im entsprechenden Teilgebiet. Die Faktoren gleichen sich aus, sodass die resultierende durchschnittliche Anlagenleistung zum homogenen Fall identisch ist. Die hohen Faktoren werden mit möglichst großem Abstand zur Ortsnetzstation platziert, um hohe Spannungen zu provozieren. Abbildung 8 zeigt die beiden Verteilungen mit sechs und neun Segmenten.



Abbildung 8: Segmente und Faktoren der inhomogenen PV-Verteilungen

4.4 Lastzeitreihen

4.4.1 Laden von Elektrofahrzeugen

Für die nächsten Jahrzehnte wird die Verbreitung von Elektroautomobilen (kurz E-Autos) prognostiziert. Darunter sind hier alle Fahrzeuge zusammengefasst, die extern elektrisch aufgeladen werden können, das heißt neben rein batterieelektrischen Fahrzeugen auch Plug-in-Hybride mit zusätzlichem Antrieb (Verbrennungsmotor oder Brennstoffzelle). Mehrere Länder planen zugunsten von E-Autos das Verbot von Neufahrzeugen mit Verbrennungsmotor, z. B. Norwegen ab 2025 [68], die Niederlande ab 2030 [69], Frankreich ab 2040 [70] und insbesondere die Volksrepublik China als weltgrößter Automarkt (ohne Jahresangabe [71]). Vom heimischen Laden der E-Autos werden erhebliche Zusatzlasten für NS-Netze erwartet. Die Fragen, wann und in welchem Umfang herkömmliche Autos mit Verbrennungsmotor durch E-Autos verdrängt werden und wie sich die Gesamtanzahl durch Car-Sharing-Systeme und Taxisysteme mit selbstfahrenden Autos verändern wird, werden kontrovers diskutiert und können heute nicht beantwortet werden.

Prognosen gehen von einem nahezu gleichbleibenden Bestand von 43 Millionen Autos in Deutschland bis zum Jahr 2040 aus [62]. Der „Szenariorahmen 2030 (2017)“ zur Planung des deutschen Übertragungsnetzes prognostiziert im Basisszenario B für das Jahr 2030 drei Mio. E-Autos, für 2035 4,5 Mio. [1]. Der während der Erstellung dieser Arbeit im Entwurfsstadium vorliegende Nachfolger „Szenariorahmen 2030 (2019)“ [72] weist mit sechs (2030) und acht Mio. Fahrzeugen (2035) rund doppelt so hohe Werte aus. Dass alle diese Werte mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, zeigen die beiden alternativen Szenarien A und C, die eine und sechs Mio. E-Autos (Version 2017) bzw. eine und zehn Mio. E-Autos (Version 2019) für das Jahr 2030 vorsehen.

Die sog. Energiereferenzprognose (ERP) [62] als zentrale Datenquelle (Referenzprognose und Trendszenario) zur Ableitung der Standardlastprofile für diese Arbeit führt für 2030 2,8 Mio. und für 2040 sechs Mio. E-Autos an. Das passt zu den Werten des Basisszenarios B des „Szenariorahmens 2030 (2017)“, das neben der ERP eine wichtige Basis für die Szenarienbildung in dieser Arbeit ist. Der hier angenommene Wert von sechs Mio. E-Autos für das Jahr 2040 und weitere Eingangswerte zur Ableitung der Standardlastprofile sind der ERP entnommen.

Weil sich noch kein Konzept für die künftige Ladeinfrastruktur durchgesetzt hat, werden diverse Annahmen aus aktuell beobachtbaren Trends abgeleitet:

4.4 Lastzeitreihen

- Das Laden von E-Autos wird überwiegend zuhause, am Arbeitsplatz, auf Kurzzeitparkplätzen (Supermärkte etc.) und an tankstellenähnlichen Ladeplätzen stattfinden. In Städten kommen öffentliche, über Wechselstrom angeschlossene Ladepunkte hinzu.
- Nur das Zuhause-Laden im ländlichen und vorstädtischen Raum und teilweise die öffentlichen Ladesäulen werden an das allgemeine NS-Netz angeschlossen sein; die öffentlichen Ladesäulen nur, sofern das Netz hierfür noch verfügbare Reserven aufweist.
- In den anderen Fällen werden wegen der großen Zahl gleichzeitig errichteter benachbarter Ladepunkte separate NS-Netze notwendig werden (Parkplätze am Arbeitsplatz, öffentliche Ladepunkte), oder es findet wegen der hohen Leistungen der Gleichstromschnellladung (150 kW und mehr je Ladepunkt, mehrere parallele Ladepunkte) ein Anschluss an das MS-Netz statt (Kurzzeitparkplätze, Tankstellen).

Separate NS-Netze, die nur zum Anschluss von Ladepunkten an das MS-Netz dienen, werden in dieser Arbeit nicht untersucht. Ob einzelne öffentliche Ladepunkte noch an das allgemeine NS-Netz angeschlossen werden können oder nicht, ist im Einzelfall zu prüfen. Für die Planungsgrundsätze wird nur das heimische Laden in ländlichen und vorstädtischen Gebieten berücksichtigt. Das E-Auto-Laden in städtischen Gebieten wird ignoriert.

Beim heimischen Laden etablieren sich Ladeleistungen zwischen 3,7 kVA (16 A einphasig) und 11 kVA (16 A dreiphasig) nach DIN EN 61851-1 [73]. Der Trend beim Wechselstromladen geht zu geringeren Leistungen, weil leistungsstarke AC-On-Board-Lader aufwendig sind und die DC-Schnellladung wichtiger wird.¹² Für den Weltmarkt konzipierte Fahrzeuge haben oft nur einphasige Lader, weil Drehstromanschlüsse in Wohngebieten nur in wenigen Ländern verbreitet sind. Das heimische Laden mit mehr als 11 kVA wird die Ausnahme bleiben, weil Netzbetreiber Anschlussleistungen von mehr als 12 kVA untersagen können [16, 29]. 11 kVA dürfte für fast alle Fahrprofile reichen, weil so über Nacht eine Reichweite von über 400 km aufgeladen werden kann.¹³ Alle Aussagen gelten für kabelgebundene und kabellose Ladesysteme gleichermaßen.

¹² So wurde beispielsweise beim Typ Tesla Model S bei einem Modellwechsel im Jahr 2016 die serienmäßige Ladeleistung von 22 kVA auf 11 kVA reduziert.

¹³ Überschlagsrechnung: Nach Abzug von Blindleistung, Verlusten des On-Board-Laders und des Akkumulators verbleiben über 8 kW echte Ladeleistung. Innerhalb von zehn Stunden werden über 80 kWh geladen, die bei einem Durchschnittsverbrauch von 20 kWh je 100 km zu über 400 km Reichweite führt.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

Aus diesen Annahmen ergibt sich für das Jahr 2040 eine maximale Ladeleistung für das Zuhause-Laden von 11 kVA, mit Leistungsfaktor 0,9 induktiv des On-Board-Laders [60].

Als wichtigstes Nutzungsprofil wird das tägliche Pendeln zum Arbeitsplatz erwartet. Das Fahrzeug ist dabei von nachmittags/abends bis morgens ans heimische Stromnetz angeschlossen. Wenn abends viele Fahrzeuge gleichzeitig Leistung aus dem Netz beziehen, führt dies zu hohen Netzbelastungen. Typische bestehende Netze werden durchschnittliche Ladeleistungen von mehr als 3,3 kW nicht verkraften [60]. Eine Lösung sind **Lastmanagement-Systeme** (vgl. Abschnitt 3.3), die die Ladevorgänge verschiedener Fahrzeuge über die Nacht verteilen, womit höhere Ladeleistungen realisierbar sind [60, 74]. Hierfür werden eine Abschaltvorrichtung und ein separater Stromzähler installiert, um die verringerten Netzentgelte nach § 14a EnWG abrechnen zu können. Solche Systeme sind zentral gesteuert und werden von Testnutzern gut angenommen [60].

In dieser Arbeit ist der Einsatz von LM-Systemen als Option für die Netzkonzepte vorgesehen. Der Standardfall ist der Verzicht auf diese Systeme:

- Wegen der hohen Leistungen und Energien wird das Laden von E-Autos neben dem Heizen und der Warmwasserbereitung eine der Hauptlasten in NS-Netzen darstellen. Neue Netze sollten auf eine Beherrschung des veränderten Anwendungsfalls ausgerichtet sein.
- Der LM-Einsatz widerspricht dem zentralen Versprechen des Automobils, jederzeit einsteigen und losfahren zu können. Kundenorientierte Netzbetreiber dürften ein Interesse daran haben, ihren Kunden ein sehr gutes Nutzererlebnis beim Laden zu ermöglichen.
- Angesichts der unsicheren Prognosen – statt sechs Mio. E-Autos im Jahr 2040 sind im Extremfall über 40 Mio. denkbar – entspricht der LM-Verzicht bei der Netzauslegung dem Sicherheitsprinzip, um spätere sehr teure konventionelle Netznachverstärkungen aufgrund zu hoher Leitungsauslastungen zu vermeiden. Ein Netzkonzept, das den Fall sechs Mio. E-Autos ohne LM beherrscht, wird durch eine LM-Nachrüstung auch schwierigere Fälle beherrschen können. Bei Planungsgrundsätzen mit einem standardmäßigen LM-Einsatz besteht eine solch kostengünstige Möglichkeit zur Netzertüchtigung nicht.
- Netzbetreiber können den LM-Einsatz bislang nicht vorschreiben. Auch die in Entwicklung befindliche VDE-Anwendungsregel AR-N 4100 (TAR Niederspannung) [75], die die TAB Niederspannung und andere Regelwerke ablösen soll, sieht für Ladeleistungen bis zu 12 kVA keine LM-Pflicht vor. Um die freiwillige Installation zu fördern, werben einzelne

4.4 Lastzeitreihen

Netzbetreiber bei ihren Kunden mit vergünstigten Netzentgelten [76], versuchen ihre Kunden durch Geldprämien zur freiwilligen Installation zu animieren [77] oder locken gar mit kostenlosen Netzanschlüssen [78]. Viele Kunden dürften sich jedoch dagegen entscheiden, weil sie ihr Fahrzeug möglichst mit der Energie aus eigener PV-Erzeugung laden möchten. Für diese Kunden sind LM-Systeme mit separaten Stromzählern unattraktiv. Auch spezielle E-Auto-Ladetarife, die einen separaten Stromzähler erfordern, bieten bislang für viele Kunden in Deutschland keine Ersparnis oder sind mit Mehrkosten gegenüber der Nutzung gewöhnlicher Haushaltsstrom-Tarife verbunden [79]. Nach Aussagen eines Branchenvertreters der elektrischen Energietechnik wird eine LM-Pflicht von Teilen der Automobilindustrie in Fachverbänden und mit Lobbyarbeit bekämpft [80].

Die Lastprofile für 2040 sind aus Prognosewerten für die Fahrzeuganzahl (sechs Mio.), die Jahresfahrleistung je Fahrzeug (ca. 10.500 km/a), die spezifischen Verbräuche (14,2 kWh je 100 km) und die abendlichen Ankunftszeiten abgeleitet. Die genannten Werte werden als relativ niedrig angesehen. Dem stehen andere Annahmen gegenüber, die die Modellierung verschärfen:

- Alle E-Autos in Deutschland werden ausschließlich per Zuhause-Laden beim Wohnungstyp EFH (d. h. in ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben) aufgeladen. Vor allem das Laden am Arbeitsplatz, das eine Entlastung beim abendlichen Laden verspricht, wird damit ignoriert.
- Die Fahrleistungen von Plug-in-Hybridfahrzeugen werden komplett aus extern geladener elektrischer Energie gespeist. Tatsächlich wird bei einer elektrischen Reichweite von 50 km erwartet, dass 69 % bis 82 % der gesamten Fahrleistung aus dem Akkumulator gespeist erfolgen, bei Reichweiten von 100 km zwischen 82 % und 90 % [60].
- Es wird eine regionale Ungleichverteilung bei der E-Auto-Durchdringung und den durchschnittlichen Fahrleistungen je Auto erwartet (unterschiedliche Nähe zu Ballungsräumen, unterschiedlich guter öffentlicher Personennahverkehr). Im Sinne der Bad-Case-Betrachtung wird vereinfachend unterstellt, dass die Fahrleistungen je Auto für die untersuchten Versorgungsaufgaben doppelt so hoch wie im bundesdeutschen Durchschnitt sein werden.
- Die Lastgleichzeitigkeit g_{∞} für das E-Auto-Laden beträgt 0,06 wie bei EG3, vgl. Abschnitt 3.2. Zum Vergleich: [81] nutzt für 500 Fahrzeuge den Wert 0,15 (dortige Abbildung 6.12). Der in dieser Arbeit verwendete Wert 0,06 ist deutlich konservativer, weil er kleiner ist und damit höhere Lastgleichzeitigkeitsfaktoren und höhere Leistungsflüsse verursacht.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

- Würde bei jedem E-Auto nach der letzten Ankunft zuhause umgehend der Ladevorgang gestartet, fielen zwischen 17 und 20 Uhr rund 40 % der Energie an, in den anderen 21 Stunden des Tages zusammen nur 60 % [60]. Bei den unterstellten kritischen Versorgungsaufgaben werden ein höherer Pendleranteil und deshalb eine noch stärkere Konzentration vermutet: Alle Ladevorgänge ohne LM-System finden zwischen 17 und 20 Uhr statt.
- Beim gesteuerten Laden mit LM-System finden alle Ladevorgänge wie in [60] beschrieben zwischen 0 und 6 Uhr statt.

Mit diesen und weiteren Annahmen (z. B. unterschiedliche spezifische Verbräuche je nach Jahreszeit) weisen die Versorgungsaufgaben für das Jahr 2040 folgende Eckwerte auf (nicht aus den wenigen oben aufgeführten Annahmen direkt ableitbar):

- Der durchschnittliche Jahresverbrauch je Fahrzeug beträgt 2.678 kWh (Ladeverluste ignoriert).
- Auf 1.000 ländliche/vorstädtische Haushalte kommen 289 E-Autos.
- Der durchschnittliche Zusatzverbrauch durch E-Autos beträgt 775 kWh/a pro ländlichem/vorstädtischem Haushalt.

Der Verbrauch ist im Winterhalbjahr um 15 % höher als im Sommerhalbjahr (mehr elektrische Verbraucher aktiv) und an Werktagen knapp 50 % höher als am Wochenende (höhere Fahrleistungen). Ohne LM-System entsteht durch das E-Auto-Laden eine maximale zusätzliche Last je Netzanschluss von 882 W, mit LM-System von 441 W (aufwendige Herleitung, hier nicht dargestellt). Diese geringen durchschnittlichen Leistungen erscheinen angesichts der angenommenen täglichen Fahrleistungen von rund 60 km plausibel, weil nicht jedes Fahrzeug täglich geladen werden wird oder bei täglicher Ladung der Ladevorgang schnell abgeschlossen sein wird, sodass sich die Ladevorgänge mehrerer Autos wenig überlappen. Durch die Lastgleichzeitigkeit $g_{\infty} = 0,06$ werden auf kurzen Strängen lokal deutlich höhere Leistungen generiert, bei zwei Haushalten beispielsweise rund 10 kVA (wobei auf zwei Haushalte im Schnitt nur 0,578 E-Autos kommen).

Die Behandlung von Elektrozweirädern ist ähnlich, wobei ihre Verbreitung vereinfachend nur für städtische Versorgungsaufgaben unterstellt ist. Für das Laden werden entnehmbare Akkumulatoren wie bei [82] angenommen, die an Schuko-Steckdosen zwischen 17 und 21 Uhr aufgeladen werden. Die maximale Zusatzlast von 14 W je Haushalt ist vernachlässigbar gering.

4.4 Lastzeitreihen

4.4.2 Resultierende Standardlastprofile

Angesichts immer effizienterer Haushaltsgeräte und einer stärkeren Verbreitung von elektronischen Geräten und Wärmepumpen werden sich Standardlastprofile für das Jahr 2040 auch ohne Berücksichtigung der Elektromobilität deutlich von den heutigen unterscheiden, weshalb das aktuelle BDEW-Standardlastprofil H0 [44] nicht verwendet wird. Stattdessen werden in einem Bottom-up-Ansatz fünf Profile für die Wohnungstypen EFH und MFH und die Jahre 2014 und 2040 abgeleitet (EFH 2014, MFH 2014, EFH 2040, EFH 2040 mit E-Auto-LM, MFH 2040). Weil jede Grund-VA definitionsgemäß nur Haushalte eines Wohnungstyps umfasst, liegen für jede Versorgungsaufgabe eindeutige Standardlastprofile vor (Ausnahme: EFH 2040 alternativ ohne und mit Lastmanagement für das Laden von E-Autos).

Tabelle 7 zeigt die hierzu untersuchten Lastarten, die zur besseren Übersicht in drei Kategorien zusammengefasst sind. Das Laden von E-Autos wird nur für den Wohnungstyp EFH berücksichtigt, das Laden elektrischer Zweiräder nur für MFH. Bei den klassischen Haushaltslasten ist eine grundsätzliche Fortschreibung der Trends Digitalisierung und Effizienzverbesserung erkennbar, für Klimaanlage wird weiterhin eine nur geringe Verbreitung in Deutschland erwartet.

Tabelle 7: Untersuchte Lastarten

| Klassische Haushaltslasten | Heizung, Klimatisierung und Warmwasserbereitung | Mobilität |
|-----------------------------------|--|---|
| Waschmaschine | Elektrische Direktheizung | Laden von E-Autos → <i>nur EFH</i> |
| Wäschetrockner | Wärmepumpenheizung | Laden von E-Zweirädern → <i>nur MFH</i> |
| Kochen (Elektroherd und -ofen) | Boiler | |
| Geschirrspüler | Durchlauferhitzer | |
| Kühlschrank | Wärmepumpen-Warmwassererzeuger | |
| Gefriergerät | Hilfsenergie für Heizungen | |
| Beleuchtung | Mechanische Lüftung | |
| Fernsehen | Klimaanlage | |
| Musik | | |
| Telekommunikation | | |
| PC und ähnliche Geräte | | |
| Sonstige Haushaltsgeräte | | |

Interessanter sind die unterstellten Entwicklungen bei Heizungen und Warmwasserbereitung:

Elektrische Direktheizungen umfassen hauptsächlich Nachtspeicherheizungen und elektrische Zentralheizungen mit Wasserspeicher, die sich in ihren Lastverläufen nur wenig unterscheiden. Die ehemals vorgesehene Außerbetriebnahme ab dem Jahr 2020 wurde mit der EnEV-Novelle von 2013 rückgängig gemacht [83]. Gleichwohl wird ein Rückgang der Verbreitung von heute rund 4,2 % auf rund 1,6 % aller Haushalte im Jahr 2040 erwartet. Wärmepumpenheizungen weisen einen ähnlichen Lastverlauf wie elektrische Direktheizungen auf, jedoch mit um den Faktor 3,5 geringeren Verbräuchen. Für diesen Heizungstyp wird ein starker Anstieg von 81 Mio. m² beheizter Wohnfläche im Jahr 2014 auf 474 Mio. m² im Jahr 2040 unterstellt (12 % der gesamten Wohnfläche), der sich auf EFH-Haushalte konzentriert. Für alle elektrischen Heizungen wird der Einsatz von Lastmanagement-Systemen mit Sperrzeiten angenommen, vgl. Abschnitt 3.3.

Bei der **Warmwasserbereitung** wird zwischen Systemen mit (Boiler, Wärmepumpen-Warmwassererzeuger) und ohne Wasserspeichern (Durchlauferhitzer) unterschieden, die verschiedene Lastverläufe aufweisen, weil Durchlauferhitzer das Wasser bei der Entnahme erhitzen müssen. Wärmepumpen weisen gegenüber Boilern und Durchlauferhitzern um den Faktor 2,7 geringere Verbräuche auf. Für die Warmwasserbereitung ist kein Einsatz von LM-Systemen vorgesehen. Dass sie in der Praxis bei kombinierten Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung im Einsatz sind und in der Modellierung dieser Arbeit auf sie verzichtet wird, ist unkritisch, weil im Sinne des Rechnens auf der sicheren Seite auf eine netzentlastende Maßnahme verzichtet wird.

Für diese Arbeit wird ein **erweiterter Elektrifizierungsgrad EG3** unterstellt: Jeder Haushalt hat eine elektrische Warmwasserbereitung. Manche Haushalte haben darüber hinaus eine elektrische Heizung entsprechend der erwarteten Verbreitung. Die Lasten dieser Heizungen werden anteilig allen Haushalten zugeschlagen. Vom „klassischen“ Elektrifizierungsgrad EG3 nach Tabelle 2 wird die Lastgleichzeitigkeit $g_{\infty} = 0,06$ übernommen.

Für weitergehende Vergleiche werden zudem untersucht:

- **Elektrifizierungsgrad EG2:** Ohne elektrische Warmwasserbereitung und Heizung, Lastgleichzeitigkeit $g_{\infty} = 0,12$ und
- **Elektrifizierungsgrad EG4:** Alle Haushalte mit elektrischem Boiler und Direktheizung, Lastgleichzeitigkeit $g_{\infty} = 0,7$.

Die in dieser Arbeit betrachteten Lastmanagement-Verfahren erhöhen die Lastgleichzeitigkeit. Die Effekte sind jedoch überschaubar: Marktgetriebenes LM wird nicht berücksichtigt, und die

4.4 Lastzeitreihen

hohe Lastgleichzeitigkeit von rein elektrisch beheizten Siedlungen ist im Wert $g_{\infty} = 0,7$ für EG4 enthalten. Durch LM fallen die E-Auto-Ladevorgänge in die lastschwache Nacht, wodurch sie nur noch eine untergeordnete Rolle für die Netzauslegung spielen. Am größten ist der Effekt bei den Lastzeitreihen für EG3 mit seiner teilweisen Verbreitung von elektrischen Heizungen. Durch den geringen Wert $g_{\infty} = 0,06$ fallen die Lastgleichzeitigkeitsfaktoren und damit die resultierenden Leistungen der Elektroheizungen bei Netzkonzepten mit wenig Haushalten je Leitung relativ groß aus, wodurch sie gegenüber solchen mit vielen Haushalten je Leitung schlechter gestellt werden.

In vier Schritten werden insgesamt fünf Standardlastprofile abgeleitet, siehe Abbildung 9:

- 1. Durchdringungsgrad je Haushalt:** Für jede Lastart wird der Durchdringungsgrad bestimmt, d. h. ihre durchschnittliche Anzahl je Haushalt. Der Durchdringungsgrad der einzelnen Lastarten wird differenziert nach dem Wohnungstyp (EFH oder MFH), der Haushaltsgröße (1 Person, 2 Personen, 3 Personen, 4 und mehr Personen) und dem Jahr (2014, 2040), sodass für jede Lastart $2 \times 4 \times 2 = 16$ Durchdringungsgrade vorliegen.
- 2. Jährlicher Stromverbrauch je Gerät:** Dieser unterscheidet sich nach dem Wohnungstyp (z. B. Heizaufwand), der Haushaltsgröße (stärkere Nutzung bei mehr Personen) und dem Jahr (Effizienzsteigerungen, veränderte Lebensgewohnheiten).
- 3. Normierte Jahreslastprofile:** Mit typischen Nutzungsprofilen (stündliche Zeitreihen, differenziert nach Mo.-Fr., Sa., So., jeweils für Sommer und Winter) wird für jede Lastart ein 15-min-Lastprofil für ein Jahr abgeleitet. Die Profile sind normiert, d. h. die Summe über alle 35.040 Intervalle beträgt 1. Es wird vereinfachend unterstellt, dass die Nutzungsprofile und damit die Lastprofile für alle Wohnungstypen, Haushaltsgrößen und Jahre gleich sind (Beispiele: abendlicher Fernsehkonsum, identische Heizperioden). Für das Laden von E-Autos werden zwei alternative Profile erzeugt: für das ungesteuerte Laden (Standardfall) und für das gesteuerte Laden mit Lastmanagement, vgl. Abschnitt 4.4.1.
- 4. Standardlastprofile je Lastart:** (4a.) Für jede Lastart werden der Durchdringungsgrad, der jährliche Energieverbrauch und das normierte Lastprofil multipliziert und (4b.) summiert, um 20 Profile zu erhalten. (4c.) Sie werden mit statistischen Daten zur Verbreitung der Haushaltsgrößen gewichtet und summiert, um die fünf Profile „EFH 2014“, „MFH 2014“, „EFH 2040“, „EFH 2040 mit E-Auto-LM“ und „MFH 2040“ zu erhalten.

Das Berechnungsverfahren mit Beispielrechnung und Quellen ist in Kapitel 14 aufgeführt.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

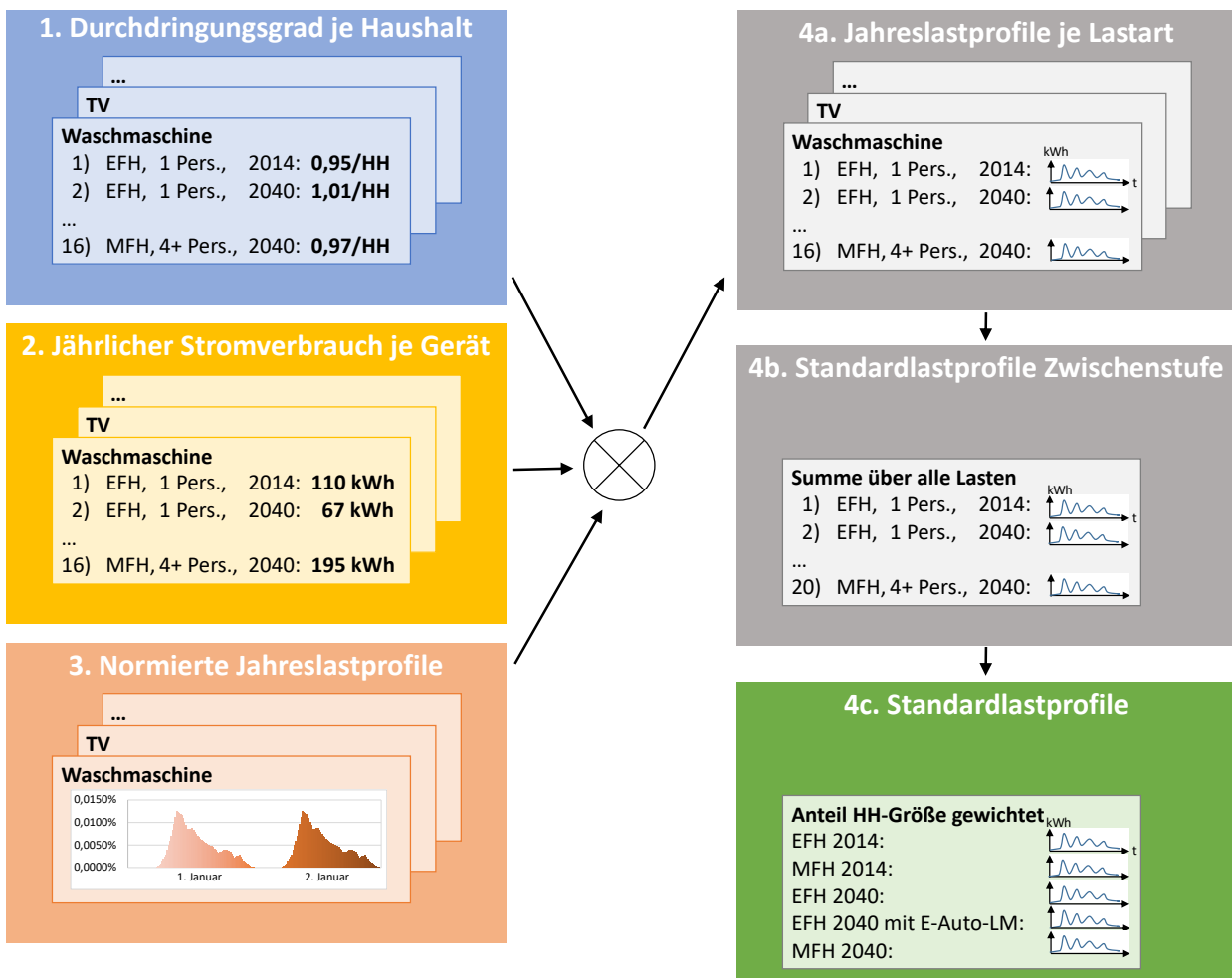


Abbildung 9: Prozess zur Ableitung der fünf Standardlastprofile

Zur **Validierung der Profile** dient ein gesondertes Vergleichsprofil, das den heutigen Stromverbrauch abbilden soll. Es basiert auf den Eingangswerten für 2014 und ist eine gewichtete Mischung der Haushaltstypen EFH und MFH. Zwecks Vergleichbarkeit werden – anders als bei den fünf Standardlastprofilen – E-Heizungen ignoriert und auch die nichtelektrische Warmwasserbereitung berücksichtigt. Abbildung 10 zeigt das Vergleichsprofil und Referenzwerte für heutige Haushaltsstromverbräuche [84, 85], differenziert nach der Haushaltsgröße.

Das Vergleichsprofil hat einen kombinierten Wert für vier oder mehr Personen je Haushalt, während bei den Referenzwerten nach vier Personen und nach fünf oder mehr Personen unterschieden wird. Für kleine Haushalte mit einer oder zwei Personen, die 74 % aller Haushalte ausmachen, passt das Vergleichsprofil gut zu den Referenzwerten. Bei den größeren Haushalten zeigt das Vergleichsprofil überwiegend höhere Werte, wobei die Vergleichbarkeit für die Haushalte mit mindestens vier Personen wegen der unterschiedlichen Haushaltgrößen eingeschränkt ist.

4.4 Lastzeitreihen

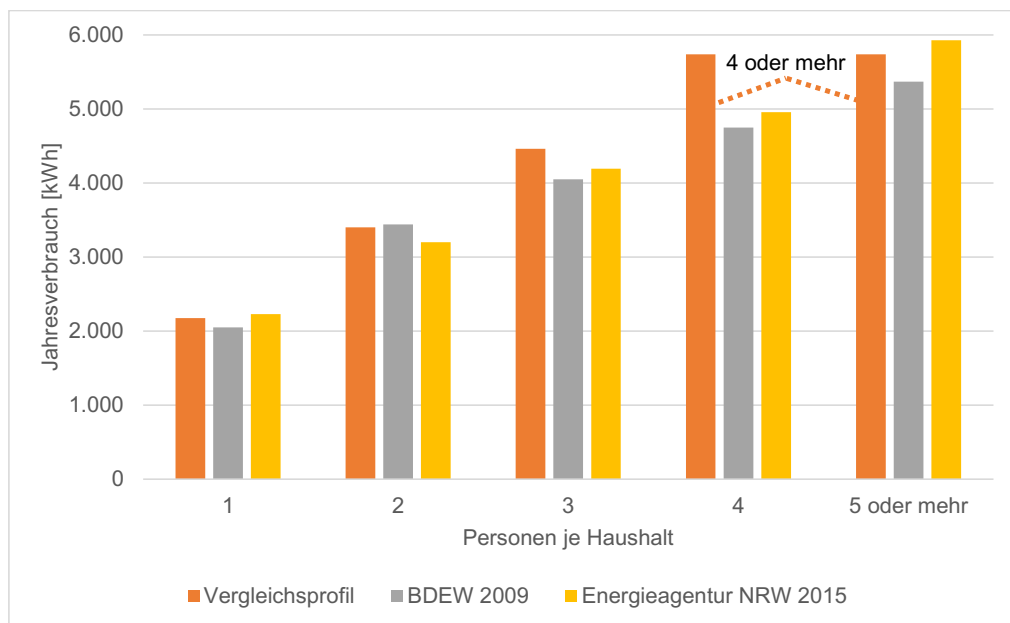


Abbildung 10: Vergleichswerte für heutige Stromverbräuche

Abbildung 11 zeigt die Lastverläufe des Vergleichsprofils (gewichtet mit den Anteilen der Haushaltsgrößen) und des BDEW-Standardlastprofils H0 für das Jahr 2017 [86]. Die Kurven bilden die Durchschnittsleistungen über alle Tage des Jahres für einen Jahresverbrauch von 3.372 kWh (Verbrauch des Vergleichsprofils) ab. Das Vergleichsprofil zeigt geringere Lasten am Vormittag und frühen Abend sowie höhere Lasten am späten Abend und in der Nacht. Die Abweichungen werden als gering beurteilt, insbesondere bezüglich der Höhen der Mindest- und Höchstlast.

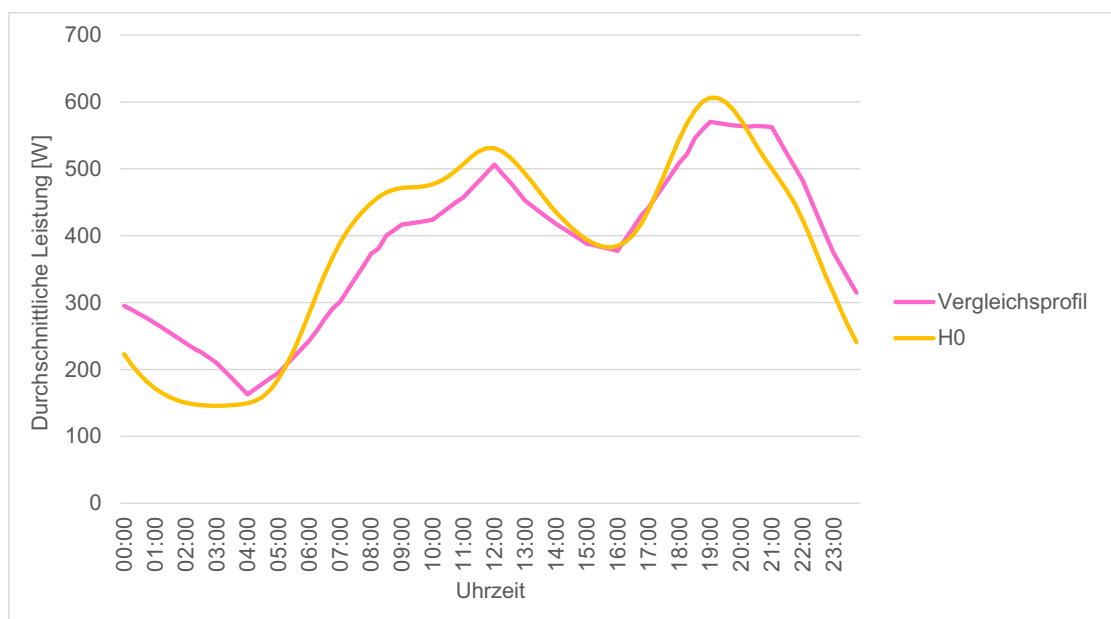


Abbildung 11: Lastverläufe des Vergleichsprofils und des Profils H0 (Jahresmittelwerte)

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

Tabelle 8 enthält Kennzahlen der fünf Standardlastprofile. Durch die rein elektrische Warmwasserbereitung sind die Verbräuche erheblich höher als jene des Vergleichsprofils mit 3.372 kWh. Die MFH-Profile weisen geringere Verbräuche und Leistungen als die korrespondierenden EFH-Profile auf. Die geringeren Verbräuche für das Jahr 2040 sind Folge der erwarteten Effizienzverbesserungen, die im Fall von EFH selbst den zusätzlichen Verbrauch durch das E-Auto-Laden im Jahr 2040 überwiegen. Die Profile EFH 2040 und EFH 2040 mit E-Auto-LM unterscheiden sich nicht im Verbrauch, während das Lastmanagement zu einer höheren Mindestlast in der Nacht und einer niedrigeren Höchstlast am Abend führt, was sich auch in den abweichenden Zeiten der Jahresmindestlast bzw. Jahreshöchstlast widerspiegelt (unterstrichen).

Tabelle 8: Kennzahlen der fünf erzeugten Standardlastprofile

| Größe | Einheit | EFH 2014 | MFH 2014 | EFH 2040 | EFH 2040 mit E-Auto-LM | MFH 2040 |
|----------------------------------|---------|-------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------|
| Jahresverbrauch | kWh | 6.818 | 4.984 | 6.612 | 6.612 | 4.304 |
| Jahresmindestlast (mit Datum) | W | 112 (19.07. 04:00) | 67 (19.07. 04:00) | 76 (19.07. 04:00) | 196 <u>(19.07. 06:00)</u> | 44 (19.07. 04:00) |
| Jahreshöchstlast (mit Datum) | W | 2.453 (18.01. 10:00) | 1.951 (18.01. 10:00) | 2.709 <u>(17.01. 17:00)</u> | 2.320 (18.01. 10:00) | 1.830 (18.01. 10:00) |

In Abbildung 12 ist die durchschnittliche Leistung über alle Tage des entsprechenden Jahres aufgetragen. Die Zeitangaben sind einheitlich in Mitteleuropäischer Zeit. Die Kurven ähneln sich insgesamt sehr. Die einzige deutliche Abweichung resultiert aus dem E-Auto-Laden in den Profilen EFH 2040 und EFH 2040 mit E-Auto-LM (kurz „EFH 2040 mit LM“): Ohne Lastmanagement ist die Abendspitze erheblich stärker ausgeprägt, mit Lastmanagement wird das Tal in der Nacht weitgehend eliminiert.

Die Unterschiede der Jahreshöchstlast in Tabelle 8 sind verhältnismäßig gering, die Unterschiede der durchschnittlichen Lasten in Abbildung 12 dagegen relativ hoch. Dies liegt an den starken jahreszeitlichen Schwankungen insbesondere von E-Heizungen, die die Jahreshöchstlast dominieren, sich aber in den Jahresmittelwerten nicht sichtbar niederschlagen.

Mit ihren hohen Jahresenergien und Höchstleistungen erfüllen die fünf Standardlastprofile die Anforderungen an eine Bad-Case-Betrachtung.

4.5 Einspeisezeitreihen

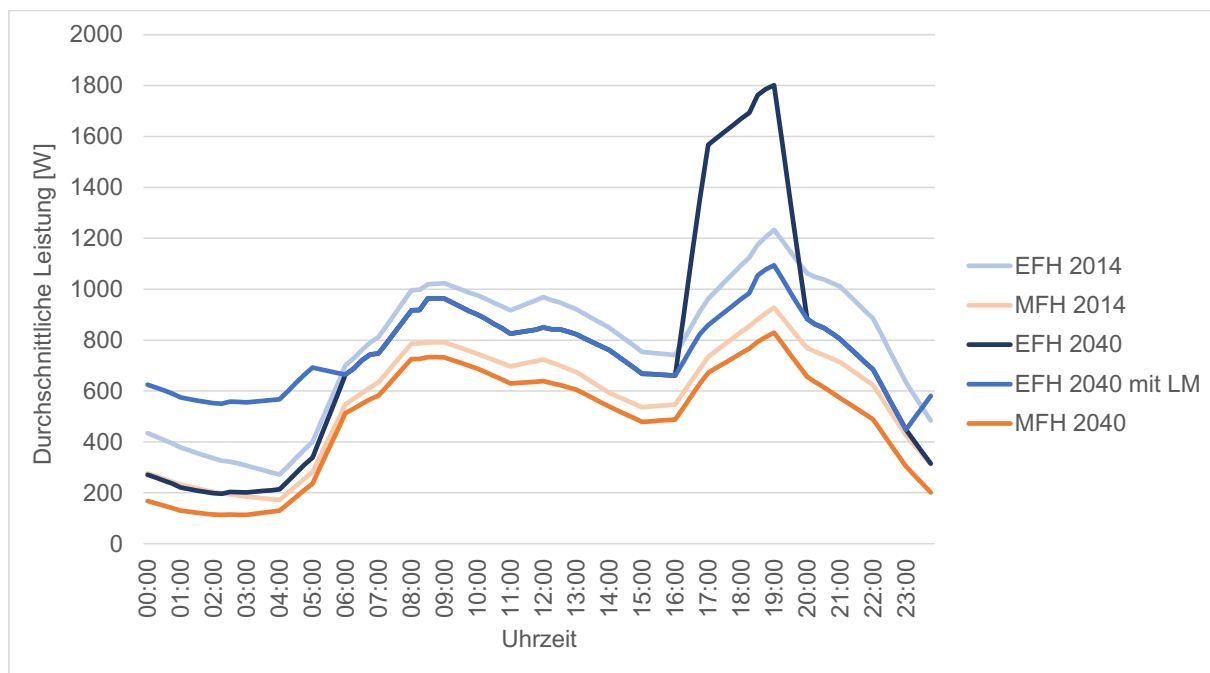


Abbildung 12: Lastverläufe der fünf erzeugten Standardlastprofile (Jahresmittelwerte, MEZ)

4.5 Einspeisezeitreihen

Photovoltaikanlagen sind die Erzeugungsanlagen, die für den zukünftigen Ausbau von ländlichen und vorstädtischen NS-Netzen hauptverantwortlich sind [6]. Bestehende ländliche Netze können im Schnitt maximal 22 kW installierte PV-Anlagenleistung je Netzanschluss verkraften, ohne dass unzulässig hohe Spannungen und Leitungsauslastungen auftreten. Für dörfliche Netze liegt dieser Wert bei 15 kW, für vorstädtische Netze nur bei 8,5 kW [35]. Städtische Netze können dagegen einen PV-Vollausbau aller Dachflächenpotentiale ohne Anpassungen tragen [87].

Andere Erzeugungsanlagen werden ignoriert: Mikro-Blockheizkraftwerke einschließlich Brennstoffzellenheizungen sind wenig verbreitet, für die Zukunft wird kein wesentlicher Zubau erwartet, ebensowenig bei Kleinwindkraftanlagen [62]. Biomasseanlagen mit Anschluss an das NS-Netz sind verhältnismäßig selten und weisen in den meisten Fällen hohe Leistungen von über 50 kW auf,¹⁴ was Sonderlösungen außerhalb von Planungsgrundsätzen notwendig macht.

¹⁴ Zwischen August 2014 und Juli 2017 wurden 1.067 EEG-geförderte Biomassekraftwerke an NS-Netze oder direkt an ONTs neu angeschlossen, die eine Durchschnittsleistung von 310 kW aufweisen und von denen rund 90 % über eine Leistung von mehr als 50 kW verfügen [129].

Während der Zubau von PV-Anlagen bis 2014 durch attraktive Einspeisevergütungen getrieben war, wird der weitere Zubau in NS-Netzen vermutlich primär der kostengünstigen Eigenbedarfsdeckung dienen [50, 88]. Die sog. Grid Parity (Preisgleichheit von selbst erzeugtem PV-Strom und Netzbezug) wurde 2013 erreicht. Seitdem ist die selbstverbrauchte Energie für Anlagenbetreiber wertvoller als die ins Netz eingespeiste. Dadurch sind leistungsschwache PV-Anlagen im Vorteil, weil Anlagenbetreiber einen hohen Anteil der erzeugten Energie selbst nutzen können.

In [12] wurden Szenarien für die durchschnittliche Anlagenleistung unterschiedlicher Versorgungsaufgaben entwickelt, die in vereinfachter Form in dieser Arbeit verwendet werden. Der Trend zur Eigenbedarfsdeckung und die Vermeidung von Sprungkosten (ab 3,68 kW mehrphasiger Anschluss und Blindleistungsbezug [38], ab 7 kW Pflicht zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen nach § 29 (1) MsbG) wird mutmaßlich zu einem Zubau mit vielen relativ leistungsschwachen Anlagen führen.

Die Verteilung der PV-Leistung auf unterschiedliche NS-Netze kann gut mit einer Weibull-Verteilung mit Formfaktor $k = 1,2$ beschrieben werden [7]. Danach haben 90 % der NS-Netze eine installierte PV-Leistung kleiner oder gleich dem doppelten Durchschnittswert aller Netze. Daraus wird folgende Annahme abgeleitet: Wenn Netzkonzepte die doppelte der zu erwartenden PV-Durchschnittsleistung bedienen können, können sie 90 % aller NS-Versorgungsaufgaben bedienen. Dies wird für Planungsgrundsätze als ausreichend angesehen.

Einspeisemanagement ist eine effektive Maßnahme zur Erhöhung der maximal installierbaren PV-Anlagenleistung (Abschnitt 3.4). Der Gesetzgeber sieht in § 9 (2) EEG die Installation von EM-Systemen zur Teilnahme am „vereinfachten Netzmanagement“ oder alternativ die fixe Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Modulleistung vor. Die fixe Begrenzung verursacht niedrigere Installationskosten und nur etwas höhere Abregelungsverluste von rund 2 bis 5 % der einspeisbaren Energie.¹⁵ Die Wahl zwischen den Verfahren obliegt dem Anlagenbetreiber, Statistiken zur Verbreitung der beiden Wahlmöglichkeiten liegen für diese Arbeit nicht vor. In dieser Arbeit wird nur das Einspeisemanagement betrachtet.

Der zentrale Netz- und Anlagenschutz von PV-Anlagen muss auslösen, wenn die Spannung am Verknüpfungspunkt weniger als 80 % oder mehr als 110 % U_n beträgt [16]. Obwohl die obere

¹⁵ Die Sonneneinstrahlung auf die Module ist sonnenstands- und wetterbedingt nur für wenige Stunden im Jahr hoch genug, dass mehr als 70 % der Leistung ins Netz eingespeist werden könnten [128].

4.5 Einspeisezeitreihen

Grenze der Obergrenze nach DIN EN 50160 entspricht und diese Norm kurzzeitige Überschreitungen erlaubt, sollte auf eine planmäßige Nutzung dieser Maßnahme verzichtet werden, weil die zu erstattende abgeregelte Energie geschätzt werden muss. Stattdessen wird das davon abgeleitete lokale Einspeisemanagement (IEM) untersucht, vgl. Abschnitt 3.4.

Die **Einspeisezeitreihen** basieren auf Zeitreihen der Sonneneinstrahlung für die Jahre 2010 und 2035 [89], wobei jene für 2035 die Folgen des Klimawandels antizipieren. Für diese Arbeit ist die Wetterregion 12 „Oberrheingraben und unteres Neckartal“ unterstellt.¹⁶ Mit der direkten und diffusen Einstrahlung und einem detaillierten Modell einer PV-Anlage mit zentraler Lage in Deutschland (50° N 10° O) werden 15-min-Zeitreihen der PV-Einspeisung für die beiden Jahre 2014 (mit Zeitreihe der Sonneneinstrahlung für 2010) und 2040 (mit Zeitreihe der Sonneneinstrahlung für 2035) gewonnen.

Weitere wichtige Merkmale der Modellierung sind:

- Jeder Netzanschluss im Jahr 2040 verfügt über eine PV-Anlage. Für eine einfachere Modellierung verfügen im Jahr 2014 ebenfalls alle Netzanschlüsse über PV-Anlagen mit entsprechend reduzierter Leistung.
- Alle Module haben 30° Neigung und Südausrichtung, alle Anlagen speisen synchron ein.¹⁷
- Die Wechselrichterbemessungsleistung beträgt 85 % der Modulbemessungsleistung unter Standardtestbedingungen, vgl. [90].
- Bei Versorgungsspannungen unter 80 % und über 120 % U_n schalten sich die PV-Anlagen ab, um die Konvergenz der Leistungsflussrechnungen zu begünstigen und damit die Ausführungsgeschwindigkeit zu erhöhen. Die Spannungsgrenzen sind weiter gewählt als nach [16] vorgesehen (80 % bis 110 % U_n , siehe oben), um unzulässige Netzkonzepte anhand der Simulationsergebnisse einfach erkennen zu können: Bei Wahl des Abschaltwerts von 110 % U_n wäre nicht klar, ob eine ermittelte Versorgungsspannung von 110 % U_n mit oder ohne Abschaltungen von PV-Anlagen erreicht worden wäre.

¹⁶ Die Verwendung von Durchschnittswerten für Deutschland scheidet aus, weil sich die gleichzeitige Sonneneinstrahlung in Deutschland in den zugrundeliegenden Zeitreihen so stark unterscheidet, dass Durchschnittswerte keine sehr hohen Leistungen ergeben, die für die Netzauslegung maßgeblich sind.

¹⁷ Bei Vollausbau aller Dächer dürfte eine Gleichzeitigkeit von 85 % bis 87 % realistisch sein [104]. Deren Auswirkung ist jedoch so gering [35], dass eine Gleichzeitigkeit von 100 % im Bad Case angenommen wird.

4 Modellierung der Versorgungsaufgaben

Die PV-Anschlussleistung je Netzanschluss ist abhängig von der Grund-VA, dem sog. PV-Szenario und dem Betrachtungsjahr und ist aus den Prognosewerten in [12] (gerundet) und der obigen Annahme zur Weibull-Verteilung abgeleitet, siehe Tabelle 9.

Tabelle 9: PV-Anschlussleistung je Netzanschluss

| Grund-VA | PV-Szenario | Jahr 2014 [W] | Jahr 2040 [W] | Anmerkungen |
|---|-------------|---------------|---------------|------------------------------|
| ländlich/vorstädtisch (S1a, S2a, S3a, S4a) | 50 % | 500 | 1.000 | mittleres Szenario nach [12] |
| | 100 % | 1.000 | 2.000 | hohes Szenario nach [12] |
| | 200 % | 2.000 | 4.000 | Weibull-Formfaktor $k = 1,2$ |
| städtisch (S5a, S5b, S6a, S6b) | - | 125 | 200 | niedriges Szenario nach [12] |

Tabelle 10 zeigt wichtige Kennzahlen der erzeugten Einspeisepprofile anhand einer beispielhaften 2-kW-Anlage. Das Profil des Jahres 2040 weist günstigere Wetterbedingungen für den Betrieb von PV-Anlagen auf. Der Vergleich mit EFH 2040 in Tabelle 8 zeigt, dass diese Anlage knapp ein Drittel des (hohen) Jahresverbrauchs deckt und nur zwei Drittel der Maximalleistung aufweist.

Tabelle 10: Kennzahlen der erzeugten Einspeisepprofile für eine 2-kW-PV-Anlage

| Größe | Einheit | Jahr 2014 (Tag) | Jahr 2040 (Tag) |
|-------------------------------|---------|--------------------|--------------------|
| Jahreseinspeisung | kWh | 2.045 | 2.185 |
| Geringste Tageshöchstleistung | W | 25 (22.12.2014) | 19 (19.01.2040) |
| Höchste Tageshöchstleistung | W | 1.715 (11.07.2014) | 1.733 (05.06.2040) |

Abbildung 13 zeigt die Einspeisung der beschriebenen 2-kW-Anlage am 19. Januar und 5. Juni 2040, den Tagen mit der geringsten bzw. höchsten Tageshöchstleistung. Zum Vergleich ist das Standardlastprofil EFH 2040 aus Abbildung 12 eingetragen. Last und Einspeisung fallen nur teilweise zusammen, die abendliche Lastspitze wird durch die Einspeisung kaum abgedeckt.

Das Blindleistungsverhalten von PV-Anlagen mit mehr als 3,68 kW installierter Leistung kann vom Netzbetreiber vorgegeben werden und ist daher Teil des Netzkonzepts, vgl. Abschnitt 5.6.3.

4.6 Resultierende Versorgungsaufgaben

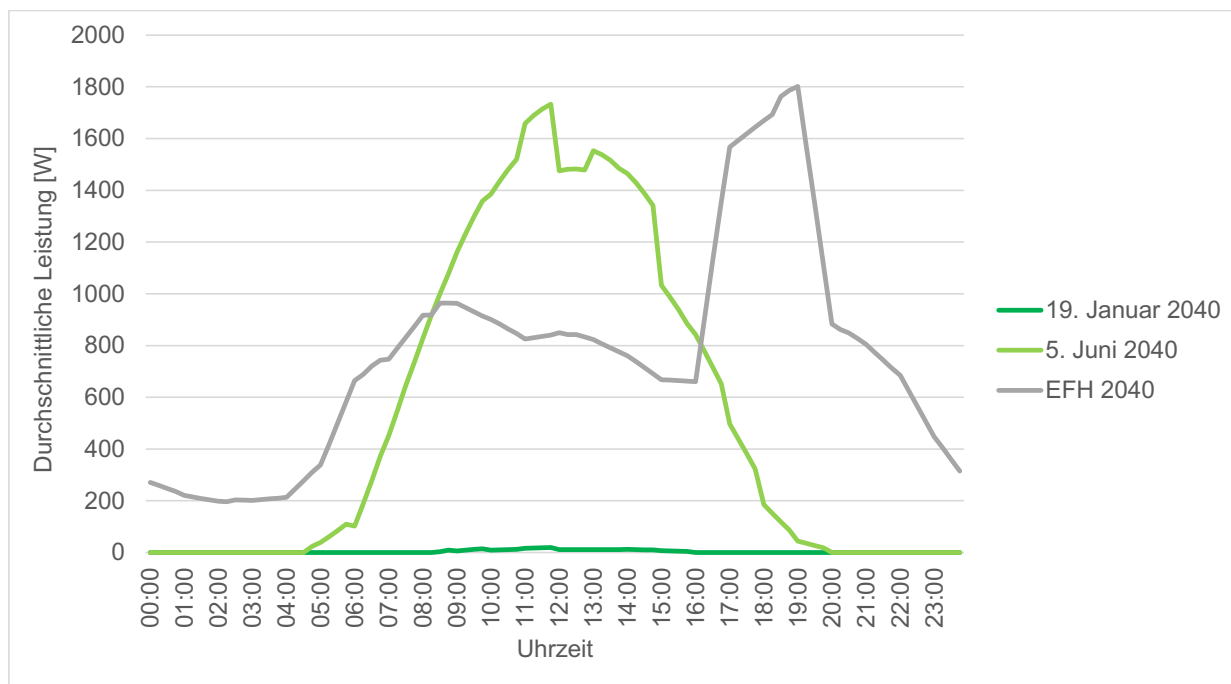


Abbildung 13: Einspeiseverlauf einer 2-kW-Anlage an verschiedenen Tagen (MEZ)

4.6 Resultierende Versorgungsaufgaben

Die Versorgungsaufgaben sind die Kombinationen der in Tabelle 11 aufgeführten Einzelmerkmale und den allgemeinen Merkmalen wie PV-Verteilung, Last- und Einspeisezeitreihen.

Tabelle 11: Übersicht der Einzelmerkmale der Versorgungsaufgaben

| Merkmal | Anzahl | Ausprägungen | Abschnitt | Anmerkungen |
|-----------------------|--------|--|-----------|-------------------------|
| MS-Spannungsband | 2 | $\pm 2 \% U_{n,MS}, \pm 4 \% U_{n,MS}$ | 4.3.1 | ± 4 : nur S1a - S4a |
| Grund-VA | 8 | S1a, S2a, S3a, S4a, S5a, S5b, S6a, S6b | 4.3.3 | |
| Hausabstand | 3 | min, avg, max | 4.3.3 | |
| PV-Verteilung | 2 | homogen, inhomogen | 4.3.4 | |
| Elektrifizierungsgrad | 3 | EG2, EG3, EG4 | 4.4.2 | |
| PV-Leistung | 3 | 50 %, 100 %, 200 % | 4.5 | nur S1a - S4a |

5 Modellierung der Netzkonzepte

5.1 Übersicht

Die Netzkonzepte bestehen aus vier Hauptbestandteilen:

- Größe und Zuschnitt der Versorgungsaufgabe (Abschnitt 5.3)
- Leitungen (Abschnitt 5.4)
- Ortsnetzstation (Abschnitt 5.5)
- Vorgaben des Netzbetreibers an die Lasten und Einspeisungen (Abschnitt 5.6)

Technische Kennzahlen der Betriebsmittel sind in Kapitel 15 aufgeführt, die zugehörigen Kostensätze und technischen Abschreibungsdauern in Kapitel 16.

5.2 Nicht untersuchte Betriebsmittel und Verfahren

Diverse, teils neuartige Betriebsmittel werden für die Planungsgrundsätze nicht berücksichtigt:

Zwischentransformatoren (z. B. [16]) dienen vor allem abgelegenen Netzanschlüssen, die nicht durch Planungsgrundsätze abzudecken sind.

Strangregler können wie rONTs die Leistungsfähigkeit bestehender Netze verbessern, wobei eine Anpassung an unterschiedliche Stränge möglich ist. Gegen den standardmäßigen Einsatz bei

5.2 Nicht untersuchte Betriebsmittel und Verfahren

neuen Netzen spricht, dass dadurch die Zahl der aufwendigen Betriebsmittel pro NS-Netz deutlich erhöht werden müsste, sie zusätzlichen Platz im Straßenraum oder aufwendige unterirdische Installationen benötigen und die Kurzschlussleistung reduzieren können.

Static Var Compensators werden an neuralgischen Punkten im NS-Netz installiert und können durch Blindleistungsbezug und -einspeisung die Spannungen lokal absenken bzw. anheben. Untersuchungen am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der TU Kaiserslautern haben ergeben, dass damit bei bestehenden Netzen die installierbare PV-Leistung nach VDE AR-N 4105 in Einzelfällen um den Faktor zwei bis drei erhöht werden kann, vgl. [1003] in Kapitel 12. Gegen ihren Einsatz als Standardbetriebsmittel zur Netzneuplanung sprechen wie bei den Strangreglern die Erhöhung der Anzahl aufwendiger Betriebsmittel sowie der Platzbedarf.

Der Entwurf der VDE-Anwendungsregel VDE AR-N 4100 [75], die die TAB Niederspannung und weitere Regelwerke für Niederspannungslasten ablösen wird, beinhaltet die Vorgabe, dass Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge in Zukunft Blindleistungsmanagement anbieten müssen. Angesichts der noch vergleichsweise geringen Verbreitung und technischen Reife der Elektromobilität und wenig praktischer Erfahrung mit E-Auto-Blindleistungsmanagement wird diese technische Option nicht betrachtet. Das gleiche gilt für die denkbare Blindleistungsabgabe von Erzeugungsanlagen zur Spannungsstützung in Starklastfällen.

Netzbetreiber könnten eigene Speichersysteme mit Akkumulatoren zur Netzentlastung einsetzen oder Speichersysteme der Kunden steuern (vgl. Abschnitt 4.2.1):

- Zu den Kosten netzbetreibereigener Speichersysteme gibt es widersprüchliche Aussagen: [58] nennt geringere Kosten als vergleichbare Technologien wie EM und rONTs, [57] dagegen erheblich höhere Kosten selbst bei drastisch fallenden Akkumulatorpreisen. Dem Einsatz eigener Systeme stehen zudem rechtliche Hürden entgegen [57], und sie haben mit dem Platzbedarf den gleichen Nachteil wie Strangregler und Static Var Compensators.
- Die rechtlichen Hürden bei der Steuerung kundeneigener Speichersysteme werden als noch höher eingeschätzt. Zudem müssten Netzbetreiber der Zuverlässigkeit und Zugänglichkeit kundeneigener Einrichtungen in bislang unüblichem Maße vertrauen, was die Betriebsprozesse gegenüber heutigen Prozessen stark verändern würde.

Alle genannten Betriebsmittel werden in dieser Arbeit zwar nicht für die Planungsgrundsätze berücksichtigt, sind aber zu den untersuchten Netzkonzepten vollständig kompatibel und können bei Bedarf zusätzlich eingesetzt werden.

5.3 Größe der Versorgungsaufgabe

Die Größe der Versorgungsaufgabe (VA-Größe) bezeichnet in dieser Arbeit die Fläche, die von einem zusammenhängenden NS-Netz versorgt wird. Eine größere Versorgungsaufgabe umfasst mehr Netzanschlüsse und kann wirtschaftlicher sein, weil sich die Kosten für die Ortsnetzstation und andere Betriebsmittel auf mehr Netzanschlüsse verteilen. Durch mehr Netzanschlüsse verringert sich außerdem die Lastgleichzeitigkeit, wodurch Betriebsmittel besser ausgelastet werden können (vgl. Abschnitt 3.2). NS-Netze mit möglichst großen, gut ausgelasteten Transformatoren haben sich in [11] als wirtschaftlich vorteilhaft erwiesen.

Das Kostenminimum wird bei „mittleren“ VA-Größen erwartet: Sehr kleine Versorgungsaufgaben haben hohe spezifische Kosten, weil z. B. der Transformator (der bei geringer Bemessungsleistung relativ teuer ist) nur wenige Netzanschlüsse versorgt. Bei sehr großen Versorgungsaufgaben werden aufwendige Netzkonzepte mit hohen Leitungslängen je Netzanschluss notwendig, deren höhere spezifische Leitungskosten die Einsparungen bei den Stationskosten übersteigen.

Die wirtschaftlichste VA-Größe hängt von den zur Verfügung stehenden Technologien ab. Besonders spannungsverbessernde Technologien wie rONTs können zu größeren wirtschaftlich sinnvollen Versorgungsaufgaben führen, wenn die maximale Größe durch zu niedrige/hohe Spannungen limitiert, die Stromtragfähigkeit der Leitungen aber nicht ausgeschöpft wäre. Als Faustregel lässt sich sagen, dass diejenigen Netzkonzepte günstig sind, bei denen gleichermaßen das angestrebte Spannungsband und die angestrebten maximalen Auslastungen ausgeschöpft werden.

Weiterer Vorteil großer Versorgungsaufgaben ist die bessere Anpassbarkeit des NS-Netzes an das MS-Netz durch die freiere Positionierbarkeit der Ortsnetzstation. Nachteilig ist die schlechtere Versorgungszuverlässigkeit, die jedoch bei NS-Kabelnetzen insgesamt als ausreichend eingeschätzt wird (Abschnitt 2.2). Beide Aspekte werden in dieser Arbeit nicht untersucht.

Für jede Grund-VA gibt es eine festgelegte Basisgröße 100 %. Der gewählte Zuschnitt der Basisgröße soll eine Größe abbilden, wie sie bei heutigen NS-Netzen typisch ist. Diese Basisgröße wird

5.4 Netztopologie

linear skaliert: Die gleiche Versorgungsaufgabe mit z. B. doppelter Größe (200 %) besitzt die doppelte Zahl an Netzanschlüssen bei rund doppelter Fläche. Für alle Grund-VAs werden folgende elf Größen untersucht:

67 %, 100 % (Basisgröße), 133 %, 167 %, 200 %, 233 %, 267 %, 300 %, 333 %, 367 %, 400 %.¹⁸

Abbildung 14 zeigt in der Aufsicht das Netzmodell der Grund-VA S3a. Die drei Straßenzüge von S3a (vgl. Tabelle 6) sind mit den Farben rot, gelb und blau markiert. Die an die Ortsnetzstation angrenzenden drei Felder umfassen die Netzanschlüsse der VA-Größe 67 %, die weiteren Felder die zusätzlichen Netzanschlüsse der weiteren Größen. Die Größe kann durch das Aktivieren und Deaktivieren von Leitungen, Lasten und Einspeisungen angepasst werden.

5.4 Netztopologie

5.4.1 Allgemeines und Begriffe

NS-Netze in Deutschland weisen eine unüberschaubare Zahl unterschiedlicher Netztopologien auf, was der Vielfalt der Versorgungsaufgaben und der möglichen Leitungsverläufe geschuldet ist. Untersuchungen mit GIS-Analysen zur Identifikation von Standardformen haben unterschiedliche Ergebnisse hervorgebracht (z. B. elf Formen in [91], 156 Formen in [92]). Deren Nutzen wird primär für die Planung von Netzertüchtigungen gesehen.

Für Planungsgrundsätze neuer Netze sind grundsätzlichere Aussagen zur Netztopologie, die sich auf die Grundtopologie, die Verlegeart und die Leitungstypen beziehen, besser geeignet.

Eine Trasse ist im Fall von Kabelnetzen ein Kabelgraben, der mehrere parallelverlegte Kabel aufnehmen kann. Die an der Ortsnetzstation angeschlossenen Leitungen sind die Abgänge. Verzweigungen sind Knoten abseits der Ortsnetzstation (umgesetzt als Sammelschienen in Kabelverteilerschränken oder als Muffen), an denen drei oder mehr Leitungen angeschlossen sind.

¹⁸ Bei nicht-ganzzahliger Anzahl an Netzanschlüssen an einem Strang wird auf die nächste ganze Zahl aufgerundet.

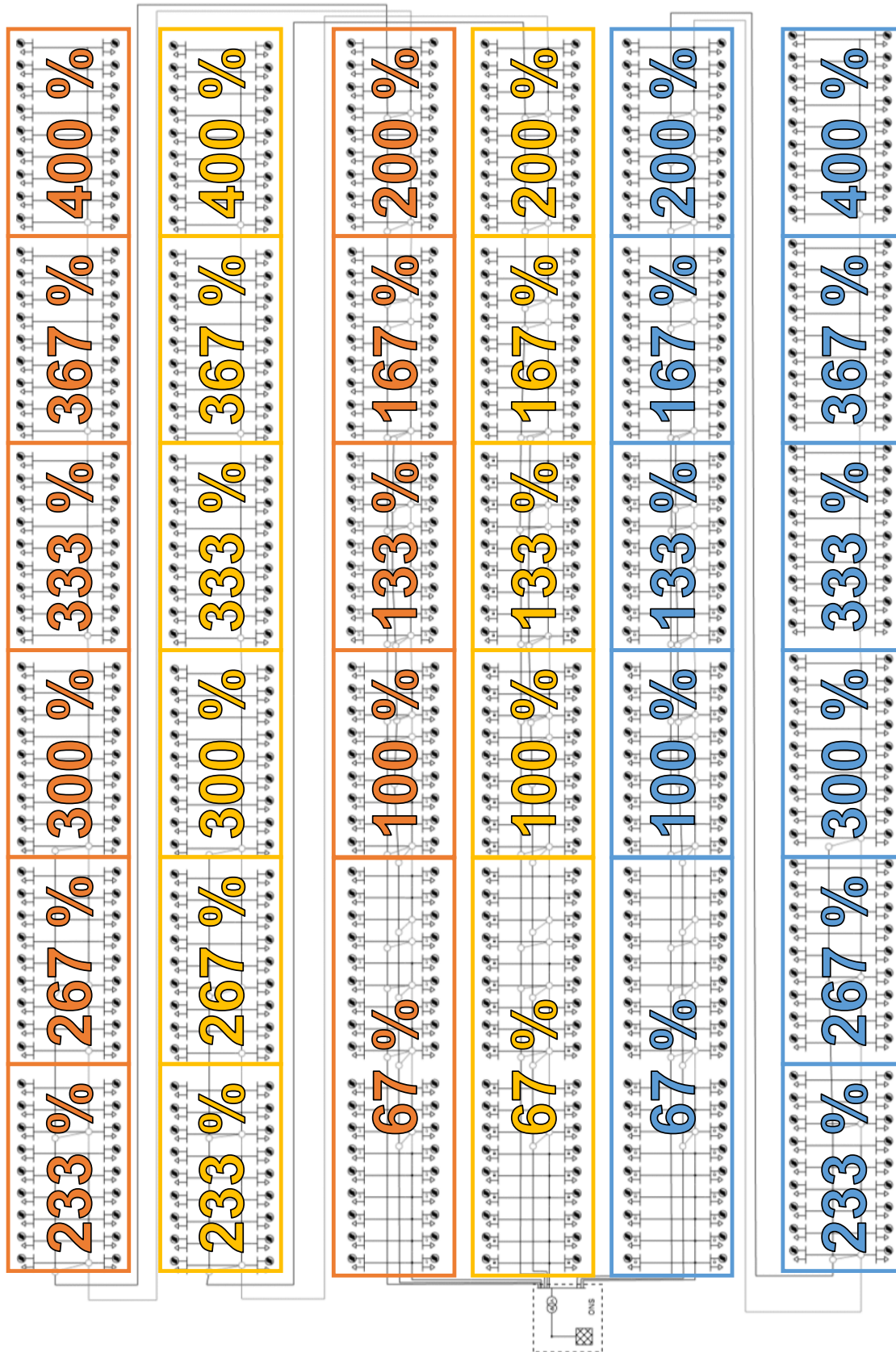


Abbildung 14: VA-Größen der Grundversorgungsaufgabe S3a

5.4.2 Grundtopologie

Grundtopologien lassen sich in die beiden Gruppen der strahlenförmigen und der vermaschten Topologien unterscheiden:

- Bei strahlenförmigen Netzen gibt es von jedem Punkt A zu einem anderen Punkt B genau einen Weg.
- Bei vermaschten Netzen existieren für mindestens einen Punkt A mindestens zwei Wege zu einem anderen Punkt B. Eine Masche ist die Verbindung von zwei unterschiedlichen Wegen zwischen A und B, die einen Weg $A \rightarrow B \rightarrow A$ erlaubt, ohne einen Leitungsabschnitt mehr als einmal zu nutzen. Der Ring als Netztopologie ist damit ein Sonderfall des vermaschten Netzes. Durch das Auftrennen der Maschen lassen sich vermaschte in strahlenförmige Netze überführen. Maschenförmige NS-Netze verfügen zumeist über strahlenförmige Ausläufer, oder ein Teilgebiet des NS-Netzes ist strahlenförmig ausgelegt.

Für strahlenförmige Netze sprechen die geringeren Kosten aufgrund geringerer Leitungs- und Trassenlängen und ihre Übersichtlichkeit, die die Schutzkoordination und den Einsatz von Smart-Grid-Technologien vereinfacht. Strahlenförmige Netze sind besonders für niedrige und hohe Leistungsdichten (ländliche bzw. städtische Versorgungsaufgaben) geeignet, weil die Kosten gering und die erzielbare Versorgungszuverlässigkeit angemessen sind: bei hoher Leistungsdichte wegen kurzer Leitungen, bei geringer Leistungsdichte wegen der geringen Zahl betroffener Kunden [34].

Hauptvorteile von maschenförmigen Netzen sind die bessere Selektivität beim Freischalten von Netzabschnitten und der bessere Leistungsausgleich innerhalb des Netzes. Die Leistung fließt auf widerstandsärmeren Wegen von den dezentralen Einspeisungen zu den Lasten, wodurch die Versorgungsspannungen besser angeglichen und die Leitungen an der Ortsnetzstation entlastet werden; außerdem sinken die Netzverluste. Diese Konstellationen liegen vor allem bei vorstädtischen Versorgungsaufgaben vor, weshalb vermaschte Netze am ehesten dort einzusetzen wären.

Untersuchungen von verschiedenen Grund-VAs haben gezeigt, dass strahlenförmige Netze bei geeigneter Auslegung kostengünstiger und trotzdem technisch leistungsfähiger sein können, auch bei vorstädtischen Versorgungsaufgaben mit inhomogener Leistungsverteilung im Netz, siehe Abschnitt 5.8. Die Versorgungszuverlässigkeit strahlenförmiger Netze mit kunststoffisolierten Kabeln wird als zufriedenstellend beurteilt. Seit mehreren Jahrzehnten plädieren Autoren für den

ausschließlichen Einsatz strahlenförmiger Netzkonzepte für NS-Netze [34, 93, 94]. In dieser Arbeit werden deshalb nur strahlenförmige Netzkonzepte berücksichtigt.

Leitungen werden verzweigt, um mit einer gegebenen Zahl an Abgängen eine höhere Zahl an Straßen anzubinden. Verzweigungen sind also primär durch die Versorgungsaufgabe bestimmt. Bei bestehenden typischen ländlichen und vorstädtischen Kabelnetzen sind mehr als die Hälfte der Abgänge unverzweigt, die restlichen Abgänge haben überwiegend eine bis drei Verzweigungen, Unterverzweigungen auf Zweigen sind vernachlässigbar selten [35]. Diese Informationen werden als zu allgemein beurteilt, um darauf aufbauend Planungsgrundsätze zu erarbeiten. Stattdessen werden in einem Bad-Case-Ansatz alle Verzweigungen aufgelöst und die Hauptstränge um die Netzanschlüsse aus den Nebenstraßen verlängert, woraus aufgrund der längeren Stränge ungünstigere Spannungen gegenüber verzweigten Netzen resultieren.

Die Summe der Ströme nimmt für die auslegungsrelevanten extremen Netznutzungsfälle i. A. mit zunehmendem Abstand von der Ortsnetzstation ab. Für eine räumlich gleichmäßige Leitungsauslastung sollte der gesamte Leiterquerschnitt deshalb ebenfalls mit zunehmendem Abstand abnehmen. Eine Umsetzung dieser Forderung ist die **partielle Parallelverlegung**, bei der ein Kabelgraben mit mehreren, verschieden langen Netzleitungen bestückt ist. Alle Netzanschlüsse werden dabei an die kürzeste angrenzende Netzleitung angeschlossen.

Abbildung 15 zeigt ein Beispiel für zwei partiell parallelverlegte Kabel für je drei Trassen, wobei zwei Trassen aus Gründen der Übersichtlichkeit nur angedeutet sind.

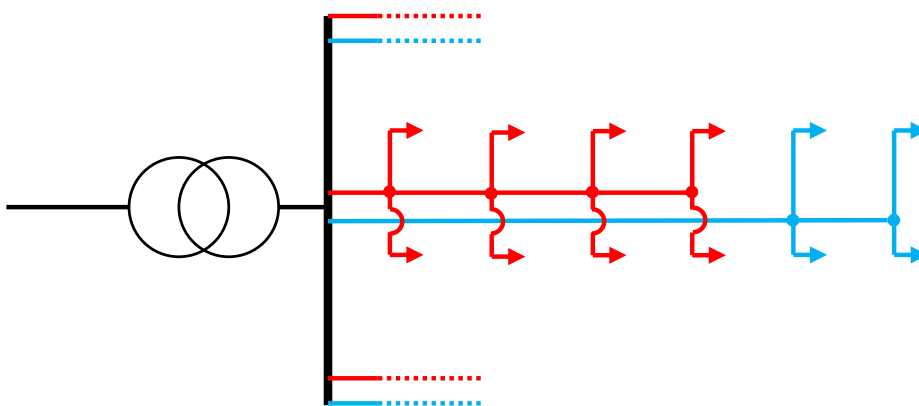


Abbildung 15: Konzept der partiellen Parallelverlegung mit zwei Netzleitungen je Trasse

Das Konzept nutzt den Umstand, dass Kabelgräben für mehrere Kabel nur wenig teurer als solche für nur eines sind, während die Kosten für Material und Verlegung gegenüber denen der Tiefbauarbeiten gering sind. Vorteile gegenüber Konzepten mit nur einem Kabel je Trasse sind die bessere

5.4 Netztopologie

Anpassung an die lokal unterschiedlich hohen Ströme (s. oben), die höhere Stromtragfähigkeit in Stationsnähe, bessere Versorgungsspannungen und höhere Kurzschlussleistungen. Partielle Parallelverlegung wird in [6] als effektive Maßnahme zur Ertüchtigung überlasteter Netze empfohlen.

Die wesentlichen Parameter der partiellen Parallelverlegung sind:

- Anzahl der Kabel je Graben: Typische Gräben können drei Kabel aufnehmen [35].
- Längenverhältnisse der Kabel: Beispielsweise bedeutet 67 %, dass das kürzere von zwei Kabeln mit den beiden Dritteln der Netzanschlüsse in Stationsnähe verbunden ist und das längere Kabel mit den restlichen Netzanschlüssen am Rand der Versorgungsaufgabe.

Die Kosten steigen mit der Anzahl der Kabel und mit dem Längenverhältnis.

Das Längenverhältnis 50 % bietet sich zur gleichmäßigen Auslastung beider Leitungen an. Werte von über 50 % sind vorteilhaft zur Behebung von Spannungsproblemen, indem an das längere Kabel nur geringe Leistungen angeschlossen werden. Dadurch ist der Spannungsfall über die große Strecke aufgrund geringer Ströme idealerweise so hoch wie auf dem kurzen Kabel, das eine kleine Strecke und hohe Ströme aufweist.

Bei drei Leitungen gibt es kombinierte Längenverhältnisse mit einem Teilwert für das Verhältnis zwischen kurzer und langer Leitung und einem Teilwert für das Verhältnis zwischen mittellanger und langer Leitung. Das Längenverhältnis zur gleichmäßigen Auslastung beträgt 33 % / 67 %, das Verhältnis zur Behebung ungünstiger Spannungen weist höhere Teilwerten auf, z. B. 50 % / 80 %.

Das in der Praxis gewählte Längenverhältnis richtet sich auch nach der realen Versorgungsaufgabe: Statt eine Verzweigung zur Anbindung einer Nebenstraße einzufügen, kann z. B. die kurze Leitung dorthin geführt werden. Daher wird für die Praxis ein weiterer Wertebereich erwartet.

Es werden vier Typen strahlenförmiger Grundtopologien untersucht, siehe Abbildung 16:

- **Typ S:** einfaches Strahlennetz mit minimaler Leitungslänge
- **Typ R:** partiell parallelverlegtes Strahlennetz, 2 Leitungen, Längenverhältnis 50 %
- **Typ P:** partiell parallelverlegtes Strahlennetz, 2 Leitungen, Längenverhältnis 67 %
- **Typ T:** partiell parallelverlegtes Strahlennetz, 3 Leitungen, Längenverhältnis 33 % / 67 %

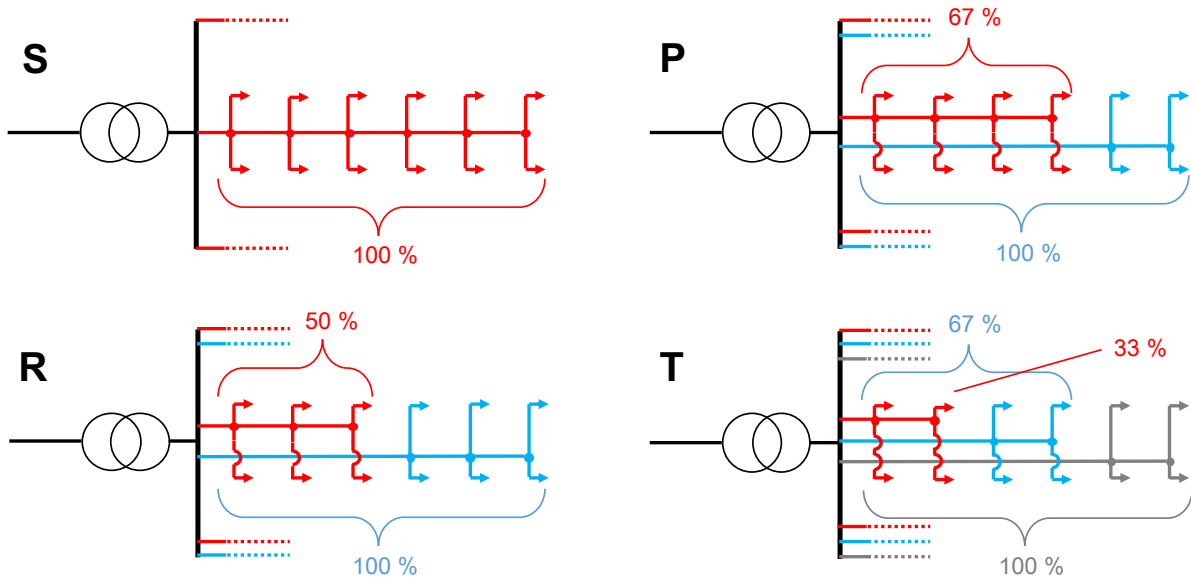


Abbildung 16: Schemata der untersuchten Grundtopologien

Kabelverteilerschränke sind eingehauste Sammelschienen innerhalb des Netzes, deren Abgänge geschaltet und einzeln abgesichert werden können. Ihre Anzahl und Positionen hängen in stärkerem Maße als die anderen technischen Freiheitsgrade von der realen Versorgungsaufgabe ab. Sie werden vor allem für Verzweigungen und Vermaschungen eingesetzt, die für die betrachteten Topologien ausgeschlossen sind, weswegen Kabelverteilerschränke hier nicht untersucht werden.

5.4.3 Verlegeart

Diese Arbeit unterscheidet zwei Verlegearten:

- Einseitige Verlegung: Die Kabeltrasse liegt unter dem Bürgersteig nur einer Straßenseite. Die Netzanschlussleitungen der Häuser auf der gegenüberliegenden Straßenseite müssen die Straße queren, was mit Bodenverdrängungsverfahren ohne Eingriff in die Straßenoberfläche mit vertretbarem Aufwand möglich ist [16].
- Zweiseitige Verlegung: Unter den Bürgersteigen beider Straßenseiten liegt je eine Trasse. Die Netzanschlussleitungen reichen vom Grundstück bis zum angrenzenden Bürgersteig.

Die Leistungsfähigkeit und die Kosten der zweiseitigen Verlegung sind c. p. erheblich höher als die der einseitigen Variante. Nur mit detaillierten Untersuchungen kann beurteilt werden, welche Verlegeart für eine Versorgungsaufgabe kostengünstigere Netze generiert. Für vorstädtische Versorgungsaufgaben wurde in einer Voruntersuchung (Abschnitt 5.7) die zweiseitig Verlegung als nachteilig identifiziert, weshalb sie nur für die städtischen Grund-VAs untersucht wird.

5.4.4 Leitungen

Für neue NS-Netze kommen nur kunststoffisolierte erdverlegte Aluminiumkabel in Frage: Die Nachteile von Luftkabeln und Freileitungen sind die geringeren realisierbaren Leiterquerschnitte wegen Gewichtsbeschränkungen und die Störungsanfälligkeit durch Wetterereignisse; im Fall von Freileitungen kommt die Gefahr durch Berührungsspannungen hinzu. Kupferkabel kommen wegen der hohen Kupferkosten nicht in Frage, bei gleichem Resistanzbelag ist das Leitermaterial rund siebenmal so teuer wie bei vergleichbaren Aluminiumkabeln (Stand 2017).¹⁹

Moderne NS-Kabel sind vieradrige Kabel, wobei der Neutralleiter über einen Leiter analog den Außenleitern ausgeführt ist. Als Isolationsmaterial wird überwiegend Polyvinylchlorid (PVC) eingesetzt [95], als Mantelmaterial PVC oder Polyethylen (PE). In dieser Arbeit wird nur der Typ NAYY (vieradrig mit PVC-Mantel) nach DIN VDE 0276-603 [96] genutzt. Der ebenfalls verbreitete Typ NAY2Y mit PE-Mantel sollte ein praktisch identisches Verhalten aufweisen. Solche Kabel haben betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von 40 Jahren und mehr [16].

Für **Netzleitungen** werden die drei verbreiteten Leiterquerschnitte 95 mm², 150 mm² und 240 mm² untersucht, die sich im Impedanzbelag, der thermischen Stromtragfähigkeit und den Kosten für Material, Verlegung (schlechte Handhabbarkeit von 240 mm²) und Muffen unterscheiden.

Die Querschnitte der **Netzanschlussleitungen** werden in Anlehnung an [34] nach der Zahl der Haushalte je Netzanschluss gewählt: 35 mm² für die Grund-VAs mit einem Haushalt je Netzanschluss (S1a bis S4a), 95 mm² für jene mit mehr Haushalten (S5a bis S6b).

Die thermischen Grenzströme hängen von der maximalen Betriebstemperatur ab, diese bei Erdverlegung wiederum von der Umgebungstemperatur, der Wärmeabführung des Bodens, den Verlegebedingungen und der Kabelhäufung [16]. Weil die Umgebungstemperatur, die Wärmeabführung und die Verlegebedingungen für viele Versorgungsaufgaben in Deutschland ähnlich sind, werden Standardwerte aus Betriebsmitteldatenbanken verwendet. Die Kabelhäufung nach den Vorgaben aus DIN VDE 0276-1000 [97] in der Modellierung abzubilden ist nicht möglich, denn die Norm sieht keine pauschale Reduktion der thermischen Grenzströme vor, sondern ein Absenken in Abhängigkeit der erwarteten Auslastung. Zudem weisen Topologien mit partiell-paralleler

¹⁹ Kupfer hat eine um 54 % höhere volumenbezogene Leitfähigkeit als Aluminium. Die 3,3 mal so hohe Dichte und der 3,2 mal so hohe Preis (Cu 7.160,75 USD/t, Al 2.264,50 USD/t, Stand 31.12.2017) machen diesen Vorteil aber zunichte.

Verlegung nur auf kurzen Abschnitten mehrere Leitungen mit potentiell hoher Auslastung auf, die in der Praxis durch etwas breitere Gräben und größere Abstände gehandhabt werden können. In der Konsequenz werden, unabhängig von der Versorgungsaufgabe und sonstigen Merkmalen der Netzkonzepte, einheitliche thermische Grenzströme je Kabeltyp angesetzt (35 mm²: 123 A, 95 mm²: 222 A, 150 mm²: 284 A, 240 mm²: 357 A) und auf die volle Auslastung der Kabel verzichtet.

Die Leiterkapazitäten von NS-Kabeln können aus betrieblicher Sicht vernachlässigt werden [98]. Dies erlaubt eine einfachere Netzmodellierung, bei der zur Veränderung der VA-Größe und Topologie nur die Lasten und Einspeisungen deaktiviert werden müssen, wodurch die stromlosen Zuleitungen elektrisch neutral werden.

5.5 Ortsnetztransformatoren

5.5.1 Ortsnetzstation

Eine Ortsnetzstation beinhaltet in dieser Arbeit einen ONT oder zwei parallelgeschaltete ONTs, wobei die Parallelschaltung für Leistungen von mehr als 1 MVA zum Einsatz kommt. Jedes Netz hat in dieser Arbeit genau eine Station, denn NS-Netze mit mehreren MS-Anschlüssen sind unübersichtlicher, im Betrieb schwieriger zu optimieren und erfordern aufwendigere Schutzkonzepte.

Die Position der Ortsnetzstation wird als gegeben angenommen, vgl. Abschnitt 4.3.1.

Bei bestehenden Netzen sind zwei bis sechs Abgänge üblich [66], was jedoch nicht für neue Planungsgrundsätze gelten muss. In dieser Arbeit werden bis zu drei parallelverlegte Leitungen je Trasse untersucht. Mit maximal sechs Trassen (Grund-VAs S6a und S6b mit zweiseitiger Verlegung, vgl. Abbildung 93 und Abbildung 95 in Kapitel 13) ergeben sich maximal 18 Abgänge.

Für die Absicherung von Ortsnetzstationen wird auf Spezialliteratur wie [34] verwiesen.

5.5.2 Bemessungsleistung

Betrachtet werden Standardtransformatoren mit den Bemessungsleistungen 250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, 800 kVA und 1 MVA. Für 1,25 MVA, 1,6 MVA und 2 MVA werden zwei gleiche Transformatoren parallelgeschaltet, vgl. Abschnitte 3.7.3 und 3.8.3.

5.5.3 Typen

Abmessungen, Anschlüsse, Zuverlässigkeit, erwartete Lebensdauern und Betriebskosten von kONTs und rONTs sind nahezu identisch. Bei Störungen der Umschalteneinheit ist ein rONT nicht in seiner Funktion als ONT beeinträchtigt [10, 99]. Mehrere rONTs können durch Master-Slave-Verfahren problemlos parallel betrieben werden [10]. Hersteller versprechen 700.000 und mehr Schaltspiele ohne Wartung [100], was z. B. bei zwei Schaltspielen pro Stunde einem wartungsfreien Zeitraum von 40 Jahren entsprechen würde. Wegen des höheren konstruktiven Aufwands werden rONTs dauerhaft höhere Herstellungskosten als kONTs aufweisen.

Mit den in kONTs eingebauten Umstellern (De-Energized Tap Changer, DETC) kann die Stufe und damit das Übersetzungsverhältnis im spannungsfreien Zustand verändert werden [101], während die Laststufenschalter (On Load Tap Changer, OLTC) von rONTs die Stufe unter Last ändern können. Am Markt verfügbare rONTs weisen Stufenweiten von bis zu 3,5 % U_n auf. Die Stufenweite ist bei einem rONT-Modell konstruktiv festgelegt und kann nachträglich nur sehr aufwendig geändert werden, weswegen sie beim Kauf sorgfältig gewählt werden sollte. In dieser Arbeit werden die **Stufenweiten 1,0 % U_n bis 3,5 % U_n in 0,5-%-Schritten** untersucht. [10] empfiehlt den rONT-Regelbereich $\pm 10\% U_n$. Bei Modellen mit neun Stufen, wie sie in dieser Arbeit unterstellt werden (Maschinenfabrik Reinhausen, Modell GRIDCON [100]), entspricht dies einer Stufenweite von 2,5 % U_n .

Tabelle 12 stellt ONT-Regelkonzepte und ihren prägenden Merkmale dar [10, 12, 102]. Mangels etablierter Begrifflichkeiten werden die Bezeichnungen hier neu eingeführt.

Tabelle 12: ONT-Regelkonzepte

| Bezeichnung | Spannungssollwert | Bestimmung der Leistungsflüsse | Spannungsmessung | Live-Beeinflussung durch Leitstelle |
|-------------|---------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| kONT | - (<u>k</u> onventionell ungeregelt) | - | - | - |
| F-rONT | <u>f</u> ix | - | am ONT | - |
| L-rONT | <u>l</u> eistungsflossabhängig | Messung am ONT | am ONT | - |
| S-rONT | leistungsflossabhängig | <u>S</u> chätzung | am ONT | - |
| A-rONT | fix | - | <u>a</u> bgesetzt und am ONT | - |
| R-rONT | fix | - | am ONT | <u>R</u> emote-Steuerung |

Der **F-rONT** stellt das rONT-Grundkonzept dar, auf dem die anderen Konzepte aufsetzen. Er wählt die Stufe so, dass der Abstand zwischen dem fix vorgegebenen Sollwert und der aktuellen unterspannungsseitigen Klemmenspannung minimiert wird.

Der leistungsflussabhängige Spannungssollwert, auch Leistungskompoundierung genannt [103], ist eine im **L-rONT** hinterlegte Sollwertkennlinie über dem Wirkleistungsfluss. Der Wirkleistungsfluss wird periodisch über eine im L-rONT eingebaute, über die Außenleiter summierende Leistungsmessung ermittelt. Davon wird der Sollwert abgeleitet. Analog dem F-rONT stuft der L-rONT mit dem Ziel der Minimierung des Abstands zwischen dem aktuellen Sollwert und der aktuellen unterspannungsseitigen Klemmenspannung.

Abbildung 17 zeigt beispielhaft die in [104] ermittelte Kennlinie mit dem vom Wirkleistungsfluss abhängigen Sollwert. Wäre die Kennlinie stattdessen auf den Wirkstrom bezogen, könnte dies zu Rückkopplungen führen: Bei einer Spannungsanhebung würden beispielsweise PV-Anlagen ihre Stromabgabe verringern, um die Leistung konstant zu halten. Dies würde den L-rONT zu einer Spannungsabsenkung animieren, worauf die PV-Anlagen die Stromabgabe erhöhen würden, worauf der L-rONT wieder zurückstufen würde usw.

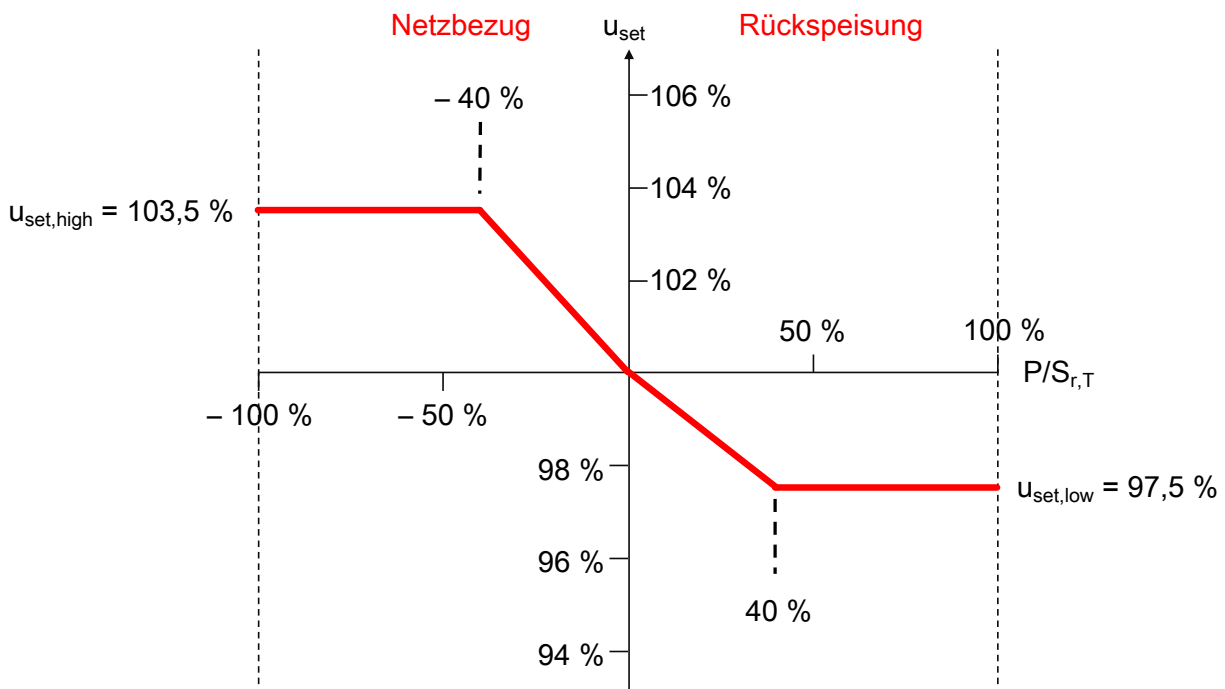


Abbildung 17: L-rONT-Referenzkennlinie

5.5 Ortsnetztransformatoren

Kennlinien, die neben der Wirkleistung auch die Blindleistung zur Wahl des Spannungswertes heranziehen, könnten potentiell eine bessere Spannungsregelung realisieren: Ein hoher Blindleistungsbezug würde auf gleichzeitig hohe Lasten und Einspeisungen hindeuten, weil beides mit Blindleistungsbezug verbunden ist (wenn die Einspeisungen entsprechend parametrisiert sind, vgl. Abschnitt 5.6.3). Zusammen mit dem Wirkleistungsfluss könnten die Höhen von Lasten und Einspeisungen abgeschätzt werden. Gegen die Berücksichtigung der Blindleistung sprechen der unklare Nutzen solcher Regelungen, ihre Komplexität und mögliche Schwingungsvorgänge durch Komponenten, die ihr Blindleistungsverhalten nach der Versorgungsspannung regeln (Q(U)-Regelung). In dieser Arbeit werden nur Kennlinien auf Basis des Wirkleistungsflusses berücksichtigt.

Im Konzept **S-rONT** wird der aktuelle Leistungsfluss anhand der aktuellen Stufe und der aktuellen Klemmenspannung geschätzt, um eine L-rONT-Kennlinie ohne Leistungsmessung einsetzen zu können. Die Schätzung ist jedoch fehleranfällig, weil Veränderungen der MS-Klemmenspannung auch die NS-Klemmenspannung beeinflussen, was vom S-rONT fälschlicherweise als Leistungsänderung interpretiert werden könnte. Auch weil die Leistungsmessung relativ kostengünstig ist, sollte auf den S-rONT zugunsten des L-rONTs verzichtet werden [10].

Ein allgemein problematischer Fall sind Netze, die an verschiedenen Netzpunkten gleichzeitig stark unterschiedliche Versorgungsspannungen aufweisen, hauptsächlich wegen sehr unterschiedlich verteilter Lasten und Einspeisungen. **A-rONTs** können viele dieser Fälle handhaben, indem abgesetzte Spannungsmessgeräte an neuralgischen Punkten die aktuellen Spannungsbeträge messen und z. B. über Powerline-Communication an den A-rONT senden. Dieser wählt die Stufe so, dass alle Versorgungsspannungen im zulässigen Bereich liegen. Gegen das Konzept spricht die zusätzliche Messtechnik, die die Zahl störungsanfälliger Betriebsmittel in NS-Netzen erhöht. Netzkonzepte, die zulässige Versorgungsspannungen nur mittels A-rONT garantieren können, werden als unterdimensioniert und für Planungsgrundsätze ungeeignet angesehen. Entsprechend wird der A-rONT nicht weiter betrachtet.

Der **R-rONT** sendet den Messwert der Klemmenspannung und gegebenenfalls weitere Messwerte an einen Zentralrechner. Dieser ermittelt die zu wählende Stufe und sendet sie zurück an den R-rONT (im Gegensatz zur lokalen Ermittlung der zu wählenden Stufe bei den anderen Verfahren). Die Konzepte L-, S- und A-rONT können mit dem R-rONT kombiniert werden. In Kombination mit dem S-rONT-Konzept und MS-Spannungsmessungen kann die Leistungsschätzung verbessert werden, indem die MS-Klemmenspannung mit Netzsimulationsrechnungen

abgeschätzt wird. Auch kann die Zahl an Schaltspielen reduziert werden, weil künftige Leistungsänderungen durch einen größeren Datenpool (z. B. Bewegungsdaten durchziehender Wolken) und Big-Data-Verfahren prognostiziert werden können. Nachteilig sind vor allem die Zusatzkosten für die aufwendige Kommunikation und Softwarepflege. Der R-rONT wird als attraktive zukünftige Aufrüstoption für die anderen rONT-Konzepte gesehen, wenn umfangreiche rONT-Erfahrungen vorliegen und zuverlässige Kommunikationssysteme zu geringeren Kosten verfügbar sein werden.

In einem Vergleich von F-rONT, A-rONT, R-rONT und einer Kombination aus A- und R-rONT wurde gezeigt [12], dass in 95 % der untersuchten bestehenden NS-Netze der F-rONT ausreichend ist, um zu hohe Spannungen als Folge des künftigen PV-Anlagenzubaus zu vermeiden.

In [104] wurde der L-rONT bei PV-einspeiselastigen Versorgungsaufgaben und stabilen MS-Magnituden als sehr wirkungsvoll und gegenüber dem F-rONT deutlich vorteilhaft identifiziert.

In dieser Arbeit werden die Konzepte **kONT**, **F-rONT** und **L-rONT** untersucht, die ohne Kommunikationstechnik und externe Messgeräte auskommen.

5.5.4 Regelkennlinien

In der Literatur finden sich unterschiedliche F-rONT-Sollwerte und L-rONT-Sollwertkennlinien [10, 103] (zusammengefasst als „Kennlinien“), wobei überwiegend nicht erkennbar ist, wie sie bestimmt wurden und welchen Anforderungen sie genügen sollen. Passend zum bisherigen rONT-Haupt Einsatzgebiet, der Ertüchtigung bestehender ländlicher und vorstädtischer Netze zur Bewältigung hoher PV-Einspeisungen, sind nur Kennlinien für diese Versorgungsaufgaben bekannt.

In dieser Arbeit erfolgt die detailliertere Untersuchung von Kennlinien aus zwei Gründen:

1. Auch für städtische Versorgungsaufgaben könnte der rONT-Einsatz sinnvoll sein.
2. Für Netzkonzepte mit einer auf den rONT abgestimmten Topologie könnten andere Kennlinien vorteilhaft sein als für die Ertüchtigung bestehender Netze.

Stärkster Kostentreiber bei rONTs sind der Projektierungs- und Engineering-Aufwand für die Regelung [12]. Damit verbunden sind die grundsätzlichen Strategien zum Kennlinieneinsatz:

1. Alle rONTs eines Netzbetreibers erhalten die gleiche Kennlinie.
2. Die rONTs eines Netzbetreibers werden zu wenigen Gruppen zusammengefasst, für die jeweils eine Kennlinie verwendet wird.
3. Jeder rONT erhält eine eigene, an die Versorgungsaufgabe angepasste Kennlinie.

5.5 Ortsnetztransformatoren

Als am zweckmäßigsten wird eine Kombination aus der 2. und 3. Strategie angesehen, d. h. wenige Standardkennlinien und einzeln angepasste Kennlinien für anspruchsvolle Sonderfälle.

Ideale Sollwerte liegen typischerweise leicht oberhalb der Netznennspannung, weil der Blindleistungsbezug von Lasten und Einspeisungen die Versorgungsspannungen im ganzen Netz reduziert. Zudem sind Unterspannungen auszuschließen, während sich Überspannungen wegen der (zu vermeidenden) Wechselrichter-Selbstabschaltung selbst ausregeln und daher weniger kritisch sind.

Eine günstige Kennlinie für Planungsgrundsätze zeichnet sich demnach dadurch aus, dass sie ...

1. für verschiedene Versorgungsaufgaben einsetzbar ist,
2. die Spannungen an allen Netzanschlüssen stets im angestrebten Spannungsband hält und
3. die Abstände der höchsten Versorgungsspannung zur oberen Grenze und der niedrigsten Versorgungsspannung zur unteren Grenze jederzeit möglichst gleich sind.

Die 1. und 2. Eigenschaft werden als notwendig angesehen, die 3. als erstrebenswert.

Bei kONTs bietet sich an, das Übersetzungsverhältnis des Umstellers (auch unter „Kennlinien“ subsumiert) an die Last- und Einspeisecharakteristik anzupassen: geringere Übersetzungsverhältnisse mit höheren Versorgungsspannungen für lastdominierte, höhere Übersetzungsverhältnisse mit geringeren Versorgungsspannungen für einspeisedominierte Versorgungsaufgaben.

Diese Arbeit basiert auf Netzsimulationen mit einheitlichen Referenzkennlinien und mit an das jeweilige Testnetz angepassten Kennlinien. Aus den angepassten Kennlinien werden allgemeine Kennlinien abgeleitet und den Referenzkennlinien gegenübergestellt (Abschnitt 6.7).

Beim **kONT** ist die Neutralstellung des Umstellers die Referenz (Kennzeichen **K0**). Zur Vermeidung zu hoher Versorgungsspannungen wird sukzessive die nächsthöhere Stufe eingestellt, bis die höchste Versorgungsspannung im angestrebten Spannungsband liegt oder die höchste Stufe erreicht ist (**Kh**). Zur Vermeidung zu niedriger Spannungen wird analog verfahren (**Kn**).

Als Standardsollwert beim **F-rONT (F0)** dient $u_{\text{set,fix}} = 102 \%$, vgl. [104].

Die Referenzkennlinie für den **L-rONT (L0)** [104] ist in Abbildung 17 dargestellt. Durch die Knicke bei den Leistungen 40 % und -40 % $P/S_{r,T}$ soll erreicht werden, dass bei niedrigeren Leistungswerten die Spannungsveränderungen an den neuralgischen Netzpunkten möglichst ausgeglichen werden. Bei höheren Leistungen soll hingegen eine Überkorrektur verhindert werden, die z. B. bei hohen Einspeisungen zu unzulässig niedrigen Spannungen auf lastgeprägten Strängen

führen würde. Der Sollwert ohne Wirkleistungsfluss ($u_{\text{set},0\%}$) beträgt $100\% U_n$, um das Betriebsverhalten besser nachvollziehen zu können.

Für den L-rONT mit angepasster Kennlinie (**La**) wird eine – gegenüber der geknickten L0-Kennlinie einfachere – Gerade als Kennlinie gewählt, die durch die Punkte für den Schwachlastfall (Leistung P+, Sollwert $u_{\text{set},\text{low}}$) und den Starklastfall (Leistung P-, Sollwert $u_{\text{set},\text{high}}$) definiert ist, vgl. Abschnitt 3.7.2. Die Anpassung erfolgt in vier Schritten, vgl. Abbildung 18:

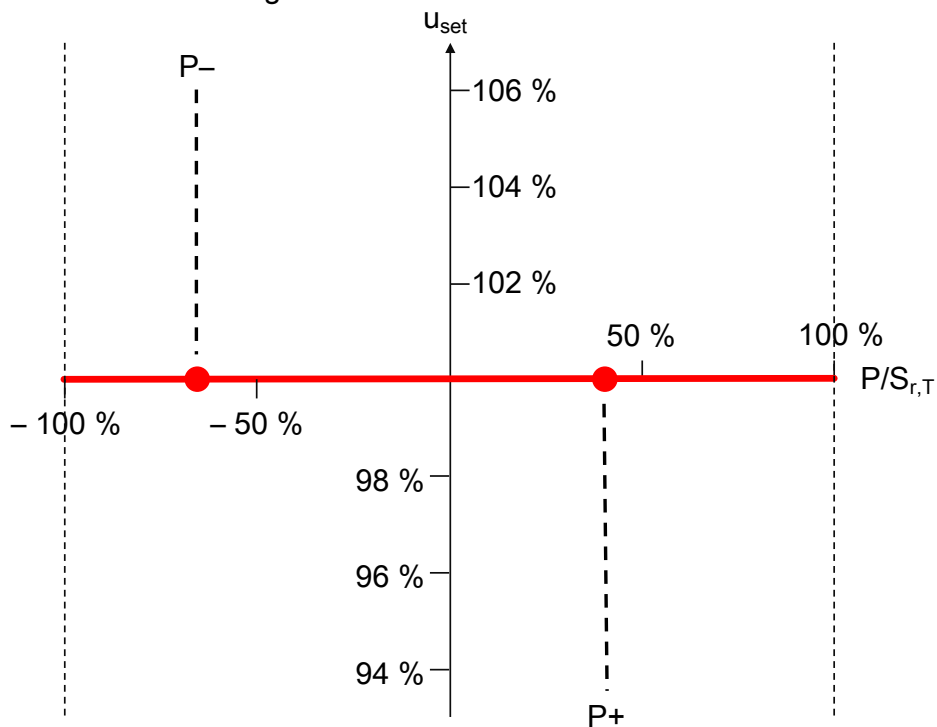
1. Die MS-Magnitude wird auf den oberen Wert ($+ 2\% U_{n,\text{MS}}$ bzw. $+ 4\% U_{n,\text{MS}}$) eingestellt und die Sollwerte $u_{\text{set},\text{low}}$ und $u_{\text{set},\text{high}}$ für beide Leistungen P+ und P- auf $100\% U_n$ gesetzt.
2. Mit Leistungsflussrechnungen für den Schwachlastfall (Leistung P+) wird der zugehörige Sollwert $u_{\text{set},\text{low}}$ wiederholt um $0,5\% U_n$ abgesenkt, bis
 - die höchste Versorgungsspannung innerhalb des angestrebten Spannungsbandes liegt und das rONT-Spannungsbandkriterium eingehalten wird,
 - die kleinste Regelstufe erreicht ist oder
 - der Sollwert den niedrigsten zulässigen Sollwert (siehe unten) erreicht.
3. Analog zum Schwachlastfall wird der Sollwert $u_{\text{set},\text{high}}$ für den Starklastfall (Leistung P-) mit Lastgleichzeitigkeitsfaktor $\text{LGF}_{U/I}$ bestimmt.
4. Der Vorgang wird mit der unteren MS-Magnitude wiederholt. Von den zwei Kennlinien wird der höhere Wert für $u_{\text{set},\text{high}}$ und der niedrigere Wert für $u_{\text{set},\text{low}}$ übernommen.

Nach Abschluss der Anpassung werden aus $u_{\text{set},\text{high}}$ und $u_{\text{set},\text{low}}$ die Werte für die Größen $u_{\text{set},-100\%}$, $u_{\text{set},100\%}$ und $u_{\text{set},0\%}$ abgeleitet, vgl. Abbildung 18. Sie dienen zum Vergleich unterschiedlicher angepasster L-rONT-Kennlinien, deren Werte für $u_{\text{set},\text{high}}$ und $u_{\text{set},\text{low}}$ wegen i. A. unterschiedlichen Leistungen P+ und P- nicht verglichen werden können. $u_{\text{set},-100\%}$ und $u_{\text{set},100\%}$ sind die Sollwerte für die Fälle, dass an den unterspannungsseitigen ONT-Klemmen der Wirkleistungsbezug bzw. die Wirkleistungsrückspeisung so hoch wie die ONT-Bemessungsleistung ist. $u_{\text{set},0\%}$ ist der Sollwert für den Fall, dass an den Klemmen kein Wirkleistungsfluss vorliegt.

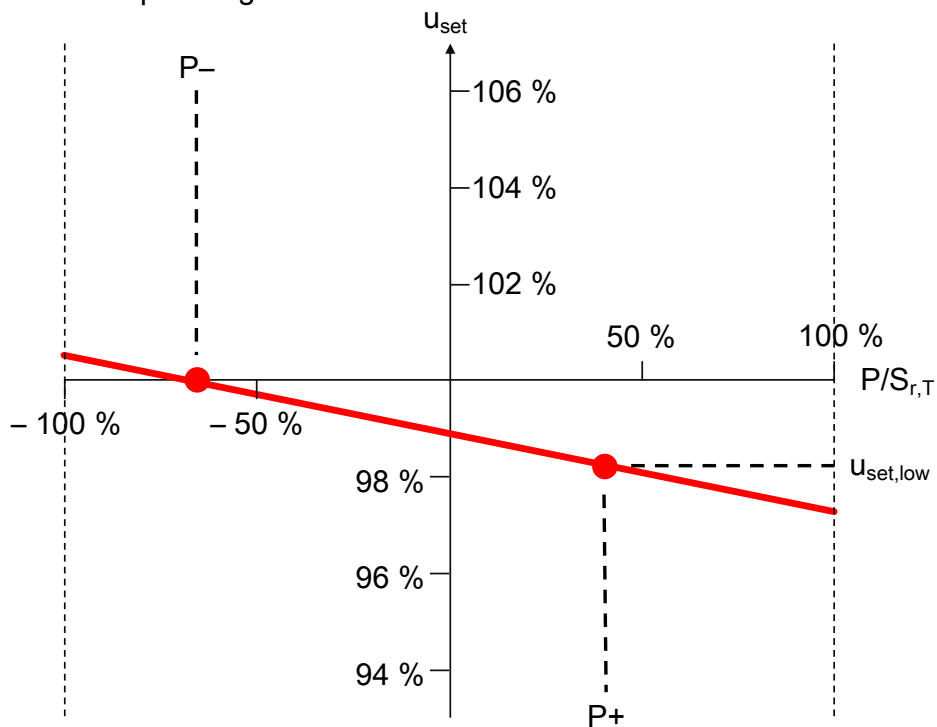
Der niedrigste zulässige Sollwert ergibt sich aus der unteren Grenze des angestrebten Spannungsbandes plus eine halbe Stufenweite: Bei einer unteren Spannungsgrenze von z. B. 95% und der Stufenweite 2% ist der niedrigste zulässige Sollwert 96% , wodurch der L-rONT auf Klemmenspannungen zwischen 95% und 97% einregelt. Der höchste zulässige Sollwert für den Starklastfall wird analog abgeleitet.

5.5 Ortsnetztransformatoren

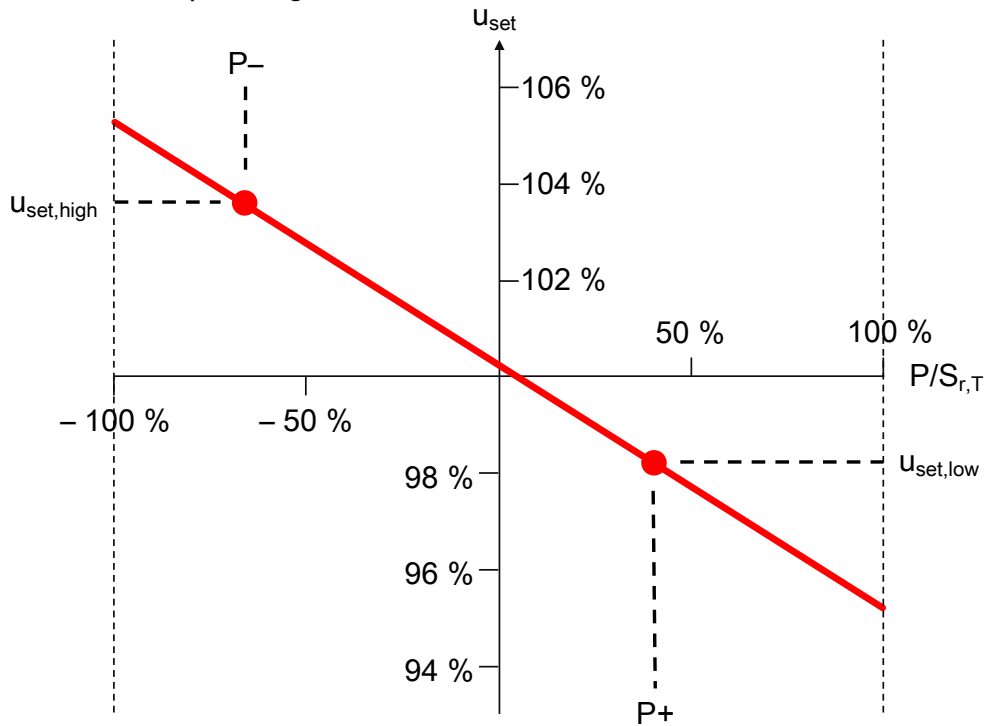
1. Initialisierung



2. Anpassung für Schwachlastfall



3. Anpassung für Starklast



4. Gemeinsame Kennlinie für beide MS-Magnituden

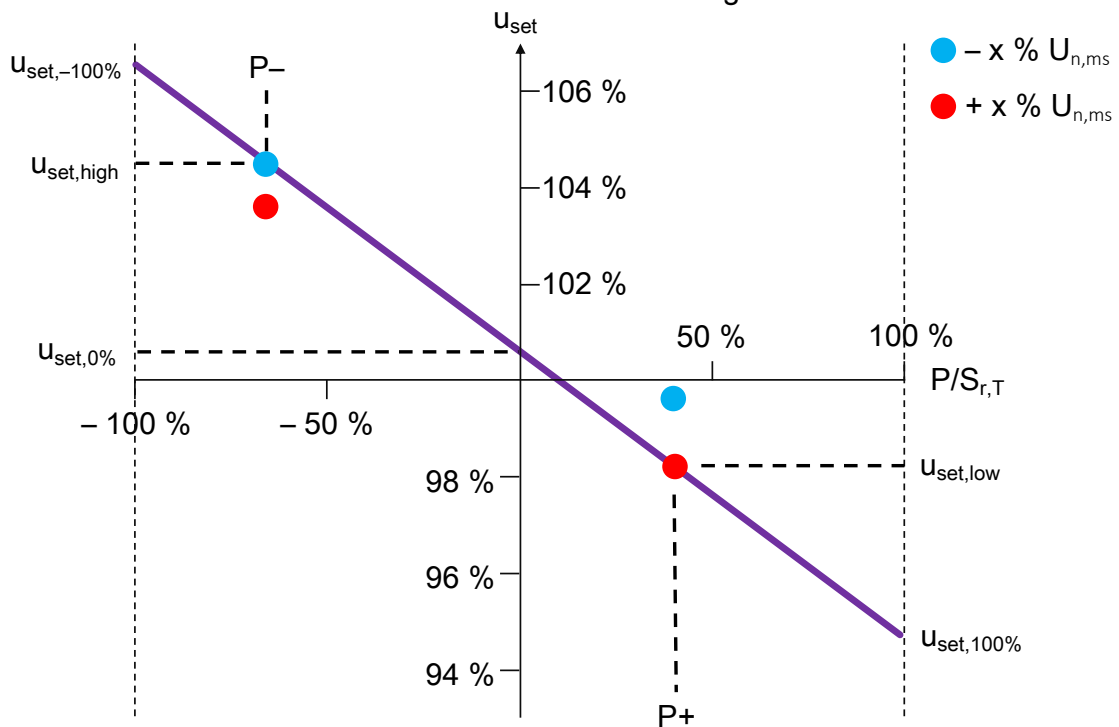


Abbildung 18: Anpassung der L-rONT-Kennlinie (Strategie La) mit Beispielwerten

5.6 Vorgaben des Netzbetreibers an Netzkunden

5.5.5 Regelbandbreite und Verzögerungszeit

Die Regelbandbreite ist der Abstand zwischen der oberen und der unteren Schaltschwelle, die von der Klemmenspannung über- bzw. unterschritten werden muss, um beim rONT eine Stufung auszulösen. Im Normalfall sind die Schaltschwellen äquidistant um den Sollwert angeordnet. Bei veränderlichen Sollwerten wie beim L-rONT verändern sich auch die Schaltschwellen. Die Regelbandbreite kann am rONT eingestellt werden. Für ihre Wahl gibt es zwei sinnvolle Strategien:

- Regelbandbreite gleich Stufenweite: Dabei wird ein rONT so geregelt, dass die Klemmenspannung möglichst dem Sollwert entspricht.
- Regelbandbreite größer als Stufenweite: Der rONT erlaubt eine stärkere Abweichung vom Sollwert ohne zu schalten in der Erwartung, dass die Höhe der Klemmenspannung bald in die Nähe des Vorwertes zurückkehrt, wodurch sich die Zahl an Schaltspielen reduziert.

Allgemein gilt: Je größer das Verhältnis aus Regelbandbreite und Stufenweite ist, desto weniger Schaltspiele erfolgen und desto stärker schwanken die Versorgungsspannungen. Empfohlene Verhältnisse sind 1,2 [105] und 1,6 [10]. Aufgrund von technischen Einschränkungen der verwendeten Simulationsumgebung wird für die Berechnungen der Wert 1,0 verwendet.

Die Vorgabe einer Verzögerung zwischen einer Spannungsänderung und dem folgenden Schaltvorgang reduziert ebenfalls die Zahl an Schaltspielen. Durch geeignete Wahl der Regelbandbreite und der Verzögerungszeit wird die Zahl an Schaltspielen soweit reduziert, dass die Grenzwerte für Flicker nach IEC 61000-3-11 eingehalten werden [10]. Für die quasistationären Berechnungen in dieser Arbeit ist die Verzögerungszeit nicht sinnvoll abbildbar und wird ausgeklammert.

5.6 Vorgaben des Netzbetreibers an Netzkunden

5.6.1 Netzzustandsüberwachung

Systeme zur NS-Netzzustandsüberwachung können im Netzbetrieb dazu dienen, Betriebsmittelüberlastungen und ungünstige Spannungen zu erkennen und Daten für das MS-Netzmonitoring bereitzustellen. Während der breite Einsatz solcher Systeme bislang an hohen Kosten scheiterte, machen elektronische Stromzähler (sog. intelligente Messsysteme nach dem Messstellenbetriebsgesetz, bestehend aus der „modernen Messeinrichtung“ als Zähler und dem „Smart Meter Gateway“ als Kommunikationssystem) und geeignete State-Estimation-Verfahren wie in [106] die

praktische Realisierung zu vertretbaren Kosten greifbar. In dieser Arbeit wird die Verfügbarkeit solcher Systeme als Signalgeber für das fernwirktechnische Einspeisemanagement unterstellt.

5.6.2 Einspeisemanagement und netzgetriebenes Lastmanagement

Diese Maßnahmen beruhen auf Vorgaben des Netzbetreibers. Sie werden in dieser Arbeit bereits an anderen Stellen beschrieben, sind aber hier aus Gründen der Vollständigkeit erwähnt:

- Einspeisemanagement: Abschnitt 3.4
- Netzgetriebenes Lastmanagement für E-Auto-Laden: Abschnitt 4.4.1
- Netzgetriebenes Lastmanagement für elektrische Heizungen: Abschnitt 4.4.2

5.6.3 Blindleistungsbezug von Erzeugungsanlagen

Blindleistungsmanagement ist eine effektive Methode zur Spannungshaltung in bestehenden NS-Netzen. Neben der Verwendung eigener Static Var Compensators (vgl. Abschnitt 5.2) können Netzbetreiber Vorgaben erlassen, wie Erzeugungsanlagen Blindleistung beziehen oder bereitstellen sollen. Der Hauptanwendungsfall ist der Blindleistungsbezug von PV-Wechselrichtern, um dem Spannungsanstieg aufgrund von Wirkleistungseinspeisung entgegenzuwirken. Mit einem Leistungsfaktor von 0,9 induktiv lassen sich Spannungsprobleme in den meisten bestehenden NS-Netzen wirkungsvoll beheben [35].

Blindleistungsmanagement zur Spannungsregelung hat jedoch auch Nachteile: Bei ausreichend dimensionierten Wechselrichtern erhöht der zusätzliche Blindstrom die Leitungsauslastung, wodurch größere Leiterquerschnitte und/oder leistungsfähigere Netztopologien nötig werden können. Wechselrichter, die aus Wirtschaftlichkeitsgründen kleiner dimensioniert sind, können weniger Energie ans Netz abgeben, weil der Blindleistungsbezug die maximale Wirkleistungsabgabe reduziert. In beiden Fällen verursachen die Blindströme zusätzliche Leitungsverluste. Zudem ist der spannungssenkende Effekt in Kabelnetzen wegen des kleineren Reaktanzbelags viel geringer als in Freileitungsnetzen und verpufft geradezu bei stark unsymmetrischer Einspeisung [9].

Die Kombination aus Blindleistungsbezug und rONT kann in Bestandsnetzen nachteilig sein [9]: Durch den rONT werden Spannungsprobleme soweit behoben, dass mehr PV-Leistung als ohne rONT installiert werden kann. Die maximal installierbare PV-Leistung wird dann durch die maximale Wirkstromtragfähigkeit der Leitungen bestimmt, die durch den Blindstrom reduziert wird, sodass der Blindleistungsbezug zu einer geringeren maximal installierbaren PV-Leistung führt.

Grundsätzlich stehen den Netzbetreibern drei Regelungsverfahren zur Verfügung:

1. **Blindleistungsneutraler Betrieb:** Bei geeigneten Spannungsverhältnissen ist der blindleistungsneutrale Betrieb der PV-Anlagen wegen der genannten Vorteile vorzuziehen.
2. **cos φ (P):** Der Leistungsfaktor ist abhängig von der aktuellen Wirkleistungsabgabe. In der Anwendungsregel VDE AR-N 4105 [38] ist für Anlagen mit einer Modulleistung zwischen 3,68 kW und 13,8 kW der minimale Leistungsfaktor 0,95 induktiv vorgegeben, bei über 13,8 kW der Wert 0,9 induktiv. Für Anlagen mit weniger als 3,68 kW gibt es keine Vorgaben, sodass vom blindleistungsneutralen Betrieb auszugehen ist. Die Kennlinie sieht bis zu einer gegebenen Leistung von der Hälfte der installierten Leistung den Leistungsfaktor 1 vor.²⁰ Ab dort sinkt er linear bis zur vollen Leistungsabgabe auf den minimalen Leistungsfaktor, siehe Abbildung 19. Die Anwendungsregel VDE AR-N 4105 ist ein allgemein anerkanntes Verfahren, aber keine Norm, d. h. Netzbetreiber können nach eigenem Ermessen abweichen und eigene Vorgaben definieren.
3. **Q(U):** Der Blindleistungsbezug ist abhängig von der aktuellen Versorgungsspannung. Dieses in höheren Spannungsebenen verbreitete Verfahren wird in NS-Netzen bislang wenig genutzt. Es verbindet die Vorteile des blindleistungsneutralen Betriebs in Situationen ohne Spannungsprobleme mit den Vorteilen des Blindleistungsbezugs in Situationen mit Spannungsproblemen und wird deshalb für den breiteren Einsatz empfohlen [9, 107, 108, 109]. Bei geeigneter Parametrierung kann das Verfahren zusammen mit rONTs eingesetzt werden, ohne dass es zu einem Gegeneinanderregeln mit periodischen Stufungen kommt [9, 109]. Durch die Aufnahme des Verfahrens in die in Überarbeitung befindliche Anwendungsregel VDE AR-N 4105 erfolgt die für eine breite Anwendung notwendige Standardisierung [110]. Hauptnachteil ist die Ungleichbehandlung der Netzkunden, weil Kunden mit günstigeren Versorgungsspannungen aufgrund ihrer Position im Netz bevorzugt sind: Sie werden seltener Blindleistung beziehen und können deshalb einen kleineren und billigeren Wechselrichter wählen und/oder mehr Wirkenergie einspeisen, weil der Wechselrichter weniger durch Blindleistungsbezug belastet ist.

²⁰ Tatsächlich gibt es für den Leistungsbereich 0 % bis 20 % keine Vorgabe, vermutlich weil die Wechselrichter nahe dem Leerlauf unbeabsichtigtes schwaches Blindleistungsverhalten zeigen, das für den Netzbetrieb unkritisch ist. In der Praxis dürften Wechselrichter für diesen Leistungsbereich auf Leistungsfaktor 1 konfiguriert sein.

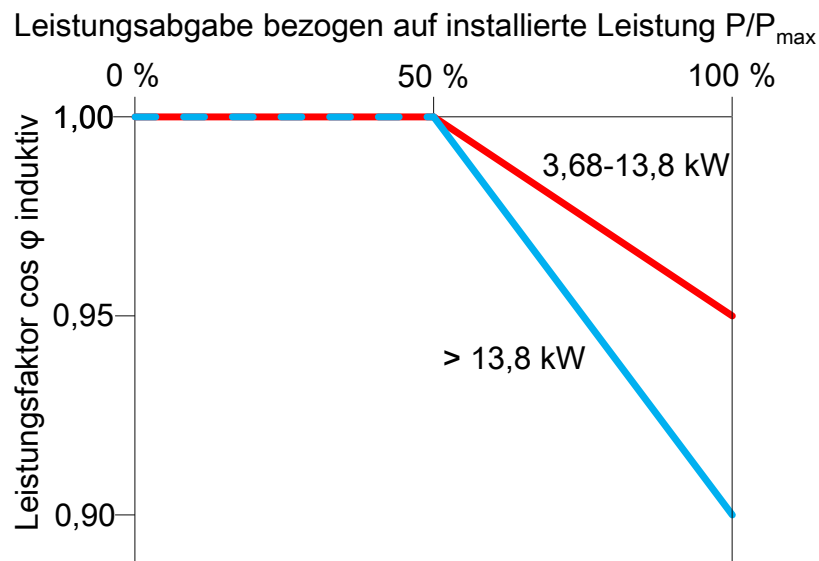


Abbildung 19: Leistungsfaktorkennlinie für Erzeugungsanlagen nach VDE AR-N 4105

Die verwendete Netzsimulationsumgebung erlaubt keine Nachbildung der Q(U)-Regelung mit akzeptablen Rechenzeiten. In dieser Arbeit werden deshalb nur der blindleistungsneutrale Betrieb und der Blindleistungsbezug mit $\cos\phi$ -(P)-Regelung nach VDE AR-N 4105 untersucht. Weil die PV-Einspeisung in städtischen Versorgungsaufgaben im Verhältnis zur Last gering und absehbar unproblematisch ist, wird für die Grund-VAs S5a bis S6b vereinfachend nur der blindleistungsneutrale Betrieb berücksichtigt.

Jeder Netzanschluss in den Netzmodellen dieser Arbeit verfügt über eine PV-Anlage mit einer geringeren Leistung, als in Realität zu erwarten ist, um die kleinräumige Aufteilung ignorieren zu können (z. B. 2 kW an jedem NA statt 4 kW an jedem zweiten NA), vgl. Abschnitt 4.3.2. Die Anwendung von VDE AR-N 4105 würde deshalb zu einem zu geringen Blindleistungsbezug führen. Daher sind die Grenzen in dieser Arbeit angepasst: Anlagen mit 2 kW bis knapp 4 kW haben den minimalen Leistungsfaktor 0,95 induktiv, Anlagen mit 4 kW oder mehr den Wert 0,9 induktiv.

5.7 Vorstudie mit realen Versorgungsaufgaben

5.7.1 Hintergrund und Ziel

Die Vorstudie entstand im Rahmen eines Projekts zwischen der TU Kaiserslautern und einem Verteilungsnetzbetreiber in den Jahren 2012 bis 2014. Projektziel war die Entwicklung neuer NS-Planungsgrundsätze für den Netzbetreiber, die den Anforderungen des Jahres 2030 genügen

5.7 Vorstudie mit realen Versorgungsaufgaben

sollen. Dazu wurden für den Netzbetreiber repräsentative reale Versorgungsaufgaben ermittelt, mit ihnen verschiedene Netzkonzepte modelliert und diese mit 35040-NNF-Rechnungen untersucht [5, 40].

Weiterer Projektbestandteil war eine Messkampagne in einem NS-Netz, um Ursachen für unerwartet hohe Versorgungsspannungen zu finden. Dazu wurden an mehreren Netzanschlüssen und an den Abgängen der Ortsnetzstation elektronische Stromzähler installiert, mit denen Wirk- und Blindleistungsflüsse auf den drei Außenleitern in 3-min-Auflösung gemessen wurden. Die in der Messkampagne ermittelten Leistungsflüsse der Haushalte und PV-Anlagen waren Grundlage für die Last- und Einspeisezeitreihen zur Entwicklung der Planungsgrundsätze.

5.7.2 Modellierung, Versorgungsaufgaben, Netzkonzepte

Die in der Vorstudie entwickelte Modellierung dient als Grundlage für die Modellierung in dieser Arbeit, weshalb hier nur die wesentlichen Unterschiede dargestellt sind.

Grundzüge der Modellierung:

- Mit 2030 wurde *nur ein Jahr* simuliert (in dieser Arbeit mit 2014 und 2040 zwei Jahre).
- Es wurden *nur 35040-NNF-Rechnungen* durchgeführt. Die gegenüber dieser Arbeit deutlich geringere Zahl an Versorgungsaufgaben und Netzkonzepten machte eine Vorauswahl der Netzkonzepte mit 2-NNF-Rechnungen o. Ä. entbehrlich.
- Die Berechnungen wurden *ohne Lastgleichzeitigkeitsfaktoren* vorgenommen.
- Die *MS-Magnitude* wurde auf dem Basiswert 102 % $U_{n,MS}$ festgehalten.

Versorgungsaufgaben:

- Statt künstlicher Versorgungsaufgaben für Stadt und Land wurden *reale Versorgungsaufgaben im ländlichen Raum* verwendet (räumliche Anordnung realer Ortschaften, Leistungszeitreihen aus realen Messwerten der Messkampagne).
- Die installierte *PV-Systemleistung je Netzanschluss* betrug im Basisfall 3,1 kW, im erweiterten Fall 3,7 kW (in dieser Arbeit „Szenario 100 %“ 2,0 kW, „Szenario 200 %“ 4,0 kW).
- Die Einspeisung erfolgte ausschließlich *homogen* verteilt, d. h. alle PV-Anlagen hatten die gleiche Leistung (in dieser Arbeit auch inhomogen, vgl. Abschnitt 4.3.4).
- Die jüngste Entwicklung der *Elektromobilität* war zum Zeitpunkt der Erstellung noch nicht abzusehen und floss nicht in die Lastzeitreihen ein. Stattdessen wurden die Lastzeitreihen unverändert aus der Messkampagne für das Jahr 2030 übernommen.

Netzkonzepte:

- Neben strahlenförmigen wurden *vermaschte Topologien* untersucht (s. Abschnitt 5.7.3).
- Für ländliche Versorgungsaufgaben wurde auch die *zweiseitige Verlegung* evaluiert.
- Es gab *keine ONT-Parameteranpassung*, sondern nur die Basiskennlinien K0, F0 und L0.
- *Einspeisemanagement* wurde nicht betrachtet.

Weitere Unterschiede:

- Der *obere Spannungsgrenzwert* betrug 104 % U_n (in dieser Arbeit 106 % U_n), der *Grenzwert für die Transformatorauslastung* 80 % $S_{r,T}$ (hier 90 % $S_{r,T}$).
- Die verwendeten *Kostensätze* waren unternehmensinterne Werte des Netzbetreibers.
- Die Leistungsflussrechnungen wurden mit dem Netzberechnungsprogramm *NEPLAN* durchgeführt (in dieser Arbeit PSS@SINCAL).

5.7.3 Grundtopologien

Zusätzlich zu den strahlenförmigen **Grundtopologien S und P** (vgl. Abschnitt 5.4.2) wurden auch die vermaschten Grundtopologien M und V geprüft, siehe Abbildung 20:

- Das **Maschennetz M** enthält Querverbindungen im zentralen Bereich des Netzes, die Ausläufer sind strahlenförmig.
- Das **verstärkte Maschennetz V** weist zusätzliche Leitungen zwischen der Ortsnetzstation und zentralen Knoten im Netz auf. Die zusätzlichen Leitungen sind im gleichen Kabelgraben wie die zugehörigen Basisleitungen verlegt und mit diesen an den Knoten parallel geschaltet, weisen aber keine Netzanschlüsse auf.

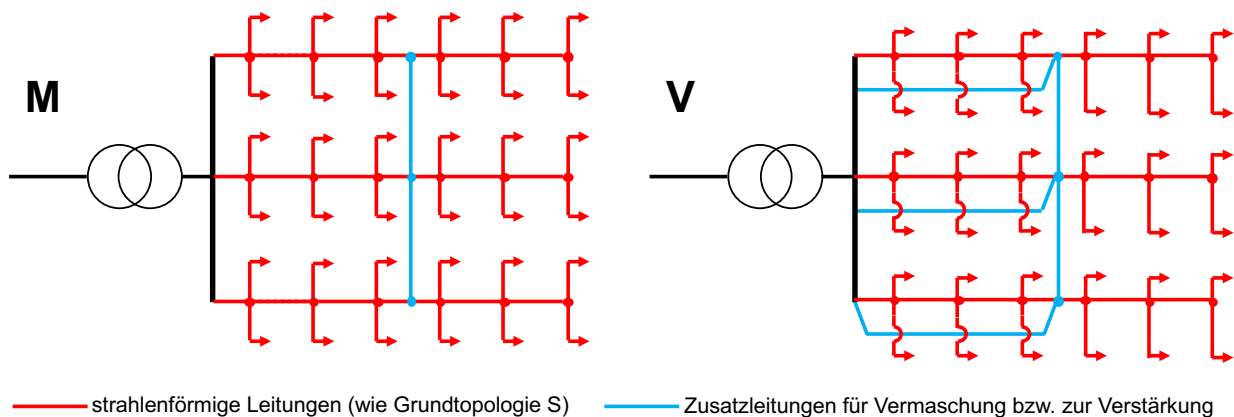


Abbildung 20: Schemata der vermaschten Grundtopologien der Vorstudie

5.7.4 Ergebnisse

Die wesentlichen Erkenntnisse aus den Berechnungsergebnissen der Vorstudie sind:

- Die Leitungsauslastungen sind unkritisch, die Versorgungsspannungen teils zu hoch.
- Netzkonzepte mit einseitiger Verlegung sind technisch ausreichend und wirtschaftlicher.
- Netzkonzepte mit L-rONT sind deutlich kostengünstiger als solche mit F-rONT oder kONT mit ähnlicher Leistungsfähigkeit.
- Der F-rONT hat bei der fixen MS-Magnitude kaum Vorteile gegenüber dem kONT, weil nur in sehr seltenen Fällen eine ausreichende Spannungsänderung an den unterspannungsseitigen Klemmen auftritt, um eine Stufung auszulösen.
- Blindleistungsbezug von Erzeugungsanlagen verbessert die Leistungsfähigkeit der Netze deutlich: Netze mit installierter PV-Systemleistung 3,7 kW und Leistungsfaktor 0,95 induktiv haben weniger Spannungsprobleme als solche mit 3,1 kW und Leistungsfaktor 1.
- Die L-rONT-Kennlinie ist für das Untersuchungsdesign zu „scharf“ gewählt: In vielen Fällen treten die extremen Versorgungsspannungen an der Ortsnetzstation auf (nämlich die höchsten und niedrigsten Sollwerte der Kennlinie L0) statt wie erwartet an den typischerweise kritischen Leitungsausläufern, deren Werte moderater sind.

Als technisch ausreichend und wirtschaftlich vorteilhaft haben sich einseitig verlegte Strahlennetze der Grundtopologie S mit L-rONT und Leiterquerschnitt 150 mm² erwiesen. Für schwierigere Versorgungsaufgaben werden (bei ansonsten gleichen Merkmalen) die partiell-parallelverlegte Strahlennetze der Grundtopologie P empfohlen.

5.7.5 Schlussfolgerungen für diese Arbeit

In dieser Arbeit ist die MS-Magnitude variabel, deshalb wird auch der **F-rONT** weiter betrachtet.

Die ermittelte **L-rONT-Standardkennlinie** könnte unter schwierigen Bedingungen besser geeignet sein als in der Vorstudie und wird deshalb in dieser Arbeit weiter untersucht.

Die **zweiseitige Verlegung** ist für vorstädtische Versorgungsaufgaben zu teuer, für ländliche Versorgungsaufgaben mit noch geringeren Leistungsdichten sollte dies ebenso gelten. Für die Grund-VAs S1a bis S4a werden nur Netzkonzepte mit einseitiger Verlegung untersucht, was mit deutlich geringerem Aufwand für Implementierung, Berechnungen und Auswertung verbunden ist. Für die Grund-VAs S5a bis S6b wird die zweiseitige Verlegung weiter berücksichtigt.

Die **Anhebung des oberen Grenzwerts** des angestrebten Spannungsbandes in dieser Arbeit entstammt einer Rückschau nach Projektende, in der der Wert 104 % U_n als zu defensiv und damit zu teuer bewertet wurde. Ähnliches gilt für den Grenzwert der Transformatorauslastung.

5.8 Vorstudie mit inhomogener PV-Verteilung

In [40] wurde überprüft, ob die Resultate der Vorstudie aus Abschnitt 5.7 auch für die synthetischen Versorgungsaufgaben S1a bis S4a und die inhomogene PV-Verteilung aus Abschnitt 4.3.4 zutreffen. Es war erwartet worden, dass Netzkonzepte mit Maschennetzen Vorteile gegenüber Strahlennetzen aufweisen, weil sich die Einspeisung besser über das Netz zu den Lasten verteilen und Leitungen in leistungsschwachen Teilgebieten stärker genutzt werden würden. Entgegen der Erwartung weisen Strahlennetze der Grundtopologie P eine höhere Leistungsfähigkeit als vergleichbare Maschennetze auf, und dies zu geringeren Kosten. Als Konsequenz werden in dieser Arbeit **keine vermaschten Netze** untersucht.

5.9 Resultierende Netzkonzepte

Die untersuchten Netzkonzepte sind die Kombinationen der in Tabelle 13 aufgeführten Merkmale.

Tabelle 13: Übersicht der resultierenden Netzkonzepte

| Merkmal | Anzahl | Ausprägungen | Abschnitt | Anmerkungen |
|------------------------|--------|--|-----------|----------------------------------|
| VA-Größe | 11 | 67 %, 100 %, ..., 367 %, 400 % | 5.3 | |
| Grundtopologie | 4 | S, R, P, T | 5.4.2 | |
| Verlegeart | 2 | einseitig (1), zweiseitig (2) | 5.4.3 | 2: nur S5a - S6b |
| Leiterquerschnitt | 3 | 95 mm ² , 150 mm ² , 240 mm ² | 5.4.4 | |
| ONT-Stufenweite | 6 | 1,0 - 1,5 - 2,0 - 2,5 - 3,0 - 3,5 % | 5.5.3 | |
| ONT-Regelung | 7 | K0, Kh, Kn, F0, Fa, L0, La | 5.5.4 | |
| E-Auto-Lastmanagement | 2 | ja, nein | 4.4.1 | nur S1a - S4a |
| Einspeisemanagement | 3 | ohne EM, IEM, fEM | 3.4 | nur bei 35040- NNF-Rechnungen |
| PV-Blindleistungsbezug | 2 | blindleistungsneutral (N), Bezug (Q) | 5.6.3 | Q: nur S1a - S4a |

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

6.1 Annahmen

6.1.1 Übersicht

Die abstrakte Simulation so vielfältiger technischer Systeme wie Stromnetze für eine ferne Zukunft erfordert sehr viele Annahmen, die in dieser Arbeit aus Platzgründen nicht vollständig aufgeführt werden können. Nachfolgend werden die wichtigsten der für die Generierung der Testnetze unterstellten Annahmen genannt. Teilweise sind sie bereits in den vorangegangenen Kapiteln enthalten und hier aus Gründen der Übersichtlichkeit erneut aufgelistet.

6.1.2 Annahmen zu den Versorgungsaufgaben

Die künftige genaue Verteilung von Lasten und Erzeugungsanlagen ist unbekannt, weswegen bei der Netzplanung eine Gleichverteilung unterstellt ist. Diese Annahme hat zur Folge, dass die Netztopologien nicht auf die Verteilung der PV-Anlagen (Abschnitt 4.3.4) abgestimmt sind.

Alle Lasten und Einspeisungen sind symmetrisch. Unter dieser Annahme sind schnelle Leistungsflussrechnungen im Mitsystem ausreichend.

Die Methodik der Lastgleichzeitigkeitsfaktoren und die gewählte Gleichzeitigkeit von $g_{\infty} = 0,06$ ist gültig für alle Versorgungsaufgaben mit Elektrifizierungsgrad EG3, für gesteuertes wie ungesteuertes E-Auto-Laden, für die teilweise Verbreitung von Elektroheizungen in der Versorgungsaufgabe und für die Jahre 2014 und 2040.

6.2 Simulationsumgebung und Netzmodelle

Speichersysteme und Vehicle-to-Grid-Systeme werden netzverträglich betrieben und führen damit zu keiner Verschlechterung der Betriebszustände. Dadurch kann der Einfluss dieser Technologien vernachlässigt werden.

6.1.3 Annahmen zu den Netzkonzepten

Die Topologie und die ONT-Bemessungsleistung eines Netzes bleiben über alle Betrachtungsjahre gleich. Die ONT-Parametrierung (rONT-Kennlinie, kONT-Übersetzungsverhältnis) kann für alle Jahre, d. h. insbesondere für die Stützjahre 2014 und 2040, unterschiedlich gewählt werden. Netzkonzepte, die für 2014 und 2040 gültig sind, sind auch für die dazwischenliegende Zeit gültig.

6.2 Simulationsumgebung und Netzmodelle

Die Steuerung der Berechnungen und die Auswertung der Ergebnisse erfolgt in der Entwicklungsumgebung MATLAB R2015a. Hieraus werden die Datenbanksoftware Microsoft Access 2010 und die Netzberechnungssoftware PSS®SINCAL 11.0 Update6 aufgerufen, um die Netzmodelle an die Versorgungsaufgabe und das Netzkonzept anzupassen (Netzbetriebsmittel und -topologien, Leistungen von Lasten und Einspeisungen) und die Leistungsflussrechnungen durchzuführen. Die Netzmodelldateien werden direkt mit Microsoft Access 2010 editiert, weil nur so die ONT-Parametrierung automatisiert verändert werden kann.

Jede der zwölf Kombinationen aus Grund-VA und Verlegeart (S1a bis S4a einseitig, S5a bis S6b ein- und zweiseitig) verfügt über ein separates Netzmodell. Durch die Aktivierung und Deaktivierung von Leitungen und eine geeignete Netzstruktur können für jede VA-Größe die vier Grundtopologien S, R, P und T eingestellt werden. Für S5b sind die Schaltungen und damit die Netzkonzepte für die VA-Größen 67 % und 100 % identisch, woraus identische Resultate folgen. Die MS-Netzverknüpfungspunkte sind als Slackknoten für die Leistungsflussrechnungen festgelegt.

Die Leistungsflussrechnungen nach Newton-Raphson für die 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen erfolgen aus Geschwindigkeitsgründen nur im Mitsystem. Der minimale Kurzschlussstrom im einpoligen Fehlerfall wird mit unsymmetrischen Netzmodellen berechnet. Die zugehörigen Programmparameter sind in Kapitel 15 aufgeführt.

6.3 Validierung des Verfahrens

Zur Validierung des Verfahrens wird geprüft, ob es angewendet auf heutige Versorgungsaufgaben die Netzkonzepte als vorteilhaft identifiziert, mit denen die bestehenden Netze realisiert wurden.

Problematisch an diesem Vorgehen ist, dass die damaligen Planungsgrundsätze (einschließlich der Angaben zu den vorgesehenen Reserven und den unterstellten Versorgungsaufgaben) für diese Arbeit als Vergleichsgrundlage nicht vorliegen. Stattdessen werden allgemein empfohlene Netzkonzepte der 1990er Jahre als Vergleichsgrundlage herangezogen. Dies kann nur als Indikator für die Validität dienen, denn damals war die heutige Verbreitung von PV-Anlagen nicht abzusehen.

Die Anwendung des Verfahrens besteht aus 2-NNF-Rechnungen mit der Grund-VA S3a (Einfamilienhaussiedlung) für das Jahr 2014. Die Haushaltslasten werden wegen der noch großen Verbreitung von Öl- und Gasheizungen mit dem Elektrifizierungsgrad EG2 parametrisiert. Im gewählten PV-Szenario 100 % beträgt die installierte PV-Leistung 1.000 W je Netzanschluss,²¹ mit Blindleistungsbezug nach VDE AR-N 4105. Regelbare Ortsnetztransformatoren werden ignoriert, weil sie zum Planungszeitpunkt der heutigen Netze noch nicht verfügbar waren. Bezüglich Grundtopologien, VA-Größen und Leiterquerschnitte werden keine Einschränkungen gemacht.

In den 1990er Jahren wurden typischerweise Strahlennetze ohne partielle Parallelverlegung mit 150 mm² Aluminiumkabel verbaut [34, 111]. Entsprechend sollen die Validierungsrechnungen ergeben, dass die Grundtopologie S, der Querschnitt 150 mm² und die VA-Größe 100 %²² vorteilhaft sind. Die Ergebnisse der 2-NNF-Rechnungen decken sich mit dieser Erwartung:

- Das Strahlennetz mit Grundtopologie S, Querschnitt 150 mm² und VA-Größe 100 % liegt mit $u_{b,\min} = 94,2 \%$ und $u_{b,\max} = 106,3 \%$ nur knapp außerhalb der festgelegten Spannungsgrenzen und weist mit 53 % eine moderate maximale Leitungsauslastung auf.
- Das kostengünstigste Netzkonzept, das mit $u_{b,\min} = 95,2 \%$ und $u_{b,\max} = 105,8 \%$ auch die Spannungsgrenzwerte einhält, hat die Grundtopologie R sowie ebenfalls den Querschnitt 150 mm² und die VA-Größe 100 %. Die maximale Leitungsauslastung $u_{b,\max, NL}$ beträgt nur 32 %, bei rund 6 % höheren Kosten als das Netzkonzept mit Grundtopologie S.

²¹ Zum Vergleich: Ähnliche reale Versorgungsaufgaben mit hoher PV-Durchdringung zeigten für das Jahr 2014 installierte PV-Leistungen von 0,9 kW je Netzanschluss [5] bzw. 1,5 kW je Netzanschluss [104].

²² Die VA-Größe 100 % ist definitionsgemäß die Größe, die mit bisherigen Netzkonzepten realisiert wurde.

6.4 Berechnungen

Für die Validierung problematisch ist der verbreitete Einsatz der zweiseitigen Verlegung, die für vorstädtische Netzmodelle in dieser Arbeit nicht implementiert ist. Die Ergebnisse der Validierungsrechnungen weisen auf die Validität des Modells hin. Dies folgt aus der Vermutung, dass die Grundtopologie R mit einseitiger Verlegung (R1) ähnliche Leitungsauslastungen und Versorgungsspannungen hervorbringt wie die Grundtopologie S mit zweiseitiger Verlegung (S2):

- Die maximale Leitungsauslastung an den Abgängen ist ähnlich, weil in beiden Fällen die Netzanschlüsse der Straße hälftig auf zwei Leitungen aufgeteilt sind.
- Die minimalen und maximalen Versorgungsspannungen sind ähnlich, weil die (spannungskritischere) lange Leitung von R1 die gleiche Länge und Anzahl an Netzanschlüssen wie eine Leitung von S2 aufweist.²³

Weil das Verfahren für die heutigen Versorgungsaufgaben die tatsächlich umgesetzten Netzkonzepte als kostengünstigste Lösungen identifiziert, wird es für diese Arbeit als geeignet beurteilt.

6.4 Berechnungen

Tabelle 14 zeigt alle mit 2-NNF-Rechnungen untersuchten Merkmale der Versorgungsaufgaben und Netzkonzepte, also eine Zusammenfassung von Tabelle 11 und Tabelle 13. Zur besseren Handhabung der Ergebnisse werden nicht alle möglichen Kombinationen aus Versorgungsaufgaben und Netzkonzepten untersucht:

- **Für alle Grund-VAs** wird eine Basisauswahl an Kombinationen geprüft. Dabei werden einzelne Merkmale nur mit ihren Standardwerten verwendet (Merkmale in Tabelle 14 schattiert, Standardwerte unterstrichen). Für die Grund-VA S1a mit ihrem sehr großen landwirtschaftlichen Dachflächenpotential für PV-Anlagen wird das PV-Szenario 200 % als Standardfall untersucht (für Vergleichszwecke zusätzlich das PV-Szenario 100 %).
- **Zusatzuntersuchungen für S3a:** Die Grund-VA S3a ist von herausragender Bedeutung, weil Einfamilienhaussiedlungen in Deutschland weit verbreitet sind und sich die Versorgungsaufgaben durch die erwartete Verbreitung von E-Autos, Wärmepumpenheizungen

²³ R1 hat prinzipiell schlechtere Versorgungsspannungen, weil sich die Netzanschlüsse der langen Leitung am Ende ballen.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

und PV-Anlagen besonders stark ändern werden. Bei den Zusatzuntersuchungen wird jeweils eines der in Tabelle 14 schattierten Merkmale variiert und die anderen Merkmale in ihren Standardwerten belassen.

Tabelle 14: 2-NNF-Rechnungsvarianten

| Merkmal | Anzahl | Ausprägungen | Abschnitt | Anmerkungen |
|------------------------|---------------|--|------------------|-------------------------|
| MS-Spannungsband | 2 | $\pm 2 \% U_{n,MS}, \pm 4 \% U_{n,MS}$ | 4.3.1 | ± 4 : nur S1a - S4a |
| Grund-VA | 8 | S1a, S2a, S3a, S4a, S5a, S5b, S6a, S6b | 4.3.3 | |
| Hausabstand | 3 | min, <u>avg</u> , max | 4.3.3 | |
| PV-Verteilung | 2 | <u>inhomogen</u> , homogen | 4.3.4 | |
| Elektrifizierungsgrad | 3 | EG2, <u>EG3</u> , EG4 | 4.4.2 | |
| PV-Leistung | 3 | 50 %, 100 %, 200 % | 4.5 | nur S1a - S4a |
| VA-Größe | 11 | 67 %, 100 %, ..., 367 %, 400 % | 5.3 | |
| Grundtopologie | 4 | S, R, P, T | 5.4.2 | |
| Verlegeart | 2 | einseitig (1), zweiseitig (2) | 5.4.3 | 2: nur S5a - S6b |
| Leiterquerschnitt | 3 | 95 mm ² , 150 mm ² , 240 mm ² | 5.4.4 | |
| ONT-Stufenweite | 6 | 1,0 - 1,5 - 2,0 - 2,5 - 3,0 - 3,5 % | 5.5.3 | |
| ONT-Regelung | 7 | K0, Kh, Kn, F0, Fa, L0, La | 5.5.4 | |
| E-Auto-Lastmanagement | 2 | ja, nein | 4.4.1 | nur S1a - S4a |
| PV-Blindleistungsbezug | 2 | neutral (N), Bezug (Q) | 5.6.3 | Q: nur S1a - S4a |

Das Einspeisemanagement ist nicht aufgeführt, weil es nur für die 35040-NNF-Rechnungen zum Einsatz kommt, vgl. Abschnitt 3.8.2.

Das MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ wird nur für die Grund-VAs S1a bis S4a berücksichtigt, vgl. Abschnitt 4.3.1. Bei S3a werden die Auswirkungen dieses MS-Spannungsbands als Teil der Zusatzuntersuchungen analysiert, bei S1a, S2a und S4a als Teil der Basisuntersuchungen.

Einige Berechnungen sind mangels Konvergenz der Leistungsflussrechnungen aufgrund extremer Spannungen oder Ströme gescheitert. Weil diese Netzkonzepte für die jeweiligen Versorgungsaufgaben ungeeignet sind, ist das Fehlen der Ergebnisse dieser Rechnungen unkritisch.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

6.5.1 Überblick



Abbildung 21: S3a - Symbolbild „Einfamilienhäuser“ (Wikimedia Commons [112])

Wegen der herausragenden Bedeutung von S3a (Abbildung 21) dient diese Grund-VA als Ausgangspunkt für die Ergebnisauswertung. Die Methodik der Auswertung und grundsätzliche Phänomene aller Versorgungsaufgaben werden an diesem Beispiel erläutert.

Von 38.016 Rechnungen der Basisuntersuchung für S3a sind nur 16.088 Rechnungen abgeschlossen worden. Die restlichen Rechnungen sind an Konvergenzproblemen der Leistungsflussrechnungen für die ONT-Parametrierung oder für die eigentliche Ergebnisbestimmung gescheitert.

Von den 16.088 abgeschlossenen Rechnungen weisen nur 1.324 Rechnungen zulässige Ergebnisse auf, d. h. die ermittelten Werte für Spannungen und Auslastungen erfüllen die technischen Anforderungen für die 2-NNF-Rechnung ohne Betrachtung des Einspeisemanagements (vgl. Tabelle 4 in Abschnitt 3.5.3):

$$u_{b,\min} \geq 95 \%, u_{b,\max} \leq 106 \%, i_{b,\max} \leq 80 \%, S_{b,\max,ONT} \leq 90 \%$$

Weitere 376 Ergebnisse erfüllen die schwächeren Anforderungen, sofern Einspeisemanagement eingesetzt wird, aber nicht planmäßig abregeln soll:

$$u_{b,\min} \geq 95 \%, u_{b,\max} \leq 109 \%, i_{b,\max} \leq 90 \%, S_{b,\max,ONT} \leq 100 \%$$

Zusätzlich erfüllen 208 Ergebnisse die noch schwächeren Anforderungen, sofern Abregelungen planmäßig vorgesehen sind:

$$u_{b,\min} \geq 95 \%, u_{b,\max} \leq 112 \%, i_{b,\max} \leq 90 \%, S_{b,\max,ONT} \leq 100 \%$$

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

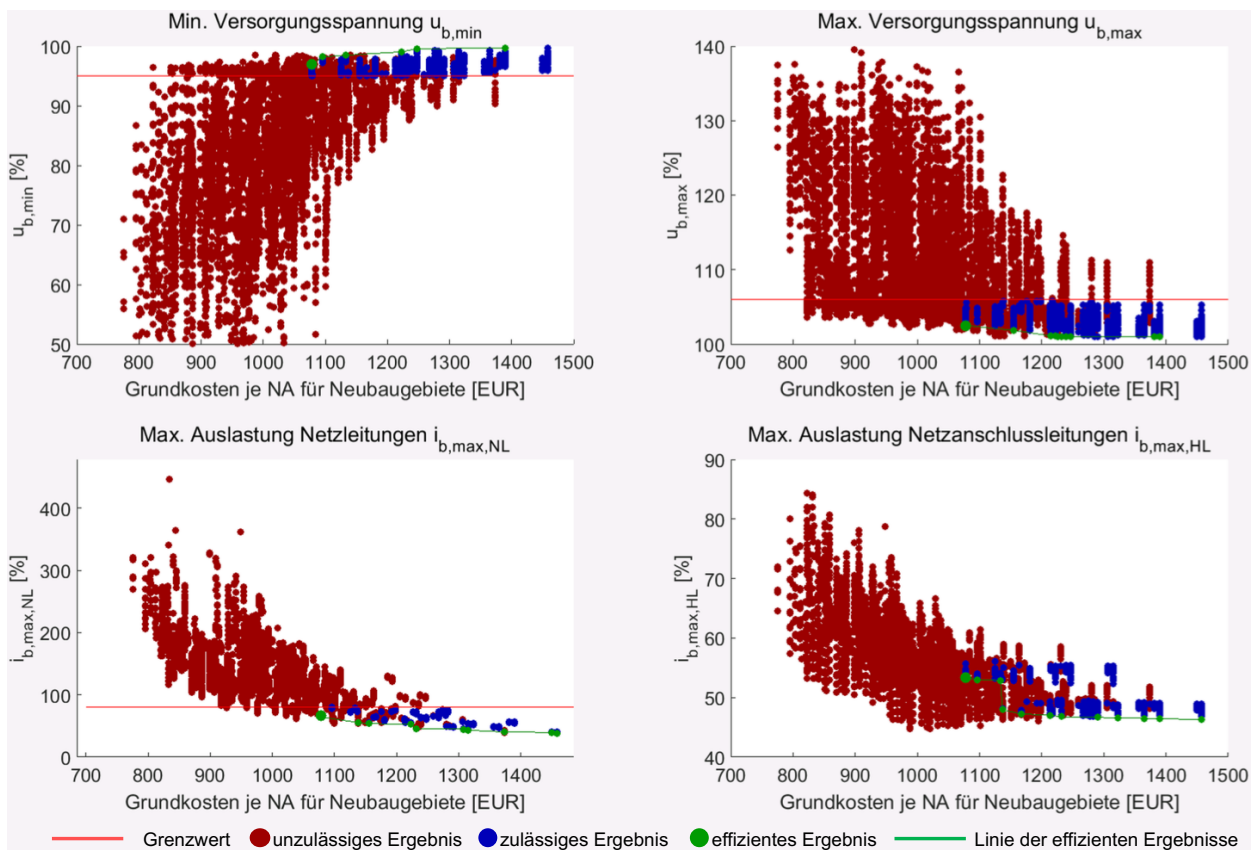


Abbildung 22: S3a - Streudiagramme aller Ergebnisse NG (in %)

Abbildung 22 zeigt die (teilweise überlappenden) Datenpunkte aller abgeschlossenen Rechnungen in vier Diagrammen. Auf der Abszisse sind die Kosten je Netzanschluss für Neubaugebiete (NG) aufgetragen, kostengünstigere Netzkonzepte liegen weiter links. Die Ordinaten zeigen die Ergebnisse der Leistungsflussrechnungen für die vier Größen

- minimale Versorgungsspannung ($u_{b,min}$),
- maximale Versorgungsspannung ($u_{b,max}$),
- maximale Auslastung von Netzleitungen ($i_{b,max,NL}$) und
- maximale Auslastung von Netzanschlussleitungen ($i_{b,max,HL}$).

Die Datenpunkte eines Diagramms repräsentieren die Kombinationen aus verschiedenen, auf S3a basierenden Versorgungsaufgaben (z. B. mit verschiedenen PV-Szenarien) und unterschiedlichen Netzkonzepten. Eine 2-NNF-Rechnung ist in jedem Diagramm als jeweils ein Datenpunkt abgebildet. Die Punkte zeigen den minimalen ($u_{b,min}$) bzw. den maximalen Wert ($u_{b,max}$, $i_{b,max,NL}$ und $i_{b,max,HL}$) aus den zwölf Teilrechnungen der zugehörigen 2-NNF-Rechnung, vgl. Abschnitt 3.7.2.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Die Transformatorbemessungsleistung $S_{r,T}$ ist in den Berechnungen automatisch stets so gewählt, dass die Grenzwerte eingehalten werden, sodass auf eine Darstellung von $S_{r,T}$ verzichtet wird.

Die roten Linien repräsentieren die Grenzwerte für zulässige Ergebnisse (bei $i_{b,max,HL}$ oberhalb des angezeigten Wertebereichs). Blaue und grüne Punkte sind zulässige, rote Punkte unzulässige Ergebnisse. Die zulässigen Ergebnisse erfüllen alle genannten Anforderungen und nicht nur jene des jeweiligen Diagramms. Deshalb gibt es auch z. B. im Diagramm $u_{b,max}$ rote Punkte unterhalb der Grenzlinie 106 %, weil diese Rechnungen mindestens einer anderen Anforderung nicht genügen.

Die blauen Punkte stehen für zulässige, aber ineffiziente Ergebnisse. Die grünen Punkte repräsentieren effiziente Ergebnisse und sind mit grünen Linien verbunden. Weil die Punkte und Linien in nachfolgenden Abbildungen besser erkennbar sind, wird dort das Konzept der Effizienz erläutert.

Viele unzulässige Rechnungen zeigen extrem hohe oder niedrige Versorgungsspannungen oder extrem hohe maximale Auslastungen der Netzleitungen, was ein Zeichen für drastische Unterdimensionierung ist. Einzelne Ergebnisse haben wegen Konvergenzfehlern bei den Leistungsflussrechnungen maximale Netzleitungsauslastungen von über 30.000 % und liegen außerhalb des dargestellten Wertebereichs. Die maximalen Auslastungen der Netzanschlussleitungen $i_{b,max,HL}$ liegen stets im gültigen Bereich.

Die kostengünstigsten (aber unzulässigen) Netzkonzepte weisen Kosten von 776 EUR je Netzanschluss auf, die teuersten Netzkonzepte sind mit 1.458 EUR fast doppelt so kostenaufwendig. Die kostengünstigsten zulässigen Netzkonzepte liegen mit 1.078 EUR etwa mittig dazwischen.

Auch einzelne kostenintensive Netzkonzepte zeigen unzulässige Ergebnisse: Die kleine VA-Größe 67 % hat in Verbindung mit der partiellen Parallelverlegung und dem Leiterquerschnitt 240 mm² hohe spezifische Kosten. Gleichzeitig verursachen die hohen Leistungsflüsse durch ungesteuertes E-Auto-Laden und PV-Einspeisungen derart starke Spannungsschwankungen, dass ein dort eingesetzter kONT die Spannungsgrenzwerte nicht einhalten kann. Dies ist ein Indiz, dass rONTs zur Handhabung der für die Zukunft erwarteten Leistungsflüsse notwendig sein könnten.

6.5.2 Referenz-Versorgungsaufgabe S3a_{ref}

S3a umfasst ein Bündel unterschiedlicher Versorgungsaufgaben, die sich nicht sinnvoll als Ganzes auswerten lassen. Deshalb wird zunächst die Referenz-Versorgungsaufgabe S3a_{ref} beleuchtet, die ein Abbild der **durchschnittlichen Einfamilienhaussiedlung mit hoher PV-Einspeisung** sein soll. Die Merkmale von S3a_{ref} zeigt Tabelle 15.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Tabelle 15: Referenz-Versorgungsaufgabe $S3a_{ref}$

| Merkmal | Ausprägung | Abschnitt |
|-----------------------|--------------------|-----------|
| MS-Spannungsband | $\pm 2\% U_{n,MS}$ | 4.3.1 |
| Grund-VA | S3a | 4.3.3 |
| Hausabstand | avg | 4.3.3 |
| PV-Verteilung | inhomogen | 4.3.4 |
| Elektrifizierungsgrad | EG3 | 4.4.2 |
| PV-Leistung | 100 % | 4.5 |

Abbildung 23 entspricht im Aufbau Abbildung 22, wobei nur die zulässigen Ergebnisse für die Referenz-Versorgungsaufgabe $S3a_{ref}$ enthalten sind (d. h. andere Versorgungsaufgaben für S3a sowie die roten Punkte für $S3a_{ref}$ sind nicht dargestellt).

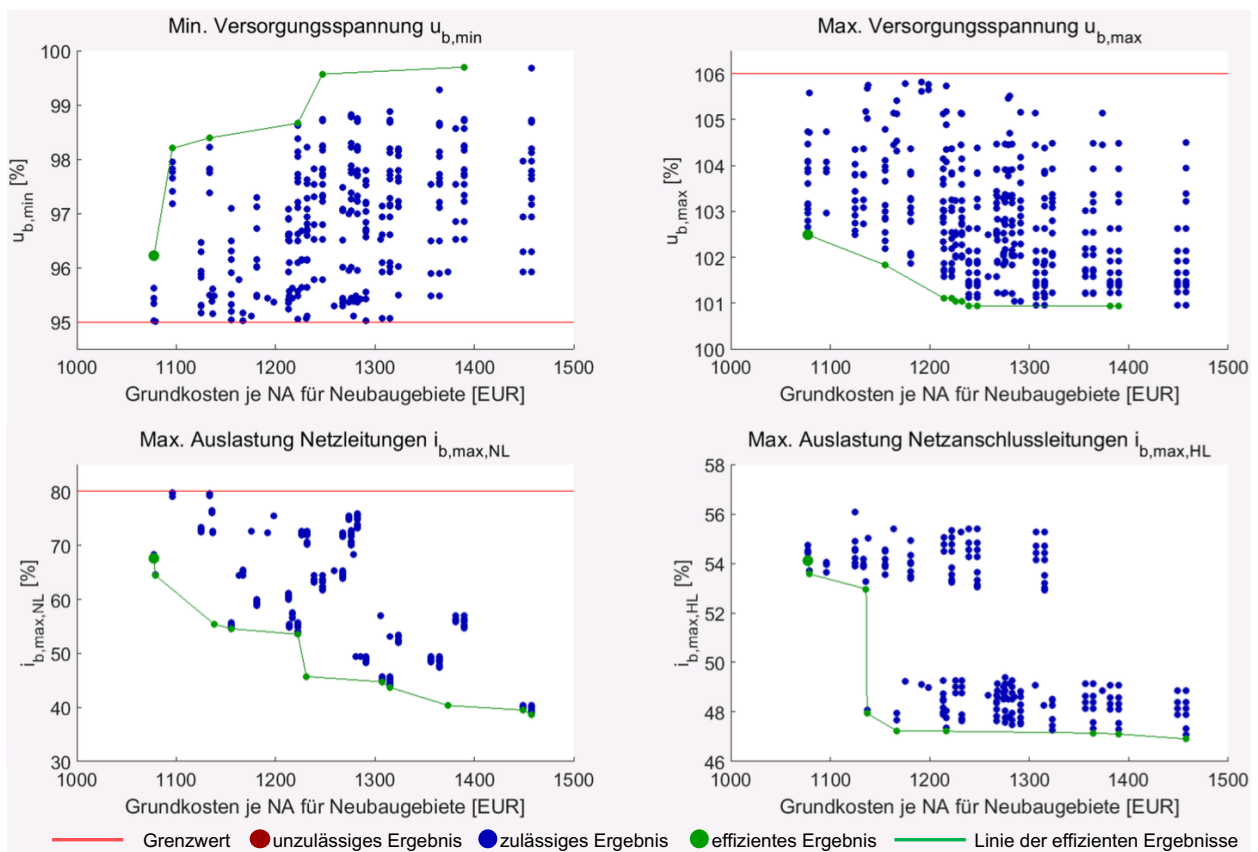


Abbildung 23: S3a - Streudiagramme zulässige Ergebnisse $S3a_{ref}$ NG

Im Unterschied zu den Ergebnissen der blauen Punkte erfüllen die Ergebnisse der grünen Punkte neben dem Kriterium der Zulässigkeit das Kriterium der Effizienz:

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Ein Ergebnis ist dann für ein technisches Kriterium effizient, wenn es zulässig ist und kein anderes zulässiges Ergebnis existiert, das bei gleichen oder geringeren Kosten einen besseren²⁴ technischen Wert oder bei gleichem oder besserem technischen Wert geringere Kosten aufweist.

Es ist nicht sinnvoll, das Netzkonzept einer nicht-effizienten Lösung zu wählen, weil es mindestens eine bessere Lösung gibt. Das kostengünstigste effiziente Ergebnis in jedem Diagramm ist mit einem etwas größeren grünen Punkt dargestellt.

Eine Lösung ist i. A. nicht in allen betrachteten technischen Größen effizient. Ein Ergebnis kann also in einem Diagramm grün und einem anderen Diagramm blau markiert sein. Insbesondere kann es konkurrierende zulässige Netzkonzepte geben, die dieselben minimalen Kosten aufweisen und für unterschiedliche technische Größen das jeweils beste Ergebnis darstellen.

Die Linien der effizienten Ergebnisse in Abbildung 23 zeigen näherungsweise den typischen Verlauf, wie er auch für die anderen Grund-VAs zu beobachten ist:

- Die technischen Werte verbessern sich mit zunehmenden Kosten zunächst stark (niedrigere maximale Spannungen und Auslastungen, höhere minimale Spannungen), mit fortschreitend steigenden Kosten werden die Linien tendentiell flacher.
- Ein Sonderfall ist die Größe $i_{b,max,HL}$, bei der der Einsatz von E-Auto-Lastmanagement (Ergebnisse mit $i_{b,max,HL} < 51\%$) zu einer sprunghaften Verringerung führt.

Detailanalysen zeigen, dass unzulässige Ergebnisse in allen Fällen für die Berechnungen des Jahres 2040 unzulässig sind. Es gibt also kein Netzkonzept, das für 2040 zulässig und für 2014 unzulässig ist. Dies ist wegen der höheren Lastspitzen im Jahr 2040 plausibel.

Die kostengünstigsten zulässigen Netzkonzepte (1.078 EUR/NA für Neubaugebiete) haben die VA-Größe 100 %, die Grundtopologie R, den L-rONT und den Leiterquerschnitt 240 mm². E-Auto-Lademanagement wird nicht eingesetzt. Die Netzkonzepte unterscheiden sich in der Kennlinie und Stufenweite (L0, La mit 1 %, La mit 1,5 %, ...) und dem PV-Blindleistungsverhalten, was insgesamt nur geringe Unterschiede bei den Versorgungsspannungen verursacht.

Eine weitere Darstellung der zulässigen Ergebnisse von S3a_{ref} als **Boxplots** zeigt Abbildung 24. Die Darstellung als Boxplot hilft, die generelle Vorteilhaftigkeit einzelner Merkmale zu bewerten.

²⁴ „Technisch besser“ heißt eine geringere absolute Differenz zur Netznennspannung bzw. eine geringere Auslastung.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

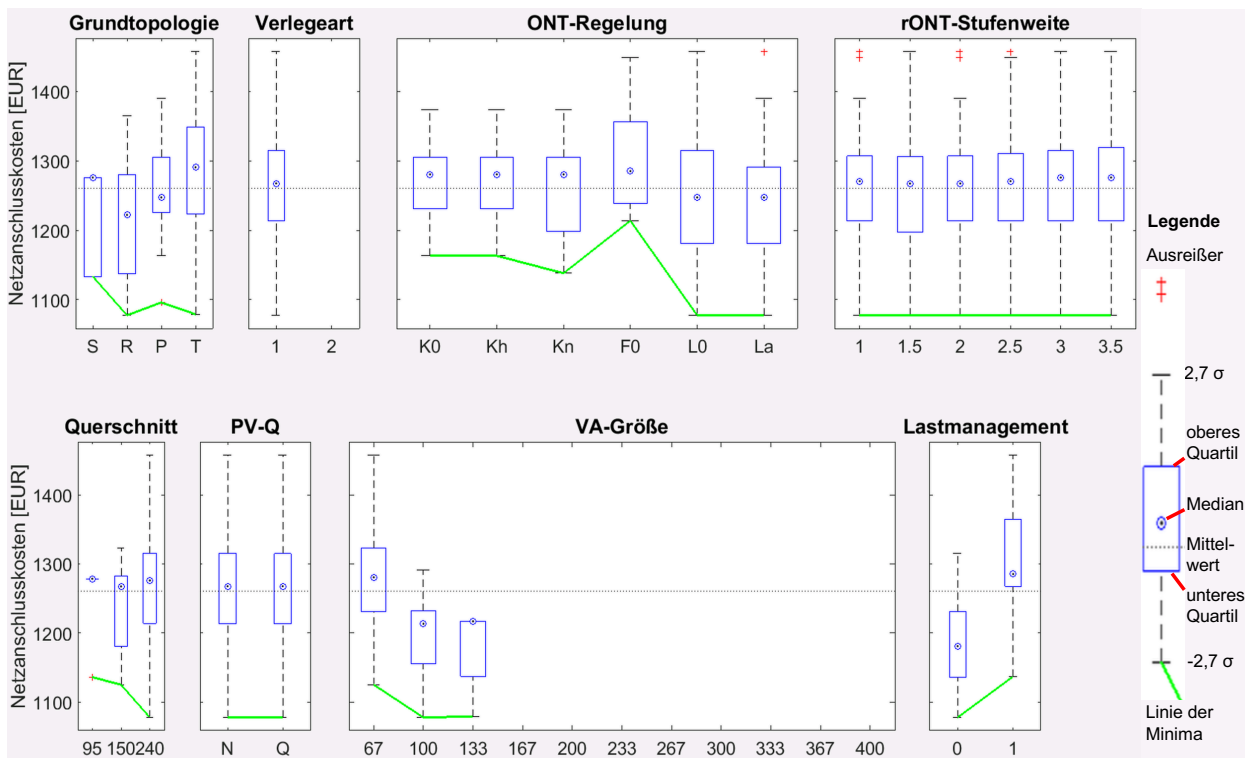


Abbildung 24: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. S3a_{ref} NG

Der Aufbau der Diagramme wird am Beispiel „Grundtopologie P“ erklärt: Die Spalte (Box + Arme + Ausreißer) umfasst alle zulässigen Ergebnisse der Netzkonzepte mit Grundtopologie P und gibt an, wie hoch die Kosten der verschiedenen Netzkonzepte sind (bei Abbildung 24 im Falle von Neubaugebieten). Weil alle Netzkonzepte entweder die Grundtopologie S, R, P oder T aufweisen, umfasst das Feld „Grundtopologie“ alle zulässigen Ergebnisse, wie auch jedes andere Feld alle zulässigen Ergebnisse umfasst. Die blaue Box beinhaltet alle Ergebnisse zwischen dem unteren und dem oberen Quartil, also die mittleren 50 % der zulässigen Ergebnisse. Der in der Box oder an deren Rand liegende Punkt markiert den Median. Die Arme decken eine Standardabweichung von $\pm 2,7 \sigma$ ab, darüber hinaus reichende Werte sind als Ausreißer mit roten Kreuzen abgebildet. Die grüne Linie verbindet die Minima. Die dünne vertikale schwarze Linie kennzeichnet die (in allen Feldern identischen) durchschnittlichen Kosten der dargestellten Netzkonzepte.

Die Anzahl der Netzkonzepte je Spalte kann sich unterscheiden. So umfasst beispielsweise S weniger Netzkonzepte als R, weil S weniger zulässige Ergebnisse hervorgebracht hat.

Die Merkmale Grundtopologie, ONT-Regelung, Querschnitt, VA-Größe und Lastmanagement zeigen deutliche Kostenunterschiede für ihre verschiedenen Ausprägungen. Der größte absolute

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Unterschied ist bei der ONT-Regelung zu erkennen (L-rONT erheblich kostengünstiger als kONT), während beim Lastmanagement die Differenz der Mediane besonders deutlich ausfällt.

Bei den **Grundtopologien** weisen R und T die niedrigsten Kosten auf. Detailanalysen zeigen, dass die hohe Stromtragfähigkeit der partiell-parallelen Kabel von R und T gut zu den hohen Lastströmen des ungesteuerten E-Auto-Ladens passen. P kann in diesem eher strom- als spannungslimitierenden Szenario nicht punkten, weil die kurze Leitung sehr hohe Ströme zu transportieren hat. In verschärfte Form gilt dies auch für S, das nur mit erheblichem Aufwand bei anderen Merkmalen (vor allem VA-Größe 67 %) dieser anspruchsvollen Versorgungsaufgabe gerecht werden kann.

Als vorstädtische Grund-VA ist S3a nur mit einseitiger **Verlegung** modelliert.

Von den untersuchten **ONT-Regelungen** liefert der L-rONT die kostengünstigsten Netzkonzepte, wobei sich die Standardvariante L0 und die angepasste Variante La kaum voneinander unterscheiden. Bei den kONT-Netzkonzepten sind jene mit reduziertem Übersetzungsverhältnis (K_n) im Vorteil, weil sie zu niedrige Spannungen durch das E-Auto-Laden verhindern. Zu niedrige Spannungen sind in diesem Modell ein größeres Problem als zu hohe Spannungen durch PV-Anlagen. Der F-rONT sorgt gegenüber dem kONT nicht für eine deutliche Verbesserung der Spannungsverhältnisse, bei gleichzeitig höheren Kosten durch den teureren ONT.

Detailanalysen zeigen, dass alle kostengünstigen zulässigen kONT-Netzkonzepte Versorgungsspannungen nahe den Grenzwerten aufweisen, während die maximalen Leitungsauslastungen nur 45 % bis 65 % betragen. Damit zeigen die Ergebnisse die kONT-typische, ineffiziente Spannungslimitierung.

Die Wahl der **rONT-Stufenweite** ist in dieser Darstellung nahezu ohne Belang.

Das Bild zum **Leiterquerschnitt** ist ambivalenter. Nur vereinzelte Netzkonzepte mit 95 mm² liefern zulässige Ergebnisse. Die niedrigsten Kosten bieten Konzepte mit 240 mm².

Der Einfluss des **PV-Blindleistungsverhaltens** (PV-Q) auf die Kosten ist für S3a_{ref} vernachlässigbar gering. Detailanalysen (hier nicht dargestellt) zeigen, dass bei fast jedem leistungsfähigen Netzkonzept mit Q-Bezug das äquivalente Netzkonzept ohne Q-Bezug auch zulässig ist, mit oft nur leicht höheren oder wegen anderer rONT-Stufungen sogar geringeren Maximalspannungen.

Die maximale **VA-Größe** von 133 % offenbart, dass für S3a_{ref} mit dem rONT nicht wie erhofft deutlich größere Netze als heute üblich realisiert werden können. Dies ist direkte Folge der hohen

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Leistungsflüsse, die selbst bei partiell-parallelverlegten Leitungen für hohe Auslastungen sorgen. Die großen Unterschiede zwischen Jahresminimal- und -maximalspannung schöpfen das Regelungsvermögen des L-rONTs in vielen Fällen aus. Wenn neue Planungsgrundsätze indes ähnliche VA-Größen wie bisherige Planungsgrundsätze aufweisen würden, könnte dies zu einer hohen Akzeptanz in der Praxis führen.

Zulässige Netzkonzepte mit **Lastmanagement** für das E-Auto-Laden („1“) sind allgemein teurer als solche ohne Lastmanagement („0“). Dieses überraschende Ergebnis ist auf die damit verbundenen entgangenen Netznutzungsentgelte zurückzuführen, die in dieser Arbeit zu den Kosten gezählt werden, vgl. Abschnitt 3.6.1. Die kostengünstigsten Netzkonzepte mit Lastmanagement haben grundsätzlich weniger aufwendige Topologien und Transformatoren, aber die entgangenen Netznutzungsentgelte machen die Kostenersparnis in der Gesamtschau zunichte.

Abbildung 25 zeigt zum Vergleich die Boxplots für den Fall der **Nichtberücksichtigung der verminderten Netznutzungsentgelte**. Im Feld Lastmanagement sind nun die Varianten mit Lastmanagement allgemein deutlich kostengünstiger (Achtung: unterschiedliche Skalen bei Abbildung 24 und Abbildung 25). Dass die L-rONT-Standardkennlinie L0 schlechtere Ergebnisse als La liefert liegt daran, dass L0 in kostengünstigen Netzkonzepten die zu geringen Versorgungsspannungen nicht verhindern kann, während die (in diesem Fall sehr steile) La-Kennlinie ihre Stärken ausspielt. Der angepasste kONT Kn profitiert von einem günstigen Einzelfall. Ein zusätzlicher positiver Effekt ist, dass das rONT-Spannungsbandkriterium nicht eingehalten werden muss: Mit Werten zwischen 95,1 % und 105,8 % wird das zulässige Spannungsband nahezu ausgeschöpft. Bei der rONT-Stufenweite kristallisieren sich die Werte 1,5 % und 2 % als vorteilhaft heraus. Die kostengünstigsten zulässigen Varianten unterscheiden sich bemerkenswerterweise kaum von jenen für den Fall mit verminderten Netzentgelten. Die einzigen Unterschiede sind die VA-Größe 133 % (statt 100 %) und der Einsatz des E-Auto-Lastmanagements. Die Grundtopologie R, der L-rONT-Einsatz und der Querschnitt 240 mm² sind gleich. Die Kosten von 995 EUR je NA sind um knapp 8 % geringer als unter Berücksichtigung der verminderten Netzentgelte.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

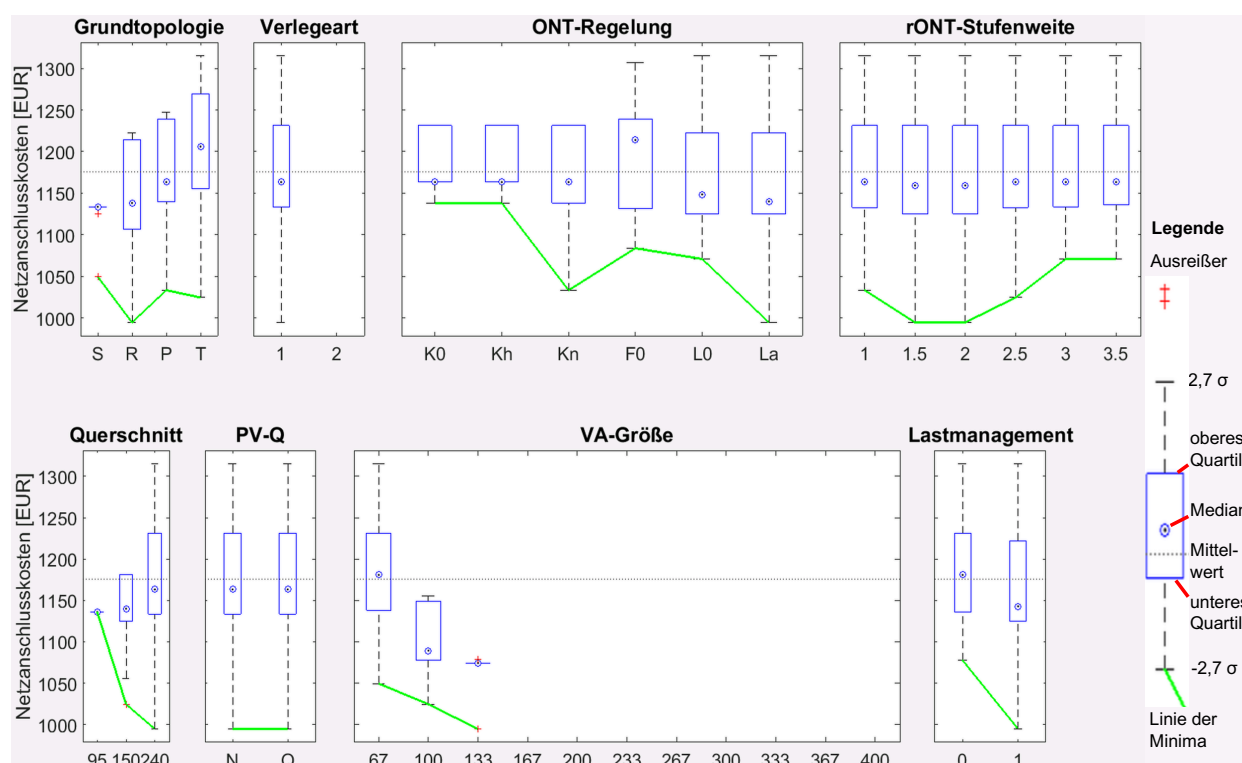


Abbildung 25: S3a - Boxplot LM ohne verminderte Netzentgelte S3a_{ref} NG

Der Netzneubau in **Bestandsgebieten** (Abbildung 26) weist wegen der höheren Tiefbaukosten gegenüber Neubaugebieten (Abbildung 24) höhere Netzkosten auf. Das qualitative Gesamtbild ist aber fast identisch, d. h. für Neubaugebiete vorteilhafte Ausprägungen (Grundtopologien R und T, L-rONT, Querschnitt 240 mm², kein Lastmanagement) sind auch für Bestandsgebiete vorteilhaft.

Wenig aufschlussreich ist die Boxplot-Darstellung von S3a_{ref} für alle Ergebnisse, also einschließlich der unzulässigen Ergebnisse, siehe Abbildung 99 in Kapitel 17. Die VA-Größe 200 % bildet das lokale Minimum, für größere Ausdehnungen der Versorgungsaufgabe steigen die Kosten wieder an. Dies liegt aber nicht an der Kostenstruktur für Leitungen und Tiefbau, sondern an den vielen fehlgeschlagenen Berechnungen für drastisch unterdimensionierte Netzkonzepte, die nicht im Diagramm enthalten sind. Tatsächlich würde die VA-Größe 400 % zu den geringsten Kosten führen, wengleich die Kostenreduktionen oberhalb von 200 % nur noch gering sind.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

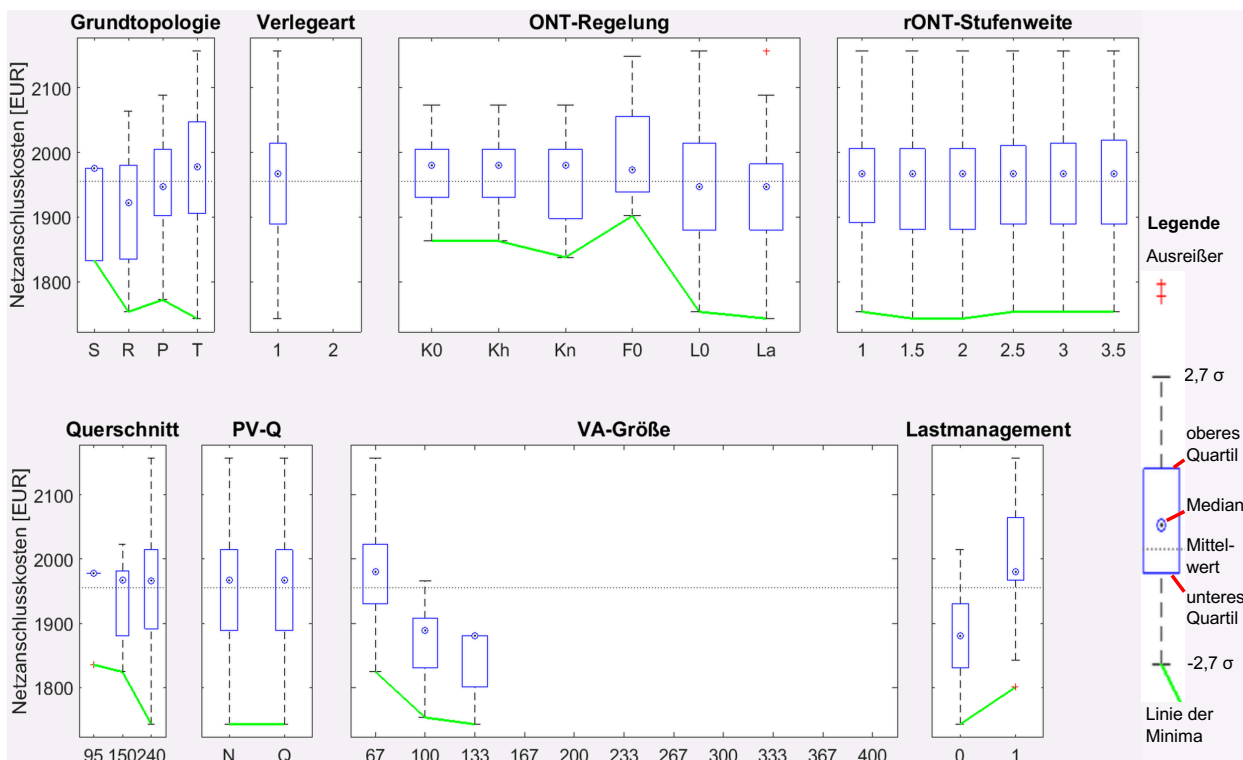


Abbildung 26: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. $S3a_{ref}$ BG (EUR)

6.5.3 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden wird je ein Merkmal verändert und mit $S3a_{ref}$ (Abbildung 24) verglichen.

Das größere **MS-Spannungsband $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$** (Abbildung 27) macht rONTs für zulässige Netzkonzepte notwendig. Die minimalen Kosten von 1.078 EUR sind identisch zu denen von $S3a_{ref}$. Alle kONT-Netzkonzepte scheitern am zu großen Unterschied zwischen der niedrigsten Spannung (Starklastfall und 98 % $U_{n,MS}$) und der höchsten auftretenden Spannung (Schwachlastfall und 106 % $U_{n,MS}$), sodass auch die Veränderung des Übersetzungsverhältnisses bei Kh und Kn keine Wirkung entfalten kann. Die rONT-Stufenweite von 1 % ist in vielen Fällen nicht ausreichend, um die großen Spannungsunterschiede zu beherrschen. Dass die Grundtopologie P für $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ noch schlechter gegenüber R abschneidet als bei $S3a_{ref}$ liegt daran, dass an der kurzen Leitung von P eine höhere Leistung als an den Leitungen von R angeschlossen ist. Dadurch treten an der kurzen Leitung noch niedrigere (und höhere) Versorgungsspannungen als bei $S3a_{ref}$ auf.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

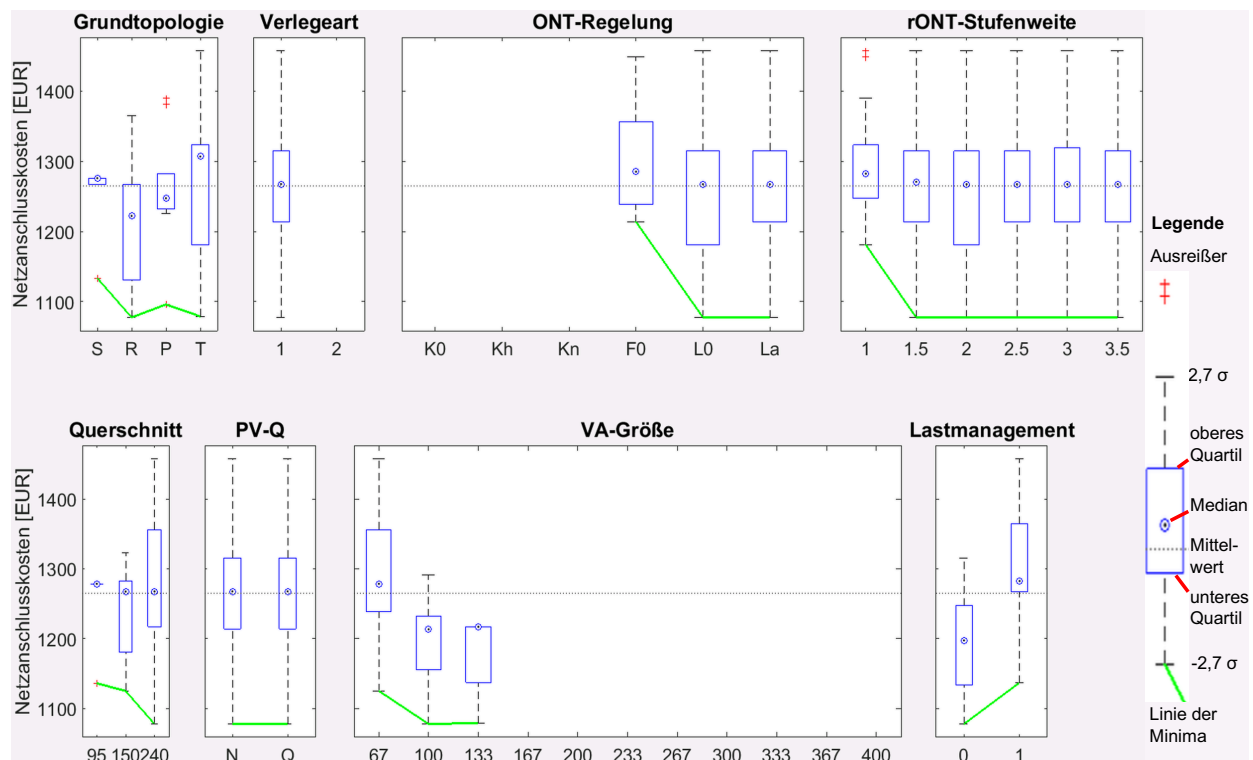


Abbildung 27: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\% U_{n,MS} NG$

Die kleineren **min-Hausabstände** (Abbildung 28) verursachen rund 14 % geringere minimale Kosten (929 EUR für „min“ statt 1.078 EUR für „avg“ bei $S3a_{ref}$), wobei der Kostenvorteil größtenteils aus den kürzeren Leitungen und Kabelgräben resultiert. Gegenüber dem Referenzfall in Abbildung 24 zeigen die Grundtopologie T, der Querschnitt 150 mm² und die VA-Größe 100 geringe relative Kostenvorteile. Außerdem sind auch einzelne Netzkonzepte mit VA-Größe 167 % zulässig, aber zu hohen Kosten. Die Gesamteindrücke für die Hausabstände min und avg, vor allem bei der ONT-Regelung, sind ähnlich.

Für die größeren **max-Hausabstände** (Abbildung 29) fallen einzelne technische Varianten weg. Zum Querschnitt 95 mm² gibt es keine, zum kONT kaum zulässige Ergebnisse. Die Grundtopologie R und der angepasste L-rONT zeigen Vorteile beim Minimalwert. Der Kostenunterschied gegenüber $S3a_{ref}$ ist primär auf die längeren Kabel und Gräben zurückzuführen. Die jeweils kostengünstigsten Merkmale unterscheiden sich nicht vom Referenzfall.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

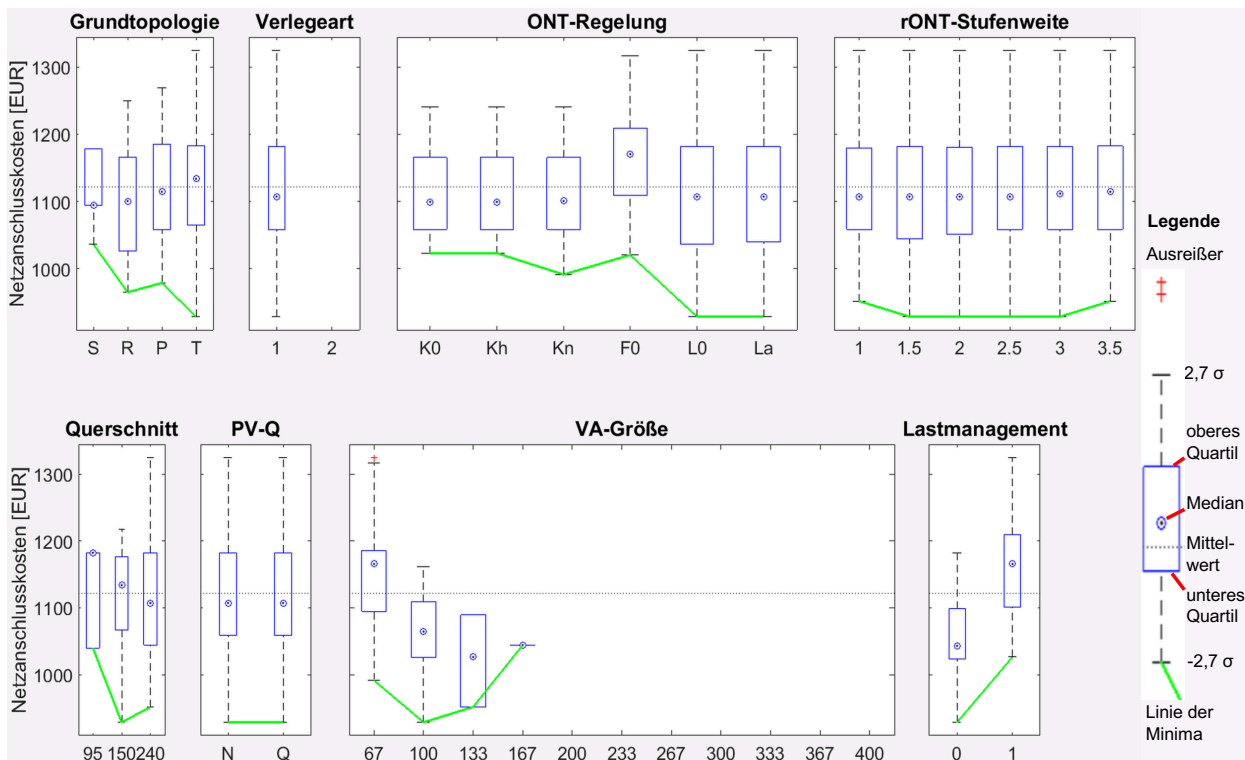


Abbildung 28: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. Hausabstand min NG

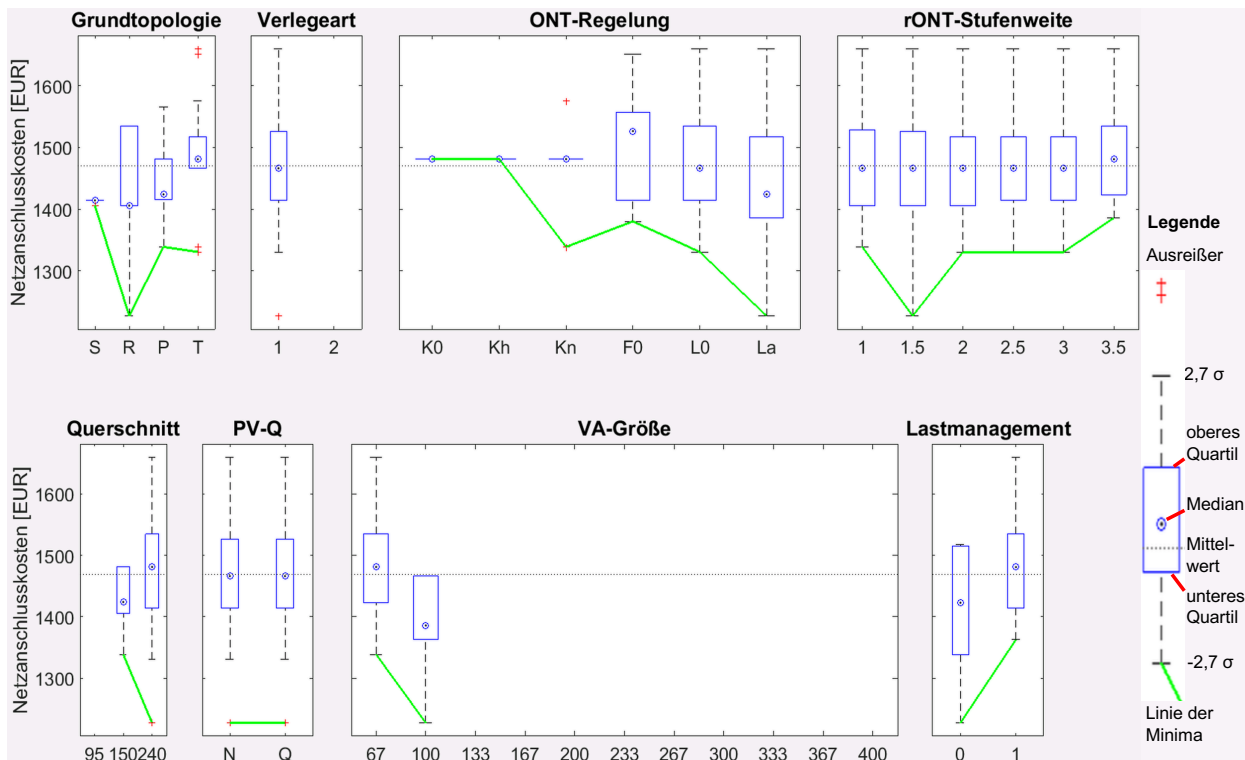


Abbildung 29: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. Hausabstand max NG

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Die **homogene PV-Verteilung** ergibt fast die gleichen Ergebnisse wie die inhomogene Verteilung der Referenzaufgabe (siehe Abbildung 100 in Kapitel 17). Ursächlich ist, dass die hohen Lasten – und dabei vor allem das E-Auto-Laden – die Netzauslegung dominieren. Solche Netze können die erwartete dezentrale Einspeisung gut aufnehmen, unabhängig davon, ob sie homogen oder inhomogen verteilt ist. Wichtigste Unterschiede zu $S3a_{ref}$ sind das leichte Herausstechen der rONT-Stufenweite 1,5 % und die bessere Wirkung des angepassten kONTs K_n zur Vermeidung zu geringer Spannungen (weil die Spannungsanhebung durch die PV-Anlagen schwächer ist und deshalb die Spannungsanhebung durch die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses stärker ausfallen kann).

Auch die Leistungserhöhung auf das **PV-Szenario 200 %** wirkt sich durch die bestimmende Wirkung der Lasten auf die Netzkonzepte nahezu nicht aus, und damit erst recht nicht das geringe **PV-Szenario 50 %** (Abbildung 102 bzw. Abbildung 101 in Kapitel 17).

Ein differenziertes Bild zeigt sich für die **Elektrifizierungsgrade EG2 und EG4**. Zu beachten ist, dass sie nicht nur unterschiedliche Lastprofile aufweisen, sondern sich in der Lastgleichzeitigkeit g_∞ unterscheiden, die mit 0,12 für EG2 und 0,7 für EG4 erheblich höher ausfällt als der Wert 0,06 für den Referenzfall EG3. Wegen der einfacheren Implementierung erhalten alle Lasten eines Testnetzes den gleichen Wert g_∞ , also auch das E-Auto-Laden, dessen Gleichzeitigkeit eigentlich vom Elektrifizierungsgrad unabhängig ist. Die höheren Werte der Lastgleichzeitigkeit für EG2 und EG4 sorgen für geringere Ladelasten, was netzentlastend und damit kostensenkend wirkt.

- S3a mit EG2 (ohne elektrische Heizung und Warmwasserbereitung) weist mit 882 EUR (Abbildung 30) viel geringere Minimalkosten als $S3a_{ref}$ auf. Dabei können sogar mit der Grundtopologie S oder mit dem Querschnitt 95 mm² kostengünstige Netze gestaltet werden. Der Einsatz von L-rONTs ist auch hier Voraussetzung für geringe Kosten.
- S3a mit EG4 für Gebiete mit ausschließlich elektrischen Heizungen verursacht dagegen mit 1.240 EUR erheblich höhere Kosten, außerdem gibt es nur wenige zulässige Netzkonzepte (Abbildung 31). Wichtigste Erkenntnis aus der dünnen Datenlage ist, dass kostengünstige zulässige Ergebnisse die partielle Parallelverlegung und den L-rONT benötigen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einfluss des PV-Blindleistungsverhaltens (PV-Q) und der rONT-Stufenweite sehr gering ist, während angepasste L-rONTs für alle drei Elektrifizierungsgrade erhebliche Kostenvorteile generieren.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

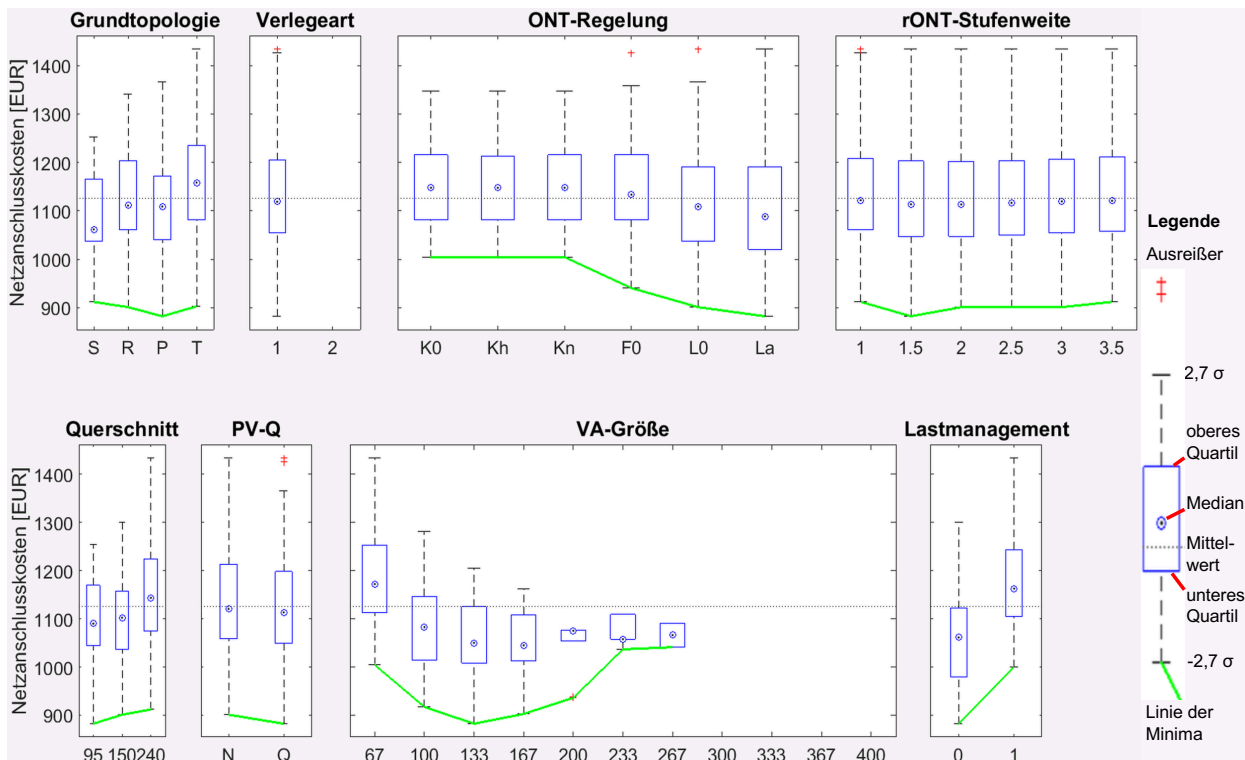


Abbildung 30: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. EG2 NG

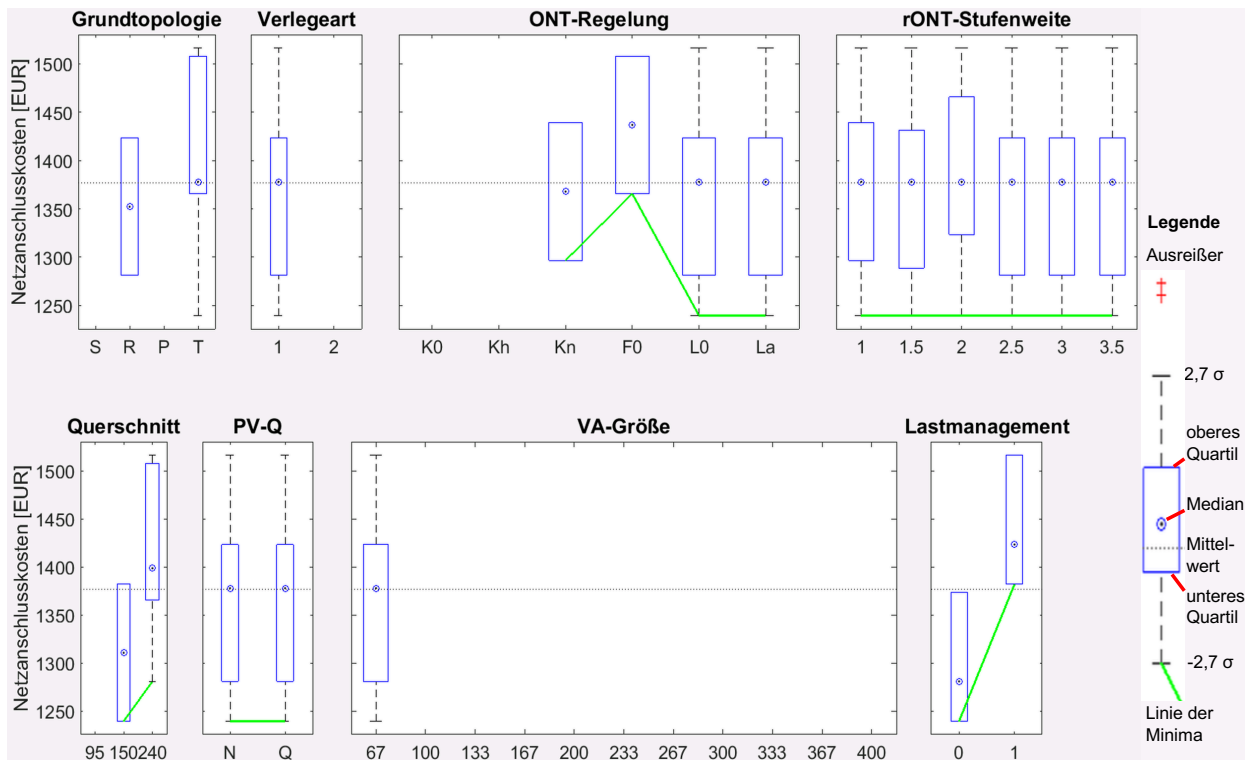


Abbildung 31: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. EG4 NG

Das Fazit der Sensitivitätsanalyse ist:

- Die **Grundtopologie R** führt fast in allen Fällen zu geringen Kosten.
- Der **angepasste L-rONT La** ermöglicht stets die Netzkonzepte mit den geringsten Kosten.
- Gleiches gilt für die **rONT-Stufenweite 1,5 %**.
- Das Blindleistungsverhalten der PV-Anlagen ist in diesen lastdominierten Versorgungsaufgaben für die Netzauslegung kaum von Bedeutung (Ausnahme EG2).
- Der kostenminimale Leiterquerschnitt und die kostenminimale VA-Größe unterscheiden sich von Fall zu Fall. Mit dem größten **Leiterquerschnitt 240 mm²** werden allgemein geringe Kosten erreicht. Gleiches gilt für die **VA-Größe 100 %**.
- Der Effekt des Lastmanagements hängt davon ab, ob es mit verminderten Netzentgelten verbunden ist oder nicht. Dem konservativen Ansatz dieser Arbeit entsprechend ist davon abzusehen, bei der Netzplanung eines neuen Netzes den LM-Einsatz vorauszusetzen.

6.5.4 Einfluss des Einspeisemanagements

Die in den vorangegangenen Abschnitten als „zulässig“ bezeichneten Netzkonzepte erfüllen die Anforderungen, ohne dass EM erforderlich ist. Nach Abschnitt 3.1 wird angestrebt, IT-Systeme wie EM für Planungsgrundsätze zu vermeiden. Zudem können in den 2-NNF-Rechnungen keine Abregelungsverluste ermittelt werden, sodass Netzkonzepte, die EM benötigen, bei den dargestellten Kosten im Vergleich zu Netzkonzepten ohne EM bevorteilt sind. Aus diesen Gründen kommen nur solche Netzkonzepte mit EM in Frage, deren Ergebnisse die abweichenden Anforderungen für lokales oder fernwirktechnisches EM erfüllen (siehe Tabelle 4 in Abschnitt 3.5.3) und kostengünstiger sind als die kostengünstigsten zulässigen Netzkonzepte ohne EM.

Für den Referenzfall S3a_{ref} gibt es kein solches vorteilhaftes Netzkonzept mit EM. Die lastdominierte Versorgungsaufgabe erfordert eine so massive konventionelle Netzauslegung plus L-rONT, dass schwächere Netzkonzepte, die auf EM angewiesen wären, aus Lastgründen nicht in Frage kommen. Das Gleiche gilt auch für das MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$. Ebenso wenig gibt es ein vorteilhaftes Netzkonzept mit EM für die Hausabstände „min“ und „max“, für das PV-Szenario 200 % und für den Elektrifizierungsgrad EG2, weder für $\pm 2 \% U_{n,MS}$ noch für $\pm 4 \% U_{n,MS}$.

Dagegen existieren überraschenderweise zwei vorteilhafte Netzkonzepte mit EM für Fälle, die eine im Verhältnis zur Last wenig anspruchsvolle Einspeisung aufweisen, siehe Tabelle 16.

Tabelle 16: S3a - Vorteilhaftes Netzkonzept mit Einspeisemanagement

| Merkmal | Variante 1 | Variante 2 |
|--------------------|--|--|
| Vorteilhaft für VA | S3a mit homogener PV-Einspeisung, S3a mit PV-Szenario 50 % | S3a mit Elektrifizierungsgrad EG4 |
| VA-Größe | 100 % | 67 % |
| Grundtopologie | R | T |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | 150 mm ² |
| ONT-Regelung | kONT mit angepasstem Übersetzungsverhältnis zur Vermeidung zu geringer Spannungen (Kn) | kONT mit angepasstem Übersetzungsverhältnis zur Vermeidung zu geringer Spannungen (Kn) |
| PV-Blindleistung | blindleistungsneutral (N) | blindleistungsneutral (N) |

Die Kostenvorteile ergeben sich aus dem Einsatz des kONTs anstelle eines rONTs und betragen zwischen 5 % und 6 %. Durch das verkleinerte Übersetzungsverhältnis werden zu geringe Spannungen im Starklastfall vermieden, was im Gegenzug zu Versorgungsspannungen von bis zu 111,8 % U_n im Schwachlastfall führt, die durch EM zu senken sind. In Fällen mit anspruchsvoller PV-Einspeisung werden mit diesen Netzkonzepten so hohe Versorgungsspannungen erzeugt ($> 112 \% U_n$), dass die Anforderungen an den EM-Einsatz nicht eingehalten werden.

6.5.5 Auswahl der Netzkonzepte anhand der 2-NNF-Ergebnisse

Von den untersuchten Fällen der Sensitivitätsanalyse zeigen nur die Elektrifizierungsgrade EG2 und EG4 deutlich andere Resultate als $S3a_{ref}$. EG4 beschreibt eine Versorgungsaufgabe, bei der jeder Haushalt über eine elektrische Direktheizung verfügt und damit auch künftig eine Ausnahme sein wird. EG2 sollte angesichts der anhaltenden Elektrifizierung des Energiesystems nicht mehr als Grundlage für Planungsgrundsätze dienen. Der angepasste L-rONT ist in allen Fällen am kostengünstigsten und empfiehlt sich frühzeitig als Merkmal der neuen Planungsgrundsätze. Bei seinem Einsatz verliert die MS-Magnitude weitgehend an Bedeutung. Durch das MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ kann die Unterscheidung der NS-Netzposition im MS-Netz entfallen, sodass die Planungsgrundsätze einfacher werden. Deshalb werden die Planungsgrundsätze für $S3a_{ref}$, aber abweichend vom Referenzszenario mit dem MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ entwickelt.

Diese Versorgungsaufgabe wird nachfolgend einfach **S3a** genannt.

Die Auswahl der Netzkonzepte sollte sich nicht auf das Netzkonzept mit den geringsten mittels 2-NNF-Rechnungen ermittelten Kosten beschränken, vgl. Abschnitt 1.2. Es liegt die Vermutung nahe, dass die Netze mit den geringsten Investitionskosten schwach dimensioniert sind und damit

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

tendentiell höhere Leitungsverluste aufweisen, deren Kosten in dieser Darstellung nicht enthalten sind. Dieses Dilemma ist mit dem zweistufigen Vorgehen mit 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen nicht zu lösen. Der gewählte Ansatz besteht darin, bei der Auswahl der Netzkonzepte für die 35040-NNF-Rechnung neben der kostengünstigsten zulässigen Lösung auch solche Lösungen zu berücksichtigen, die zu relativ geringen Mehrkosten deutlich geringere maximale Auslastungen der Netzleitungen ($i_{b,max,NL}$) aufweisen und für diese Größe effizient sind. Dabei ist unterstellt, dass die maximale Auslastung mit der allgemeinen Höhe der Ströme und damit mit der Höhe der Wirkverluste korreliert. Mit der Wahl von kostengünstigen effizienten Netzkonzepten mit geringen Werten für $i_{b,max,NL}$ werden Lösungen erwartet, die insgesamt geringe Gesamtkosten und gleichzeitig gute technische Werte aufweisen.

Für S3a (und für die anderen Grund-VAs) werden sechs Netzkonzepte näher untersucht:

- **NK_{inno}**: Beim kostengünstigsten innovativen Netzkonzept sind alle Betriebsmittel und Auslegungen erlaubt. Es ist definitionsgemäß das kostengünstigste Konzept, das alle Anforderungen für den Fall ohne Einspeisemanagement aus Tabelle 4 erfüllt.
- **NK_{mod}**: Das kostengünstigste moderate Netzkonzept orientiert sich stärker an bestehenden Planungsgrundsätzen, indem gegenüber NK_{inno} zusätzlich die VA-Größe 100 % und der Blindleistungsbezug von PV-Anlagen vorgeschrieben sind.
- **NK_{kons}**: Für das kostengünstigste konservative Konzept sind zusätzlich zu den Einschränkungen von NK_{mod} der kONT-Einsatz und der Verzicht auf Lastmanagement vorgesehen.
- **NK_{EM}**: Das kostengünstigste Netzkonzept mit Einspeisemanagement hat ansonsten keine technischen Einschränkungen. Für S3a ist kein entsprechendes vorteilhaftes Netzkonzept ermittelt worden. Um trotzdem den EM-Einsatz zu evaluieren, wird Variante 1 aus Tabelle 16 herangezogen, die sich für ähnliche Versorgungsaufgaben als geeignet erwiesen hat.
- **NK_{frei}**: Dieses frei gewählte Netzkonzept ohne Einschränkungen dient zur Analyse von Netzkonzepten, die mit den anderen untersuchten Netzkonzepten kontrastieren, z. B. sich in genau einem Aspekt unterscheiden, um diesen Aspekt genauer zu untersuchen.
- **NK_{inno2}**: Basierend auf den obigen Überlegungen zur Leitungsauslastung und den Netzverlusten ist NK_{inno2} ein effizientes, deutlich unterschiedliches innovatives Netzkonzept mit erheblich geringerer Netzauslastung bei nur etwas höheren Kosten.

Durch die Vorgaben sind NK_{inno}, NK_{mod}, NK_{kons} und NK_{EM} für eine Versorgungsaufgabe überwiegend festgelegt. Oftmals gibt es mehrere nahezu gleichwertige Netzkonzepte, die sich nur in den

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Parametern rONT-Stufenweite, L-rONT mit/ohne Anpassung und PV-Q-Verhalten unterscheiden und gleiche Kosten aufweisen. In diesem Fall wird das Netzkonzept mit angepasstem L-rONT ausgewählt, das den geringsten Abstand zwischen $u_{b,min}$ und $u_{b,max}$ aufweist.

Tabelle 17 zeigt die sechs Netzkonzepte für S3a mit technischen Merkmalen, den Grundkosten (d. h. ohne Netz- und Abregelungsverluste) und den mittels 2-NNF-Rechnungen ermittelten Werten für Spannungen und Auslastungen.

Tabelle 17: S3a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK_{inno} | NK_{mod} | NK_{kons} | NK_{EM} | NK_{frei} | NK_{inno2} |
|-------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|
| VA-Größe | 100 % | wie NK _{inno} | (keine) | 100 % | 100 % | 100 % |
| Grundtopologie | R | | | R | R | T |
| Verlegeart | 1 | | | 1 | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | | | 240 mm ² | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | La | | | Kn | La | L0 |
| rONT-Stufenweite | 1,5 % | | | - | 1,5 % | 2,5 % |
| kONT-U-Anhebung | - | | | + 6,0 % | - | - |
| S _{r,T} | 800 kVA | | | 800 kVA | 800 kVA | 800 kVA |
| PV-Blindleistung | Bezug | | | Bezug | neutral | Bezug |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | | | nein | nein | nein |
| Grundkosten NG | 1.078 EUR | | | 1.022 EUR | 1.078 EUR | 1.155 EUR |
| Grundkosten BG | 1.753 EUR | | | 1.698 EUR | 1.753 EUR | 1.831 EUR |
| $u_{b,min}$ | 95,5 % | | | 95,7 % | 95,5 % | 96,6 % |
| $u_{b,max}$ | 102,8 % | | | 113,8 % | 103,7 % | 103,3 % |
| $i_{b,max,NL}$ | 67,9 % | 67,9 % | 67,9 % | 54,9 % | | |
| $i_{b,max,HL}$ | 54,4 % | 54,4 % | 54,4 % | 53,8 % | | |

NK_{inno} und NK_{mod} sind identisch, weil NK_{inno} die Einschränkungen von NK_{mod} erfüllt und dabei das insgesamt kostengünstigste Netzkonzept ist. Es gibt kein Netzkonzept, das die Anforderungen von NK_{kons} erfüllt. NK_{EM} verursacht mit 116,3 % U_n erheblich zu hohe Versorgungsspannungen. NK_{frei} gleicht NK_{inno} bis auf die blindleistungsneutrale PV-Einspeisung, um den Effekt der Blindleistung insbesondere auf die Netzverluste analysieren zu können. NK_{inno2} weist gegenüber NK_{inno} rund 4 % bzw. 7 % höhere Kosten (Bestands- bzw. Neubaugebiete) und eine um rund 13 Prozentpunkte geringere maximale Auslastung der Netzleitungen $i_{b,max,NL}$ auf. Der etwas geringere Wert für die Netzanschlussleitungen $i_{b,max,HL}$ ist höheren Spannungen im Starklastfall geschuldet.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

NK_{inno} und NK_{frei} verfügen über einen angepassten L-rONT, NK_{inno2} über einen L-rONT mit Standardkennlinie. Für NK_{EM} kommt ein kONT zum Einsatz, der den Kostenvorteil gegenüber den anderen Netzkonzepten ausmacht und durch seine angepasste Anzapfung die Minimalspannung $u_{b,\text{min}}$ einhält, während die Einhaltung der Maximalspannung $u_{b,\text{max}}$ durch den Einsatz des Einspeisemanagements sichergestellt werden muss.

Die limitierenden Größen für das Netzkonzept NK_{EM} sind sowohl die Versorgungsspannungen $u_{b,\text{min}}$ und $u_{b,\text{max}}$, die sich nahe bzw. außerhalb der Grenzwerte von 95 % bzw. 106 % U_n befinden, als auch die Leitungsauslastungen (kleinere Querschnitte oder die Grundtopologie S würden die 80-%-Grenze überschreiten). Für die anderen Netzkonzepte ist $u_{b,\text{max}}$ keine limitierende Größe. Dies und die Tatsache, dass die maximalen Leitungsauslastungen durch die Starklasten verursacht werden, zeigen, dass hauptsächlich die Lasten die Netzausgestaltung für S3a beeinflussen.

NK_{inno2} als absichtlich überdimensioniertes Netzkonzept weist in allen Größen hohe Reserven auf. Auffällig ist die hohe ONT-Bemessungsleistung von 800 kVA, die Folge der hohen Lasten ist. Dabei sind die ONTs in der Spitze mit knapp 80 % ausgelastet (hier nicht aufgeführt).

Abbildung 32 zeigt die Positionen der Netzkonzepte im Streudiagramm der zulässigen Lösungen für $i_{b,\text{max,NL}}$ (weicht von Abbildung 23 durch das größere MS-Spannungsband $\pm 4\%$ $U_{n,\text{MS}}$ ab).

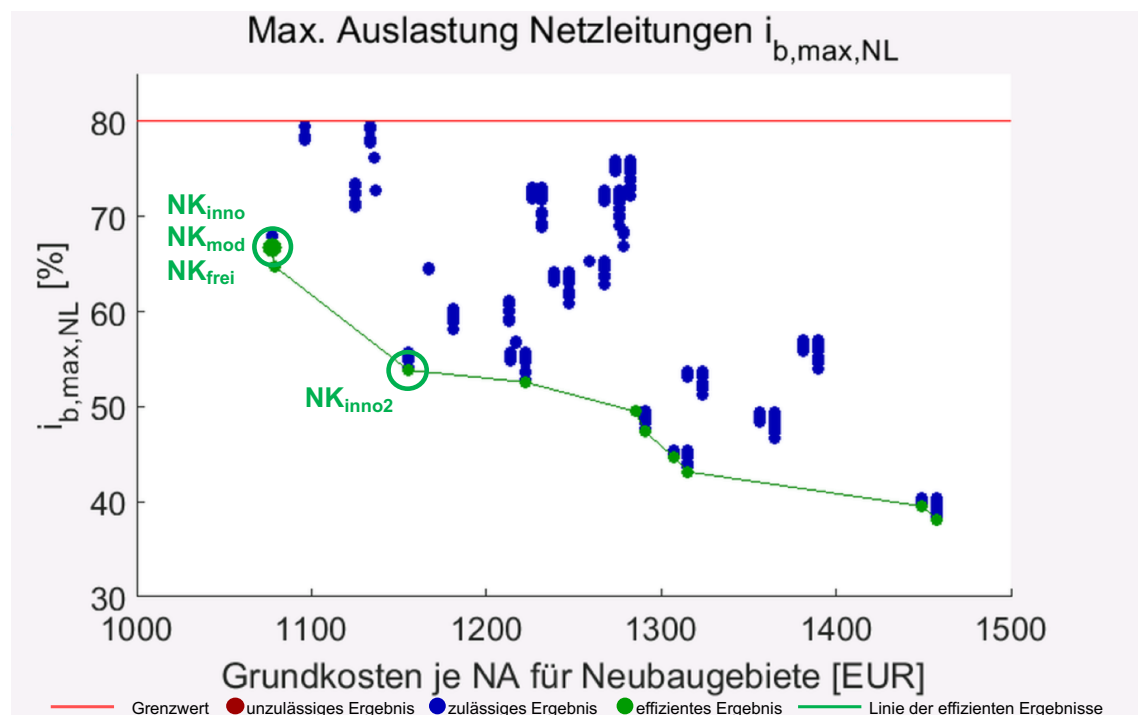


Abbildung 32: S3a - Streudiagramm $i_{b,\text{max,NL}}$ (ohne NK_{EM})

NK_{inno} (= NK_{mod}) befindet sich wegen minimaler Kosten am linken Rand. NK_{frei} weicht nur in Details davon ab und befindet sich in diesem Diagramm an derselben Stelle. NK_{inno2} ist an der markanten Knickstelle platziert, während der Kostenaufschlag für eine noch bessere Lösung im Bereich von 1.300 EUR als zu hoch beurteilt wird. NK_{EM} ist nicht dargestellt, weil es nicht einmal die geringeren Anforderungen an EM-Netzkonzepte für diese Versorgungsaufgabe erfüllt.

6.5.6 Beurteilung der ausgewählten Netzkonzepte anhand der 35040-NNF-Rechnungen

Aufgrund der gewählten Modellierung können sich die Ergebnisse der extremen Spannungen und Leitungsauslastungen für 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen prinzipiell unterscheiden:

1. Die Zeitpunkte der extremen Werte in den 35040-NNF-Rechnungen sind nicht wie bei den 2-NNF-Rechnungen unbedingt der Stark- und der Schwachlastfall, vgl. Abschnitt 3.8.1.
2. Im Starklastfall sind PV-Anlagen für die 2-NNF-Rechnung deaktiviert, während sie bei den 35040-NNF-Rechnungen Leistung einspeisen können.
3. Bei den Berechnungen mit $LGF_{U/I}$ werden die kritischen Stränge mit diesem Lastgleichzeitigkeitsfaktor belegt, vgl. Abschnitt 3.2. Die kritischen Stränge können sich für die 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen unterscheiden. Ist dies der Fall, unterscheiden sich i. A. auch die Ergebnisse der darauf aufsetzenden Berechnungen mit $LGF_{U/I}$.

Bereits kleine Unterschiede in der Ausgangsspannung und der Wirkleistung können beim rONT zu unterschiedlichen Stufungen und damit zu deutlich unterschiedlichen Versorgungsspannungen führen. Deshalb wird hier erwartet, dass die sich die Ergebnisse von 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen bei den Spannungen stärker als bei den Leitungsauslastungen unterscheiden.

Für NK_{EM} ist die Zeitreihenrechnung mit dem MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ nicht sinnvoll durchführbar. Im Fall $106 \% U_{n,MS}$ ($102 \% + 4 \%$) führt die Spannungsanhebung um 6% durch das angepasste Übersetzungsverhältnis bereits im Leerlauf zu unzulässig hohen Versorgungsspannungen von $112 \% U_n$, was mittels Einspeisemanagement nicht behoben werden kann. Ein anderes Übersetzungsverhältnis mit geringer Spannungsanhebung scheidet angesichts der sonst zu geringen Spannung im Starklastfall aus. Damit ist deutlich, dass Netzkonzepte ohne rONT unter der angenommenen anspruchsvollen Versorgungsaufgabe nicht sinnvoll einsetzbar sind.

In Abbildung 33 sind die **minimalen und maximalen Versorgungsspannungen** der ausgewählten Netzkonzepte für die 35040-NNF-Rechnungen in schmalen blauen Balken mit Werteangaben dargestellt, zusätzlich zum Vergleich die Ergebnisse der zugehörigen 2-NNF-Rechnungen in grau.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Die Grenzen des angestrebten Spannungsbereichs sind mit gelben Linien markiert, die Grenzen aus DIN EN 50160 mit roten Linien. Die Werte für NK_{mod} sind heller dargestellt, weil NK_{mod} und NK_{inno} identisch sind und die Werte von NK_{inno} übernommen sind. Für S3a gibt es kein Konzept NK_{kons} , die leere Spalte ist aus Gründen der Vollständigkeit enthalten. Weil die 35040-NNF-Rechnungen für NK_{EM} nicht erfolgreich waren, enthält Abbildung 33 für NK_{EM} nur die 2-NNF-Werte.

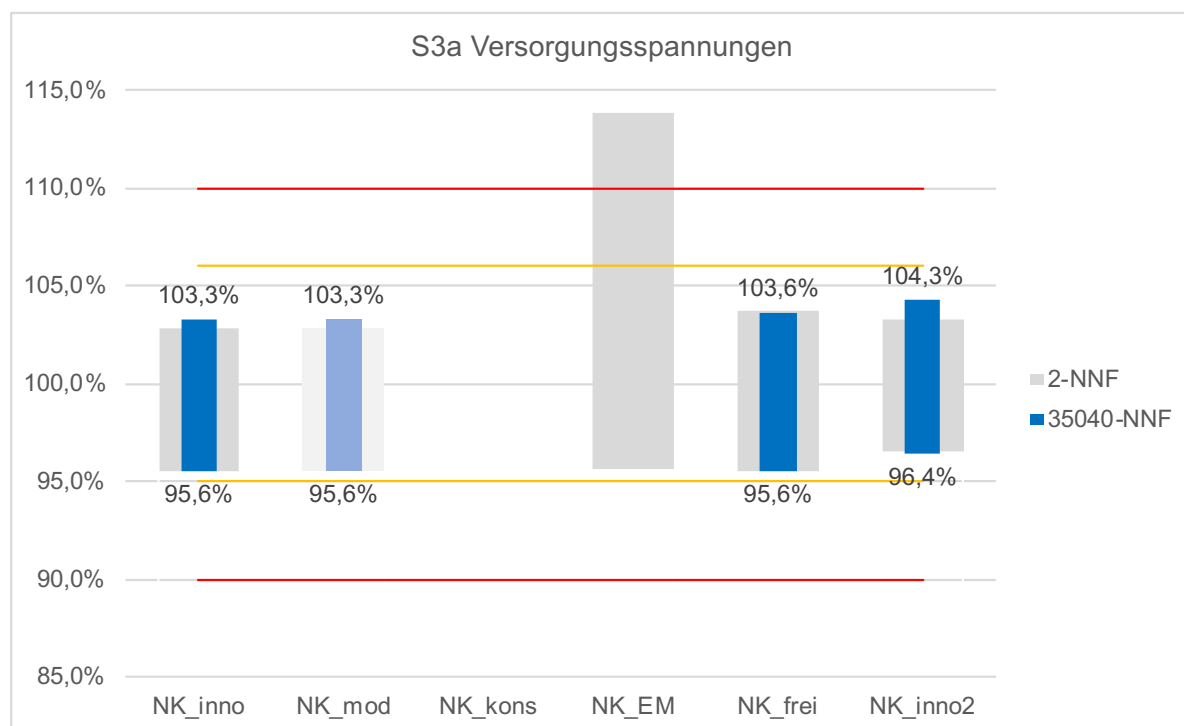


Abbildung 33: S3a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

Die Werte der 35040-NNF-Rechnungen sind identisch oder etwas schlechter als die der 2-NNF-Rechnungen und liegen in allen Fällen innerhalb des angestrebten Spannungsbands. Die Werte der 2-NNF- und der 35040-NNF-Rechnungen sind ähnlich, obwohl die Zeitpunkte der extremen Spannungen in den 35040-NNF-Rechnungen überwiegend nicht mit denen der 2-NNF-Rechnungen (Starklastfall 17.01.2040 17.00 Uhr, Schwachlastfall 08.09.2040 11.45 Uhr) zusammenfallen, was dem rONT-Stufungsverhalten geschuldet ist. Dagegen treten auch bei den 35040-NNF-Rechnungen die maximalen Auslastungen der Netzleitungen immer und der Netzanschlussleitungen fast immer im Stark- und im Schwachlastfall auf.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Das angestrebte Spannungsband ist in allen Fällen weitgehend ausgeschöpft. Das ist Folge des implementierten Verfahrens zur L-rONT-Kennlinienanpassung, bei dem die Kennlinien nur soweit modifiziert werden, dass sich die Versorgungsspannungen bei den 2-NNF-Rechnungen im angestrebten Spannungsband befinden.

Das **rONT-Spannungsbandkriterium** wird für jeden Netznutzungsfall eingehalten, was in dieser Darstellung der Spannungen nicht abgebildet werden kann.

Abbildung 34 zeigt die **maximale gleichzeitige Spreizung der Versorgungsspannungen** für alle untersuchten Netzkonzepte und für beide Rechnungen (2-NNF und 35040-NNF).

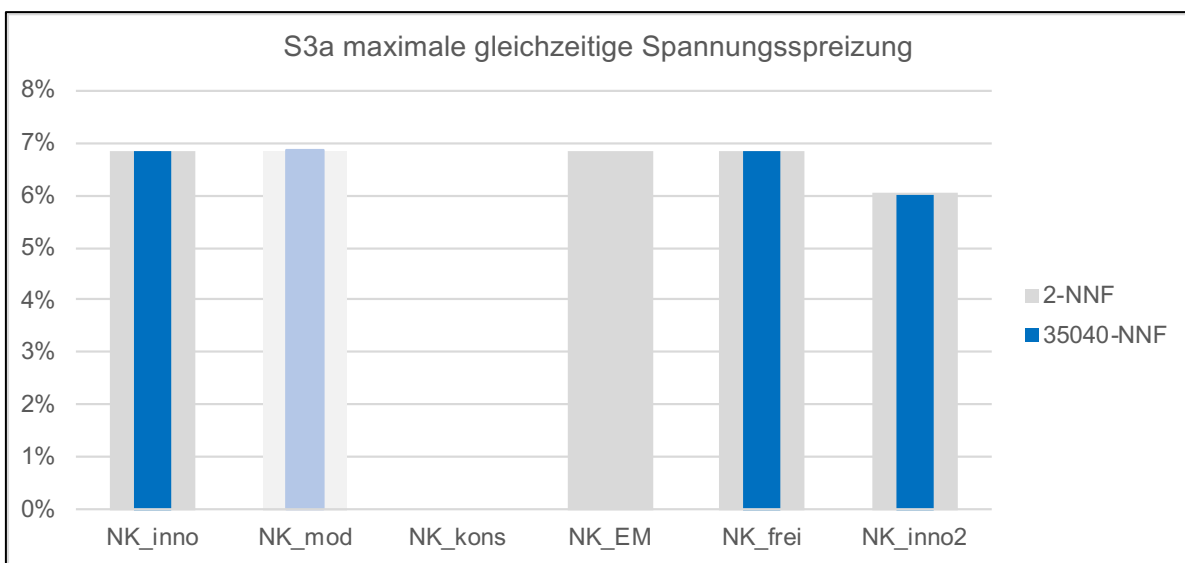


Abbildung 34: S3a - Maximale gleichzeitige Spreizung der Versorgungsspannungen

Die maximale gleichzeitige Spreizung ist die Differenz zwischen der höchsten und der niedrigsten Versorgungsspannung an den Netzanschlüssen eines Netzes zu einem Zeitpunkt. An dieser Stelle wird der Maximalwert über alle zugehörigen Netznutzungsfälle und Durchläufe (vgl. Abschnitte 3.7.2 und 3.8.2) herangezogen. Die maximale gleichzeitige Spreizung ist ein Merkmal der Leistungsfähigkeit der Netztopologie (Leitungslängen, Grundtopologie, Leitungsquerschnitt), wobei kleinere Werte vorteilhaft sind. Sie wird praktisch nicht vom ONT-Regelungstyp beeinflusst, weil die Differenzbildung das ONT-Übersetzungsverhältnis nahezu egalisiert.

Die zusammengehörigen Werte der 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen sind für S3a nahezu identisch. Dies gilt fast ohne Abstriche auch für die anderen Grund-VAs (nicht gezeigt). Die Netzkonzepte mit gleicher Netztopologie (VA-Größe 100 %, Grundtopologie R, 240 mm² Querschnitt)

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

haben den gleichen Wert. $NK_{\text{inno}2}$ mit der leistungsfähigeren Grundtopologie T weist ein besseres Ergebnis auf, wobei der Unterschied gegenüber den anderen Netzkonzepten gering ist.

Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen die **Auslastungen** der Netzleitungen bzw. Netzanschlussleitungen. Bei ersteren sind die Ergebnisse für 35040-NNF- und 2-NNF-Rechnungen identisch. Die Abweichungen bei den Netzanschlussleitungen sind dem gewählten Vorgehen zur Abschätzung der Auslastungen über Lastgleichzeitigkeitsfaktoren geschuldet, vgl. Abschnitt 3.2. Alle Fälle weisen zulässige Auslastungen mit Reserven auf.

Die maximalen Leitungsauslastungen werden stets für den Starklastfall erzielt. Das überrascht nicht, weil die Auslastungen direkt von den Leistungen an den Netzanschlüssen abhängen und die Lasten gegenüber den PV-Einspeisungen dominieren. Dass der Starklastfall die Leitungsauslastungen bestimmt, ist ebenfalls für fast alle ausgewählten Netzkonzepte der anderen Grund-VAs der Fall. Die Ausnahmen betreffen Fälle, in denen die Ströme für andere Netznutzungsfälle höher sind, weil die Spannungen wegen anderer rONT-Stufungen marginal geringer sind. Die Werte der 35040-NNF-Rechnungen sind den 2-NNF-Werten ähnlich oder identisch, weshalb die Leitungsauslastungen für die anderen Grund-VAs nur als 2-NNF-Werte tabellarisch aufgeführt sind.

Die 35040-NNF-Rechnungen je Netzkonzept bestehen aus acht Durchläufen, vgl. Abschnitt 3.8.2. In manchen Durchläufen von NK_{inno} und NK_{frei} bleibt die rONT-Stufe über alle 35.040 Netznutzungsfälle unverändert (aber die rONT-Stufe unterscheidet sich zwischen den Durchläufen für ein Netzkonzept, z. B. Stufe 1 bei + 4 % $U_{n,MS}$, Stufe -2 bei - 4 % $U_{n,MS}$). In anderen Durchläufen (z. B. Jahr 2040 mit $LGF_{U/I}$) kommen dagegen bis zu vier Stufen zum Einsatz. Trotz der leistungsfähigeren Grundtopologie T nutzt $NK_{\text{inno}2}$ je Durchgang bis zu fünf verschiedene Stufen. Für alle drei Netzkonzepte trifft zu, dass im Jahr 2040 alle neun rONT-Stufen (-4 bis 4) genutzt werden. Das spricht für eine recht günstige Auslegung des angepassten L-rONTs, die die rONT-Fähigkeiten voll ausgeschöpft.

Die Kennlinien werden mit denen der anderen Grund-VAs in Abschnitt 6.7 diskutiert.

Die Anzahl der in der Realität zu erwartenden Schaltspiele kann auf Basis der gewählten Modellierung, vor allem mit Berechnungen im 15-min-Abstand und ohne Angabe der erwarteten Verteilung der MS-Spannungswerte über die Zeit, nicht angegeben werden.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

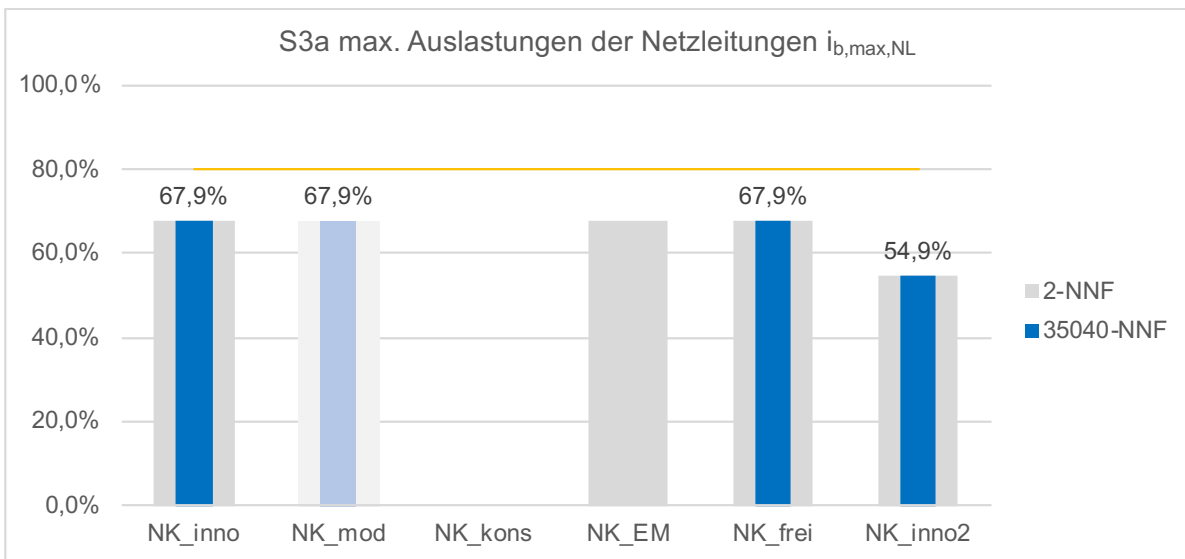


Abbildung 35: S3a - Auslastung Netzleitungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

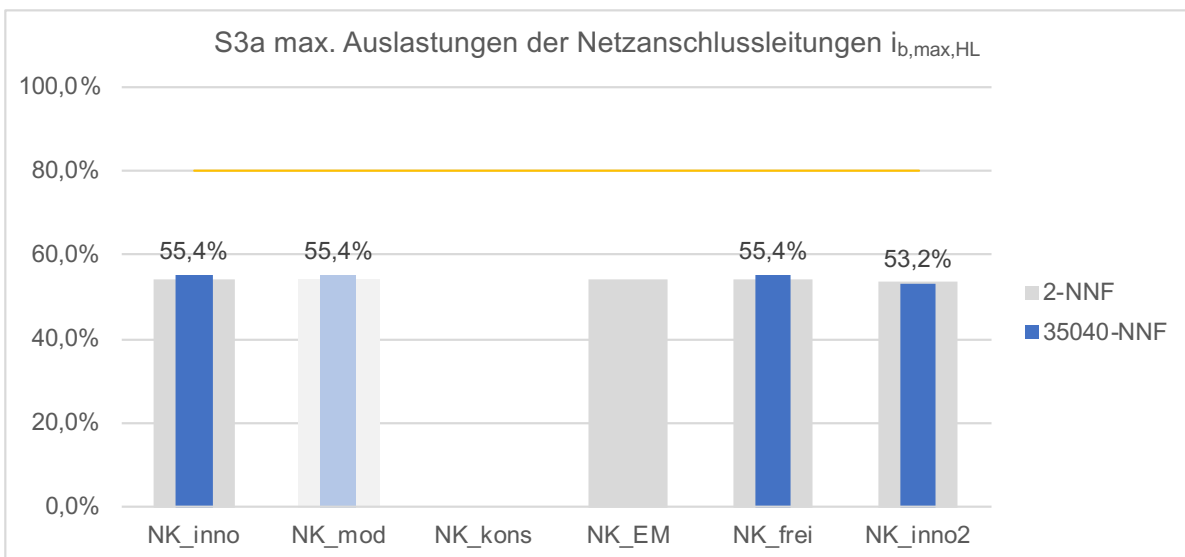


Abbildung 36: S3a - Auslastung NA-Leitungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

Die maximalen Verlustleistungen von NK_{inno} im Jahr 2040 betragen 2,4 kW und 5 kvar, die Jahresverlustenergien rund 8,4 MWh und 16,8 Mvarh, davon rund 2 MWh und 11,6 Mvarh für den ONT. Die Wirkverluste entsprechen also etwa dem Jahresverbrauch von zwei Mehrpersonenhaushalten. NK_{frei} , das sich von NK_{inno} nur im blindleistungsneutralen Betrieb der Erzeugungsanlagen unterscheidet, zeigt die gleichen maximalen Verlustleistungen, bedingt durch die gleichen Starklastsituationen, und eine nur etwas geringere Jahresverlustenergie von 8,3 MWh und 16,5 Mvarh. Der Blindleistungsbezug bei NK_{inno} wirkt sich also nur wenig auf die gesamten Verluste aus.

6.5 Empfohlene Netzkonzepte für Grundversorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhäuser“

Abbildung 37 schlüsselt die Gesamtkosten von S3a für alle betrachteten Netzkonzepte mit erfolgreicher 35040-NNF-Rechnung auf. Die Werte über den Balken zeigen die Gesamtkosten, jene innerhalb der Balken die variablen Kosten. Die Grundkosten sind aus den 2-NNF-Rechnungen bekannt (Tabelle 17). Die variablen Kosten basieren mit den Verlust- und Abregelungskosten auf den 35040-NNF-Rechnungen. Die blauen Balken zeigen die Kosten in Neubau-, die gelben in Bestandsgebieten. Die grauen Balken von NK_{mod} sind mit denen von NK_{inno} identisch (gleiches Konzept). Die variablen Kosten sind von der baulichen Situation zum Errichtungszeitpunkt (Neubau- oder Bestandsgebiet) unabhängig und daher für beide Fälle eines Netzkonzepts gleich.

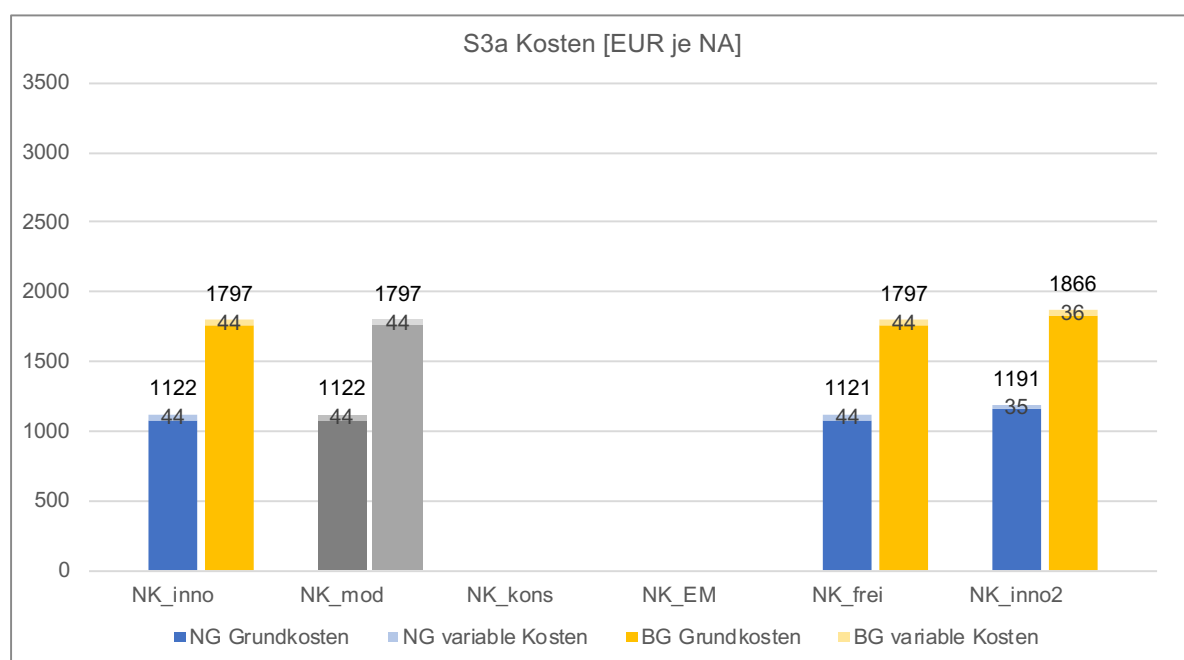


Abbildung 37: S3a - Aufgeschlüsselte Kosten

NK_{frei} weist aufgrund seines blindleistungsneutralen Betriebs der Erzeugungsanlagen gegenüber NK_{inno} geringere Verluste und einen geringeren Blindleistungsbezug aus der übergeordneten Netzebene aus, was sich aber weder auf die variablen Kosten noch auf die Gesamtkosten nennenswert auswirkt. Dies zeigt, dass der Betrieb der Erzeugungsanlagen mit $\cos\phi$ -(P)-Regelung nach VDE AR-N 4105 für den Netzbetreiber nahezu keine zusätzlichen Kosten verursacht, aber leichte Spannungsverbesserungen auch bei rONT-Einsatz ermöglicht, vgl. Abbildung 33.

Die variablen Kosten von NK_{inno2} sind geringer als die der anderen Netzkonzepte, was angesichts des aufwendigeren Netzkonzepts mit geringeren Leitungsauslastungen plausibel ist. Die um rund neun Euro geringeren variablen Kosten von NK_{inno2} können jedoch die höheren Grundkosten nicht ausgleichen, sodass NK_{inno2} neben den höchsten Grund- auch die höchsten Gesamtkosten aufweist.

Wie bei den meisten anderen Netzkonzepten (siehe Abschnitt 6.6) sind die variablen Kosten im Verhältnis zu den Grundkosten fast immer so gering, dass sie die Rangfolge der kostengünstigsten Netzkonzepte nicht beeinflussen.

6.5.7 Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnungen

Der minimale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_{k1} ist für alle Netzkonzepte identisch, weil die Strecke und der Widerstandsbelag zwischen dem MS-Verknüpfungspunkt und dem am weitesten entfernten Netzanschluss in allen Fällen identisch sind.

Der Wert $I_{k1} = 974 \text{ A}$ ist viel höher als der Grenzwert $I_a = 320 \text{ A}$ (vgl. Tabelle 1 in Abschnitt 2.6.4), womit die Vorgaben für den minimalen Kurzschlussstrom eingehalten werden. Angesichts der verwendeten VA-Größe von 100 %, also einer typischen heutigen Netzgröße, überrascht das positive Ergebnis nicht.

6.5.8 Fazit

Wesentliche Erkenntnisse der vorangegangenen Untersuchung zur Versorgungsaufgabe S3a „Einfamilienhaus-Siedlung in den Jahren 2014 bis 2040“ sind:

- Die Versorgungsaufgabe ist stark lastdominiert und unterscheidet sich durch die Verbreitung von E-Autos deutlich von der entsprechenden heutigen Versorgungsaufgabe. Daraus ergeben sich Netzkonzepte, die **deutlich von den heutigen Netzkonzepten**, die in ihren Grundzügen den konservativen Netzkonzepten dieser Arbeit entsprechen, **abweichen**.
- **Moderate Netzkonzepte** (nach Definition von NK_{mod} mit rONT als möglichem Standardbetriebsmittel und Beibehaltung der jetzigen Netzgrößen) erfüllen die technischen Anforderungen und sind die kostengünstigsten zulässigen Netzkonzepte (NK_{mod} und das innovative Konzept NK_{inno} sind identisch), während konservative Konzepte ohne rONT versagen.
- Es gibt diverse Netzkonzepte, die die technischen Vorgaben einhalten und dabei Kosten nahe am Minimum zeigen. Ihnen gemein ist der Einsatz partiell-parallelverlegter Leitungen mit den für hohe Leitungsauslastungen ausgelegten **Grundtopologien R und T**, der Einsatz von Kabeln mit **240-mm²-Querschnitt** und der **L-rONT-Einsatz**. Diese Merkmale sind uneingeschränkt empfehlenswert. Durch ihren Einsatz kann auf die zweiseitige Verlegung mit ihren hohen Tiefbaukosten verzichtet werden.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

- Die eingangs geäußerte Hoffnung, durch den rONT-Einsatz die räumliche Netzausdehnung erhöhen und so die spezifischen Kosten reduzieren zu können, erfüllt sich wegen der erwarteten Laststeigerungen nicht. Stattdessen hat sich der rONT, vor allem der L-rONT, als notwendiges Mittel zur **Beibehaltung der jetzigen Netzgrößen** erwiesen.
- Der **Blindleistungsbezug von Einspeiseanlagen** nach VDE AR-N 4105 kann auch bei rONT-Einsatz vorteilhaft sein, wobei die Unterschiede mit und ohne Bezug bezüglich der Kosten und der resultierenden technischen Betriebsgrößen gering sind.
- Wenn Lastmanagement mit verminderten Netzentgelten nach §14a EnWG verbunden ist, wie es in dieser Arbeit unterstellt ist, sind Netzkonzepte für S3a **ohne Lastmanagement** nicht nur zukunftssicherer, weil sie bei Bedarf mit Lastmanagement nachgerüstet werden können, sondern auch kostengünstiger als Netzkonzepte mit Lastmanagement.
- Der Einsatz von **Einspeisemanagement** ist **nicht sinnvoll**, weil Netzkonzepte, die die erwarteten hohen Lasten tragen können, auch die erwarteten Einspeisungen tragen können.
- Die **Ergebnisse der 2-NNF-Rechnungen** werden grundsätzlich von den 35040-NNF-Rechnungen bestätigt. Durch die unterschiedliche Natur der Berechnungsarten verursacht das Verfahren jedoch Effekte, die vor allem bei rONT-Einsatz die Vergleichbarkeit verringern.

Günstige ONT-Parameter werden im Abschnitt 6.7 erläutert.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

6.6.1 Übersicht

In den folgenden Abschnitten sind nacheinander für S1a bis S6b (ohne S3a) eine Boxplot-Analyse, die Übersicht der ausgewählten Netzkonzepte (vgl. Tabelle 17), eine Diskussion der Berechnungsergebnisse und eine Empfehlung geeigneter Netzkonzepte aufgeführt. Abschnitt 6.6.9 enthält die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnungen, Abschnitt 6.6.10 eine Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse.

6.6.2 Ergebnisse für S1a „Streusiedlung“



Abbildung 38: S1a - Symbolbild „Streusiedlung“ (Wikimedia Commons [113])

Für Streusiedlungen (Abbildung 38) mit ihren typischerweise sehr großen Dachflächen landwirtschaftlicher Gebäude werden höhere installierte PV-Leistungen als für die anderen ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben erwartet, weshalb hier das **PV-Szenario 200 %** (4 kW je Netzanschluss im Jahr 2040, vgl. Abschnitt 4.5) als Planungsgrundlage dient. Zu Vergleichszwecken werden zusätzlich die Resultate für das PV-Szenario 100 % erörtert.

Abbildung 39 und Abbildung 40 zeigen die Ergebnisse für die MS-Spannungsbänder $\pm 2 \% U_{n,MS}$ beziehungsweise $\pm 4 \% U_{n,MS}$ für das PV-Szenario 100 %.

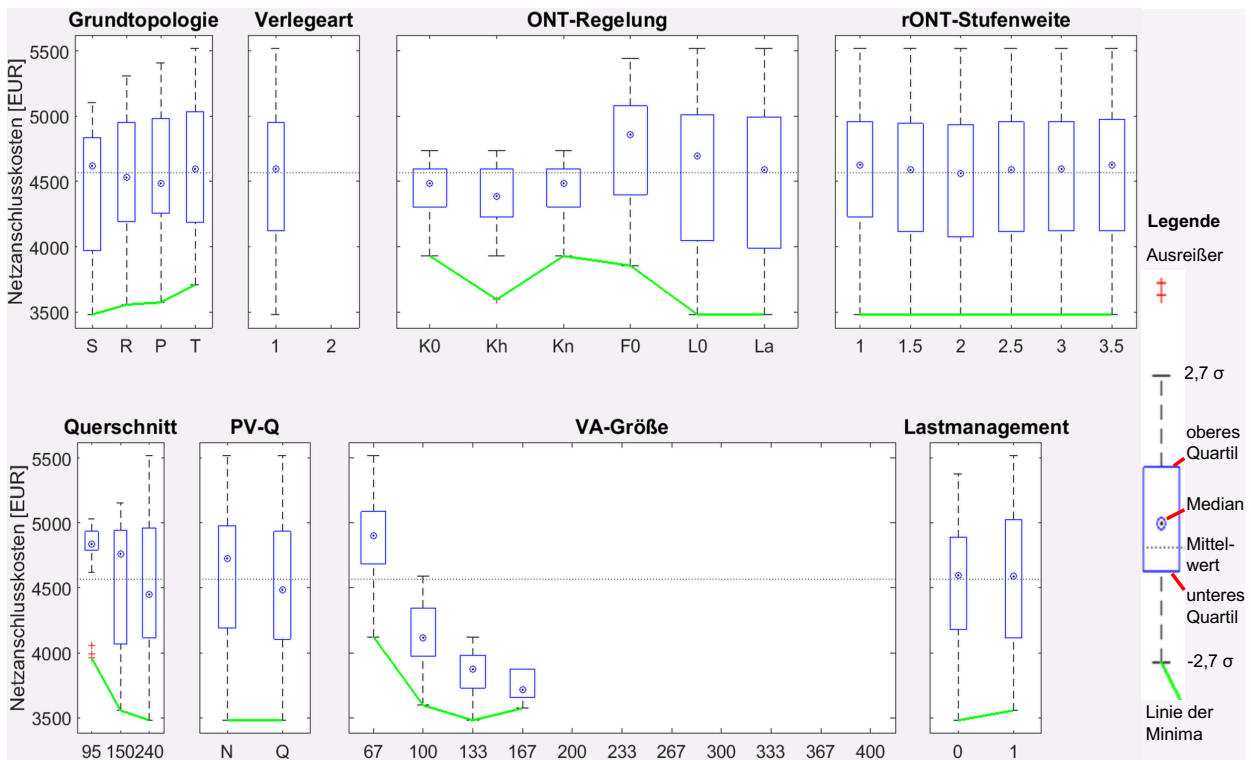


Abbildung 39: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2 \% U_{n,MS}$ PV 100 % NG

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

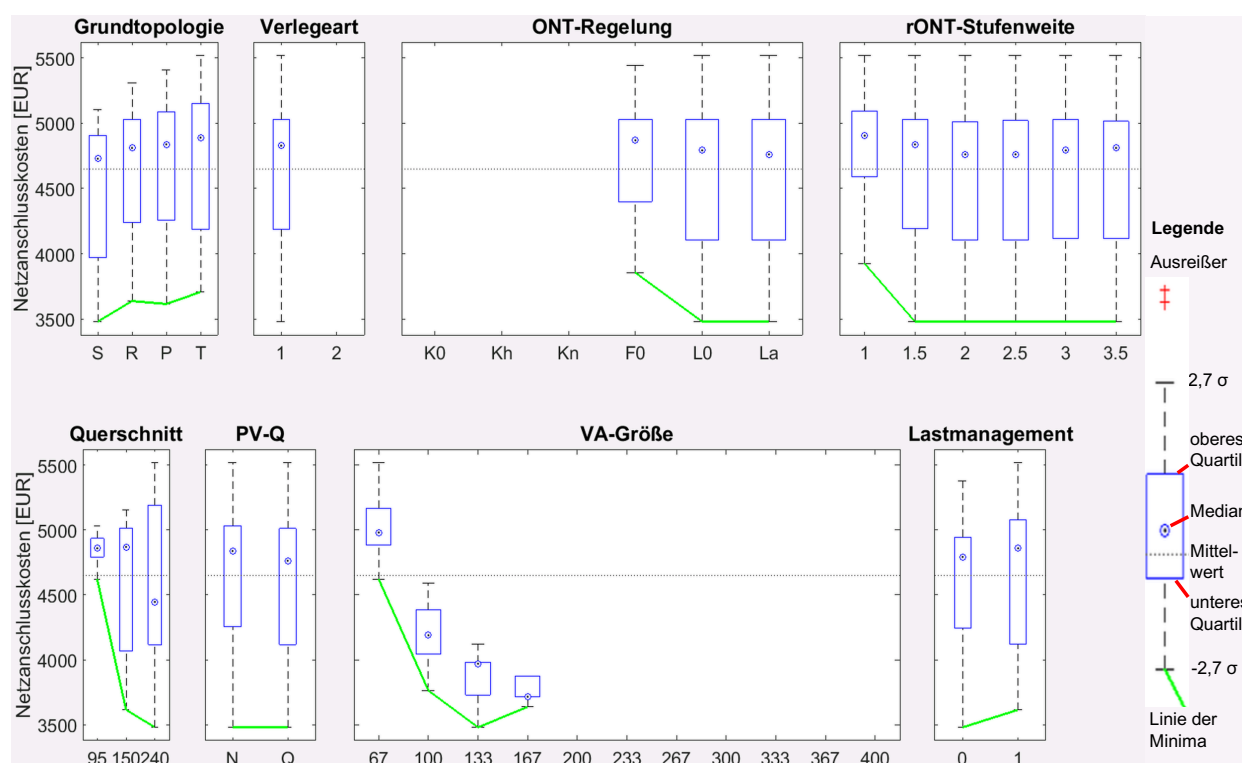


Abbildung 40: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 100 % NG

Die minimalen Kosten sind mehr als dreimal so hoch wie bei der dichter besiedelten Grund-VA S3a mit ihrer viel höheren Zahl an Netzzuschlüssen. In der Praxis dürften die Kosten für die Verlegung in S1a-Bestandsgebieten ähnlich hoch wie bei Neubaugebieten sein, weil keine aufwendige Verlegung unter versiegelten Flächen zum Einsatz kommen dürfte, sondern eine Verlegung im Erdreich neben der Straße. Zur besseren Vergleichbarkeit mit anderen Versorgungsaufgaben ist hier die Verlegung unter versiegelten Flächen der Basisfall. Beide MS-Spannungsbänder zeigen ähnliche Ergebnisse und insbesondere identische kostengünstigste Konzepte mit Grundtopologie S, L-rONT, Leiterquerschnitt 240 mm² und VA-Größe 133 %. Für $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ gibt es keine zulässigen Netzkonzepte mit kONT.

Dass eine hohe PV-Einspeisung bei S1a wegen größerer Leitungslängen einen stärkeren Effekt als bei S3a hat, zeigt die Analyse für das PV-Szenario 200 %, siehe Abbildung 41 ($\pm 2\%$ $U_{n,MS}$) und Abbildung 42 ($\pm 4\%$ $U_{n,MS}$). Die Ergebnisse für beide MS-Spannungsbänder sind bei rONT-Netzkonzepten ähnlich. Probleme mit zu hohen Spannungen sorgen für eine Bevorzugung der Grundtopologien P und T, des PV-Blindleistungsbezugs (Q) sowie der VA-Größe 100 %. Der angepasste L-rONT dominiert erneut. Bei $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ sind die rONT-Stufenweiten 2,0 % und 2,5 % im Vorteil, bei $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ der Wert 2,5 %.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

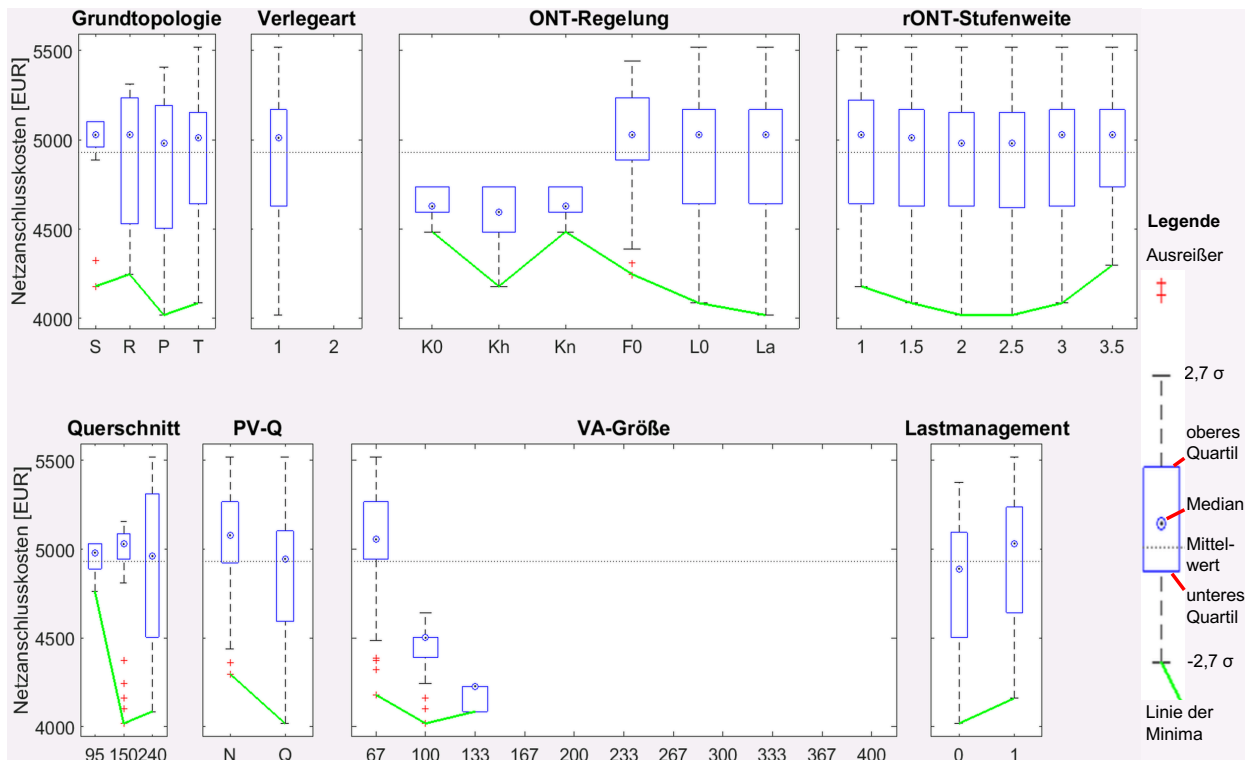


Abbildung 41: $S1a$ - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ PV 200% NG

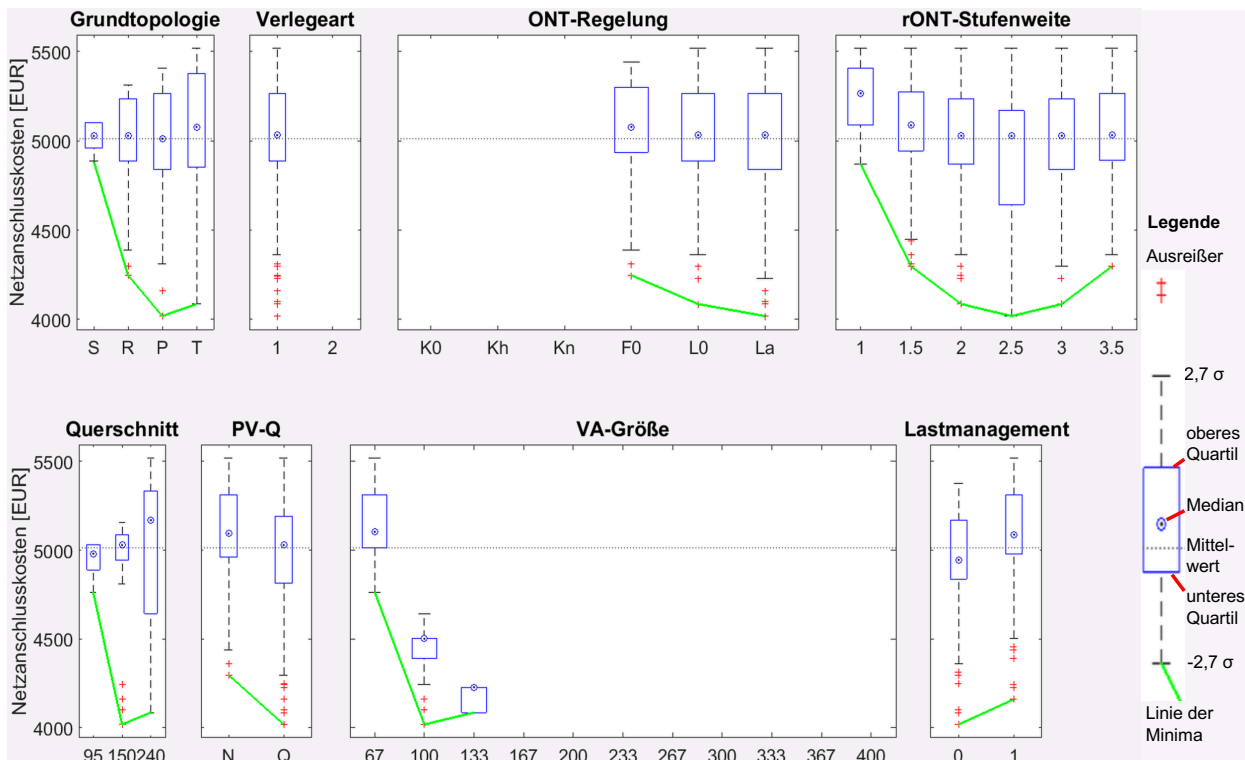


Abbildung 42: $S1a$ - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\% U_{n,MS}$ PV 200% NG

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Weil die kostengünstigsten Konzepte für beide MS-Spannungsbänder einen rONT und ähnliche Kosten aufweisen, basieren die weiteren Untersuchungen auf dem **MS-Spannungsband $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$** , wodurch ein breiteres Feld realer Versorgungsaufgaben abgedeckt wird, zumal gerade für abgelegene Streusiedlungen die größten Schwankungen der MS-Magnitude erwartet werden (insbesondere in Gebieten mit Windparks oder Freiflächen-PV-Anlagen).

Sämtliche Diagramme für S1a zeigen einen geringen Kostenvorteil bei Verzicht auf das Lastmanagement. In Detailuntersuchungen der Fälle ohne und mit Lastmanagement (Abbildung 103 und Abbildung 104 in Kapitel 17) wird deutlich, dass die Netzkonzepte identisch sind, weil die Einspeisung prägend ist, und sich die Kosten nur durch die verschiedenen Netzentgelte unterscheiden.

Tabelle 18: S1a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 100 % | wie NK _{inno} | (keine) | (keine) | 133 % | 100 % |
| Grundtopologie | P | | | | T | P |
| Verlegeart | 1 | | | | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 150 mm ² | | | | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | La | | | | La | La |
| rONT-Stufenweite | 2,5 % | | | | 2,5 % | 2,5 % |
| kONT-U-Anhebung | - | | | | - | - |
| S _{r,T} | 400 kVA | | | | 630 kVA | 400 kVA |
| PV-Blindleistung | Bezug | | | | Bezug | Bezug |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | | | | nein | nein |
| Grundkosten NG | 4.019 EUR | | | | 4.086 EUR | 4.363 EUR |
| Grundkosten BG | 5.930 EUR | | | | 6.043 EUR | 6.274 EUR |
| U _{b,min} | 95,7 % | | | | 95,2 % | 95,4 % |
| U _{b,max} | 105,9 % | | | | 105,7 % | 105,2 % |
| i _{b,max,NL} | 79,1 % | | | | 74,8 % | 59,6 % |
| i _{b,max,HL} | 55,5 % | | | | 54,1 % | 55,0 % |

Die Netzkonzepte in Tabelle 18 weichen nur in der VA-Größe (und über die unterschiedliche Zahl an Netzanschlüssen auch in S_{r,T}), der Grundtopologie und dem Leiterquerschnitt voneinander ab:

- Das günstigste Konzept NK_{inno} erfüllt zusätzlich die strengeren Anforderungen von NK_{mod}.
- In Abbildung 43 sind kostengünstige Netzkonzepte mit Grundtopologie T erkennbar. Darunter befinden sich unterschiedliche Konzepte mit VA-Größe 133 %, die identische

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Kosten und ähnliche Resultate aufweisen. NK_{frei} ist ein solches Netzkonzept, bei gleicher rONT- und PV-Q-Konfiguration wie NK_{inno} .

- Das Konzept für NK_{inno2} unterscheidet sich von NK_{inno} nur im Leiterquerschnitt.
- Für NK_{kons} und NK_{EM} sind keine Ergebnisse dargestellt, weil es für die Kombination PV-Szenario 200 % und MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ keine zulässigen kONT-Netzkonzepte bzw. keine EM-Netzkonzepte mit wirtschaftlichem Vorteil gegenüber NK_{inno} gibt.

Die in der Tabelle dargestellten Spannungswerte können den Eindruck vermitteln, dass das rONT-Spannungsbandkriterium verletzt sei, denn z. B. für NK_{inno} wäre $105,9 \% - 95,7 \% \leq 106 \% - 95 \% - 2,5 \%$ nicht erfüllt, vgl. Abschnitt 3.5.2. In der Tat resultieren die Werte für $u_{b,\text{min}}$ und $u_{b,\text{max}}$ aus verschiedenen Rechnungen, für die jeweils das Kriterium erfüllt ist. Beispiel NK_{inno} :

- MS-Schwankung $- 4 \% U_{n,MS}$ erfüllt $102,4 \% - 95,7 \% \leq 106 \% - 95 \% - 2,5 \%$
- MS-Schwankung $+ 4 \% U_{n,MS}$ erfüllt $105,9 \% - 97,7 \% \leq 106 \% - 95 \% - 2,5 \%$

Für alle Grund-VAs S1a bis S6b gilt: Alle untersuchten rONT-Netzkonzepte erfüllen sowohl in den 2-NNF- als auch in den 35040-NNF-Rechnungen das rONT-Spannungsbandkriterium.

Von den Netzkonzepten in Tabelle 18 erfüllt nur NK_{inno2} das angestrebte Spannungsband in den 35040-NNF-Ergebnissen, siehe Abbildung 43:

- Für NK_{inno} und NK_{frei} liegen die Extremwerte außerhalb der Grenzwerte, teilweise auch unter Beachtung der Toleranz von 0,5 % für 35040-NNF-Rechnungen (vgl. Abschnitt 3.5.3). Der Hauptgrund ist, dass die extremen Spannungen nicht im Stark- und Schwachlastfall, sondern in anderen Netznutzungsfällen auftreten, vgl. Punkt 1 in Abschnitt 6.5.6. Weil die L-rONT-Kennlinienanpassung mit dem Stark- und Schwachlastfall erfolgt, ist die Kennlinie für die wirklich extremen Netznutzungsfälle zu schwach ausgelegt. Zudem zeigt die Detailanalyse für NK_{inno} , dass die Stufenweite 2,5 % für die sichere Handhabung dieser Fälle zu gering ist. Bei diesen Netzkonzepten hat das entwickelte Verfahren also versagt.
- Für NK_{inno2} bietet sich ein anderes Bild: Während die Kennlinienanpassung funktioniert (erkennbar am für beide Rechnungen identischen Maximalwert), ist die Mindestspannung der 35040-NNF-Resultate höher als die der 2-NNF-Resultate. Die Ursache sind die unterschiedlichen Stränge für die LGF-Berechnung, vgl. Punkt 3 in Abschnitt 6.5.6.

Die maximalen Leitungsauslastungen der 35040-NNF- entsprechen denen der 2-NNF-Rechnungen. Sie sind also in allen Fällen zulässig und bei S1a durch die PV-Einspeisung geprägt.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

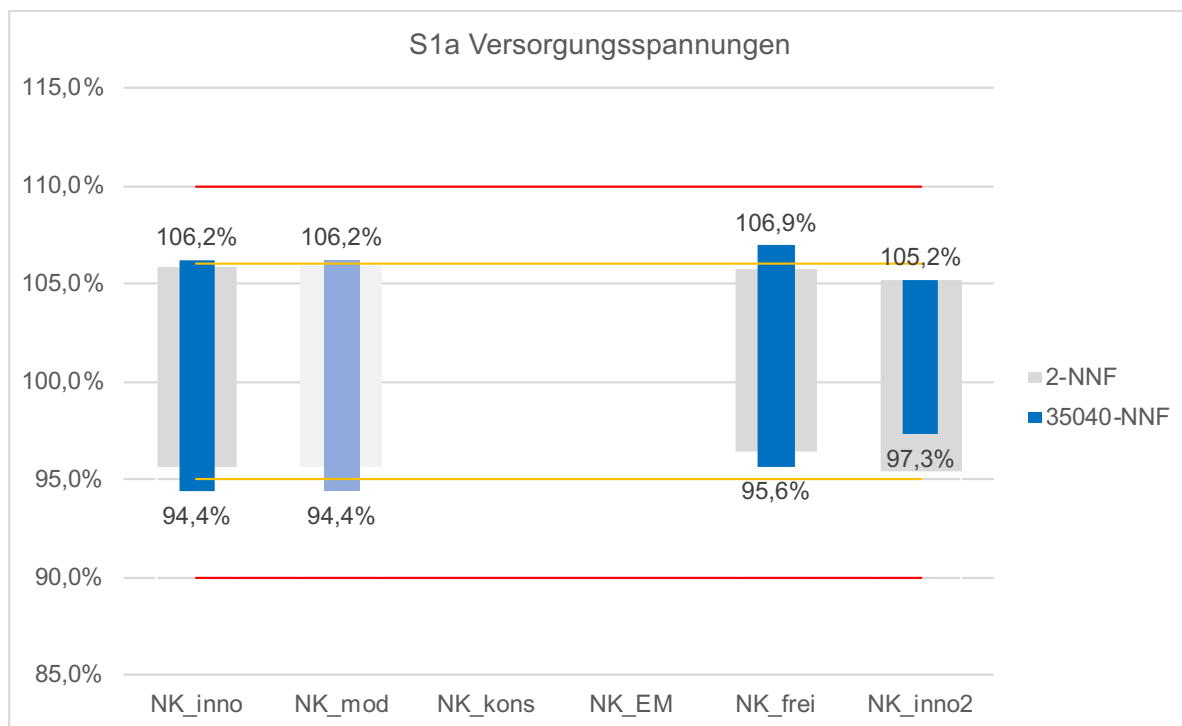


Abbildung 43: S1a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

Die Gesamtkosten (Abbildung 44) für NK_{inno2} sind nur wenig höher als die der anderen Varianten, wobei die geringeren variablen Kosten nicht die höheren Grundkosten ausgleichen können.

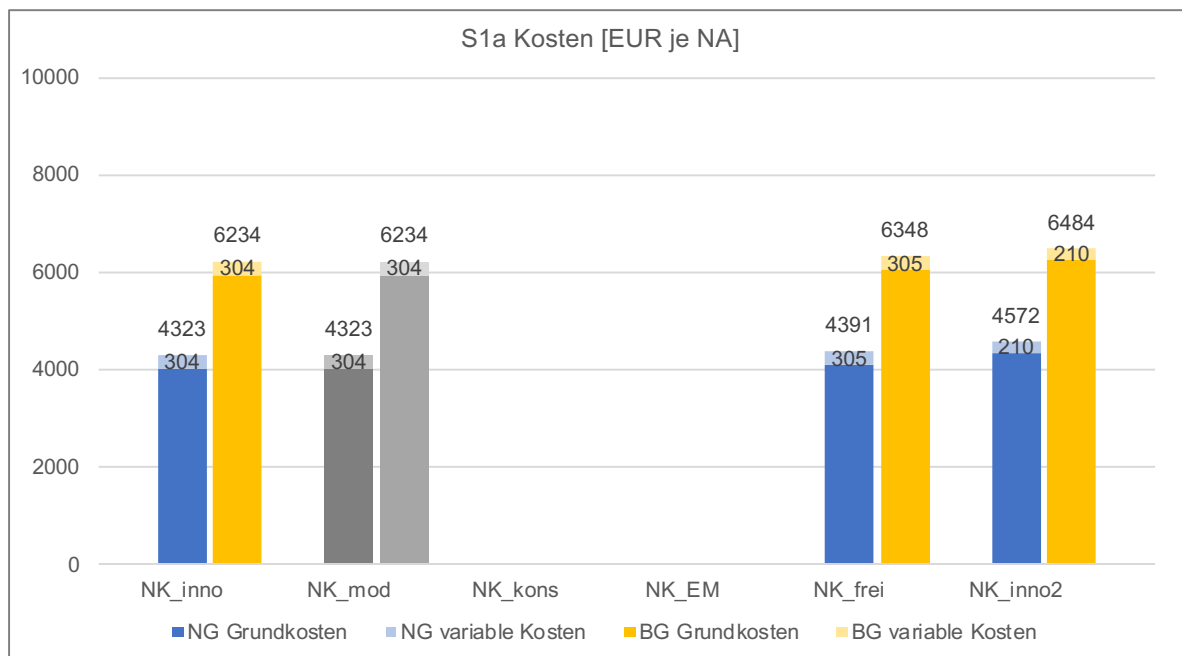


Abbildung 44: S1a - Aufgeschlüsselte Kosten

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Insgesamt zeigt sich, dass die anspruchsvollen Spannungen die dafür ausgelegte Grundtopologie P nach sich ziehen und die Anpassung der L-rONT-Kennlinien erschweren. Selbst in diesem ländlichen Fall ist der Querschnitt 240 mm² am besten geeignet, wobei im konkreten Fall gesonderte Berechnungen mit eigens angepassten L-rONT-Parametern auch 150 mm² erlauben dürften. Trotz des L-rONT-Einsatzes erweist sich der Blindleistungsbezug als vorteilhaft, während das Lastmanagement aufgrund der vorliegenden PV-Dominanz keine Vorteile hat.

6.6.3 Ergebnisse für S2a „Straßendorf“



Abbildung 45: S2a - Symbolbild „Straßendorf“ (Wikimedia Commons [114])

Die Boxplots (Abbildung 46 und Abbildung 47) der Grund-VA S2a (Abbildung 45) ähneln denen von S3a. Jedoch liegen die minimalen Kosten für die unterschiedlichen Merkmalsausprägungen näher beieinander, z. B. bei den Querschnitten. Der LM-Einsatz ist auch für S2a teurer.

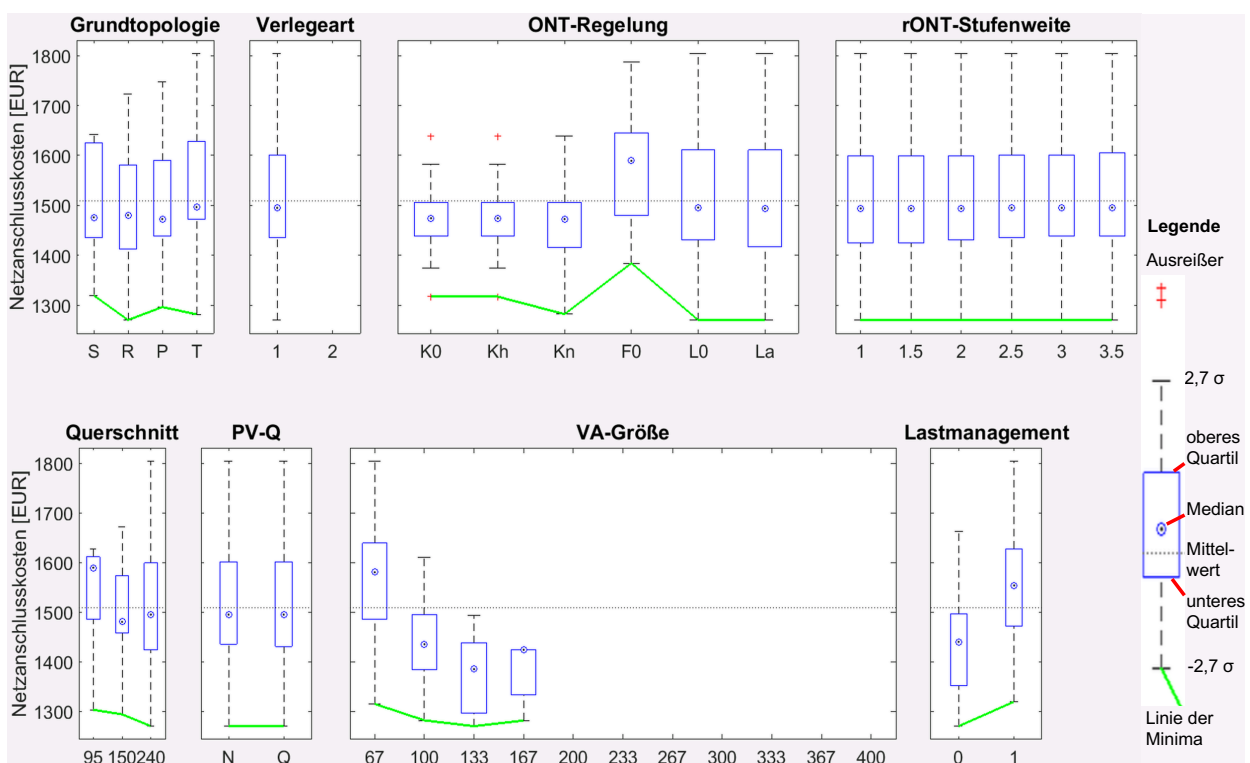


Abbildung 46: S2a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS} NG$

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

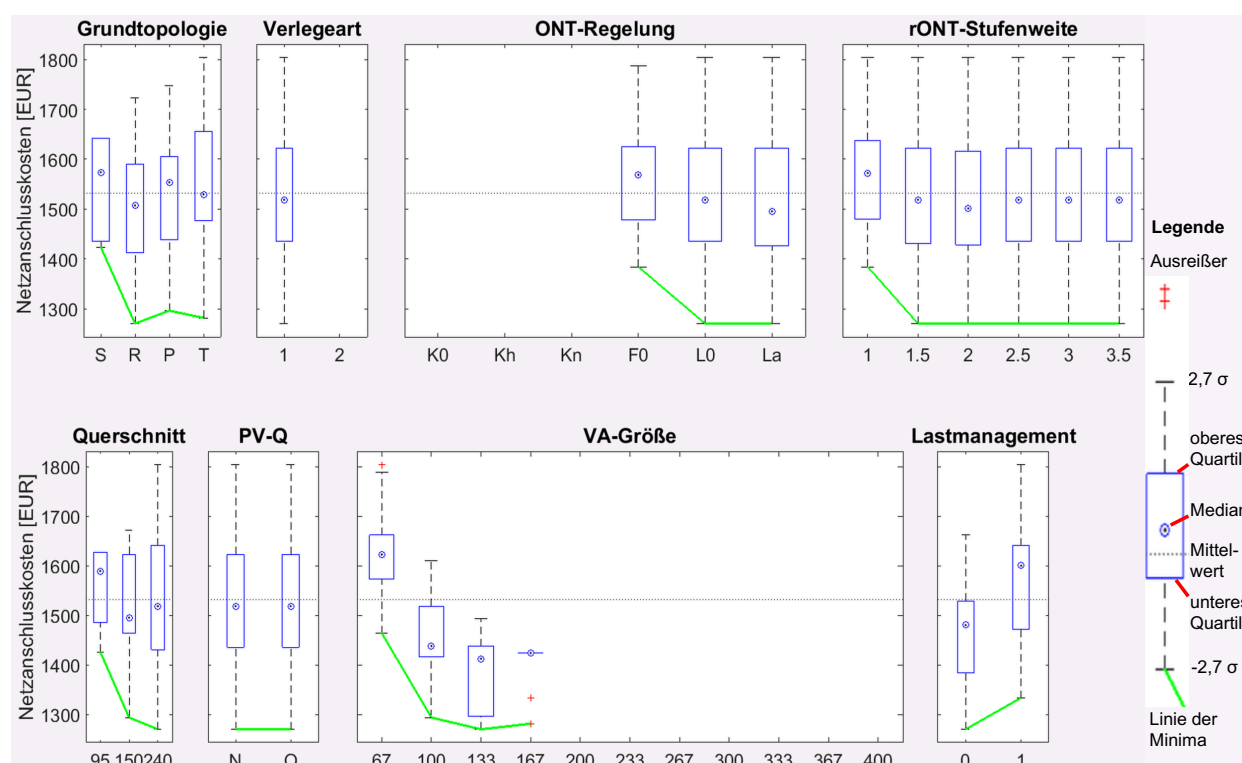


Abbildung 47: S2a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\% U_{n,MS}$ NG

Für das größere MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$ ist erneut der rONT-Einsatz erforderlich, wobei der L-rONT auch bei $\pm 2\% U_{n,MS}$ am kostengünstigsten ist. Auffällig in Abbildung 46 ($\pm 2\% U_{n,MS}$) ist das gute Abschneiden von kONT-Netzkonzepten mit angepasster Stufenstellung zur Vermeidung zu geringer Spannungen (Kn). Kn erzeugt für das MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$ keine zulässigen Netzkonzepte. Um auch kONT-Netzkonzepte zu berücksichtigen, beträgt das **MS-Spannungsband** für die weitere Untersuchung $\pm 2\% U_{n,MS}$.

Die geringen Kostenunterschiede zwischen den Merkmalsausprägungen in Abbildung 46 spiegeln sich in der großen Diversität der Netzkonzepte in Tabelle 19 wider, wobei NK_{mod} , NK_{EM} und NK_{frei} im Gegensatz zu NK_{inno} kaum Reserven aufweisen. Obwohl die Standardkennlinie L0 ausreichend ist, wird die angepasste Variante La näher untersucht, um Hinweise für günstige Kennlinien zu erhalten. Mit NK_{frei} soll die Frage beantwortet werden, ob die Kombination aus rONT und 150 mm^2 besser ist als die Kombination aus angepasstem kONT und 240 mm^2 (NK_{mod}). NK_{inno2} ist ein Konzept mit einem kONT ohne angepasste Stufung, wie er heute verbreitet ist. NK_{EM} erfüllt die Anforderungen an den Einsatz von lokalem EM, wobei für den Normalbetrieb wegen ausreichend geringer Spannungen ($u_{b,max} < 109\%$) keine Abschaltmaßnahmen erwartet werden.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Tabelle 19: S2a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 133 % | 100 % | wie NK _{mod} | 133 % | 100 % | 100 % |
| Grundtopologie | R | R | | T | R | T |
| Verlegeart | 1 | 1 | | 1 | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | 240 mm ² | | 240 mm ² | 150 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | La | Kn | | Kn | La | K0 |
| rONT-Stufenweite | 1,0 % | - | | - | 2,5 % | - |
| kONT-U-Anhebung | - | 1,0 % | | 3,0 % | - | - |
| S _{r,T} | 630 kVA | 630 kVA | | 630 kVA | 630 kVA | 630 kVA |
| PV-Blindleistung | neutral | Bezug | | Bezug | Bezug | Bezug |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | nein | | nein | nein | nein |
| Grundkosten NG | 1.270 EUR | 1.282 EUR | | 1.267 EUR | 1.294 EUR | 1.374 EUR |
| Grundkosten BG | 2.024 EUR | 2.032 EUR | | 2.021 EUR | 2.044 EUR | 2.124 EUR |
| u _{b,min} | 95,7 % | 95,4 % | | 95,5 % | 95,7 % | 95,0 % |
| u _{b,max} | 102,9 % | 105,9 % | | 108,1 % | 104,3 % | 104,6 % |
| i _{b,max,NL} | 67,3 % | 58,5 % | 55,4 % | 76,6 % | 48,5 % | |
| i _{b,max,HL} | 54,5 % | 55,2 % | 54,2 % | 54,3 % | 55,3 % | |

Die Spannungswerte der 2-NNF-Rechnungen können mit den 35040-NNF-Rechnungen bestätigt werden (siehe Abbildung 48), wobei sich hier wie bei anderen Grund-VAs leichte Abweichungen zeigen. Sämtliche Werte sind im zulässigen Rahmen, insbesondere unterschreitet NK_{EM} mit $u_{b,max} = 107,5 \%$ den Grenzwert 109 % für EM-Netzkonzepte ohne planmäßige Abregelungen. Die Minimalspannungen sind mit 95,0 % bis 95,6 % U_n relativ niedrig, weil die Kennlinienanpassungen für La und Kn so ausgestaltet sind, dass die Mindestwerte nur knapp eingehalten werden. Die besten Resultate liefert mit NK_{inno} das Netzkonzept mit den zweitniedrigsten Grundkosten (nach NK_{EM}). Die maximalen Leitungsauslastungen der 35040-NNF-Rechnungen sind zu denen der 2-NNF-Rechnungen praktisch identisch (nicht gezeigt).

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

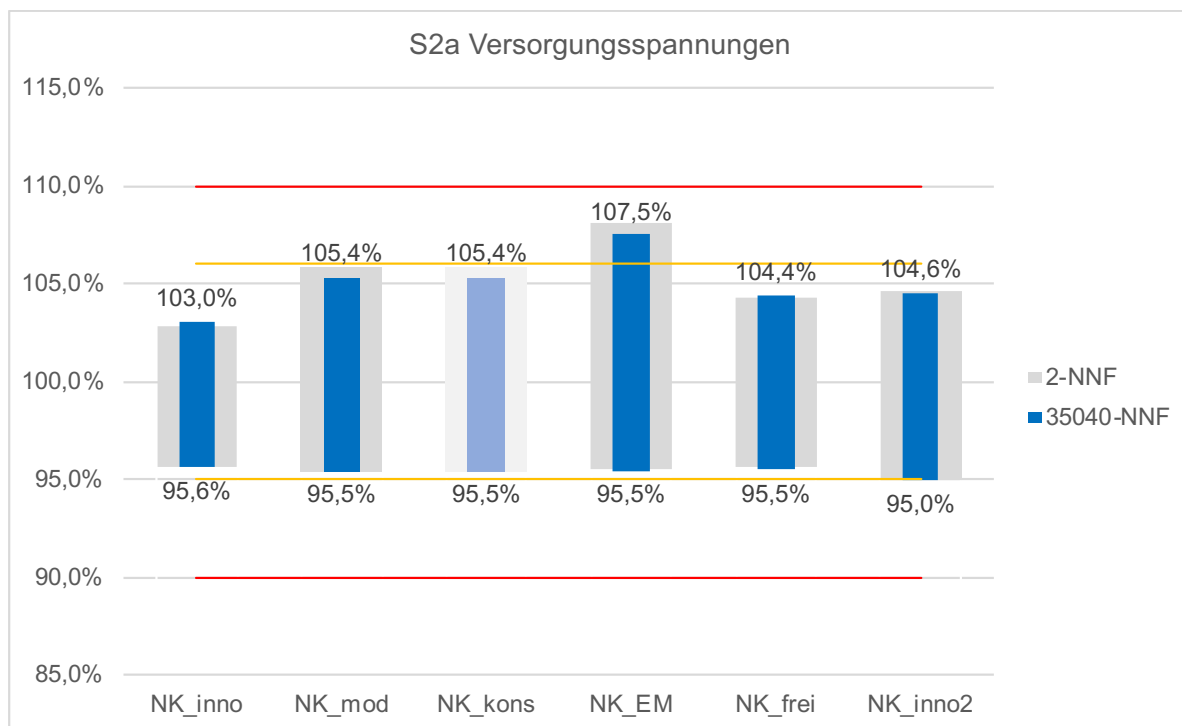


Abbildung 48: S2a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

Die etwas höheren Grundkosten von NK_{mod} gegenüber NK_{inno} (Abbildung 49) werden durch die geringeren variablen Kosten mehr als ausgeglichen, wobei die Unterschiede marginal sind.

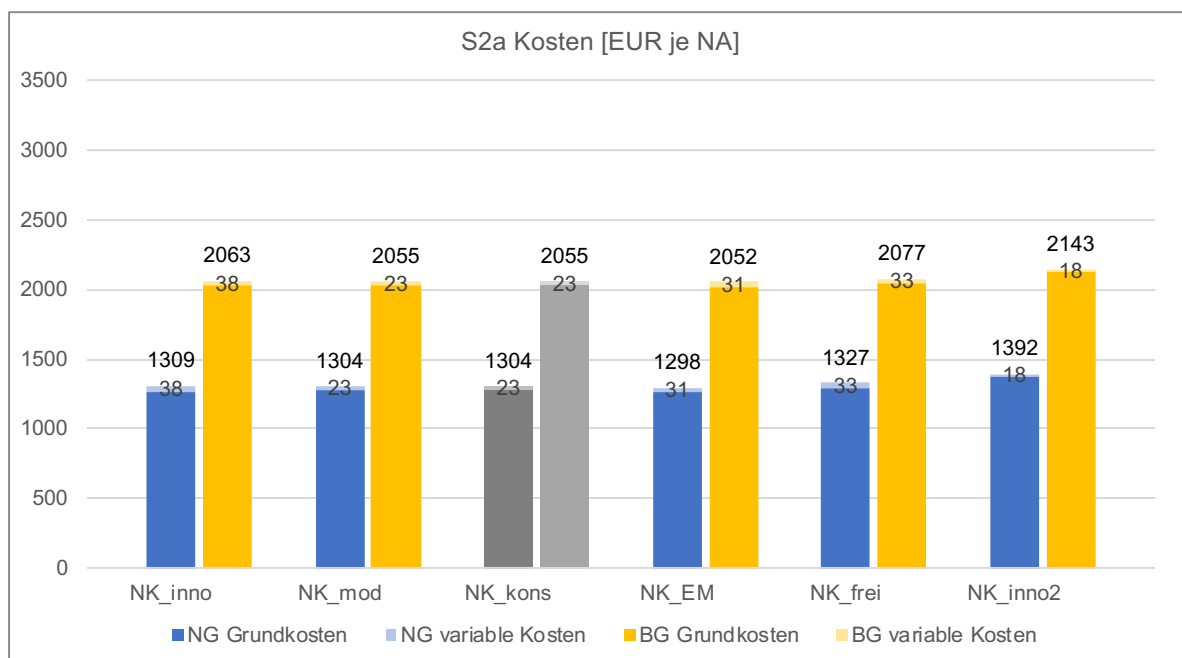


Abbildung 49: S2a - Aufgeschlüsselte Kosten

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

NK_{EM} ist knapp am kostengünstigsten, aber angesichts der geringen Reserven sind NK_{inno} , NK_{mod} oder NK_{frei} vorzuziehen. NK_{inno2} bietet die geringsten variablen Kosten und somit akzeptable Gesamtkosten mit großen Auslastungs-, aber praktisch ohne Spannungsreserven.

NK_{inno} bietet – bei einem nur geringfügigen Kostenaufschlag zu NK_{EM} und NK_{mod} – vor allem Spannungsreserven, die auch für das MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$ zum Tragen kommen dürften. Demnach sind die empfehlenswerten Merkmale wie bei S3a eine Kombination aus der Grundtopologie R, dem Querschnitt 240 mm^2 und dem angepassten L-rONT. Einspeisemanagement lohnt sich nicht, selbst nicht für den unterstellten Fall, dass lokales Einspeisemanagement keine Installations- und Betriebskosten hat.

6.6.4 Ergebnisse für S4a „Zweifamilienhäuser“



Abbildung 50: S4a - Symbolbild „Zweifamilienhäuser“ (Wikimedia Commons [115])

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen für S4a (Abbildung 50) grundsätzlich die gleichen vorteilhaften Merkmale wie S3a, nämlich Grundtopologie R, L-rONT, Querschnitt 240 mm^2 und VA-Größe 100 %. Netzkonzepte, die auf Lastmanagement aufbauen, sind viel teurer als Konzepte ohne Lastmanagement. Das MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$ verlangt den rONT-Einsatz, mit günstigen Resultaten für die Stufenweiten 2,0 % und 2,5 %. Die weitergehende Untersuchung basiert auf dem **MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$** , weil es die gleichen minimalen Kosten wie $\pm 2\% U_{n,MS}$ aufweist und für letzteres keine interessanten kONT-Varianten verfügbar sind, die eine Untersuchung wie bei S2a rechtfertigen.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

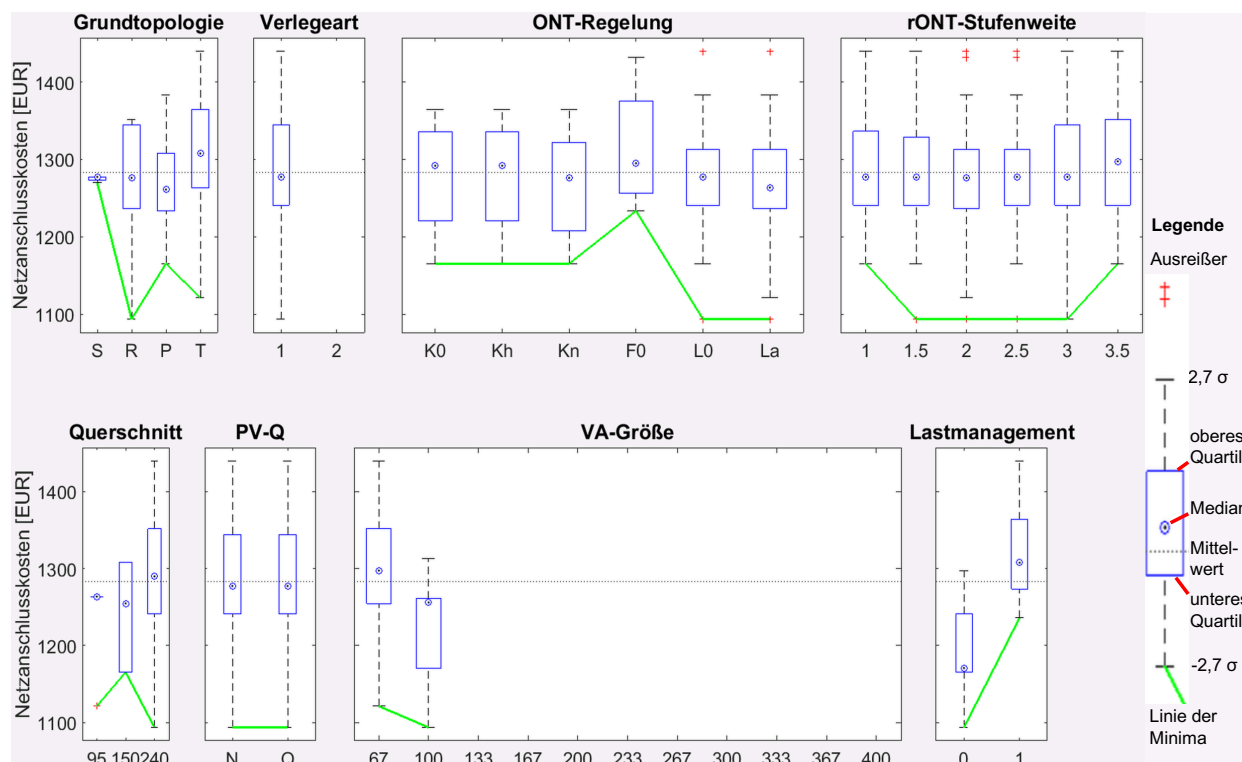


Abbildung 51: S4a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS} NG$

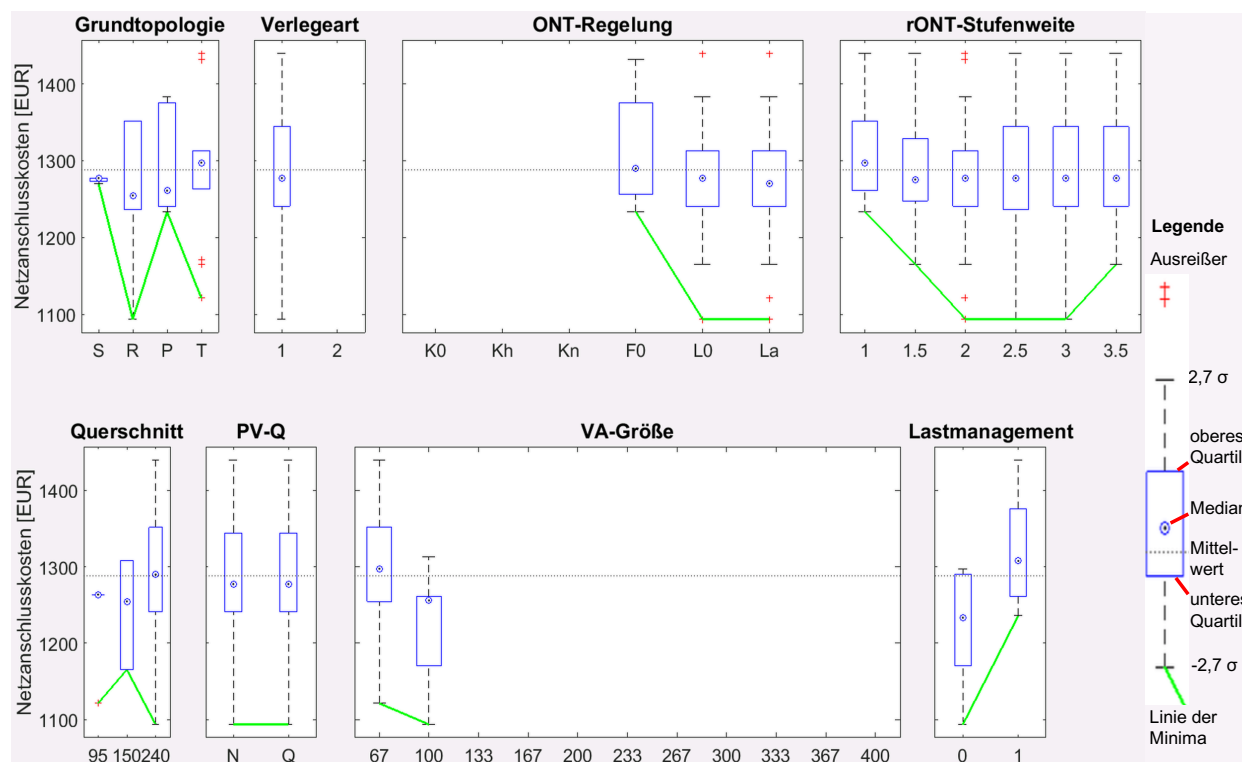


Abbildung 52: S4a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\% U_{n,MS} NG$

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Tabelle 20: S4a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 100 % | wie NK _{inno} | (keine) | (keine) | 100 % | 100 % |
| Grundtopologie | R | | | | R | T |
| Verlegeart | 1 | | | | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | | | | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | La | | | | L0 | L0 |
| rONT-Stufenweite | 2,0 % | | | | (2,5%) | (2,5 %) |
| kONT-U-Anhebung | - | | | | - | - |
| S _{r,T} | 800 kVA | | | | 800 kVA | 800 kVA |
| PV-Blindleistung | Bezug | | | | Bezug | Bezug |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | | | | nein | nein |
| Grundkosten NG | 1.094 EUR | | | | 1.094 EUR | 1.165 EUR |
| Grundkosten BG | 1.825 EUR | | | | 1.825 EUR | 1.903 EUR |
| u _{b,min} | 95,8 % | | | | 96,3 % | 97,2 % |
| u _{b,max} | 104,7 % | | | | 104,7 % | 104,7 % |
| i _{b,max,NL} | 72,6 % | 72,6 % | 57,5 % | | | |
| i _{b,max,HL} | 53,9 % | 53,9 % | 53,2 % | | | |

Die Standard-L-rONT-Kennlinie L0 zeigt die gleichen minimale Kosten wie die angepasste Variante La, weswegen beide Varianten im direkten Vergleich gegenübergestellt werden (NK_{frei} bzw. NK_{inno} in Tabelle 20). Bei NK_{frei} ist die rONT-Stufenweite 2,5 % in Klammern aufgeführt, weil dieser Wert für L0 obligatorisch ist. NK_{inno2} weist dank der Grundtopologie T deutlich bessere Spannungen und eine geringere maximale Auslastung der Netzleitungen auf.

Während bei den Leitungsauslastungen erneut eine gute Übereinstimmung zwischen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnung vorliegt, gibt es bei den Spannungen (Abbildung 53) stärkere Abweichungen, vor allem bei NK_{frei} mit unzulässig geringen Spannungen. Grund ist eine andere Wahl der kritischen Stränge für LGF_{U/I}. Bei den 35040-NNF-Ergebnissen weist NK_{inno2} keine viel besseren Spannungswerte auf als NK_{inno}, sodass nur der Vorteil der größeren Leitungsreserven verbleibt. Die variablen Kosten ändern wenig am Bild der Gesamtkosten (Abbildung 54).

Insgesamt erlauben die verzerrenden Effekte des Berechnungsverfahrens (Wahl der Stränge für LGF_{U/I}) nur eine eingeschränkte Vergleichbarkeit der Netzkonzepte. Klar ist, dass die Merkmale von NK_{inno} den empfehlenswerten Merkmalen für S3a entsprechen und auch für S4a empfehlenswert sind.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

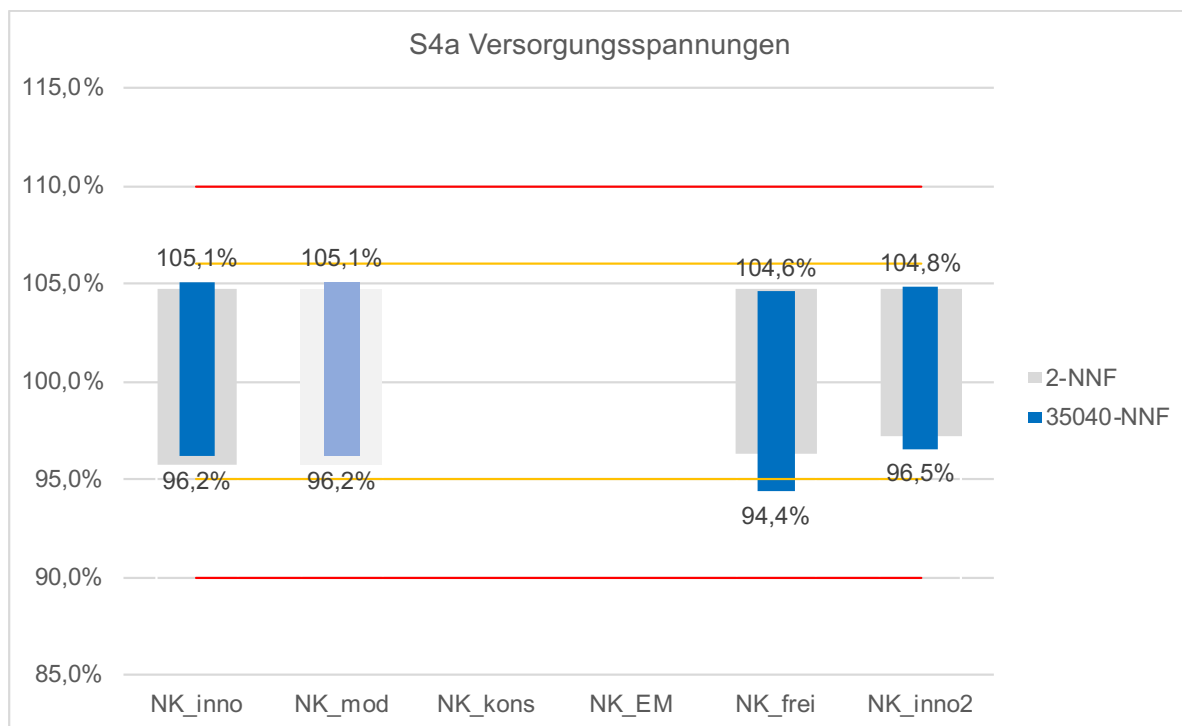


Abbildung 53: S4a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

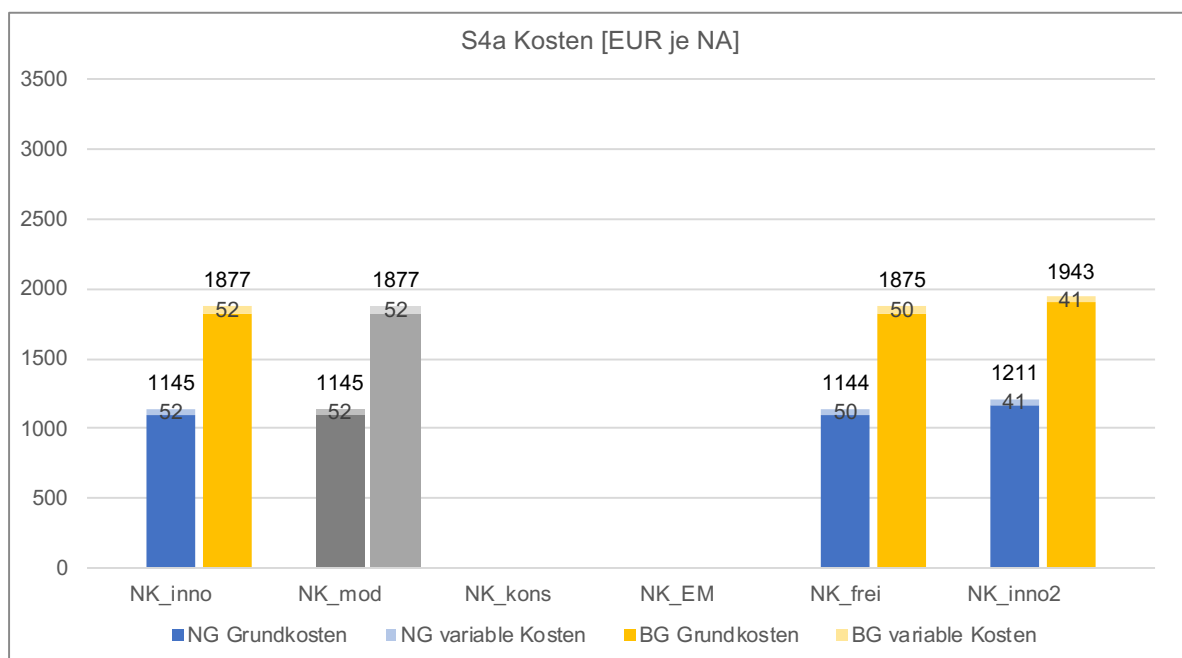


Abbildung 54: S4a - Aufgeschlüsselte Kosten

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

6.6.5 Ergebnisse für S5a „Zeilenbebauung“



Abbildung 55: S5a - Symbolbild „Zeilenbebauung“ (Wikimedia Commons [116])

Abbildung 56 zeigt die Ergebnisse der 2-NNF-Rechnungen für die Grund-VA S5a (Abbildung 55) und das MS-Spannungsband $\pm 2\% U_{n,MS}$.

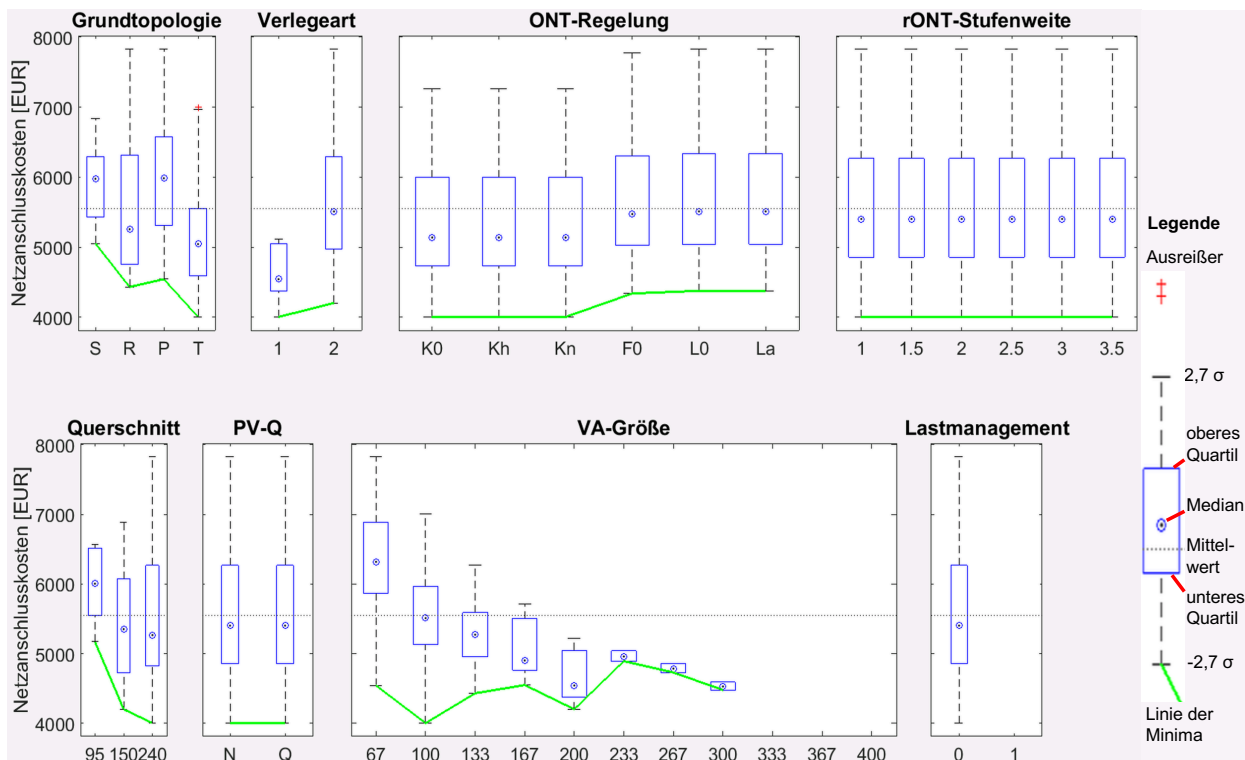


Abbildung 56: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS} NG$

Die einseitige und zweiseitige Verlegung sind fast gleichwertig, ebenso die Querschnitte 150 mm^2 und 240 mm^2 . Der rONT-Einsatz bietet angesichts der unkritischen Spannungsverhältnisse keinen technischen Vorteil und verursacht nur etwas höhere Kosten. Daher können auch die Ergebnisse für die rONT-Stufenweite ignoriert werden (die verfahrensbedingt auch Werte für kONT-Netzkonzepte umfassen, weshalb die minimalen Kosten unter denen der rONT-Netzkonzepte liegen).

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Weil für das MS-Spannungsband $\pm 2\% U_{n,MS}$ die kostengünstigsten Netzkonzepte mit rONT nur geringfügig teurer als die mit kONT sind, wird zusätzlich das MS-Spannungsband $\pm 4\% U_{n,MS}$ untersucht, siehe Abbildung 105 in Kapitel 17. Dabei sind die rONT-Netzkonzepte etwas im Vorteil, ansonsten unterscheiden sich die Konzepte kaum gegenüber dem Fall $\pm 2\% U_{n,MS}$.

Aufschlussreicher ist die Betrachtung der VA-Größe: Der Wert 100% ist am kostengünstigsten, doch die Kosten bei 200% sind geringer als bei 167%. Das entspricht nicht der Erwartung einer grünen Kurve der minimalen Kosten ohne Wendepunkt. Die Zusammenhänge werden deutlich bei separater Darstellung der ein- und zweiseitige Verlegung, siehe Abbildung 57 bzw. Abbildung 58. Die minimalen Kosten für die VA-Größen 67% und 100% sind durch die einseitige Verlegung geprägt, die minimalen Kosten der größeren Konzepte durch die zweiseitige Verlegung. Die weiteren Wendepunkte sind dadurch verursacht, dass es verschiedene Kombinationen aus Grundtopologie, Querschnitt und VA-Größe mit ähnlichen technischen Leistungsfähigkeiten und Kosten gibt (nicht weiter aufgeschlüsselt).

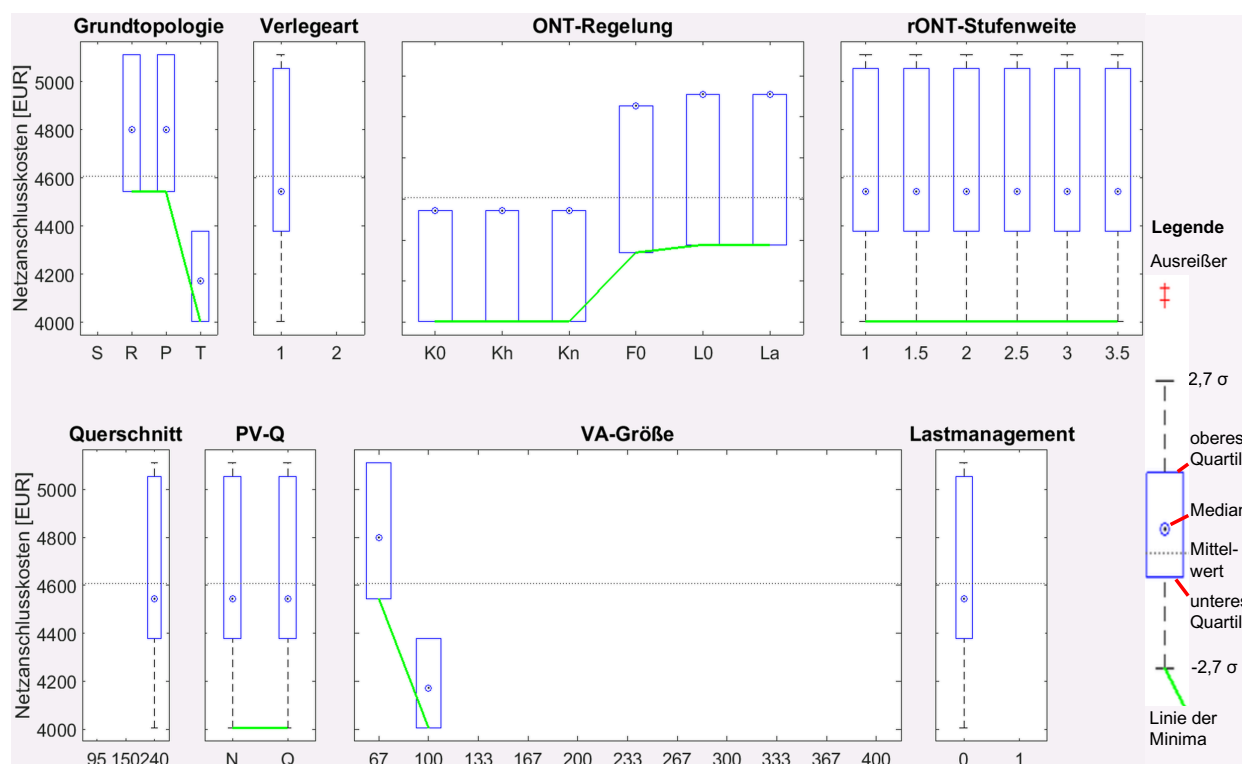


Abbildung 57: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

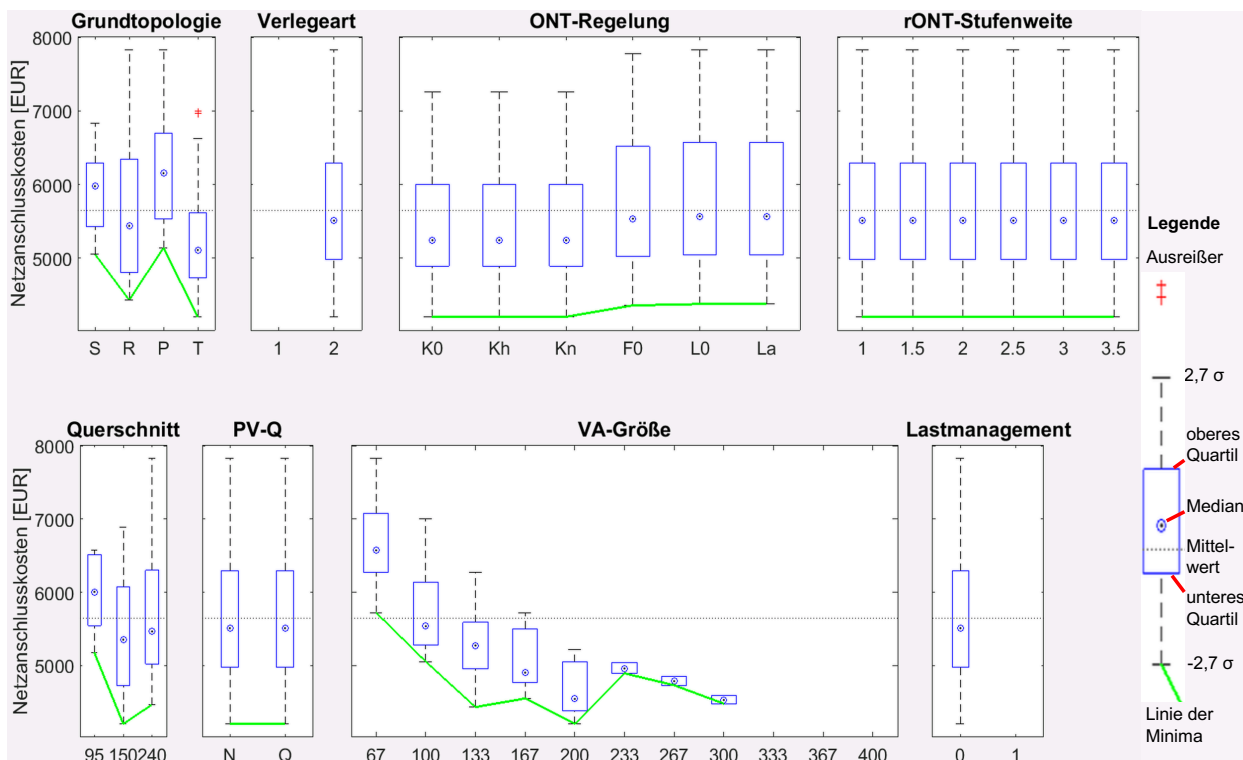


Abbildung 58: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2 \% U_{n,MS}$ zweiseitig NG

Die großen Unterschiede der Ergebnisse bei ähnlichen minimalen Kosten erlauben den Vergleich sehr unterschiedlicher Konzepte. Die Netzkonzepte in Tabelle 21 basieren auf dem MS-Spannungsband $\pm 2 \% U_{n,MS}$, der Grundtopologie T und dem kONT mit Standardübersetzungsverhältnis. NK_{frei} ist das kostengünstigste Netzkonzept mit zweiseitiger Verlegung. Die deutlich geringere maximale Leitungsauslastung von NK_{inno2} ist mit einem Kostenaufschlag von rund 25 % bei Neubaugebieten verbunden. Die zweiseitige Verlegung ist vor allem für Bestandsgebiete erheblich teurer.

Die ONT-Bemessungsleistung $S_{r,T}$ skaliert linear mit der VA-Größe. Die maximale Versorgungsspannung $104 \% U_n$ tritt an den Netzanschlüssen in Nähe der Ortsnetzstation bei Schwachlast und der MS-Magnitude $104 \% U_{n,MS}$ ($102 \% + 2 \%$) auf. NK_{inno} hat geringere spezifische Kosten als NK_{frei} und NK_{inno2} , weil bei doppelter Zahl an Netzanschlüssen die vierfache Länge an Leitungen (doppelte Länge je Strang und zweiseitige Verlegung) anfällt, was bei NK_{frei} nicht durch die geringeren spezifischen Kabelkosten des kleineren Querschnitts ausgeglichen werden kann.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Tabelle 21: S5a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|------------------------|------------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 100 % | wie NK _{inno} | wie NK _{inno} | (keine) | 200 % | 200 % |
| Grundtopologie | T | | | | T | T |
| Verlegeart | 1 | | | | 2 | 2 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | | | | 150 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | K0 | | | | K0 | K0 |
| rONT-Stufenweite | - | | | | - | - |
| kONT-U-Anhebung | - | | | | - | - |
| S _{r,T} | 800 kVA | | | | 1.600 kVA | 1.600 kVA |
| PV-Blindleistung | neutral | | | | neutral | neutral |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | | | | nein | nein |
| Grundkosten NG | 4.004 EUR | | | | 4.203 EUR | 5.048 EUR |
| Grundkosten BG | 5.902 EUR | | | | 7.500 EUR | 8.345 EUR |
| U _{b,min} | 97,9 % | | | | 96,6 % | 97,5 % |
| U _{b,max} | 104,0 % | 104,0 % | 104,0 % | | | |
| i _{b,max,NL} | 61,0 % | 65,2 % | 48,9 % | | | |
| i _{b,max,HL} | 49,0 % | 49,5 % | 49,2 % | | | |

Die Ergebnisse der 35040-NNF-Rechnungen für die Spannungen (Abbildung 59) und Auslastungen sind nahezu identisch zu den Werten der 2-NNF-Rechnung.

Die höheren variablen Kosten je Netzanschluss von NK_{inno2} im Vergleich zum bis auf die VA-Größe gleichen Konzept NK_{inno} (Abbildung 60) sind auf die höheren Verluste zurückzuführen, die sich aus den längeren Leitungen ergeben. Der geringere Querschnitt von NK_{frei} verursacht die höchsten Verluste und damit die höchsten variablen Kosten.

Es wird deutlich, dass konservative Konzepte mit VA-Größe 100 % und kONT weiterhin sinnvoll sind. Die unkritischen Spannungsverhältnisse benötigen keinen rONT-Einsatz. Die einseitige Verlegung mit 240 mm² ist gegenüber der zweiseitigen Verlegung mit 150 mm² leicht im Vorteil, besonders in Bestandsgebieten. NK_{inno} ist uneingeschränkt empfehlenswert.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

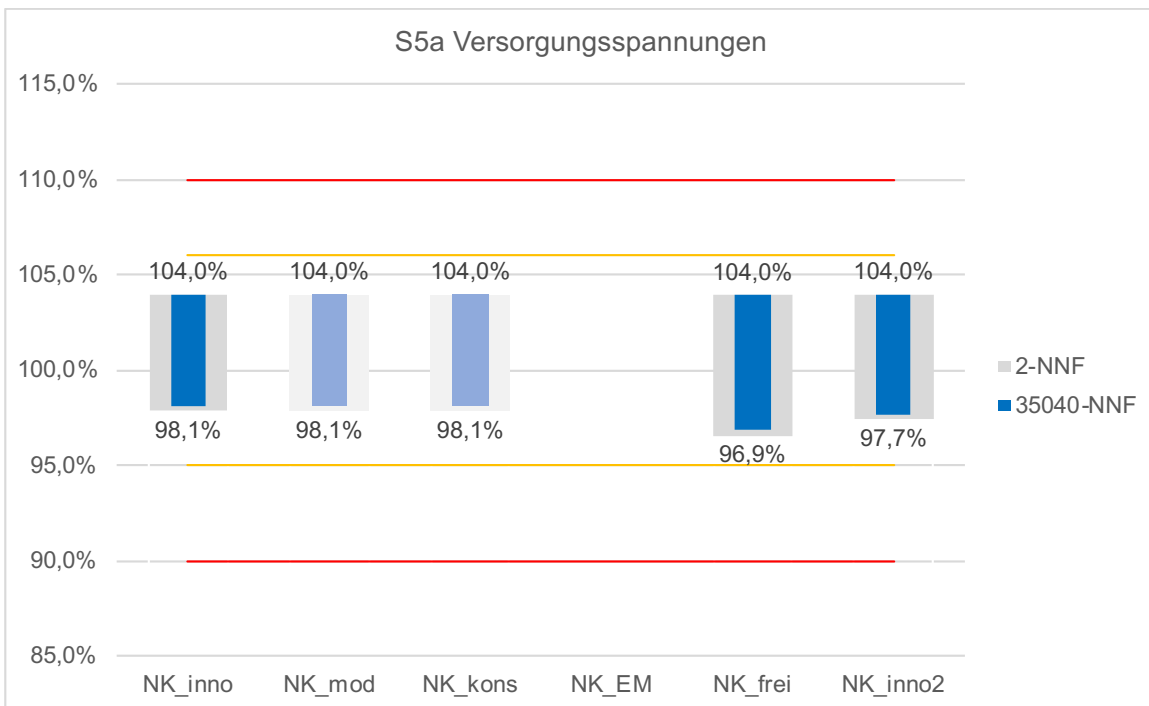


Abbildung 59: S5a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

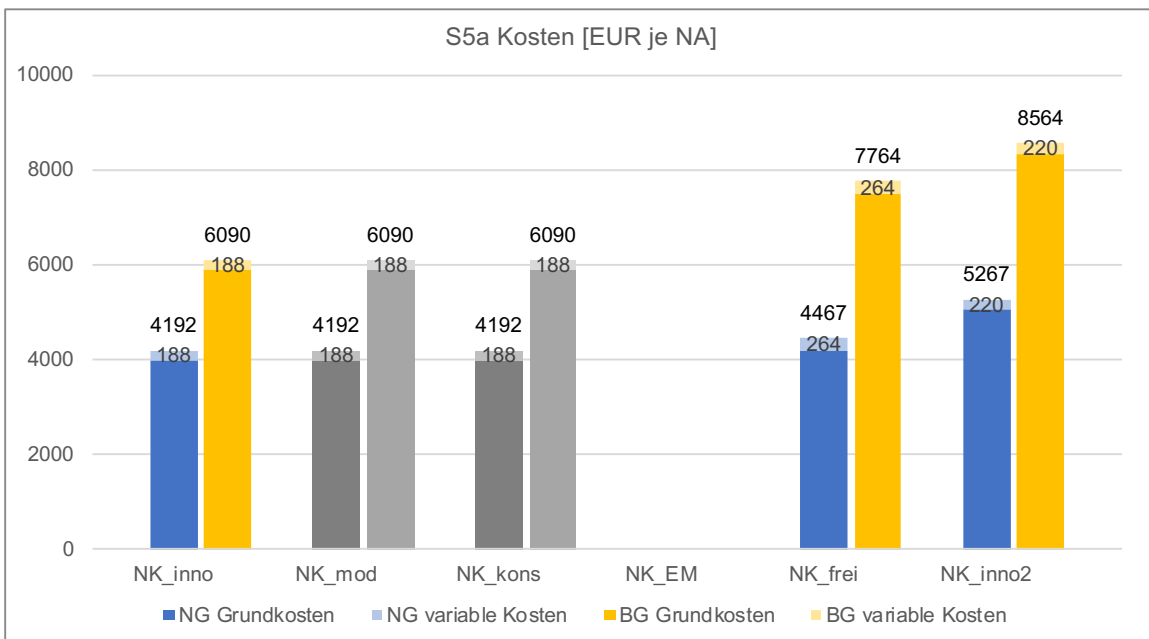


Abbildung 60: S5a - Aufgeschlüsselte Kosten

6.6.6 Ergebnisse für S5b „Wohnhochhäuser“



Abbildung 61: S5b - Symbolbild „Wohnhochhäuser“ (Wikimedia Commons [117])

Für S5b (Abbildung 61) können mit dem Elektrifizierungsgrad EG3 (vgl. Abschnitt 4.4.2) wegen zu hoher Auslastungen der Netzanschlussleitungen keine zulässigen Netzkonzepte ermittelt werden. Dafür müsste der Leiterquerschnitt 240 mm^2 eingesetzt werden, der in dieser Arbeit für Netzanschlussleitungen nicht vorgesehen ist. Wegen des grundsätzlich jüngeren Baudatums dieser Gebäude wird vereinfachend angenommen, dass Wohnhochhäuser über eine nichtelektrische Warmwasserbereitstellung (z. B. Fernwärme oder Gaszentralheizung) verfügen. Daher basieren die Berechnungen auf dem **Elektrifizierungsgrad EG2**.

Die Untersuchung mit dem MS-Spannungsband $\pm 2 \% U_{n,MS}$ ergibt zulässige Lösungen für sämtliche VA-Größen, siehe Abbildung 62. Die Minimalkosten sind zwischen 200 % und 400 % nahezu identisch. Offensichtlich ist die Bezugsgröße 100 % wenig realitätsnah, was auch EG2 geschuldet sein kann. Der rONT-Einsatz bietet kaum Vorteile. Die minimalen Kosten sind selbst für die verschiedenen Querschnitte nahezu gleichwertig, nur bei der Grundtopologie und vor allem bei der Verlegeart zeigen sich größere Unterschiede. Die alleinige Betrachtung der einseitigen Verlegung (Abbildung 63) ergibt ein fast unverändertes Bild, aber ohne die hohen Kosten für die VA-Größen ab 100 %, weshalb die Boxplots dort nahe der grünen Minimallinie liegen.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

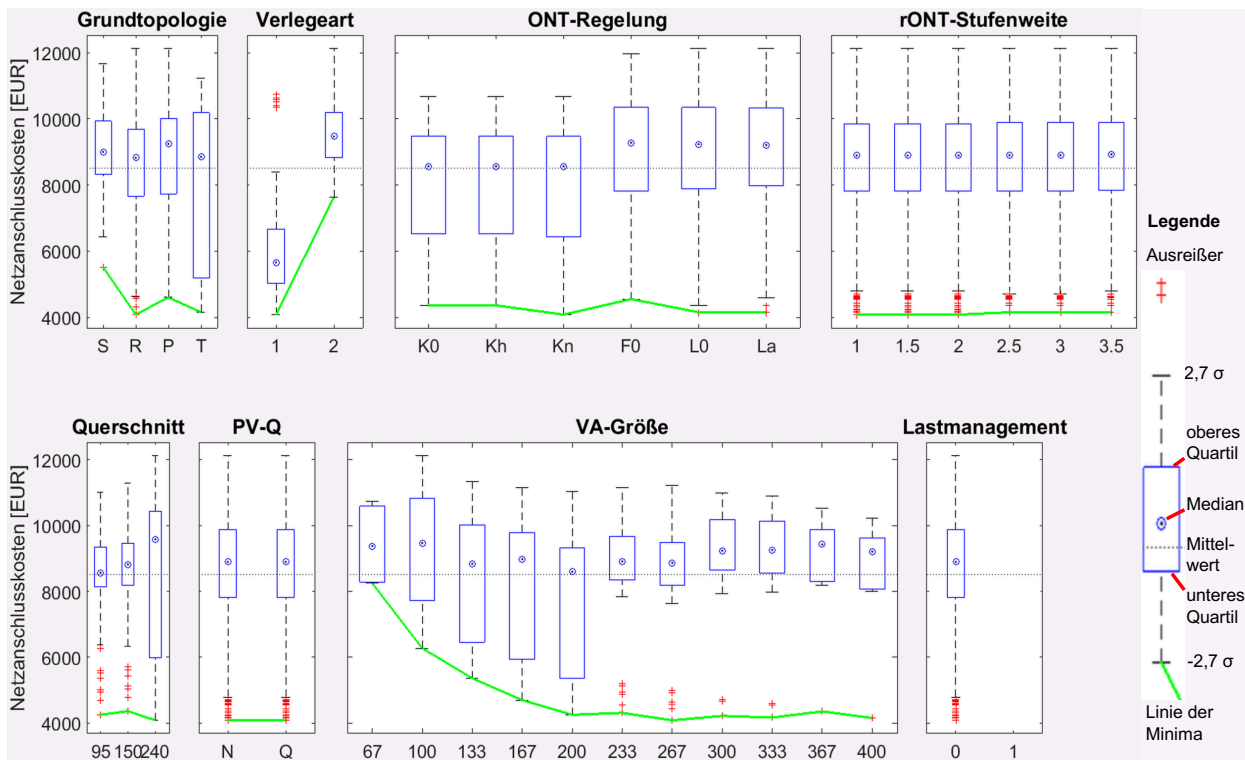


Abbildung 62: S5b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ NG

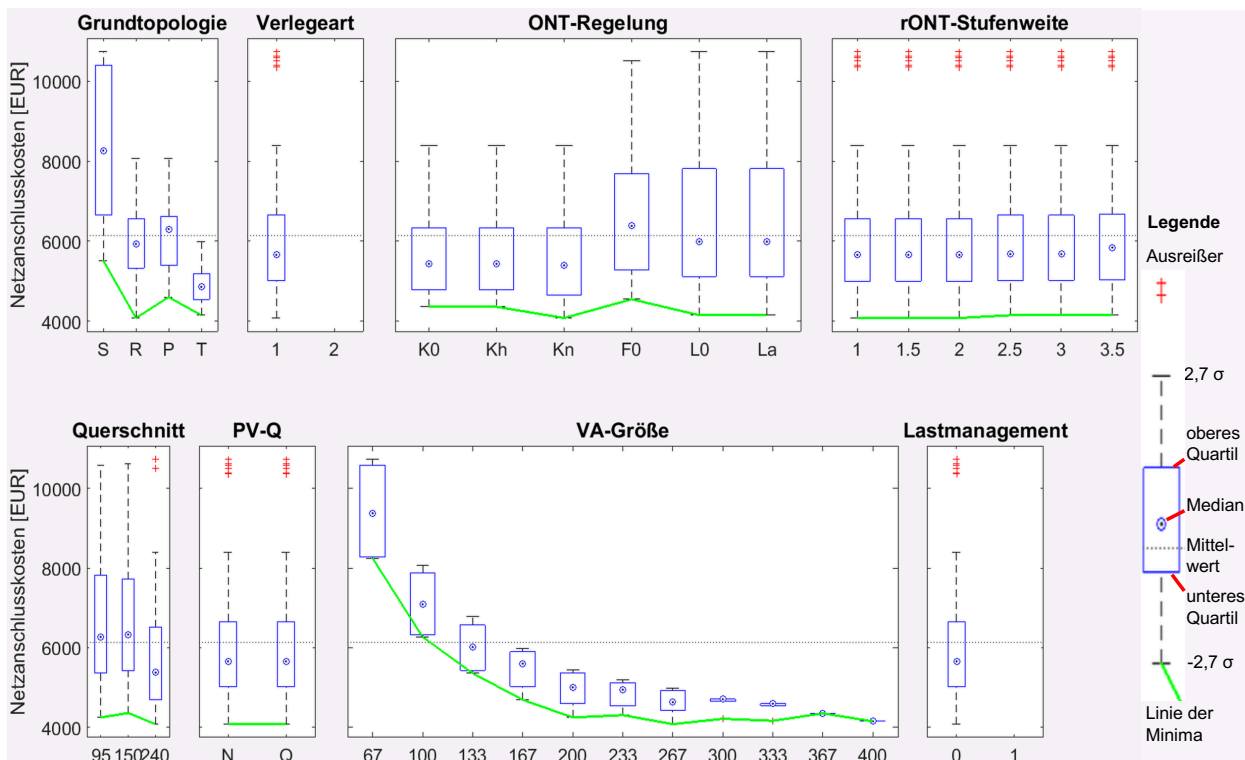


Abbildung 63: S5b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Die breite Auswahl an verschiedenartigen Netzkonzepten mit ähnlichen minimalen Kosten wird genutzt, um Netzkonzepte mit großer Diversität zu untersuchen, siehe Tabelle 22. So ist NK_{frei} ein Netzkonzept mit VA-Größe 400 %, das einen L-rONT zur Einhaltung der zulässigen Spannungen benötigt. Die Unterschiede bei der VA-Größe schlagen sich in $S_{r,T}$ nieder. Das moderate Konzept NK_{mod} , das definitionsgemäß die VA-Größe 100 % aufweist, hat gegenüber NK_{inno} viel höhere Grundkosten. NK_{inno2} verfügt über große Reserven bei der maximalen Leitungsauslastung.

Tabelle 22: S5b - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK_{inno} | NK_{mod} | NK_{kons} | NK_{EM} | NK_{frei} | NK_{inno2} |
|-----------------------|---------------------|--------------------|-----------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 267 % | 100 % | wie NK_{mod} | (keine) | 400 % | 200 % |
| Grundtopologie | R | P | | | T | T |
| Verlegeart | 1 | 1 | | | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | 95 mm ² | | | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | Kn | K0 | | | L0 | K0 |
| rONT-Stufenweite | - | - | | | (2,5 %) | - |
| kONT-U-Anhebung | 1,0 % | - | | | - | - |
| $S_{r,T}$ | 1.000 kVA | 400 kVA | | | 1.250 kVA | 630 kVA |
| PV-Blindleistung | neutral | neutral | | | neutral | neutral |
| E-Auto-Lastmgmt. | (nein) | (nein) | | | (nein) | (nein) |
| Grundkosten NG | 4.080 EUR | 6.270 EUR | | | 4.150 EUR | 4.696 EUR |
| Grundkosten BG | 5.870 EUR | 7.681 EUR | | | 6.017 EUR | 6.410 EUR |
| $U_{b,\text{min}}$ | 95,5 % | 96,1 % | | | 96,5 % | 96,5 % |
| $U_{b,\text{max}}$ | 104,9 % | 103,9 % | | | 103,2 % | 103,9 % |
| $i_{b,\text{max,NL}}$ | 76,3 % | 69,7 % | | | 75,4 % | 41,0 % |
| $i_{b,\text{max,HL}}$ | 39,5 % | 39,3 % | | | 39,0 % | 39,1 % |

Die Spannungen (Abbildung 64) und Leitungsauslastungen der 35040-NNF-Rechnungen entsprechen den Erwartungen. Überraschender ist der Blick auf die Kosten (Abbildung 65): Die variablen Kosten haben einen deutlich größeren Anteil an den Gesamtkosten als bei den anderen Grund-VAs. Dadurch ist NK_{inno2} mit seinen geringeren variablen Kosten insgesamt nur wenig teurer als NK_{inno} bei deutlich höherer Leistungsfähigkeit. NK_{mod} als teuerste Variante kann ignoriert werden, während NK_{frei} demonstriert, dass auf den rONT-Einsatz ausgelegte Netzkonzepte, die für ländliche und vorstädtische Versorgungsaufgaben grundsätzlich die beste Lösung darstellen, bei städtischen Versorgungsaufgaben potentiell weniger geeignet sind.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

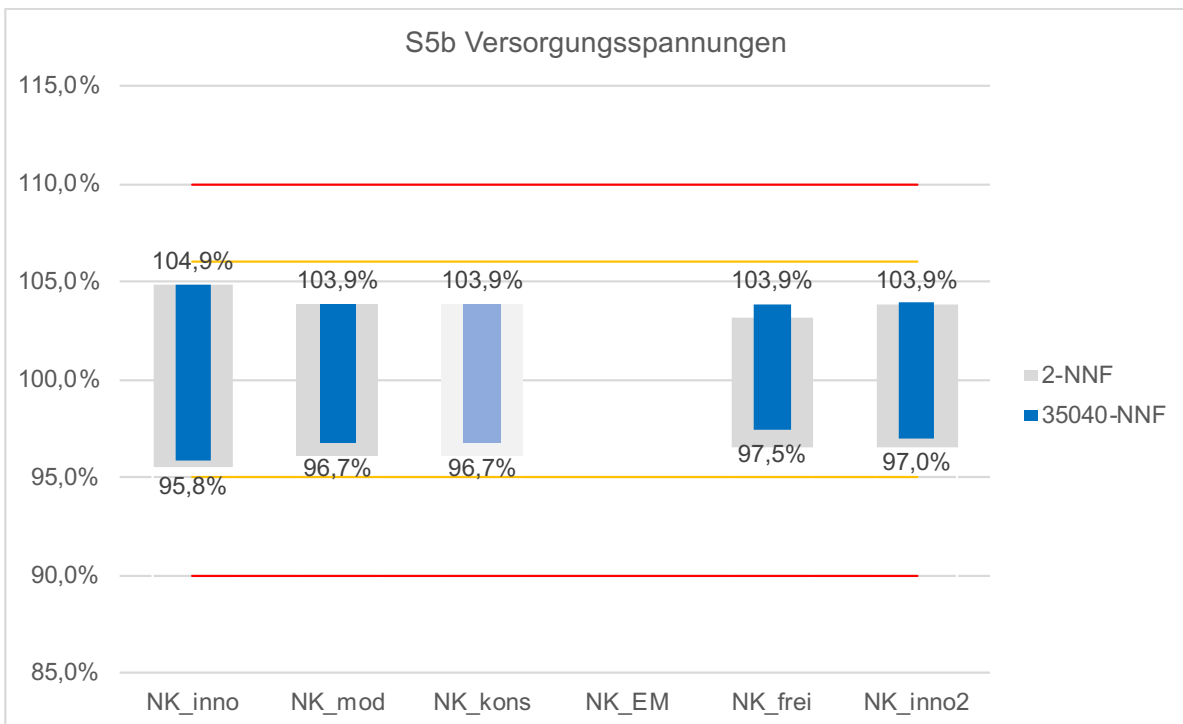


Abbildung 64: S5b - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

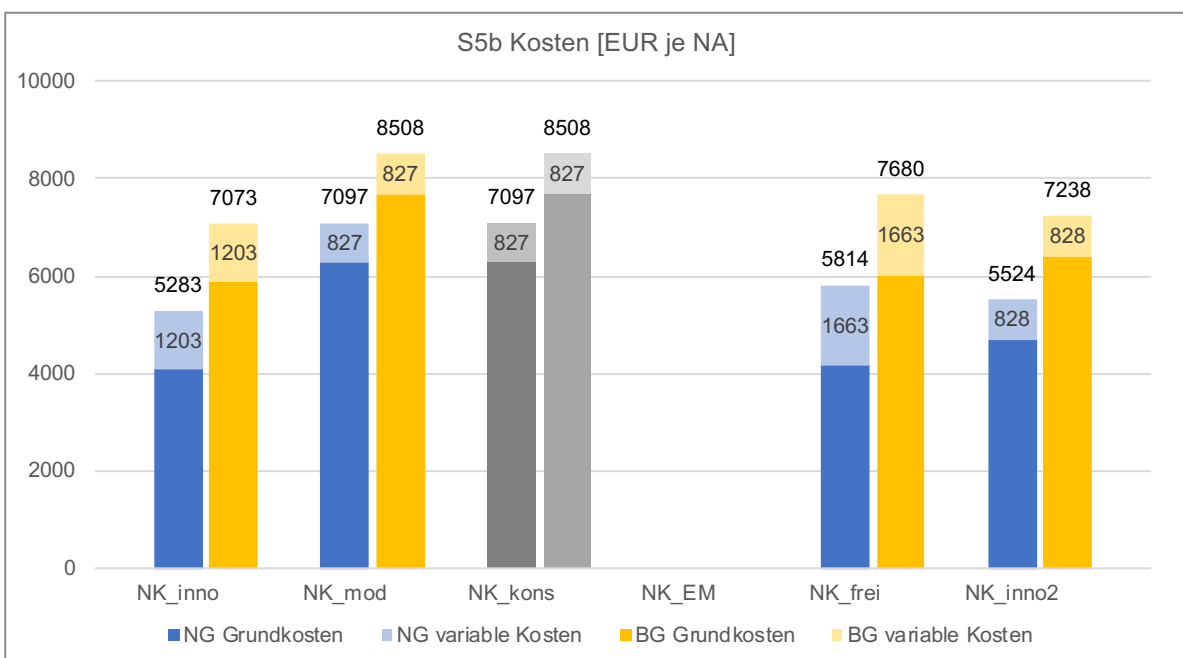


Abbildung 65: S5b - Aufgeschlüsselte Kosten

Alle Varianten zeigen eine vergleichbare technische Leistungsfähigkeit, mit Ausnahme der deutlich geringeren Leitungsauslastung bei NK_{inno2}, welches das insgesamt vorteilhafteste und empfehlenswerteste der untersuchten Netzkonzepte ist.

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

6.6.7 Ergebnisse für S6a „Blockrandbebauung“



Abbildung 66: S6a - Symbolbild „Blockrandbebauung“ (Wikimedia Commons [118])

Auch für S6a (Abbildung 66) sind die einseitigen Netzkonzepte für das untersuchte MS-Spannungsband $\pm 2\% U_{n,MS}$ viel kostengünstiger als die zweiseitigen (Abbildung 67). Das zeigen auch die Streudiagramme in Abbildung 68, in denen links die Netzkonzepte mit einseitiger und rechts die mit zweiseitiger Verlegung eigene Punktwolken bilden. Die Boxplots ohne die zweiseitigen Netzkonzepte (Abbildung 69) weisen eindeutig die Grundtopologie T und den kONT-Einsatz als vorteilhaft aus, während bei den Leiterquerschnitten und der VA-Größe das Bild uneindeutig ist.

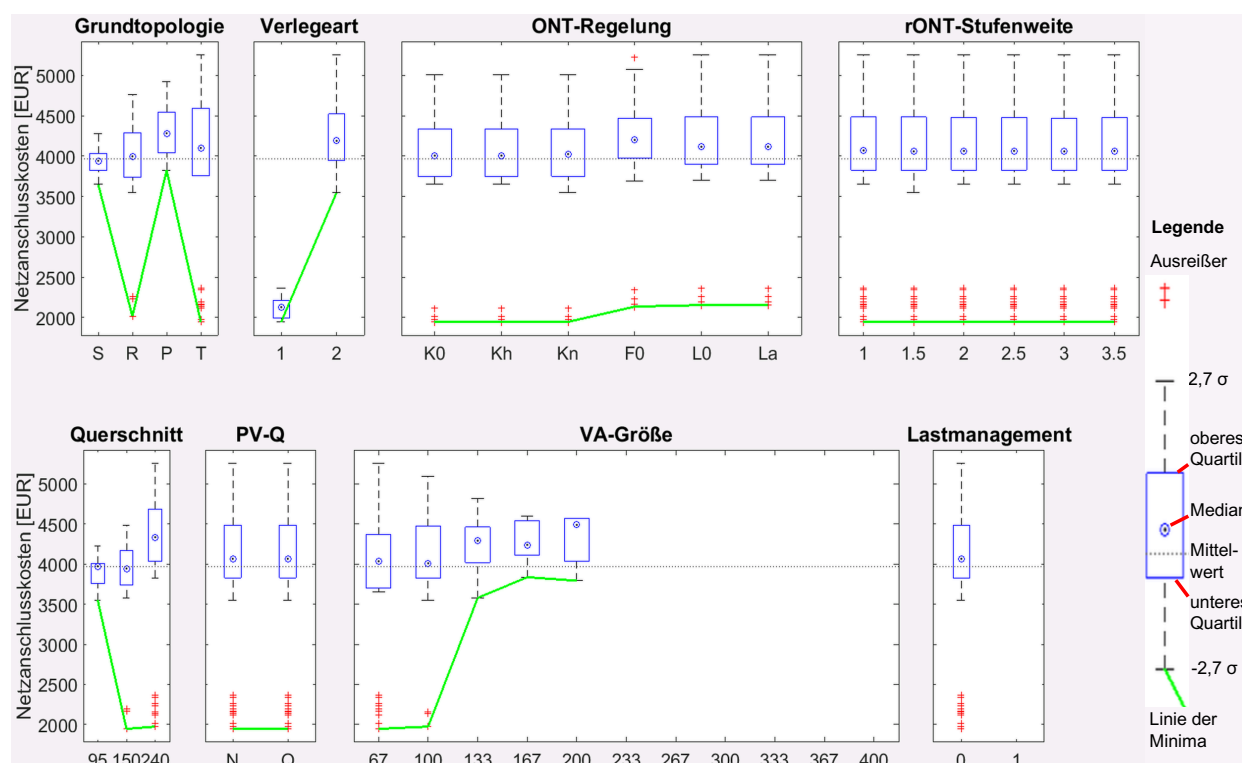


Abbildung 67: S6a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ NG

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

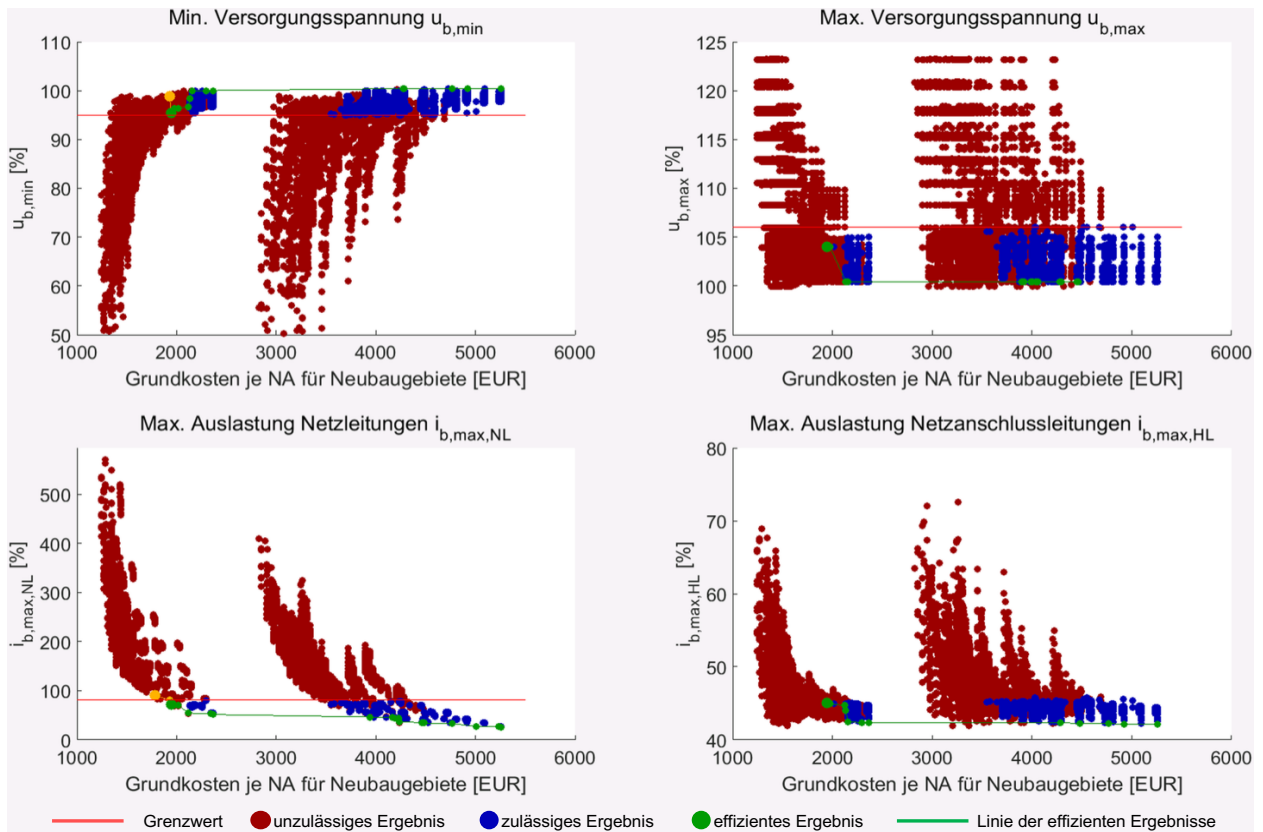


Abbildung 68: S6a - Streudiagramme zulässige Ergebnisse NG

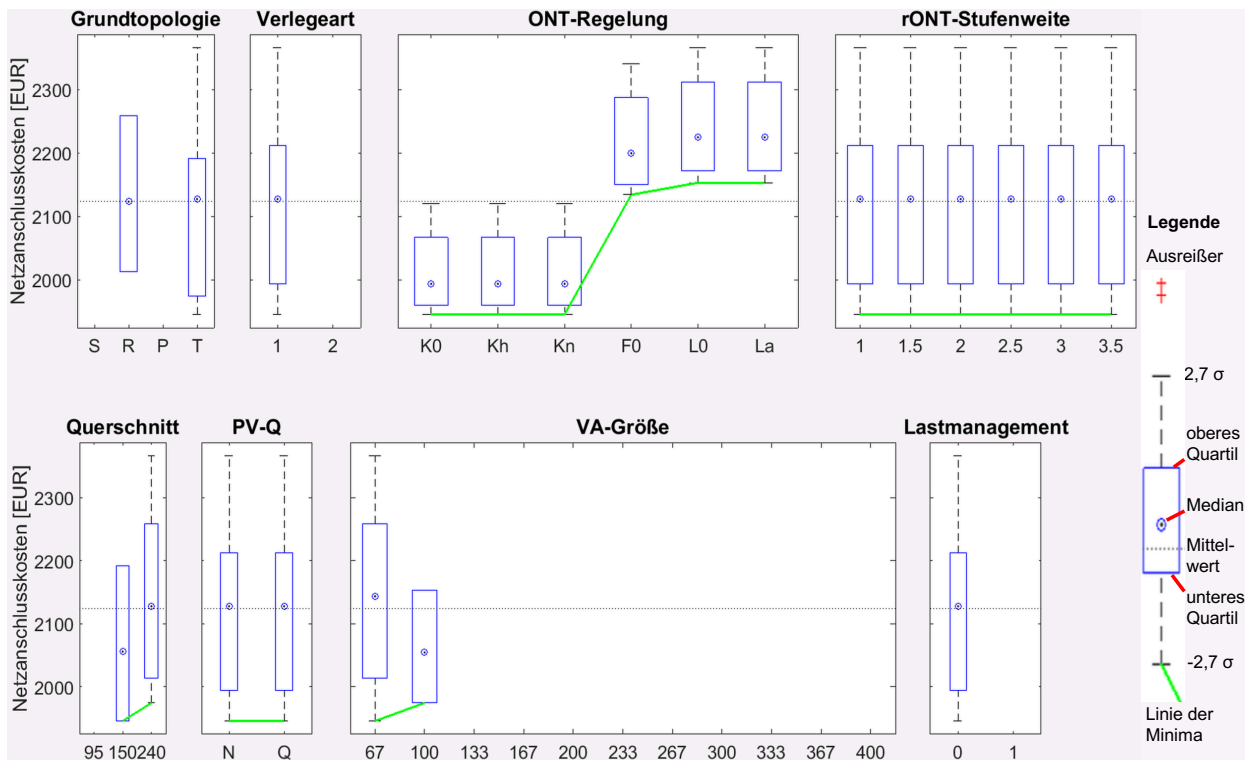


Abbildung 69: S6a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Alle ausgewählten Netzkonzepte in Tabelle 23 folgen grundsätzlich dem Muster VA-Größe 67 %, Grundtopologie T und Querschnitt 240 mm². Dies entspricht NK_{inno2}, wobei die anderen Netzkonzepte in je einem dieser Merkmale abweichen (NK_{inno} im Querschnitt, NK_{mod} in der VA-Größe, NK_{frei} in der Grundtopologie). Die resultierenden Grundkosten, Spannungen und Auslastungen sind ähnlich, mit Ausnahme der Kosten und der Netzleitungsauslastung bei NK_{inno2}.

Tabelle 23: S6a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 67 % | 100 % | wie NK _{mod} | (keine) | 67 % | 67 % |
| Grundtopologie | T | T | | | R | T |
| Verlegeart | 1 | 1 | | | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 150 mm ² | 240 mm ² | | | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | K0 | K0 | | | K0 | K0 |
| rONT-Stufenweite | - | - | | | - | - |
| kONT-U-Anhebung | - | - | | | - | - |
| S _{r,T} | 1.000 kVA | 1.250 kVA | | | 1.000 kVA | 1.000 kVA |
| PV-Blindleistung | neutral | neutral | | | neutral | neutral |
| E-Auto-Lastmgmt. | (nein) | (nein) | | | (nein) | (nein) |
| Grundkosten NG | 1.945 EUR | 1.974 EUR | | | 2.013 EUR | 2.121 EUR |
| Grundkosten BG | 2.869 EUR | 2.906 EUR | | | 2.937 EUR | 3.044 EUR |
| U _{b,min} | 95,5 % | 96,4 % | | | 96,4 % | 96,7 % |
| U _{b,max} | 104,0 % | 104,0 % | 104,0 % | 104,0 % | | |
| i _{b,max,NL} | 72,0 % | 69,6 % | 69,5 % | 53,8 % | | |
| i _{b,max,HL} | 45,0 % | 44,9 % | 44,9 % | 44,7 % | | |

Die 35040-NNF-Rechnungen bestätigen die technischen Resultate der 2-NNF-Rechnung (Spannungen siehe Abbildung 70). Die knappen Minimalspannungen ließen sich grundsätzlich durch angepasste kONT-Übersetzungsverhältnisse verbessern, wofür jedoch kein Bedarf besteht.

Die variablen Kosten sind wie zu erwarten am geringsten für NK_{inno2}, die Rangfolge der geringsten Gesamtkosten wird durch die variablen Kosten nicht verändert (Abbildung 71).

Wegen der höheren Reserven sind NK_{mod} und NK_{inno2} zu empfehlen, also Grundtopologie T, Querschnitt 240 mm² und eine VA-Größe von 67 % oder 100 %.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

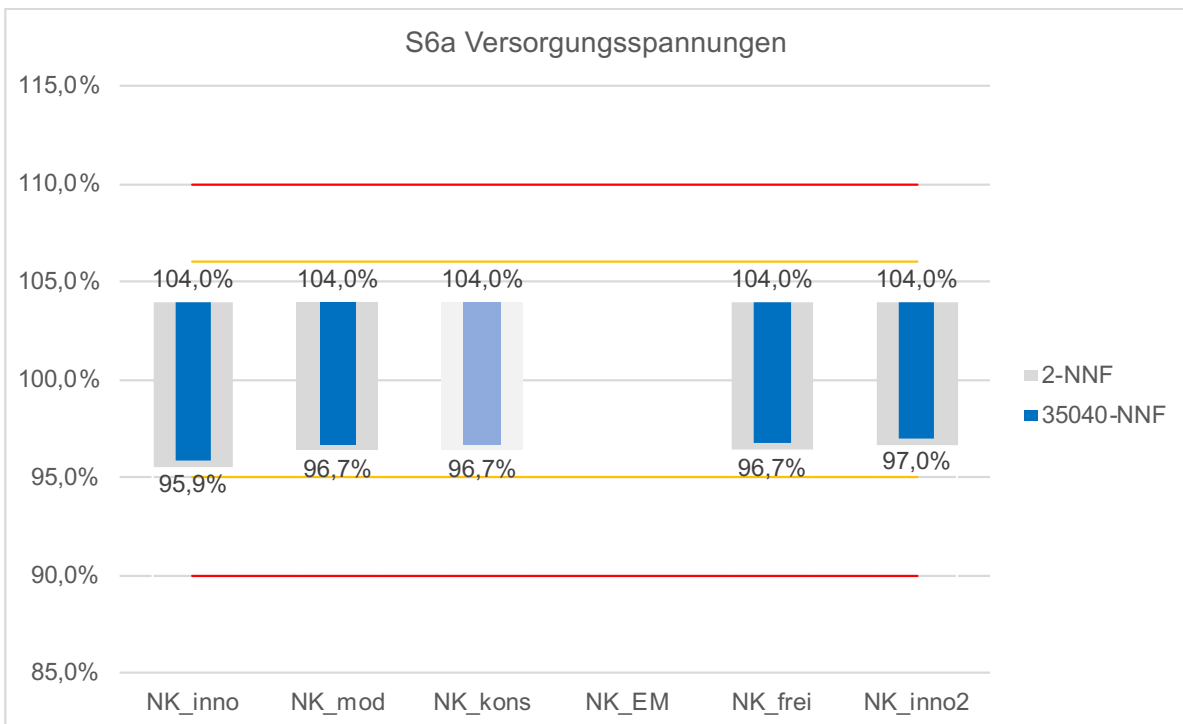


Abbildung 70: S6a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

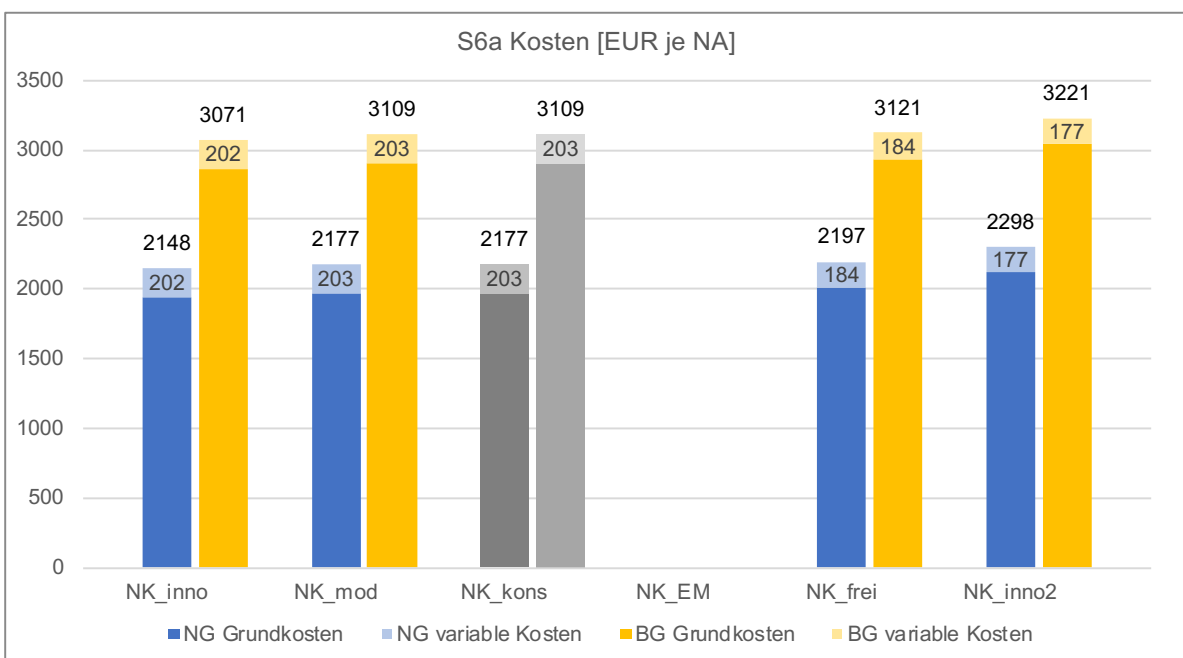


Abbildung 71: S6a - Aufgeschlüsselte Kosten

6.6.8 Ergebnisse für S6b „Mittleuropäische Altstadt“



Abbildung 72: S6b - Symbolbild „Mittleuropäische Altstadt“ (Wikimedia Commons [119])

S6b (Abbildung 72) zeigt ebenfalls die typischen Resultate der anderen städtischen Versorgungsaufgaben. Der Gesamteindruck der Boxplots in Abbildung 73 für das betrachtete MS-Spannungsband $\pm 2\% U_{n,MS}$ ähnelt jenem von S6a, vor allem sind Netzkonzepte mit einseitiger Verlegung im Vorteil. Die Beschränkung auf einseitig verlegte Netze (Abbildung 74) offenbart Vorteile beim Einsatz von kONTs und großen Querschnitten. Das schwächere Abschneiden von Netzkonzepten mit Grundtopologie P gegenüber R und T macht deutlich, dass die Versorgungsaufgabe keine Spannungsprobleme verursacht, sondern eine gleichmäßige Leitungsauslastung belohnt. Bei den VA-Größen dominieren die Werte 100 % und 133 %.

Dem kostengünstigsten Konzept NK_{inno} mit drei parallelen Leitungen mittleren Querschnitts ist das konkurrierende Konzept NK_{frei} mit zwei parallelen Leitungen großen Querschnitts gegenübergestellt, die ähnliche Leistungen und Grundkosten zeigen, siehe Tabelle 24. $NK_{\text{inno}2}$ ist die leistungsfähige Kombination von NK_{inno} und NK_{frei} , was sich in höheren Grundkosten und geringeren Netzleitungsauslastungen niederschlägt.

Die Resultate der 35040-NNF-Rechnungen bestätigen die Spannungen (Abbildung 75) und Leitungsauslastungen der vorangegangenen 2-NNF-Rechnungen. Die variablen Kosten haben keinen Einfluss auf die Rangfolge der geringsten Gesamtkosten (Abbildung 76).

Der Zusatzaufwand von $NK_{\text{inno}2}$ wird als nicht notwendig beurteilt. Die konkurrierenden Konzepte NK_{inno} und NK_{frei} sind beide ausreichend und empfehlenswert.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

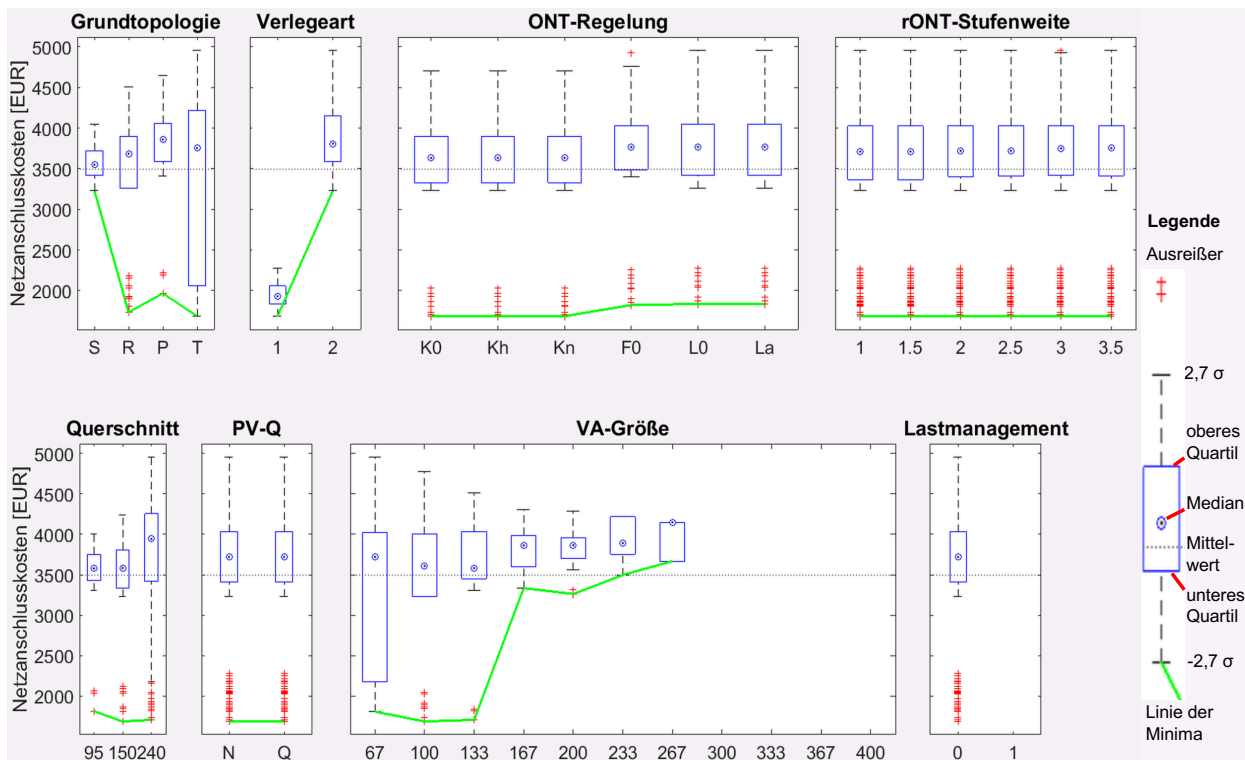


Abbildung 73: S6b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS} NG$

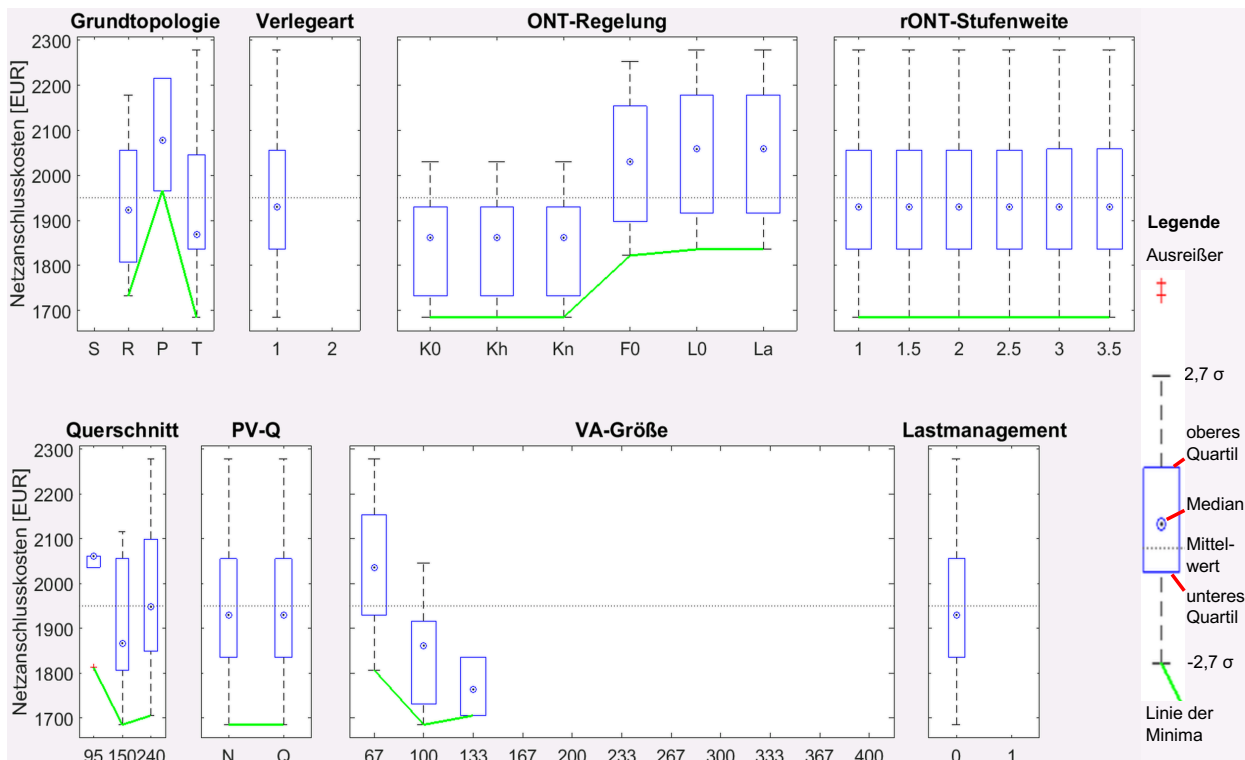


Abbildung 74: S6b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS} \text{ einseitig } NG$

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Tabelle 24: S6b - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte

| Merkmal | NK _{inno} | NK _{mod} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|-----------------------|---------------------|------------------------|------------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| VA-Größe | 100 % | wie NK _{inno} | wie NK _{inno} | (keine) | 100 % | 100 % |
| Grundtopologie | T | | | | R | T |
| Verlegeart | 1 | | | | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 150 mm ² | | | | 240 mm ² | 240 mm ² |
| ONT-Regelung | K0 | | | | K0 | K0 |
| rONT-Stufenweite | - | | | | - | - |
| kONT-U-Anhebung | - | | | | - | - |
| S _{r,T} | 1.000 kVA | | | | 1.000 kVA | 1.000 kVA |
| PV-Blindleistung | neutral | | | | neutral | neutral |
| E-Auto-Lastmgmt. | (nein) | | | | (nein) | (nein) |
| Grundkosten NG | 1.685 EUR | | | | 1.732 EUR | 1.862 EUR |
| Grundkosten BG | 2.566 EUR | | | | 2.613 EUR | 2.743 EUR |
| U _{b,min} | 95,8 % | | | | 96,0 % | 97,0 % |
| U _{b,max} | 104,0 % | | | | 104,0 % | 104,0 % |
| i _{b,max,NL} | 76,9 % | | | | 69,8 % | 57,6 % |
| i _{b,max,HL} | 40,0 % | | | | 40,0 % | 39,7 % |

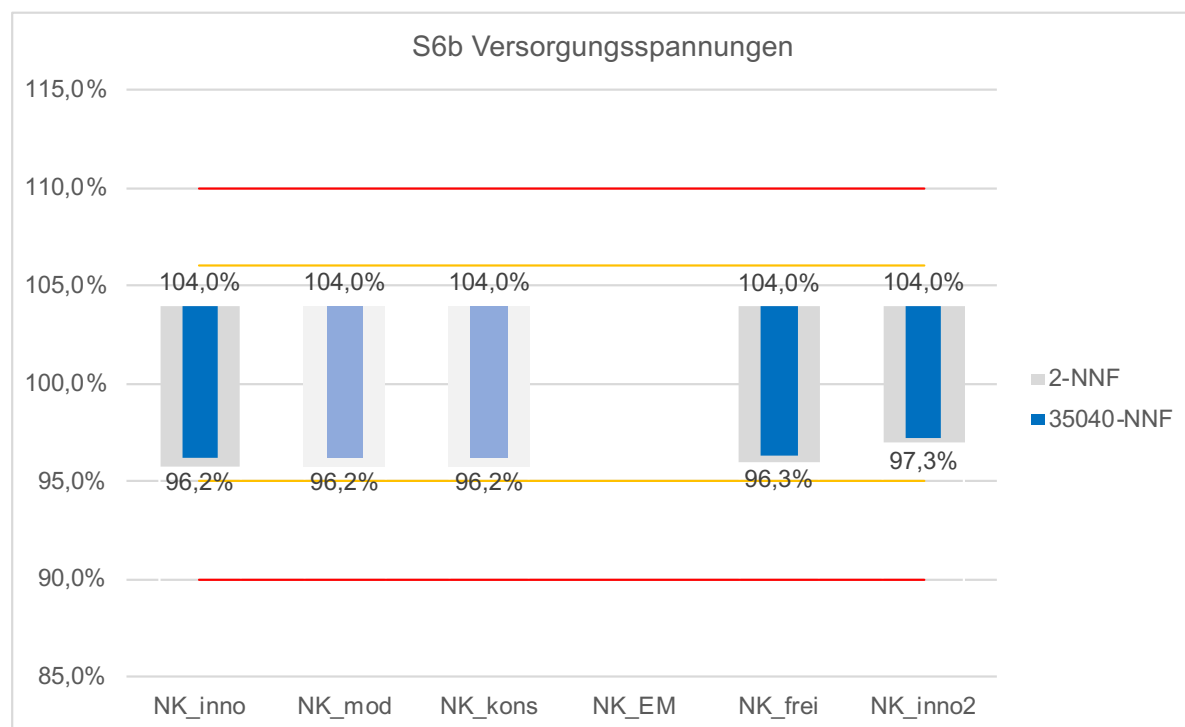


Abbildung 75: S6b - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

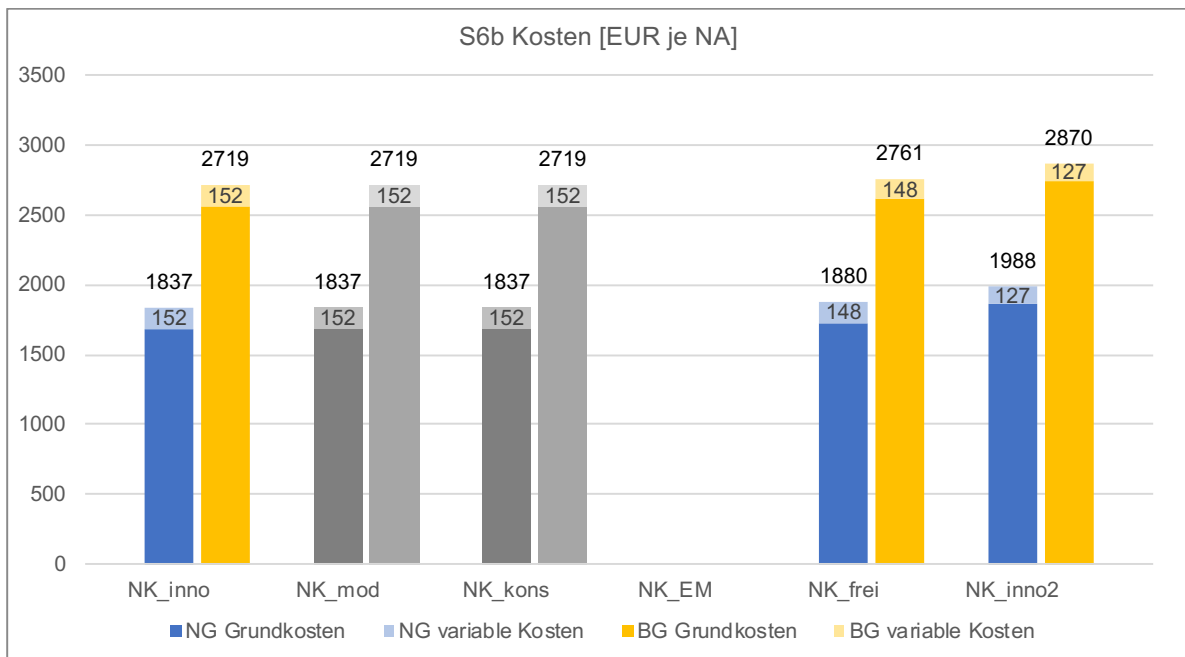


Abbildung 76: S6b - Aufgeschlüsselte Kosten

6.6.9 Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnungen

Der minimale Kurzschlussstrom tritt in den Kurzschlussstromberechnungen stets an Netzan-schlüssen am Ende der längsten Stränge auf. Tabelle 25 zeigt für jedes näher untersuchte Netz-konzept das Verhältnis zwischen dem berechneten minimalen Kurzschlussstrom I_{kl} und dem zu-gehörigen oberen Auslösestrom I_a aus Tabelle 1. Werte von über 1 bedeuten einen ausreichend hohen minimalen Kurzschlussstrom und sind gelb (zwischen 1 und 2) oder blau (2 oder mehr) markiert, während unzureichende Werte von 1 oder weniger rot hinterlegt sind. Fast alle Netzkon-zepte weisen ausreichende Werte auf, bis auf S5b sind alle Grund-VAs unkritisch.

Tabelle 25: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung (I_{kl} / I_a)

| Grund-VA | NK _{inno} | NK _{inno} | NK _{kons} | NK _{EM} | NK _{frei} | NK _{inno2} |
|----------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------|--------------------|---------------------|
| S1a | 1,7 | | | | 1,9 | 2,4 |
| S2a | 2,7 | 3,5 | | 2,7 | 2,5 | 3,5 |
| S3a | 3,0 | | | | 3,0 | 3,0 |
| S4a | 2,0 | | | | 2,0 | 2,0 |
| S5a | 3,3 | | | | 1,7 | 2,5 |
| S5b | 1,1 | 1,1 | | | 0,8 | 1,4 |
| S6a | 1,9 | 2,1 | | | 2,6 | 2,6 |
| S6b | 2,0 | | | | 2,9 | 2,9 |

6.6 Empfohlene Netzkonzepte für andere Versorgungsaufgaben

Bei S5b liegen die Werte deutlich niedriger als bei den anderen Grund-VAs, NK_{frei} weist mit 0,8 sogar einen zu geringen Wert auf. Ursächlich sind neben dem hohen Wert für I_a von 1,6 kA die überdurchschnittlichen VA-Größen von NK_{inno} (267 %), NK_{frei} (400 %) und NK_{inno2} (200 %) und bei NK_{mod} der geringe Querschnitt von 95 mm². Den höchsten (und ausreichenden) Wert 1,4 weist das Konzept NK_{inno2} auf, das für seine anderen technischen Merkmale bereits in Abschnitt 6.6.6 empfohlen wurde.

Demnach haben alle auf Basis der 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen empfohlenen Netzkonzepte unkritische minimale Kurzschlussströme nach Abschnitt 2.6.4.

6.6.10 Fazit

Tabelle 26: Merkmale der empfohlenen Netzkonzepte

| Grund-VA | VA-Größe | Grund-topologie | Leiter-querschnitt | Verlege-art | ONT-Re-gelung | E-Auto-Lastmgmt. | Einspeise-mgmt. |
|----------|---------------|-----------------|--------------------|-------------|---------------|------------------|-----------------|
| S1a | 100 % | P | 150 - 240 | (1) | La | nein | nein |
| S2a | 100 % - 133 % | R | 240 | (1) | La | nein | nein |
| S3a | 100 % | R - T | 240 | (1) | La | nein | nein |
| S4a | 100 % | R - T | 240 | (1) | La | nein | nein |
| S5a | 100 % | T | 240 | 1 | K0 | (nein) | nein |
| S5b | 200 % | T | 240 | 1 | K0 | (nein) | nein |
| S6a | 67 % - 100 % | T | 240 | 1 | K0 | (nein) | nein |
| S6b | 100 % | R - T | 150 - 240 | 1 | K0 | (nein) | nein |

Aus der Übersicht der empfohlenen Merkmale in Tabelle 26 lassen sich einige Grundsätze ablesen:

- Die **VA-Größe 100 %**, also die typische Größe heutiger Netze, ist in fast allen Fällen (Ausnahme S5b) auch für neue Netze die optimale Wahl.
- Bei den **Grundtopologien** sind **R und T** vorherrschend, wobei sich R als Standardlösung für ländliche und vorstädtische und T für städtische Versorgungsaufgaben empfiehlt. Die Grundtopologie P bei S1a ist die Antwort auf die große Spannungsproblematik in Streusiedlungen mit großen PV-Leistungen.
- Der größte **Leiterquerschnitt 240 mm²** hat sich in allen Fällen als eine der besten Lösungen erwiesen. Das ist bemerkenswert, weil dieser Querschnitt bei ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben bislang nur in relativ wenigen Netzen eingesetzt wird. Für S1a und S6b ist auch der kleinere Querschnitt 150 mm² potentiell gut geeignet.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

- Die **einseitige Verlegung** ist in allen Modellen dieser Arbeit vorteilhaft (wobei die zweiseitige Verlegung für die ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben nicht implementiert ist, vgl. Empfehlung in Abschnitt 5.7.5).
- Bei der **ONT-Regelung** liegt eine klare Aufteilung vor: der **L-rONT** für ländliche und vorstädtische, der **kONT** für städtische Versorgungsaufgaben. Dabei ist für städtische Netze das weniger kritische MS-Spannungsband $\pm 2 \% U_{n,MS}$ unterstellt. Eine Anpassung des kONT-Übersetzungsverhältnisses ist in keinem Fall notwendig, für ausgewogene Spannungen jedoch in vielen Fällen sicherlich sinnvoll.
- Das **Lastmanagement** für das Laden von Elektroautos ist – für die gewählte Modellierung mit geringeren Netzentgelten – in allen Fällen teurer als der **Verzicht** hierauf.
- Auch **Einspeisemanagement** ist **entbehrlich**, weil die Versorgungsaufgaben vorwiegend lastgeprägt sein werden und dafür geeignete Netzkonzepte großzügig dimensioniert sind.

Weitere grundsätzliche technische Erkenntnisse der vorangegangenen Untersuchung sind:

- Der **Blindleistungsbezug von PV-Anlagen** kann in bestimmten Fällen bei hohen installierten Leistungen erforderlich sein, sogar bei rONT-Einsatz. Die dadurch entstehenden Kosten für den Netzbetreiber sind sehr gering. Es kann **keine generelle Empfehlung** für oder gegen dieses etablierte Verfahren ausgesprochen werden.
- Bei ländlichen Versorgungsaufgaben reichen grundsätzlich moderate Konzepte, bei städtischen Versorgungsaufgaben grundsätzlich konservative Konzepte im Sinne dieser Arbeit aus (Ausnahme S5a).
- Spannungsprobleme in ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben werden überwiegend durch den L-rONT-Einsatz gelöst, sodass die Grundtopologie auf eine optimale Leitungsauslastung optimiert werden kann, also die Grundtopologien R und T statt P.
- Obwohl Netzkonzepte mit weniger Netzanschlüssen je Leitung durch die Berücksichtigung der Lastgleichzeitigkeit prinzipiell schlechter gestellt sind, weil sie durch den Lastgleichzeitigkeitsfaktor eine höhere Last je Netzanschluss erhalten, haben sich partiell-parallelverlegte Netze durchgesetzt.

In den meisten Fällen können die geringeren variablen Kosten von aufwendigeren Netzkonzepten die höheren Grundkosten nicht ausgleichen. Angesichts des allgemein geringen Anteils der variablen Kosten an den Gesamtkosten kann als Faustformel gelten, dass Netzkonzepte

6.7 Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

mit höheren Grundkosten auch höhere Gesamtkosten haben. Dies gilt für Neubau- und Bestandsgebiete. Es ist somit für die planerische Praxis ein zulässiger Ansatz, die Netzkonzepte auf Basis der 2-NNF- und Grundkosten-Rechnungen auszuwählen. Wie S5b zeigt, sollten dazu die Reserven großzügiger gewählt werden als in dieser Arbeit. Bei rONT-Einsatz muss zusätzlich das rONT-Spannungsbandkriterium berücksichtigt werden, was sich als praktikabel erwiesen hat.

6.7 Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

6.7.1 Untersuchungsgegenstand

In der vorangegangenen Hauptuntersuchung sind Merkmale der Netzplanung (z. B. Topologie) und des Netzbetriebs (Q-Vorgabe für PV-Anlagen) gemeinsam betrachtet worden, weil Grundsätze des Netzbetriebs wegen des verbundenen Aufwands nur selten geändert werden und somit eine ähnliche Persistenz wie die Netzplanung haben. In gleicher Form ist die Teiluntersuchung in diesem Abschnitt eine gemeinsame Betrachtung von Netzplanung und -betrieb mit ONT-Bezug.

ONT-Maßnahme der Netzplanung (vgl. Abschnitt 5.5.3):

1. Festlegung der **rONT-Stufenweite**. Dies erfolgt bei der Bestellung beim ONT-Lieferanten, weil die Stufenweite bei der Produktion eingestellt wird und üblicherweise nicht mit angemessenem Aufwand nach der Inbetriebnahme geändert werden kann.

ONT-Maßnahmen des Netzbetriebs (vgl. Abschnitt 5.5.4):

2. Anpassung des **kONT-Übersetzungsverhältnisses** durch Änderung der Anzapfung. Dies kann auch nachträglich bei einem bereits im Betrieb befindlichen kONT am Einsatzort erfolgen, wozu jedoch der kONT (und im Normalfall damit auch das angeschlossene Netz einschließlich der Netzanschlüsse) spannungsfrei geschaltet werden muss.
3. Anpassung der **rONT-Kennlinie**. Dies erfolgt vor Ort, beispielsweise über das Aufspielen einer neuen Konfigurationsdatei von einem mobilen Datenträger.

Ein Ergebnis des vorherigen Abschnitts ist, dass für städtische Versorgungsaufgaben die kONT-Neutralstellung ausreichend ist, weil die Grenzwerte für Spannungen und Leitungsauslastungen

gleichermaßen gut ausgeschöpft werden. Deshalb wird die Anpassung des kONT-Übersetzungsverhältnisses (2.) nicht weiter untersucht. Wegen der hohen Ähnlichkeit zwischen bestehenden und den neuen empfohlenen Planungsgrundsätzen für städtische Netze werden Netzbetreiber ohnehin auf ihre vorhandene Erfahrung bei der kONT-Parametrierung zurückgreifen.

Das rONT-Stufungsverhalten ist Resultat der Kombination aus Stufenweite und Kennlinie, sodass sie zusammen betrachtet werden müssen. Nachfolgend werden diese Parameter für die Grund-VAs S1a bis S4a untersucht. Ziel ist es, idealerweise solche Kombinationen zu finden, die für alle betrachteten Grund-VAs günstig sind, damit vorparametrierte Transformatoren in verschiedenen Versorgungsaufgaben eines Netzes ohne Nachparametrierung frei eingesetzt werden können.

6.7.2 Berechnungsverfahren

Die Untersuchung erfolgt auf Basis von 2-NNF-Rechnungen. Um ein breites Feld an Versorgungsaufgaben abzudecken, werden mit dem Jahr 2040 und dem MS-Spannungsband $\pm 4 \% U_{n,MS}$ die anspruchsvollsten Bedingungen gewählt.

Die 5 Berechnungsvarianten setzen auf unterschiedliche, in den vorangegangenen Untersuchungen zum Teil nicht eingesetzte Verfahren zur rONT-Kennlinienbestimmung auf:

- 1. Standard-L-rONT (L0):** Dieser hat sich bei der Netzkonzeptauswahl in vielen Fällen als gleichwertig zum angepassten L-rONT L_a erwiesen und dient hier erneut als Referenz.
- 2. Neuer Standard-L-rONT (L1):** Dieser Ansatz einer einfachen und in der Praxis gut vermittelbaren Kennlinie ist aus Beobachtungen von günstigen Ergebnissen für L_a abgeleitet. Diese zeigen Werte für $u_{set,-100\%}$ und $u_{set,100\%}$ (vgl. Abschnitt 5.5.4), die nahe den Grenzwerten 95 % und 106 % U_n des angestrebten Spannungsbandes liegen. Die Sollwerte $u_{set,high}$ und $u_{set,low}$ auf die Grenzwerte zu legen ist jedoch nicht sinnvoll, weil die notwendige Reserve der halben Stufenbreite nicht eingehalten werden würde. Deshalb entspricht $u_{set,high}$ dem oberen Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes abzüglich der halben Stufenbreite (z. B. bei Stufenbreite 2 %: $106 \% - 2 \% / 2 = 105 \%$), $u_{set,low}$ entspricht dem unteren Grenzwert zuzüglich der halben Stufenbreite. Dazwischen wird wie bei L_a linear interpoliert.
- 3. Angepasster L-rONT (La):** Wie zuvor, vgl. Abschnitt 5.5.4.
- 4. Angepasster L-rONT mit Balancierung (Lb):** Mit L_a sollen die Grenzwerte des angestrebten Spannungsbandes nur eingehalten werden. Dadurch ergeben sich z. B. bei last-

6.7 Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

dominierten Versorgungsaufgaben überwiegend geringe Spannungen, mit Durchschnittswerten unterhalb des Mittelwerts des angestrebten Spannungsbands. L_b soll nicht nur die Grenzwerte einhalten, sondern die Spannungsverhältnisse so einstellen, dass der Mittelwert der extremen Versorgungsspannungen eines Jahres (konkret: die vier Kombinationen aus den Netznutzungsfällen P+ und P- und den MS-Schwankungen + 4 % und - 4 %) etwa dem Mittelwert des angestrebten Spannungsbands entspricht (Beschreibung siehe unten). L_b kommt wegen der geringen Ausführungsgeschwindigkeit und -stabilität der Implementierung nur für diese Teiluntersuchung (und nicht für die 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen der Hauptuntersuchung) zum Einsatz. Dies ist kein Nachteil, weil L_b gegenüber L_a keine weiteren zulässigen Netzkonzepte hervorbringen sollte (von praktischen Problemen der 35040-NNF-Rechnung abgesehen, vgl. Abschnitte 6.6.2 und 6.6.4).

- 5. Angepasster F-rONT (Fa):** In einigen testweisen Berechnungen mit zulässigen Resultaten hat L_a Sollwerte gezeigt, die nahe am Wert 100,5 % U_n liegen und bei denen sich der obere und der untere Sollwert nur wenig voneinander unterscheiden. Das lässt vermuten, dass in diesen Fällen auch ein F-rONT ausreichen könnte. F0 ist bei vielen 2-NNF-Rechnungen nicht erfolgreich gewesen. Als mögliche Ursache ist die Wahl eines ungünstigen Sollwerts vermutet worden, der mit Fa korrigiert werden soll. Hierzu werden der Sollwert $u_{\text{set,fix}}$ zwischen 98 % und 105 % U_n in 1-%-Schritten variiert und alle Resultate verglichen.

Der Algorithmus zur Kennlinienbestimmung von L_b gleicht jenem von L_a in Abschnitt 5.5.4 bis auf einen Unterschied: Bei L_a endet im Normalfall die sukzessive Absenkung des unteren Sollwerts um 0,5 %, wenn die höchste Versorgungsspannung innerhalb des angestrebten Spannungsbandes liegt und das rONT-Spannungsbandskriterium eingehalten wird. Bei L_b wird zusätzlich verlangt, dass der Mittelwert aus der geringsten und der höchsten gleichzeitigen Versorgungsspannung knapp oberhalb des Mittelwerts des angestrebten Spannungsbandes liegt (analog knapp unterhalb für oberen Sollwert). Dies sorgt i. A. für eine gegenüber L_a stärkere Sollwertabsenkung bzw. -anhebung. Abschließend werden die zwei unteren Sollwerte für die beiden MS-Schwankungen zum unteren Sollwert der Kennlinie gemittelt. Eine analoge Berechnung erfolgt für den oberen Sollwert.

Für alle Berechnungsvarianten bis auf L0 werden alle Stufenweiten 1,0 % bis 3,5 % berechnet. L0 wird gemäß Definition nur mit 2,5 % simuliert.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

Für die betrachteten Grund-VAs werden die zuvor empfohlenen Netzkonzepte genutzt, siehe Tabelle 27. Für S1a wird wie in der Einzeluntersuchung (Abschnitt 6.6.2) das PV-Szenario 200 % herangezogen. Alle Rechnungen erfolgen zur Vergleichbarkeit mit PV-Blindleistungsbezug.

Tabelle 27: Netzkonzepte zur Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

| Merkmal | S1a | S2a | S3a | S4a |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| PV-Szenario | 200 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| VA-Größe | 100 % | 133 % | 100 % | 100 % |
| Grundtopologie | P | R | R | R |
| Verlegeart | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Leiterquerschnitt | 240 mm ² | 240 mm ² | 240 mm ² | 240 mm ² |
| PV-Blindleistung | Bezug | Bezug | Bezug | Bezug |
| E-Auto-Lastmgmt. | nein | nein | nein | nein |

6.7.3 Resultate

Um als Grundlage für allgemeine Parameter in Frage zu kommen, soll die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Spannungswert der 2-NNF-Rechnung möglichst gering sein. Zusätzlich müssen die Resultate folgende Kriterien erfüllen, um als zulässig im Sinne dieses Abschnitts zu gelten:

- Alle Versorgungsspannungen liegen im angestrebten Spannungsband.
- Die Sollwerte liegen im angestrebten Spannungsband und weisen einen Abstand von mindestens einer halben Stufenweite zu den Grenzwerten auf.
- Das rONT-Spannungsbandkriterium ist erfüllt.
- Die verwendeten rONT-Stufen liegen zwischen -3 und +3. -4 und +4 kommen nicht zur Anwendung, um sicherzustellen, dass der rONT über Reserven verfügt, um auch die Spannungen aufgrund höherer Leistungen als hier erwartet bewältigen zu können.

Der angepasste F-rONT mit Sollwert 104 % zeigt zulässige Ergebnisse. Um zu prüfen, ob mit dem Sollwert 105 % bessere Ergebnisse erzielt werden, wird auch dieser Sollwert mit allen Stufenweiten untersucht, obwohl für die Stufenweiten 2,5 %, 3 % und 3,5 % das Kriterium der halben Stufenweite nicht erfüllt wird (z. B. $105 \% + 2,5 \% / 2 = 106,25 \% > 106 \%$). Deshalb wird für diese Stufenweiten das genannte Kriterium bei der Beurteilung der Zulässigkeit ignoriert.

Die Ergebnisse sind für die verschiedenen Grund-VAs in Abbildung 77 bis Abbildung 80 dargestellt. Die Säulen repräsentieren je eine 2-NNF-Rechnung (4 Einzelrechnungen als Kombinationen

6.7 Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

aus den Netznutzungsfällen P+ und P- und den MS-Schwankungen + 4 % und – 4 %). Die Länge ist die Spreizung, d. h. die Differenz zwischen der in den vier Einzelrechnungen höchsten und der niedrigsten ermittelten Versorgungsspannung. Geringe Spreizungen sind vorteilhaft. Blaue Säulen repräsentieren Netzkonzepte, die die oben genannten Kriterien erfüllen und demnach zulässig sind. Rote Säulen repräsentieren entsprechend unzulässige Netzkonzepte. Die Säulen sind nach den rONT-Kennlinien gruppiert, wobei die acht F-rONT-Sollwerte jeweils eine eigene Gruppe bilden (z. B. Fa 98 mit Sollwert 98 %). Die sechs Säulen einer Kennlinie stehen nach rechts aufsteigend für die sechs Stufenweiten 1,0 % bis 3,5 %. Der Standard-L-rONT L0 hat nur die Stufenweite 2,5 % und ist somit mit einem Balken abgebildet.

Insbesondere zwischen den verschiedenen Stufenweiten einer Kennlinie gibt es viele Sprünge und teilweise abwechselnd zulässige und unzulässige Ergebnisse. Die Ursache ist das bekannte rONT-Stufungsverhalten, das bereits durch kleine Änderungen bei Leistungen und rONT-Klemmenspannungen zu schwer vorhersagbaren Stufungen und Versorgungsspannungen führt. Trotz des unruhigen Gesamtbildes lassen sich Grundsätze erkennen:

- Die **Stufenweite 2,5 %** liefert in den meisten Fällen die besten Ergebnisse.
- Die Werte für **Fa** sind allgemein deutlich höher als für die L-rONT-Varianten, wobei die Resultate für niedrige Sollwerte tendenziell am schlechtesten abschneiden. Zudem sind nur wenige Resultate von Fa zulässig, und diese unterscheiden sich noch für die verschiedenen Grund-VAs (S1a mit hoher PV-Einspeisung benötigt geringere Sollwerte).
- Für jedes **L-rONT-Verfahren** gibt es mindestens eine Stufenweite mit zulässigen Ergebnissen. Dass die geringen Stufenweiten oft unzulässig sind, liegt daran, dass die Stufen –4 und/oder +4 benötigt werden, um das erforderliche Übersetzungsverhältnis zu erreichen.
- Das Verfahren **Lb** scheitert in vielen Fällen daran, dass die generierten Kennlinien ungünstige Kompromisse für die verschiedenen MS-Schwankungen darstellen, woraus teilweise unzulässige Versorgungsspannungen folgen.
- **La** hat den höchsten Anteil an zulässigen Ergebnissen (vom Sonderfall L0 abgesehen). Bei den großen Leistungsunterschieden von S1a (hohe Lasten und Einspeisungen) zeigen sich zwar zulässige Resultate, aber unnötig große Spreizungen.
- **L0** und **L1** sind für die Stufenweite 2,5 % praktisch gleich gut.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

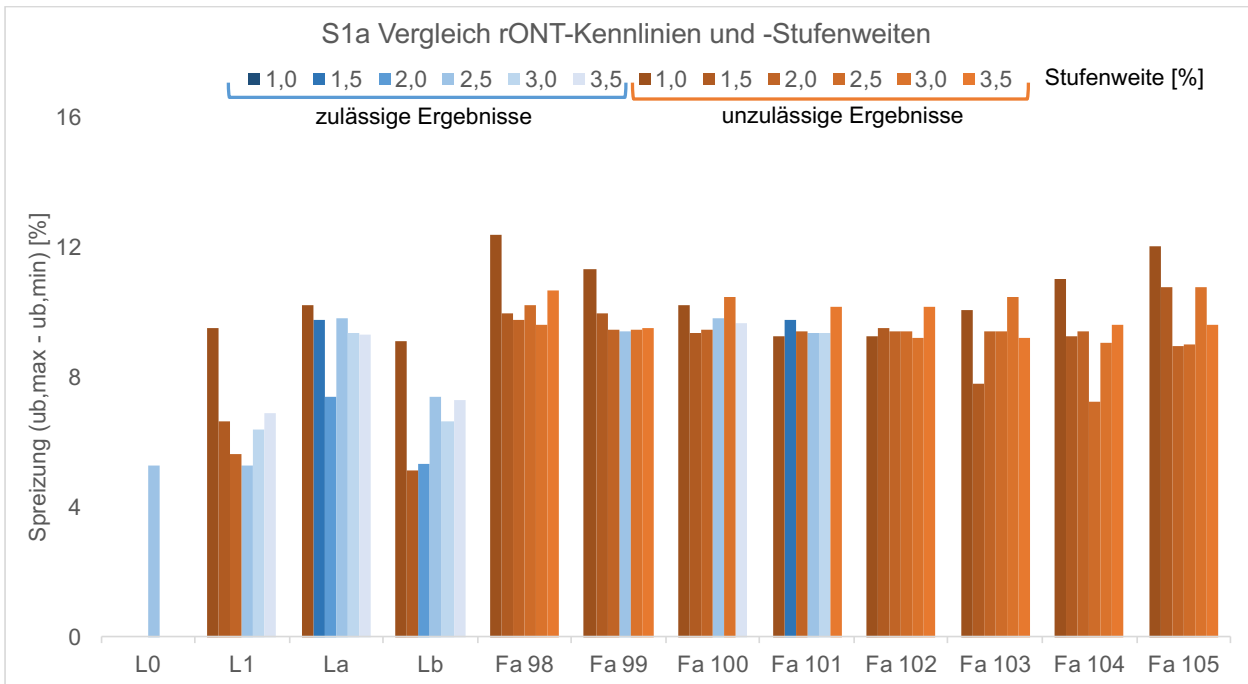


Abbildung 77: S1a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten

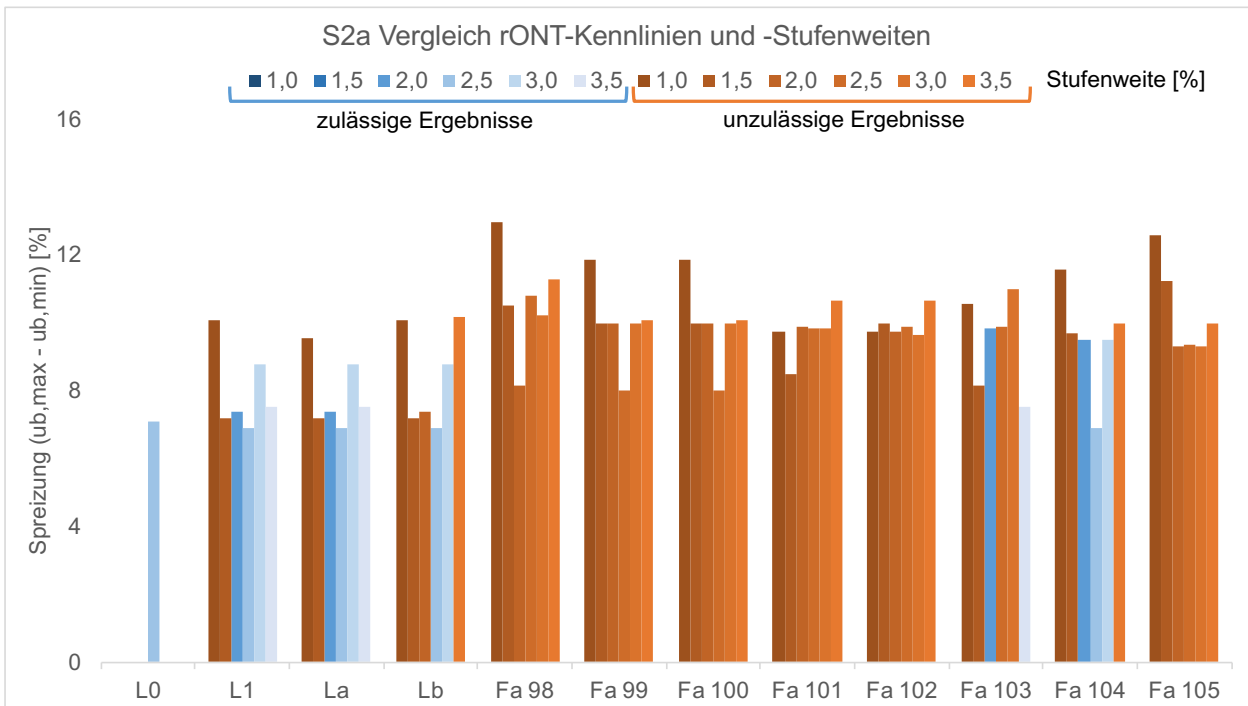


Abbildung 78: S2a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten

6.7 Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien

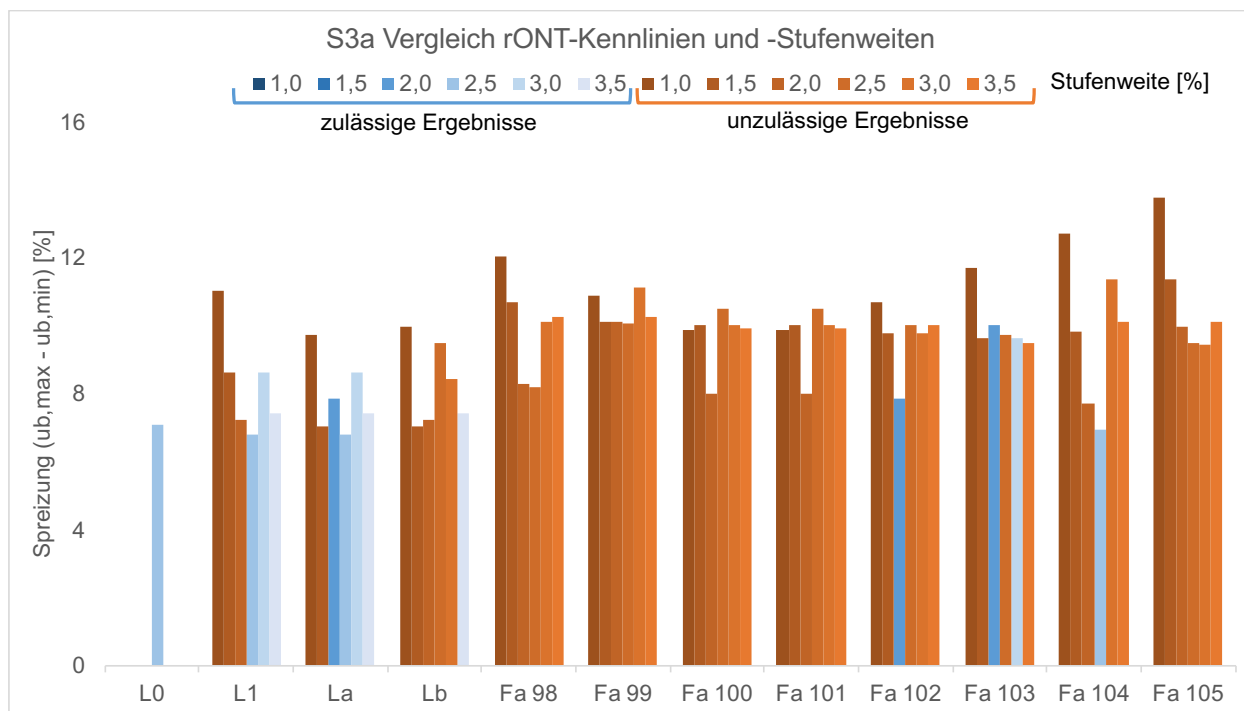


Abbildung 79: S3a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten

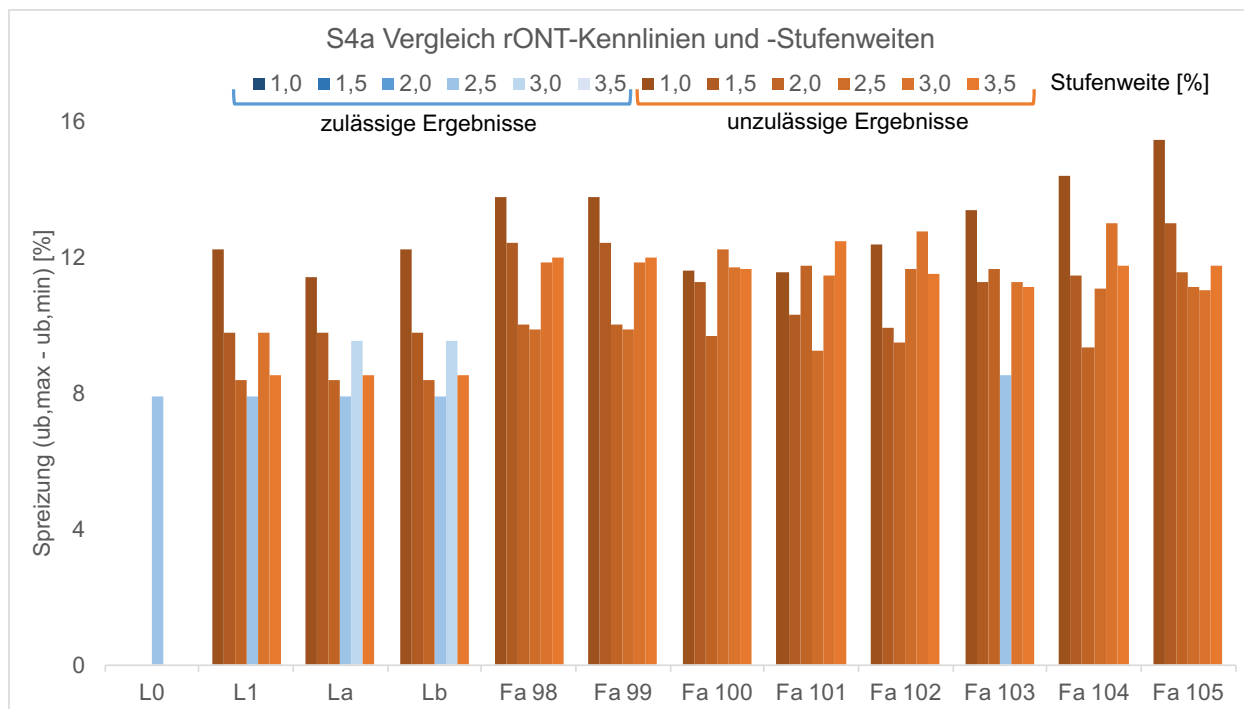


Abbildung 80: S4a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten

Es ist bemerkenswert, dass L0 in dieser Untersuchung gleichmäßig gute Resultate lieferte, denn L0 wurde auf Grundlage realer Versorgungsaufgaben mit deutlich anderen Netzkonzepten und Lasten gewonnen, vgl. [104]. Ob es sich bei L0 um eine optimale Lösung handelt, darf angesichts der großen Zahl möglicher Kennlinienformen bezweifelt werden, jedoch zeichnet sich L0 durch eine hohe Robustheit und damit durch ein wesentliches Merkmal für gute Planungsgrundsätze aus.

L0 und L1 haben sich als überlegene Lösungen erwiesen. Um zwischen L0 und L1 auswählen zu können, werden S2a, S3a und S4a zusätzlich mit dem PV-Szenario 200 % simuliert. L0 und L1 liefern in allen Fällen identische, zulässige Ergebnisse (hier nicht dargestellt), sodass dies nicht zur Entscheidungsfindung beiträgt. Auch sind alle Berechnungsergebnisse mit dem Jahr 2014 und/oder dem MS-Spannungsband $\pm 2\%$ für beide untersuchten PV-Szenarien 100 % und 200 % zulässig.

Entscheidend für die **Empfehlung der Standard-rONT-Kennlinie L0** sind zwei Tatsachen:

- L0 hat sich bereits unter anderen Simulationsbedingungen und im praktischen Betrieb bewährt [104].
- L0 ist als einzige L-rONT-Kennlinie im rONT-Leitfaden des FNN [120] aufgeführt. Der Leitfaden wird angesichts der herausragenden Stellung des FNN im deutschen Standardisierungssystem der Elektroenergietechnik mutmaßlich von vielen Netzbetreibern als wichtige Grundlage zum praktischen rONT-Einsatz angesehen. Da der Leitfaden auch in englischer Sprache frei verfügbar ist [10], wird vermutet, dass er auch international wahrgenommen wird.

6.8 Empfohlene neue Planungsgrundsätze

Die empfohlenen Planungsgrundsätze, die die erwarteten Anforderungen für das Jahr 2040 erfüllen sollen, lassen sich nach dem Urbanisierungsgrad in zwei Gruppen aufteilen:

- Für die **ländlichen und vorstädtischen Versorgungsaufgaben** mit ihrem hohen Anteil an Hausbesitzern (und der damit erwarteten hohen Durchdringungen an PV-Anlagen, Wärmepumpenheizungen und ladenden Elektroautos) wird der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren mit der Standardkennlinie L0 empfohlen. Als Grundtopologie für

6.8 Empfohlene neue Planungsgrundsätze

die Leitungen ist die partielle Parallelverlegung mit zwei Kabeln nach Typ R (kurze Leitung mit halber Länge der langen Leitung) empfehlenswert. Bei Streusiedlungen bietet sich wegen der größeren Strecken und damit anspruchsvolleren Spannungen die partielle Parallelverlegung nach Typ P an (kurze Leitung mit zwei Dritteln der Länge der langen Leitung).

- Bei **städtischen Versorgungsaufgaben** mit ihren kurzen Leitungen und dadurch geringeren Spannungsproblemen sind konventionelle Ortsnetztransformatoren vorteilhaft, weil sie technisch ausreichend und dabei kostengünstiger als regelbare Ortsnetztransformatoren sind. Die partielle Parallelverlegung mit drei Kabeln nach Typ T (kurze Leitung mit einem Drittel, mittellange Leitung mit zwei Dritteln der Länge der langen Leitung) hat sich grundsätzlich als am geeignetsten herausgestellt.

In allen Fällen haben sich auf einer Straßenseite verlegte Aluminiumkabel mit 240 mm² Querschnitt als vorteilhaft erwiesen. Die Ausdehnungen der bestehenden und der neuen Netze sind fast immer identisch und unterscheiden sich nur im Einzelfall (Zeilenbebauung) deutlich voneinander.

Der standardmäßige Einsatz von Last- und Einspeisemanagement ist nicht vorgesehen, um die Netze einfach zu halten und im Fall unerwartet großer Leistungssteigerungen mit späteren Nachrüstungen ansonsten notwendige Netzausbauten hinauszögern oder vermeiden zu können.

Auf den Blindleistungsbezug von Erzeugungsanlagen mit ihren negativen Begleiteffekten dürfte in vielen Fällen verzichtet werden können, weil die leistungsfähigen Netze günstige Spannungsverhältnisse hervorbringen. Sofern doch erforderlich, kann ein Netzbetreiber zu einem späteren Zeitpunkt bei seinen Netzkunden die Umstellung auf Blindleistungsbezug verlangen. Ein analoges Vorgehen für eine mögliche Blindleistungsbereitstellung starker Einzellasten (z. B. ladende Elektroautos) zur Spannungsstützung ist denkbar. Diese Fragestellung wird hier aber nicht untersucht.

Nachfolgend sind die erhaltenen Planungsgrundsätze den in Abschnitt 3.1 formulierten Anforderungen gegenübergestellt, mit einem überwiegend günstigen Ergebnis:

- **Handhabbare Anzahl resultierender Planungsgrundsätze:** Wird mit der Beschränkung auf grundsätzlich zwei Gruppen und nur wenigen Ausnahmen als erfüllt beurteilt.
- **Kostengünstige und übersichtliche Netze:** Die resultierenden Netze sind die Netze mit den für Netzbetreiber geringsten Gesamtkosten, die die technischen Anforderungen erfüllen, bzw. sie haben nur einen geringen Aufschlag. Übersichtlichkeit wird durch die

Beschränkung auf Strahlennetze, den Verzicht auf aktive Komponenten innerhalb des Niederspannungsnetzes (z. B. Strangregler) und auf Last- und Einspeisemanagement erreicht.

- **Ausreichende Reserven:** Sind durch die Einhaltung der eigenen scharfen Grenzwerte für Spannungen und Betriebsmittelauslastungen, des rONT-Spannungsbandkriteriums und durch die geplante standardmäßige Nutzung nur eines Teils der rONT-Stufen gegeben.
- **Einfache Anwendung:** Neben der geringen Anzahl an Planungsgrundsätzen unterstützen vor allem die eindeutige rONT-Kennlinie und die hohe Variabilität der partiellen Parallelverlegung (Führen einer Leitung in eine abzweigende Straße, mögliche Variation der Längenverhältnisse) die einfache Anwendung. Gegenüber derzeit vorherrschenden Planungsgrundsätzen mit geringeren Kabelquerschnitten ist die Handhabung der empfohlenen Kabel mit Querschnitt 240 mm^2 und die Verlegung mehrerer Kabel je Kabelgraben aber sicherlich mit einem erhöhten Schulungsbedarf und ggf. neuem Equipment verbunden.
- **Akzeptanz in der Praxis:** Diese ist schwierig zu beurteilen: Für eine hohe Akzeptanz sprechen die gegenüber den bestehenden Netzen nahezu unveränderte Ausdehnung der neuen Netze und die Tatsache, dass die L-rONT-Kennlinie bereits Eingang in den rONT-Handlungsleitfaden des FNN gefunden hat. Gegen eine hohe Akzeptanz sprechen die geringere Handlichkeit bei der Kabelverlegung (siehe oben), die bislang geringe Verbreitung des Querschnitts 240 mm^2 in ländlichen und vorstädtischen Netzen und die mutmaßlich noch geringen Erfahrungen mit der partiellen Parallelverlegung und mit rONTs.
- **Robustheit gegenüber IT-Angriffen:** Diese ist durch den Verzicht auf Last- und Einspeisemanagement sowie durch die dezentrale rONT-Regelung ohne Anbindung an zentrale Systeme sichergestellt.
- **Grundlegende Empfehlungen statt Patentlösungen:** Die Planungsgrundsätze sind eindeutig formuliert. Die als robust eingeschätzte L-rONT-Kennlinie L0 sollte jedoch auch beim Einsatz in anderen Netzkonzepten akzeptable Resultate erbringen. Letztendlich zeigen die Boxplot-Diagramme in den Abschnitten 6.5 und 6.6, dass bei manchen Merkmalen bestimmte Ausprägungen deutlich vorteilhaft sind, bei anderen Merkmalen jedoch verschiedene Ausprägungen bei ähnlichen Kosten gewählt werden können. Somit kann diese Arbeit auch Netzplanungsingenieure, die eigene Netzkonzepte entwickeln möchten, bei der Entscheidungsfindung unterstützen.

6.9 Kritische Würdigung der Resultate

Die in Abschnitt 1.2 formulierten Ziele, praktikable und wirtschaftliche Planungsgrundsätze zu entwickeln, die Auswirkungen des Einsatzes von rONTs auf die Ausgestaltung von NS-Netzen, insbesondere auf die Netzgröße, zu evaluieren und geeignete rONT-Parameter abzuleiten, wurden in vollem Umfang erreicht.

Elektrizitätsnetze sind komplexe Systeme mit einer unüberschaubaren Zahl an Ausprägungen, so dass für eine handliche **Modellierung** viele Vereinfachungen und Annahmen getroffen werden mussten, die die Aussagekraft der Resultate in unterschiedlichem Maß einschränken:

- Bei den **Netzerriechungskosten** blieben die Kosten für Kabelverteilerschränke unberücksichtigt, die jedoch erheblich sein können. Durch die Wahl von partiell-parallelverlegten Strahlennetzen, die mit relativ wenigen Kabelverteilerschränken ausgestaltet werden können, hat diese Vereinfachung aber nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten. Die einseitige Verlegung der Kabel ist für städtische Versorgungsaufgaben möglicherweise deshalb als gegenüber der zweiseitigen Verlegung überlegen beurteilt worden, weil die unterstellten Kostensätze die Querung breiter städtischer Straßen nicht adäquat abbilden.
- **Maschennetze**, deren Leistungsflüsse durch Last-, Einspeise- und Speichermanagement koordiniert sind, um eine bestmögliche Auslastung aller Leitungen zu erreichen, könnten gegenüber den hier untersuchten Strahlennetzen im Vorteil sein. Letztlich wurden Maschennetze ignoriert, weil sie schwieriger zu betreiben und zu optimieren sind.
- Eine Vereinfachung mit potentiell deutlichen Auswirkungen ist die Festlegung des **Leistungsbemessungsstroms unabhängig von der Kabelhäufung**, also einheitlich für alle Grundtopologien. Dadurch wurden die Grundtopologien mit partieller Parallelverlegung, vor allem der Typ T mit drei Leitungen, gegenüber dem einfachen Strahlennetz S besser gestellt. Eine mögliche Folge könnte die Bevorzugung der einseitigen partiellen Parallelverlegung gegenüber der zweiseitigen einfachen Verlegung sein.
- Die Untersuchungsumgebung verhinderte die Berücksichtigung der **Q(U)-Regelung** von Erzeugungsanlagen. Diese Einschränkung ist gering, weil die Effekte von $\cos \varphi$ (P) und Q(U) im auslegungsrelevanten Fall ähnlich sind und Blindleistungsmanagement bei den neuen Planungsgrundsätzen zur Spannungshaltung nicht erforderlich ist. Ein Einsatz der Q(U)-Regelung ist mit den neuen Planungsgrundsätzen grundsätzlich denkbar.

6 Ableitung der Planungsgrundsätze

- Potentiell schwerer wiegt, dass **Gewerbeeinheiten** mit ihren teils hohen Lasten ignoriert wurden. Dies könnte dazu führen, dass vor allem städtische Netze in der Praxis kleiner ausfallen könnten als hier vorgesehen, bzw. dass leistungsfähigere Netzkonzepte gegenüber denjenigen der neuen Planungsgrundsätze eigentlich wirtschaftlich überlegen wären. Angesichts der stark unterschiedlichen Lastkurven verschiedener Gewerbearten (Dienstleistungen, Bäckereien, ...) ist ohnehin fraglich, ob hier der Einsatz generalisierter Planungsgrundsätze ohne starke Anpassungen sinnvoll möglich ist.
- Die Besonderheiten in der **Modellierung der 35040-NNF-Rechnungen** reduzieren ihre Vergleichbarkeit mit den 2-NNF-Rechnungen und damit die Aussagekraft über die Zulässigkeit der einzelnen Netzkonzepte. Durch die nochmalige Generalisierung der Netzkonzepte bei der Formulierung der Planungsgrundsätze sind die Unterschiede zwischen den 2-NNF- und 35040-NNF-Ergebnissen nur noch von untergeordneter Bedeutung.

Einen allgemein großen Einfluss auf die Ergebnisse haben die Annahmen zur künftigen Verbreitung und Nutzung von Elektroautos und Heimspeichern:

- Das **Lastmanagement für das Laden von Elektroautos** wurde mit geringeren Netzentgelten für den Netzbetreiber versehen und letztlich als unattraktiv für Planungsgrundsätze abgelehnt. Falls es zu einer (gesetzlichen) LM-Pflicht kommen sollte, könnten die neuen Planungsgrundsätze für einen längeren Zeitraum überdimensioniert sein.
- Dass das **Elektroauto-Laden in Städten ignoriert** wurde, wird als unschädlich angesehen, weil wegen der hohen Leistungen (DC-Schnelllader oder viele gehäufte Normalladepunkte) im Normalfall separate Mikronetze mit eigenem MS-Netzanschluss erforderlich werden dürften, die nicht Teil dieser Untersuchung waren.
- Die Zahl von **sechs Millionen Elektroautos in Deutschland** könnte – gegebenenfalls unterstützt durch noch nicht absehbare gesetzliche Maßnahmen – deutlich früher als im Jahr 2040 erreicht werden. Dies hätte möglicherweise zur Folge, dass der Einsatz von Lastmanagement oder der Netzausbau vor dem Jahr 2040 erforderlich werden könnten. Dagegen können zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit die Folgen des autonomen Fahrens auf die Fahrzeugzahlen und die künftige Nutzung des Automobils (Stichworte Carsharing und Ridepooling) nicht seriös abgeschätzt werden.
- Die **Methodik zur Bestimmung der Lastgleichzeitigkeit** stammt aus dem Jahr 1995. Angesichts der sich ändernden Lebensgewohnheiten, des technischen Fortschritts bei den

6.9 Kritische Würdigung der Resultate

Verbrauchern und insbesondere wegen den neu hinzukommenden Lasten wie ladenden Elektroautos ist es wenig wahrscheinlich, dass die Methodik die Lastgleichzeitigkeit des Jahres 2040 gut wiedergibt. Die defensive Wahl des Parameters g_{∞} dürfte wesentlich zur Bevorzugung von Netzkonzepten mit rONT und hoher Stromtragfähigkeit beigetragen haben. Dieses defensive Vorgehen entspricht jedoch guter planerischer Praxis.

- Die Verbreitung von **Heimspeichern** wird das typische Last- und Einspeiseprofil deutlich verändern. Weil gleichzeitig erwartet wird, dass sich Heim-Blockheizkraftwerke nicht stark verbreiten werden, ist der Effekt von Heimspeichern auf die Netzplanung jedoch gering: Die Netzplanung stützt sich auf den Worst Case, der durch laststarke Wintertage ohne PV-Einspeisung geprägt ist. Nach mehreren solchen Tagen kann davon ausgegangen werden, dass sämtliche Heimspeicher leer sind, womit erneut typische Lastprofile vorherrschen. Der analoge einspeisestarke Fall sind die Sommerferien, in der einer hohen PV-Einspeisung eine geringe Last gegenübersteht.
- Die Überlegungen zu Heimspeichern laufen jedoch ins Leere, wenn sich die Technologie **Vehicle-to-Home** durchsetzen sollte. In diesem Fall könnten Elektroautos z. B. tagsüber laden (bspw. kostengünstige Energie aus PV-Anlagen am Arbeitsplatz) und abends in den Heimspeicher entladen, womit eine netzunabhängige Hausversorgung über viele Tage realistisch wird. Im Extremfall könnten Kunden den Netzanschluss sogar kündigen und ihr Hausnetz dauerhaft als Inselnetz betreiben. Dieser neuartige, zum Stromnetz parallele Weg der Elektrizitätsversorgung über mobile Speicher hätte gravierende Effekte auf die Nutzung von Niederspannungsnetzen, die noch nicht beziffert werden können.

Die vielen Eingangsparameter der Modellierung haben eine komplexe Softwareimplementierung verursacht. Während die Komplexität alleine noch gut handhabbar gewesen wäre, hat sie sich in Kombination mit der gewählten Softwareumgebung (Steuerung der Standardnetzberechnungssoftware PSS®SINCAL durch ein MATLAB-Programm über ein COM-Interface) als schwierig zu pflegen und zu debuggen erwiesen: PSS®SINCAL erscheint für MATLAB als Blackbox und zeigt bei Ansteuerung über MATLAB teilweise ein anderes Verhalten als bei Ansteuerung über die PSS®SINCAL-eigene GUI. Dies hat sehr langwierige Detailanalysen zur Fehlerbehebung erforderlich gemacht. Für ähnlich gelagerte Untersuchungen wird dringend empfohlen, nur Softwaresysteme einzusetzen, bei denen das steuernde Programm über detaillierte Informationen der Berechnungsvorgänge verfügt.

7 Zusammenfassung

Die Ziele dieser Arbeit sind,

- praktikable, wirtschaftliche Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze in Deutschland zu entwickeln, die die technischen Anforderungen des Jahres 2040 erfüllen sollen, und
- die Auswirkungen des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) auf die Ausgestaltung von Niederspannungsnetzen, insbesondere auf die Netzgröße, zu evaluieren und geeignete rONT-Parameter abzuleiten.

Dazu wurden für acht typische Grundversorgungsaufgaben (von ländlichen Streusiedlungen bis städtischen Wohnhochhäusern) eine Vielzahl an Versorgungsaufgaben mit Last- und PV-Einspeisepkurven für die Jahre 2014 und 2040 generiert. Diverse vom Netzbetreiber beeinflussbare technische Netzmerkmale wie Netztopologie, Kabelquerschnitt und Transformatortyp wurden zu einer großen Menge an Netzkonzepten kombiniert und auf die vorgenannten Versorgungsaufgaben angewandt. Auf den daraus generierten Netzmodellen wurden schnelle Leistungsflussrechnungen für ausgewählte Netznutzungsfälle ausgeführt. Anschließend wurden die Netzkonzepte anhand der resultierenden Spannungen und Betriebsmittelauslastung bezüglich der Eignung als Basis für Planungsgrundsätze beurteilt, und für erfolgversprechende Konzepte wurden Zeitreihenrechnungen zur Validierung der schnellen Leistungsflussrechnungen durchgeführt.

Dabei wurden bestimmte Netzkonzepte als geeignet identifiziert, die sich durch bestimmte Merkmale auszeichnen. Diese sind überraschenderweise auch für teils sehr unterschiedliche Versorgungsaufgaben ähnlich oder identisch:

- Kabel mit dem großen Querschnitt 240 mm², auch für ländliche und vorstädtische Netze;
- Kabeltrasse nur auf einer Straßenseite geführt (einseitige Verlegung);
- Partiiell-parallelverlegte Strahlennetze (siehe Abbildung 81);
 - Typ P für Streusiedlungen (2 Leitungen, kurze Leitung mit 2/3 der Länge der langen Leitung),
 - Typ R für sonstige ländliche und vorstädtische Netze (2 Leitungen, kurze Leitung mit halber Länge der langen Leitung),
 - Typ T für städtische Netze (3 Leitungen, kurze Leitung mit 1/3, mittellange Leitung mit 2/3 der Länge der langen Leitung).
- Für ländliche und vorstädtische Netze: rONT mit leistungsflussabhängiger Sollwertkennlinie (L-rONT) und der Stufenweite 2,5 % (im Fall von neun verfügbaren Stufen);
- Für städtische Netze: konventionelle (d. h. unregelte) Ortsnetztransformatoren;
- Kein Einsatz von Systemen zum Last- oder Einspeisemanagement. Diese können später bei Bedarf zur Verzögerung oder Vermeidung von Netzausbau nachgerüstet werden.

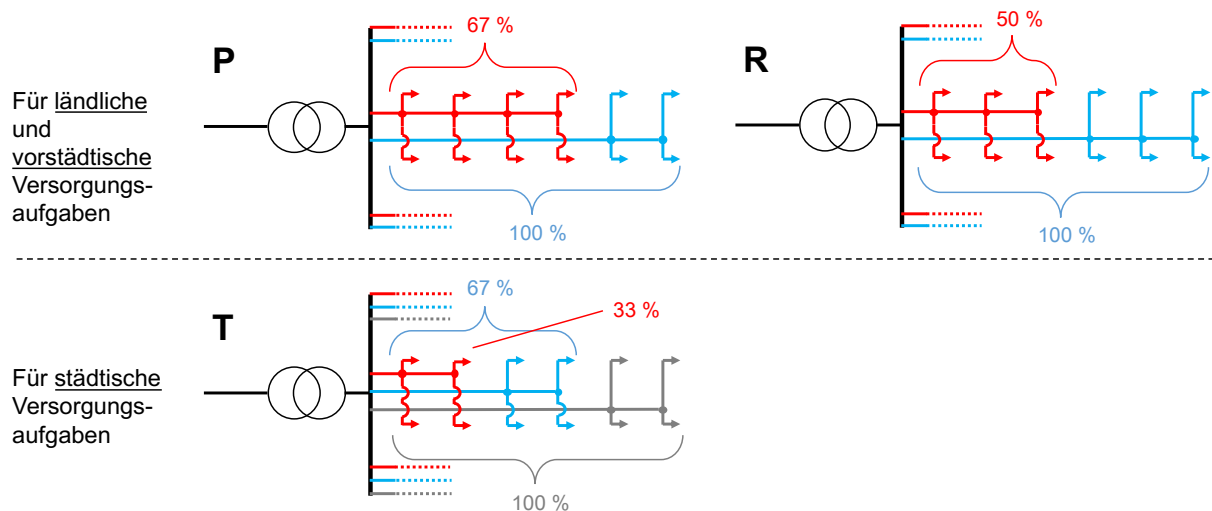


Abbildung 81: Schemata der in den Planungsgrundsätzen genutzten Grundtopologien

Zu Beginn der Arbeit bestand die Hoffnung, dass der rONT alle herkömmlichen Spannungsprobleme lösen würde, sodass die Leitungen mit höheren Strömen stärker ausgelastet werden könnten.

Dadurch würde die Zahl der Netzanschlüsse je Netz steigen und die Netzkosten je Netzanschluss sinken. Diese Hoffnung hat sich nicht erfüllt. Stattdessen wird nach den vorliegenden Untersuchungsergebnissen der rONT-Einsatz zur Beherrschung der künftigen hohen Leistungen, insbesondere durch ladende Elektroautos, notwendig werden, um kostengünstige Netze zu realisieren. Die Anzahl der Anschlüsse in einem Netz wird in fast allen Fällen so hoch bleiben wie in bestehenden Netzen, wodurch die Integration neuer Strukturen in die gewachsenen Verteilungsnetze erleichtert wird.

Die vorgesehene L-rONT-Sollwertkennlinie (Abbildung 82) hat sich bereits in anderen Untersuchungen und in der realen Erprobung als leistungsfähig, robust und praktikabel erwiesen. Sie ist im Leitfaden „rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb“ [120, 10] des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) als einzige konkrete L-rONT-Sollwertkennlinie aufgeführt, was zu ihrer Akzeptanz und Verbreitung beitragen kann.

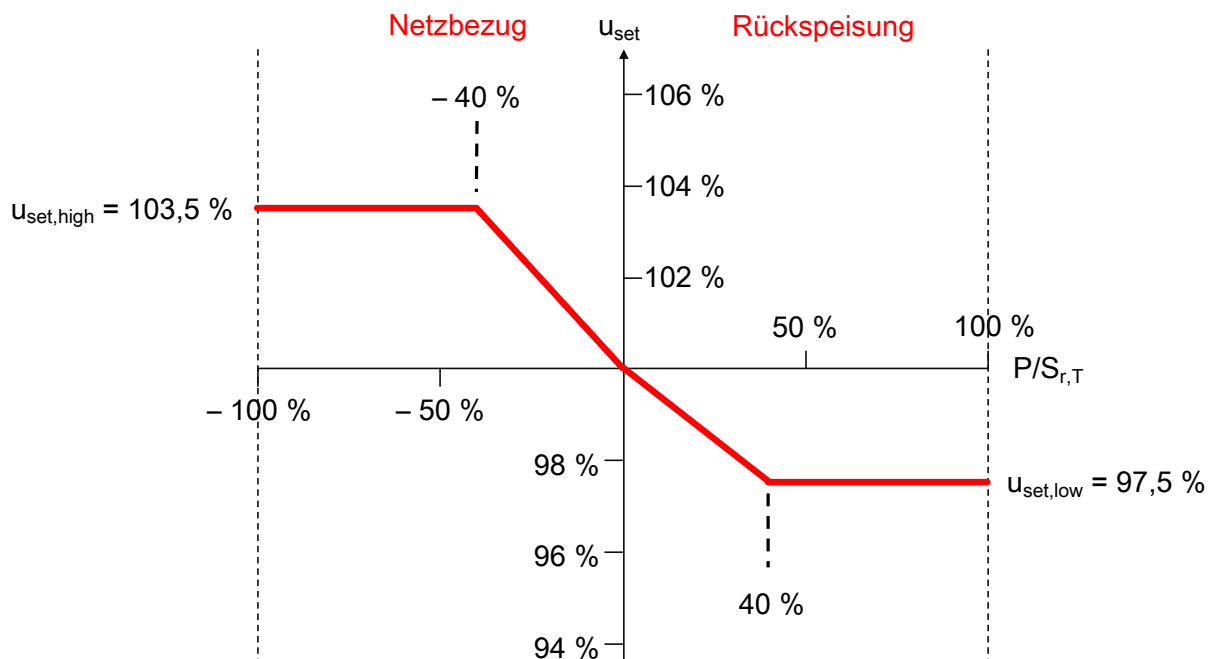


Abbildung 82: Schema der in den Planungsgrundsätzen genutzten L-rONT-Sollwertkennlinie

Die hier entwickelten Planungsgrundsätze basieren demnach zum Einen auf den Grundtopologien R, P und T mit den in dieser Arbeit herausgearbeiteten Merkmalen. Zum Anderen wurde gezeigt, dass der rONT unter Anwendung der L-rONT-Sollwertkennlinie zu empfehlen ist. Bei vergleichsweise geringen Gesamtkosten können so unter Anwendung der neuen Planungsgrundsätze große Leistungen beherrscht werden. Dies macht ihren Einsatz angesichts des Trends zur umfassenden Elektrifizierung des Energiesystems empfehlenswert.

8 Abkürzungsverzeichnis

| | |
|-----------------------|--|
| A-rONT | rONT mit abgesetzter Spannungsmessung |
| avg | mittlerer Hausabstand (average) |
| BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft |
| BG | Bestandsgebiet |
| $\cos \varphi$ (P) | Leistungsfaktorregelung in Abhängigkeit der Wirkleistungsabgabe |
| DIN | Deutsches Institut für Normung |
| EFH | Einfamilienhaus |
| EG | Elektrifizierungsgrad |
| EM | Einspeisemanagement |
| ERP | Energierferenzprognose |
| F0 | F-rONT mit Standardsollwert |
| Fa | F-rONT mit angepasstem Sollwert |
| fEM | fernwirktechnisches Einspeisemanagement |
| F-rONT | rONT mit festem Sollwert |
| Grund-VA | Grundversorgungsaufgabe |
| H0 | Standardlastprofil Haushalt |
| HH | Haushalt |
| HL | Netzanschlussleitung |
| HS | Hochspannung |
| K0 | kONT ohne Anpassung |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| Kh | kONT mit angepasstem Übersetzungsverhältnis zur Verhinderung zu hoher Spannungen |
| Kn | kONT mit angepasstem Übersetzungsverhältnis zur Verhinderung zu niedriger Spannungen |
| kONT | konventioneller ONT |
| L0 | L-rONT mit Standardsollwertkennlinie |
| L1 | L-rONT mit neuer Standardsollwertkennlinie |
| La | L-rONT mit angepasster Sollwertkennlinie |
| Lb | L-rONT mit angepasster Sollwertkennlinie und Balancing |
| IEM | lokales Einspeisemanagement |
| LGF | Lastgleichzeitigkeitsfaktor |
| LGF _{gesamt} | einheitlicher LGF |
| LGF ₁ | LGF für Strang mit höchster Leitungsauslastung |
| LGF _{sonst} | LGF für Stränge ohne LGF _{U/1} |

8 Abkürzungsverzeichnis

| | |
|--------------------|---|
| LGF _U | LGF für Strang mit höchster Versorgungsspannung |
| LGF _{U/I} | kombinierte Anwendung von LGF _U und LGF _I |
| LM | Lastmanagement |
| L-rONT | rONT mit leistungsflussabhängigem Sollwert |
| MEZ | Mitteleuropäische Zeit |
| MFH | Mehrfamilienhaus |
| MS | Mittelspannung |
| N | Netzkonzepte ohne PV-Blindleistungsbezug |
| NA | Netzanschluss |
| NG | Neubaugebiet |
| NH-Sicherung | Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherung |
| NL | Netzleitung |
| NNF | Netznutzungsfall |
| NPV | Barwert (Net Present Value) |
| NS | Niederspannung |
| ONT | Ortsnetztransformator |
| P | Wirkleistung; partiell-parallelverlegtes Strahlennetz mit 2 Leitungen und Längenverhältnis 67 % |
| PE | Polyethylen |
| PV | Photovoltaik |
| PVC | Polyvinylchlorid |
| Q | Blindleistung; Netzkonzept mit PV-Blindleistungsbezug |
| Q(U) | Blindleistungsregelung in Abhängigkeit der Versorgungsspannung |
| R | partiell-parallelverlegtes Strahlennetz mit 2 Leitungen und Längenverhältnis 50 % |
| rONT | regelbarer ONT |
| S | einfaches Strahlennetz |
| T | partiell-parallelverlegtes Strahlennetz mit 3 Leitungen und Längenverhältnis 33 % / 67 % |
| VA | Versorgungsaufgabe |
| VDE | Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik |

Ausgewählte technische Größen

| | |
|---------------|--|
| $E_{P,loss}$ | Summe der Wirkenergieverluste |
| $E_{PV,abg}$ | Summe der abgeregelten Wirkenergie aus PV-Erzeugung |
| $E_{PV,eing}$ | Summe der eingespeisten Wirkenergie aus PV-Erzeugung |
| $E_{Q,loss}$ | Summe der Blindenergieverluste |
| $f(n)$ | Lastgleichzeitigkeitsfaktor für n Haushalte |
| $g(n)$ | Lastgleichzeitigkeit für n Haushalte |
| g_{∞} | Lastgleichzeitigkeit für unendlich viele Haushalte |

| | |
|----------------------|--|
| $\dot{i}_{b,max,HL}$ | maximale Auslastung der Netzanschlussleitungen |
| $\dot{i}_{b,max,NL}$ | maximale Auslastung der Netzleitungen |
| I_{k1}'' | einphasiger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom |
| i_{limit} | maximale zulässige Leitungsauslastung |
| I_r | Bemessungsstrom der Netzanschlusssicherung |
| I_a | oberer Auslösestrom der Netzanschlusssicherung |
| $I_{th,L}$ | thermischer Grenzstrom für Leitungen |
| P- | Wirkleistung im Starklastfall |
| P+ | Wirkleistung im Schwachlastfall |
| r_{max} | höchste rONT-Stufe |
| r_{min} | geringste rONT-Stufe |
| $S_{b,max,ONT}$ | maximale Transformatorauslastung |
| S_k'' | Kurzschlussleistung |
| $S_{limit,ONT}$ | maximale zulässige Transformatorauslastung |
| $S_{r,T}$ | Transformatorbemessungsleistung |
| $U_{b,max}$ | höchste Versorgungsspannung |
| $U_{b,min}$ | niedrigste Versorgungsspannung |
| $U_{limit,high}$ | oberer Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes |
| $U_{limit,low}$ | unterer Grenzwert des angestrebten Spannungsbandes |
| U_n | Netznominalspannung |
| $U_{set,0\%}$ | Spannungssollwert für Fall ohne Wirkleistungsfluss |
| $U_{set,100\%}$ | Spannungssollwert, wenn Wirkleistungsrückspeisung gleich Transformatorbemessungsleistung |
| $U_{set,-100\%}$ | Spannungssollwert, wenn Wirkleistungsbezug gleich Transformatorbemessungsleistung |
| $U_{set,fix}$ | fester Spannungssollwert |
| $U_{set,high}$ | Spannungssollwert im Starklastfall P- |
| $U_{set,low}$ | Spannungssollwert im Schwachlastfall P+ |
| U_{step} | rONT-Stufenweite |

Gesetze und Verordnungen

| | |
|----------|------------------------------------|
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| MsbG | Messstellenbetriebsgesetz |
| NAV | Niederspannungsanschlussverordnung |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |

9 Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildung 1: Pyramide der Versorgungsqualität [14] | 17 |
| Abbildung 2: Spannungsdreieck der Netzplanung [14] | 18 |
| Abbildung 3: Betrachteter Systembereich für die Planungsgrundsätze | 24 |
| Abbildung 4: Zusammenhänge zwischen der Kollektivgröße n und der Lastgleichzeitigkeit | 32 |
| Abbildung 5: Beispielhafte Verläufe für die Lastgleichzeitigkeit von n Haushalten $g(n)$ | 33 |
| Abbildung 6: Beispielhafte Verläufe für den Lastgleichzeitigkeitsfaktor $f(n)$ | 35 |
| Abbildung 7: Ausschnitt der Netzmodells für die Grund-VA S_{3a} | 67 |
| Abbildung 8: Segmente und Faktoren der inhomogenen PV-Verteilungen | 68 |
| Abbildung 9: Prozess zur Ableitung der fünf Standardlastprofile | 77 |
| Abbildung 10: Vergleichswerte für heutige Stromverbräuche | 78 |
| Abbildung 11: Lastverläufe des Vergleichsprofils und des Profils H_0 (Jahresmittelwerte) | 78 |
| Abbildung 12: Lastverläufe der fünf erzeugten Standardlastprofile (Jahresmittelwerte, MEZ) .. | 80 |
| Abbildung 13: Einspeiseverlauf einer 2-kW-Anlage an verschiedenen Tagen (MEZ) | 84 |
| Abbildung 14: VA-Größen der Grundversorgungsaufgabe S_{3a} | 89 |
| Abbildung 15: Konzept der partiellen Parallelverlegung mit zwei Netzleitungen je Trasse | 91 |
| Abbildung 16: Schemata der untersuchten Grundtopologien | 93 |
| Abbildung 17: L-rONT-Referenzkennlinie | 97 |
| Abbildung 18: Anpassung der L-rONT-Kennlinie (Strategie La) mit Beispielwerten | 103 |
| Abbildung 19: Leistungsfaktorkennlinie für Erzeugungsanlagen nach VDE AR-N 4105 | 107 |
| Abbildung 20: Schemata der vermaschten Grundtopologien der Vorstudie | 109 |
| Abbildung 21: S_{3a} - Symbolbild „Einfamilienhäuser“ (Wikimedia Commons [112]) | 118 |
| Abbildung 22: S_{3a} - Streudiagramme aller Ergebnisse NG (in %) | 119 |
| Abbildung 23: S_{3a} - Streudiagramme zulässige Ergebnisse $S_{3a_{ref}}$ NG | 121 |
| Abbildung 24: S_{3a} - Boxplots zulässige Ergeb. $S_{3a_{ref}}$ NG | 123 |
| Abbildung 25: S_{3a} - Boxplot LM ohne verminderte Netzentgelte $S_{3a_{ref}}$ NG | 126 |
| Abbildung 26: S_{3a} - Boxplots zulässige Ergeb. $S_{3a_{ref}}$ BG (EUR) | 127 |
| Abbildung 27: S_{3a} - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\% U_{n,MS}$ NG | 128 |
| Abbildung 28: S_{3a} - Boxplots zulässige Ergeb. Hausabstand min NG | 129 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 29: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. Hausabstand max NG | 129 |
| Abbildung 30: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. EG2 NG | 131 |
| Abbildung 31: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. EG4 NG | 131 |
| Abbildung 32: S3a - Streudiagramm $i_{b,max,NL}$ (ohne NK_{EM}) | 136 |
| Abbildung 33: S3a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 138 |
| Abbildung 34: S3a - Maximale gleichzeitige Spreizung der Versorgungsspannungen | 139 |
| Abbildung 35: S3a - Auslastung Netzleitungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 141 |
| Abbildung 36: S3a - Auslastung NA-Leitungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 141 |
| Abbildung 37: S3a - Aufgeschlüsselte Kosten | 142 |
| Abbildung 38: S1a - Symbolbild „Streusiedlung“ (Wikimedia Commons [113]) | 145 |
| Abbildung 39: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ PV 100 % NG | 145 |
| Abbildung 40: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 100 % NG | 146 |
| Abbildung 41: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ PV 200 % NG | 147 |
| Abbildung 42: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 200 % NG | 147 |
| Abbildung 43: S1a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 150 |
| Abbildung 44: S1a - Aufgeschlüsselte Kosten | 150 |
| Abbildung 45: S2a - Symbolbild „Straßendorf“ (Wikimedia Commons [114]) | 151 |
| Abbildung 46: S2a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ NG | 151 |
| Abbildung 47: S2a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ NG | 152 |
| Abbildung 48: S2a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 154 |
| Abbildung 49: S2a - Aufgeschlüsselte Kosten | 154 |
| Abbildung 50: S4a - Symbolbild „Zweifamilienhäuser“ (Wikimedia Commons [115]) | 155 |
| Abbildung 51: S4a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ NG | 156 |
| Abbildung 52: S4a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ NG | 156 |
| Abbildung 53: S4a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 158 |
| Abbildung 54: S4a - Aufgeschlüsselte Kosten | 158 |
| Abbildung 55: S5a - Symbolbild „Zeilenbebauung“ (Wikimedia Commons [116]) | 159 |
| Abbildung 56: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ NG | 159 |
| Abbildung 57: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ einseitig NG | 160 |
| Abbildung 58: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\%$ $U_{n,MS}$ zweiseitig NG | 161 |
| Abbildung 59: S5a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 163 |
| Abbildung 60: S5a - Aufgeschlüsselte Kosten | 163 |

9 Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|-----|
| Abbildung 61: S5b - Symbolbild „Wohnhochhäuser“ (Wikimedia Commons [117]) | 164 |
| Abbildung 62: S5b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ NG | 165 |
| Abbildung 63: S5b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG | 165 |
| Abbildung 64: S5b - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 167 |
| Abbildung 65: S5b - Aufgeschlüsselte Kosten | 167 |
| Abbildung 66: S6a - Symbolbild „Blockrandbebauung“ (Wikimedia Commons [118]) | 168 |
| Abbildung 67: S6a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ NG | 168 |
| Abbildung 68: S6a - Streudiagramme zulässige Ergebnisse NG | 169 |
| Abbildung 69: S6a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG | 169 |
| Abbildung 70: S6a - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 171 |
| Abbildung 71: S6a - Aufgeschlüsselte Kosten | 171 |
| Abbildung 72: S6b - Symbolbild „Mittleuropäische Altstadt“ (Wikimedia Commons [119]) | 172 |
| Abbildung 73: S6b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ NG | 173 |
| Abbildung 74: S6b - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 2\% U_{n,MS}$ einseitig NG | 173 |
| Abbildung 75: S6b - Versorgungsspannungen 2-NNF- und 35040-NNF-Rechnungen | 174 |
| Abbildung 76: S6b - Aufgeschlüsselte Kosten | 175 |
| Abbildung 77: S1a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten | 183 |
| Abbildung 78: S2a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten | 183 |
| Abbildung 79: S3a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten | 184 |
| Abbildung 80: S4a Vergleich rONT-Kennlinien und -Stufenweiten | 184 |
| Abbildung 81: Schemata der in den Planungsgrundsätzen genutzten Grundtopologien | 192 |
| Abbildung 82: Schema der in den Planungsgrundsätzen genutzten L-rONT-Sollwertkennlinie | 193 |
| Abbildung 83: Netzmodell S1a „Streusiedlung“ | 218 |
| Abbildung 84: Netzmodell S2a „Straßendorf“ | 218 |
| Abbildung 85: Netzmodell S2a „Straßendorf“ (vergrößerter Ausschnitt) | 219 |
| Abbildung 86: Netzmodell S3a „Einfamilienhaussiedlung“ | 219 |
| Abbildung 87: Netzmodell S4a „Zweifamilienhaussiedlung“ | 219 |
| Abbildung 88: Netzmodell S5a „Zeilenbebauung“ (einseitige Verlegung) | 220 |
| Abbildung 89: Netzmodell S5a „Zeilenbebauung“ (zweiseitige Verlegung) | 220 |
| Abbildung 90: Netzmodell S5b „Wohnhochhäuser“ (einseitige Verlegung) | 220 |
| Abbildung 91: Netzmodell S5b „Wohnhochhäuser“ (zweiseitige Verlegung) | 220 |
| Abbildung 92: Netzmodell S6a „Blockrandbebauung“ (einseitige Verlegung) | 221 |

| | |
|--|-----|
| Abbildung 93: Netzmodell S6a „Blockrandbebauung“ (zweiseitige Verlegung)..... | 221 |
| Abbildung 94: Netzmodell S6b „Mitteleurop. Altstadt“ (einseitige Verlegung)..... | 222 |
| Abbildung 95: Netzmodell S6b „Mitteleurop. Altstadt“ (zweiseitige Verlegung) | 222 |
| Abbildung 96: Netzmodell-Ausschnitt S4a mit Schema der Leitungslängen..... | 223 |
| Abbildung 97: Netzmodell-Ausschnitt S5a mit Schema der Leitungslängen..... | 224 |
| Abbildung 98: Prozess zur Ableitung der Standardlastprofile (verkleinerte Darstellung)..... | 225 |
| Abbildung 99: S3a - Boxplots für zulässige und unzulässige Ergebnisse S3a _{ref} NG..... | 230 |
| Abbildung 100: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. homogene PV NG | 231 |
| Abbildung 101: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. PV-Szenario 50 % NG..... | 231 |
| Abbildung 102: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. PV-Szenario 200 % NG..... | 232 |
| Abbildung 103: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 200 % ohne LM NG..... | 232 |
| Abbildung 104: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 200 % mit LM NG | 233 |
| Abbildung 105: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ NG..... | 233 |

10 Tabellenverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Tabelle 1: Bemessungsströme I_r für NA-Sicherungen (mit elektrischer Warmwasserbereitung) | 26 |
| Tabelle 2: Elektrifizierungsgrade mit typischen Werten der Lastgleichzeitigkeit [34] | 34 |
| Tabelle 3: Klassifizierung der Spannungsmerkmale | 41 |
| Tabelle 4: Berücksichtigte Grenzwerte | 45 |
| Tabelle 5: Übersicht der berücksichtigten Kostenbestandteile | 51 |
| Tabelle 6: Grundversorgungsaufgaben mit Kennzahlen für Hausabstand „avg“ | 67 |
| Tabelle 7: Untersuchte Lastarten | 74 |
| Tabelle 8: Kennzahlen der fünf erzeugten Standardlastprofile | 79 |
| Tabelle 9: PV-Anschlussleistung je Netzanschluss | 83 |
| Tabelle 10: Kennzahlen der erzeugten Einspeiseprofile für eine 2-kW-PV-Anlage | 83 |
| Tabelle 11: Übersicht der Einzelmerkmale der Versorgungsaufgaben | 84 |
| Tabelle 12: ONT-Regelkonzepte | 96 |
| Tabelle 13: Übersicht der resultierenden Netzkonzepte | 111 |
| Tabelle 14: 2-NNF-Rechnungsvarianten | 117 |
| Tabelle 15: Referenz-Versorgungsaufgabe $S3a_{ref}$ | 121 |
| Tabelle 16: S3a - Vorteilhaftige Netzkonzepte mit Einspeisemanagement | 133 |
| Tabelle 17: S3a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 135 |
| Tabelle 18: S1a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 148 |
| Tabelle 19: S2a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 153 |
| Tabelle 20: S4a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 157 |
| Tabelle 21: S5a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 162 |
| Tabelle 22: S5b - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 166 |
| Tabelle 23: S6a - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 170 |
| Tabelle 24: S6b - 2-NNF-Ergebnisse der näher untersuchten Netzkonzepte | 174 |
| Tabelle 25: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung (I_{kl} / I_a) | 175 |
| Tabelle 26: Merkmale der empfohlenen Netzkonzepte | 176 |
| Tabelle 27: Netzkonzepte zur Ableitung allgemeiner ONT-Regelkennlinien | 181 |
| Tabelle 28: Erweiterte Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle | 223 |

| | |
|--|-----|
| Tabelle 29: Anteile der Haushaltsgrößen und -typen | 226 |
| Tabelle 30: Technische Betriebsmitteldaten | 228 |
| Tabelle 31: Kostensätze und Abschreibungsdauern | 229 |

11 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030,“ 30. Juni 2016. [Online]. Available: https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Klimaschutzplan 2050,“ November 2016. [Online]. Available: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. [Zugriff am 31. Dezember 2017].
- [3] Deutsches Institut für Normung, DIN EN 50160:2011-02 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen", Berlin: Beuth Verlag, 2011.
- [4] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „'Smart Grid' und 'Smart Market',“ 2. Januar 2012. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunkt Papier/SmartGridPapierpdf.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [5] P. Hauffe et al., „Entwicklung von Planungsgrundsätzen für die Niederspannungsnetze der Pfalzwerke Netz AG,“ in *VDE Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [6] Deutsche Energie-Agentur, „Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ 11. Dezember 2012. [Online]. Available: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [7] Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird, „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz,“ 22. Januar 2014. [Online]. Available: https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [8] B. Lehde, P. Ratsch und J. Schmiesing, „Standardbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG,“ in *ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013.
- [9] M. Lindner et al., „Ergebnisse der FNN-Studie zu neuen Verfahren der statischen Spannungshaltung,“ in *2. Konferenz "Zukünftige Stromnetze für erneuerbare Energien"*, Berlin, 2015.
- [10] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „Voltage Regulating Distribution Transformer (VRDT) – Use in Grid Planning and Operation,“ Juli 2016. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1570326/c4c73c2670f47f82071b81eab368b85e/download-englisch-data.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [11] J. Feldmann, Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von Versorgungsqualität und Kosten (Dissertation), Aachen: Klinkenberg, ISBN 978-3941704022, 2010.
- [12] E-Bridge, RWTH Aachen IAEW, Offis, „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie),“ 12. September 2014. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [13] R. Frings et al., „Reduzierung von Ortsnetzstationen durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren,“ *ew-Spezial III Smart Energy*, p. 35ff., 2015.
- [14] W. H. Wellßow, Vorlesung Netzplanung und Netzführung I, Kaiserslautern, 2018.
- [15] W. H. Wellßow, Vorlesung Netzplanung und Netzführung II, Kaiserslautern, 2018.
- [16] T. Hiller, M. Bodach und W. Castor, Praxishandbuch Stromverteilungsnetze, Würzburg: Vogel Buchverlag, ISBN 978-3834333056, 2014.
- [17] Council of European Energy Regulators (CEER), „CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply – Data update,“ 11. Februar 2014. [Online]. Available: https://www.ceer.eu/documents/104400/3729047/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [18] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2011,“ Berlin, 2012.
- [19] VDE Verlag, „IEC TS 62749:2015 "Assessment of power quality - Characteristics of electricity supplied by public networks",“ April 2015. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/iec-normen/221651/iec-ts-62749-2015.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [20] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung,“ 21. Januar 2015. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [21] E. Fumagalli et al., Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, ISBN 978-3540734444, 2007.
- [22] Council of European Energy Regulators, „5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011,“ April 2012. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/0f8a1aca-9139-9bd4-e1f5-cdbdf10c4609>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [23] Energiespektrum, „RONT mit pflanzlicher Basis,“ 24. April 2017. [Online]. Available: <https://www.energiespektrum.de/index.cfm?pid=1705&pk=173457#.W8ontqdXZ-U>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [24] Netze BW, „Höhe der Durchschnittsverluste je Spannungsebene (Jahr 2016),“ 2017. [Online]. Available: <https://assets.contentful.com/xytfb1vrn7of/4DBudXpyJOemAA04uCe8yO/75330c64ac2409e5d9cb6b1d014a2aa6/netzverluste-durchschnitt-2016.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [25] T. Borchert, Bewertung des Nutzens einer spannungsebenenübergreifenden Planung von Hoch- und Mittelspannungsnetzen (Dissertation), Aachen, ISBN 978-3934318885: Klinkenberg, 2008.
- [26] M. Chochole et al., „SmartDCGrid – ein Forschungsprojekt, um die Vorteile und die Umsetzbarkeit eines Gleichstromniederspannungsnetzes zu analysieren,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [27] G. Pistora, Berechnung von Kurzschlussströmen und Spannungsfällen, Berlin: VDE Verlag, ISBN 978-3800742240, 2016.
- [28] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN VDE 0100-410:2007-06 "Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-41: Schutzmaßnahmen - Schutz gegen elektrischen Schlag", Berlin: VDE Verlag, 2007.
- [29] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ 2011. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/937632/9c2f2bc4c574aa2c60b21d0a3698dc13/bdew-transmission-code-2007-data.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [30] Deutsches Institut für Normung, DIN 18015-1:2013-09 "Elektrische Anlagen in Wohngebäuden - Teil 1: Planungsgrundlagen", Berlin: Beuth Verlag, 2013.
- [31] ED Netze, „Netzanschluss (Hausanschluss),“ März 2017. [Online]. Available: https://www.ednetze.de/fileadmin/ednetze/PDF/Kunde/Netzkunden/Anschlussbedingungen/NS_Netzanschluss/Netzbetreiber_EDN/6._EDN_TAB_Ausgabe_2017_Hauptstromversorgung.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [32] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN VDE 0636-2:2014-09 "Niederspannungssicherungen - Teil 2: Zusätzliche Anforderungen an Sicherungen zum Gebrauch durch Elektrofachkräfte bzw. elektrotechnisch unterwiesene Personen (Sicherungen überwiegend für den industriellen Gebrauch) – Beispiele...", Berlin: VDE Verlag, 2014.
- [33] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, DIN EN 60909-0 VDE 0102:2016-12 "Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme", Berlin: VDE Verlag, 2016.
- [34] W. Kaufmann, Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, Frankfurt am Main: VWEW-Verlag, ISBN 978-3800721412, 1995.
- [35] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen (Dissertation), München: Technische Universität München, ISBN 978-3862471515, 2010.

- [36] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement Version 1.0,“ 29. März 2011. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [37] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement Version 2.1,“ 7. März 2014. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [38] VDE Verlag, „VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ August 2011. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0105029/vde-ar-n-4105-anwendungsregel-2011-08.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [39] Oberlandesgericht Nürnberg, *Aktenzeichen 1 U 1467/07, Urteil vom 11.03.2008*, Nürnberg, 2008.
- [40] P. Hauffe et al., „Techno-Economic Assessment of Planning Principles for Low Voltage Grids in the Presence of Massive Distributed PV Generation,“ in *CIREN*, Lyon, 2015.
- [41] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG,“ 30. Juni 2006. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/BerichtEinfuehrgAnreizregulierung.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [42] A. Bogensperger, S. Köppl und F. Samweber, „Innovationsfähigkeit deutscher Stromnetze,“ *et Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, p. 8ff., September 2016.
- [43] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „BK4-16-160,“ 5. Oktober 2016. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [44] Stadtwerke Unna, „VDEW-Lastprofile,“ [Online]. Available: http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips?SessionMandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [45] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen (ISEA), „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017,“ 2017. [Online]. Available: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [46] E3/DC GmbH, „Marktanalyse - Absatzpotenzial für stationäre Batteriespeicher im privaten und gewerblichen Einsatz in Deutschland,“ 29. Mai 2016. [Online]. Available: http://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/06/Marktanalyse-E3DC-Speicherabsatzpotenzial_final.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [47] H. Loges, M. Bunk und B. Engel, „Die Anwendung von zeitabhängigen Last- und Erzeugungsannahmen in den Niederspannungsverteilnetzen,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [48] J. Weniger, „Auslegung von PV-Speichersystemen in Einfamilienhaushalten,“ in *2. Kongress PV-Speichersysteme*, Salzburg, 2014.
- [49] C. Hille et al., „Technisches und wirtschaftliches Potential von Batteriespeichersystemen in Niederspannungsnetzen,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [50] J. Weniger et al., „Economics of Residential PV Battery Systems in the Self-Consumption Age,“ 25. September 2014. [Online]. Available: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/EUPVSEC-2014-PPT-Economics-of-Residential-PV-Battery-Systems-in-the-Self-Consumption-Age.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [51] Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, „Abschlussbericht Metastudie "Energiespeicher",“ 31. Oktober 2014. [Online]. Available: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2015/Metastudie-Energiespeicher-Kurzfassung-web.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [52] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), „Was kostet die Energiewende?,“ November 2015. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Was-kostet-die-Energiewende.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [53] Kreditanstalt für Wiederaufbau, „KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher",“ 25. Mai 2018. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf). [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [54] J. Weniger et al., „Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Kombination mit Photovoltaiksystemen,“ 25. September 2013. [Online]. Available: http://www.eksh.org/uploads/tx_jskalender/WENIGER_2013_Wirtschaftlichkeit_von_Batteriespeichern_in_Kombination_mit_Photovoltaiksystemen.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [55] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), „Speicherstudie 2013,“ Januar 2013. [Online]. Available: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [56] J. v. Appen et al., „Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Bd. 5, Nr. 2, p. 1002ff., 2014.
- [57] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene,“ Mai 2015. [Online]. Available:

- <http://speicherinitiative.at/assets/Uploads/03-Batterienspeicher.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [58] Agora Energiewende, „Stromspeicher in der Energiewende,“ September 2014. [Online]. Available: <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/19-AgoraEnergiewende-Speicherstudie-Langfassung.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [59] enercity, „Demand Response – Das Auto als aktiver Speicher und virtuelles Kraftwerk,“ 16. August 2016. [Online]. Available: <https://www.elektroauto-zoe.de/wp-content/uploads/Abschlussbericht-Demand-Response-Schaufenster-E-Mob.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [60] Forschungszentrum Jülich, „Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen, ISBN 978-3893368112,“ 2012. [Online]. Available: http://juser.fz-juelich.de/record/131990/files/Energie&Umwelt_150.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [61] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik, „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland,“ 2012. [Online]. Available: <https://shop.vde.com/de/vde-studie-demand-side-integration-gesamttext>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [62] Prognos, EWI, GWS, „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose,“ Juni 2014. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [63] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket Intelligente Netze",“ 9. Februar 2015. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze.pdf>.
- [64] PricewaterhouseCoopers, „Blockchain - Chance für Energieverbraucher?,“ 26. Juli 2016. [Online]. Available: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/blockchain-chance-fuer-energieverbraucher.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [65] Verbraucherzentrale Bundesverband, „Akzeptanz von variablen Stromtarifen,“ 11. November 2015. [Online]. Available: https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Akzeptanz-variable-Stromtarife_Umfrage-Forsa-vzbv-November-2015.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [66] J. Scheffler, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten (Dissertation), Chemnitz: Technische Universität Chemnitz, ISBN 978-3183512065, 2002.
- [67] H. Rui, Target-oriented Planning for Electric Distribution Grids with Smart Grid Metrics, Kaiserslautern: Shaker, ISBN 978-3844053111, 2017.

- [68] Norwegian Ministry of Transport and Communications, „National Transport Plan 2018–2029,“ September 2016. [Online]. Available: http://www.ntp.dep.no/English/_attachment/1525049/binary/1132766?_ts=1571e02a3c0. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [69] Bureau Woordvoering Kabinetsformatie, „Vertrouwen in de toekomst (Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2017 bis 2021 der niederländischen Regierungsparteien),“ 10. Oktober 2017. [Online]. Available: <https://www.kabinetsformatie2017.nl/binaries/kabinetsformatie/documenten/publicaties/2017/10/10/regeerakkoord-vertrouwen-in-de-toekomst/Regeerakkoord+2017-2021.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [70] Ministère de la Transition écologique et solidaire, „Plan climat,“ 6. Juli 2017. [Online]. Available: <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2017.07.06%20-%20Plan%20Climat.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [71] Xinhuanet, „China formulates national smart car industry strategy,“ 10. September 2017. [Online]. Available: http://news.xinhuanet.com/english/2017-09/10/c_136598784.htm. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [72] 50Hertz Transmission et al., „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – ÜNB-Entwurf,“ Januar 2018. [Online]. Available: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-30_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [73] VDE Verlag, „DIN EN 61851-1 VDE 0122-1:2012-01 - Elektrische Ausrüstung von Elektro-Straßenfahrzeugen – Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge,“ Januar 2012. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0122014/din-en-61851-1-vde-0122-1-2012-01.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [74] M. Stötzer, Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen (Dissertation), Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, ISBN 978-3940961785, 2012.
- [75] VDE Verlag, „E VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2017-05,“ 28. April 2017. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/1100437/e-vde-ar-n-4100-anwendungsregel-2017-05.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [76] Bayernwerk Netz, „Pressemitteilung - E-Fahrzeuge preiswerter laden,“ 18. Januar 2018. [Online]. Available: https://www.mynewsdesk.com/material/pressrelease/2375288/download?resource_type=resource_attached_pdf_document. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [77] Netze BW, „Laden und Sparen - Jetzt niedrigere Stromkosten und 100-Euro-Bonus für Ihre Ladestation sichern.,“ 2017. [Online]. Available: https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/1awcjPLRbQkCwwawqAY0o8/e2f6976a53f670a27cea50767606f1e3/736_Flyer_E-Ladepunkt_105x210_RZ5_Ansicht.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [78] Westnetz, „Westnetz fördert Aufbau privater Infrastruktur für E-Mobilität,“ 10. Januar 2018. [Online]. Available: <https://presse.westnetz.de/westnetz-foerdert-aufbau-privater-infrastruktur-fuer-e-mobilitaet/>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [79] ene't GmbH, „Günstige E-Mobilitätstarife fehlen weiter,“ 12. September 2017. [Online]. Available: <https://www.enet.eu/newsletter/guenstige-e-mobilitaetstarife-fehlen-weiter>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [80] Energate Messenger, „Netztechniker warnen vor "Coming Home"-Effekt,“ 20. September 2017. [Online]. Available: <http://www.energate-messenger.de/news/177440/netztechniker-warnen-vor-coming-home--effekt>.
- [81] C. Rehtanz et al., „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ 13. April 2017. [Online]. Available: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [82] Unu GmbH, „unu Elektroroller - Technische Daten,“ [Online]. Available: <https://unumotors.com/de/product/specs>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [83] Deutscher Bundestag, „Drucksache 17/13527,“ 15. Mai 2013. [Online]. Available: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/135/1713527.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [84] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Energie-Info - Energieverbrauch im Haushalt,“ 2010. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100927_Energieverbrauch_im_Haushalt/\\$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100927_Energieverbrauch_im_Haushalt/$file/Energie-Info%20Energieverbrauch%20in%20Haushalten%202009.pdf). [Zugriff am 1. Januar 2017].
- [85] EnergieAgentur.NRW, „Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“,“ 26. November 2015. [Online]. Available: https://energiertools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfoopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [86] Stromnetz Berlin, „Haushaltsprofil 2017,“ 2017. [Online]. Available: https://www.stromnetz.berlin/de/file/Standardlastprofil-Haushalt-2017_125844443.xlsx. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [87] G. Kerber und R. Witzmann, „Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik,“ *EW*, Bd. 106, Nr. 4, pp. 50-54, 2007.
- [88] J. Weniger et al., „Einsatz von Batteriespeichern zur Verbesserung der Netzintegration von Photovoltaiksystemen,“ in *2. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, 2014.
- [89] Deutscher Wetterdienst, „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse - Handbuch,“ September 2014. [Online]. Available: https://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [90] G. Wirth et al., „Modeling the maximum power output of a distributed PV fleet: Maximum power output of a distributed PV fleet,“ *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Bd. 23, Nr. 9, Juni 2014.
- [91] G. Walker et al., „Entwicklung eines standardisierten Ansatzes zur Klassifizierung von Verteilnetzen,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.

- [92] J. Dickert et al., „Sensitivitäten von Netzausbaumaßnahmen durch den Anschluss von PV-Anlagen an das Niederspannungsnetz,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [93] H.-J. Haubrich und G. Hosemann, „Moderne Netzgestaltung in Verteilungsnetzen,“ *ETZ*, pp. 725-730, 1973.
- [94] A. Aichinger und C. Nietsch, „Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Markt,“ in *ETG-Fachbericht 82 "Verteilungsnetze im liberalisierten Markt"*, Hannover, VDE Verlag, ISBN 978-3800725779, 2000, pp. 21-28.
- [95] W. H. Wellßow, Vorlesung Elektrische Energiesysteme I, Kaiserslautern, 2018.
- [96] VDE Verlag, „DIN VDE 0276-603 VDE 0276-603:2010-03 Starkstromkabel,“ März 2010. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0276032/din-vde-0276-603-vde-0276-603-2010-03.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [97] VDE Verlag, „DIN VDE 0276-1000 VDE 0276-1000:1995-06 "Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren",“ Juni 1995. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/0276001/din-vde-0276-1000-vde-0276-1000-1995-06.html>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [98] W. H. Wellßow, Vorlesung Grundlagen der elektrischen Energietechnik, Kaiserslautern, 2018.
- [99] O. Brückl, R. Bäsman und A. Hinz, „Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) - Fit für mehr erneuerbare Energien,“ *Energiewirtschaft*, Nr. 1-2, pp. 60-65, Januar/Februar 2012.
- [100] Maschinenfabrik Reinhausen, „Gridcon Transformer - Spannungsregelung für Verteilnetze,“ November 2015. [Online]. Available: <http://www.reinhausen.com/de/XpardoDownload.aspx?raid=97812>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [101] Deutsches Institut für Normung, *DIN EN 60076-1:2012-03: Leistungstransformatoren*, Berlin: Beuth Verlag, 2012.
- [102] A. Hinz und M. Sojer, „Spannungsgeregelte Ortsnetzstationen zur Verbesserung der Netzintegration von erneuerbaren Energien,“ in *VDE-Kongress 2012*, Frankfurt am Main, 2012.
- [103] Forschungsstelle für Energiewirtschaft, „Smart Grid Controller,“ August 2016. [Online]. Available: https://www.ffe.de/download/article/630/20160831_GE_02_Endbericht_Smart_Grid_Controller_final.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [104] P. Hauße et al., „Analyse von Spannungsabweichungen im Ortsnetz Insheim der Pfalzwerke Netz AG,“ in *ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013.
- [105] A. Eberle GmbH, „Bedienungsanleitung Spannungsregler REG-D,“ Juli 2015. [Online]. Available: https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/2015_07_ba_reg_d_de.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [106] D. Wäresch et al., „Zustandsschätzung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen mithilfe von Smart Meter-Daten und PV-Einspeiseprognosen,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, 2014.
- [107] G. Kerber, „Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz,“ 15. Mai 2009. [Online]. Available: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/683667/683667.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [108] H. Basse, „Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung (Diplomarbeit),“ August 2008. [Online]. Available: <http://www.hauke-basse.de/Basse-Diplomarbeit.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [109] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Statische Spannungshaltung,“ 6. Juli 2015. [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/775276/3359ddc6ae6202fbba4727c1e8c0570c/statistische-spannungshaltungl-studien-final-bmwi-kurz-data.pdf>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [110] VDE Verlag, „E VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2017-07 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ 23. Juni 2017. [Online]. Available: <https://www.vde-verlag.de/normen/1100448/e-vde-ar-n-4105-anwendungsregel-2017-07.html>.
- [111] W. Banschbach, „Sanierung und Erneuerung von Niederspannungsnetzen Teil I,“ in *ETG-Fachbericht 58 "Ertüchtigung von Verteilungsnetzen"*, Berlin, 1995.
- [112] Wikimedia Commons, „Das Foto zeigt neue Einfamilienhäuser am Dörnichtweg in 01109 Dresden - Klotzsche,“ Februar 2005. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Am_Dörnichtweg_Klotzsche.JPG. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [113] Wikimedia Commons, „Der Weiler Oberwil in Waldkirch, Schweiz,“ 13. August 2005. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Waldkirch_Oberwil.jpg. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [114] Wikimedia Commons, „Dorfstraße in Heuthen,“ 18. Februar 2015. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Dorfstraße_Heuthen.JPG. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [115] Wikimedia Commons, „Doppelhaus Niedersedlitz Nelkenstraße18-20,“ 3. November 2015. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Doppelhaus_Niedersedlitz_Nelkenstraße18-20.JPG. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [116] Wikimedia Commons, „Zeilenbau, Bestandteil einer Gesamtanlage,“ 26. September 2016. [Online]. Available: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Berliner_Straße_81_%26_81A_%26_81B_\(Berlin-Zehlendorf\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Berliner_Straße_81_%26_81A_%26_81B_(Berlin-Zehlendorf).jpg). [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [117] Wikimedia Commons, „Hochhäuser in der Freiherr-von-Varnbüler-Straße in Hemmingen in Baden-Württemberg,“ 16. September 2014. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hochhäuser_Freiherr-von-Varnbüler-Straße_Hemmingen.jpg. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

- [118] Wikimedia Commons, „Gründerzeitgebäude an der Warschauer Straße, in Berlin-Friedrichshain.“, 6. Februar 2006. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gründerzeit_Warschauer_Straße_Berlin_2.jpg. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [119] Wikimedia Commons, „Zentrum der Celler Altstadt, Großer Plan.“, 27. April 2008. [Online]. Available: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Celle_Altstadt_Großer_Plan.jpg. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [120] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, „FNN-Hinweis: Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb (Download)“, 1. Juli 2016. [Online]. Available: <https://shop.vde.com/de/fnn-hinweis-regelbarer-ortsnetztransformator-ront-einsatz-in-netzplanung-und-netzbetrieb>. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [121] Statistisches Bundesamt, „Bauen und Wohnen Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010“, 5. April 2012. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/WohnsituationHaushalte/2055001109004.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [122] F. Zeilinger, C. Groiss und A. Schuster, „Detaillierte Modellierung des Haushaltsstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management“, 12. Februar 2014. [Online]. Available: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Zeilinger_Modellierung.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [123] D. Prior, *Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen (Dissertation)*, Düsseldorf: VDI Verlag, ISBN 978-3183379064, 1997.
- [124] Statistisches Bundesamt, „Verbraucherpreise“, [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen/_VerbraucherpreiseKategorien.html. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [125] Consentec et al., „Untersuchung der Voraussetzung und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft“, 20. November 2006. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/GA_AnalytischeKostenmodelle.pdf?__blob=publicationFile&v=1. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [126] M. Meuser, *Verbesserte Ausnutzung bestehender Netzstrukturen zur Integration elektrischer Erzeugungsanlagen (Dissertation)*, Aachen: Kluingenberg, ISBN 978-3941704206, 2012.
- [127] Pfalzwerke Netz AG, „Netznutzungsentgelte ab 1. Januar 2013“, 19. Dezember 2012. [Online]. Available: https://www.pfalzwerke-netz.de/documents/Informationen_und_Downloads/Preisblatt_2013_neu.pdf. [Zugriff am 19. Oktober 2018].
- [128] J. Weniger et al., „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.

- [129] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze - EEG-Anlagenstammdaten (außer PV-Gebäudeanlagen) - August 2014 bis Juni 2017,“ August 2017. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/Archiv_PV/Meldungen_Aug-Juni2017.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 19. Oktober 2018].

12 Verwendete studentische Arbeiten

Im Rahmen dieser und anderer Dissertationen am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der Technischen Universität Kaiserslautern sind studentische Arbeiten entstanden, die in diese Arbeit eingeflossen und nicht öffentlich zugänglich sind. Die mit [1001] bis [1003] gekennzeichneten Arbeiten sind in dieser Arbeit zitiert, weshalb ihr Inhalt kurz dargestellt wird.

M. Ostermann: *Dezentrales Erzeugungsmanagement in Verteilnetzen (Diplomarbeit)*, 2014

M. Ahl: *Überprüfung der Berechnungsmethode nach VDE AR-N 4105 für die Pfalzwerke Netz AG (Studienarbeit)*, 2014

Ch. Ruffing: *Entwicklung eines Verfahrens für automatisierte Lastflussrechnungen zur Generierung neuer Niederspannungsplanungsgrundsätze (Bachelorarbeit)*, 2015

[1001] M. Pfister: *Bestimmung der Auswirkungen von Erzeugungsmanagement auf NS-Netze nach neuen Planungsgrundsätzen (Studienarbeit)*, 2015: Hohe Einspeiseleistungen dezentraler Erzeugungsanlagen können unzulässig hohe Versorgungsspannungen und/oder Betriebsmittelauslastungen verursachen. Eine effektive Möglichkeit zur Vermeidung unzulässiger Betriebszustände ist die Abregelung von Erzeugungsanlagen, also die temporäre Reduktion der Einspeiseleistungen, wodurch sowohl Versorgungsspannungen als auch Betriebsmittelauslastungen reduziert werden. Eine Netzplanung, die Abregelungen im Normalbetrieb vorsieht, um kostengünstige Netztopologien einsetzen zu können, ist jedoch an die Bedingung geknüpft, dass die abgeregelte Energie jeder Anlage 3 % der gesamten über das Jahr einspeisbaren Energie nicht überschreitet. Dies erfordert die sorgfältige Auswahl der abzuregelnden Anlagen, denn die Abregelungen der unterschiedlichen Anlagen eines Netzes haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Reduktion der Spannungen und Ströme. Auf Basis der Algorithmen aus der Diplomarbeit „Dezentrales Erzeugungsmanagement in Verteilnetzen“ (siehe oben) wurden für die Studienarbeit drei Abregelungsalgorithmen zur gezielten Vermeidung zu hoher Spannungen und zwei zur gezielten Vermeidung zu hoher Auslastungen entwickelt und als Teil der 35040-NNF-Rechnungen im MATLAB-Steuerungsprogramm dieser Disseration implementiert. Die Algorithmen unterscheiden sich bezüglich Ausführungsgeschwindigkeit, Umfang der abgeregelten Energie und Grad der

Diskriminierung. Diskriminierung bedeutet, dass einzelne Anlagen systematisch mit einem höheren Anteil der abgeregelten Energie an den Maßnahmen beteiligt werden als andere Anlagen, was aus Gründen der Gleichbehandlung der Netzkunden zu vermeiden ist. Die Verfahren mit hoher Ausführungsgeschwindigkeit regeln (zum Teil übermäßig) viel Energie ab, während es keine eindeutigen Zusammenhänge zwischen dem Grad der Diskriminierung und den beiden anderen Merkmalen gibt. Die Ausführungsgeschwindigkeit ist insgesamt nur wenig befriedigend. Entsprechend wird ein Kompromiss aus akzeptabler Ausführungsgeschwindigkeit und erträglicher Höhe der Abregelungsverluste empfohlen: Zur Reduzierung der Spannungen die Wahl der Anlagen mit den höchsten lokalen Versorgungsspannungen (diskriminierend, aber effizient und schnell), zur Reduzierung der Auslastungen die Wahl von Anlagen, die in einer laufenden Jahressimulation zuvor wenig abgeregelt wurden (wirkt einer vorhergehenden Diskriminierung der Abregelung zur Spannungsreduzierung entgegen, effizient und schnell).

[1002] Z. Wang: *Demand Side Management in Niederspannungsnetzen (Bachelorarbeit)*, 2014: Es wurde geprüft, wie und in welchem Umfang Lastmanagementsysteme (hier Demand Side Management bzw. DSM genannt) in Niederspannungsnetzen zu einer Angleichung der Last an die Einspeisung von PV-Anlagen beitragen kann, um Netzertüchtigungen aufgrund zu hoher Einspeiseleistungen und den Einsatz von Einspeisemanagement möglichst zu vermeiden. Dabei wurden die indirekte Beeinflussung über Preisanreize (variable Tarife mit festen Zeiten sowie mit veränderlichen Zeiten in Abhängigkeit des prognostizierten Dargebots) und die direkte Steuerung von Lasten für eine Reihe geeigneter Geräte (Haushaltsgeräte mit Wärme- oder Kältespeicher, Heizungen) untersucht. Die genutzten Netzmodelle sind denen von S1a bis S4a dieser Dissertation sehr ähnlich, Speicher wurden wie in dieser Dissertation ignoriert. Die Verfahren mit Preisanreizen haben sich als unterlegen erwiesen, weil sie zu hohen Lastgleichzeitigkeiten führen, die die maximalen Leitungsauslastungen gegenüber dem Fall ohne DSM nur wenig verringern (bei festen Zeiten) oder sogar erhöhen (bei dargebotsabhängigen Zeiten). Die direkte Laststeuerung kann dagegen bei geeigneter Ausgestaltung eine gute Anpassung an das Dargebot ermöglichen und damit die maximalen Auslastungen signifikant reduzieren. Dieser netzentlastende Effekt ist jedoch bei sehr hohen PV-Leistungen (Beispiel S3a: über 3,8 kW je Netzanschluss) nur noch gering, weil in diesen Fällen typischerweise zu wenig verschiebbare Last verfügbar ist. Die direkte Laststeuerung wird als Mittel zur Netzentlastung empfohlen.

[1003] H. Kreten: *Untersuchung der Auswirkungen von Blindleistungsregelung für die Spannungshaltung elektrischer Verteilnetze (Studienarbeit)*, 2013: Der weitere Zubau von PV-Anlagen in bestehenden NS-Netzen wird häufig dadurch verhindert, dass die Versorgungsspannungen das Spannungskriterium nach VDE AR-N 4105 verletzen würden, während die Auslastungen der Transformatoren und Leitungen ihn noch erlauben würden. Es wurde untersucht, wie der Einsatz von Blindleistungsmanagement-Maßnahmen (Q-Bezug von Erzeugungsanlagen, Static Var Compensators, geregelte Längsdrosseln) die maximal installierbare Erzeugungsleistung beeinflusst. Dazu wurden Leistungsflussrechnungen mit abstrahierten Testnetzen für ländliche und vorstädtische Versorgungsaufgaben durchgeführt. Bei kurzen Leitungslängen zwischen Transformator und Strangende von ca. 400 m erlaubt der blindleistungsneutrale Betrieb die höchsten installierbaren Leistungen, weil die Stromtragfähigkeit der Leitungen und Transformatoren zur Gänze für den Wirkleistungstransport genutzt werden kann (Lasten unberücksichtigt). Bei langen Leitungen von 1.000 oder 1.500 m, wie sie vor allem bei ländlichen Versorgungsaufgaben mit abgelegenen Höfen und sehr großen Aufdach-PV-Anlagen vorkommen, zeigt der punktuelle Einsatz von Static Var Compensators eine Verdopplung bzw. eine Verdreifachung der installierbaren Leistung gegenüber dem Blindleistungsbezug aus den PV-Anlagen (Unterschied gegenüber dem blindleistungsneutralen Fall noch größer). Dadurch können die Leitungen und Transformatoren in vielen Fällen weitgehend ausgelastet werden. Zur Ertüchtigung bestehender Netze wird der Einsatz von Static Var Compensators empfohlen.

13 Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle

In Abbildung 83 bis Abbildung 95 sind alle Netzmodelle aus PSS®SINCAL mit dem **Ausschnitt für die VA-Größe 100 %** dargestellt. Die Netzmodelle verfügen über die volle VA-Größe 400 %, sind jedoch im kleinen Format dieses Manuskripts kaum sinnvoll komplett darstellbar (ein Beispiel ist Abbildung 14 in Abschnitt 5.3). Die angeschnittenen weiterführenden Leitungen am Rand jeder Abbildung erlauben eine Vorstellung vom weiteren Verlauf. Die Form des Netzmodells von S2a ist einem Straßendorf nachempfunden, was zu einem ungünstigen Maßstab von Abbildung 84 führt, weshalb Abbildung 85 einen größeren Ausschnitt von S2a zeigt. Für die städtischen Versorgungsaufgaben S5a bis S6b sind die einseitige und die zweiseitige Verlegung separat abgebildet. Wie in Abschnitt 4.3.3 beschrieben werden die farbigen Leitungen geschaltet, um die VA-Größe und Topologie einzustellen (bei S6a und S6b teilweise durch schwarze Leitungen überlagert).

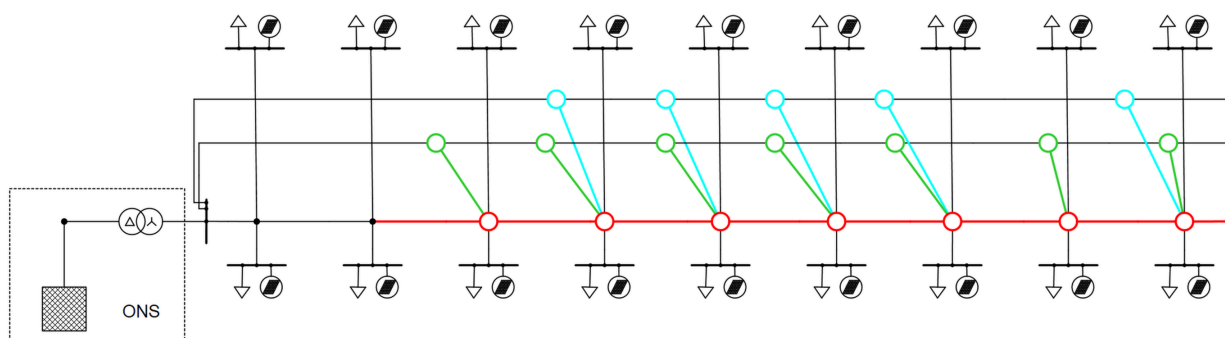


Abbildung 83: Netzmodell S1a „Streusiedlung“

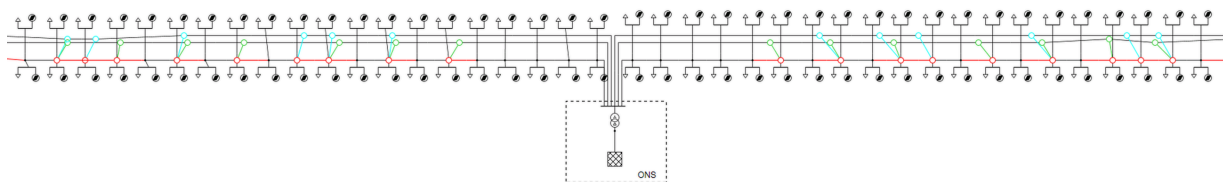


Abbildung 84: Netzmodell S2a „Straßendorf“

13 Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle

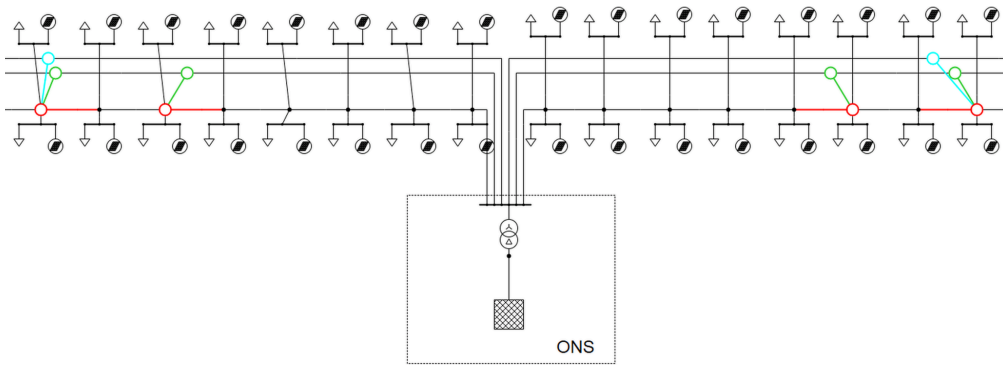


Abbildung 85: Netzmodell S2a „Straßendorf“ (vergrößerter Ausschnitt)

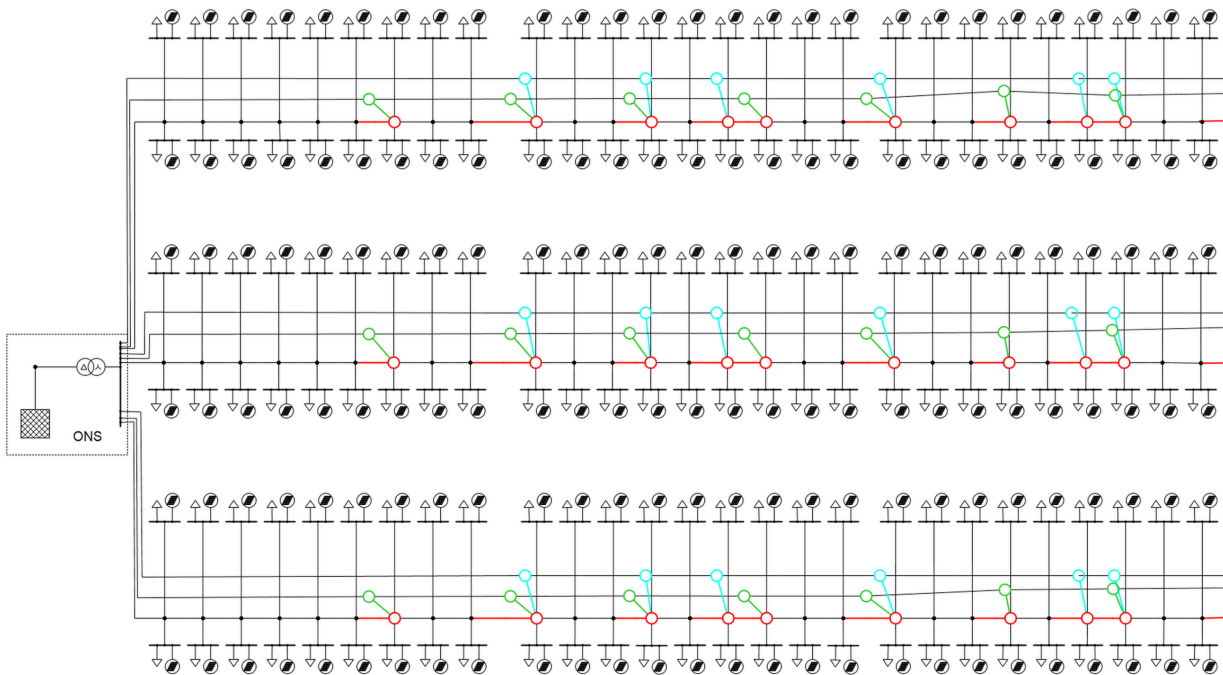


Abbildung 86: Netzmodell S3a „Einfamilienhaussiedlung“

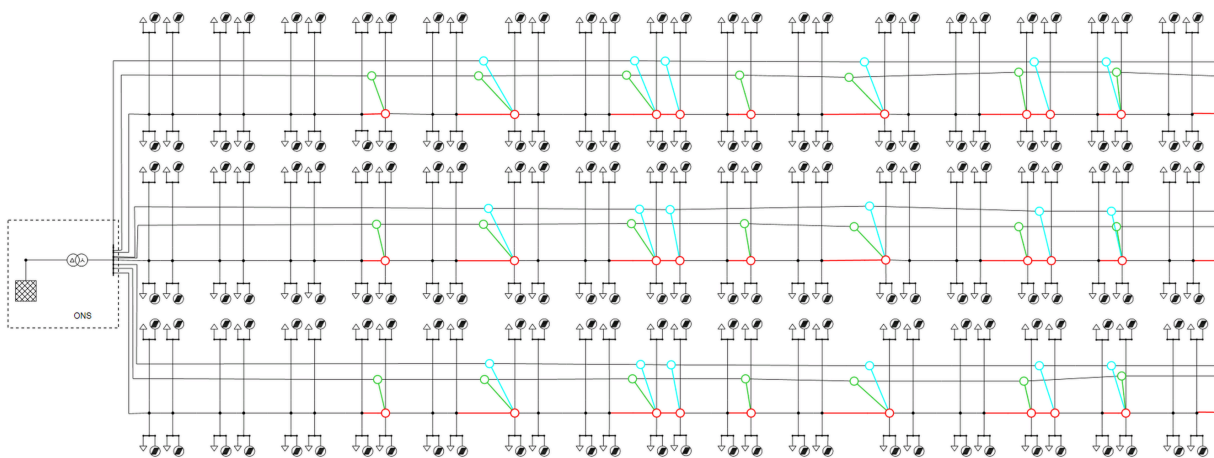


Abbildung 87: Netzmodell S4a „Zweifamilienhaussiedlung“

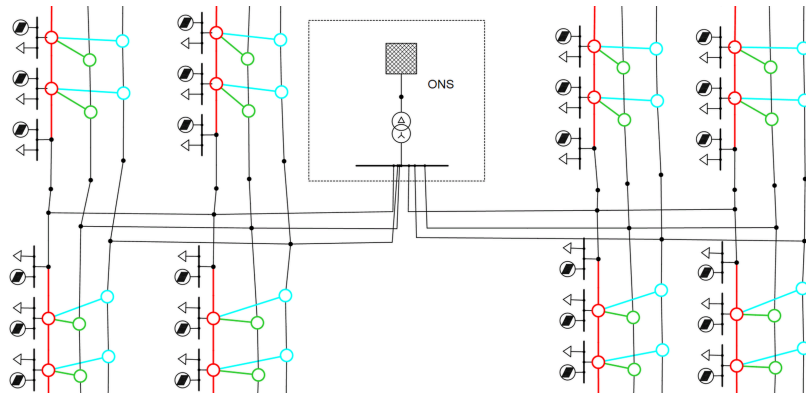


Abbildung 88: Netzmodell S5a „Zeilenbebauung“ (einseitige Verlegung)

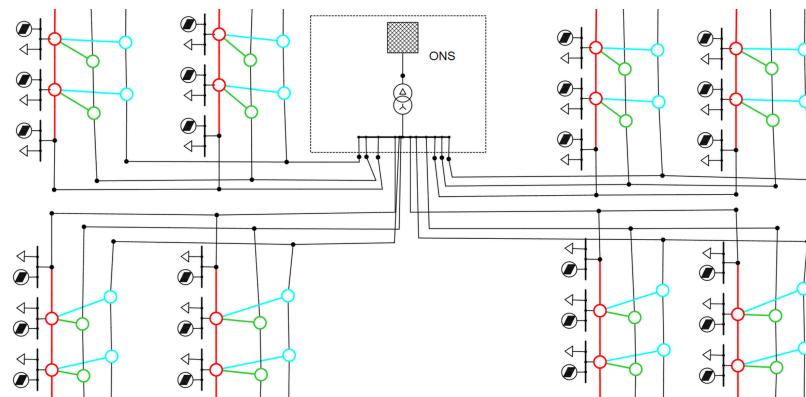


Abbildung 89: Netzmodell S5a „Zeilenbebauung“ (zweiseitige Verlegung)

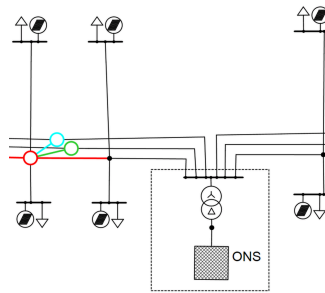


Abbildung 90: Netzmodell S5b „Wohnhochhäuser“ (einseitige Verlegung)

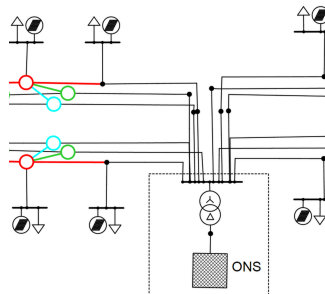


Abbildung 91: Netzmodell S5b „Wohnhochhäuser“ (zweiseitige Verlegung)

13 Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle

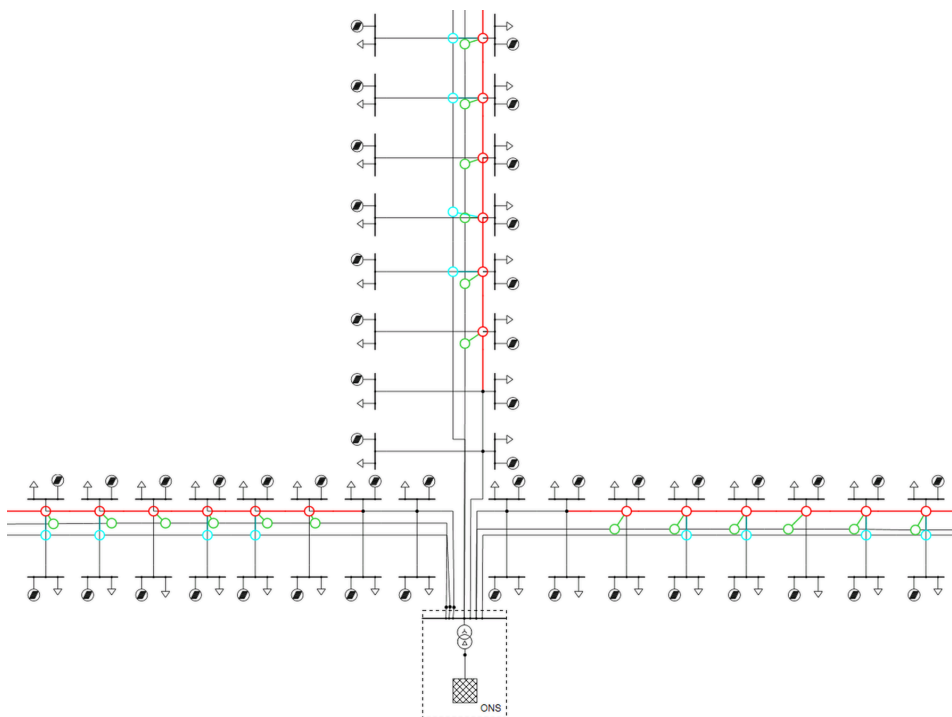


Abbildung 92: Netzmodell S6a „Blockrandbebauung“ (einseitige Verlegung)

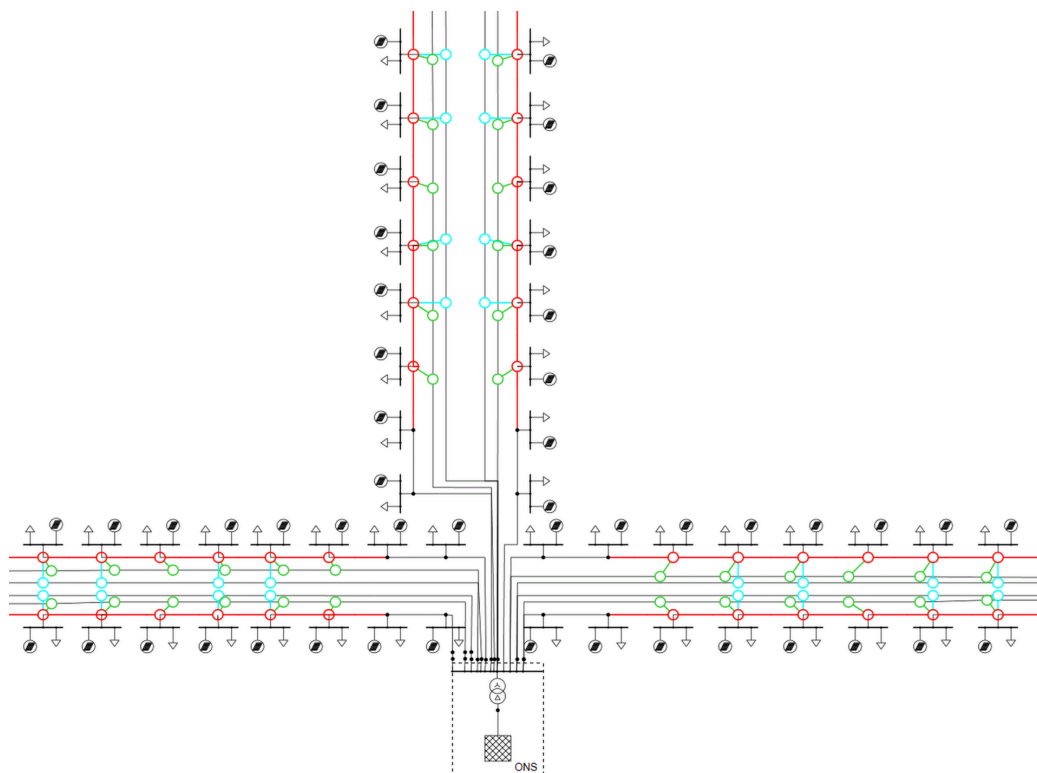


Abbildung 93: Netzmodell S6a „Blockrandbebauung“ (zweiseitige Verlegung)

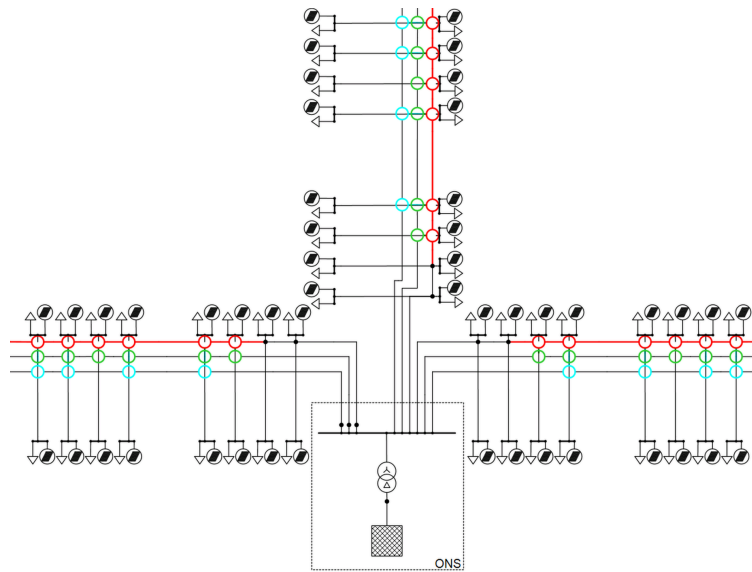


Abbildung 94: Netzmodell S6b „Mittleurop. Altstadt“ (einseitige Verlegung)

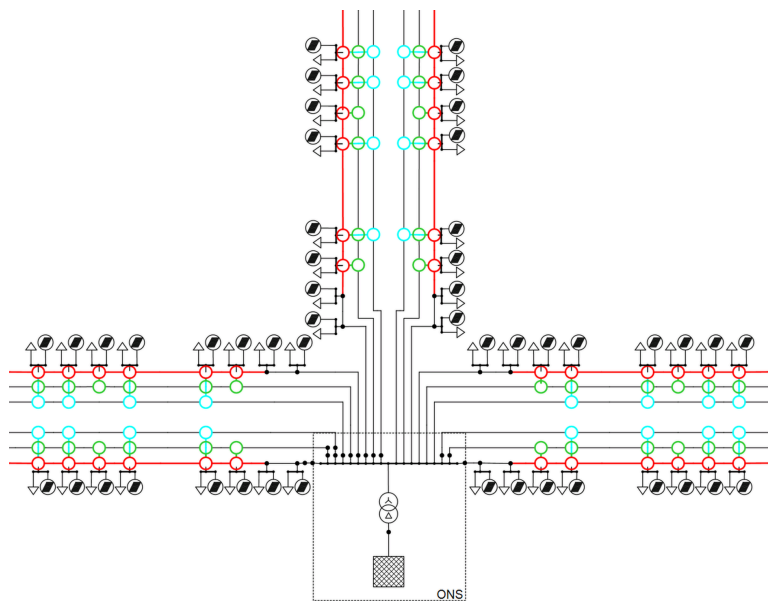


Abbildung 95: Netzmodell S6b „Mittleurop. Altstadt“ (zweiseitige Verlegung)

Die Abmessungen der Grund-VAs kann anstatt über die Abmessungen für Grundstücke etc. kompakter über die resultierenden Leitungslängen beschrieben werden. Tabelle 28 zeigt die Leitungslängen für die Hausabstände min, avg und max. Netzleitungsabschnitte (NL-Abschnitte) sind Abschnitte zwischen zwei benachbarten Netzanschlussmuffen (NA-Muffen), siehe Abbildung 96. Die Abschnitte mit Anschluss an die Ortsnetzstationen (Abgänge) sind hier grundsätzlich ausgenommen, weil sie für verschiedene Stränge unterschiedliche Längen aufweisen, die jedoch

13 Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle

bis auf S5a denen der herkömmlichen Netzleitungsabschnitte ähnlich sind. Für die Netzanschlussleitungen sind zwei Werte angeben: NA-Leitungen mit Anschluss an die Netzleitung auf der gleichen (HL gleich) und auf der gegenüberliegenden Straßenseite (HL ggü.). S4a ist mit Zweifamilienhäusern ein Sonderfall: Die Haushälften haben unabhängige Netzanschlüsse, deren Muffen einen geringeren Abstand als die Muffen zwischen unterschiedlichen Häusern aufweisen, vgl. Abbildung 87. Die NL-Abschnitte zwischen den Muffen der Netzanschlüsse eines Hauses sind als „NL-Abschnitt ZFH“ separat aufgeführt.

Tabelle 28: Erweiterte Merkmale der Grundversorgungsaufgaben und Netzmodelle

| Grund-VA | NL-Abschnitt [m] (min/avg/max) | NL sonstige [m] (min/avg/max) | HL gleich [m] (min/avg/max) | HL ggü. [m] (min/avg/max) |
|----------|-----------------------------------|--|--------------------------------|------------------------------|
| S1a | 50,0/ 75,0/100,0 | - | 10,0/ 15,0/ 20,0 | 22,5/ 27,5/ 32,5 |
| S2a | 15,0/ 22,5/ 30,0 | - | 2,0/ 4,0/ 6,0 | 14,5/ 16,5/ 18,5 |
| S3a | 12,0/ 16,0/ 20,0 | - | 4,0/ 6,0/ 8,0 | 10,0/ 12,0/ 14,0 |
| S4a | 21,5/ 25,3/ 29,0 | NL-Abschnitt ZFH: 11,5/ 15,3/ 19,0 | 4,0/ 6,0/ 8,0 | 10,0/ 12,0/ 14,0 |
| S5a | 24,0/ 24,0/ 24,0 | NL-Abgang innen: 63,0/ 70,5/ 93,0 NL-Abgang außen: 93,0/115,5/183,0 | 4,0/ 6,0/ 8,0 | - |
| S5b | 60,0/ 72,0/ 96,0 | - | 5,0/ 20,0/ 35,0 | 20,0/ 35,0/ 50,0 |
| S6a | 20,0/ 30,0/ 40,0 | - | 2,0/ 4,0/ 6,0 | 17,0/ 19,0/ 21,0 |
| S6b | 25,0/ 28,0/ 32,0 | - | 2,0/ 4,0/ 6,0 | 14,5/ 16,5/ 18,5 |

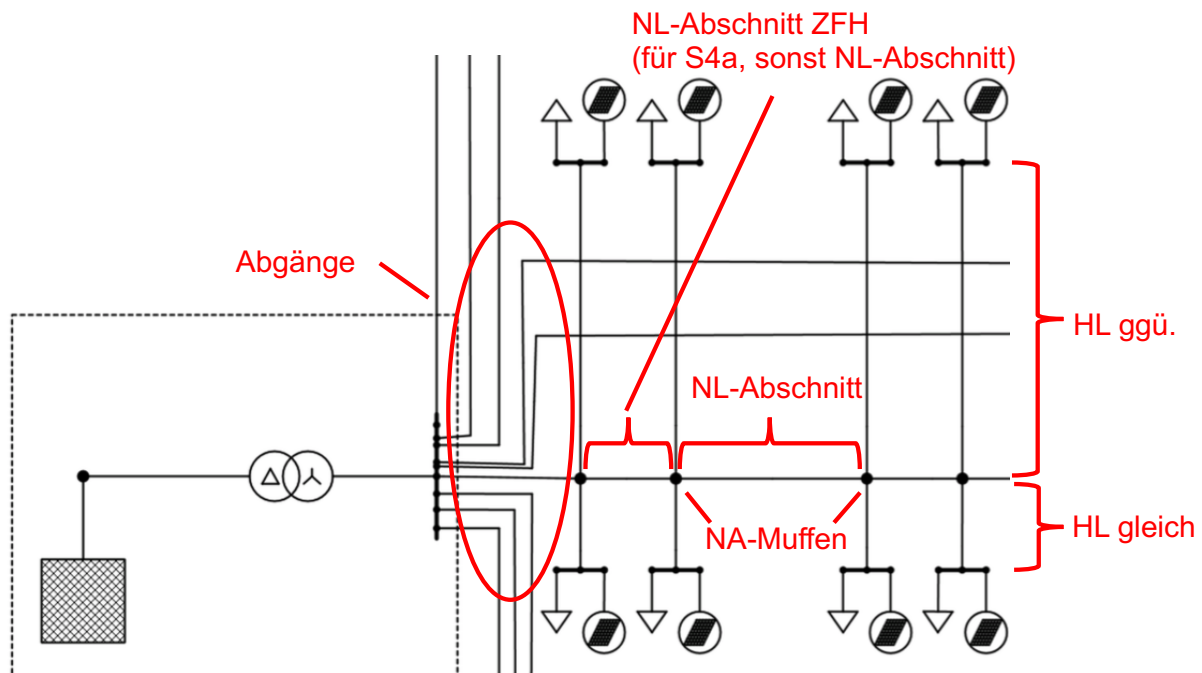


Abbildung 96: Netzmodell-Ausschnitt S4a mit Schema der Leitungslängen

Ein weiterer Sonderfall ist S5a, weil die Netzleitungen ausnahmsweise Verzweigungen aufweisen, siehe Abbildung 97: Für die Zeilenbebauung mit ihren verkehrsberuhigten Wegen entlang der Häuserfronten (quer zur Hauptstraße) und den oft mehreren, in parallelen Reihen angeordneten Gebäuden bietet sich eine eher flächige (statt lineare) infrastrukturelle Erschließung an. Die zweiseitige Verlegung betrifft nur die Leitungsabschnitte entlang der Hauptstraßen (vgl. Abbildung 89), um die Häuserzeilen auf beiden Straßenseiten separat zu versorgen, während die daran anschließenden Netzleitungen entlang der Wege stets einer einseitigen Verlegung entsprechen. Deshalb ist es für S5a nicht sinnvoll, Werte für „HL ggü.“ anzugeben. Anders als bei den anderen Grund-VAs sind die NL-Abschnitte zwischen Ortsnetzstation und erster NA-Muffe erheblich länger als zwischen den NA-Muffen, weshalb sie hier für die inneren, an die Ortsnetzstation angrenzenden Häuserzeilen mit „NL-Abgang innen“ und für die äußeren Häuserzeilen mit „NL-Abgang außen“ gesondert aufgeführt sind.

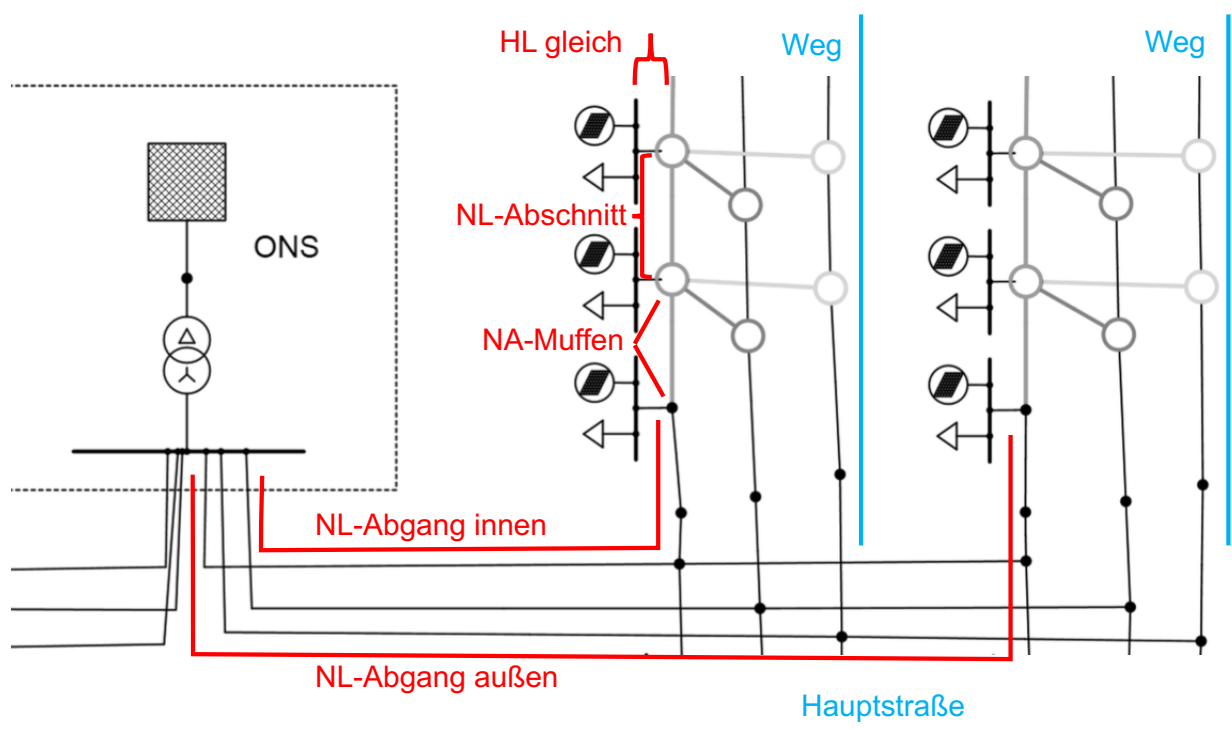


Abbildung 97: Netzmodell-Ausschnitt S5a mit Schema der Leitungslängen

14 Generierung der Zeitreihen für Haushaltslasten

Aus Platzgründen werden hier nur die Grundzüge der Berechnung aus Abschnitt 4.4.2 dargestellt. Abbildung 98 zeigt eine verkleinerte Darstellung von Abbildung 9 zur besseren Orientierung.

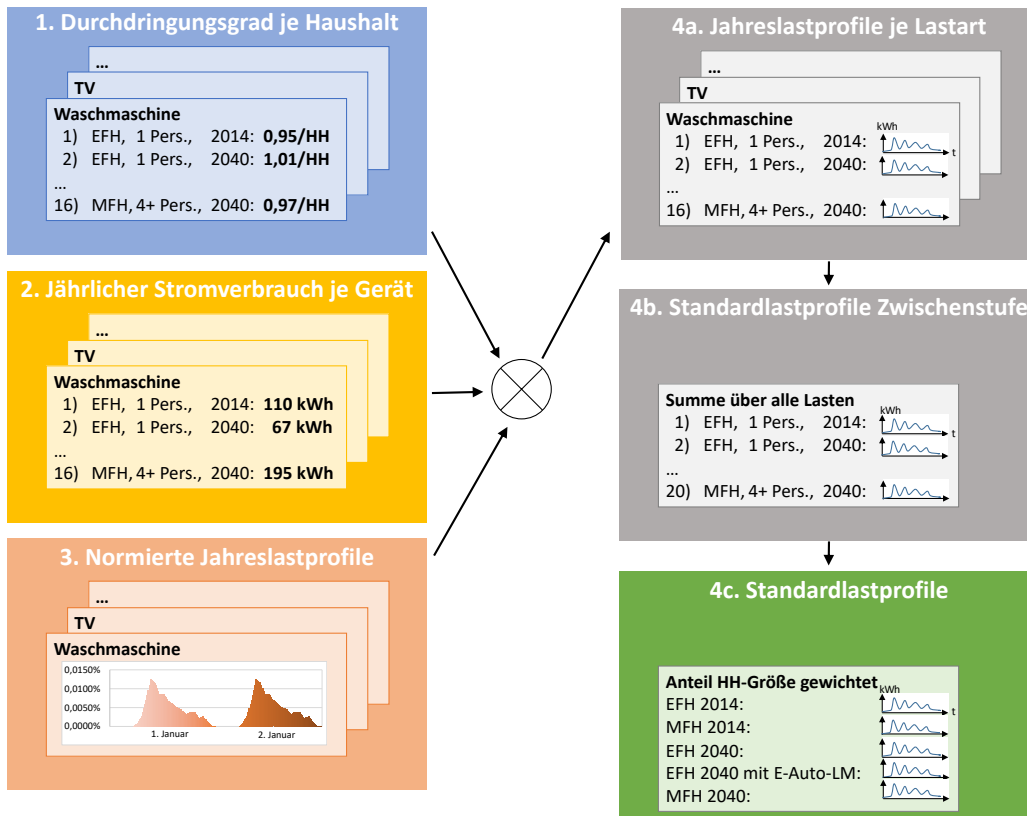


Abbildung 98: Prozess zur Ableitung der Standardlastprofile (verkleinerte Darstellung)

Das Verfahren wird am Beispiel „Waschmaschine in 1-Personen-Einfamilienhaus im Jahr 2014“ (der im 1. und 2. Fenster von Abbildung 98 erste Eintrag) erläutert und ist prinzipiell auf alle Einträge übertragbar. Wichtige Basis für alle Berechnungen sind die Anteile der Haushaltsgrößen (1, 2, 3, 4 oder mehr Personen je Haushalt) und Haushaltstypen (EFH, MFH) an allen Haushalten. Um Konsistenz zu erreichen, wird wie bei der überwiegenden Zahl der Eingangswerte die Energiereferenzprognose (ERP) [62] als Hauptquelle verwendet. Die dort für die Jahre 2011 und 2040 aufgeführten Anteile treffen aber keine Aussage darüber, wie hoch der Anteil z. B. an 1-Personen-Haushalten in Einfamilienhäusern („1-Pers.-EFH“) ist. Diese Zuordnung der Anteile der Haushaltsgrößen zu den Wohnungstypen EFH und MFH ist aus Daten des Statistischen Bundesamts für 2010 [121] entnommen und wird zum Auffüllen der ERP-Daten genutzt, siehe Tabelle 29.

Tabelle 29: Anteile der Haushaltsgrößen und -typen

| Haushaltstyp | Haushaltsgröße | Anzahl 2011 [Mio.] | Anteil 2011 | Anzahl 2040 [Mio.] | Anteil 2040 |
|--------------|----------------------|--------------------|-------------|--------------------|-------------|
| EFH | 1 Person | 4,8 | 12,0 % | 5,8 | 14,0 % |
| EFH | 2 Personen | 7,4 | 18,3 % | 9,1 | 21,8 % |
| EFH | 3 Personen | 3,1 | 7,5 % | 2,0 | 4,9 % |
| EFH | 4 Personen oder mehr | 3,7 | 9,0 % | 2,8 | 6,6 % |
| MFH | 1 Person | 10,9 | 26,8 % | 11,9 | 28,6 % |
| MFH | 2 Personen | 6,8 | 16,8 % | 7,6 | 18,2 % |
| MFH | 3 Personen | 2,2 | 5,4 % | 1,3 | 3,2 % |
| MFH | 4 Personen oder mehr | 1,7 | 4,2 % | 1,2 | 2,8 % |
| Summe | | 40,5 | 100,0 % | 41,8 | 100,0 % |

1. Durchdringungsgrad je Haushalt: 2011 gab es nach der ERP 35,2 Mio. reine Waschmaschinen und 2,2 Mio. Wäschetrockner (Waschmaschine und Wäschetrockner kombiniert) in Deutschland, also zusammen 37,4 Mio. Waschmaschinen. Bei 40,5 Mio. Haushalten sind dies im Schnitt 0,92 Geräte je Haushalt. Nach [122] sind für österreichische Haushalte (die als gleichwertig zu deutschen gesehen werden) nur 0,88 Geräte je Haushalt zu erwarten. Der dort genannte Wert von 0,91 für 1-Pers.-EFH wird deshalb als zu gering beurteilt, weshalb er über das Verhältnis $0,92/0,88$ auf **0,95** skaliert wird. Mangels verfügbarer Werte für 2040 wird der Wert 0,88 aus [122] auch als Grundlage für 2040 genommen, jedoch mit den Jahr-2040-Werten aus der ERP für die Anzahl an Waschmaschinen (41,1 Mio.) und Haushalten (41,8 Mio.) zu 1,01 skaliert.

2. Jährlicher Stromverbrauch je Gerät: Nach ERP betrug im Jahr 2011 der Stromverbrauch zum Betrieb von Waschmaschinen 7,1 TWh/a (6,6 TWh/a für reine Waschmaschinen, 0,5 TWh/a für das Waschen bei Wäschetrocknern), also im Schnitt 174 kWh/a pro Haushalt. Nach [85] werden nur 147 kWh/a erwartet, weshalb die dort angegebenen 89 kWh/a für 1-Personen-Haushalte (unabhängig vom Wohnungstyp) als zu gering beurteilt und mit dem Verhältnis $174/147$ auf **110 kWh/a** skaliert werden. Analog zum Vorgehen beim Durchdringungsgrad wird der Wert 89 kWh/a und das Verhältnis $174/147$ auch für das Jahr 2040 herangezogen, jedoch mit Jahr-2040-Werten für Gesamtverbrauch (4,1 TWh/a) und Haushaltsanzahl (41,8 Mio.) auf 67 kWh/a skaliert.

3. Normierte Jahreslastprofile: Die Grundlage bilden Verbrauchstabellen [123] mit normierten stündlichen Stromverbräuchen für verschiedene Haushaltsgeräte und das Jahr 2002. Für jedes Gerät sind sechs Zeitreihen aufgeführt, die jeweils einen Standardtag (Werktag ohne Samstag,

Samstag, Sonntag, jeweils für das Sommer- und das Winterhalbjahr) repräsentieren. Diese Standardtage bilden aber nicht die Tage mit extrem hohen oder niedrigen Lasten ab, die für die Netzauslegung maßgeblich sind. Deshalb wurde ein komplexes Verfahren entwickelt, das diese extremen Lasten aus den Verbrauchstabellen erzeugt und hier nur skizziert wird: Für jede Stunde einer Woche (z. B. die 7. Stunde an Werktagen ohne Samstag) wird aus den beiden Werten für Sommer- und Winterhalbjahr und sechs Bedingungen zur Beschreibung des Jahres (Winterhöhepunkt am 16. Januar, Übergang von Winter- auf Sommerhalbjahr am 17. April, ...) ein Polynom fünften Grades abgeleitet, das für jeden Tag des Jahres einen gesonderten normierten Verbrauch für diese Stunde ausweist. Das Polynom hat einen sinusartigen Verlauf über das Jahr, mit Maximum typischerweise zum Winterhöhepunkt (Minimum zum Sommerhöhepunkt), wobei der Durchschnittswert für das Winterhalbjahr gleich dem zugehörigen Wert aus der Verbrauchstabelle ist (Sommer analog). Für jede der 72 Stunden (3 Standardtage zu 24 Stunden) wird das zugehörige Polynom ermittelt und die 365 Tageswerte berechnet. Abschließend werden die Werte zu einem normierten Jahreslastgang zusammengesetzt (also Verwendung der Samstagswerte für Samstage etc.) und zum 15-min-Lastgang interpoliert. Dieser 15-min-Lastgang wird für beide Jahre 2014 und 2040 genutzt.

4a. Jahreslastprofil je Lastart: Die Multiplikation der in den vorangegangenen Schritten ermittelten Faktoren ist hier für das Beispiel „Waschmaschine in 1-Personen-Haushalten in Einfamilienhäusern am 2. Januar 2014 zwischen 6.00 und 6.15 Uhr“ dargestellt:

- Durchdringungsgrad je Haushalt: 0,95;
- Jährlicher Stromverbrauch je Gerät: 110 kWh/a;
- Normiertes Jahreslastprofil: $8,7 \cdot 10^{-6}$ (Summe über alle Viertelstunden = 1).

Der jährliche Stromverbrauch je Haushalt von $0,95 \cdot 110 \text{ kWh/a} = 104,5 \text{ kWh/a}$ entspricht einer Durchschnittslast von 11,9 W. Der Wert des normierten Jahreslastprofils multipliziert mit 35.040 (Anzahl an Viertelstunden pro Jahr) ergibt 0,3, d. h. im genannten Zeitintervall ist die Durchschnittslast 30 % der erwarteten Last bei Gleichverteilung über das Jahr. Die Last von Waschmaschinen für die genannten Haushalte im genannten Zeitraum ist $11,9 \text{ W} \cdot 0,3 = 3,6 \text{ W}$.

Restliche Berechnungsschritte: Die Summierung in 4b. ist trivial. In 4c. werden die aus 4b. gewonnenen Profile für die unterschiedlichen Haushaltsgrößen mit den in Tabelle 29 aufgeführten Anteilen multipliziert, darüber summiert und abschließend durch die Summe der Anteile dividiert.

15 Betriebsmitteldaten und Programmparameter

In Tabelle 30 sind Informationen zu den Betriebsmitteln aufgeführt, die sich nicht aus dem Kontext (z. B. MS-Spannung 10 kV oder 20 kV, Leiterquerschnitt) ergeben.

Tabelle 30: Technische Betriebsmitteldaten

| Betriebsmittel | Größe | Symbol | Wert | Einheit |
|--------------------------------------|--|-----------|-------|---------|
| MS-Netzeinspeisung | Kurzschlussleistung | S_k | 1.000 | MVA |
| Transformator $S_{r,T} < 800$ kVA | Bezogene Kurzschlussleistung | u_k | 4,0 | % |
| Transformator $S_{r,T} \geq 800$ kVA | Bezogene Kurzschlussleistung | u_k | 6,0 | % |
| Transformator | Ohmsche Kurzschlussleistung | u_r | 1,0 | % |
| Transformator | Eisenverluste | V_{fe} | 0,0 | kW |
| Transformator | Leerlaufstrom | i_0 | 0,0 | % |
| Leitung 95 mm ² | Widerstandsbelag | r | 320 | mOhm/km |
| Leitung 95 mm ² | Reaktanzbelag | x | 95 | mOhm/km |
| Leitung 95 mm ² | Thermischer Grenzstrom | I_{th} | 222 | A |
| Leitung 150 mm ² | Widerstandsbelag | r | 206 | mOhm/km |
| Leitung 150 mm ² | Reaktanzbelag | x | 91 | mOhm/km |
| Leitung 150 mm ² | Thermischer Grenzstrom | I_{th} | 284 | A |
| Leitung 240 mm ² | Widerstandsbelag | r | 125 | mOhm/km |
| Leitung 240 mm ² | Reaktanzbelag | x | 88 | mOhm/km |
| Leitung 240 mm ² | Thermischer Grenzstrom | I_{th} | 375 | A |
| Leitung allgemein | Kapazitätsbelag (Mit-, Gegen-, Nullsystem) | c | 0,0 | nF/km |
| Leitung Nullsystem | Verhältnis Null- zu Mitwiderstand | r_0/r_1 | 4,00 | - |
| Leitung Nullsystem | Verhältnis Null- zu Mitreaktanz | x_0/x_1 | 3,76 | - |

Programmparameter MATLAB R2015a: Kopplung mit PSS@SINCAL über ActiveX-Verbindung „Sincal.Simulation.5“, Kopplung mit MS Access 2010 über ActiveX-Verbindung „adodb.connection“, „Provider = Microsoft.ACE.OLEDB.12.0“

Programmparameter PSS@SINCAL 11.0 Update6 64-bit: Lastflussverfahren mit „Newton-Raphson“, max. 200 Iterationen, Optionen „Flat Start“, „Anrechnen“, „Traforegelung aktivieren“, symmetrische Modelle; Kurzschlussverfahren mit „VDE 0102/1.90 - IEC 909“, Kurzschlussdaten „Minimum“, „Symmetrische Komponenten“, unsymmetrische Modelle

16 Kostensätze und Abschreibungsdauern

Für diese Arbeit werden verschiedene Quellen aus den Jahren 2006 bis 2014 kombiniert. Zur Vereinheitlichung auf das Bezugsjahr 2014 werden die Investitionskostensätze mit dem Verbraucherpreisindex nach [124] um Inflationseffekte bereinigt (z. B. für Werte aus dem Jahr 2006 mit Faktor 1,15 multipliziert) und gerundet. Die Betriebskostensätze werden über die in [125] aufgeführten Betriebskostenzuschläge berechnet. Der Stromnetzentgeltverordnung (Stand 2014) werden die Abschreibungsdauern entnommen. Tabelle 31 enthält alle relevanten Werte.

Tabelle 31: Kostensätze und Abschreibungsdauern

| Betriebsmittel/Baumaßnahme | Investitions- kosten | Invest. Quelle | Betriebskos- tenzuschlag | Abschrei- bungsdauer |
|--|-------------------------|-------------------|-----------------------------|-------------------------|
| Kabel inkl. Verlegung 4 x 95 mm ² | 8.100 EUR/km | [125] | 0,5 %/a | 40 a |
| Kabel inkl. Verlegung 4 x 150 mm ² | 10.400 EUR/km | [125] | 0,5 %/a | 40 a |
| Kabel inkl. Verlegung 4 x 240 mm ² | 17.300 EUR/km | [125] | 0,5 %/a | 40 a |
| Kabelgraben mit Oberflächenwiederherstellung für NG | 35.100 EUR/km | [125] | 0,0 %/a | 40 a |
| Kabelgraben mit Oberflächenwiederherstellung für BG | 95.100 EUR/km | [125] | 0,0 %/a | 40 a |
| Transformator kONT 400 kVA | 6.900 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 630 kVA | 8.600 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 800 kVA | 9.800 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 1.000 kVA | 10.900 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 1.250 kVA | 13.300 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 1.600 kVA | 15.600 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator kONT 2.000 kVA | 18.500 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator Aufpreis von kONT auf F-rONT | 10.000 EUR | [126] | 1,0 %/a | 30 a |
| Transformator Aufpreis von kONT auf L-rONT | 11.000 EUR | [126] | 1,0 %/a | 30 a |
| Ortsnetzkompaktstation inkl. NS-Verteilung | 23.000 EUR | [125] | 1,0 %/a | 30 a |
| Netzanschluss angrenzende Straßenseite (VNB-Anteil) | 350 EUR | eigene | 0,0 %/a | 35 a |
| Netzanschluss gegenüberl. Straßenseite NG (VNB-Anteil) | 350 EUR | eigene | 0,0 %/a | 35 a |
| Netzanschluss gegenüberl. Straßenseite BG (VNB-Anteil) | 800 EUR | eigene | 0,0 %/a | 35 a |

Für Wirkverluste werden 66 EUR/MWh herangezogen, abgeleitet aus der zu deckenden Energie zu 59 EUR/MWh und den anteiligen Kosten für Netznutzung am MS-Netz zu 6,6 EUR/MWh [127]. Der Blindleistungsbezug aus dem MS-Netz ist mit 10 EUR/Mvar [127] bepreist.

17 Weitere Ergebnisdiagramme der 2-NNF-Rechnungen

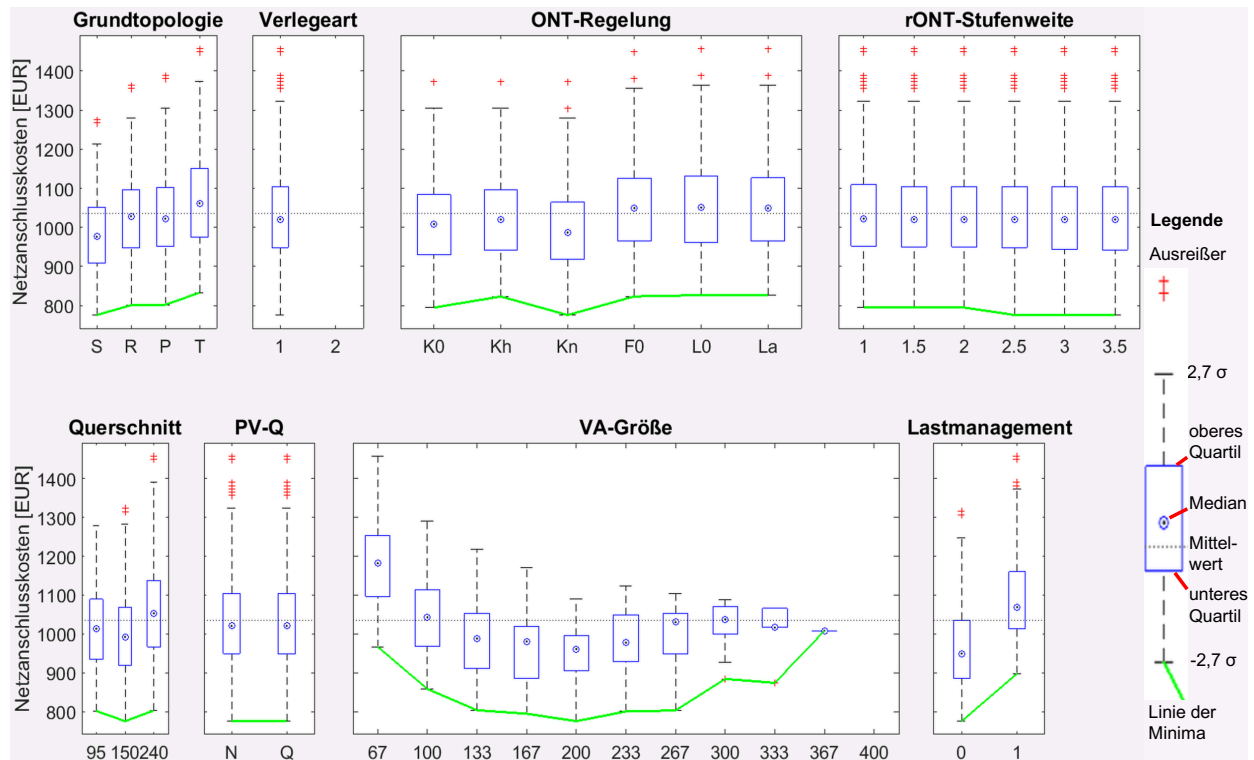


Abbildung 99: S3a - Boxplots für zulässige und unzulässige Ergebnisse $S3a_{ref}$ NG

17 Weitere Ergebnisdiagramme der 2-NNF-Rechnungen

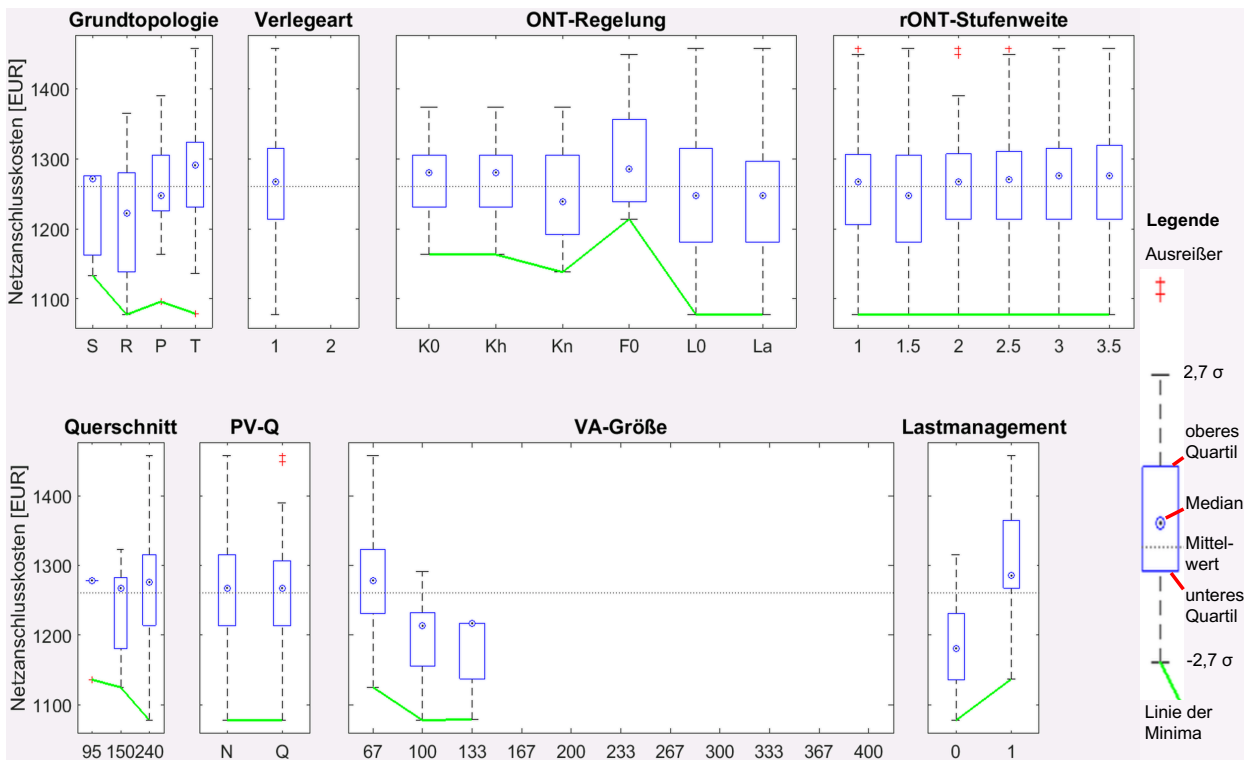


Abbildung 100: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. homogene PV NG

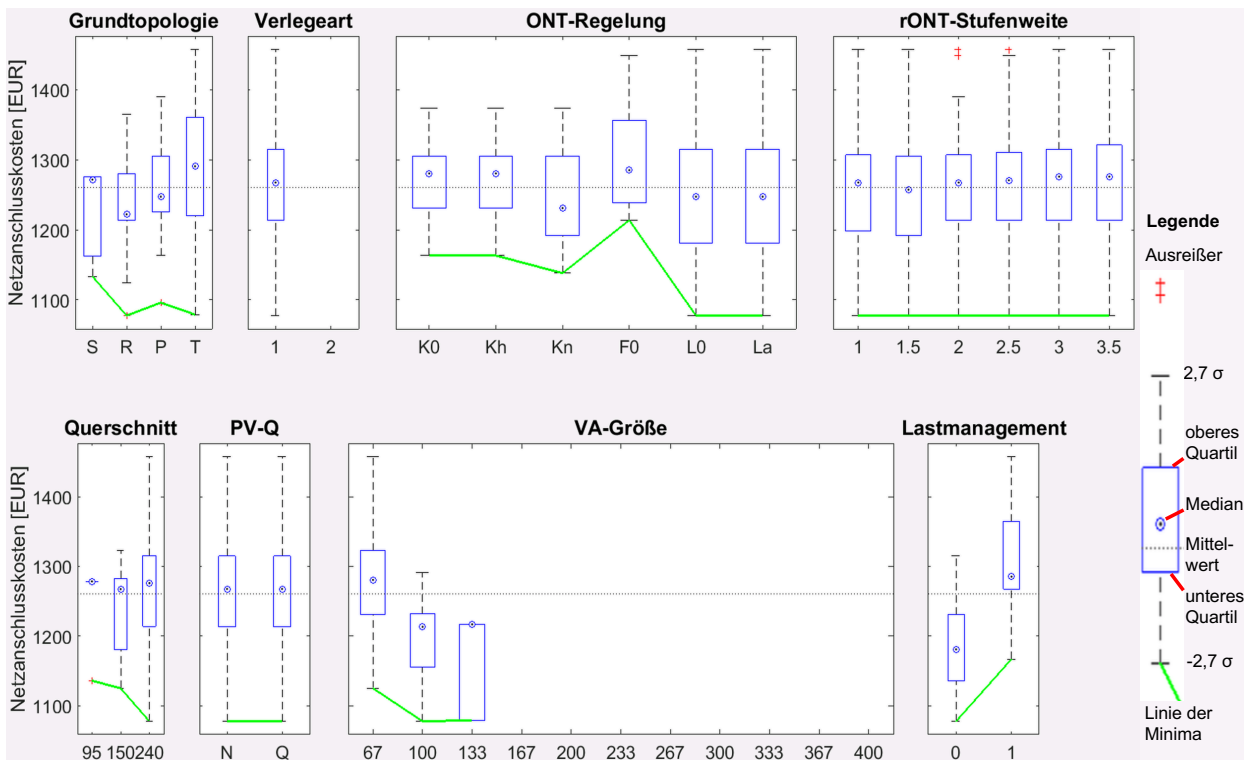


Abbildung 101: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. PV-Szenario 50 % NG

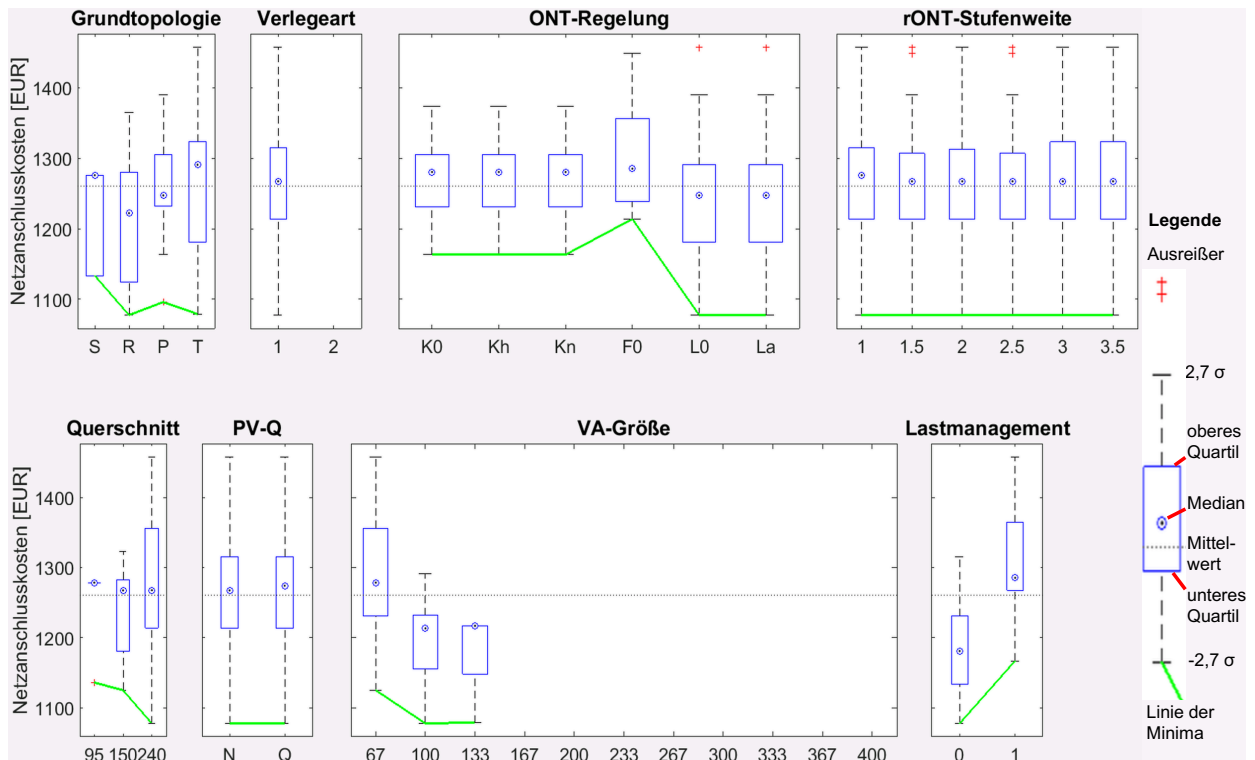


Abbildung 102: S3a - Boxplots zulässige Ergeb. PV-Szenario 200 % NG

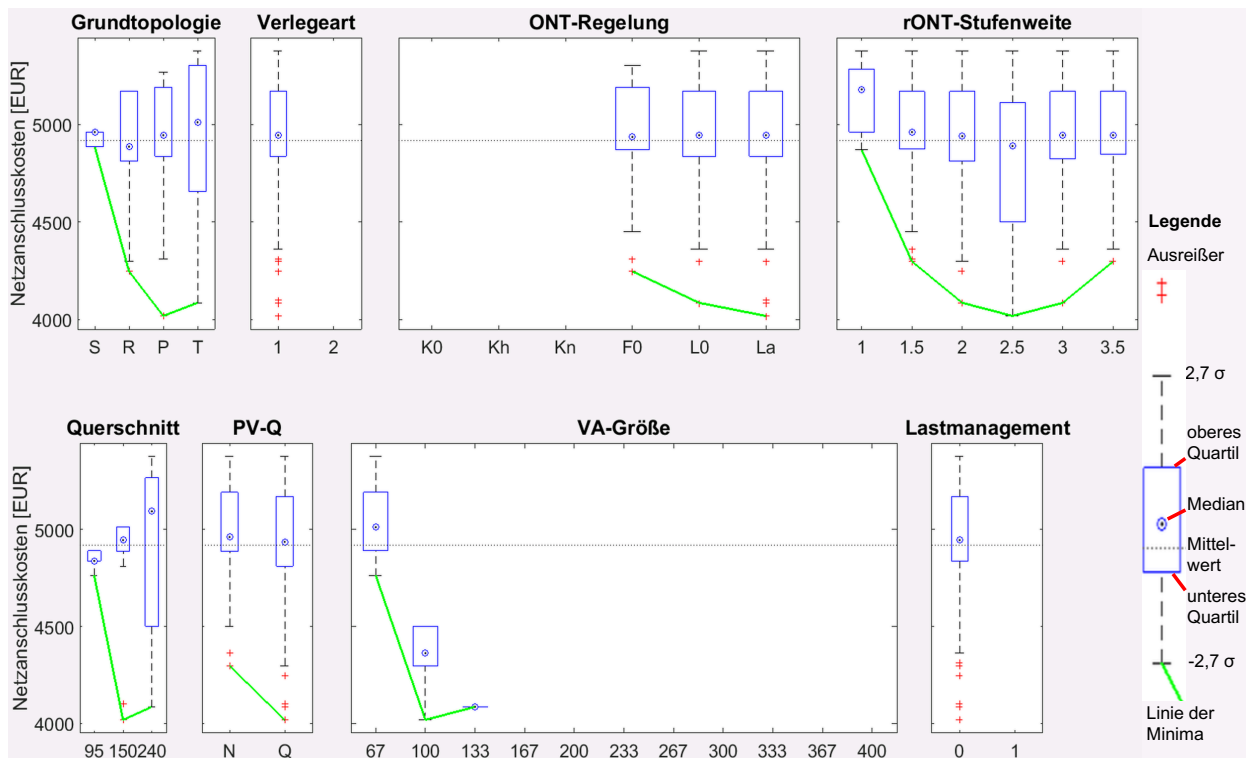


Abbildung 103: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. ± 4 % $U_{n,MS}$ PV 200 % ohne LM NG

17 Weitere Ergebnisdiagramme der 2-NNF-Rechnungen

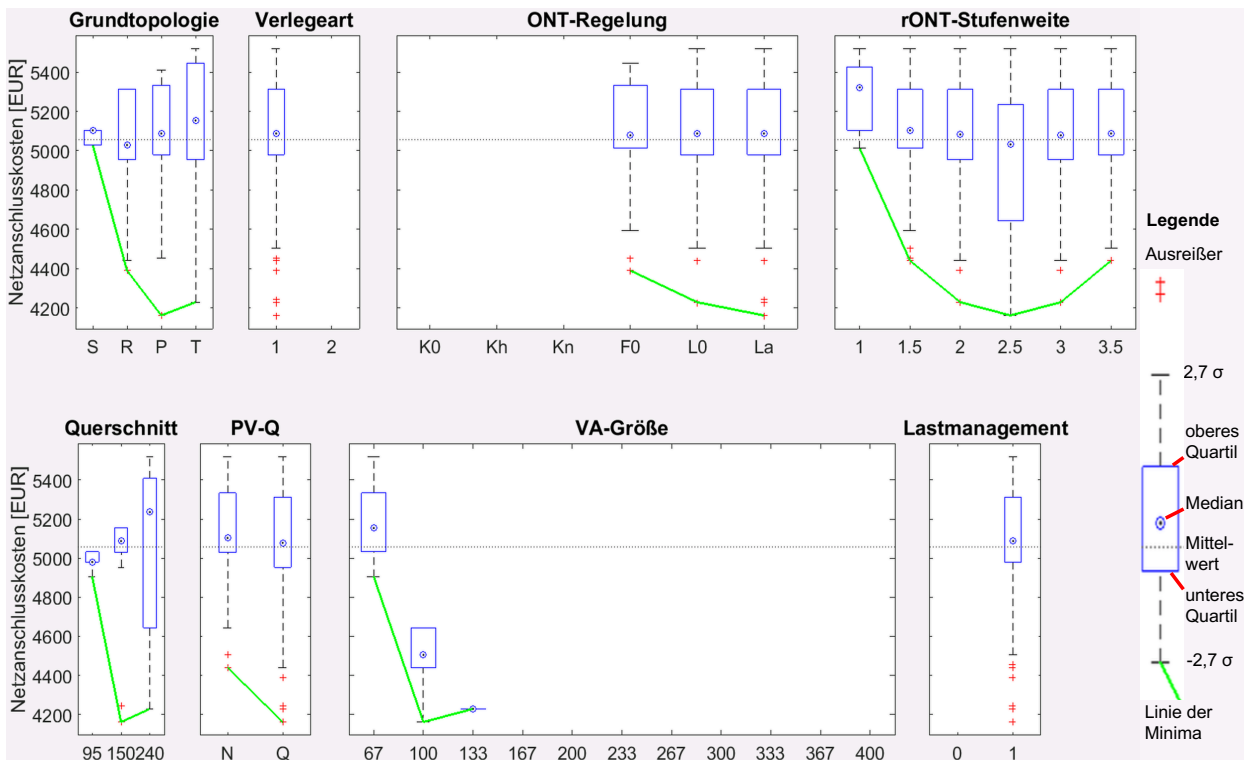


Abbildung 104: S1a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ PV 200% mit LM NG

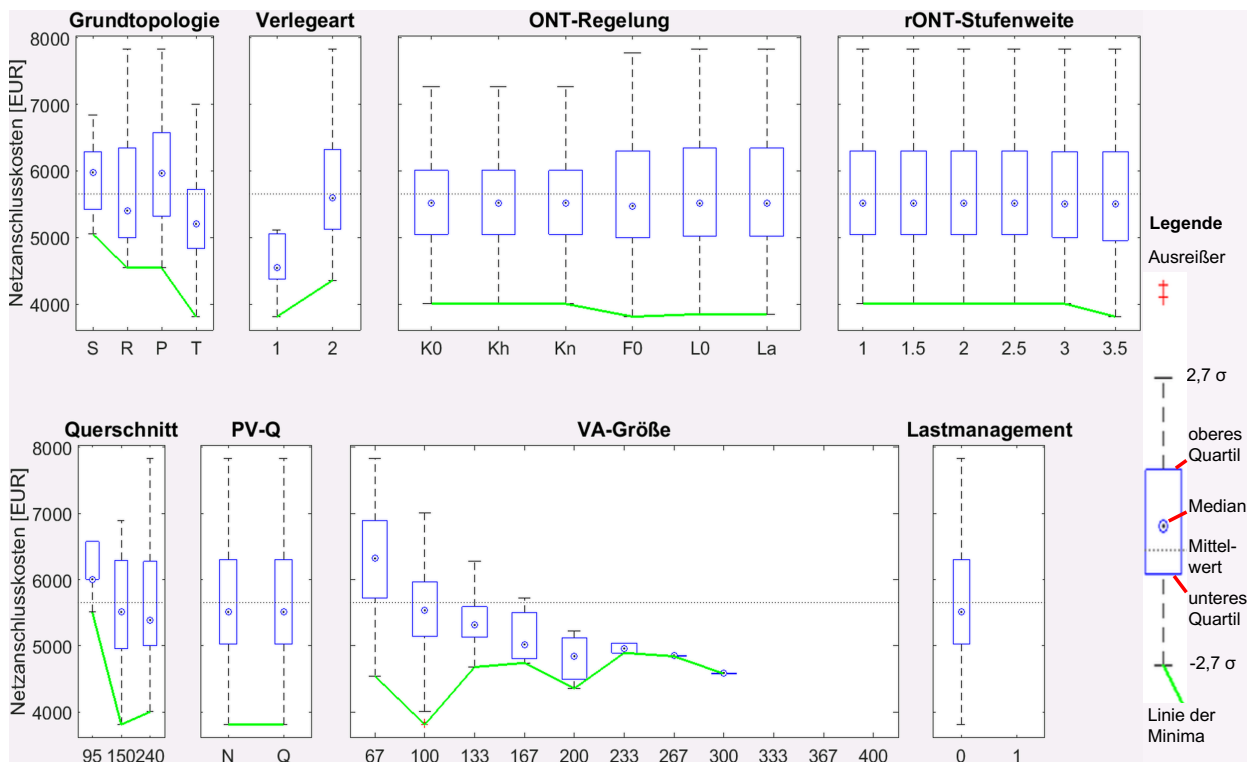


Abbildung 105: S5a - Boxplots zulässige Ergeb. $\pm 4\%$ $U_{n,MS}$ NG

Lebenslauf

Name: Maximilian Arnold

Geburtsort: Ludwigshafen am Rhein

- Okt 2003 - Sep 2005 Studium der Informatik an der Universität Karlsruhe (TH), Vordiplom
- Okt 2005 - Mai 2009 Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH), Diplom
- Okt 2008 - Mai 2009 Diplomarbeit „Produktivitätsveränderungen bei Verteilnetzbetreibern durch Workforce-Management-Systeme – Eine empirische Untersuchung am Beispiel der EnBW Regional AG“ bei der EnBW Regional AG und am Institut für Produktionswirtschaft und Industrielle Produktion
- Apr 2011 - Dez 2015 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der Technischen Universität Kaiserslautern