

METHODE ZUR AUTOMATISIERTEN BEWERTUNG DES ZUKÜNFTIGEN AUSBAUBEDARFS IN DER NIEDERSpannungSEBENE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VERSCHIEDENER TECHNISCHER KONZEPTE

Gerrit Schlömer*, Constantin Reese, Lutz Hofmann

Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Appelstr. 9a, 30167 Hannover, Deutschland,
Telefon +49 511 762 2808, schloemer@iee.uni-hannover.de, www.iee.uni-hannover.de

Kurzfassung: Mit Hilfe des Verfahrens der synthetischen Netzstrukturen wird der Ausbaubedarf einer großen Anzahl von Niederspannungsnetzen für die Netzintegration von Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen analysiert. Dabei werden der Netzausbau mit dem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) und der konventionelle Netzausbau bezüglich der Betriebsmittelmengen und der Investitionskosten miteinander verglichen. Es erfolgt eine Gruppierung der Netze anhand ihres Ausbaubedarfs sowie eine Abschätzung, welche Netzausbaumethode für welche Netzgruppe präferiert werden sollte.

Keywords: Netzausbau, regelbarer Ortsnetztransformator, Niederspannungsnetz, dezentrale Energieerzeugung, synthetische Netze

1 Einleitung

Eine zunehmend dezentrale Energieversorgung und eine Veränderung der elektrischen Lasten hinsichtlich der Maximallast und des zeitlichen Auftretens stellen die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen in der Niederspannungsebene. Es besteht die Gefahr, dass Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen auftreten. Zur Lösung der Spannungsbandprobleme stehen neben dem konventionellen Netzausbau neue technische Ansätze wie der regelbare Ortsnetztransformator zur Verfügung. Während die Vor- und Nachteile der einzelnen Konzepte an Referenznetzen leicht zu erklären sind, ist das Marktpotential und die Anzahl der Einsatzmöglichkeiten aufgrund der Vielzahl und Vielfalt der Niederspannungsnetze bisher kaum abschätzbar. In diesem Beitrag wird vorgestellt, wie reale Ortsnetze mithilfe synthetischer Niederspannungsstränge nachgebildet werden, um verschiedene Ausbauvarianten automatisiert untersuchen und bewerten sowie den Ausbaubedarf für unterschiedliche Photovoltaik- und Wärmepumpendurchdringungen abschätzen zu können. Gesamtziel der Untersuchung ist es, zu prüfen, ob der regelbare Ortsnetztransformator Kosteneinsparungen in einer Vielzahl von Ortsnetzen bringen kann und Kriterien zu finden, mit deren Hilfe Ortsnetze bezüglich ihres Ausbaubedarfes gruppiert werden können.

2 Synthetische Netzstrukturen

Grundsätzlich stehen verschiedene Möglichkeiten der Netznachbildung zur Verfügung. Eine Möglichkeit ist die Methode der Referenznetze [8]. Schwierig ist hierbei die Bildung dieser

repräsentativen Netze und die Aussage, wie repräsentativ diese Netze für das Gesamtnetz sind. Eine weitere Möglichkeit ist die Einzelfalluntersuchung einer sehr großen Anzahl von Netzen. Dabei müssen allerdings detaillierte Netzpläne elektronisch vorliegen und der Rechenaufwand steigt linear mit der Anzahl der Netze. Aufgrund der Nachteile dieser beiden Untersuchungsansätze wurde das Verfahren der synthetischen Netzstrukturen verwendet [1] und weiterentwickelt.

Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen werden an den einzelnen Strängen von Niederspannungsnetzen nachgebildet. Parallele Netzstränge werden zur Auslastung des Ortsnetztransformators mit Hilfe einer Ersatzlast an der Niederspannungssammelschiene dargestellt. Eine vereinfachte Datenerfassung und die anschließende Gruppierung der Netzparameter mittels Quantilsbildung bildet das Grundgerüst des Verfahrens [2]. Anschließend werden die synthetischen Stränge mit ihrer Häufigkeit im realen Netz gewichtet, und es erfolgt eine Hochrechnung auf das Gesamtnetz.

Die in der Realität vorkommenden Strangstrukturen divergieren stark. Eine geeignete Vereinfachung ist die Begrenzung der Anzahl der Kabelverteilerschränke auf maximal zwei pro Strang, womit 87 % der real vorkommenden Netze eines ländlichen Netzbetreibers beschrieben werden können. Bei Zulassung sehr geringer Vereinfachungen kann diese Quote auf 98,1 % erhöht werden. Eine solche Vereinfachung wäre zum Beispiel die Integration eines sehr kurzen Nebenstranges mit zwei Hausanschlüssen in den Hauptstrang.

Etwa 75 % der im untersuchten Netzgebiet vorkommenden Strangstrukturen sind unverzweigt. Weitere 16 % weisen einen, und 9 % zwei Nebenstränge auf. Die Darstellungen in Abbildung 2-1 zeigen die resultierenden Strangformen. Die Verteilung der Hausanschlüsse auf die jeweilige Netzstruktur erfolgt gleichmäßig mit konstantem Abstand zwischen den einzelnen Häusern. Innerhalb einer synthetischen Netzstruktur ist die Länge der Hausanschlusskabel für alle Hausanschlüsse gleich. Die anteiligen Längen der jeweiligen Leitungsabschnitte in den Strukturen werden ebenso wie die verwendeten Kabeltypen in [1] festgelegt.

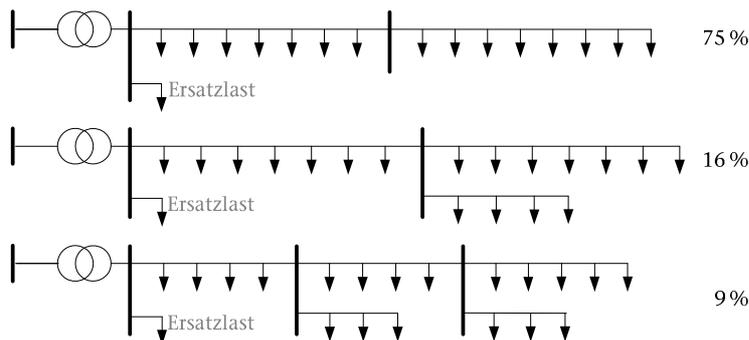


Abbildung 2-1: Grundlegende Strangmodelle

Das beschriebene Verfahren wurde auf reale Niederspannungsverteilnetze des Verteilnetzbetreibers angewandt. Es wurden dazu ca. 1,34 % des Gesamtnetzbestandes (172 Ortsnetze) untersucht und erfasst. Die Charakteristiken und Besonderheiten der jeweiligen Netzgebiete sowie die Betriebsgröße der einzelnen Betriebsstandorte sind bei der Zufallsauswahl berücksichtigt. Wird ein Konfidenzintervall von 90 % zugrunde gelegt, so ergibt sich ein tolerierter Fehler von $\pm 6,23$ % auf das Endergebnis. Eine Verdoppelung der Stichprobe würde diesen Fehler nur geringfügig auf $\pm 4,37$ % verringern.

Abbildung 2-2 gibt eine Übersicht, wie die Anwendung der Methode auf die 172 Netze der Stichprobe erfolgt. Die Ortsnetze werden zunächst eingelesen und aufbereitet. Anschließend erfolgt die Zerlegung der Netze in ihre Stränge und die Zuordnung der realen Stränge zu einer geeigneten synthetischen Netzstruktur. Diese können dann mit definierten Szenarien berechnet und untersucht werden.

Bei dem anschließenden Kostenvergleich der untersuchten Netzausbaumethoden muss beachtet werden, dass durch die Zerlegung in einzelne Stränge die Anzahl der verwendeten Transformatoren ansteigt. Daher werden die einzelnen Stränge im Anschluss virtuell rekombiniert, um die Kosten eines eventuell notwendigen Austauschs des Transformators nur einmal in jedem Ortsnetz zu berücksichtigen. Denkbar wäre auch, die Investitionskosten für einen Transformator nur prozentual in Abhängigkeit des Leistungsanteils des untersuchten Stranges zu berücksichtigen.

- **Zerlegung** realer Ortsnetze in Stränge
- **Zuordnung** der Stränge zu synthetischen Strangstrukturen
- Berechnung **Szenarien** in synthetischen Strangstrukturen
- Bestimmung des **Ausbaubedarfs**
- **Rekombination** zu synthetischen Ortsnetzen
- **Hochrechnung** Gesamtnetz

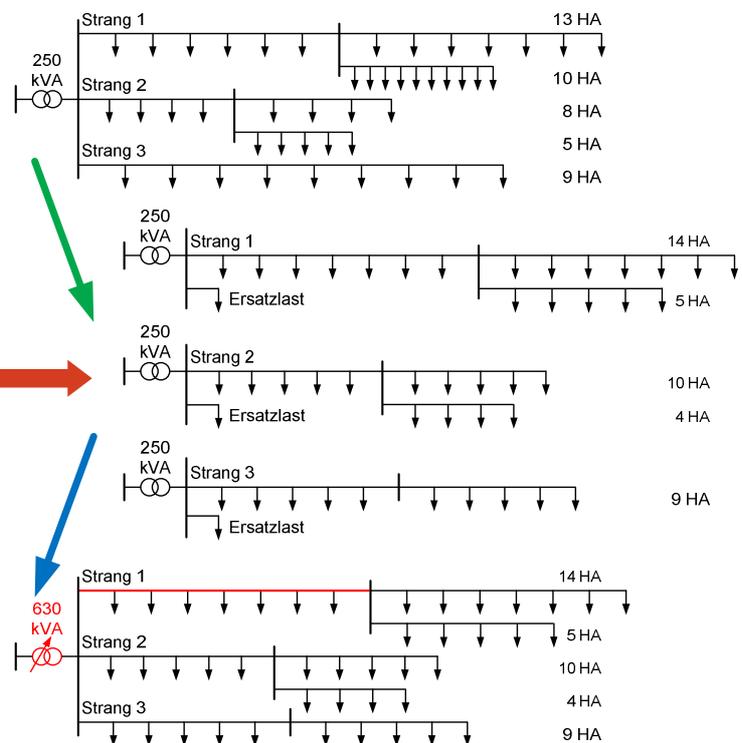


Abbildung 2-2 Abschätzung des Netzausbaubedarfs mit Hilfe der synthetischen Netzstrukturen

3 Szenarienbildung

Da die Untersuchung der gebildeten synthetischen Netzstrukturen der Netzplanung dienen soll muss eine hohe Netzbelastung zugrunde liegen. Es erfolgt die Netzberechnung für Minimallast- und gleichzeitig starke Energieeinspeisung aus Photovoltaikanlagen sowie für Maximallastszenarien wie der Gebäudebeheizung durch Wärmepumpen.

3.1 Wärmepumpen

Im Bereich des Einfamilienhausneubaus und -umbaus finden elektrische Heizsysteme in Form von Wärmepumpen zunehmend Verwendung. Der Anschluss einer hohen Zahl zusätzlicher elektrischer Verbraucher mit einem hohen Gleichzeitigkeitsgrad an das elektrische Netz kann sowohl zu Überlastungen der Betriebsmittel, als auch zu Verletzungen

des zulässigen Spannungsbandes durch starken Spannungsabfall entlang der elektrischen Leitungen führen.

Da für alle Wärmepumpen eines Netzgebiets gleiche Umgebungsbedingungen herrschen und diese folglich während einer sehr kalten Wetterperiode Bemessungsleistung beziehen, kann ein Gleichzeitigkeitsfaktor der Anlagen nach [6] von $g = 1$ unterstellt werden. Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. prognostiziert für Luft-Wasser-Wärmepumpen für das Jahr 2020 eine durchschnittliche thermische Heizleistung von 11 kW bei einer Jahresarbeitszahl von 3,6. Aus diesen Werten ergibt sich eine durchschnittliche elektrische Anlagenleistung von rund 3 kW [5] in typischen Einfamilienhäusern.

Die üblichen Haushaltslasten werden nach der Methode der Gleichzeitigkeitsfaktoren [3], [6] mit 8 kW berücksichtigt. In diesem Szenario wird aufgrund des jahreszeitlichen Hintergrunds die dezentrale Energieeinspeisung durch PV-Anlagen nicht berücksichtigt.

3.2 Photovoltaik

Die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie in die untersuchten Niederspannungsnetze beruht hauptsächlich auf Photovoltaikanlagen.

Die wesentliche Herausforderung, die sich Netzbetreibern im Bereich der Photovoltaik (PV) stellt, ist neben der zeitweisen Überlastung vorhandener Netzbetriebsmittel vor allem die Verletzung des zulässigen Spannungsbands. Verletzungen der oberen Spannungsbandgrenze können bei geringer elektrischer Last und gleichzeitig hoher elektrischer Energieeinspeisung entstehen. Insbesondere ausgedehnte, oftmals ländliche Niederspannungsnetze mit relativ hohen Leitungslängen sind hiervon betroffen.

Die Modellierung der Photovoltaikanlagen erfolgt mit einer konstanten Leistung (in kW_p) pro Hausanschluss (HA), die linear mit der Durchdringung auf bis zu $12 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$ ansteigt. Der Wert $12 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$ ist der maximal vorkommende Wert im Netzgebiet des Verteilnetzbetreibers. Durch die individuell unterschiedliche Ausrichtung und verschiedene Neigungswinkel aller in einem Netz vorhandener PV-Anlagen ist ein gleichzeitiges Einspeisen mit Bemessungsleistung unwahrscheinlich. Weiterhin sinkt bei hohen Umgebungstemperaturen der Wirkungsgrad der Module. Als Gleichzeitigkeitsfaktor ist $g = 0,85$ geeignet [7].

Der seit dem Jahr 2011 vorgeschriebene variable Leistungsfaktor $\cos \varphi$ wird in den Simulationen ebenfalls berücksichtigt, alle Anlagen arbeiten mit einem $\cos \varphi = 0,95$ (induktiv). Zur Bildung eines Worst-Case-Szenarios wird eine elektrische Grundlast von 150 W pro Hausanschluss angenommen.

4 Untersuchter Netzausbau

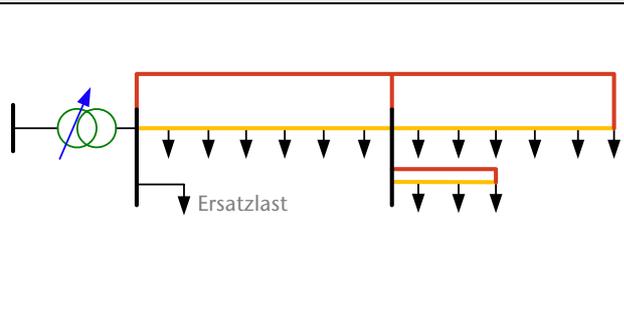
Im ersten Schritt des Algorithmus werden die Netzstrukturen nach den beschriebenen Rahmenbedingungen erstellt. Den im zweiten Schritt durchgeführten Netzberechnungen liegen die in Kapitel 3 vorgestellten Belastungsszenarien zugrunde. Ein Netzausbau im dritten Schritt erfolgt automatisiert immer dann, wenn die vorgegebenen Werte einer oder mehrere der folgenden Parameter an den verwendeten Betriebsmitteln verletzt werden:

- Maximal zulässige Spannungsabweichung in der NS-Ebene $\Delta U_{\text{NSmax}} (\pm 10 \%)$

- Erzeugung: $\Delta u_{NS} \leq 3\%$ (VDE-AR-N4105), sofern kein rONT verwendet wird
- Thermische Überlastung Kabel ($I_k > I_{rk}$)
- Thermische Überlastung Transformator ($S_T > S_{rT}$)

Der Umbau des Netzes erfolgt dabei nach den beiden im Folgenden vorgestellten Methoden der klassischen Netzverstärkung und des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren. Die durch den entwickelten Algorithmus durchgeführten Netzausbaumaßnahmen sind in Tabelle 4.1 farblich dargestellt und erläutert.

Tabelle 4.1 Darstellung des untersuchten Netzausbaus

Farbliche Kennzeichnung	Bedeutung
	<p>● Vergrößerung des Leiterquerschnittes auf 240 mm² (Material: Al)</p>
	<p>● Legung eines Parallelkabels mit 240 mm² Leiterquerschnitt (Material: Al)</p>
	<p>● Einbau eines leistungsstärkeren Ortsnetztransformators</p>
	<p>● Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT)</p>

4.1 Methode 1: konventionelle Netzverstärkung

Der Algorithmus prüft die Berechnungsergebnisse einer ersten Lastflussberechnung zunächst auf thermische Betriebsmittelüberlastungen, die wenn vorhanden durch Verstärkung der betreffenden Betriebsmittel behoben werden. Nach dem Ausbau wird eine erneute Lastflussberechnung durchgeführt. Ergibt diese eine weitere Verletzung von Grenzwerten (Spannungen), kommen im Fall des klassischen Netzausbaus die Maßnahmen Querschnittserhöhung, Parallelverkabelung und Tausch des Transformators zum Einsatz. Solange thermisch bedingter Netzausbau erforderlich ist, wird kein spannungsbedingter Netzausbau durchgeführt.

4.2 Methode 2: Einbau regelbarer Ortsnetztransformator (rONT)

Zunächst erfolgt wiederum die Feststellung und Behebung möglicher thermischer Überlastungen. Treten dann weitere Spannungsbandverletzungen auf, wird ein regelbarer Ortsnetztransformator eingesetzt.

Im Algorithmus ist vorläufig der Monosensorbetrieb implementiert worden [4]. Die vorzugebende Variable ist dabei das Band der Transformatorschnellrückmeldung. Um den Regelalgorithmus der eingesetzten rONT zu berücksichtigen, wird dieses mit $\pm 2\%$ Abweichung von der Sollspannung vorgegeben. Dieser Wert ergibt sich aus der Multiplikation der Schrittweite einer Stufe (2,5 %) und dem eingestellten Totband des Reglers (80 %). Für die Netzberechnung wird folglich je nach Szenario eine Spannungsabweichung an der Niederspannungssammelschiene von $\pm 2\%$ angenommen [4].

Diese Betriebsweise hat im Vergleich zum Multisensorbetrieb zur Folge, dass durch den Einsatz von rONT in einigen Konstellationen Spannungsbandverletzungen nicht behoben werden können, obwohl noch weitere Schaltstufen zur Verfügung stehen. Dies ist der Fall,

wenn der dem Regler zur Verfügung stehende Messwert der NS-Sammelschiene im Sollbereich liegt, im Netz aber trotzdem unzulässige Spannungsabweichungen entstehen. Solche Zustände sind vor allem bei hohen Kabellängen und hohen Durchdringungen mit den jeweiligen Technologien wahrscheinlich.

Kann die Stufung des Transformators die Spannungsbandverletzung nicht beseitigen, erfolgt analog zu Abschnitt 4.1 weiterer konventioneller Netzausbau.

5 Netzausbaubedarf

Ein Überblick über den Netzausbaubedarf, der sich für das PhotovoltaikszENARIO ergibt, ist in Abbildung 5-1 dargestellt. Die sichtbaren Stufen sind durch die Gruppenbildung der einzelnen Netzparameter bedingt [2].

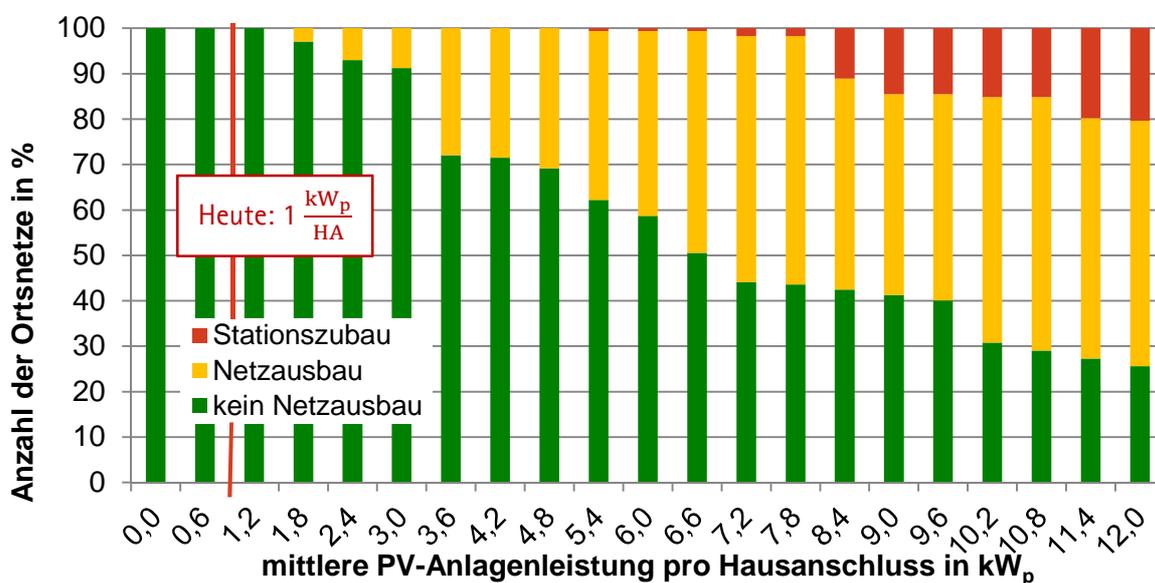


Abbildung 5-1 Anteil der Netze mit Ausbaubedarf bei zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss

Der grüne Bereich stellt die Anzahl der Ortsnetze dar, für die bei der jeweiligen Durchdringung kein Netzausbau erforderlich ist. Konsequenterweise nimmt der Anteil dieser Netze mit zunehmender PV-Anlagenleistung pro Hausanschluss ab. Etwa 25 % der Netze haben auch bei einer Durchdringung von $12 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$ keine Probleme und benötigen folglich keinen Netzausbau. Netze aus dieser Gruppe werden im Folgenden als „robuste Ortsnetze“ (siehe Abbildung 5-3) bezeichnet

Der rote Bereich kennzeichnet den Bereich der Ortsnetze in dem die Spannungsband- und Stromgrenzwertverletzungen nicht durch die im Rahmen des Projektes abgestimmten Netzausbaumaßnahmen gelöst werden können. Ein Großteil dieser Netze wird durch die maximale Transformatorleistung von 630 kVA bestimmt. Dieses führt gemeinsam mit der Gruppierung der spezifischen Transformatorleistung zum Beispiel zu dem starken Anstieg des roten Bereichs bei $7,8 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$ und $10,8 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$. Eine mögliche Lösung wäre der Stationszubau oder die Installation eines 800-kVA-Transformators.

Der gelbe Bereich kann durch den untersuchten Netzausbau gelöst werden.

Abbildung 5-2 zeigt die entsprechende Grafik für das Wärmepumpenszenario. Die Berechnungen zeigen, dass bereits heute ein kleiner Teil der Netze im Starklastfall Spannungsbandprobleme hätte. Dies betrifft insbesondere Netze, die sehr lange Stränge mit vielen Hausanschlüssen aufweisen. Hierbei ist unberücksichtigt, dass eventuell schon heute das Übersetzungsverhältnis des Transformators zum Ausgleich des Spannungsfalls starr angepasst wurde. Dies wiederum würde ein zusätzliches Problem für die PV-Einspeisung darstellen.

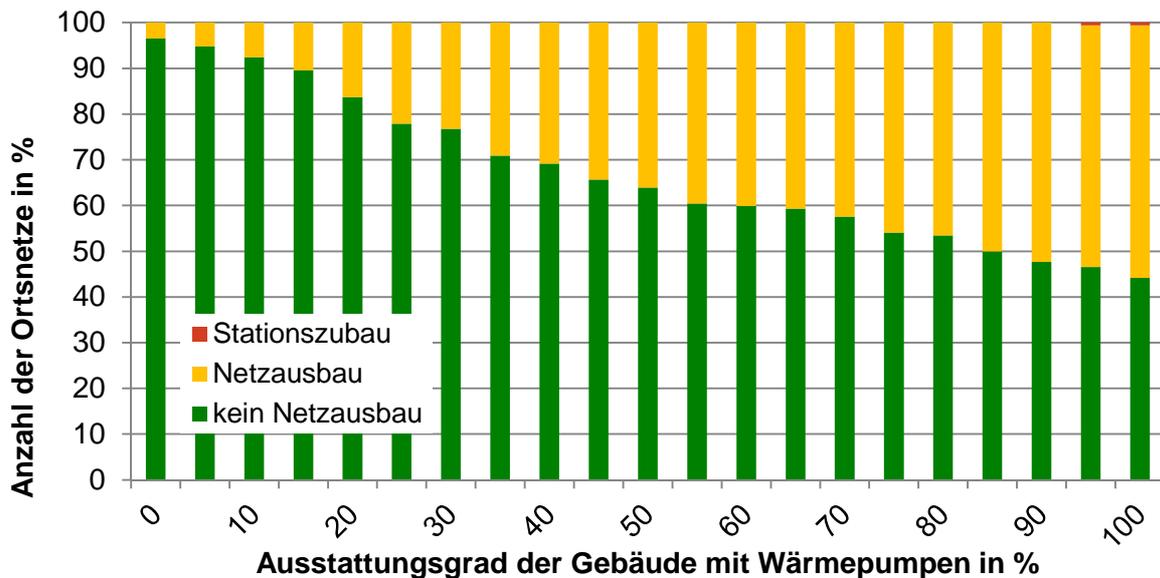


Abbildung 5-2 Anteil der Netze mit Ausbaubedarf bei steigendem Ausstattungsgrad mit Wärmepumpen

5.1 Klassifizierung der Ortsnetze

Die Untersuchungen haben auch gezeigt, dass die Ortsnetze der Stichprobe durch ihren Netzausbaubedarf für das PhotovoltaikszENARIO in vier etwa gleichgroße Gruppen eingeteilt werden können (siehe Abbildung 5-3).

Die robuste Gruppe zeichnet sich dadurch aus, dass sie auch bei sehr hohen Durchdringungen von $12 \frac{kW_p}{HA}$ keinen Netzausbau benötigt. Es zeigt sich, dass sensitive Netze mit einem sehr hohen Netzausbaubedarf deutlich größere Gesamtkabellängen und deutlich kleinere spezifische Transformatorleistungen aufweisen als die robusten Netze. Ebenso ist die Hausanschlusszahl und die durchschnittliche Abgangszahl proportional zum Netzausbaubedarf bei steigender Photovoltaik-Durchdringung.

Eine genaue Abgrenzung zwischen den den Gruppen ist schwierig. Daher wurden die beiden Gruppen zwischen den Extrema als „eher sensitiv“ und „eher robust“ bezeichnet um deren Tendenz einzuordnen.

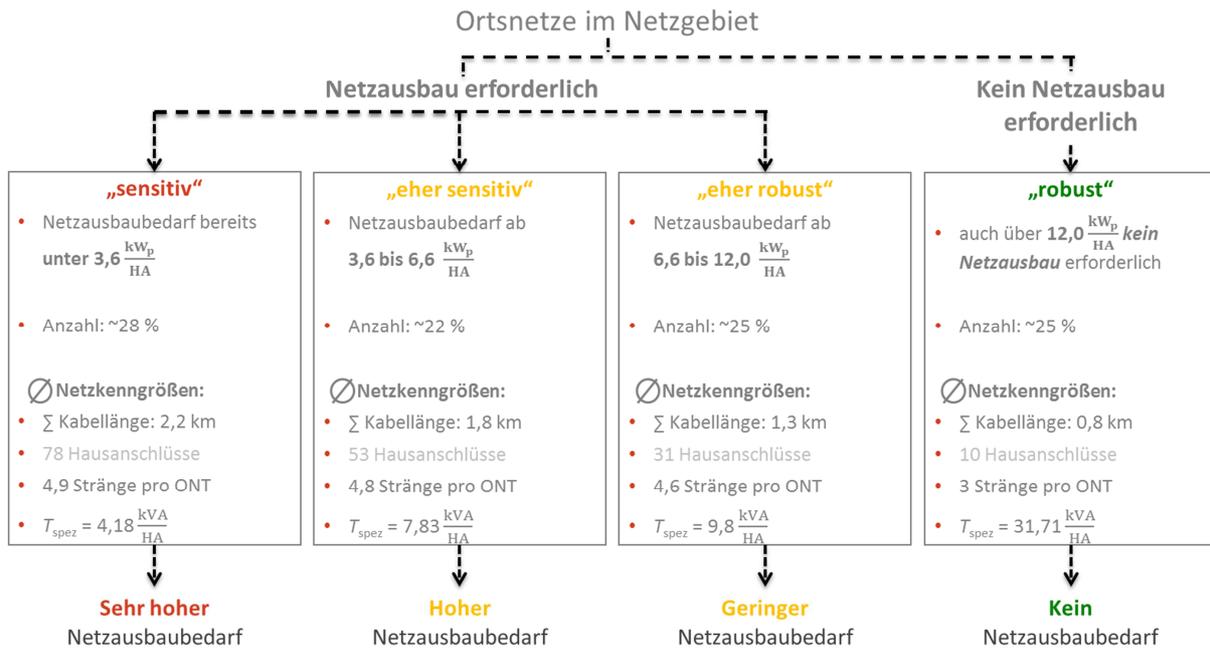


Abbildung 5-3 Gruppeneinteilung der Ortsnetze anhand des PV-Ausbaubedarfs

5.2 Kostenabschätzung

Die entstehenden Netzausbaukosten für beide Ausbauvarianten sind in Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 dargestellt, die dabei unterstellten Investitionskosten für die Betriebsmittel und Anlagen sind in Tabelle 5.1 angegeben. Weiterhin ist das Optimum gezeigt, das heißt, es wird immer der günstigere Ausbau für ein Netz angewendet. Für beide Szenarien zeigt sich, dass in empfindlichen Netzen der Einbau eines regelbaren Ortsnetztransformators deutliche Kosteneinsparungen bringen kann. Je robuster das Netz gegenüber Einspeisungen und weiteren Belastungen ist, desto eher wird ein überlastungsbedingter Kabelzubau erforderlich. Dieser hat ebenfalls positive Effekte auf das Spannungsband und benachteiligt somit den rONT.

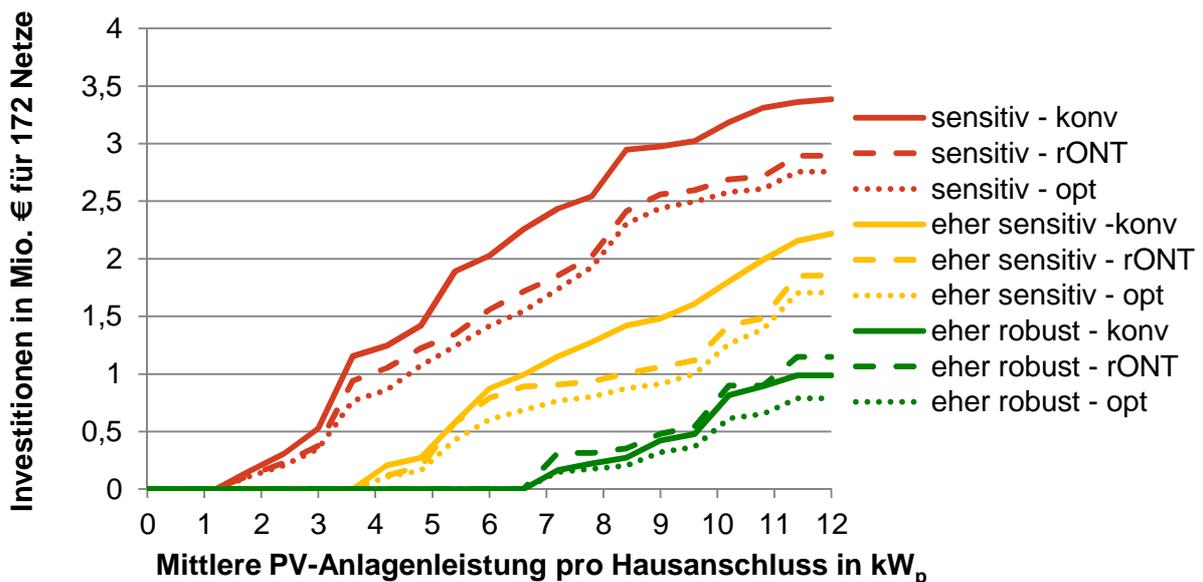


Abbildung 5-4 Netzausbaukosten für unterschiedliche Netzgruppen für das Photovoltaik-Szenario

Tabelle 5.1 Für den Netzausbau berücksichtigte Investitionskosten

Position	Kosten für Transformator	Kosten für regelbaren Transformator
250 kVA Transformator	6750 €	19450 €
400 kVA Transformator	8250 €	20950 €
630 kVA Transformator	11250 €	23500 €
Stationsgebäude	20.000 €	
Kabellegung	60 €/m	

Sofern bei Einsatz eines rONT ein Blindleistungsbezug durch die PV-Wechselrichter vorausgesetzt wird, kommt es in den untersuchten Beispielnetzen zu keiner zusätzlichen Spannungsbandverletzung, sodass ein Multisensorbetrieb des rONTs hier nicht erforderlich ist. Bei Verzicht auf den Blindleistungsbezug, was zu einer Reduzierung der Netzbelastung führt, kommt es in nur sehr wenigen Fällen zu spannungsbedingtem Netzausbau bzw. könnte ein Multisensorbetrieb Vorteile bringen.

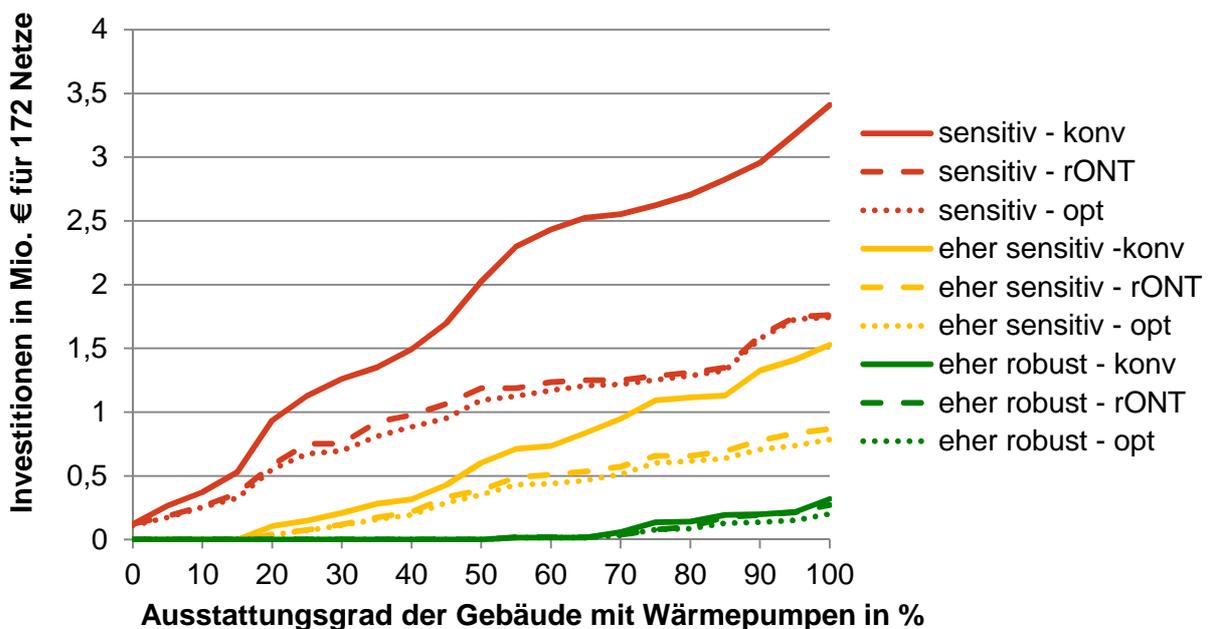


Abbildung 5-5 Netzausbaukosten für unterschiedliche Netzgruppen für das Wärmepumpen-Szenario

6 Zusammenfassung

Mit Hilfe des Verfahrens der synthetischen Netzstrukturen wurde gezeigt, dass der rONT in vielen Ortsnetzen ein einfach umzusetzendes Potential zur Investitionskosteneinsparung beim Netzausbau bietet und daher in den Maßnahmenkatalog des Verteilnetzbetreibers aufgenommen werden sollte. Gerade bei einer stark wachsenden Photovoltaikdurchdringung oder einer abzusehenden Lastzunahme in Ortsnetzen mit vielen Hausanschlüssen und langen Leitungslängen ist er eine günstige Alternative zum konventionellen Leitungsausbau. In Ortsnetzen mit kurzen Kabellängen und eher wenigen Hausanschlüssen bringt sein Einsatz eher selten Vorteile, sodass der konventionelle Netzausbau die geringeren Investitionskosten aufweist.

Im Gegensatz zur Kabellegung kann der rONT eine Zwischenlösung sein, sofern der Anlagenzubau für die Zukunft nicht abgeschätzt werden kann. In Zukunft kann ein leistungsbedingter Kabelausbau eventuell Spannungsbandprobleme beheben, sodass der rONT in ein anderes Ortsnetz versetzt werden könnte. Ein Rückbau durch Fehleinschätzung gelegter Leitungen ist dagegen nicht möglich.

7 Weiteres Vorgehen

Bisher erfolgte nur die rein monetäre Betrachtung des erforderlichen Netzausbaus. Im weiteren Verlauf sollen mehrere dreiphasig gemessene Zeitreihen moderner Haushalte im Minutenbereich verwendet werden, um die entstehenden Netzverluste der beiden Ausbaumethoden zu vergleichen. Bisher sind in der Simulation die geographischen Kennwerte der Ortsnetze nicht hinterlegt. Durch eine Verknüpfung statistischer Daten der Stichproben aus Ortsnetzen soll die Kostenabschätzung weiter verfeinert werden, um zum Beispiel eine Grenze zu finden, ab der alle Dachflächen mit Photovoltaikanlagen gesättigt sind. So sind zum Beispiel $12 \frac{\text{kW}_p}{\text{HA}}$ in vorstädtischen Reihenhaussiedlungen nicht möglich.

8 Literatur

- [1] Mohrmann, M.; Reese, C.; Hofmann, L.; Schmiesing, J.: Untersuchung von Niederspannungsverteilnetzen anhand von synthetischen Netzstrukturen, VDE-Kongress, Stuttgart, Deutschland, 5.-6. November 2012.
- [2] Mohrmann, M.; Schlömer, G.; Hofmann, L.: Entwicklung und Anwendung einer Datenbank zur Bewertung des Ausbaubedarfs von Niederspannungsnetzen, Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050, Berlin, Deutschland, 5.-6. November 2013.
- [3] Mohrmann, M.; Hengelbrock, A.; Lehde, B.; Hofmann, L.: Untersuchung der Veränderung von Haushaltslasten anhand von Messzeitreihen aus einem Forschungsprojekt, Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern -NEIS 2013-, Hamburg, Deutschland, 12.-13.09.2013
- [4] Schnieder, R.; Wehrmann, E.-A.; Beck, H.-P.: Untersuchung verschiedener Regelungskonzepte für rONT zur Spannungshaltung in Niederspannungsverteilnetzen, Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern -NEIS 2013-, Hamburg, Deutschland, 12.-13.09.2013
- [5] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.: BWP-Branchenstudie 2011, Szenarien und politische Handlungsempfehlungen, Berlin, August 2011
- [6] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, 1. Auflage, Frankfurt am Main, VWEV-Verlag, 1995
- [7] Pardatscher, R.; Witzmann, R.; Wirth, G.; Becker, G.; Garhamer, M.; Brantl, J.: Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz, Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, 8.-9. November 2011a
- [8] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, 1. Auflage, Der Andere Verlag, Uelvesbüll, 2010