



ERMITTLUNG DER NETZAUSBAUKOSTEN TYPISCHER NIEDERSpannungsNETZE DURCH DEN ZUBAU KLEINER PHOTOVOLTAIKANLAGEN

ANDREAS SPRING¹ | GEORG WIRTH¹ | GERD BECKER¹
ROBERT PARDATSCHER² | ROLF WITZMANN² | JOHANNES BRANTL³

Kurzfassung

Am Beispiel realer Ortsnetze werden die Kosten für den Netzausbau auf ein Zielnetz mit hoher Photovoltaik (PV)-Durchdringung ermittelt. Für die installierte PV-Leistung des Zielnetzes wird die PV-Prognose nach Tab. 1 der E.ON Bayern AG angewandt.

Die zugebaute Leistung wird in Abhängigkeit des jeweiligen Standardlastprofils (SLP) durch die Faktoren Durchdringung, Jahr des Endausbaus und installierte Leistung beschrieben. Der benötigte Netzausbau wird auf Basis der vorhandenen Netzpläne mit einem Lastflussberechnungsprogramm für drei verschiedene Szenarien bestimmt. Dabei wird sowohl die Spitzenkappung als auch die Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter berücksichtigt.

Grundlagen der Untersuchung

Ziel ist es, repräsentative Niederspannungsnetze zu analysieren und die Kosten für einen notwendigen Netzausbau zu ermitteln, der durch den Zubau von PV-Anlagen entsteht. Die unterschiedlichen Netzausbaukosten stellen einen Indikator für die Wirksamkeit der Regelverfahren dar bzw.

SLP des HA	Durchdringung in %	PV-Leistung pro HA in kW _p	Jahr des Endausbaus
Haushalt	30	10	2025
Gewerbe/ Landwirtschaft	70	27	2017

Tab. 1: Kenngrößen der E.ON Bayern EEG-Prognose.

belegen den Einfluss einer sinnvollen Wirkleistungsannahme. Für dieses Vorgehen werden die untersuchten Netze in die Kategorien städtisch, dörflich und ländlich aufgeteilt. Für jede Kategorie ist ein Ortsnetz ausgewählt und dessen Netzausbaukosten berechnet worden.

In allen betrachteten Szenarien wird von bestehenden Netzen im Schwachlastfall ausgegangen, in denen bereits PV-Anlagen angeschlossen sind. Das Szenario 1,0/1,0 stellt den klassischen Netzausbau dar. Bei Szenario 0,85/0,95 und Szenario 0,7/0,95 werden alle Anlagen nur mit 0,85 bzw. 0,7 P_{STC} berücksichtigt. Die Berücksichtigung von 0,85 P_{STC} stellt eine realistische Simulationsannahme dar, 0,7 die Wahlmöglichkeiten aus dem EEG 2012. Der

Leistungsfaktor wird für alle hinzu gebauten Anlagen auf 0,95 gesetzt. Da die Simulation für die maximale Einspeisung durchgeführt wird, wird so ein dynamisches Verhalten in Sättigung approximiert. Wegen unterschiedlicher Einflussgrößen muss der Leistungsfaktor bei einem realen Netzanschluss in den Standardbetriebszeiten jedoch stets bei eins liegen.

Der Spannungshub am Verknüpfungspunkt darf nach VDE-AR-N 4105 nicht größer als 3 % sein. Der damit verbundene notwendige Netzausbau erfolgt in vier Schritten: Austausch überlasteter Ortsnetzstationen, Veränderung der Stromkreis aufteilung, Verlegung weiterer Kabel, Errichtung zusätzlicher Netzstationen.

Auswertung des Spannungshubs und der Netzausbaukosten

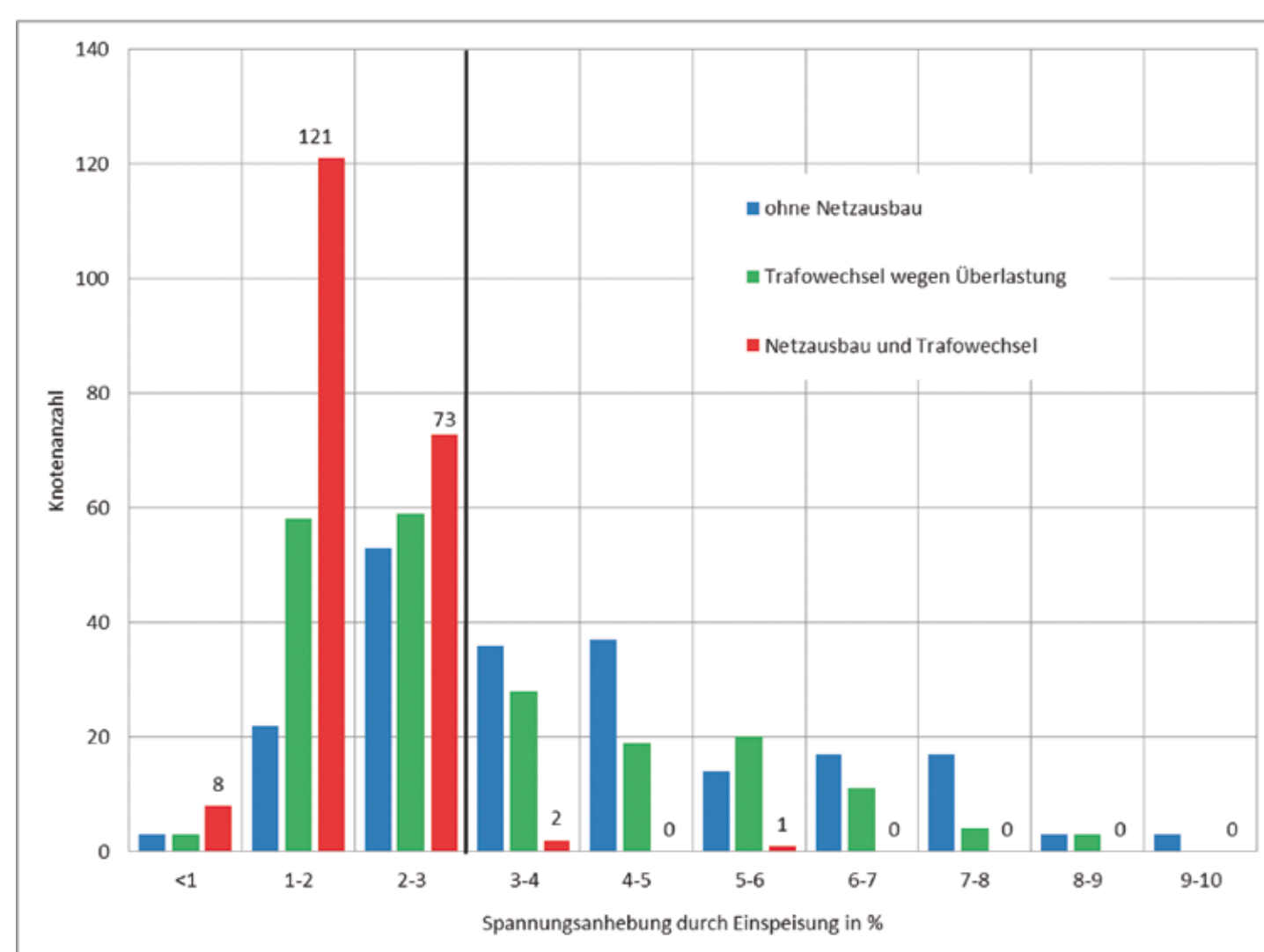


Abb. 1: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 1,0/1,0.

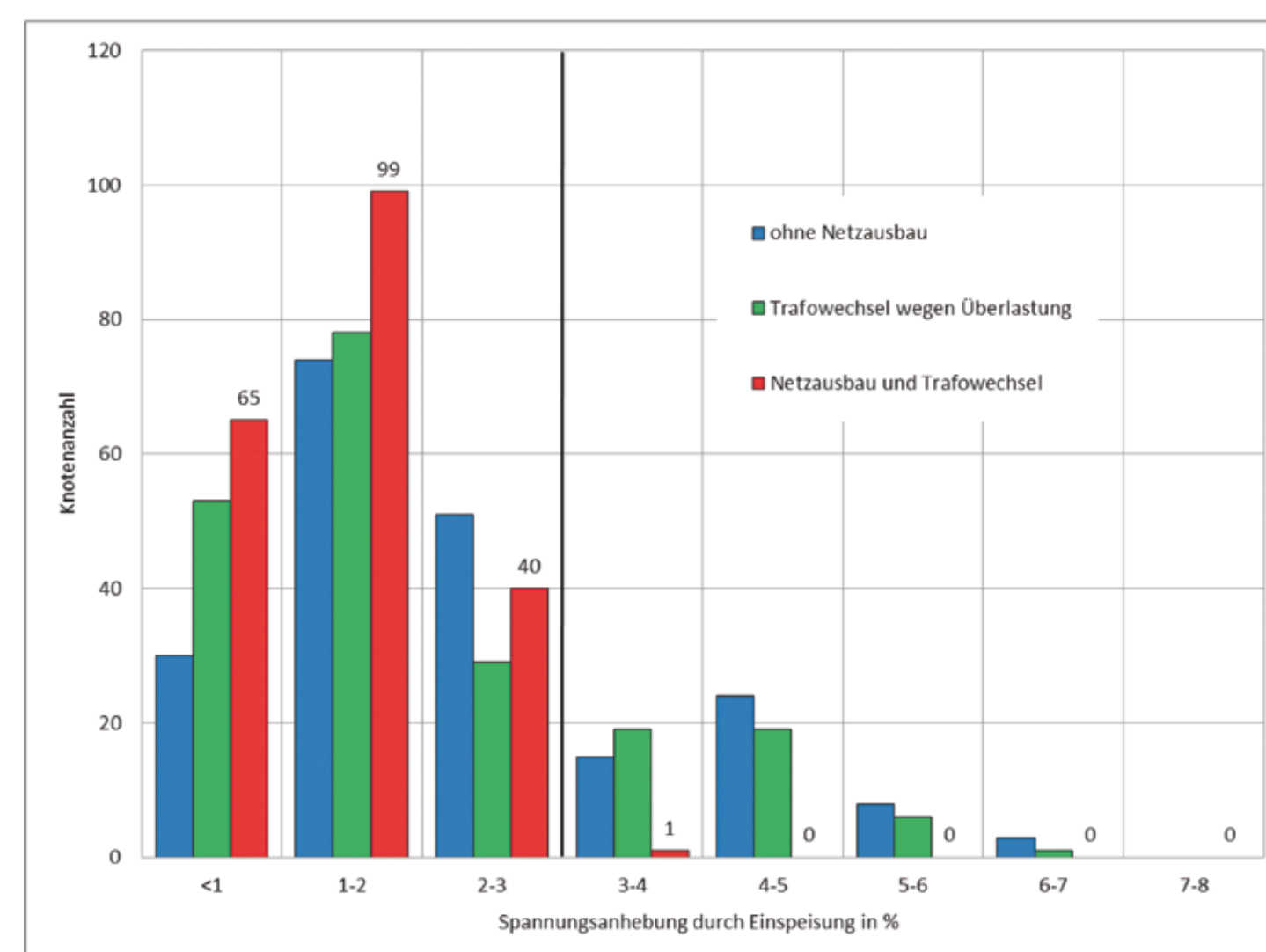


Abb. 2: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 0,85/0,95.

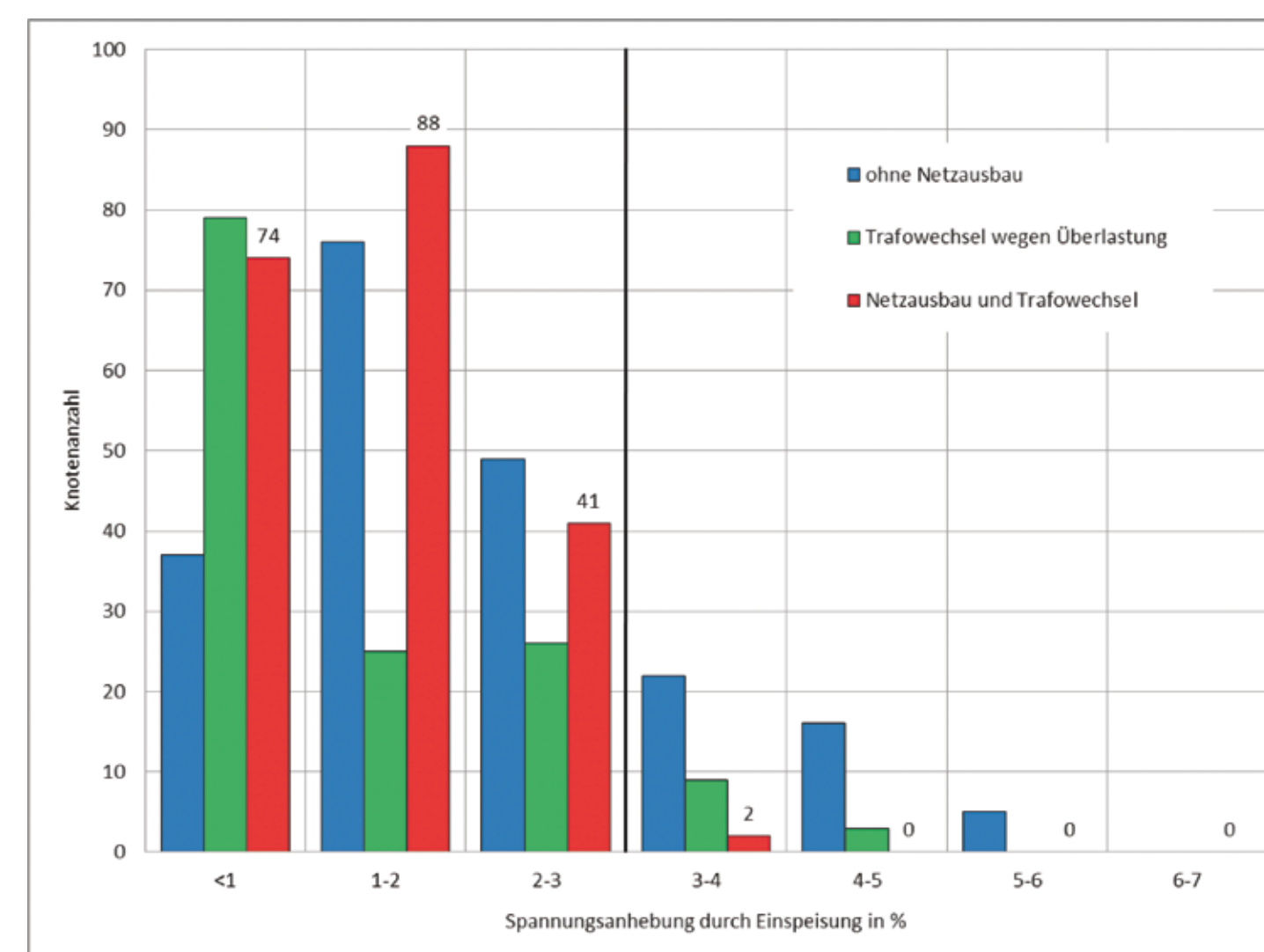


Abb. 3: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 0,7/0,95.

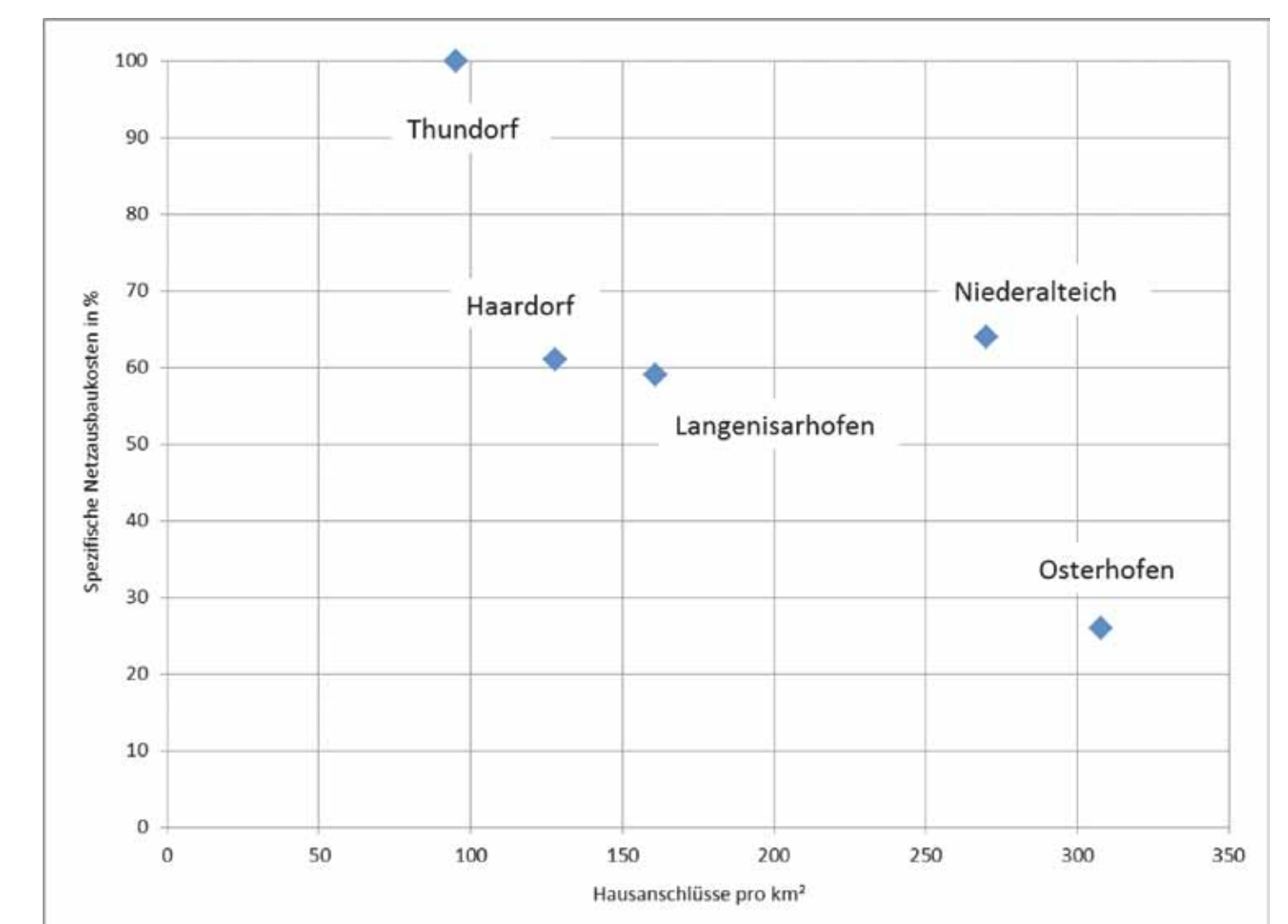


Abb. 4: Darstellung der spezifischen Netzausbaukosten in Abhängigkeit der Versorgungsdichte.

Auswertung eines dörflichen Netzes

Das dörfliche Ortsnetz Niederalteich (594 Hausanschlüsse, Gesamtlast im Schwachlastfall 172 kW, installierte PV Leistung 568 kW_p) wird mit einem städtischen (Osterhofen) und einem ländlichen Netz (Haardorf) verglichen.

Abb. 1 zeigt den Spannungshub an allen Knoten mit PV-Anlagen für das Szenario 1,0/1,0. Auf der Abszisse ist der Hub in verschiedene Klassen eingeteilt. An der Ordinate kann die Anzahl der jeweiligen Knoten pro Klasse abgelesen werden. Die effektive PV-Leistung errechnet sich zu 2540 kW_p,

Die sich dabei ergebenden Netzausbaukosten liegen bei mehreren Hunderttausend Euro. In Abb. 2 und 3 ist der Spannungshub für das Szenario 0,85/0,95 bzw. 0,7/0,95 dargestellt. Die effektive PV-Leistung reduziert sich auf 2160 bzw. 1860 kW_p. Damit sind deutlich geringere Netzausbaukosten im Vergleich zu Szenario 1,0/1,0 verbunden.

Die spezifischen Netzausbaukosten liegen in Szenario 1,0/1,0 am höchsten und fallen bei Szenario 0,85/0,95 bzw. 0,7/0,95 auf 65 bzw. 53 %. Anhand dieser Relationen zeigt sich, dass durch Annahme eines realistischen Leistungsmaximums

sowie einer Blindleistungsregelung Kosteneinsparungen ergeben können und somit die Wirksamkeit der Regelung belegt wird.

Vergleich eines dörflichen Netzes mit einem städtischen und einem ländlichen Netz

Abb. 5 zeigt die relativen spezifischen Netzausbaukosten. In städtischen Netzgebieten entstehen die geringsten spezifischen Kosten, was auf die starre Struktur des Netzes mit einer höheren Dichte an Ortsnetzstationen zurückgeführt werden kann. Je nach Szenario und Orts-

netzstruktur ergeben sich Einsparungen zwischen 35 und 62 %. Die größten relativen Einsparungen sind in dem ländlichen Ortsnetz möglich.

Aus dem Quotienten der Anzahl der Hausanschlüsse (HA) eines Ortsnetzgebiets und der Ausdehnung dieses Ortes kann die Versorgungsdichte bestimmt werden. Werden die spezifischen Netzausbaukosten in Abhängigkeit dieser Versorgungsdichte in HA/km² dargestellt (Abb. 4), zeigt sich für das Szenario 1,0/1,0 eine Tendenz zu steigenden Netzausbaukosten bei geringeren Hausanschlusssdichten.

Zusammenfassung und Bewertung der gewonnenen Ergebnisse

In dieser Untersuchung werden für drei Kategorien von Ortsnetzen die PV-Bestände nach der PV-Prognose der E.ON Bayern AG angenommen. Den einzelnen Anlagen werden in den Simulationen je nach Szenario unterschiedliche Reduktions- und Leistungsfaktoren zugewiesen. Ziel ist es, den notwendigen Netzausbau als Index zu ermitteln sowie u. a. die Wirksamkeit einer dynamischen Blindleistungsregelung zu überprüfen. Die Ortsnetze werden anschließend dahingehend ausgebaut dass der Spannungshub an den PV-Einspeiseknoten nach VDE-AR-N 4105 im zulässigen Bereich von unter 3 % liegt. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf einer Kosten-

minimierung. Ein Vergleich der Szenarien ergibt maximale Einsparungen in den Netzausbaukosten von mehr als 60 %. Es zeigt sich, dass durch Annahme eines realistischen Wirkleistungsfaktors (0,85 oder 0,7) der PV-Anlagen beachtliche Einsparungen beim Netzausbau möglich sind. Durch die Blindleistungsregelung treten zusätzliche Verluste sowie weitere Effekte im Netz auf. Deswegen sollte der Leistungsfaktor dynamisch (z. B. Q(U)), in Abhängigkeit der momentanen Netzsituation als Schutzmaßnahme bei steigender Spannung, gewählt werden.

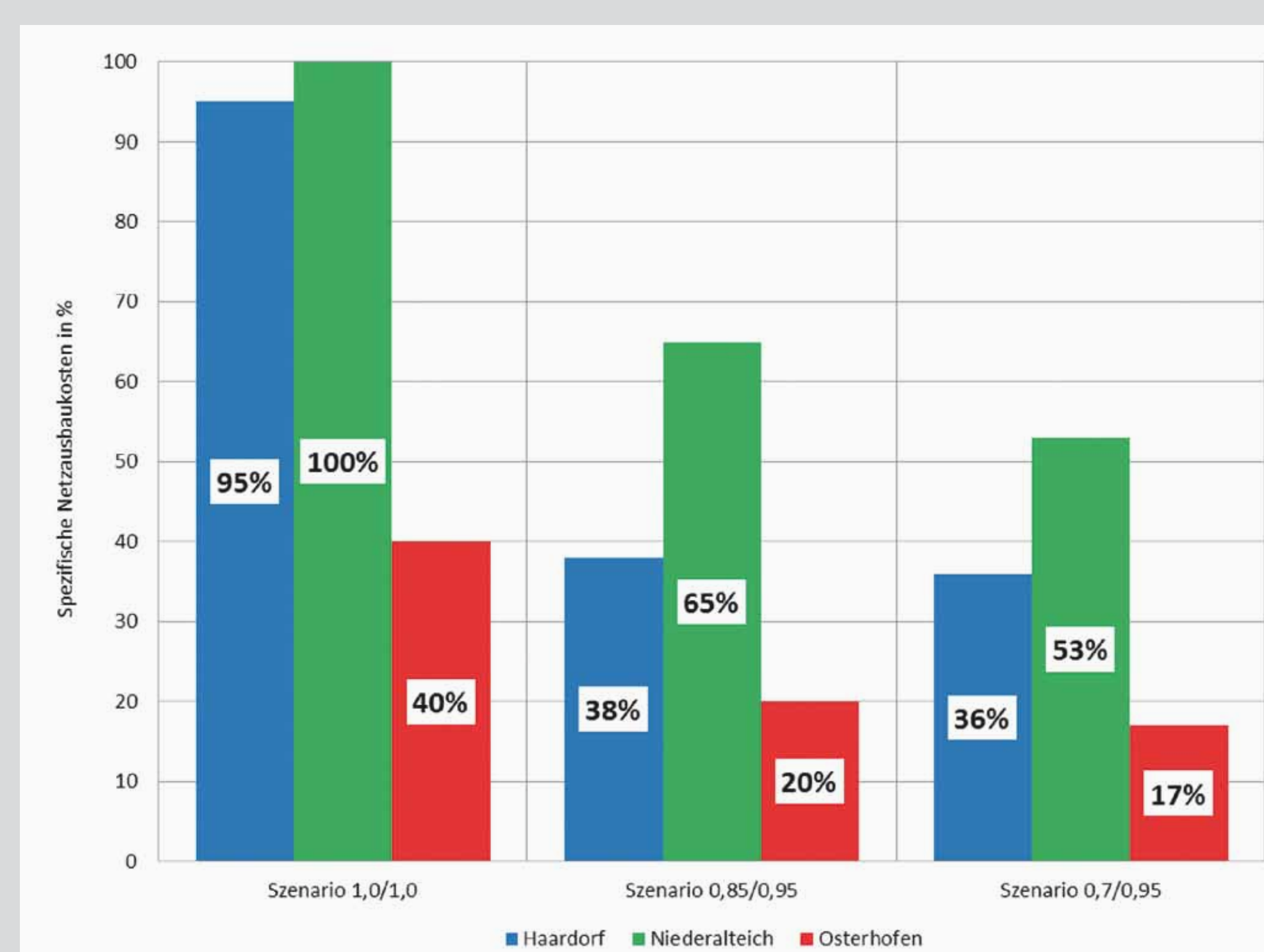


Abb. 5: Vergleich der spezifischen Kosten für je ein Ortsnetz der drei gewählten Kategorien.

⁽¹⁾ Hochschule München
Fakultät für Elektrotechnik und
Informationstechnik
Arbeitsgruppe Solar Labor
80323 München
Tel.: 089/1265-3483
Fax: 089/1265-3403
http://www.lse.ee.hm.edu
andreas.spring@hm.edu

⁽²⁾ Technische Universität München
Fakultät für Elektrotechnik und
Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische Energie-
versorgungsnetze
80290 München

⁽³⁾ E.ON Bayern AG
93049 Regensburg