

Ermittlung der Netzausbaukosten typischer Niederspannungsnetze durch den Zubau kleiner Photovoltaikanlagen

Determination of the grid expansion costs of typical low voltage grids due to the build-up of photovoltaic systems

ANDREAS SPRING⁽¹⁾ • GEORG WIRTH⁽¹⁾ • GERD BECKER⁽¹⁾ • ROBERT PARDATSCHER⁽²⁾ • ROLF WITZMANN⁽²⁾ • JOHANNES BRANTL⁽³⁾ • MICHAEL GARHAMER⁽³⁾

*(1) Hochschule München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Labor für Solartechnik und Energietechnische Anlagen
80335 München, Deutschland
andreas.spring@hm.edu*

*(2) Technische Universität München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze
80290 München, Deutschland*

*(3) E.ON Bayern AG · Assetmanagement
93049 Regensburg, Deutschland*

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 von E.ON Bayern angewandt [1]. Diese geht von einer Sättigung der Stromerzeugung durch PV Anlagen ähnlich der Wachstumsraten des Nationalen Aktionsplans [2] der Bundesrepublik Deutschland von 2010 aus. Die zugebaute PV Leistung wird in Abhängigkeit des jeweiligen Standardlastprofils hausanschluss-scharf durch die drei Faktoren Durchdringung, Jahr des Endausbaus und installierte Leistung beschrieben. Der benötigte Netzausbau wird auf Basis der vorhandenen Netzpläne mit einem Lastflussprogramm für drei verschiedene Szenarien bestimmt. Dabei wird sowohl die Spitzenkappung als auch die Blindleistungsregelung der PV Wechselrichter (WR) berücksichtigt.

Abstract

The costs of grid expansion to a target grid with high PV penetration can be determined on the basis of real low voltage grids. The PV forecast of E.ON Bayern is used for the forecast of the installed PV power of the target grid [1]. The forecast assumes a saturation of electricity generation by PV systems in the same range as the growth rates of the National Action Plan [2] of the Federal Republic of Germany from 2010. The built-up PV power is a function of the respective standard load profile and is described by the three factors PV penetration, totally installed PV power and the year of the final stage of expansion. The required grid expansion is determined on the basis of existing network plans with the help of a load flow program for three different scenarios. Both the reactive power control of the PV inverter and the peak capping is considered.

1 Grundlagen

Ziel der zugrunde liegenden Arbeit ist es, repräsentative Niederspannungsnetze (NS Netze) zu analysieren und exemplarisch die Kosten für einen notwendigen Netzausbau zu ermitteln, der durch den Zubau von PV Anlagen entsteht [3]. Für dieses Vorgehen werden die untersuchten NS Netze in die drei Kategorien städtisch, dörflich und ländlich aufgeteilt. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Netz der Zukunft“ von E.ON Bayern ist anschließend für jede Kategorie ein Ortsnetz ausgewählt worden, der PV Zubau nach der E.ON Bayern Prognose [1] durchgeführt und die Netzausbaukosten berechnet.

1.1 EEG Photovoltaikprognose 2030

Für den Endausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen gibt es eine Reihe verschiedener Prognosen. Eine davon ist der Nationale Aktionsplan der Bundesregierung von 2010 [2]. Eine weitere ist die Prognose von E.ON Bayern [1], die sich auf die drei Faktoren PV Durchdringung, PV Leistung pro Hausanschluss (HA) und Jahr des Endausbaus bezieht. Die Ergebnisse dieser beiden Prognosen liegen im gleichen Bereich. Unterschieden wird bei der E.ON Bayern Prognose zwischen Haushalten und Gewerbe/Landwirtschaft. Durch die

Auswertung der Standardlastprofile (SLP) eines jeden Hausanschlusses kann auf die vorhandene Dachfläche geschlossen werden und somit der PV Zubau in Abhängigkeit dieser Dachfläche erfolgen. In **Tabelle 1** sind die relevanten Kenngrößen der Prognose zusammengefasst.

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

Tabelle 1: Kenngrößen der E.ON Bayern EEG Prognose.

In der EEG Photovoltaikprognose 2030 von E.ON Bayern wird von einem PV Endausbau bei Haushalten im Jahr 2025 ausgegangen. Es werden durchschnittlich 10 kW_p an 30 % aller Hausanschlüssen (SLP entspricht H0) installiert sein. Landwirtschaftliche oder gewerbliche Gebäude (SLP entspricht L0 oder G) weisen in der Regel eine größere Dachfläche auf. Deswegen geht die Prognose in diesem Fall von durchschnittlich 27 kW_p installierter PV Leistung auf 70 % aller zur Verfügung stehenden Gebäuden aus. Die höhere Durchdringung kommt auf der Basis der heutigen Verteilung zustande. Der Endausbau soll hier bereits 2017 erreicht sein.

1.2 Anrechenbare Verbraucherlast und Reduktionsfaktoren der Einspeiser

Bei allen Simulationen wurde ein sogenanntes Schwachlastszenario der Verbraucher verwendet [4]. Darunter ist zu verstehen, dass alle PV Anlagen mit hoher Leistung einspeisen, die Endverbraucher (Kunden) jedoch nur minimale Leistung beziehen. In diesem Fall kann von einer maximalen Spannungsanhebung und einer maximalen Belastung der Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) und somit auch von maximalen Netzausbaukosten ausgegangen werden.

Verschiedene vorangegangene Untersuchungen im Rahmen des Projekts „Netz der Zukunft“ haben bereits gezeigt, dass die Nennleistung der PV Anlagen nur in den aller seltensten Fällen im Netz ankommt. Dies kann auf die geringere Globalstrahlung gegenüber den Testbedingungen (STC), die unterschiedliche Ausrichtung der einzelnen Anlagen sowie das meist unterdimensionierte Verhältnis von maximaler Wechselrichterleistung zur Modulleistung der PV Anlage zurückgeführt werden. Unter Berücksichtigung dieser bekannten Faktoren ist es realistisch die Modulleistung bei der Simulation zu reduzieren. Der Reduktionsfaktor zwischen der zur Berechnung verwendeten Modulleistung und der tatsächlichen Modulleistung, welcher im Rahmen dieses Projekts ermittelt wurde, beträgt 0,85 [5]. Weiterhin wurde bei allen Simulationen stets von einer symmetrischen Einspeisung der PV Anlagen in das jeweilige Ortsnetz ausgegangen. Bei den land-

wirtschaftlichen/gewerblichen Anlagen mit 27 kW_p ist nach der Anwendungsrichtlinie Niederspannung (VDE-AR-N 4105) [6] nur ein dreiphasiger Anschluss zulässig. Die kleineren Haushaltsanlagen mit 10 kW_p könnten nach der Richtlinie noch zweiphasig angeschlossen werden.

1.3 Kenngrößen der drei ausgewählten Szenarien

In allen betrachteten Szenarien wird von bestehenden Netzen ausgegangen, in denen bereits PV Anlagen angeschlossen sind. Das Szenario 1,0/1,0 stellt den klassischen Netzausbau dar, wie dieser in den vergangenen Jahren bei vielen Netzbetreibern umgesetzt wurde. Für alle bestehenden und alle zukünftig installierten PV Anlagen wird mit der STC Leistung und einem $\cos \varphi$ von 1 gerechnet. Bei Szenario 0,85/0,95 und Szenario 0,7/0,95 gilt für alle bestehenden PV Anlagen der oben genannte Reduktionsfaktor von 0,85. Der Leistungsfaktor der Bestandsanlagen ist 1, da vor Inkrafttreten der Richtlinie VDE-AR-N 4105 [6] eine Blindleistungsregelung nicht erforderlich war. Für den PV Zubau in Szenario 0,85/0,95 ist die Richtlinie VDE-AR-N 4105 maßgebend. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ beträgt in den hier durchgeführten Simulationen 0,95 induktiv. Der Reduktionsfaktor bleibt unverändert bei 0,85. Szenario 0,7/0,95 basiert auf dem EEG 2012 [7]. Hierbei haben die Netzbetreiber die Möglichkeit die Leistung einer PV Anlage ferngesteuert zu reduzieren, falls eine Netzüberlastung durch PV Einspeisungen droht. Alternativ können Anlagen bis 30 kW_p dauerhaft auf 70 % ihrer STC Leistung begrenzt werden. Wie aus Tabelle 1 hervorgeht, sind alle umgesetzten PV Zubauten kleiner als 30 kW_p. Deswegen wird in diesem Szenario der Reduktionsfaktor aller neu zugebauten PV Anlagen auf 0,7 gesetzt und wiederum ein Leistungsfaktor $\cos \varphi$ von 0,95 induktiv vorausgesetzt. Weiterhin ist die Verlustenergie, bei Beschränkung der Wirkleistung auf 70 % der Nennleistung, sehr gering. Die einzelnen Faktoren sind in **Tabelle 2** und **Tabelle 3** zusammengefasst.

Bestehende Anlagen	Reduktionsfaktor	Leistungsfaktor
Szenario 1,0/1,0	1,00	1,00
Szenario 0,85/0,95	0,85	1,00
Szenario 0,7/0,95	0,85	1,00

Tabelle 2: Faktoren der bestehenden PV Anlagen.

Zugebaute Anlagen	Reduktionsfaktor	Leistungsfaktor
Szenario 1,0/1,0	1,00	1,00
Szenario 0,85/0,95	0,85	0,95
Szenario 0,7/0,95	0,70	0,95

Tabelle 3: Faktoren der neu zugebauten PV Anlagen.

1.4 Vorgehen bei der Planung des Netzausbaus

Entscheidend für die Ermittlung der Netzausbaukosten ist der Spannungshub Δu_a am Verknüpfungspunkt. Dieser darf nach VDE-AR-N 4105 [6] nicht größer als 3 % sein. Zur besseren Vergleichbarkeit mit bereits untersuchten Netzen wurde für die Auswertung der Anschlusspunkt der PV Anlage am Stromnetz, also der Hausanschlusspunkt, ausgewählt. Folge dieses Vorgehens sind etwas höhere Netzausbaukosten. Als Konsequenz daraus wird die Grenze von 3 % für den Spannungshub nicht absolut streng betrachtet. So können einige Knoten diese 3 % Grenze leicht überschreiten. Der Zubau der zusätzlichen PV Anlagen erfolgt dabei willkürlich entsprechend der SLP und der einzelnen Netzbereiche.

Nach dem PV Zubau, der Einstellung der Faktoren für das jeweilige Szenario und der Simulation sowie der Auswertung des Spannungshubs, werden zunächst die einzelnen Ortsnetzbereiche überprüft und überlastete Ortsnetztransformatorstationen getauscht. Als nächsten Schritt kann die Aufteilung der Stromkreise verändert werden. Dies hilft jedoch nur bei geringen Überschreitungen des Spannungshubs. Weiterhin wurden zu bestehenden Kabeln neue Kabel parallel verlegt. Ist anschließend der Spannungshub noch immer nicht im geforderten 3 % Band werden zusätzliche Ortsnetztransformatorstationen errichtet. Entscheidend für die Art des Netzausbaus ist in erster Linie eine Kostenminimierung. Die sich ergebenden Kosten für den benötigten Netzausbau wurden mit Hilfe einer Kalkulationstabelle mit überschlägigen Aufwendungen für die einzelnen Ausbaumaßnahmen der E.ON Bayern AG ermittelt. In den Beträgen sind die Arbeits- und die Materialkosten enthalten.

2 Auswertung des Spannungshubs und der Netzausbaukosten

Die Auswertung soll hier für das dörfliche Ortsnetz Niederaltich im genauen erfolgen. Anschließend wird dieses mit einem städtischen und einem ländlichen Netz verglichen. Alle drei Ortsnetze befinden sich im E-Gebiet Seebach in Niederbayern und liegen somit im Versorgungsgebiet der E.ON Bayern.

2.1 Detaillierte Auswertung eines dörflichen Netzes

Niederaltich kann als Modell eines dörflichen Netzes verwendet werden. In diesem Ortsnetz befinden sich 594 Hausanschlüsse mit einer Gesamtlast im Schwachlastfall von 172 kW. Dem gegenüber stehen 568 kW_p installierter PV Leistung. Nach Prognose beträgt der Zubau bis 2030 1972 kW_p. Dies entspricht knapp 350 % der bereits heute installierten Leistung.

2.1.1 Klassifizierung und Auswertung des Spannungshubs nach Szenario 1,0/1,0

Bild 1 zeigt den Spannungshub an allen Knoten mit PV Anlagen. Auf der Abszisse ist der Hub in verschiedene Klassen eingeteilt. An der Ordinate kann die Anzahl der jeweiligen Knoten pro Klasse abgelesen werden. Die blauen Balken stellen die Situation im Ortsnetz nach An-

wendung der EEG-PV Prognose ohne Netzausbaumaßnahmen dar. Die grünen Balken zeigen die Situation nachdem die überlasteten Ortsnetztransformatoren getauscht wurden, die roten Balken stellen die Situation nach dem endgültigen, kostenminimierten Netzausbau dar.

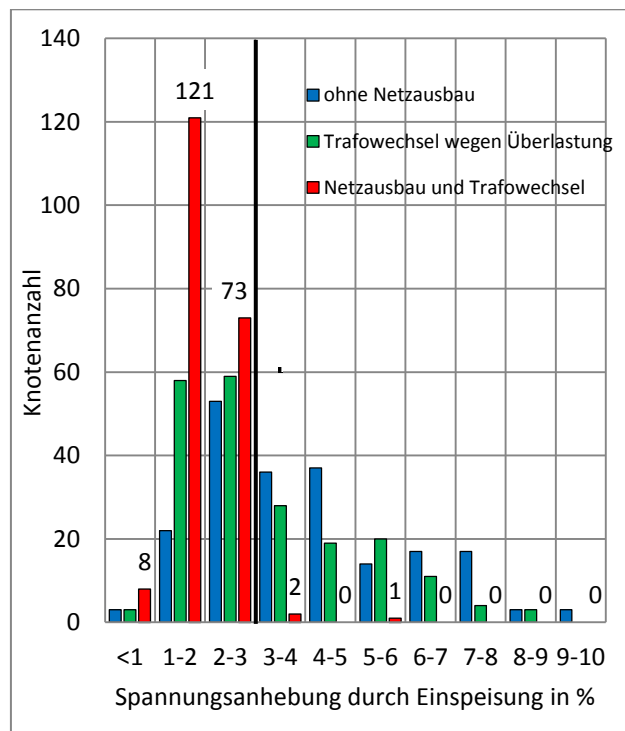


Bild 1: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 1,0/1,0.

Auffallend ist der eine Knoten, welcher selbst nach dem Netzausbau noch immer einen Spannungshub von mehr als 5 % aufweist. Dieser liegt am Ende eines langen Ausläufers. Da die Kosten für den Netzausbau für diesen einen Ausläufer sehr hoch wären, ist die Wirtschaftlichkeit für diesen Ausbau nicht mehr gegeben. Die gesamten Netzausbaukosten für dieses Szenario belaufen sich auf mehrere hunderttausend Euro. Darin sind neue Ortsnetztransformatoren, Niederspannungskabel sowie der Austausch mehrerer Ortsnetztransformatoren enthalten.

2.1.2 Klassifizierung und Auswertung des Spannungshubs nach Szenario 0,85/0,95

Die in diesem Szenario installierte PV Leistung von 2159 kW_p reduziert den Spannungshub im Vergleich zu Szenario 1,0/1,0 deutlich. Es befindet sich, selbst ohne Netzausbau, kein Knoten in den Spannungshub - Klassen 8-9 % und 9-10 % (**Bild 2**). Somit verringern sich die Netzausbaukosten auf etwa 65 % der in Szenario 1,0/1,0 entstehenden Kosten. In diesem Betrag ist wiederum eine neue Ortsnetztransformatorstation, neue Niederspannungskabel sowie der Austausch mehrerer Ortsnetztransformatoren enthalten. Mit Ausnahme eines einzigen Knotens befinden sich, nach dem Transformatorenwechsel und dem nötigen Netzausbau, alle Spannungshübe im erlaubten Bereich von kleiner als 3 %. Der eine Knoten im

unerlaubten Bereich liegt nur sehr geringfügig über 3 %, sodass ein weiterer Netzausbau für diesen einen Knoten nicht zwingend nötig ist.

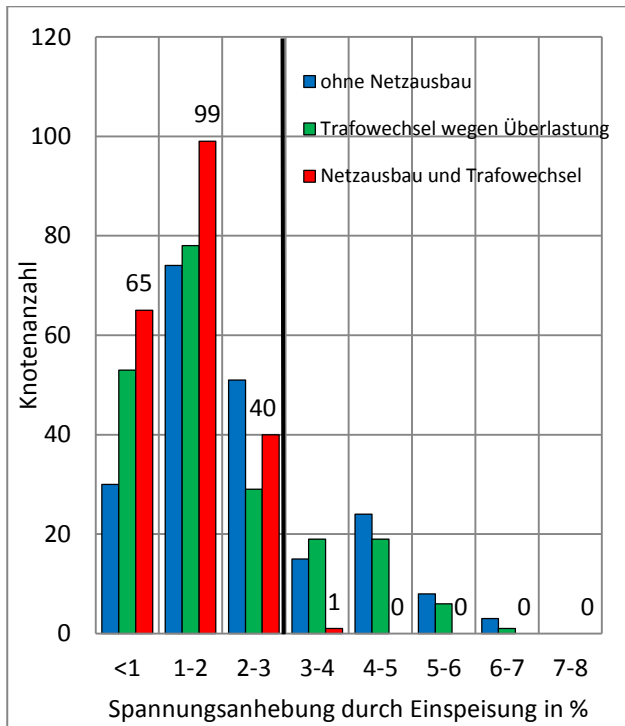


Bild 2: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 0,85/0,95.

2.1.3 Klassifizierung und Auswertung des Spannungshubs nach Szenario 0,7/0,95

Die effektive PV Leistung in Szenario 0,7/0,95 beträgt 1863 kW_p und ist somit noch einmal geringer als in Szenario 0,85/0,95. Es ist auffallend, dass bereits nach dem Austausch der überlasteten Transformatoren nur noch wenige Knoten einen Spannungshub von mehr als 3 % aufweisen. Die Gesamtkosten belaufen sich auf etwa 53 % der Kosten des klassischen Netzausbaus und sind somit nur geringfügig niedriger als bei Szenario 0,85/0,95. In **Bild 3** ist der Spannungshub der einzelnen Knoten mit PV Anlagen dargestellt. Die Spannungshübe der beiden Knoten, die nach dem Transformatorenwechsel und dem durchgeführten Netzausbau noch im unzulässigen Bereich liegen, überschreiten die 3 % Grenze wiederum nur sehr geringfügig, sodass ein weiterer Netzausbau im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung als nicht sinnvoll einzuordnen ist.

2.1.4 Vergleich der Szenarien für dieses dörfliche Netz

Die spezifischen Netzausbaukosten in €/kW_p 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 bereits, dass durch Annahme eines realistischen Leistungsmaximums sowie einer Blindleistungsregelung durchaus beachtliche Kosteneinsparungen beim Netzausbau zu erwarten sind. Die Kostenreduk-

tion gelingt dabei einerseits durch Reduktion der Wirkleistung, andererseits aber auch durch eine Blindleistungsregelung.

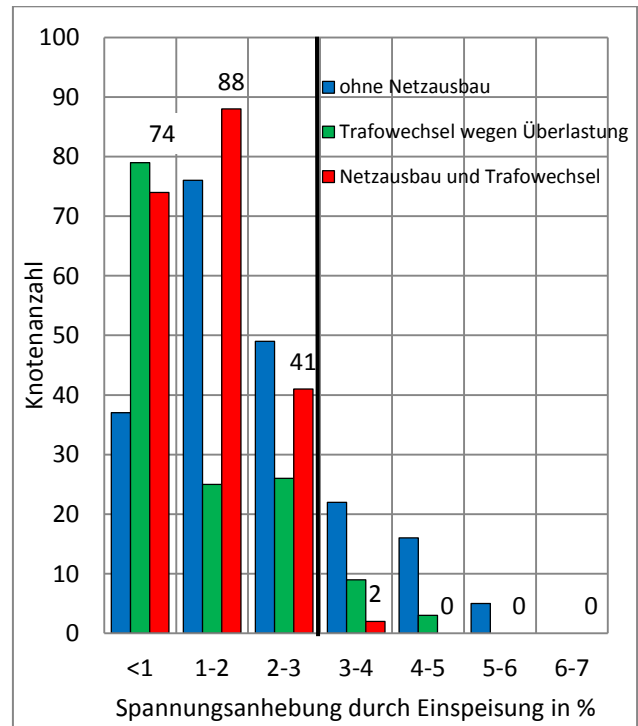


Bild 3: Resultierender Spannungshub des dörflichen Netzes für Szenario 0,7/0,95.

2.2 Vergleich des dörflichen Netzes mit einem städtischen und einem ländlichen Netz

2.2.1 Vergleich der Gesamtkosten

Ein Vergleich der Gesamtkosten der einzelnen Szenarien zeigt, dass in allen drei Kategorien die Gesamtkosten bei Szenario 1,0/1,0 am höchsten liegen. Weiterhin sinken die Gesamtkosten von Szenario 1,0/1,0 zu Szenario 0,85/0,95 sehr stark ab. Die weitere Absenkung von Szenario 0,85/0,95 auf Szenario 0,7/0,95 fällt hingegen geringer aus. Die Unterschiede ergeben sich hierbei nur noch in Netzbereichen bei denen die 3 % Spannungsgrenze im Szenario 0,85/0,95 nur geringfügig und in Szenario 0,7/0,95 nicht mehr überschritten wurde. In den Gesamtkosten sind sowohl die Kosten für einen zukünftigen Netzausbau enthalten als auch die Kosten die bereits in den vergangenen Jahren für Netzverstärkungsmaßnahmen aufgrund von PV Anlagen entstanden sind. In **Bild 4** sind die Gesamtkosten für die Netzverstärkung in drei beispielhaften Ortsnetzen dargestellt. Es handelt sich um die Orte Haardorf, welcher als Repräsentant für ein ländliches Netz gilt, Niederalteich und Osterhofen, welches wiederum ein städtisches Netz repräsentiert. Das ländliche Netz Haardorf weist mit 134 Wohneinheiten und 1118 kW_p PV Endausbau in allen drei Szenarien die geringsten Gesamtkosten auf. Die gesamten Netzausbaukosten für den städtischen Repräsentanten Osterhofen liegen aufgrund der mehr als zehn Mal höheren PV Endausbauleistung von 11905 kW_p deutlich höher. Ein direkt proportionaler Zu-

sammenhang zwischen PV Endausbauleistung und Netzausbaukosten liegt allerdings, wie in Bild 4 zu sehen ist, nicht vor. Die Kosten sind nur etwa 4,5 Mal höher als in Haardorf. Dies könnte durch eine andere Netzstruktur des städtischen Netzes verursacht werden.

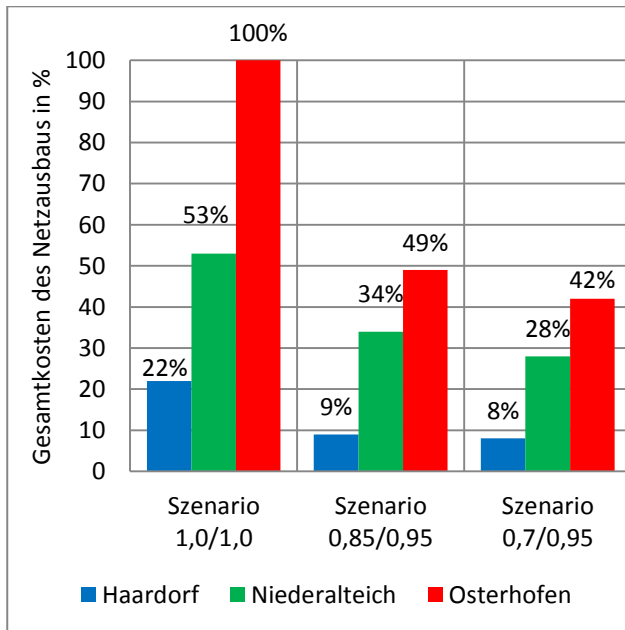


Bild 4: Vergleich der Gesamtkosten für je ein Ortsnetz der drei gewählten Kategorien.

2.2.2 Vergleich der spezifischen Kosten

Bei Betrachtung der spezifischen Netzausbaukosten zeigt sich, dass in städtischen Netzgebieten die geringsten Kosten entstehen. Dies kann auf die starre Struktur des in Osterhofen verwendeten Netzes mit einer höheren Dichte an Ortsnetzstationen zurückgeführt werden. Der Vorteil ist die hohe Versorgungssicherheit. Dem stehen die höheren Investitionskosten nachteilig gegenüber. Der Vergleich der spezifischen Kosten wird anhand **Bild 5** veranschaulicht.

Für das ländliche Netzgebiet wurden die höchsten spezifischen Kosten erwartet. Es ergaben sich allerdings geringere Kosten als für das dörfliche Ortsnetz wie in Bild 5 zu erkennen ist. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die Daten für die bereits vollzogenen Netzverstärkungsmaßnahmen der letzten Jahre unvollständig sind. Die starke Verringerung der Kosten in Haardorf von Szenario 1,0/1,0 zu Szenario 0,85/0,95 ist darauf zurückzuführen, dass keine neuen Ortsnetztransformatorenstationen benötigt werden.

2.2.3 Kosteneinsparungen gegenüber dem klassischen Netzausbau

Die relative Kosteneinsparung gegenüber dem klassischen Netzausbau ist in **Bild 6** zu sehen. So ergeben sich je nach Szenario und Ortsnetzstruktur Einsparungen zwischen 35 % und 62 %. Die größten relativen Einsparungen sind in dem ländlichen Ortsnetz möglich. Bei einem Vergleich von Szenario 0,85/0,95 und Szenario 0,7/0,95 liegen die zusätzlichen Einsparungen zwischen 2 % und 12 %.

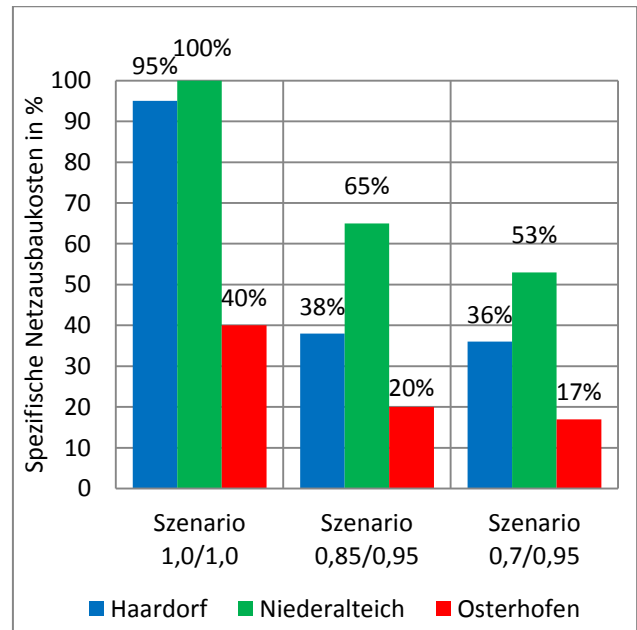


Bild 5: Vergleich der spezifischen Kosten für je ein Ortsnetz der drei gewählten Kategorien.

Bei allen ermittelten Kosten ist stets darauf zu achten, dass in dieser Untersuchung nur die Kosten für den notwendigen Netzausbau innerhalb des jeweiligen Ortsnetzes, also nur in der Niederspannung, berücksichtigt wurden. Explizit nicht berücksichtigt wurden eventuelle Netzverstärkungsmaßnahmen im überlagerten Mittelspannungsnetz von der Umspannstation zu den entsprechenden Ortschaften. Diese weiteren Netzverstärkungen sind notwendig, sobald eine Leitungsüberlastung oder eine unzulässige Spannungsanhebung in der Mittelspannung z.B. aufgrund starker Rückspeisungen auftritt. Nach den derzeitigen Erkenntnissen, die im Rahmen des Forschungsprojekts „Netz der Zukunft“ entstanden sind, dürfte das Szenario 0,85/0,95 am ehesten die reale Netzsituation wiedergeben. Dieses wird durch einen Reduktionsfaktor von 0,85 und ein Leistungsfaktor von 0,95 induktiv beschrieben.

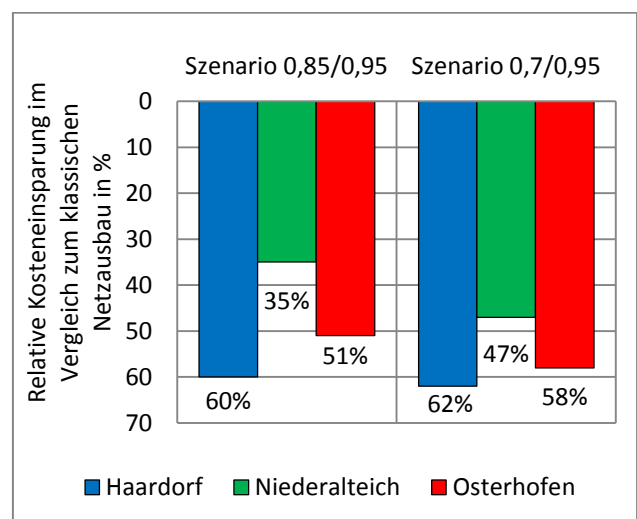


Bild 6: Prozentuale Kosteneinsparung gegenüber dem klassischen Netzausbau.

2.2.4 Betrachtung der spezifischen Netzausbaukosten in Abhängigkeit der Versorgungsdichte

Aus dem Quotienten der Anzahl der Hausanschlüsse eines Ortsnetzgebiets und der Ausdehnung dieses Ortes kann die Versorgungsdichte bestimmt werden. Werden die spezifischen Netzausbaukosten in Abhängigkeit dieser Versorgungsdichte in HA/km² dargestellt, zeigt sich für das Szenario 1,0/1,0 der Zusammenhang nach **Bild 7**. Es ist ein Trend zu erkennen, nach dem kleine Ortsnetze mit einer geringeren Hausanschlussdichte höhere spezifische Netzausbaukosten aufweisen. Städtische Netze, wie das Ortsnetz Osterhofen, weisen eine hohe Versorgungsdichte auf. Die resultierenden Netzausbaukosten fallen deutlich geringer aus. (Die Untersuchung der Ortsnetze Thundorf und Langenisarhofen erfolgte im Rahmen einer E.ON Bayern internen Untersuchung.)

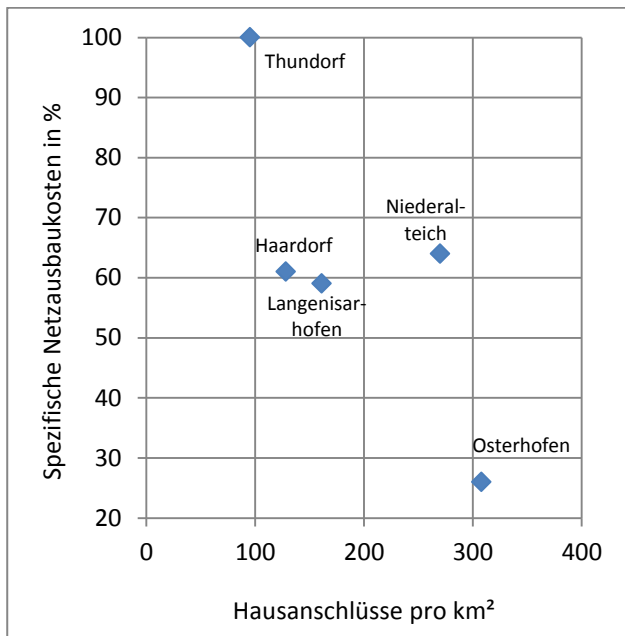


Bild 7: Darstellung der spezifischen Netzausbaukosten in Abhängigkeit der Versorgungsdichte.

3 Zusammenfassung und Bewertung der gewonnenen Ergebnisse

In dieser Untersuchung werden in drei Kategorien von Ortsnetzen die PV Bestände soweit ausgebaut bis die PV Prognose von E.ON Bayern [1] erreicht wurde. Bei der Prognose wird auf 30 % aller Haushalten eine 10 kW_p Anlage und auf 70 % aller gewerblichen/ landwirtschaftlichen Gebäuden eine 27 kW_p Anlage installiert sein. Den einzelnen Anlagen werden je nach Szenario unterschiedliche Reduktions- und Leistungsfaktoren zugewiesen. Die unterschiedlichen Szenarien orientieren sich am EEG [7] und an der VDE-AR-N 4105 [6]. Außerdem werden Erkenntnisse aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ berücksichtigt. Ziel der Untersuchung und Auswertung ist es, die Kosten für den jeweils notwendigen Netzausbau zu ermitteln. Die Ortsnetze werden jeweils soweit ausgebaut bis der Spannungshub an den PV Einspeiseknoten nach VDE-AR-N 4105 im zulässigen Bereich von unter 3 %

liegt. Der Ausbau erfolgte in vier Schritten. Zuerst werden alle überlasteten Transformatoren ausgetauscht. Anschließend werden die Aufteilungen der Stromkreise verändert sowie gegebenenfalls neue Leitungen verlegt. Die letzte Maßnahme ist die Errichtung neuer Ortsnetztransformatorstationen. Das Hauptaugenmerk liegt dabei immer auf einer Kostenminimierung. Ein Vergleich der Szenarien ergibt maximale Einsparungen in den Netzausbaukosten von mehr als 60 % bei Szenario 0,7/0,95 im Vergleich zu Szenario 1,0/1,0.

Es zeigt sich, dass durch Annahme eines realistischen Wirkleistungsreduktionsfaktors der PV Anlagen, aber auch durch Blindleistungsregelung beachtliche Einsparungen beim Netzausbau möglich sind. Bei Untersuchungen mit weiteren Szenarien konnte festgestellt werden, dass in Ortsnetzen mit einem hohen Durchdringungsgrad von PV Anlagen die Blindleistungsregelung der Neubauten eine größere Kostenreduzierung zur Folge hat als die Wirkleistungsregelung. Im Gegensatz dazu haben Ortsnetzen mit geringerem PV Durchdringungsgrad in etwa das gleiche Kostenreduktionsvermögen. Durch die Blindleistungsregelung treten allerdings zusätzliche Verluste im Netz auf. Deswegen sollte in der Realität der Leistungsfaktor nicht statisch sondern dynamisch, in Abhängigkeit der momentanen Netzsituation, gewählt werden. Der hier durchgeführte Ansatz eines festen Leistungsfaktors stellt somit den Fall einer verminderten Einspeisung dar.

Die hier angestellten Untersuchungen wurden nur für eine sehr begrenzte Zahl von Ortsnetzen durchgeführt. Daher sollten die erzielten Ergebnisse nicht zu einer Verallgemeinerung führen.

Auch in Zukunft wird ein Aus- und Umbau der Stromnetze zur Integration des regenerativ erzeugten Stromes von PV- und Windkraftanlagen unumgänglich sein. Um den Umbau so effizient wie möglich zu gestalten sind mittelfristig zwingend auch dezentrale Speicher notwendig. Bis Speichertechnologien serienreif sind, bleiben den Netzbetreibern jedoch nur Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen.

4 Literatur

- [1] Haseneder, M., Garhamer, M., EEG Photovoltaikprognose 2030: smart grid Seebach, E.ON Bayern, 2010
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien, Pressemitteilung 2009
- [3] Werther, M.: Ermittlung der Netzausbaukosten in Ortschaften mit besonders hoher Stromeinspeisung von Photovoltaikanlagen, München, 2012
- [4] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeiten von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, München, 2011
- [5] Spring, A.: Einfluss meteorologischer Vorgänge auf Ortsnetze, München, 2012
- [6] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: VDE Verlag GmbH, 2011
- [7] EEG: Erneuerbare Energien Gesetz, 2012