

Felduntersuchung der Netzauslastung und Spannungsanhebung durch PV-Anlagen

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

(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> · georg.wirth@hm.edu

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

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

1 Motivation und Zielsetzung

Photovoltaik-(PV)-Anlagen stellen einen stark ansteigenden Anteil der deutschen Energieversorgung dar. Im Versorgungsgebiet der E.ON Bayern waren im Dezember 2010 PV-Anlagen mit einer Modulleistung von etwa 650 MW im Mittelspannungsnetz und 2.600 MW im Niederspannungsnetz installiert. Vor allem an sonnenreichen Tagen übersteigt die dezentral erzeugte Leistung den momentanen Verbrauch im Niederspannungsnetz wesentlich und verursacht in diesen Netzen Spannungsüberhöhungen und eine Rückspeisung in das Hochspannungsnetz. Abbildung 1 zeigt den Verlauf der Transformatorauslastung am Umspannwerk im Untersuchungsgebiet. Für das Jahr 2010 ergab sich regelmäßig Rückspeisung in das Hochspannungsnetz, während es 2009 noch kaum Zeitpunkte mit Rückspeisung gab. Deshalb entsteht die Notwendigkeit, PV-Anlagen detailliert bei der Netzplanung und Netzführung zu berücksichtigen.

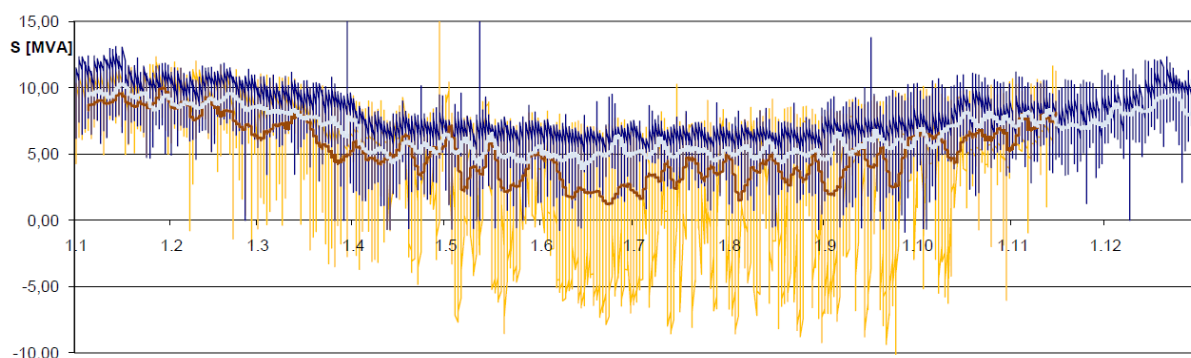


Abbildung 1: 15-min-Mittelwerte der Auslastung am Umspannwerk 110-20 kV im Untersuchungsgebiet für 2009 (blau) und 2010 (gelb). In hellblau bzw. braun sind die zugehörigen 24-h-Mittelwerte dargestellt.

Da ein Großteil des deutschen PV-Anlagenzuwachses in Bayern erfolgt, wurde von E.ON Bayern das smart grid-Projekt „Netz der Zukunft“ gemeinsam mit der Hochschule München und der TU München initiiert. Hierzu werden in einem Netzgebiet in Niederbayern eine große Anzahl von Messpunkten in der Mittelspannungs- und

Niederspannungsebene errichtet, um detaillierte Power Quality (PQ) Messdaten zu gewinnen. Zusätzlich werden energiemeteorologische Daten wie Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung und Temperatur erhoben. Mit diesen Daten können Rückschlüsse auf den Spannungsgang und die Leistungsflüsse in den Verteilnetzen und somit auf die Engpässe im Versorgungsnetz gezogen sowie Kenngrößen für die veränderte Netzdimensionierung abgeleitet werden.

2 Charakteristik des Untersuchungsgebietes

Als Untersuchungsgebiet wurde ein Teilbereich des Erdschlussgebietes Seebach südöstlich von Deggendorf ausgewählt. Es umfasst etwa 115 Ortsnetzstationen und ca. 800 PV-Anlagen mit rund 14 MW installierter Leistung. Zusätzlich befinden sich eine Biogasanlage mit 350 kW und 4 BHKWs mit insgesamt 290 kW im Netzgebiet. Etwa 77 % der installierten PV-Leistung befinden sich in der Niederspannungsebene. In das Mittelspannungsnetz speisen zwei Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 3,3 MW ein.

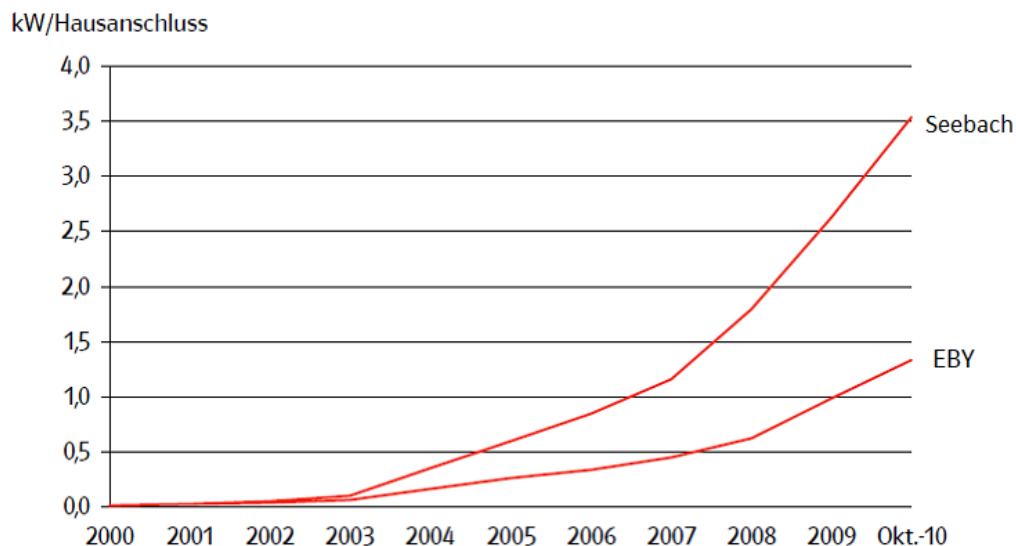


Abbildung 2: Verlauf der Anlagendichte im Untersuchungsgebiet Seebach und im gesamten Versorgungsgebiet von E.ON Bayern

Vergleicht man die PV-Anlagendichte, definiert als STC (Standard Test Condition) Leistung der PV-Anlagen im Niederspannungsnetz dividiert durch die Summe der Hausanschlüsse, liegt das Untersuchungsgebiet mit derzeit über 3,5 kW pro Hausanschluss deutlich über dem Durchschnitt von E.ON Bayern mit 1,4 kW pro Hausanschluss. Das Erdschlussgebiet versorgt ein sehr ländliches Gebiet mit einer vergleichsweise hohen jährlichen Globalstrahlungssumme. Bei der Gegenüberstellung beider Kurven lässt sich in Abbildung 2 ein Vorseilen der Anlagendichte im Untersuchungsgebiet gegenüber dem E.ON Bayern-Mittel um etwa drei Jahre erkennen.

3 Parametrierung der relevanten Szenarien

Zur Ermittlung des Netzzustandes bei PV-Einspeisung werden ausgewählte Ortsnetze sowie das überlagerte Mittelspannungsnetz in eine Simulationsumgebung übertragen und Lastflussrechnungen für den Schwachlastfall mit voller PV-Einspeisung durchgeführt. Es zeigt sich, dass durch die hohe Anzahl an PV-Anlagen kaum Probleme bei der Betriebsmittelbelastung auftreten, wohl aber bei der Spannungshaltung.

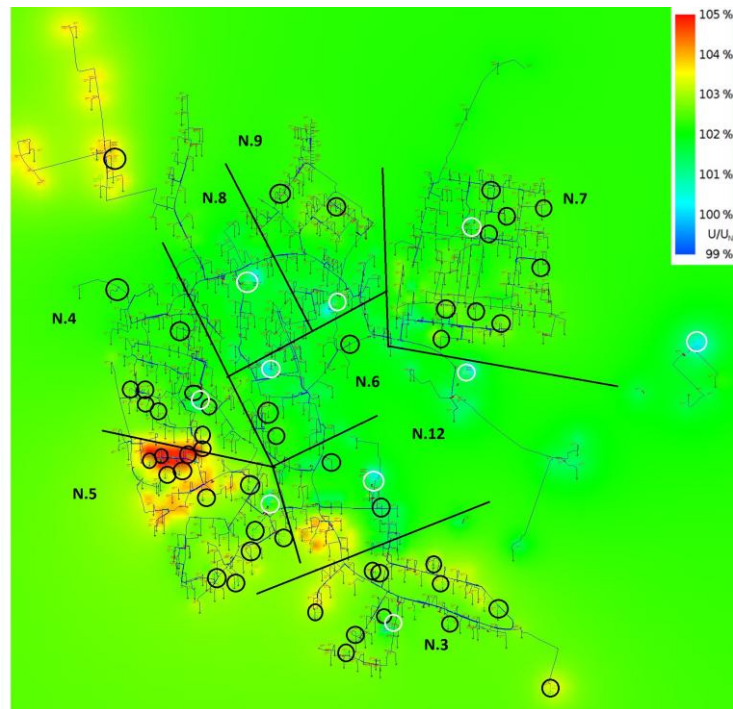


Abbildung 3: Ein exemplarisches Ortsnetz und seine Netzbereiche aus dem Untersuchungsgebiet. Die Kreise stellen die PQ-Messpunkte an den Hausanschlüssen dar. Der Farbverlauf symbolisiert die Spannungsverhältnisse im Schwachlastfall bei maximaler PV-Einspeisung.

Abbildung 3 zeigt die Spannungsverteilung in einem exemplarischem Netzgebiet bezogen auf die Nennspannung bei Schwachlast und aktiven Einspeisern. Die Extremwerte in der Darstellung liegen bei 99 % (blau) und 105 % der Nennspannung (rot). Hierbei wird ein „Worst Case“ Szenario für das Netz bei maximaler Einspeisung und minimaler Last dargestellt. Dieser Schwachlastfall entspricht einem Sommerwochenende zur Mittagszeit, an dem dezentral viel Energie erzeugt aber wenig verbraucht wird. Es ergibt sich ein umgekehrter Leistungsfluss und eine Rückspeisung über das Mittel- in das Hochspannungsnetz. Aufgrund der meteorologischen Gegebenheiten liegt in einem Netzgebiet mit typischer Ausdehnung an klaren Tagen eine hohe Gleichzeitigkeit der Einspeiseleistung aller PV-Anlagen vor. Für die Netzauslegung in Netzen mit hoher PV-Durchdringung ist meist die Belastung durch dezentrale Einspeiser relevanter als der Starklastfall, da im Starklastfall durch die Vielzahl an Hausanschlüssen mit unterschiedlicher Charakteristik eine geringere Gleichzeitigkeit vorliegt.

Für die Netzdimensionierung ist somit die maximale Einspeiseleistung und der anzurechnende minimale Verbrauch entscheidend. Für die Einspeisung liegt es nahe, 100 % der STC-Leistung anzunehmen. Dies würde aber bedeuten, dass alle Module, wie in den Testbedingungen definiert, einer Globalstrahlung von 1000 W/m² ausgesetzt sind und eine Temperatur von 25 °C aufweisen. Da die Module in der Praxis unterschiedlich ausgerichtet sind und die Betriebstemperaturen deutlich höher liegen, wird dies in Realität nur selten auftreten. Hinzu kommt noch die tendenzielle Underdimensionierung der Wechselrichter, welche die Leistung, die an das Netz abgegeben werden kann, zusätzlich begrenzt. Eine Bestandsaufnahme von 936 Anlagen im Untersuchungsgebiet zeigt ein durchschnittliches Verhältnis von P_{WR}/P_{PV} von 0,89. Deshalb wird bei den Netzuntersuchungen für die Photovoltaikanlagen eine elektrische Leistung von 85 % der STC-Leistung bei NS- und 90% bei MS-Einspeisern angesetzt.

Generell ist die aufgrund der Gleichzeitigkeit garantiert anzurechnende Last der einzelnen Wohneinheiten im Schwachlastszenario umso geringer, je kleiner das zu betrachtende Gebiet ist. In Simulationen mit weniger als 10 Wohneinheiten sind 57 W an Standby-Verbrauch pro Hausanschluss anzusetzen [1]. Ab 150 Hausanschlüssen können auch gewisse getaktete Geräte (Kühlschränke, Heizungspumpen etc.) als mittlere gesicherte Last angenommen werden, die die Last im Schnitt auf 377 W anheben. Zwischen 10 und 150 Anschlüssen wird linear interpoliert.

4 Auswahl der Messpunkte

Die Anwendung des Spannungs-Änderungskriteriums aus den FNN-Richtlinien [2,3,4,5] in der Simulation führt im direkten Vergleich mit der realen Netzsituation zu Unterschieden. Hierbei werden alle Einspeiser im Netzgebiet aktiviert und deaktiviert, der Hub der Spannung darf nicht über 2 % (MS) bzw. 3% (NS) steigen. In den Richtlinien wird eine getrennte Berechnung der Spannungsanhebung für Mittel- und Niederspannungsnetze beschrieben und Rückwirkungen jeweils nur im betrachteten Netzbereich untersucht. Unabhängig davon ob Niederspannungsnetze vermascht betrieben werden, findet eine Kopplung zwischen den Netzbereichen über die Mittelspannung statt. Durch die Einspeiser im MS-Netz ist hier oftmals schon ein Spannungshub von 2% vorhanden. Die unterlagerten NS-Netze bewirken in der Summe eine weitere Spannungsanhebung im MS-Netz und umgekehrt bewirkt die angehoebene MS-Spannung eine Spannungsanhebung in allen unterlagerten NS-Netzen. Für Abschätzungen der Aufnahmefähigkeit von Netzen mit hoher PV-Durchdringung wird deshalb angeraten, das Mittelspannungsnetz in die Berechnungen der Spannungsanhebung ein zu beziehen.

Abbildung 4 visualisiert die Wechselwirkungen der beiden Spannungsebenen an ausgewählten Niederspannungsknoten im Untersuchungsgebiet. In der Analyse wer-

den die Einspeiser mit Verknüpfungspunkt in der Mittelspannung konstant gehalten, somit kann in der Grafik die gegenseitige Beeinflussung der Niederspannungsnetz-bereiche über die Mittelspannungsebene abgelesen werden. Dabei ist der Hub, der durch die Anlagen in einem Netzbereich verursacht wird, als oberer Teil des Balkens in rot dargestellt und die Rückwirkung der anderen Netzbereiche über die Mittelspannung unten in blau zu sehen.

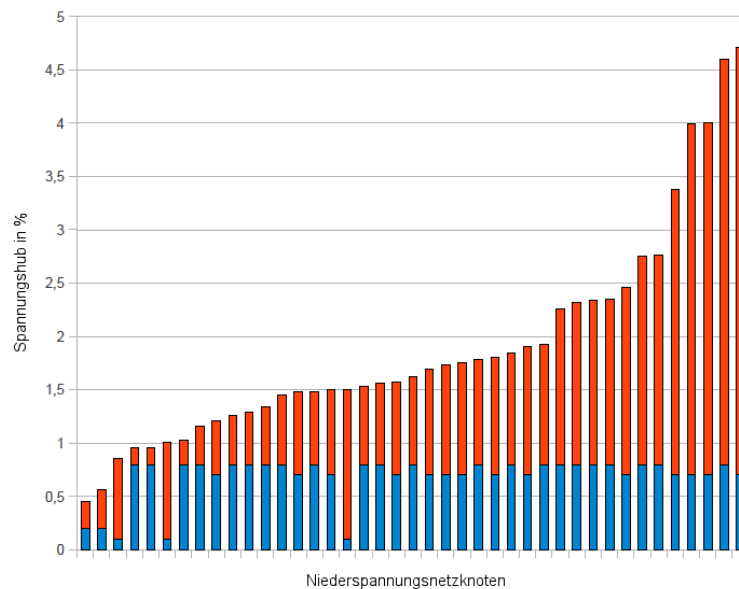


Abbildung 4: Spannungsanhebung an ausgewählten Niederspannungsknoten im Untersuchungsgebiet. In rot gezeigt ist die Anhebung aus dem untersuchtem Niederspannungsnetz, in blau die Rückwirkung der anderen Netzbereiche über das Mittelspannungsnetzes.

Dieses Ergebnis verdeutlicht die Notwendigkeit bei allen Betrachtungen sowohl die Niederspannung als auch die Mittelspannung zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wird im Projekt eine sehr große Anzahl an Messgeräten über beide Spannungsebenen im Netz verteilt. Die PQ-Messgeräte wurden im Umspannwerk Seebach, im Schalthaus Osterhofen und in 115 Ortsnetzstationen eingebaut. Zusätzlich wurden im Zuge des Projektes bei etwa 330 Hausanschlüssen Lastgangzähler mit Power-Quality-Messung sowohl für Einspeisung als auch Bezug verbaut. Alle Messgeräte senden ihre Daten per DSL- oder GPRS-Modem an eine zentrale Datenbank. Die Übertragung muss hierbei sehr hohen Sicherheitsmaßstäben entsprechen.

Die große Anzahl an PQ-Messungen an Hausanschlüssen ist bereits in Abbildung 3 exemplarisch dargestellt. Desweiteren wurde die Grafik grob in die einzelnen Netzbe-reiche, in denen neue Zähler eingebaut wurden, aufgeteilt. Jeder Hausanschluss-punkt, an dem ein neuer Zähler eingebaut wurde, ist schwarz umkreist. Dabei ist zu erkennen, dass der Straßenzug mit der in der Simulation auftretenden höchsten Spannung (rot) durch den Einbau von fünf Zählern sehr genau erfasst wird.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Netz der Zukunft“ sind eine Vielzahl fernauslesbarer Messgeräte in einem Mittelspannungsnetz und den untergeordneten Niederspannungsnetzen installiert. Das Untersuchungsgebiet befindet sich in einer ländlichen Region Niederbayerns mit einer bereits sehr hohen PV-Durchdringung von 3,5 kW pro Hausanschluss. Der Durchschnitt im gesamten Gebiet von E.ON Bayern liegt derzeit bei 1,4 kW pro Hausanschluss.

Erste Berechnungen im Netzgebiet zeigen, dass sich durch die hohe Anzahl an PV-Anlagen hauptsächlich Probleme bei der Spannungshaltung ergeben. Laut FNN-Richtlinie soll der vorgegebene maximal zulässige Spannungshub, der durch Niederspannungseinspeiser erzeugt wird, für die Abschätzung der Aufnahmefähigkeit des Netzes genügen. Der kumulierte Spannungshub von Nieder- und Mittelspannungsnetz zeigt allerdings, dass durch die verknüpfte Simulation beider Spannungsebenen ein nicht vernachlässigbarer zusätzlicher Hub aus dem Mittelspannungsnetz zu beachten ist.

Vor allem an sonnenreichen Tagen übersteigt die dezentral erzeugte Leistung den momentanen Verbrauch im Niederspannungsnetz wesentlich. Dabei entstehen bei Netzausläufern und Strängen mit hoher Anlagendichte Spannungsanhebungen über den richtliniengemäß vorgegebenen Werten. Die veränderte Situation stellt neue Anforderungen an das Netz, die in die Netzplanung und -führung mit einfließen sollten. Für die Netzdimensionierung sind die maximal kumulierte Einspeiseleistung und der garantiert anzurechnende minimale Verbrauch entscheidend.

Das fertig gestellte Messnetzwerk liefert seit Ende 2010 eine große Anzahl an Daten, mit denen verschiedene Theorien zu den Auswirkungen einer hohen PV-Durchdringung überprüft werden können. Aus diesen Ergebnissen können dann Dimensionierungsrichtlinien, gezielte Steuerungsaufgaben abgeleitet werden. Darüber hinaus kann ein Vergleich unterschiedlicher Netzausbaumöglichkeiten durchgeführt und daraus ein gesamtwirtschaftliches Optimum ermittelt werden.

6 Referenzen

- [1] Kerber G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsystemen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, 2011, Dissertation an der Technischen Universität München, wird in Kürze veröffentlicht
- [2] Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Juni 2008, BDEW, Berlin
- [3] Ergänzung zur Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Januar 2008, BDEW, Berlin
- [4] Entwurf Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Juli 2010, VDE Verlag Frankfurt am Main
- [5] Eigenerzeugungsanlage am Niederspannungsnetz, 4. Ausgabe 2001, Richtlinie für den Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz mit VDE Ergänzungen, September 2005, VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt am Main