

Verbesserung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung durch intelligente Wechselrichter

Improving power quality and capacity in low-voltage grids with decentral power generation using intelligent inverters

Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann, Peter Esslinger, Technische Universität München,

Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Deutschland, peter.esslinger@tum.de

Prof. Dr.-Ing. Norbert Grass, Sebastian Girstl, Ohm-Hochschule Nürnberg,

Institut für Leistungselektronik, Deutschland

Reinhold Keck, Anita Adelman, Siemens AG, I IA CE SE R&D ECW 1, Fürth, Deutschland

Kurzfassung

Der Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung ist in den vergangenen Jahren in Deutschland und Europa entsprechend den politischen Zielen stetig gestiegen. In der Niederspannungsebene handelt es sich dabei meistens um dezentrale regenerative Energieerzeugungsanlagen, wie z. B. Photovoltaik (PV)-Anlagen, die über Um- bzw. Wechselrichter an das Netz angeschlossen sind. Durch zeitweise Umkehr der Lastflussrichtung treten vermehrt unzulässige Spannungsanhebungen auf. Bisherige Überlegungen sehen eine Begrenzung der dezentralen Einspeisung vor, die politisch jedoch nicht gewünscht wird, oder den Ausbau der Netze, was im Allgemeinen hohe volkswirtschaftliche Kosten verursacht.

Im Rahmen des Projektes NetzQ wird die Möglichkeit genutzt, mithilfe der verteilten Wechselrichter von Erzeugungsanlagen Blindleistung bereitzustellen, um die Aufnahmefähigkeit der Netze sowie die Spannungsqualität zu verbessern. Netzausbau lässt sich so in vielen Fällen vermeiden, in jedem Fall aber verzögern. Zusätzlich können Spannungsschwankungen aufgrund fluktuierender Einspeiseleistung, etwa durch Wolkenzug, reduziert, der Blindleistungsbezug optimiert und Netzverzerrungen durch harmonische Oberschwingungsströme kompensiert werden. Die Ansteuerung der Wechselrichter in einem Netzgebiet erfordert für die Optimierung der verschiedenen zu übernehmenden Aufgaben eine verteilte Erfassung relevanter Netzdaten sowie eine zentrale Regelung. Das Prinzip wird in einem realen Netz mit hohem Anteil von PV-Anlagen exemplarisch erprobt.

Das Konzept ist nicht spezifisch für PV-Anlagen, es bietet vielmehr die Basis für den intelligenten Betrieb von Netzen der Zukunft mit verteilter Erzeugung und Speicherung und zukünftig regelbaren Lasten.

Abstract

The proportion of renewable energies in power generation has increased in recent years according to the political aims. In low-voltage grids, these are mostly decentralized renewable energy systems such as photovoltaics (PV) that are connected to the grid through the inverters. The temporary reversal of the power flow causes overvoltage problems. Consequently, regenerative sources need to be turned off temporarily or on the long term the grid infrastructure has to be extended by the utility company.

The concept described in this paper uses reactive power which is generated by the solar inverters to increase power capability and quality of the grid. Thus grid extension can be avoided in many cases or at least it can be delayed. Voltage fluctuations due to fluctuating power input, such as by passing clouds, can be reduced. Additionally, the inverters can be remotely controlled to compensate harmonic distortion and to improve phase voltage balance by feeding unsymmetrical currents into the three phases. Distributed data collection and central control is required for control of a distributed system of a number of solar inverters installed in a grid segment.

The concept can be applied not only to PV systems; it is rather a basic technology which can be used in future grids with distributed generation and storage. Even the power consumption in the grid can be optimized accordingly to the generation if remotely controllable appliances will be installed in the future.

1 Einleitung

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden meist über leistungselektronische Stellglieder an das Verteilnetz angeschlossen. Durch zusätzliche Funktionalitäten der verteilten Wechselrichter, die kontinuierlich mit dem Netz ge-

koppelt sind, lässt sich die Aufnahmefähigkeit der Netze insbesondere für regenerative Erzeugungsanlagen steigern und gleichzeitig die Spannungsqualität verbessern.

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Möglichkeiten durch Kombination von Leistungselektronik und IuK-Technologie Verteilnetze mit verteilten aktiven Systemen

zu regeln und so die Netzaufnahmefähigkeit und die Spannungsqualität zu verbessern.

2 Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit

Niederspannungsverteilnetze sind für einen Lastfluss von der übergeordneten Netzebene über den Transformator zum Verbraucher dimensioniert. Die Betriebsmittel sind so bemessen, dass bei maximal zu erwartender Last unter Berücksichtigung der Schwankungen im überlagerten Netz das zulässige Spannungsband von $\pm 10\%$ eingehalten wird. Bei hoher Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen kommt es insbesondere in Zeiten geringer Last zu einer Invertierung des Lastflusses und einer Rückspeisung in das überlagerte Netz. Aufgrund der geänderten Lastflussrichtung befindet sich der Ort der maximalen Spannung nicht mehr am Transformator, sondern am Ende des Netzstranges. Wegen der häufig fluktuierenden Erzeugung z.B. durch PV-Anlagen kann es zu starken Spannungsschwankungen kommen. Bild 1 zeigt vereinfacht die mögliche Variation der Spannung an einem Netzstrang bei Last und fluktuierender dezentraler Erzeugung. Empfehlungen zur zulässigen Spannungserhöhung durch Erzeugungsanlagen in Niederspannungsnetzen auf $\leq 3\%$ [1] begrenzen die Aufnahmefähigkeit der Netze sehr stark [2]. Bei Ausnutzung des gesamten zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\%$ werden in den meisten Netzen auch die thermischen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel erreicht.

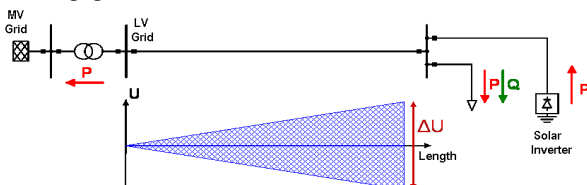


Bild 1: Netzbetrieb mit Last und Erzeugung und möglicher Spannungsschwankung am Leitungsende

Bei Verletzung der zulässigen Spannungsanhebung werden heute Verteilnetze häufig durch kostenintensive Netzausbaumaßnahmen verstärkt und es kommt zu Verzögerungen beim Anschluss neuer Erzeugungsanlagen.

Somit stellt die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen eine wesentliche Einflussgröße für die Aufnahmefähigkeit von Verteilnetzen für dezentrale, meist regenerative Energieerzeugungsanlagen dar.

3 Verbesserung der Spannungsqualität und Netzaufnahmefähigkeit durch Blindleistung

Während die Netzaufnahmefähigkeit und Netzqualität bisher im Wesentlichen durch Netzausbau gewährleistet wurde, versucht dieses Projekt die in den Netzen verteilten Installationen effizient einzusetzen. Dies geschieht durch Nutzung von verteilter Messtechnik, intelligenter Ansteuerung von Leistungselektronik, neuer Informations- und

Kommunikationstechnologie sowie den Möglichkeiten der Netzregelung.

Das Konzept wird am Beispiel verteilter PV-Anlagen entwickelt und erprobt, die Nutzung ist jedoch nicht auf diese Anwendung beschränkt. In allen Netzen mit steuerbaren Einspeiseanlagen und Lasten kann die Netzeffizienz durch verteilte Netzdienstleistungen gesteigert werden.

Das entwickelte Gesamtkonzept (Bild 2) besteht aus drei Regelblöcken:

- Regelung zur Spannungsbandeinhaltung
- Regelung zur Reduktion von Spannungsschwankungen aufgrund fluktuierender Einspeisung
- Regelung zur Vermeidung von Netzverlusten durch Optimierung des Blindleistungsbezugs

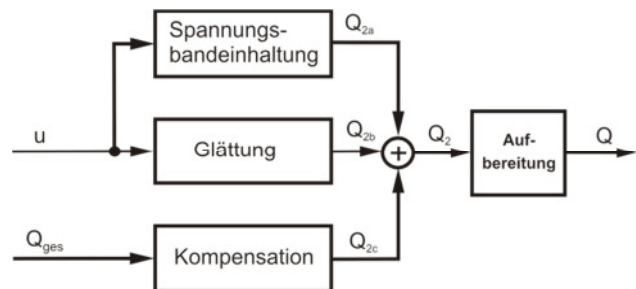


Bild 2: Überblick Regelkonzept

Zur Gewährleistung der Stabilität der Regelung wird die Stellgröße Blindleistung nach in einem abschließenden Regelblock aufbereitet.

3.1 Spannungsbegrenzung durch Blindleistungsbezug

Die Regelung zur Spannungsbandeinhaltung nutzt die Möglichkeit moderner 4-Quadranten-Wechselrichter Blindleistung zu beziehen oder abzugeben.

Bild 3 zeigt qualitativ den Spannungsfall an einer Übertragungsleitung. Während bei normalen Lastverhältnissen die Spannung U_2 am Leitungsende niedriger ist als die Spannung U_1 am Leitungsanfang bzw. am Ortsnetztransformator, so kehren sich die Verhältnisse bei Invertierung der Lastflussrichtung um.

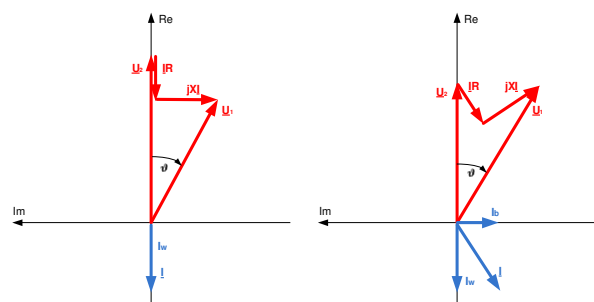


Bild 3: Spannungsfall an einer Leitung bei Wirkstromspeisung (links) und bei Wirkstromspeisung und Blindstrombezug (rechts)

Der linke Teil in Bild 3 zeigt, dass bei Wirkleistungs- bzw. Wirkstromspeisung am Leitungsende die Spannung U_2 größer ist als U_1 . Durch gleichzeitigen Blindleistungs- bzw. Blindstrombezug an der Einspeisestelle kann die

Spannung U_2 abgesenkt und so auf zulässige Werte begrenzt werden (rechter Teil in Bild 3). Dies ist auch in Niederspannungsnetzen mit ungünstigeren R/X Verhältnissen möglich, wenn man den Ortsnetztransformator mit berücksichtigt.

Die Blindleistungsbereitstellung durch die PV-Anlagen erfordert zusätzliche Wechselrichterleistung. Untersuchungen zum Blindleistungsbedarf haben gezeigt, dass ein minimaler Leistungsfaktor von $\cos \varphi = 0,9$ in typischen Netzen ausreichend ist, um die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten [4]. Dieser Verschiebungswinkel bedeutet, dass der Wechselrichter bei konstanter Wirkleistungseinspeisung ca. 45 % Blindleistung beziehen oder bereitstellen kann. Der Wechselrichter muss dafür bei Bemessungsspannung in seiner Leistung bzw. seinem Strom um 10 % größer bemessen werden. Wird die Blindleistung nur bei erhöhter Netzspannung bezogen, so kann die Höherdimensionierung des Solar-Wechselrichters geringer ausfallen oder u.U. nicht notwendig sein.

Der Blindleistungsbezug durch die verteilten Solar-Wechselrichter muss vom Netz bereitgestellt und durch das Netz transportiert werden. Dies verursacht zusätzliche Netzverluste und hat eine erhöhte Betriebsmittelbelastung zur Folge. Es ist daher sinnvoll, die Blindleistungsbereitstellung nicht durch eine statische Kennlinie in den Wechselrichtern zu gewährleisten, sondern den Blindleistungsbezug zu minimieren durch individuelles sequentielles Ansprechen derjenigen Wechselrichter, die den größten Einfluss auf die Spannung haben. Diese Optimierung des Blindleistungseinsatzes kann durch Kommunikation jedes Wechselrichters mit einem Zentralrechner im Netzgebiet sichergestellt werden.

Die Wechselrichter im Netz überwachen fortlaufend die Netzspannung. Sollte bei einem Wechselrichter ein vom Zentralrechner vorgegebener Grenzwert überschritten werden, so beginnt dieser selbsttätig Blindleistung zu beziehen, um die Spannung abzusenken. Stößt der betreffende Wechselrichter an seine Grenzen und kann er die Spannung nicht auf das gewünschte Niveau absenken, so teilt er dies einem Zentralrechner mit. Dieser veranlasst daraufhin das Eingreifen eines weiteren Wechselrichters zur Unterstützung des anderen.

Als Standorte regelbarer Wechselrichter bieten sich vor allem Neuinstallationen von PV-Anlagen an. Bei Bestandsanlagen wird sich der Zugriff eher schwierig gestalten. Um auch in solchen Fällen eine effektive Regelung gewährleisten zu können, müssen Bestandswechselrichter an kritischen Stellen im Netz, zum Beispiel am Ende langer Netzausläufer, mit Messstellen ausgestattet werden. Diese Messstellen können dann die Aktivierung des nächstgelegenen regelbaren Wechselrichters veranlassen. Somit wird auch am Ort des Bestandswechselrichters eine Spannungsabsenkung gewährleistet.

3.2 Glättung von Spannungsfuktuationen

Durch fluktuierende Einspeiseleistung bei PV-Anlagen aufgrund von Wolkenzug oder durch stark wechselnde Lasten kommt es im Niederspannungsnetz zu Spannungsschwankungen.

Durch Blindleistungsbereitstellung (kapazitiv) bei negativen Spannungsflanken und Blindleistungsbezug (induktiv) bei positiven Spannungsänderungen durch die verteilten Solar-Wechselrichter lassen sich Spannungsschwankungen im Netz glätten. Die Gefahr von Flickerbeeinflussung kann durch eine solche zusätzliche Regelung, die in die Wechselrichter lokal implementiert wird, reduziert werden.

3.3 Geregelte Blindleistungskompensation

Die in den Niederspannungsnetzen durch die verteilten Wechselrichter inhärent vorhandenen Blindleistungsreserven können genutzt werden, um z.B. dem überlagerten Netz Blindleistung zu liefern oder um den Blindleistungsbezug des eigenen Netzgebietes zur Reduktion der Netzverluste zu minimieren. Die für das jeweilige Regelziel notwendige Blindleistung muss von einem Zentralrechner ermittelt werden und auf die Solar-Wechselrichter verteilt werden. Die Netzdienstleistung Blindleistungskompensation erfordert somit Kommunikation.

4 Felderprobung

Die Felderprobung erfolgt in einem realen Niederspannungs-Verteilnetz mit einem hohen Durchdringungsgrad mit PV-Einspeiseanlagen.

4.1 Überblick Testnetz

Bild 4 zeigt die Netzstruktur des Testnetzes. Das Netz wird über zwei Ortsnetztransformatoren gespeist und vermascht betrieben. Die installierte PV-Anlagenleistung beträgt in Summe etwa 450 kW_p und ist bereits jetzt größer als die mittlere Netzlast. An sonnenreichen Tagen wird regelmäßig in das überlagerte Mittelspannungsnetz zurückgespeist. In dem Netz sind zahlreiche, wegen der bei Landwirtschaften großen Dachflächen relativ große PV-Anlagen installiert, die oft an langen Netzausläufern zu finden sind.

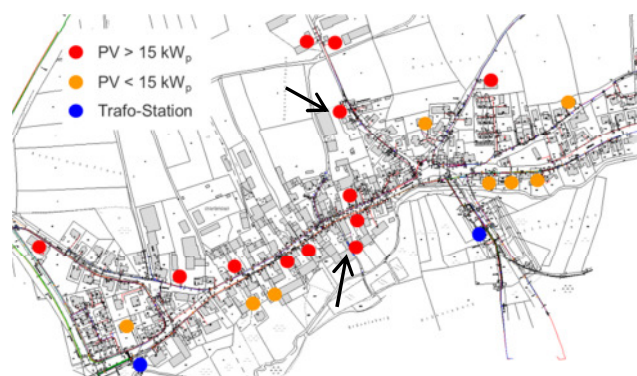


Bild 4: Struktur des Testnetzes

Die Spannungsverhältnisse und Betriebsmittelauslastungen im Netz wurden mithilfe einer kommerziellen Netzberechnungssoftware untersucht. Bild 5 zeigt die Spannungsverteilung im Netzgebiet als Folge der dezentralen Einspeiseanlagen. Entsprechend den VDEW-Empfehlungen erfolgt die Berechnung der Spannungen ohne Lastberücksichti-

gung und der Annahme der Wechselrichter-Bemessungsleistungen. Es ist ersichtlich, dass in diesem Netz eine Spannungserhöhung $\leq 2\%$ nur in Transformatornähe eingehalten wird. Im Zentrum des Netzes liegen die Werte über 2% , am kritischen Netzausläufer über 3% bzw. über 4% . Trotz der Spannungsanhebung sind die Betriebsmittel im Netz unter 40% belastet.

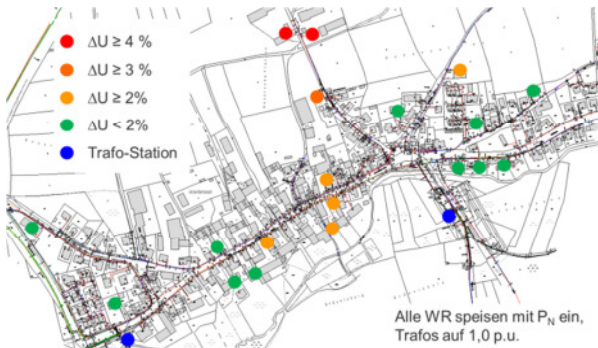


Bild 5: Spannungsanhebung durch verteilte Einspeiseanlagen

4.2 Vorabmessungen im Testnetz

Um den Ist-Zustand des Testnetzes erfassen und besser beurteilen zu können werden vorab einige Messungen durchgeführt. Erfasst werden alle NS-seitigen Abgänge der beiden Ortsnetzstationen, Abgänge an ausgewählten Kabelverteilern im Netz und einzelne PV-Anlagen. Gemessen werden Spannungen, Ströme, Wirk-, Blind- und Scheinleistungen jeweils in möglichst kleiner zeitlicher Auflösung. Damit soll sichergestellt werden, dass der Lastfluss im Netz so genau wie nötig nachvollzogen werden kann.

Zur Auswertung wird bei den Messwerten zwischen Winter-, Übergangs- und Sommerzeit unterschieden. Im Folgenden werden die Ergebnisse für die Winter- und Übergangszeit näher vorgestellt.

4.2.1 Winterzeit

Der maximale Wirkleistungsbezug des Netzes (Summe aus beiden Ortsnetzstationen) im Zeitraum von Dezember bis einschließlich Februar (Winterzeit) beträgt 300 kW und die maximale Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz 195 kW (siehe Bild 6).

Werden exemplarisch der Zeitpunkt maximaler Rückspeisung und maximaler Last betrachtet, so lässt sich feststellen, dass das Maximum der Last spät abends gegen $22:00$ Uhr durch einen steilen Anstieg erreicht wird. Die Lastspitze tritt mit einem Sprung um durchschnittlich 100 kW auf, wobei der Maximalwert zur Winterzeit 300 kW beträgt. Die höchste Rückspeisung tritt gegen $12:00$ Uhr mittags auf. Der Grund für die hohe Last liegt bei den Nachtspeicherheizungen und Durchlauferhitzern, die laut Netzbetreiber über ein Rundsteuersignal gleichzeitig täglich zwischen $22:00$ Uhr und $23:00$ Uhr zugeschaltet werden. Die Spitze der Rückspeisung lässt sich dadurch erklären, dass die Sonneneinstrahlung mittags ihr Maximum erreicht. An circa 56 Stunden im betrachteten Messzeit-

raum fand eine Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz statt, was in etwa $3,8\%$ des Messzeitraums entspricht.

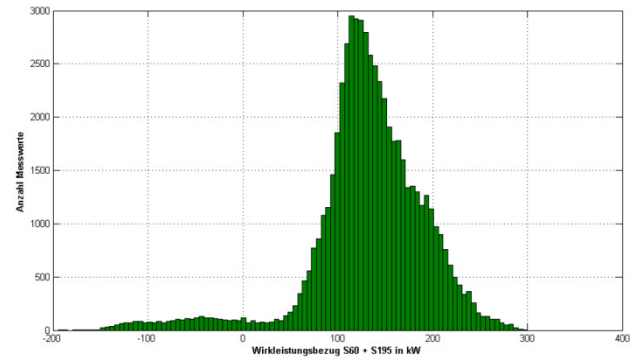


Bild 6: Häufigkeitsverteilung der Leistung an beiden Ortsnetzstationen zur Winterzeit

Wird beispielhaft der Zeitpunkt maximaler Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz betrachtet (vgl. Bild 7), so ist eine Spannungserhöhung von über 3% an langen Leitungsauslegern zu erkennen. Zwischen den beiden Transformatoren ist eine Spannungserhöhung von knapp 3% zu verzeichnen, während die Spannung an den beiden Transformatoren um knapp 1% erhöht ist. Generell gilt: Je weiter man sich von den Ortsnetzstationen wegbewegt, umso höher ist die anliegende Spannung bei hoher PV-Einspeisung.



Bild 7: Spannungsverhältnisse zum Zeitpunkt maximaler Rückspeisung in der Winterzeit

Allerdings treten Spannungsüberhöhungen in der Winterzeit nicht häufig auf. Bild 8 zeigt exemplarisch der Häufigkeitsverteilung der Spannung am Ende des kritischen Netzausläufers im Testnetz.

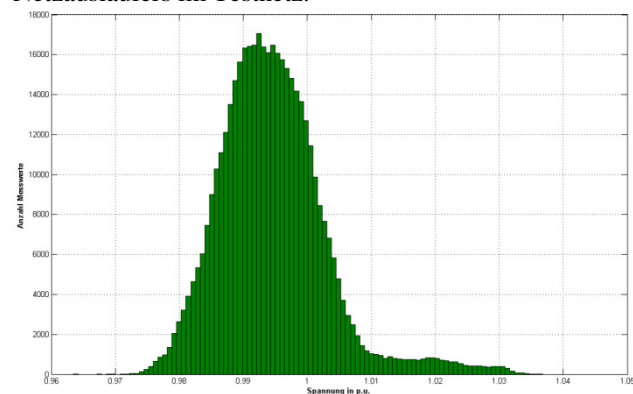


Bild 8: Häufigkeitsverteilung der Spannung am Ende des kritischen Netzausläufers zur Winterzeit

4.2.2 Übergangszeit

Der maximale Wirkleistungsbezug des Netzes (Summe aus beiden Ortsnetzstationen) im Zeitraum von März bis einschließlich Mai (Übergangszeit) beträgt 255 kW und die maximale Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz 226 kW (siehe Bild 9).

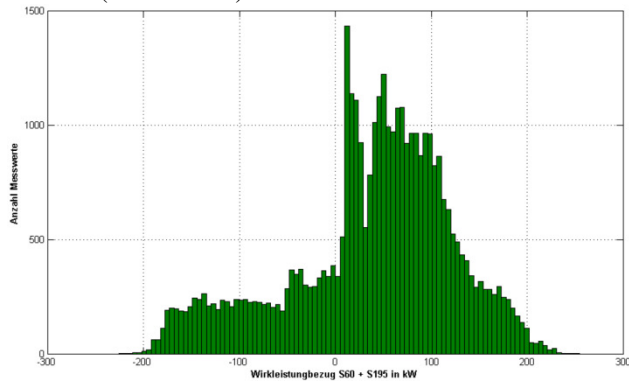


Bild 9: Häufigkeitsverteilung der Leistung an beiden Ortsnetzstationen zur Übergangszeit

Werden exemplarisch die Zeitpunkte maximaler Last und maximaler Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz betrachtet, so lässt sich wiederum feststellen, dass das Maximum der Last spät abends gegen 22:00 Uhr durch einen steilen Anstieg erreicht wird. Diese Lastspitze tritt täglich auf. Der Grund für die hohe Last liegt bei den Nachtspeicherheizungen und Durchlauferhitzern, die laut Netzbetreiber über ein Rundsteuersignal gleichzeitig täglich zwischen 22:00 Uhr und 23:00 Uhr zugeschaltet werden. Die Spitze der Rückspeisung gegen 12:00 Uhr lässt sich dadurch erklären, dass die Sonneneinstrahlung mittags ihr Maximum erreicht. An ca. 395 Stunden im betrachteten Messzeitraum fand eine Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz statt, was in etwa 25,3 % des Messzeitraums entspricht.

Wird beispielhaft der Zeitpunkt maximaler Rückspeisung ins Mittelspannungsnetz betrachtet, so ist eine Spannungserhöhung von deutlich über 3 % an langen Leitungsauslegern zu erkennen. Zwischen den beiden Transformatoren ist eine Spannungserhöhung von knapp 3 % zu verzeichnen, während die Spannung an den beiden Transformatoren um knapp 1 % erhöht ist. Generell gilt: je größer die Entfernung zur Ortsnetzstation, umso höher ist die anliegende Spannung bei hoher PV-Einspeisung.

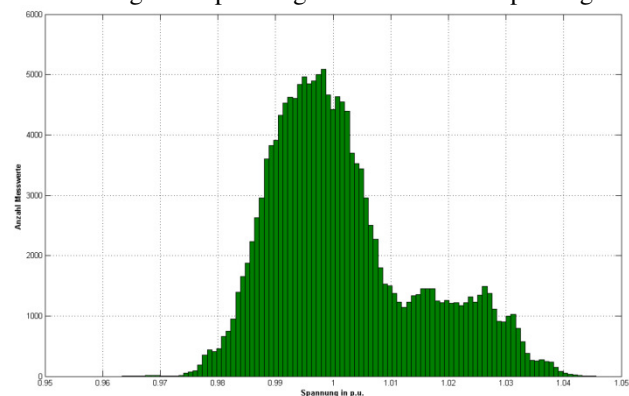


Bild 10: Häufigkeitsverteilung der Spannung am Ende des kritischen Netzausläufers zur Winterzeit

Spannungsüberhöhungen treten in der Übergangszeit aufgrund der größeren PV-Einspeisung naturgemäß häufiger auf. Bild 10 zeigt exemplarisch der Häufigkeitsverteilung der Spannung am Ende des kritischen Netzausläufers im Testnetz.

Zu Zeitpunkten hoher PV-Einspeisung kann sich der Lastfluss im Netz umkehren und somit auch der Spannungsfall. Bild 11 verdeutlicht dies. Dargestellt ist hier für jeden gemessenen Tag in der Übergangszeit die maximale Differenz zwischen der Spannung an den Ortsnetzstationen und der Spannung am Ende des kritischen Netzausläufers.

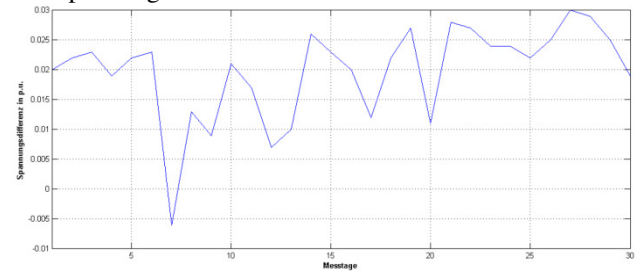


Bild 11: Spannungserhöhung im Testnetz

Die Einspeisung aus PV-Anlagen ist starken Fluktuationen unterworfen. Für die Beurteilung von Netzurückwirkungen ist eine Beschreibung von typischen Einspeiseschwankungen sinnvoll. Am Beispiel einer PV Anlage im Testnetz wurden die maximalen Leistungsgradienten sowie deren Häufigkeit ermittelt. Es treten sowohl lang andauernde Leistungsänderungen als auch kürzere Perioden auf. Am häufigsten treten geringe, kurz andauernde Fluktuationen der Einspeiseleistung auf (siehe blau ausgefüllter Bereich in Bild 12). Ihr Einfluss auf das Verteilnetz ist marginal. Größere Auswirkungen haben vergleichsweise hohe Leistungsänderungen (im Bereich der Nennleistung) in einigen wenigen Minuten (Punkte links und rechts unten). Die Gradienten der Leistungsänderungen werden dadurch entsprechend groß. Länger andauernde Änderungen deuten auf einen monoton steigend oder fallenden Verlauf der Einspeiseleistung an einem durchgehend klaren Tag hin. Die Ergebnisse gleichen ähnlichen Auswertungen an anderen Anlagen [5].

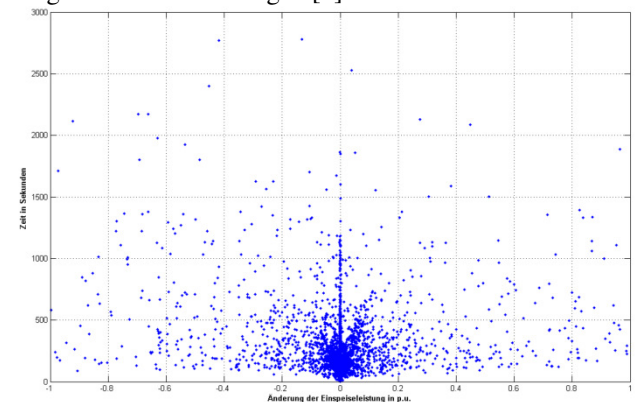


Bild 12: Änderung der Einspeiseleistung bezogen auf die Nennleistung an einer PV-Anlage im Testnetz

Die größten bisher gemessenen Leistungsgradienten liegen bei 0,07 p.u./s bezogen auf die Anlagenbemessungsleistung. Die größten bisher gemessenen Spannungsgradi-

enten liegen bei 0,002 p.u./s bezogen auf die Bemessungsspannung.

4.3 Test des Regelkonzeptes

Mithilfe der aus den Vorabmessungen gewonnen Erkenntnisse wurde das entwickelte Regelkonzept mit einer kommerziellen Netzberechnungs-Software simuliert und weiter optimiert. Hierzu wurden zunächst mit gemessenen Verläufen der eingespeisten Wirkleistung verschiedene Simulationen durchgeführt.

Anschließend wurde das Regelkonzept in einem Laborversuch getestet und optimiert.

4.3.1 Regelung zu Spannungsglättung

In Bild 13 sind Messergebnisse bei aktivierter Regelung zur Spannungsglättung am 22.06.2010 aufgezeigt. Dargestellt sind der Verlauf der eingespeisten Wirkleistung, der vom Wechselrichter bereitgestellten Blindleistung zur Spannungsglättung und der Netzspannung am Messpunkt zwischen beiden Ortsnetzstationen. Auch hier war wegen Wartungsarbeiten eine der beiden Netzstationen außer Betrieb (linke in Bild 5). Deutlich ist zu erkennen, dass bei Spannungseinbrüchen Blindleistung vom Wechselrichter abgegeben und bei Spannungsspitzen Blindleistung vom Wechselrichter bezogen wird (Bild 13 oben). Der Verlauf der Netzspannung am Messpunkt (Bild 13 unten) wird dadurch deutlich geglättet.

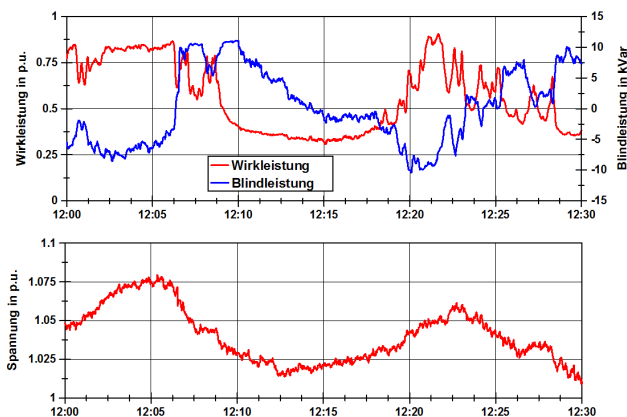


Bild 13: Verlauf von Wirk-, Blindleistung und Spannung bei aktivierter Spannungsglättung

4.3.2 Regelung zur Spannungsbegrenzung

In Bild 14 ist exemplarisch der simulierte Verlauf der Netzspannung (rot) am Ende des kritischen Netzausläufers am 19.07.2010 unter Vernachlässigung der Last dargestellt. Außerdem ist der Verlauf der Netzspannung bei aktivierter Regelung zur Spannungsbegrenzung (blau) aufgezeigt. Als Regelziel wurde hier eine maximal zulässige Spannungserhöhung von 2 % bezogen auf die Bemessungsspannung gewählt. Um das Regelziel zu erreichen müssen sich maximal acht regelbare Wechselrichter an geeigneten Standorten im Netz an der Regelung beteiligen. Eine Begrenzung der Spannungserhöhung auf höchstens 3 % wäre bereits möglich, wenn sich nur zwei Wechselrichter an der Regelung beteiligen würden. Die

Netzverluste steigen bei aktivierter Regelung zur Spannungsbegrenzung nur geringfügig um 5,5 % an.

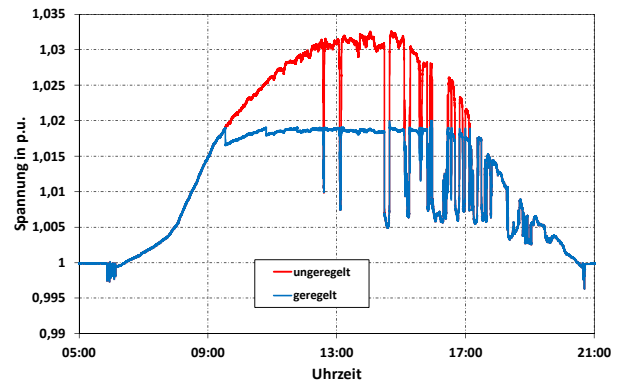


Bild 14: Verlauf der Netzspannung am 19.07.2010 (rot) und simulierter (blau) Verlauf der Netzspannung mit Regelung zur Spannungsbegrenzung

5 Fazit und Ausblick

Das vorgestellte Konzept soll eine höhere Zuverlässigkeit und verbesserte Spannungsqualität in den Verteilnetzen bewirken bei gleichzeitig verbesserter Aufnahmefähigkeit für dezentrale regenerative Energieerzeugungsanlagen. Bisher wurden Vorabmessungen im Testnetz durchgeführt und ausgewertet. Die Regelung zur Reduktion von Spannungsschwankungen wurde erfolgreich im Modellversuch erprobt. Im nächsten Schritt wurde die Regelung zur Spannungsbegrenzung im Labor getestet und optimiert.

6 Projektpartner/ Förderung

Das Projekt NetzQ wird vom Bayerischen Wirtschaftsministerium gefördert aus Mitteln des Clusterprojektfonds des bayerischen Förderprogramms „Informations- und Kommunikationstechnik“.

7 Literatur

- [1] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-Anwendungsregel, August 2011
- [2] Kerber, G.; Witzmann, R.: Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik EW Jg. 106 (2007), pp.50-54, VWEV-Verlag
- [3] Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C.; Metzger, M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland, 11. Symposium Energieinnovation „Alte Ziele – Neue Wege“ (Session C1 Solarenergie), 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [4] G. Kerber, R. Witzmann: Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters IEEE CPE 2009, 20 – 22 May 2009, Badajoz, Spain
- [5] Kerber, G.: Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz Auftraggeber: VBEW Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.