Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 105 (2014)
Heft: 3

Artikel: Wie viel Solarstrom verträgt das Niederspannungsnetz?
Autor: Bucher, Christof
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856203

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Siehe Rechtliche Hinweise.

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. Voir Informations légales.

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. See Legal notice.

Download PDF: 21.05.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Wie viel Solarstrom verträgt das Niederspannungsnetz?

Resultate aus hochauflösenden Lastflusssimulationen

Eine Fotovoltaikanlage auf dem Dach eines Bauernhofes überfordert das lokale Verteilnetz bekanntlich recht schnell. In der Stadt hingegen ist es aus Verteilnetzsicht in der Regel kein Problem, die ganzen Dachflächen mit solchen Anlagen zu bestücken. In dem Projekt «DiGASP» (Distribution Grid Analysis and Simulation with Photovoltaics) werden allgemeingültige Antworten auf folgende zwei Fragen gesucht: «Wie viel Solarstrom verträgt das Niederspannungsnetz?» und «Mit welchen Massnahmen lässt sich die Aufnahmekapazität für Solarstrom erhöhen?»

Christof Bucher

Meist ist es die Spannungserhöhung im Niederspannungsnetz, die heute aus Netzsicht dem Zubau der Fotovoltaik Einhalt gebietet. Die thermische Belastung der Kabel sowie die Belastung des Ortsnetztransformators können ebenfalls limitierende Faktoren sein, treten als solche in der Regel aber erst deutlich nach dem Spannungsproblem auf.

Mit dem klassischen Netzausbau lässt sich die Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom (engl. PV hosting capacity) immer erhöhen. Ein Netzausbau ist jedoch teuer und verlagert das Problem lediglich an die nächsthöhere Netzebene, welche den Solarstrom zu Spitzenzeiten in Zukunft möglicherweise ebenfalls nicht mehr aufnehmen kann. In dem Projekt DiGASP wurden deshalb Methoden untersucht und miteinander verglichen, welche die Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom auch ohne Netzausbau erhöhen.

Simulationsmethodik

Betrachtet wurde eine Stichleitung mit zehn Anschlussknoten. An jedem Knoten sind 1 bis 20 Haushalte angeschlossen, womit sowohl ländliche wie auch städtische Konfigurationen repräsentiert sind. **Bild 1** zeigt diese Stichleitung für den Fall, dass nur ein Haushalt pro Knoten angeschlossen ist. Das Netz ist dabei so schwach dimensioniert, dass es die Haushaltslasten gerade noch sicher versorgen kann (Basis: Haushaltslastprofile mit einer Auflösung von einer Minute).

Dank dieser Netztopologie mit unterschiedlichen Lasten lassen sich Analogieschlüsse auf verschiedene Verteilnetze ziehen. Validiert wurden die Simulationsresultate im Rahmen einer Fallstudie am Niederspannungsnetz «Luchswiesenstrasse» im Versorgungsgebiet des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (EWZ).

Nachfolgend werden die Massnahmen beschrieben, die untersucht wurden, um Solarstrom besser ins Niederspannungsnetz zu integrieren. Die Resultate der Simulationen werden vorgestellt.

DACHCZ: heutige Netzanschlusspraxis

DACHCZ steht für die technischen Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen [1] und repräsentiert heute den «Stand der Technik» für die Anschlussbeurteilung von Fotovoltaikanlagen in der Schweiz. Die Gesamtheit der Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz darf zu einer maximalen relativen Spannungsanhebung von 3 % führen. **Bild 2** zeigt die maximale PV-Leistung pro Haushalt und den daraus resultierenden solaren Deckungsgrad in der Jahresstrombilanz. Je mehr Haushalte ans Netz angeschlossen sind, desto kleiner ist die maximal zulässige Anschlussleistung für Fotovoltaik, weil der geringe Gleichzeitigkeitsfaktor einer hohen Anzahl von Haushaltslasten nur eine schwächere Anschlussleitung pro Haushalt zulässt. Mit dem schwächstmöglichen Netz zur sicheren Versorgung der Haushalte sind rund 0,5 kW bis 1,5 kW PV-Spitzenleistung möglich. Dies entspricht einem Solarstromanteil von rund 20 % bis 50 % in der Jahresbilanz.

Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von PV und Lasten

Nach den DACHCZ-Regeln werden die Lasten zur Beurteilung der Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom nicht berücksichtigt. Betrachtet man einen isolierten Haushalt mit einer PV-Anlage, so mag das gerechtfertigt sein, denn die garantierte Mindestlast bei gleichzeitig hoher Solarstromeinspeisung ist in diesem Fall praktisch null. Werden jedoch mehrere Haushalte gleichzeitig betrachtet, so erhöht sich gemäss **Bild 2** die Aufnahmekapazität

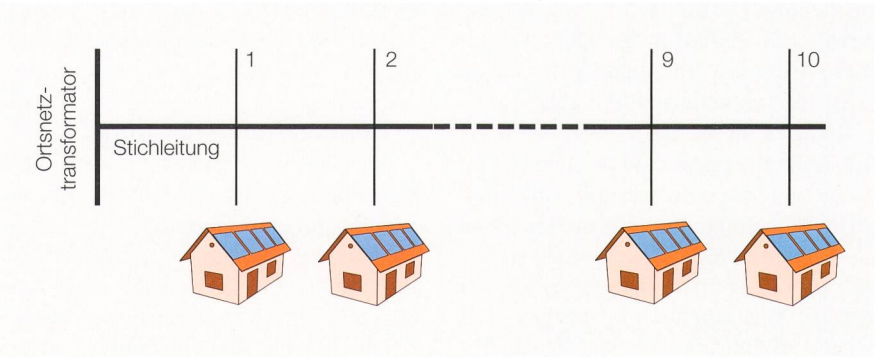

Bild 1 Für die Simulationen verwendete Stichleitung.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

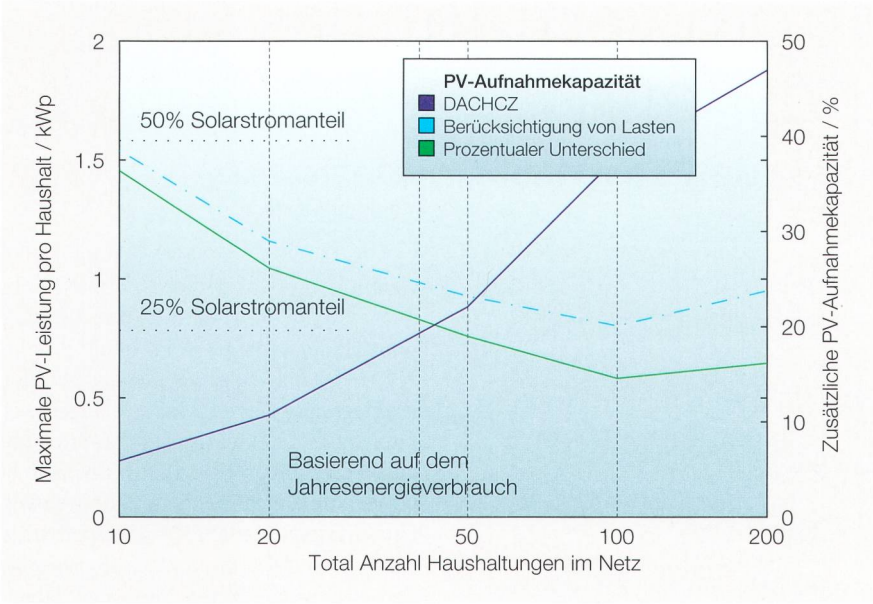

Bild 2 Maximale Fotovoltaikleistung pro Haushalt gemäss DACHCZ-Regeln sowie unter Berücksichtigung der Lasten.

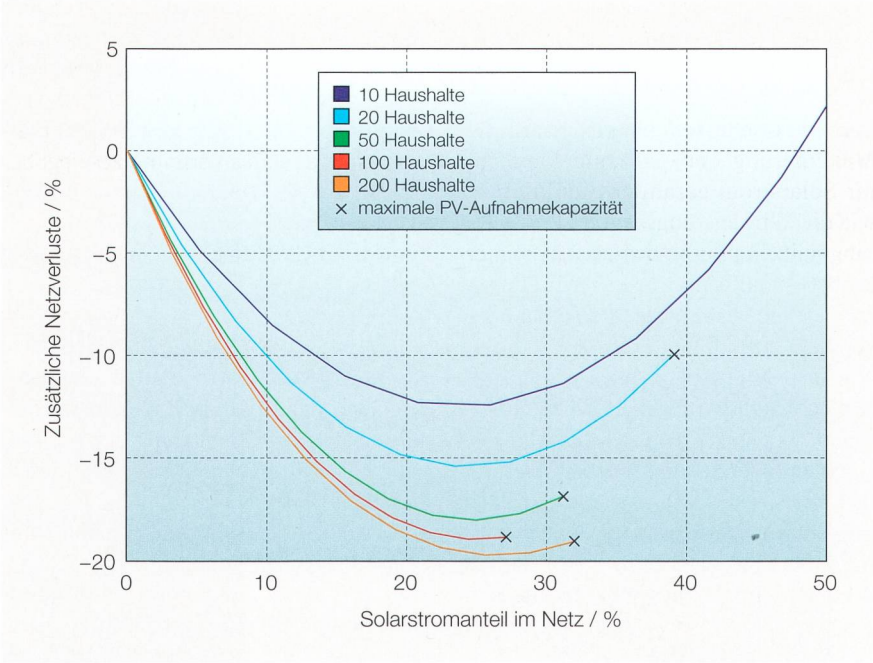

Bild 3 Reduktion der Netzverluste mit dezentraler Erzeugung. «x» ist die maximal zulässige Einspeisung unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Lasten und PV.

eines Verteilnetzes für Solarstrom um bis zu 50 %. Die Fallstudie Luchswiesenstrasse (EWZ) hat für diesen Fall sogar mehr als eine Verdoppelung der möglichen Aufnahmekapazität ergeben.

Interessant ist dabei auch der Blick auf die Netzverluste: Diese nehmen bis zu einem Solarstromanteil von rund 25 % (Jahresbilanz) ab, danach nehmen sie wieder zu (Bild 3). Wie stark sie abnehmen, hängt im Wesentlichen von der Anzahl Verbraucher im Netz ab. Die Verlustminimierung bei 25 % Solarstromanteil zeigt sich hingegen unabhängig von der Anzahl an Haushalten. Dies hat auch die Fallstudie gezeigt. Eine Studie der Firma Danfoss [3] bestätigt das Resultat.

Blindleistungsregelung

Im Gegensatz zu den meisten anderen Massnahmen lässt sich bei der Blindleistungsregelung (reactive power control, RPC) kaum eine allgemeingültige und damit netzunabhängige Aussage machen. Grundsätzlich gilt: Je grösser der Kabelquerschnitt und je länger die Leitung, desto grösser die spannungssenkende Wirkung der Blindleistungsregelung. Bei kurzen Leitungen (z.B. kürzer als 200 m) kann die Blindleistungsregelung sogar kontraproduktiv sein, denn sie erhöht die Verluste und damit die thermische Belastung der Leitungen. Das Potenzial zur Erhöhung der PV-Aufnahmekapazität mit Blindleistungsregelung liegt somit je nach Netztopologie zwischen 0 und 100 %.

Weil die Blindleistungsregelung heute jedoch in jedem Wechselrichter implementiert ist, kann sie praktisch kostenlos aktiviert werden. Lassen sich damit Netzengpässe vermeiden, ist sie sicher eine der ersten Massnahmen, welche umgesetzt werden kann und soll. Zur Minimierung der Netzverluste sollte der Leistungsfaktor cos φ jedoch nur dann verwendet werden, wenn die Spannung sich einer nicht zulässigen Grenze nähert. Die Blindleistung als Funktion der lokalen Netzspannung zu steuern, ist dafür ein vielversprechender Weg, der in der Praxis auch schon mehrfach demonstriert wurde.

Wirkleistungsregelung

Eine Fotovoltaikanlage im Schweizer Mittelland erreicht nie oder nur sehr selten ihre DC-Nennleistung. Das Netz darauf auszulegen, wäre somit eine starke Überdimensionierung. Bild 4 zeigt, wie sehr die PV-Aufnahmekapazität gesteigert werden kann, wenn auf einen kleinen Teil des Solarstroms verzichtet wird. Ein Zahlenbeispiel daraus: Wird eine Fotovoltaikanlage mit 10 kW Gleichstrom-Spitzenleistung wechselstromseitig auf 7 kW limitiert, so kann das Niederspannungsnetz rund 40 % mehr Solarstrom aufnehmen. Die Energieverluste durch Wirkleistungsreduktion (active power curtailment, APC) betragen dabei je nach Modulneigungswinkel rund 1 % bis 3 %.

Beim heute meist fix vergüteten Solarstrom können diese Abregelungsverluste als schmerzhaft empfunden werden, doch in naher Zukunft dürften die Börsenstrompreise zu Spitzenproduktionszeiten der PV-Anlagen sehr niedrig sein, was den abgeregelten Solarstrom doppelt verzichtbar macht.

Verschiedene Ausrichtungen der PV-Anlage

Einer PV-Anlage mit ost-west-ausgerichteten Modulen wird allgemein eine bedarfsgerechtere Produktion nachgesagt, weil die Mittagsspitze weniger ausgeprägt ist und zu den Morgen- und

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

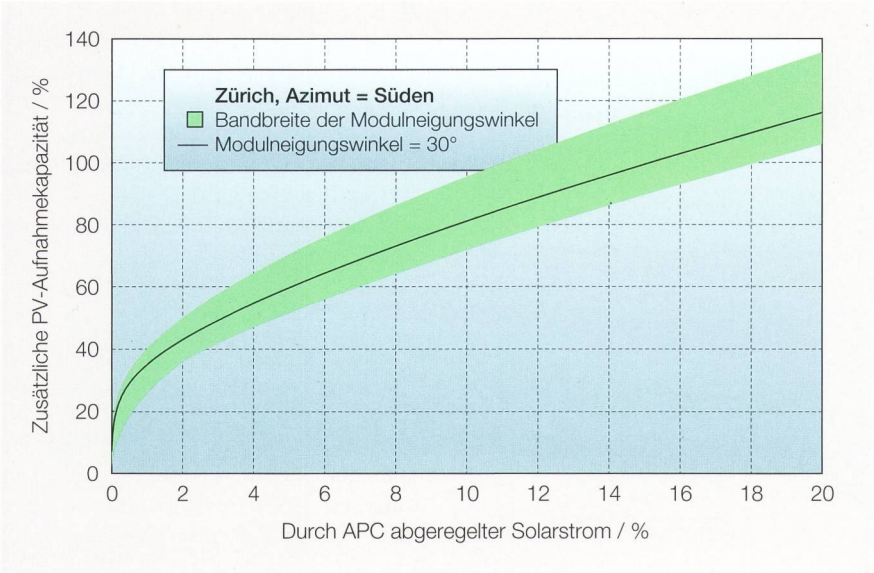

Bild 4 Zusätzliche Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom vs. Ertragsverlust einer PV-Anlage durch Wirkleistungsreduktion.

insbesondere Abendstunden verlagert wird. Dieser Effekt ist jedoch nicht sehr gross, und wird zudem mit einem geringeren Energieertrag durch die energetisch weniger optimale Ausrichtung der Module erkauft. Das Verhältnis von Energieertrag zu Leistungsspitze gibt einen guten Anhaltspunkt für die zusätzliche PV-Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes. **Bild 5** zeigt dies für alle Himmelsrichtungen sowie die Ost-West-Kombination auf. Dabei wird deutlich, dass der Minderertrag durch die Ost-West-Montage der PV-Module deren vermeintlich flacheres Einspeiseprofil zunächst genau zu kompensieren vermag. Erst sehr stark geneigte PV-Module (Neigungswinkel grösser als 50°) haben im Verhältnis zur Jahresenergieproduktion eine deutlich tiefere Leistungsspitze.

Werden die Haushaltslastprofile dieser Analyse überlagert, ergibt sich ein zusätzlicher kleiner Benefit für nach Westen ausgerichtete PV-Module (erhöhter Strombedarf in der zweiten Tageshälfte). Dieser Vorteil ist jedoch ebenfalls marginal und allenfalls für die Optimierung des Eigenverbrauchs, ggf. im Zusammenhang mit lokalem Speicher relevant.

Speicher

Der optimale Platz für einen Speicher ist direkt bei der PV-Anlage und den lokalen Verbrauchern. Nebst den geringen Übertragungsverlusten von Produktion über Speicherung zum Verbrauch können damit Leistungsspitzen gebrochen werden – sowohl auf Produktions- wie auch auf Verbraucherseite. Das Netz wird dadurch entlastet, und mehr Solarstrom kann integriert werden.

Der einfachste Regelungsprozess auf Verteilnetzseite, welcher gleichzeitig die Maximierung der Aufnahmekapazität für Solarstrom garantiert, funktioniert wie die Wirkleistungsbegrenzung. Leistungsspitzen oberhalb einer vordefinierten Maximalleistung werden in einem lokalen Speicher gespeichert. **Bild 6** zeigt, welche nutzbare Speicherkapazität welchen Effekt auf die Aufnahmekapazität für Solarstrom hat. Interessant ist der Knick bei vier Stunden Speicherkapazität: Ab dieser Speichermenge kann die gespeicherte Energie in der Nacht zwischen zwei sonnigen Sommertagen nicht mehr vollständig ans Netz abgegeben werden und muss deshalb über mehrere Tage gespeichert werden. Zusätzliche Speicherkapazität hat deshalb ab diesem Zeitpunkt nur einen geringen Einfluss auf die zusätzliche PV-Aufnahmekapazität.

Lastmanagement

Das Potenzial für Lastmanagement (demand side management, DSM) zur besseren Integrierbarkeit von Solarstrom im Verteilnetz ist nur schwer quantifizierbar. Die Schwierigkeit liegt dabei weniger an der technischen Umsetzung, als an den Annahmen bezüglich Umsetzbarkeit resp. der sozialen Akzeptanz der Massnahmen. Im Projekt DiGASP wurde die sehr einfache Annahme getroffen, dass jeder Haushalt über einen elektrischen Warmwasserboiler verfügt und diesen anstelle von nachts über Mittag einschaltet. Die dabei gefundene zusätzliche PV-Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes liegt bei rund 30 % bis 70 %.

Automatischer Ortsnetztransformator

Der Ortsnetztransformator (on load tap changer transformer, OLTC) kann die Niederspannung permanent ausregeln und ermöglicht so nach den Simulatio-

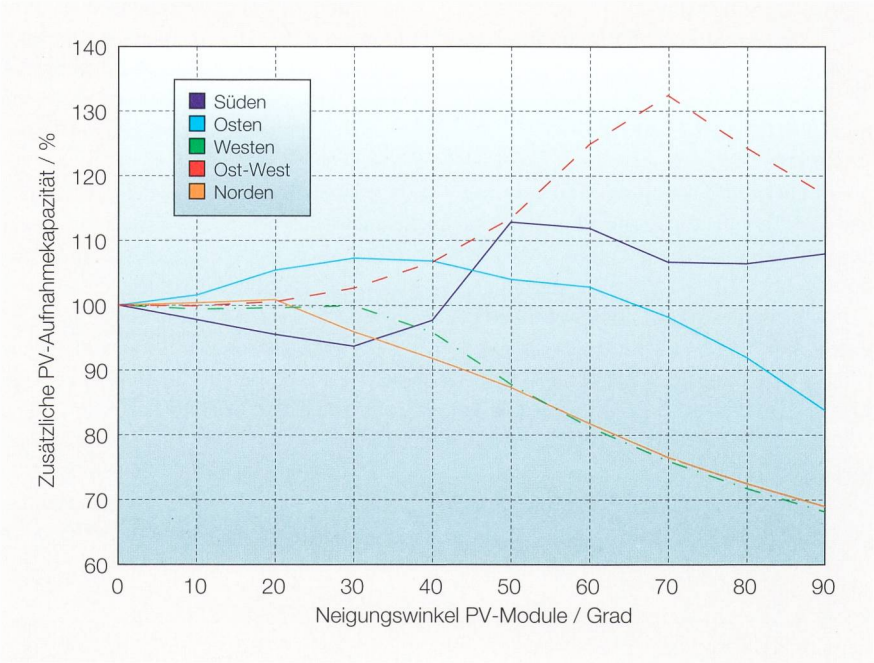

Bild 5 Zusätzliche Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom vs. Neigungswinkel der PV-Module für verschiedene Ausrichtungen.

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Bilder: Basler & Hofmann

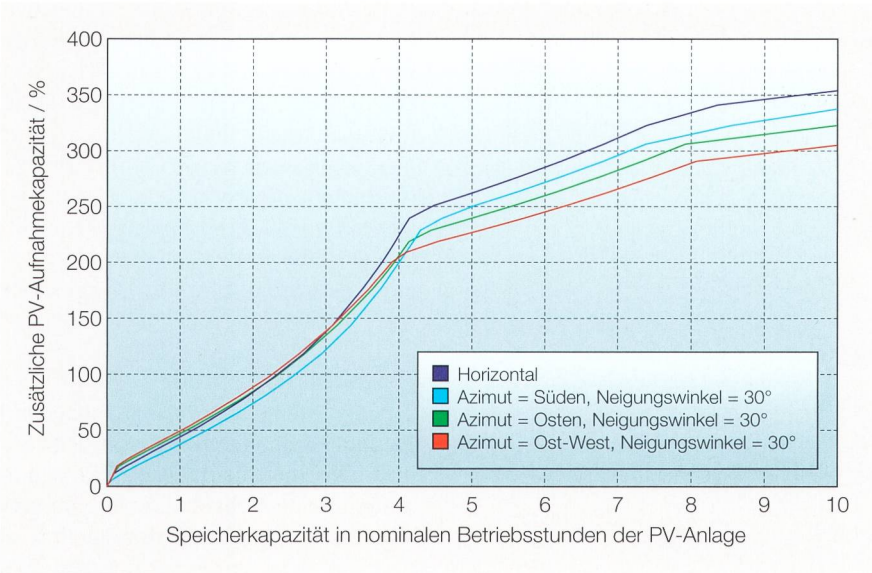

Bild 6 Zusätzliche Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom vs. dezentralem Speicher.

nen in DiGASP rund eine Verdoppelung des maximalen Solarstromanteils im Niederspannungsnetz. Dabei sind wie bei der Blindleistungsregelung aber folgende Punkte zu beachten:

- Eine massive Erhöhung des Solarstromanteils kann zu thermischen Überlastungen von Leitungen führen. Diese sind gegebenenfalls zu verstärken.
- Das Problem des Überangebots an Solarstrom wird an die nächsthöhere Netzebene delegiert. Sind im gesamten Stromnetz zu entsprechenden Zeiten genügend Lasten resp. Speicher vorhanden, ist dies sinnvoll. Sind die Möglichkeiten zur Energieabgabe jedoch bereits erschöpft, ist die Funktionalität des OLTC nicht mehr von Nutzen.

Zusammenfassung und Aufforderung

Im DiGASP-Projekt wurden verschiedene Methoden zur Erhöhung der Aufnahmekapazität eines Verteilnetzes für Solarstrom ohne Netzausbau untersucht. Adressiert an die Verteilnetzbetreiber ergeben sich dabei folgende Schlussfolgerungen und Aufforderungen:

- Vor dem Netzausbau sollte über Alternativen nachgedacht werden.
- Lasten im Netz sollten bei der Beurteilung der möglichen Anschlussleistung von PV-Anlagen berücksichtigt werden.
- Innovative Blindleistungsregelungskonzepte, zum Beispiel Q = f(U), sollten verwendet werden.
- Falls die Wirkleistung begrenzt wird, soll dies abzüglich Eigenverbrauch, zum Beispiel P = f(U), geschehen.
- Bei dezentralen Speichern sollten netzfreundliche Ladestrategien eingesetzt werden, z.B. mit Wirkleistungsbegrenzung.
- Es gibt viele Möglichkeiten, eine PV-Anlage «netzfreundlicher» zu betreiben. Anreize wie Tarifgestaltung, vereinfachte Anschlussbedingungen bzw. der Erlass der Netzausbaukosten sowie ein Support für Home-Automation (Erhöhung des Eigenverbrauchs) motivieren Betreiber, diese zu implementieren.

Referenzen

[1] Christof Bucher et al., DiGASP – Distribution Grid Analysis and Simulation with Photovoltaics, ein PV ERA NET-Projekt, Zürich, Dezember 2013.

[2] D-A-CH-CZ Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen, VSE Schweiz, Österreichs E-Wirtschaft, CSRES Tschechische Republik, FNN Deutschland, 2007.

[3] Dr. Søren Bækhøj Kjær et al., Voltage Control in Low Voltage Networks by Photovoltaic Inverters – PVNET.DK, 28th EUPVSEC 2013 Paris, Danfoss Solar Inverters, Sønderborg, Dänemark, September 2013.

Angaben zum Autor

Christof Bucher, MSc ETH ETIT, ist externer Doktorand am Institut für Elektrotechnik und Informationstechnologie (ITET) der ETH Zürich, wo er die Netzintegration von Fotovoltaikanlagen untersucht. Bei Basler & Hofmann ist er in der Planung von Fotovoltaikanlagen tätig.

Basler & Hofmann AG, 8032 Zürich
christof.bucher@baslerhofmann.ch

Das Projekt DiGASP wurde mehrheitlich vom Bundesamt für Energie (BFE) und vom EWZ finanziert.

Résumé

Quelle quantité d'électricité d'origine photovoltaïque peut être supportée par le réseau basse tension ?

Résultats obtenus à partir de simulations à haute résolution des flux de puissance

Comme chacun sait, une installation photovoltaïque posée sur le toit d'une ferme surcharge le réseau local de distribution assez rapidement. En revanche, équiper tous les toits de telles installations ne pose généralement aucun problème en milieu urbain.

Le projet « DiGASP » (Distribution Grid Analysis and Simulation with Photovoltaics) cherche à apporter des réponses valables, d'un point de vue général, aux deux questions suivantes : quelle quantité d'électricité d'origine photovoltaïque peut être supportée par le réseau basse tension ? Et quelles sont les mesures qui permettent d'augmenter la capacité d'intégration du réseau pour ce type d'électricité ?

Le projet DiGASP a examiné différentes méthodes destinées à augmenter la capacité d'intégration d'électricité solaire d'un réseau de distribution sans avoir à développer le réseau : la prise en compte des charges connectées au réseau lors de l'évaluation de la puissance connectée éventuelle des installations photovoltaïques, des concepts innovants de régulation de la puissance réactive, la limitation de l'injection de puissance active après déduction de la consommation propre et des stratégies de charge respectueuses du réseau pour les accumulateurs décentralisés.

Les possibilités d'exploiter une installation photovoltaïque d'une façon plus respectueuse du réseau sont nombreuses. Plusieurs incitations, telles que la tarification, des conditions de raccordement simplifiées, l'exonération des coûts de développement du réseau et une aide apportée en matière de domotique (augmentation de la consommation propre), pousseront les exploitants à mettre en œuvre ce type de solution. No

Anzeige

Die Beiträge dieser Ausgabe finden Sie auch unter www.bulletin-online.ch