

Dynamisch geregelte Wirk- und Blindleistung

Planung der Regelung mit Spannungsmessung | Der Begriff Smart Grid hängt eng mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) zusammen. Doch muss IKT zwingend vorhanden sein, um ein Stromnetz smarter zu machen? Braucht es exzessives Data-Mining, um ein lokales Spannungsproblem zu erkennen? Das heutige Stromnetz antwortet jetzt schon auf die dezentrale Stromerzeugung durch Erhöhung der Spannung und ermöglicht dem PV-Wechselrichter, entsprechend darauf zu reagieren. Der Netzbetreiber kann so die Wirk- und Blindleistungsregelung gezielt kostengünstig planen und einsetzen.

TEXT FABIAN CARIGIET ET AL.

Im Frühling 2016 wurde das dreijährige BFE-Projekt «Kosteneffektive Smart-Grid-Lösungen für die Integration erneuerbarer Stromquellen in Niederspannungsnetze»¹⁾ an der ZHAW gestartet. Ziel ist es, Niederspannungsverteilnetze in unterschiedliche Netzklassen einzuteilen und für jede Klasse die wirtschaftlichste Lösung zur Spannungshaltung vorzuschlagen. Unter Betrachtung der relevantesten und spannungskritischen Teile verschiedener Verteilnetze werden kosteneffektive Lösungen zur Spannungshaltung analysiert und gegeneinander klassifiziert. Die zu untersuchenden Lösungen sind:

- Klassischer Netzausbau
- Blindleistungsregelung (in Abhängigkeit der Netzspannung)

- Wirkleistungsregelung (in Abhängigkeit der Netzspannung)
- Spannungslängsregler
- Regelbarer Ortsnetztransformator
- Batteriespeichersystem
- Lastmanagement

Dabei zeigte sich, dass je nach verwendeter kommerzieller Softwarelösung zur Berechnung von Lastflüssen, die Analyse der Blind- bzw. Wirkleistungsregelung in Abhängigkeit der Netzspannung schwierig bis kaum umsetzbar ist. Die Problematik und ein Lösungsvorschlag werden an einem Fallbeispiel in Deutschland aufgezeigt.

Fallbeispiel Dettighofen

Im Frühling 2014 wurde das Niederspannungsverteilnetz in der deutschen Gemeinde Dettighofen vermessen und analysiert.^[1] Das deutsche Versorgungsnetz, das historisch bedingt von der Schweizer EKS betrieben wird, besitzt einen PV-Erzeugungsanteil von 46% verglichen mit dem Gesamtverbrauch. Dabei wurde die Spannung nach der Norm EN 50160 [2] kurzzeitig einmal während 10 Minuten verletzt. Die Gründe waren zum einen die mit 5% über der Nennspannung zu hoch eingestellte Sekundärspannung des Transformators. Zum anderen erbrachte der dezentral erzeugte PV-Strom eine zusätzliche Spannungserhöhung von bis zu 5%. Die Verletzung der Norm trat an einem Verteilerkasten auf, an dem 100 kW PV-Nennleistung, verteilt auf zwei Stickleitungen, angeschlossen sind. Die Simulation mit Neplan [3]

konnte zeigen, dass durch den einheitlichen Einsatz von Wirk- und Blindleistungsregelung im ganzen Dorf die Spannungserhöhung auf 3%, gemäss den technischen Regeln zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen D-A-CH-CZ [4], begrenzt werden könnte. Dabei sollte überall und zu jeder Zeit die Wirkleistung auf 70% der entsprechenden Anlagennennleistung limitiert und konstant Blindleistung mit einem $\cos\phi$ von 0,95 oder 0,9 untererregt je nach Anlagengrösse eingesetzt werden. Dies entspricht aber nicht der üblichen Praxis, da im realen Betrieb nur lokale Massnahmen aktiviert werden, wo auch Spannungsprobleme auftreten, und nicht pauschal im ganzen Verteilnetz. Auch mit anderen gängigen Netzberechnungstools ist es nicht möglich, mit zeiteffizientem Aufwand die Blind- und Wirkleistungsregelung lokal zu steuern. Dies ist aber nötig, um mögliche Kombinationen von Lösungen und ökonomischen Aspekten zu untersuchen.

Es ist möglich, die Lastflussberechnung mittels Neplan Programming Library (NPL) [3] umzusetzen. Dabei wird gemäss dem Diagramm in Bild 1 nach jeder Lastflussrechnung geprüft, ob und wo eine Spannungsverletzung vorliegt und dementsprechend bei den dezentralen Erzeugern die Blind- bzw. Wirkleistungen solange angepasst, bis keine Verletzung mehr vorliegt. Der iterative Prozess muss durch eine dll-Datei, die speziell für das vorhandene Verteilnetz programmiert wird, in Neplan hinterlegt werden. Dieses Vorgehen ist

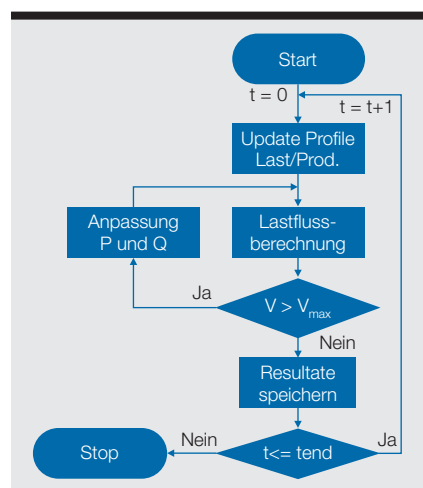


Bild 1 Ablaufdiagramm zur Umsetzung der Blind- und Wirkleistungsregelung bei nur wenigen dezentralen Erzeugern.

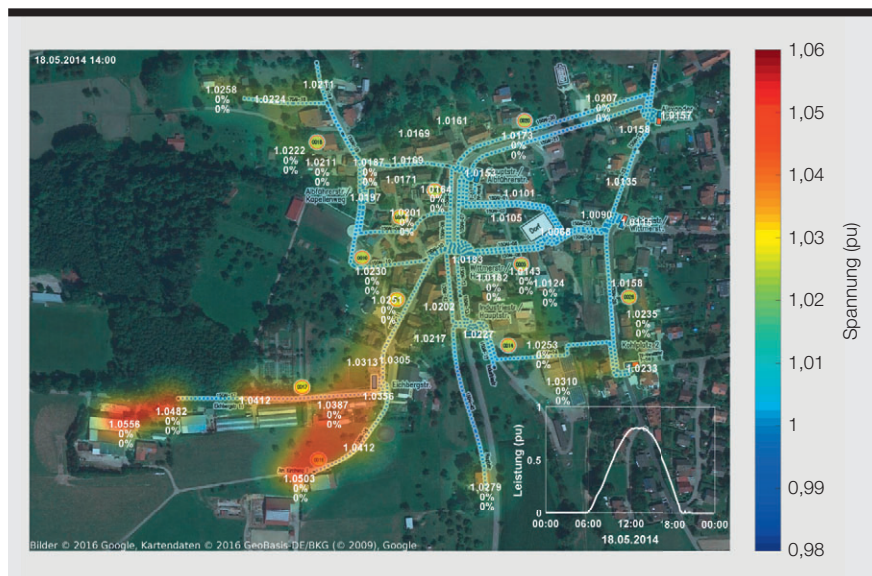


Bild 2 Im südwestlichen Teil des Niederspannungsnetzes in Dettighofen befinden sich zwei Sticleitungen mit insgesamt 100 kW installierter PV-Leistung. An einem sehr klaren Sonntag um 14:00 Uhr (18.5.2014) entstehen an den Enden beider Sticleitungen Spannungserhöhung von 5,0 % bzw. 5,6 %. Die erste Zahl und die Farben bedeuten die relative Spannung (pu-System) am entsprechenden Netzpunkt. Die Wirk- und Blindleistungsregelung ist inaktiv.

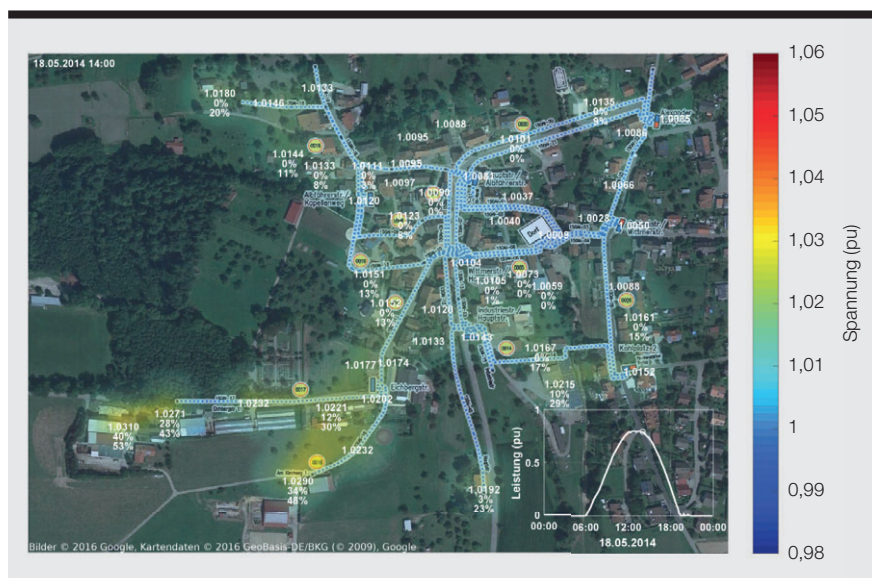


Bild 3 Sobald die Wirk- und Blindleistungsregelung aktiv ist, kann die Spannungserhöhung an den Enden beider Sticleitungen auf 2,9 % bzw. 3,1 % begrenzt werden. Die erste Zahl in der Grafik bedeutet die relative Spannung an diesem Punkt. Die Zahlen darunter (nur bei Punkten mit PV-Anlagen) bedeuten prozentuale Abregelung der Wirkleistung gemessen an der aktuellen maximal möglichen Leistung (2. Zahl) und um wie viel Prozent die Blindleistungsregelung ausgeschöpft ist (3. Zahl).

nicht übertragbar, sondern individuell sehr komplex, sobald viele dezentrale Erzeuger zu regeln sind.

Die eleganteste Lösung für die Netzplanung wäre es, die spannungsabhängige Regelung des Wechselrichters direkt in die Lastflussberechnungen zu implementieren. Die Anpassungen der

Lastflussgleichungen und des Newton-Raphson-Verfahrens zum Lösen der Gleichungen wurden im Programm Matpower [5], eine Open-Source Toolbox für Matlab, umgesetzt. Der Import der Netzdaten kann über den UTCE-Export in Neplan erfolgen. Eine nach dem Import durchgeführte statische Last-

flussberechnung ohne Regelung unter Verwendung des gleichen Solvers (Newton-Raphson) zeigte, dass die Resultate in Matpower identisch mit denen in Neplan sind.

Wie in **Bild 2** ersichtlich ist, wird an einem klaren Tag die Nennleistung nie erreicht, weil die Leistung bei zunehmender Temperatur abnimmt. Deswegen kann die Wirkleistungsregelung bei der gleichen Spannung beginnen. Bei Anlagen mit unterdimensionierten Wechselrichtern sollte die Begrenzung bei höherer Spannung einsetzen, da es ökonomisch sinnvoller ist.

Die spannungsabhängige Steuerung der Lasten ist softwaremässig umgesetzt, jedoch nicht genauer analysiert worden, weil das Prinzip aus Sicht der Lastflussberechnung identisch mit dem Regeln der Wechselrichter ist. Diese Option kann genutzt werden, um z.B. spannungsabhängiges Demand Side Management zu betreiben.

Resultate

Das simulierte Niederspannungsnetz in Dettighofen besitzt 218 Knoten, 228 Leitungen und 33 PV-Anlagen verteilt auf 25 Knoten mit einer gesamten Nennleistung von 535,5 kW. Die Analyse beschränkt sich auf einen sehr klaren Sonntag im Mai (18.5.2014) und einer Datenaufösung von 10 Minuten. Die eingespeiste PV-Leistung kann aus der gemessenen Einstrahlung berechnet werden. Als Worst Case wird angenommen, dass alle PV-Module 30° nach Süden orientiert sind. Bei den Lasten wird das Standardlastprofil (VDEW) H0 von E.ON Westfalen Weser [6] eingesetzt unter der Annahme eines Jahresstromverbrauchs von 4,5 MWh und einem $\cos\phi$ von 0,9. Dies ist die gleiche Ausgangslage wie bei der in der Einleitung beschriebenen Analyse.[1]

Zuerst wurde eine Standardsimulation, in der keine spannungsabhängige Regelung aktiv ist, durchgeführt und in **Bild 2** für den Zeitpunkt 14:00 Uhr dargestellt. Die erste Zahl und die Farben repräsentieren die relative Spannung (pu-System) am entsprechenden Netzpunkt. Die Zahlen darunter (nur bei Punkten mit PV-Anlagen) repräsentieren die prozentuale Abregelung der Wirkleistung gemessen an der aktuellen maximal möglichen Leistung (2. Zahl) und um wie viel Prozent die Blindleistungsregelung ausgeschöpft ist (3. Zahl). Im südwestlichen Teil des

Simulation	Standard ohne Regelung	PQ-Regelung	Einheit
Anzahl Iterationen	2 bis 3	2 bis 14	#
Zeit pro Lastflussberechnung	4 bis 30	14 bis 81	ms
Gesamtzeit (inkl. Overhead)	0,78 (1,18)	5,16 (5,63)	s

Vergleich der Performance von Lastflusssimulationen über einen Tag (18.5.2014) mit und ohne Regelung der Wirk- bzw. Blindleistung.

Niederspannungsnetzes befinden sich die zwei Sticheleitungen mit insgesamt 100 kW installierter PV-Leistung. An den Enden beider Sticheleitungen entstehen Spannungserhöhungen von 5,0 % bzw. 5,6 %.

Das Resultat der zweiten Simulation mit aktiver Regelung und angepasster Lastflussberechnung ist in **Bild 3** dargestellt. Sobald die Wirk- und Blindleistungsregelung aktiv ist, kann die Spannungserhöhung an den Enden beider Sticheleitungen auf 2,9 % bzw. 3,1 % begrenzt werden. Ausserdem wird nur an jenen Netzknoten geregelt, an denen es nötig ist. Die komplexeren Lastflussberechnungen führen zu Einbussen in der Performance der Simulation (**Tabelle**). Gegenüber der ersten Simulation braucht es für die Analyse eines ganzen Tages je nach verwendeten Wechselrichterprofilen ca. 5- bis 7-mal mehr Rechenzeit. Der Grund liegt in der höheren Anzahl Iterationen pro Lastflussberechnung an Zeitpunkten, an denen die PQ-Regelung aktiv ist.

Erkenntnisse

Die vorgestellte Lösung ermöglicht es dem Verteilnetzbetreiber einfach und kostengünstig, eine durch dezentral ein-

speisenden Solarstrom verursachte Spannungsanhebung von 3 % zu vermeiden – ohne zusätzliche Investitionen in IT oder Hardware. Dazu gibt der Verteilnetzbetreiber dem PV-Wechselrichter seines Kunden einmalig eine Charakteristik vor, wie die Blindleistung als Funktion der aktuellen lokalen Netzspannung am Wechselrichter gesteuert werden muss. Dezentrale Steuerbefehle vom Netzbetreiber erübrigen sich. Bei Bedarf kann dies zusätzlich mit einer Wirkleistungsbegrenzung kombiniert werden.

Die beiden Massnahmen zur Spannungshaltung können realistischer (technisch und ökonomisch) analysiert werden. Das heisst, es entstehen deutlich weniger Verluste gegenüber dem flächendeckenden Einsatz von Wirk- und Blindleistungsregelung, da die Massnahmen gezielter in der Simulation eingesetzt werden. Mit dieser Lösung kann auch das Verhalten der Spannung im Niederspannungsnetz bei gleichzeitiger Anwendung von verschiedenen Massnahmen untersucht werden. Eine weitere Anwendungsmöglichkeit liegt in der Analyse, wo welche PQ-Kurven dem Inverter hinterlegt oder angepasst werden müssen.

Referenzen

- [1] F. Carigiet, M. Niedrist, C. Scheuermann und F. Baumgartner, «Case study of a low-voltage distribution grid with high PV penetration in Germany and simulation analyses of cost-effective measures: Case study of a low-voltage distribution grid», *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, 2015.
- [2] «EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks», DIN, Febr. 2011.
- [3] NEPLAN. Erlenbach: BCP Busarello + Cott + Partner AG, 2014.
- [4] «D-A-CH-CZ: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzrückwirkungen», VEÖ, Austria, VSE Switzerland, CSRES Czech Republic, VDN Germany, Juli, 2007.
- [5] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez und R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12-19, Feb. 2011.
- [6] «Synthetisches Verfahren Strom | Westfalen Weser Netz», 2014. [Online]. <https://www-netz.com/synthetisches-verfahren-strom>.

Autoren

Fabian Carigiet ist wissenschaftlicher Assistent in der Fachgruppe Fotovoltaik am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.
→ ZHAW, 8400 Winterthur
→ fabian.carigiet@zhaw.ch

Prof. Dr. Franz Baumgartner ist Dozent für erneuerbare Energie der School of Engineering in Winterthur sowie Leiter der Fachgruppe Fotovoltaiksysteme am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.
→ ZHAW, 8400 Winterthur
→ franz.baumgartner@zhaw.ch

Prof. Dr. Petr Korba ist Dozent sowie Leiter der Fachgruppe Elektrische Energietechnik und Smart-Grids am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.
→ ZHAW, 8400 Winterthur
→ petr.korba@zhaw.ch

Dr. Valerij Knazkins ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Fachgruppe Elektrische Energietechnik und Smart-Grids am Institut für Energie und Fluid Engineering (IEFE) der ZHAW.
→ ZHAW, 8400 Winterthur
→ valerij.knazkins@zhaw.ch

Als Industriepartner sind die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich und EKS (Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen) sowie die assoziierten Partner ZAE Bayern in Deutschland und die Vorarlberger Kraftwerke in Österreich beteiligt.

¹⁾ BFE-Projekt Nr. SI/501370-01; Kosteneffektive Smart-Grid-Lösungen für die Integration erneuerbarer Stromquellen in Niederspannungsnetze; Projektlaufzeit: 1.4.2016 bis 31.3.2019

RÉSUMÉ

Régulation dynamique de la puissance active et réactive

Planification de la régulation avec mesure de la tension

Le terme « smart grid » est étroitement lié aux technologies de l'information et de la communication (TIC). Mais les TIC sont-elles absolument indispensables pour rendre un réseau électrique plus intelligent? Une exploitation excessive des données n'est pas toujours indiquée lorsqu'il s'agit d'équiper le réseau électrique pour l'avenir ou pour détecter et résoudre un problème de tension provoqué par de hautes puissances photovoltaïques. Le réseau électrique actuel répond déjà à la production électrique décentralisée par une

augmentation de la tension et permet à l'onduleur PV d'y réagir de manière appropriée. Le gestionnaire de réseau peut planifier et appliquer de manière ciblée la régulation de la puissance active et réactive en fonction de la tension disponible sur le point de raccordement au réseau. De plus, des simulations permettent de calculer les caractéristiques individuelles de la régulation de la puissance réactive en tant que fonction de l'actuelle tension locale du réseau et de les implémenter dans les onduleurs PV.

NO