Smart-Grid-Komponenten im Verteilnetz

Autor(en): **Pfeifer, Pascal**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **105 (2014)**

Heft 9

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-856282

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

BRANCHE **SMART GRID**

Smart-Grid-Komponenten im Verteilnetz

Einflussmöglichkeiten auf die Spannungshaltung

Durch den erwarteten Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen gerät das traditionelle Verteilnetz zunehmend an seine Grenzen. Netzanalysen und der passgenaue Einsatz von intelligenter Kommunikations- und Regeltechnologie sollen das Problem lösen. Eine Analyse mit Blick auf das thurgauische Arbon.

Pascal Pfeifer

Der im Rahmen der Energiestrategie 2050 festgesetzte und durch Anreizmodelle geförderte Zubau an erneuerbaren Energien soll in der Schweiz mittelfristig in Verbindung mit Projekten zur Erhöhung der Energieeffizienz den Anteil an fossil erzeugter Energie reduzieren sowie die Kernenergie vollständig ersetzen. Die klassische Netzstruktur befindet sich dabei im Wandel: Generierten bisher Grosskraftwerke die benötigte Energie und wurde diese über Übertragungs- und Verteilnetze durch die verschiedenen Spannungsebenen zum Verbraucher transportiert, so geschieht die Einspeisung erneuerbarer Energie dezentral und auf allen Spannungsebenen. Die eingespeiste Leistung ist zudem stark wetterabhängig und folglich nicht – oder über Statistikmodelle nur beschränkt – vorhersehbaren Schwankungen unterworfen. Abhängig von der jeweiligen Last- und Einspeisesituation kann sich dabei die normale Lastflussrichtung von höheren zu niedrigeren Spannungsebenen umkehren.

Daraus resultieren zahlreiche neue Probleme für das Netz, deren Lösungsprozess noch lange nicht abgeschlossen ist. Neben Übertragungsengpässen, also dem Problem der Lastflussverteilung vor allem auf oberen Spannungsebenen, ist die Spannung beim Netzkunden starken Schwankungen unterworfen. Ursache hierfür ist der Spannungsfall über den Leitungen in Richtung des Leistungsflusses. Wird etwa an einem Netzknoten zusätzlich Energie eingespeist, steigt dort die Spannung an. Rechtlich ist der Netzbetreiber nach EN 50160[1] verpflichtet, die Spannungsschwankungen innerhalb ±10 % der festgelegten Sollspannung (im Niederspannungsnetz beträgt diese Spannung 230 V) zu halten. Geräte sind auf den Betrieb in diesem Bereich ausgelegt, und der Netzbetreiber haftet für eventuelle Schäden, die aus unzulässigen Spannungsabweichungen resultieren. Selbst geringere Abweichungen sind aber auf Dauer nicht wünschenswert und führen vor allem bei induktiven und kapazitiven Verbrauchern zu erhöhtem Verschleiss. Es gilt also die Spannung so zu regeln, dass unabhängig von der Netztopologie eine möglichst geringe Abweichung von der Sollspannung garantiert sowie das gesetzlich vorgegebene Spannungsband an jedem Netzknoten in jedem Falle eingehalten wird.

Neben dem traditionellen Netzausbau werden vor allem Smart-Grid-Konzepte als Mittel zur Abschwächung von räumlicher und zeitlicher Spannungsdiversifikation diskutiert. Eine Hauptkomponente bilden dabei regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) wie der FITformer REG von Siemens, welcher im thurgauischen Arbon bereits seit 2012 im Einsatz ist. [1] Zukünftig wird ein weiterer RONT die Spannungsschwankungen eines ortsansässigen Grosskunden mit Einspeisung aus Fotovoltaik (PV) reduzieren. Bei der Analyse der Netztopologie wurden dort zwischen den beiden Extremszenarien «Grundlast, maximale PV-Einspeisung» und «maximale Last, keine PV-Einspeisung» allein niederspannungsseitig Spannungsunterschiede von mehr als 8 % der Sollspannung ermittelt. Der RONT ermöglicht eine unterspannungsseitige dreistufige Spannungsregelung unter Last. Vorbild sind regelbare HS/MS-Transformatoren, die meist oberspannungsseitig eine hohe Anzahl an einstellbaren Übersetzungen ermöglichen. Eine optimale Regelung findet nur statt, wenn mehrphasige Spannungsmesswerte an verschiedenen Netzanschlusspunkten als Datenbasis zur Verfügung stehen. Dazu dienen kommunikationsfähige intelligente Stromzähler – sogenannte Smart Meter. In Arbon wurden auch deshalb in den letzten Jahren sämtliche Zähler durch Smart Meter ersetzt. Eine ausschliessliche Messung in der Ortsnetzstation hat demgegenüber nur einen eingeschränkten Informationsgehalt. Dies veranschaulicht auch eben erwähntes Beispiel: Der angesprochene Spannungsunterschied ist bei einer Spannungsmessung in der Station nicht feststellbar.

Als weitere Smart-Grid-Komponente können ferngewirkte Energiespeichersysteme in Niederspannungsstränge integriert werden und dort lokal die Volatilität der Leistungsflüsse und somit auch der Spannung abdämpfen. Dazu werden

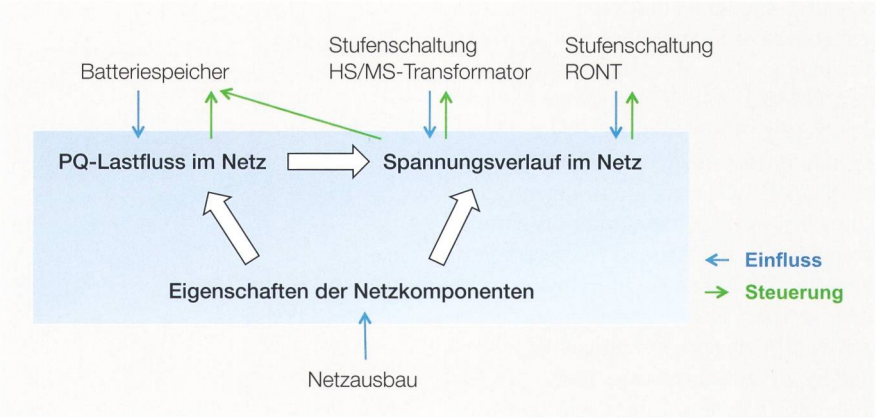

Bild 1 Einfluss und Steuerung regelbarer Netzkomponenten gegenüber dem klassischen Netzausbau.

BRANCHE **SMART GRID**

diese zu einspeiseintensiven Zeitpunkten geladen und stellen Leistung zu lastintensiven Zeitpunkten zur Verfügung. Sie können also als wechselnde Verbrauchs- oder Einspeiseglieder arbeiten. Begrenzende Kriterien sind hier zum einen die maximale Leistungsaufnahme und -rückspeisung und zum anderen die Energiekapazität der Speicher.

Bild 1 zeigt die Einflussmöglichkeiten der vorgestellten Smart-Grid-Technologien und der Spannungsregelung des HS/MS-Transformators gegenüber dem konventionellen Netzausbau.

Im Folgenden wird die konzeptionelle Erstellung eines Spannungsregelungsmodells vorgenommen und dessen Umsetzbarkeit mit den angesprochenen Smart-Grid-Komponenten diskutiert.

Umfang des zu regelnden Systems

Das zu regelnde System umfasst zunächst das Niederspannungsnetz. Einflüsse aus überlagerten Netzbereichen wirken sich aber ebenfalls auf das System aus (vgl. **Bild 2**). Zwar ist die Durchgangsleistung der Ortsnetztransformatoren begrenzt, oberspannungsseitige Spannungsänderungen übertragen sich aber auf die unterspannungsseitige Netztopologie und sind in die Konzeptionierung miteinzubeziehen. Unterstellt man einen linearen Spannungsfall entlang der Leitungen, übertragen sich die gestuften absoluten Spannungsänderungen auf jeden sekundärseitigen Netzanschlusspunkt.

Anforderungen an den Reglerentwurf

Von einer Spannungsregelung ist zu fordern, dass diese eine fest definierte Sollspannung am Anschlusspunkt sämtlicher Verbraucher möglichst genau nachregelt sowie die Spannung im zulässigen und rechtlich festgelegten Spannungsband hält. Durch die Smart-Meter-Systeme am Messpunkt steht nun eine Vielzahl von Spannungsmessdaten zur Verfügung. Die Abtastung der Spannungswerte erfolgt dabei diskret und mit definierter Abtastfrequenz. Die Messsignale werden über Powerline-Communication (PLC) an Datenkonzentratoreinheiten weitergeleitet und dort zusammengeführt, synchronisiert, verarbeitet und an die Leitstelle mittels Ethernet oder serieller Kommunikation weitergegeben. [2] Um ein eindeutiges Regelverhalten zu gewährleisten, muss der im Datenkonzentrator hinterlegte Algorithmus den Regeleinheiten aus den umfassenden Messsignalen ein einziges, stetiges Eingangssignal zuführen.

Den unterschiedlichen Anforderungen an die ausgeregelte Spannung kann mit mehreren Regelkonzepten begegnet werden. Zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen durch schnelle Änderungen eignet sich eine Differenzial-Zeit-Regelung. Diese erkennt anhand der Steigung des Messsignals Spannungsänderungen und kann korrigierend eingreifen, bevor eine Verletzung eines festgelegten Grenzwertes erfolgt. Eine Differenzial-Zeit-Regelung ist gerade im Hinblick auf zeitlich gestuft abgetastete Messsignale und die anfallende Verrechnungs- und Übertragungsverzögerung das zu bevorzugende Regelinstrument.

Zur Vermeidung längerfristiger geringer Abweichungen eignet sich hingegen eine Integral-Zeit-Regelung. Dabei wird abhängig von der Grösse der Sollwertabweichung nach unterschiedlichen Zeiträumen gegengeregelt. **Bild 3** zeigt die Generierung sowohl eines Differenzial-Zeit- als auch eines Integral-Zeit-Signals aus einem beispielhaften Spannungsmesssignal. Ersichtlich sind der beschriebene Ausschlag der Differenzial-Zeit-Kurve bei starken Spannungsänderungen zu Beginn sowie ein Ausschlag der Integral-Zeit-Kurve bei sich einstellender andauernder Regelabweichung. Diese Signale können anschliessend Regelmassnahmen begründen.

Wechselnde Stufenstellung der HS-/MS-Transformatoren bzw. des RONT führen zu Sprüngen im geregelten Signal und sind folglich nicht zeitkontinuierlich abzubilden. Vielmehr muss innerhalb des Modells von verschiedenen Spannungsniveaus ausgegangen werden, auf deren Stufen eine zeitkontinuierliche Feinregelung stattfinden kann.

Weiterhin müssen die Regelkonzepte und unterschiedlichen Regler derart zusammengeführt werden, dass ein wechselwirkendes Gegenregeln vermieden wird und es zudem zu einer möglichst geringen Anzahl von kurzfristigen Stufenwechseln kommt. Bei schnell aufeinanderfolgenden Schaltungen droht durch Reflexion an den Leitungsenden ein Einschwingen und somit eine Destabilisierung des Gesamtsystems. Auch wenn ein Stufenwechsel im zeitkontinuierlichen Modell nicht abgebildet werden kann, müssen also die Wechselwirkungen mit dem Netz abgebildet werden.

Umsetzbarkeit und Anlagenkonzeption

Das vorgestellte Regelungskonzept basiert auf unterschiedlichen Regeltechniken, die technisch mit gängigen Netzkomponenten nur teilweise realisierbar sind. So können durch Wechsel der Stufenstellung unter Last bei HS/MS-Transformatoren verschiedene Spannungsniveaus realisiert werden. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren erweitert diesen Einstellungsbereich sekundärseitig um zwei zusätzliche Stufen. Folglich ist ein grösseres Spannungsband nutzbar und regionale Spannungsschwankungen können zuverlässiger ausgeregelt werden.

Eine zeitkontinuierliche Feinregelung, welche die Spannung an die Führungsgrösse heranführt, ist durch eine solche Spannungsregelung jedoch nicht durch-

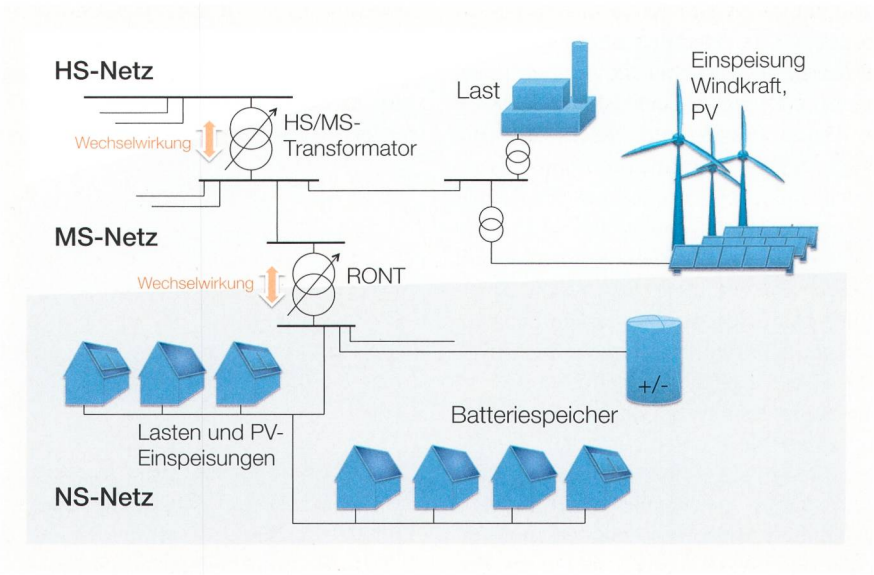

Bild 2 Wechselwirkung verschiedener Netzebenen im Einflussbereich dezentraler Energieeinspeisungen.

BRANCHE **SMART GRID**

Bilder: Autor

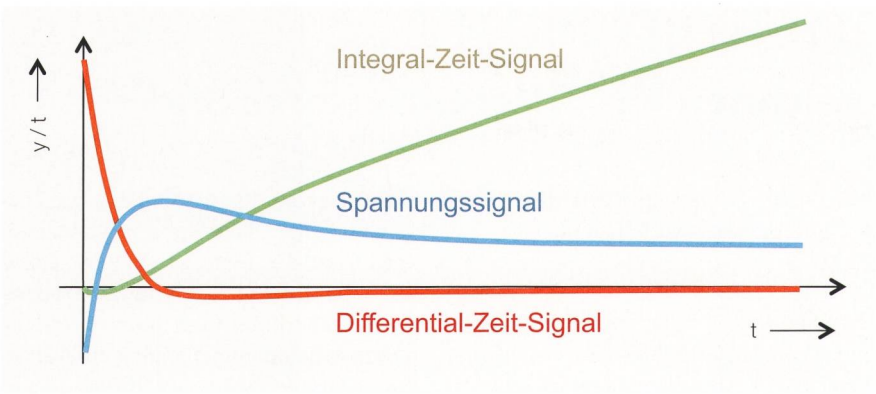

Bild 3 Differenzial-Zeit- und Integral-Zeit-Signal bei beispielhaftem Spannungsverlauf.

führbar. Spannungsstufen können immer nur im festen Verhältnis, abhängig von den Windungszahlen der Transformatoren, geschaltet werden.

Problematisch ist zudem die Erstellung eines geeigneten Reglereingangs. Aufgrund der nichtlinearen Regelcharakteristik können wechselnde Bezugsquellen der Smart-Meter-Daten, etwa bei Übertragung des jeweiligen maximalen Abweichungssignals, zu Sprüngen im Signal führen und nicht gewollte Schalthandlungen auslösen. Dies gilt es zu vermeiden.

Potenzial von Batteriespeichersystemen

Batteriespeichersysteme bedienen den Wunsch nach Glättung einer durch erneuerbare Energiequellen bedingt stark volatilen Lastflussverteilung im Netz. Durch ihr begrenztes Speichervermögen eignen sie sich nicht zur dauerhaften Ausregelung von Spannungsabweichungen, können aber bei ausreichender Dimensionierung Spannungsschwankungen kompensieren. Mit moderner Steuertechnik lassen Sie sich dabei auch gezielt anhand von Spannungskennlinien ansteuern. Bei Verteilnetzbetreibern haben sich Batteriespeichersysteme bislang noch nicht durchgesetzt, denn die abnehmende Speicherkapazität im Intensivbetrieb und hohe Investitionskosten machen solche Konzepte zumeist unökonomisch. Batteriespeichersysteme werden hingegen von leistungsintensiven Grossverbrauchern eingesetzt, deren Stromtarife nach vereinbartem maximalem Leistungsbezug variieren. So können teure Leistungsspitzen vermieden werden.

Fazit

Smart Grid und Smart Metering sind junge Technologien und bieten neue Ansätze zur Gestaltung von Kontroll-, Planungs- und Regelungsprozessen für den Netzbetreiber. Im Hinblick auf die staatlich verankerte Energiewende können sie helfen, dezentrale Erzeugungsanlagen ins bestehende Netz zu integrieren. Die Frage der Notwendigkeit und des Umfangs einer Investition in intelligente Netztechnik ist stark von der vorhandenen Netztopologie und dem zu erwartenden Zubau an dezentral erzeugter Energie abhängig. Mess-, Regel- und Kommunikationstechnik müssen dafür netzweit installiert, konfiguriert und gewartet werden. Die zu erwartende Lebensdauer der Komponenten ist – neben den Investitionskosten – ebenfalls in die finanzielle Planung zu integrieren.

Wie ausführlich aufgezeigt wurde, ist die technische Konzeption einer idealen Regelung äusserst aufwendig und von vielerlei externen Gegebenheiten beeinflusst. Zukünftige intelligente Anlagenkonzepte haben nur dann eine reale Chance verwirklicht zu werden, wenn sie technisch und wirtschaftlich umsetzbar sind.

Mit einer Ausregelung der Spannung durch Stufenschaltung unter Last kann den Problemen der Niederspannungstopologie häufig begegnet werden, bei zunehmendem Umfang des Zubaus kann übermässige Einspeiseleistung aber auch überlagerte Netzbereiche überlasten. Zudem findet eine Verlagerung der Einspeiseschwerpunkte statt, weshalb Übertragungsleitungen und Transformationsanlagen zum Leistungstransport ausgebaut werden müssen.

Konzepte zur Reduzierung der Leistungsvolatilität sind in relevanten Grössenordnungen bislang nicht wirtschaftlich. Deshalb ist es bei einer zukünftigen Zunahme an Leistungsengpässen notwendig, weiterhin genug Regelenergie durch konventionelle Kraftwerkparks zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich muss im Falle eines Leistungsüberflusses über eine Einspeiseverweigerung nachgedacht werden. Solche Ansätze können dann gegebenenfalls in das Regelsystem integriert werden.

Referenzen

[1] D. Lehmann, Potenzial von Ortsnetztransformatoren mit Spannungsregelung unter Last, Bulletin SEV/VSE 9/2012.

[2] G. Gürses, Mit 8800 Sensoren zum intelligenten Mehrgrössen-Regelungssystem, Bulletin 9/2013.

Autor

Pascal Pfeifer studiert an der Rheinisch-Westfälisch Technischen Hochschule (RWTH) Aachen Wirtschaftsingenieurwesen mit Fachrichtung Elektrische Energietechnik. 2014 absolvierte er ein Praktikum bei der Arbon Energie AG und war dort im Bereich der Systemstudien tätig.

Pascal Pfeifer, D-52070 Aachen
pascal.pfeifer@rwth-aachen.de

Résumé

Composants smart grid dans le réseau de distribution

Possibilités d'influencer le maintien de la tension

Vu l'extension prévisible des installations de production décentralisées et l'injection intermittente du photovoltaïque, le réseau de distribution traditionnel montre toujours davantage ses limites. Par exemple, la tension chez les clients du réseau est soumise à de fortes fluctuations. Ces dernières ne sont pas souhaitables et mettent le réseau à rude épreuve, surtout avec les consommateurs inductifs et capacitifs. Il faut donc régler la tension de manière à garantir l'écart le plus petit possible par rapport à la tension obligatoire, indépendamment de la topologie du réseau.

Les concepts smart grid peuvent atténuer les fluctuations de la tension étant donné qu'ils offrent aux gestionnaires de réseau de nouvelles approches pour organiser les processus de contrôle, de planification et de réglage. Les transformateurs de réseau locaux réglables constituent l'élément principal. À travers l'exemple pratique d'Arbon Energie SA, le présent article expose le concept d'un modèle de réglage de la tension et discute de sa faisabilité avec des composants smart grid.

On peut en conclure que la nécessité d'une technologie de réseau intelligent et le volume des investissements s'y rapportant dépendent fortement de la topologie du réseau et de l'augmentation prévue de l'énergie produite dans des installations décentralisées. La conception technique d'un réglage idéal est extrêmement compliquée et influencée par de nombreux facteurs externes. Les futurs concepts n'ont une chance d'être mis en œuvre que s'ils sont applicables du point de vue technique et économique. Se