





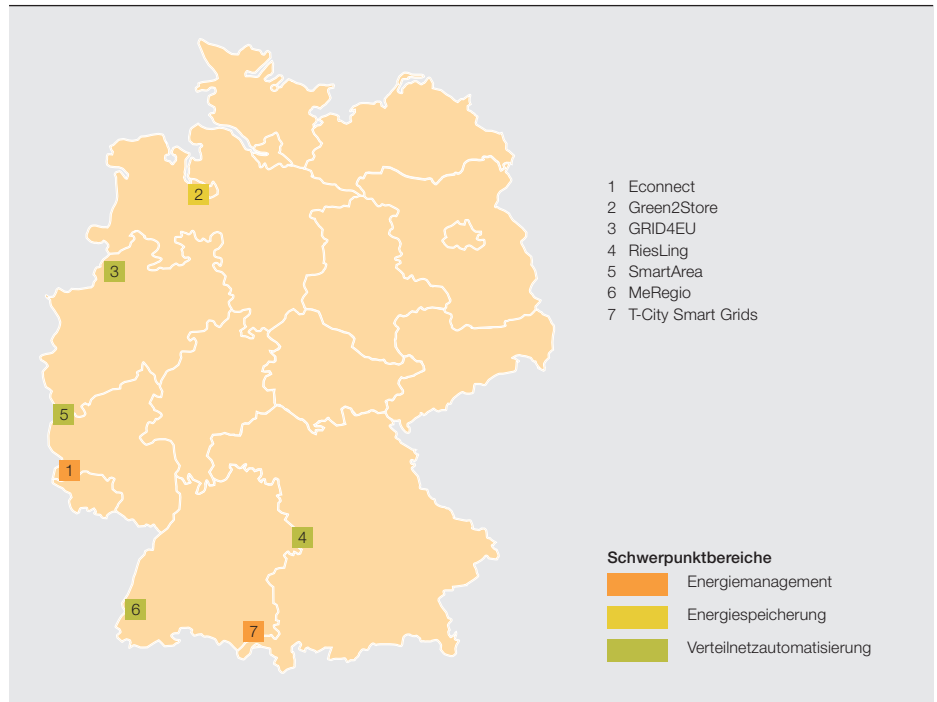
Intelligente Verteilung

Steigerung der Kapazität von Verteilnetzen zur Einbindung dezentraler Erzeugungsanlagen

BRITTA BUCHHOLZ, MARTIN MAXIMINI, ADAM SLUPINSKI, LEYLA ASGARIEH – Energieversorgungssysteme erfahren derzeit eine bedeutende Transformation, vorangetrieben durch einen wachsenden Anteil dezentraler Erzeugung. Angesichts Millionen kleiner Erzeugungsanlagen mit schwankendem Dargebot, die ihren Strom unterhalb der 132-kV-Ebene in das Netz einspeisen, sind neue Lösungen gefordert, um die Aufnahmekapazität der Verteilnetze zu erhöhen. Einige davon werden von ABB in Zusammenarbeit mit deutschen Netzbetreibern und Hochschulen entwickelt. Die erste Lösung basiert auf einem intelligenten Planungsansatz, der Netzbetreibern dabei hilft, ihre Verteilnetze über einen bestimmten Zeitraum hinweg auf wirtschaftliche Weise zu modernisieren. Der nächste Schritt besteht aus einer innovativen Verteilnetzautomatisierung für intelligente Ortsnetzstationen und die Spannungsregelung im Verteilnetz. Zu guter Letzt hilft ABB dem Betreiber mit der Asset-Management-Software NEPLAN® Maintenance dabei, schwierige technische Herausforderungen zu meistern und gleichzeitig die Kosten auf ein Minimum zu beschränken.

Titelbild

Solar-, Windkraft- und Biogasanlagen erzeugen in verschiedenen Regionen Deutschlands mehr Energie, als verbraucht wird. Das Bild zeigt die Gemeinde Freiamt im Schwarzwald. (Foto: Luca Siermann)



Die Aufnahmekapazität von Verteilnetzen für dezentrale Erzeugungsanlagen wird bestimmt durch nationale bzw. lokale Netzanschlussbedingungen und die aktuelle Praxis der Verteilnetzbetreiber. Es gibt jedoch einige Faktoren, wie thermische Auslegung, Spannungsregelung, Kurzschlussniveau, Versorgungsqualität, Lastflussumkehr, Inselbildung und Schutzkonzepte, die die Aufnahmekapazität begrenzen. Viele Länder verfolgen unterschiedliche Lösungen, um diese Beschränkung zu überwinden [1]. Dazu gehören:

- Veränderung der Netztopologie
- Verstärkung des Netzes und/oder Installation neuer Anlagen
- Kurzschlussstrom als Systemdienstleistung
- Spannungsregelung und Blindleistungskompensation
- Leistungsregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Anpassung von Schutzkonzepten
- Zukünftige Optionen wie Weitbereichsregelung, Speicherung, Lastmanagement und aktive Elemente

In Deutschland wurde das Stromnetz mit hohen Reservekapazitäten ausgelegt, d. h. viele Netze können eine zusätzliche Erzeugung aufnehmen. Ein begrenzender Faktor für die meisten Netze ist jedoch das Spannungsniveau. Hinzu kommt, dass Schwankungen in der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung zu schnel-

len Spannungsänderungen führen. Unter diesen Umständen die Spannung innerhalb bestimmter Grenzen zu halten und Flicker zu verhindern, stellt eine erhebliche Herausforderung dar. Für die Stabilisierung der Spannung und Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeugungsanlagen gibt es zwei Richt-

Nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2012 müssen sich alle dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 30 kW am Einspeisemanagement des Verteilnetzbetreibers beteiligen, der im Falle von Netzstabilitätsproblemen die Wirkleistung durch Fernsteuerung herunterregeln kann.

Im August 2014 trat das neue EEG in Kraft, das die Beteiligung der dezentralen Erzeugung am Markt verbessert und eine zuverlässige Vorhersage der Erzeugung fördert [4]. Neue europäische Netzregeln, die vom Verband Europäischer Übertragungs-

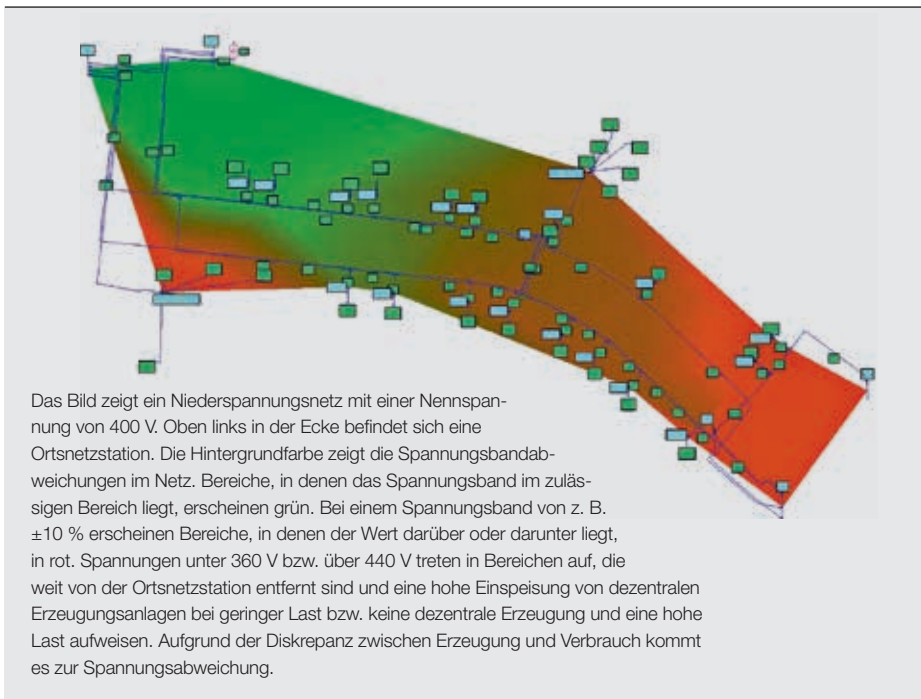
Die hohe Durchdringung dezentraler Erzeugung macht es zunehmend komplexer, die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Stromnetze sicherzustellen oder gar zu erhöhen.

linien, an denen sich die Netzbetreiber in Deutschland orientieren:

- Die technische Richtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz. Die Richtlinie gilt für alle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von 100 kW oder höher [2].
- Für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung unter 100 kW ist die Erfüllung der VDE Anwendungsregel (VDE-AR-N 4105) obligatorisch [3].

netzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet wurden, sind zurzeit auf dem Weg, europäisches Gesetz zu werden [5]. In ihrer „Studie Systemdienstleistungen 2030“ kommt die Deutsche Energie-Agentur (dena) zu dem Schluss, dass die starke Durchdringung mit dezentralen und erneuerbaren Ressourcen einen neuen systemischen Ansatz zur Entwicklung des gesamten Energiesystems über alle Spannungsebenen hinweg erfordert [6].

Pilotprojekte, die von ABB in Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und Hochschulen in Deutschland¹ durchgeführt wur-



den, haben zu innovativen Lösungen für den Betrieb und die Regelung von Verteilnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung geführt. Einige dieser Projekte sollen im Folgenden näher beschrieben werden → 1.

Höhere Komplexität erfordert Software-Tools

In der Vergangenheit ließen sich Lastflüsse und Spannungspegel in einem Verteilnetz recht einfach berechnen, da die Leistung von einer höheren Spannungsebene auf eine niedrigere verteilt wurde. Heute wird auf ein und derselben Spannungsebene Energie eingespeist und verteilt, was die Berechnungen komplexer macht. Wenn es darum geht, festzustellen, ob eine Erzeugungsanlage ohne Grenzwertverletzung an das Netz angeschlossen werden kann, spielen Softwarewerkzeuge auf allen Spannungsebenen eine zunehmend wichtige Rolle. Ein solches Tool, NEPLAN®, wird zurzeit so weiterentwickelt, dass Planer schnell auf Anschlussgesuche von Kunden reagieren können → 2. Dies soll dabei helfen, Investitionen in den Netzausbau durch

maximale Nutzung der vorhandenen Infrastruktur zu verschieben oder sogar ganz zu vermeiden. Da die Infrastruktur näher an ihre Grenzen kommt, spielen die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit eine umso bedeutendere Rolle. Gleichzeitig erwarten Regulierungsbehörden trotz Netzerweiterungen gleichbleibende Wartungskosten. Ein weiteres Tool, ABB Asset Health Center, hilft Netzbetreibern, das Risiko von Ausfällen in ihren kritischen Anlagen richtig einzuschätzen, Betriebsmittelausfälle zu vermeiden und gleichzeitig ihre Wartungskosten zu minimieren.

Erhöhung der Netzkapazität in Rheinland-Pfalz

Im Jahr 2011 demonstrierte die RWE Deutschland AG, wie ein aktiver elektronischer Spannungsregler vom Typ ABB PCS100 AVR die Spannungen im 20-kV-Netz und in 20-kV-/0,4-kV-Ortsnetzstationen stabilisieren kann. Durch Entkopplung von Schwankungen auf den Spannungsebenen 110 kV, 20 kV und 0,4 kV konnte die Aufnahmekapazität des Netzes für dezentrale Erzeugungsanlagen deutlich erhöht werden. Dies wiederum führte besonders auf der 20-kV-Ebene zu erheblichen Kosteneinsparungen für den Netzbetreiber. Zwischen 2010 und 2013 implementierte ABB erfolgreich insgesamt zehn PCS100 AVR in 20-kV-/0,4 kV-Ortsnetzstationen [7]. Mittlerweile hat sich das Grundprodukt AVR auf dem Markt etabliert und ist für seine sehr hohe

FIONA ist eine Fernüberwachungs- und -regelungseinheit für intelligente Ortsnetzstationen, die mit wenigen Messungen ausreichende Informationen über den 20-kV-/0,4-kV-Transformator liefert.

Spannungsqualität in industriellen und kommerziellen Anwendungen bekannt.

Die Projektteams kamen zu dem Schluss, dass die typischen Anforderungen eines Verteilnetzbetreibers hinsichtlich der Spannungsregelung in 110-kV-/20-kV- und 20-kV-/0,4-kV-Umspannstationen geringer sind als die von industriellen Anwendungen und mit der wirtschaftlicheren Lösung eines Laststufenschalters erfüllt werden können. Eine Studie der Energietechnischen Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE-ETG) empfiehlt die Spannungsregelung im Verteilnetz als wirtschaftliches intelligentes Betriebsmittel [8].

Auf der Grundlage dieser Erkenntnisse entwickelte ABB einen regelbaren Ortsnetztransformator mit der Bezeichnung Smart-R Trafo², um den Anforderungen von Verteilnetzbetreibern Rechnung zu tragen → 3. Dieser basiert auf einem ökonomischen Laststufenschalter, der die Spannung in fünf Stufen umschaltet und eine angemessene Spannungsqualität für Verteilnetze bietet. Es wird erwartet, dass sich der Smart-R Trafo zu einem Standardbetriebsmittel für Verteilnetzbetreiber in Deutschland und anderen Märkten entwickelt.

Fußnoten

- 1 Zu den Partnern gehörten Netzbetreiber wie RWE Deutschland AG, Westnetz, E.ON Mitte, STAWAG, Stadtwerke Duisburg, Netze BW, EnBW ODR und Hochschulen wie die TU Dortmund und die Universität Stuttgart.
- 2 Vorgestellt im April 2014 auf der Hannover Messe

Das „Smart Planning“-Konzept von ABB wandelt im Wesentlichen vorhandene Niederspannungsnetze Schritt für Schritt in intelligente Netze um.



Überwachung und Regelung in Bayern

Die hohe Durchdringung dezentraler Erzeugung macht es zunehmend komplexer, die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Stromnetze sicherzustellen oder gar zu erhöhen. Dies wiederum wirkt sich auf die Ausfallzeiten aus. Bei der Optimierung der Betriebsmittel und Verstärkungen spielen Informationen über die gemessene Last – keine unrealistischen Annahmen der maximalen Last oder Berechnungen auf der Basis von Worst-Case-Szenarien – eine wichtige Rolle. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und die Spannungsregelung in die Verteilnetzautomatisierung zu integrieren, hat ABB im Rahmen des Riesling-Projekts³ eine Reihe neuer Lösungen entwickelt [9].

Die erste Lösung mit dem Namen FIONA ist eine Fernüberwachungs- und -regelungseinheit für intelligente Ortsnetzstationen, die mit wenigen Messungen ausreichende Informationen über den 20-kV-/0,4-kV-Transformator liefert → 4. Außerdem gibt es den PCS100 AVR mit Weitbereichs-Spannungsregelung, der dafür sorgt, dass die an dezentralen Punkten gemessene Spannung innerhalb der zulässigen Bandbreite bleibt.

Neue Funktionen für einen vorausschauenden Netzbetrieb, die in das Netzleitsystem integriert wurden, ermöglichen die Vorhersage von Engpässen auf der 20-kV-Ebene. Diese Funktionen bieten die notwendige Flexibilität, um Topologien zu verändern oder es Kunden zu

ermöglichen, ihr zukünftiges Verbraucherverhalten anzupassen [10].

Smart Planning in Aachen und Duisburg

Obwohl die Spannungsregelung weithin als wirtschaftliche Lösung zur Modernisierung des Netzes anerkannt ist, ist ihre Umsetzung in der standardmäßigen Planung und im Betrieb nicht ganz so einfach. Für viele Verteilnetzbetreiber ist es schwierig zu bestimmen, wann ihr Netz seine Betriebsgrenze erreicht, da sie den Zeitpunkt, den Umfang und die Art der an das Netz gestellten Anforderungen nicht kennen. Nach Einführung des EEG in Deutschland wurden viele Netzbetreiber von einer großen Zahl kurzfristiger Anschlussgesuche für private Erzeugungsanlagen überrollt.

Um diese Hürde zu überwinden und schnelle Entscheidungen zu ermöglichen, hat ABB das Beratungskonzept „Smart Planning“ entwickelt. Dieses hilft Netzbetreibern dabei, vorhandene Niederspannungsnetze entsprechend den aktuellen Anforderungen schrittweise in intelligente Netze umzuwandeln [11]. Dazu werden die Netze zunächst anhand einiger Strukturmerkmale wie der Anzahl der Wohneinheiten und Hausanschlüsse, dem Ortsnetzbereich und der Durchdringung des Netzes mit Photovoltaikanlagen klassifiziert.

Bleibt die Durchdringung des Netzes unter einem kritischen Wert, kann dem Anschlussgesuch ohne weitere Netzberechnung stattgegeben werden. Erweist sich ein Netz in dieser Klassifizierungsphase

Fußnote

3 In Zusammenarbeit mit Netze BW, EnBW ODR AG und T-Systems



als potenziell kritisch (d. h. am Ende seiner Aufnahmekapazität), wird in der sogenannten Beobachtungsphase die in der Ortsnetzstation maximal auftretende Spannung gemessen. Durch den Vergleich mit einem „Fingerabdruck“ des Netzes, der durch Messungen oder eine Netzberechnung bestimmt wird, wird die Spannung im Ortsnetz geschätzt. Vergleiche mit verschiedenen realen Netzen haben gezeigt, dass die auf der Basis des Fingerabdrucks geschätzten Spannungen am kritischen Punkt im Abzweig und die tatsächlich gemessenen Werte in den verschiedenen Verteilnetzen nur höchstens ± 2 V (d. h. weniger als 1 %) voneinander abweichen. Gelangt ein Netz in dieser Phase an die maximal zulässige Spannungsgrenze, wird im nächsten Schritt die betreffende Ortsnetzstation z. B. mit einem Spannungsregler oder einem regelbaren Ortsnetztransformator ausgerüstet.

Modernisierung im Kontext der Anreizregulierung

Die Liberalisierung der Energiemärkte und die Einführung einer Anreizregulierung für Netze setzen die Netzbetreiber zunehmend unter Druck, ihre Kosten zu senken und gleichzeitig ein hohes Maß an Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten. Dies bedeutet eine Verlagerung des Schwerpunkts von rein technischen Gesichtspunkten zu technischen und wirtschaftlichen. Um beides unter einen Hut zu bekommen, ist ein Instandhaltungsplan, der die ungenutzten Betriebsmittel ebenso berücksichtigt wie den Netzbetrieb, von entscheidender Bedeutung.

Das ABB Asset-Management-Tool NEPLAN Maintenance ist eine bewährte Software zur Erstellung von Instandhaltungsplänen (z. B. zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung) sowie langfristiger Asset-Simulationen. Mithilfe eines Budgetevaluierungstools können die Kosten für verschiedene Instandhaltungsstrategien berechnet werden.

Zusammenfassung

Verteilnetze spielen eine wichtige Rolle bei der fortlaufenden Transformation der Energieversorgungssysteme. Die von ABB in Zusammenarbeit mit deutschen Netzbetreibern und Hochschulen entwickelten Lösungen unterstützen Netzbetreiber bei der technischen und wirtschaftlichen Optimierung ihrer bereits vorhandenen Anlagen. In naher Zukunft werden weitere automatisierte (vordefinierte) Funktionen in der Lage sein, Primärtechnik zur Optimierung des Netzbetriebs zu steuern.

Britta Buchholz

Martin Maximini

Adam Slupinski

Leyla Asgarieh

ABB Power Systems Consulting

Mannheim, Deutschland

britta.buchholz@de.abb.com

martin.maximini@de.abb.com

adam.slupinski@de.abb.com

leyla.asgarieh@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] S. Papatthanassiou et. al.: „Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER“. CIGRE Technical Brochure 586. Paris, Juni 2014. ISBN: 978-2-85873-282-1
- [2] BDEW (Juni 2008): „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Energieerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“. Verfügbar unter: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf)
- [3] VDE (2011): „VDE Anwendungsregel 4105 (VDE-AR-N 4105)“. Verfügbar unter: <http://www.vde.com>
- [4] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf
- [5] ENTSO-E: „Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)“. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>
- [6] dena (11. Februar 2014): „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
- [7] C. Willim et al.: „Zukünftige Spannungsregelung im Netz der E.ON Mitte AG“. Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2011. Würzburg, Deutschland
- [8] VDE-ETG (Januar 2013): „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“. Verfügbar unter: <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffenlich/Seiten/VDE-StudieAEN.aspx>
- [9] S. Kaempfer et al.: „The RiesLing (Germany) and InovGrid (Portugal) projects – Pilot projects for innovative hardware and software solutions for Smart Grid requirements.“ Proceedings of CIGRE Session. Paris, 2014. S. 25–28
- [10] C. Franke et al.: „Intelligentes Netz – Wegweisendes Kollaborationsprojekt zur Stärkung von Smart Grids“. *ABB Review* 3/2013. S. 44–46
- [11] A. Slupinski et al.: „Neue Werkzeuge zur Abschätzung der maximalen Spannung im Niederspannungsnetz“. Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2013. Berlin, 5.–6. November 2013. VDE Verlag. ISBN 978-3-8007-3550-1