

Keine einheitliche Lösung in Sicht

Maßgeschneiderte Smart Grids im Praxistest

Das Smart Grid ist in aller Munde und wird als Universallösung für die zunehmend komplexe Aufgabe der Energieverteilung gesehen. Richtig ist, dass künftig generell deutlich stärker mit Mess- und Regeltechnik durchsetzte und somit intelligente Verteilungsnetze unerlässlich sein werden. Falsch ist allerdings der Eindruck, dass hierfür eine einheitliche, universelle Lösung möglich ist. Aufgrund der Unterschiede in den Netzen schlägt die Stunde der maßgeschneiderten Aufrüstungen.

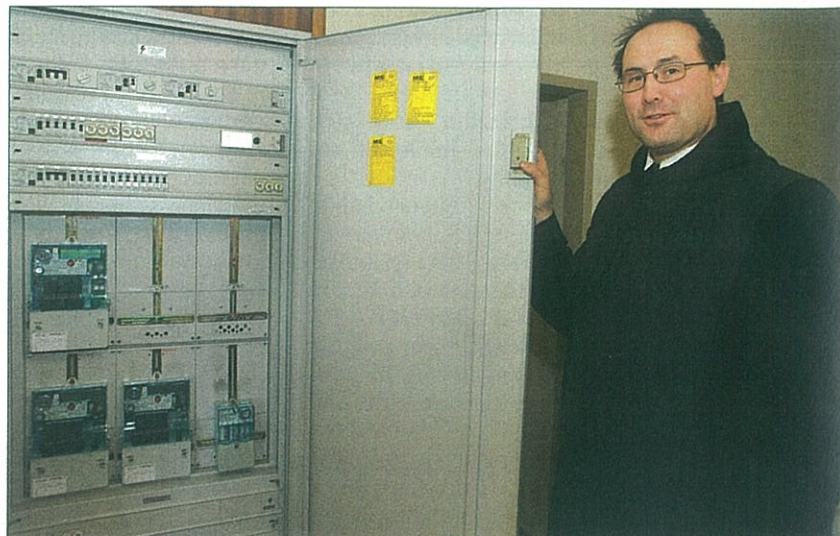
Bei der Nachrüstung von Mess- und Regeltechnik in einem Verteilungsnetz ist jedem Betreiber eines wichtig: Der Umbau soll ressourcenschonend und ohne Störung des laufenden Betriebs ablaufen. Hier hören die Gemeinsamkeiten allerdings bereits auf. Jedes Netz ist historisch gewachsen und daher einmalig. Zudem unterscheiden sich auch die Anforderungen der Netzbetreiber an das intelligente Stromnetz stark: Während es bei einem Projekt um die Integration von erneuerbaren Energien geht, liegt bei dem anderen der Schwerpunkt auf der intelligenten Ablösung von Rundsteuertechnik.

Auch die von Netz zu Netz unterschiedliche Zusammensetzung der belieferten Industrieverbraucher mit dem Potenzial für Verbrauchssteuerung ist zu berücksichtigen. Daher ist zu Beginn eines Projekts immer eine gründliche Analyse notwendig. Anhand von drei Projekten werden im folgenden verschiedene

Problemstellungen aufgezeigt. Letztlich lassen sich die Gründe, weshalb ein Verteilungsnetz »intelligent« aufgerüstet werden muss, auf drei Hauptaspekte konzentrieren: Es gibt Regionen mit veralteten und teilweise überlasteten Netzen, bei denen eine Erneuerung ansteht. Darüber hinaus gibt es Gegenden mit starkem Wachstum, in denen die Netze permanent ausgebaut werden müssen. Der dritte Aspekt – der in Europa, und dort vor allem in Deutschland, zum Tragen kommt – ist die stärkere Integration von erneuerbaren Energien. Das bisherige Energiesystem mit zentraler Erzeugung und unidirektionalem Stromfluss – vom Kraftwerk zum Verbraucher – verändert sich deutlich und stößt mit der zunehmenden Einbindung dezentraler Energieerzeuger in Teilen Deutschlands bereits an seine Grenzen. Die konventionellen Verteilungsnetze sind nicht darauf ausgelegt, einen erheblichen Anteil an fluktuierender und sehr dezentraler Stromerzeugung zu verarbeiten. Wie dramatisch deren Wandel ist, zeigt die Zahl der Erzeugungsanlagen: Gab es 1990 rd. 1 000 »Kraftwerke«, sind es heute unter Einbeziehung der regenerativen Erzeuger fast eine Million. Zur optimalen Einbindung all dieser dezentralen Quellen werden innovative Technologien benötigt; dazu zählen u. a. Micro Grid Controller, Überwachungsstationen für Transformatoren und Smart Meter sowie – im Hinblick auf die angestrebte Elektromobilität – bidirektionale Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Die langfristige



Dr. Jan Mrosik, Leiter des Bereichs Energy Automation in der Division Power Distribution im Siemens-Sektor Energy, ab Oktober 2011 CEO der Division Smart Grid im neuen Siemens-Sektor Infrastructure & Cities.



Pfarrer P. Leopold Fürst aus Sankt Konrad vor seinen drei intelligenten Siemens-Stromzählern



Regina Huemer-Schögl aus Sankt Konrad mit ihrem Sohn Simon vor ihren drei intelligenten Stromzählern samt Lastschaltmodul von Siemens

Lösung liegt in Smart Grids und dezentralen Netzstrukturen, die durch die hocheffiziente Langstreckenübertragung erneuerbarer Energien – vor allem von den Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee – unterstützt werden.

Der zunehmend fluktuierenden Einspeisung stehen derzeit noch kaum flexible Lasten gegenüber. Wärmepumpen und elektrische Warmwasserboiler stellen im Privathaushalt aber ideale Kandidaten für ein Smart Grid dar. Dort fallen 85 % des Energiebedarfs für Heizung und Warmwasser an – mit elektrischen Anlagen ergäben sich hier riesige Pufferpotenziale.

In der Industrie sowie im öffentlichen Bereich bieten sich ebenfalls vor allem die thermischen Prozesse als Puffer an. Viele Lasten sind hingegen praktisch nicht verlagerbar. Die Idee beispielsweise, Waschmaschinen nachts laufen zu lassen, um den Verbrauch zu glätten, wird scheitern. Abgesehen von den Komforteinbußen ist ihr Anteil am Verbrauch zu gering.

Das Bundesland Bayern zeigt schon heute deutlich, warum in Deutschland künftig die Flexibilität auf der Verbrauchsseite bedeutsam wird: Im Freistaat stammten 2010 bereits 23,3 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. An sonnigen Feiertagen kann der Anteil an Photovoltaikstrom in Bayerns Netzen zeitweise auf mehr als 50 % steigen. In einigen Gegenden wird schon mehr Strom produziert als verbraucht. Vor diesem Hintergrund haben Siemens und die Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW)

ein Forschungsprojekt gestartet, um ein intelligentes Stromnetz, das diesen extremen Anforderungen gerecht wird, innerhalb von zwei Jahren in der Praxis zu testen. AÜW stellt für das Irene (Integration regenerativer Energien und Elektromobilität) getaufte Vorhaben einen Teil seines Stromversorgungsnetzes rund um den Ort Wildpoldsried, nordöstlich von Kempten, zur Verfügung. Der Ort wurde gewählt, weil hier bereits deutlich mehr Strom regenerativ erzeugt als verbraucht wird.

Siemens stellt das selbstorganisierende Energieautomatisierungssystem, das viele kleine Stromerzeuger einbindet. Dazu zählen vor allem viele Photovoltaikanlagen, Windturbinen und Biogasanlagen, die die AÜW inzwischen in ihr Verteilungsnetz integriert hat. Eine Besonderheit des Projekts liegt darin, dass auch der Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eingeschlossen ist. In der Zukunft könnten Elektroautos die ideale Ergänzung für ein Smart Grid darstellen: Sie würden bei 20 000 km jährlicher Fahrleistung genauso viel Strom wie ein kompletter Haushalt verbrauchen und könnten angesichts ihrer geringen Nutzungsdauer bis zu 23 h täglich an das Netz angeschlossen sind, um Energieüberschüsse aufzunehmen.

Implementiert wird im Rahmen des Projekts eine neu entwickelte Software, mit der sich die Energieverteilung besser planen und koordinieren lässt und das Netz effizienter betrieben werden kann. Durch Messtechnik werden die notwendi-

gen Daten erhoben und gesammelt, die eine Bewertung des Netzzustands und das Ansteuern von Aktoren in Echtzeit gewährleisten. Gegenstand der Untersuchung ist u. a., eine optimale Zahl und Verteilung von Messgeräten im Verteilungsnetz zu bestimmen.

Der Projektansatz von Irene umfasst fünf Punkte: Die Installation eines Mess- und Regelungssystems in einer Gemeinde mit einem hohen Anteil an Photovoltaikanlagen; die Koordination und aktive Beeinflussung der Energieerzeugung und des Lademanagements von Elektrofahrzeugen sowie die Beeinflussung von Wirk- und Blindleistung. Dazu kommen die Speicherung von Solarenergie, sowohl in stationären Batterien verschiedener Größen als auch in Elektrofahrzeugen während der Erzeugungsspitzen, und die Nutzung schaltbarer Transformatoren zur Spannungsregelung.

Ein weiteres Smart-Grid-Projekt hat gänzlich andere Rahmenbedingungen: Siemens unterstützt die Energie AG Oberösterreich bei der Automatisierung ihres Verteilungsnetzes und installiert eine große Zahl an intelligenten Zählern. Dabei steht allerdings nicht die Integration von erneuerbarer Energie im Vordergrund, denn der dortige Strommix enthält vorrangig gut steuerbare Wasserkraft. Photovoltaik und Windenergie spielen praktisch noch keine Rolle. Hier bildet die Ablösung von vorhandener Rundsteuertechnik durch weitaus flexiblere Möglichkeiten der Laststeuerung einen Schwerpunkt des Projekts, wie auch lukrative Einsparmöglichkeiten im Zählwesen. Denn in Österreich wird bei einem Auszug die Stromversorgung gekappt und nach dem Einzug des neuen Mieters wieder angestellt – dieses ohne Fahrt zum Kunden ferngesteuert vornehmen zu können, spart bares Geld. Die dort eingesetzten intelligenten Zähler ermöglichen die Fernablesung nicht nur des Strom-, sondern auch des Gas-, Wasser- und Fernwärmeverbrauchs.

Zugute kommt dem Projekt die vorhandene Infrastruktur mit den alten Rundsteuergeräten, die nun abgelöst wird. Bei der Rundsteuerung werden üblicherweise ein Tag- und ein Nachtstromtarif mit zwei herkömmlichen Ferraris-Zählern angeboten. Allerdings bisher mit den hierbei typischen Einschrän-

kungen: Beispielsweise werden Verbraucher wie elektrische Warmwasserboiler und Speicherheizungen zu festgelegten Zeiten für einige Stunden zum Nachtstromtarif aktiviert. Mit der neuen Infrastruktur, die vom Zähler mit Lastschaltmöglichkeit über die Automatisierung in der Verteilstation bis hin zur Netzsteuerung reicht, können diese Verbraucher je nach Netzzustand geschaltet werden: zu beliebigen, variierenden Zeiten, sogar individuell, nicht nur gruppenweise.

Auch die unterbrechbaren Tarife werden durch die Smart-Grid-Infrastruktur variabler. Darunter versteht man Tarife, bei denen der Kunde für das Einräumen der Unterbrechbarkeit der Stromlieferung einen Nachlass auf den Strompreis erhält. Derzeit werden elektrische Anlagen, die problemlos zeitweise vom Netz genommen werden können – beispielsweise Wärmepumpen oder industrielle bzw. landwirtschaftliche Großverbraucher – zu fest vereinbarten Terminen zur Spitzenverbrauchszeit vom Netz genommen. Künftig können solche Unterbrechungen flexibel vorgenommen werden. Zusätzlich zu den unterbrechbaren Tarifen kommen künftig noch variable Tarife, die nur mit einem intelligenten Zähler möglich sind. Die Lastkurve ließe sich in viele Tarifzonen aufteilen – wer seinen Verbrauch in die Nebenzeiten legt, erhält einen günstigeren Kilowattstundenpreis. Auch dies sollte so komfortabel wie möglich – also möglichst automatisch – umgesetzt werden, ohne dass der Nutzer eingreifen muss.

Ein ähnlich umfangreiches Projekt mit einer gemischten Zielsetzung der beiden erstgenannten Projekte läuft in Deutschland mit einer EnBW-Tochter. Dabei unterstützt Siemens mit einer maßgeschneiderten Smart-Metering-Gesamtlösung den Stromversorger EnBW Ostwürttemberg Donau Ries



Das Stromnetz im Allgäu

Quelle: Allgäuer Überlandwerke

AG. Hier ist ebenfalls die Automatisierung der Erfassung von Verbrauchsdaten eingeschlossen. Hierzu zählen das Management der Zählerdaten und die Automatisierung des Verteilungsnetzes. Das Metering-System wird über eine SAP-zertifizierte Schnittstelle an existierende IT-Systeme angeschlossen, z. B. an ein Arbeitseinsatz-Steuersystem, ein Internetportal, an die Rundsteuerzentrale und an Systeme für den Datenaustausch nach Edifact-Norm. Für den süddeutschen Stromversorger ist ebenfalls wichtig, die vermehrte Einspeisung regenerativer Energiequellen beherrschen zu können.

Geplant sind in Baden-Württemberg die Fernauslesung und das Management von allen 135 000 Zählern und Lastschaltgeräten im Versorgungsgebiet, einschließlich der Erfassung von 17 000 Gas- und Wasserzählern. Auch hier soll die existierende Rundsteueranlage durch die neue Technik ersetzt werden. Zudem will der Stromversorger das System nutzen, um Netzpara-

meter wie Über- und Unterspannung, Kurzzeit- und Langzeitausfälle sowie Power-Quality-Indikatoren aus dem Mittelspannungsnetz und beim Verbraucher zu erfassen. Auch soll, basierend auf detaillierten Informationen wie Erdschluss- und Kurzschlussanzeige sowie Assetkenngrößen, die messtechnisch erfasst werden können, der gesamte Netzbetrieb optimiert werden.

Diese drei Projekte zeigen beispielhaft, dass es bei der Umrüstung von Verteilungsnetzen zum Smart Grid selbst innerhalb Europas bzw. sogar innerhalb eines Landes keine Universallösung gibt. Deshalb steht zu Beginn eines Projekts zur Netzaufrüstung immer dessen gründliche Analyse an – Fehler bei der Netzplanung lassen sich während der Aufrüstung oder gar im Betrieb des Smart Grids nur noch bedingt revidieren. Idealerweise werden daher mit Softwaretools zunächst die Bereiche Netzbetrieb, Kundenservices, Management von Anlagen und Mitarbeiterinsatz, flexible Lasten und Erzeugung systematisch analysiert. Nach der Bestandsaufnahme sollte das Weiterentwicklungspotenzial ermittelt werden, woraus zusammen mit dem Netzbetreiber konkrete Handlungsempfehlungen und Entwicklungspläne abgeleitet werden können.

(40704)

Vorteil Smart Grid

Ein Smart Grid zahlt sich für alle Teilnehmer aus:

- Der Stromkunde, der seinen Verbrauch ohne Komfortverlust in die Nebenzeiten verlegt, kann seine Stromrechnung begrenzen.
- Der Netzbetreiber kann den Einsatz von Regelenergie verringern und verfügt über ein besser ausgelastetes Netz.
- Der Versorger kann die Zahl der notwendigen Reservekraftwerke klein halten.
- Der Umwelt und allen Stromkunden kommt ein optimales Management der EEG-vergüteten Einspeisung zugute.

press-office.energy@siemens.com

www.siemens.de