

Smart Grids: Energiewende praktisch

ALLGÄU Irene war anfangs etwas launisch. Netzfachleute meistern Hürden und führen Pilotprojekt zum Erfolg

Zunächst gab sich Irene ganz schön zickig: „Ein stabiler Betrieb des Messsystems war anfangs nahezu unmöglich“, berichtet *Robert Köberle*, Teamleiter Netze/Netzplanung bei der Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW) in Kempten. Freilich, jetzt läuft das Pilotprojekt Irene, die Integration regenerativer Energien und Elektromobilität, rund. Viele Fragen sind angesprochen in der Allgäuer Gemeinde Wildpoldsried. Teile ihres Verteilnetzes – 9,8 MW EEG-Leistung, mehrfach höhere Erzeugung als Verbrauch – hatte die AÜW Siemens und der Hochschule Kempten als Versuchsobjekt zur Verfügung gestellt. Mit im Boot auch die RWTH Aachen. Zu erproben war, wie das Verteilnetz (87 Ortsnetzstationen 20 kV/400 V) bei 3 MW Spitze und 0,6 MW Minimallast 6 MW Photovoltaik, 2 MW Wind und 1 MW Biogas verdaut, wie es mit 32 Elektroautos fertig wird und was ein zentraler Batteriespeicher bewirken kann. Ein regelbarer Ortsnetztrafo war zu installieren, verschiedene Regelstrategien zu testen – zentrale und dezentrale oder eine Kombination von beiden. Da galt es natürlich zu messen und Daten zu erfassen, um belastbare Aussagen zu gewinnen. Ziel des Projekts war ja u. a., ein Mess- und Regelsystem aufzubauen, um dem „Blindflug“ im Verteilnetz ein Ende zu setzen. Doch gerade dabei steckte der Teufel öfter mal im Detail.

Anfangs Probleme ohne Ende | Beispiel: Da verweigerte das Mobilfunkmodem seinen Dienst, wenn es zwischen zwei Zellsendern lag. „Abhilfe brachte eine direkte Antenne“, schilderte Köberle bei der Fachtagung „Intelligente Netzstationen“ (EW Medien und Kongresse, 19./20. Nov. 2012, Wiesbaden). Noch mehr Probleme: Blitzschlag mit kurzen Unterbrechungen, Hitze, tiefe Temperaturen in den strengen Allgäu-Wintern „und natürlich Unwissenheit. Inzwischen ist aber ein stabiler Betrieb erreicht“. Ein Redesign der Messbox für die verschiedenen

Anwendungszwecke war eine der Grundlagen des Erfolgs.

Die Elektromobilität, wesentlicher Bestandteil des Pilotprojekts, testete man ausgiebig und neun Monate lang. Dazu gehörte auch die Blockladung der E-Mobile, bereitwillig unterstützt von deren Fahrern. Sie ließen auch zu, dass die zurückgelegten Wegstrecken per GPS erfasst wurden. Einige E-Mobil-Tester reizten dabei die von der Batterie vorgegebenen Reichweiten aus, überhaupt kamen sie mit deren begrenzter Kapazität offenbar gut zurecht. Ziel der Versuche war es, die Grundlage für ein „Standardlastprofil Elektromobilität“ zu schaffen.

Batterien im Test | Apropos Batterien. Die AÜW nutzten die Auto-Akkus auch als Speicher, dazu eine zentral angeordnete Einheit mit 138 kWh. „Das ist reichlich wenig“, fand Fachmann Köberle. Die Zahlen dazu: 12 Mio. kWh Erzeugung steht rund die Hälfte Verbrauch gegenüber. „Elektrofahrzeuge lösen nicht alle Probleme“, fand Köberle in Wiesbaden und wies auf eine Verdopplung des Verbrauchs in den Haushalten hin.

Er kam auch auf ein schwerwiegendes Problem zu sprechen: die Unsymmetrie. „Die sollte man tunlichst vermeiden.“ Dabei werden die drei Phasen unterschiedlich stark belastet. Das werde bislang im Ortsbereich kaum untersucht, merkt Köberle an. Dabei wirkt sich dieses Phänomen auf die Regelung und die Auslegung der Netze aus.

Nun lassen sich die im Allgäu gewonnenen Daten sehr gut zum Planen von Netzen nutzen – „dem eigentlichen Zweck des Projekts“. Reale Verhältnisse würden damit offengelegt und die Kenntnisse über Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Erzeugung und Verbrauch verbessert. Überhaupt: Besseres Verständnis der örtlichen Versorgung „bringt unglaublich viel“. Allein durch mehr Kenntnis „sinkt der Aufwand um 20 %“, versichert Köberle. Und mehr Wissen bedeute auch, „zu einem Drittel weniger Netzausbau“. **Hi**

STADTWERKE KREFELD Wie bekommt man viel Sonne und Wind im Netz in den Griff? Antworten vom Niederrhein

Zu einem Smart Grid umbauen und von Grund auf automatisieren will die SWK Stadtwerke Krefeld AG das Stromversorgungsnetz in Wachtendonk am Niederrhein – gemeinsam mit Siemens. Ziel ist, zu jeder Zeit die Netzstabilität aufrechtzuerhalten und damit die Stromversorgung zu sichern. Automatisieren heißt in diesem Zusammenhang, dass das Netz mit Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik sowie moderner Kommunikationstechnik auszustatten ist. Grund: Der Netzbetreiber muss bei vermehrter Einspeisung aus erneuerbaren Quellen sehr genau wissen, was in seiner Mittel- aber auch Niederspannung los ist. Er braucht zu jeder Zeit Betriebsdaten, damit er das Netz nicht nur stabil halten, sondern auch an die jeweiligen Verhältnisse angepasst regeln kann.

„Wachtendonk macht mit: Forschung im Netz“ – so lautet der Name des nun begonnenen Projekts. Die 8000-Einwohner-Gemeinde wurde als Smart-Grid-Modellregion ausgewählt, weil sie einen sehr hohen Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen hat, die ins Netz einspeisen. Zudem machen sich in dem ländlich geprägten Stromnetz die Auswirkungen durch dezentrale Einspeisungen deutlicher bemerkbar als in größeren Städten. Spannungsschwankungen werden dort vom Netzbetreiber derzeit nicht systematisch erfasst. „Hier brauchen wir Sensorik, um die Netzqualität überwachen und gegebenenfalls präventive Maßnahmen ergreifen zu können“, erklärt *Dr. Frank Burau*, Geschäftsführer der SWK Netze GmbH.

Smart Meter mit Zusatzfunktion | Nun werden im Zuge des Smart-Grid-Projekts in 100 Haushalten und zahlreichen Kabelverteilerkästen intelligente Zähler (Smart Meter) installiert. Dafür hat Siemens seine Meter mit einer Zusatzfunktion ausgestattet: Der Zähler registriert nicht nur den Energieverbrauch, er arbeitet auch als Nieder-

spannungssensor. Er kann die Daten für eine Analyse des Wachtendonker Netzes liefern. Wichtig für den Kunden: Durch die Installation der modernen Zähler in seinem Haushalt ändert sich für ihn nichts. Die Geräte sind geeicht und messen korrekt den Verbrauch. Die Smart Meter senden die Netzdaten via Powerline-Kommunikation an die Ortsnetzstation und somit an die SWK. Sobald ein bestimmter Schwellenwert überschritten wird, kann sofort gegen-gesteuert bzw. stabilisiert werden.

Dynamische Spannung | Die regelbaren Transformatoren in fünf intelligenten Ortsnetzstationen nutzen die Echtzeit-Messdaten der Smart Meter aus dem Niederspannungsnetz als Stellgröße und passen die Spannung dynamisch an. Die Stationen bestehen aus kompakten und kommunikationsfähigen Mittelspannungsschaltanlagen, regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie Fernwirk- und Automatisierungskomponenten. Die SWK setzt gasisolierte Mittelspannungsschaltanlagen ein, die mit intelligenten Kurzschluss- und Erdungsschlussrichtungsanzeigern sowie Sensortechnik in ein Smart Grid integriert werden können.

Im Zuge der bis 2014 abgeschlossenen Verkabelung der Mittel- und Niederspannung ließen die SWK Leerrohre mitverlegen, so dass zur Zeit 22 Stationen mit Übertragungstechnik ausgerüstet und per Lichtwellenleiter mit der Netzleitwarte der SWK in Krefeld verbunden sind. Von den 105 Ortsnetzstationen wurden bereits 52 erneuert und für die Aufnahme von Smart-Grid-Komponenten vorbereitet. Ein Aufrüsten zum Mittelpunkt eines smarten Ortnetzes sei somit ohne großen Aufwand möglich, melden die Krefelder. Fazit: Sowohl SWK als auch Siemens erwarten mit dem Projekt Detailinformationen über das Verhalten eines Netzes mit einem überproportionalen Anteil an volatilen Einspeisern.

Hans-Ulrich Tschätsch/Hi