



Ökopioniere: Wildpoldsried produziert doppelt so viel Strom, wie der Ort im Allgäu selbst verbraucht – Wind- und Solaranlagen speisen hier ebenso ein wie die Biogasanlage von Ignaz Einsiedler (rechts).



Komplexität beherrschen | Smart Grids

Das Dorf der Energiepioniere

Wildpoldsried im Allgäu erzeugt mehr Ökostrom als es verbraucht – ein idealer Ort also, um das intelligente Stromnetz der Zukunft zu testen. Mit von der Partie: Siemens, die Allgäuer Überlandwerke und zwei Hochschulen.

Behende klettert Ignaz Einsiedler die Leiter zu der enormen grauen Blase hoch, die sich über dem mächtigen Tank wölbt. Unter der Gummihaut blubbert eine braune Brühe aus Gras, Mais und anderer Biomasse, vermischt mit etwas Gülle – „wie ein riesiger Kuhmagen“, erklärt der 63-Jährige gestikulierend. Der „Magen“ verdaut die Biomasse zu Methan, das zwei Gasmotoren im Keller verbrennen und zu Strom veredeln. Die elektrische Energie aus der Biogasanlage – und die von drei Photovoltaikanlagen auf dem Dach – speist der Landwirt in das Stromnetz der Allgäuer Überlandwerke GmbH (AÜW) ein.

Ignaz Einsiedler ist Energiepionier, einer von vielen in der 2.500-Seelen-Gemeinde Wildpoldsried im Landkreis Oberallgäu. Fast auf jedem Dach liegen blauschimmernde Solarzellen in der Wintersonne, hinter mehreren Höfen dampfen aus silbrigen Schornsteinen die Abgase der Blockheizkraftwerke, die mit Methan aus der Biomasse-Gärung betrieben

werden. Zahlreiche Häuser zapfen Wärme aus der „Dorfheizung“, einem 4,7 Kilometer langen Fernwärmenetz, das Einsiedler in einer Genossenschaft mit anderen Bürgern errichtet und finanziert hat. Anteile an einem Gasnetz, das weitere drei Blockheizkraftwerke versorgt, besitzt der Energiewirt auch, ebenso an den fünf Bürgerwindanlagen, die die Wildpoldsrieder gemeinsam finanziert haben, ohne auswärtige Investoren.

„Die Wildpoldsrieder sind positiv verrückt“, lobt Guido Zeller, Prokurist der AllgäuNetz GmbH & Co. KG, die das Stromnetz betreibt. Der Verrückteste von allen ist vermutlich Arno Zengerle, seit 1996 Bürgermeister. Zu Beginn seiner Amtszeit hat er die Wildpoldsrieder über die Entwicklungsziele der Gemeinde abstimmen lassen. „Klimaschutz kann in der Praxis nur mit den Bürgern und nicht gegen sie umgesetzt werden“, sagt Zengerle. Und die ziehen mit. Wildpoldsried erzeugt heute mehr als doppelt so viel Strom, als es verbraucht. Viele sei-

ner Bewohner sind zu Prosumern geworden, also zugleich zu Produzenten und Konsumenten von Energie.

Luxusproblem. Damit ist der Ort ein Vorbild für die Energieversorgung, wie sie in etwa 20 Jahren überall in Deutschland geplant ist. Bis dahin sind allerdings noch viele Hürden zu überwinden, denn mit dem Bau von Solar-, Wind- oder Biogasanlagen allein ist es nicht getan. Der Strom muss auch zu den Verbrauchern geschafft werden. Und es muss eine Instanz geben, die Erzeugung und Verbrauch ausbalanciert. Wildpoldsried hat eher ein Luxusproblem: Es gibt hier viel zu viel Strom. Durch die schwankende Einspeisung kommt es im Netz der Gemeinde zu Leistungsunterschieden von bis zu acht Megawatt innerhalb einer halben Stunde.

Der Energieüberfluss bereitet Robert Köberle Kopfzerbrechen. Sein Job im zehn Kilometer entfernten Kempten ist es, die Netze der AÜW

stabil zu halten, egal wie viel Strom eingespeist oder verbraucht wird. 2010 haben die AÜW Wildpoldsried zum Schauplatz eines ambitionierten Experiments auserkoren. Ein Smart Grid soll automatisch für die Stabilität im Netz sorgen. Solche intelligenten Stromnetze sind der Schlüssel zur Energiewende, ohne sie würde der weitere Ausbau erneuerbarer Energien die Netze zum Kollaps bringen.

Zur selben Zeit suchte Alexander Hammer vom Siemens-Sektor Infrastructure and Cities einen Netzbetreiber als Projektpartner, um neue Entwicklungen für das Smart Grid zu testen. Im April 2011 unterschrieb Siemens mit den AÜW einen Kooperationsvertrag für das Projekt IRENE (Integration Regenerativer Energien und Elektromobilität). Etwa sechs Millionen Euro kostet IRENE, ein Drittel stammt von den beiden Partnern, der Rest vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, das schnell von der Wichtigkeit des Projekts überzeugt war.

selrichter von Photovoltaikanlagen. Wenn die Sonne auf die Allgäuer Berge brennt, speisen die Solarmodule so viel Strom ein, dass es zu überhöhter Wechsellast kommt. Durch die zentrale Steuerung der Wechsellast lässt sich die Spannungsqualität sichern und das Netz stabilisieren. „Das ist aber eigentlich nicht erlaubt, selbst wenn die Leitung glüht“, erläutert Hammer, nur für Neuanlagen gebe es Ausnahmen. Der deutsche Gesetzgeber hat nämlich im Erneuerbare-Energien-Gesetz festgeschrieben, dass regenerativer Strom komplett abgenommen werden muss. Die IRENE-Partner haben aber eine Ausnahmegenehmigung. Durch die enge Datenerfassung und die ausgeklügelte Steuerung erwarten die Partner, die Einbußen für die Wildpoldsrieder Strompioniere sehr gering halten zu können.

Intelligente Balance. Herz des Smart Grid in dem Dorf ist SOEASY, ein „Selbstorganisierendes Energieautomatisierungssystem“, das An-

gebot und Nachfrage intelligent ausbalanciert und das Netz stabil hält. So einfach, wie es das Kürzel verspricht, ist SOEASY allerdings nicht. Die Verteilnetze, die den Strom in die Haushalte liefern, haben zusammen um ein Vielfaches mehr Komponenten als das Übertragungsnetz mit seinen Hochspannungsleitungen. Damit die Komplexität nicht aus dem Ruder läuft, haben Ingenieure und Informatiker bei Siemens Corporate Technology (CT) Hardware- und Software-Bausteine entwickelt, die skalierbar sind. Wenn also das Smart Grid wächst, steigen die Kosten nur moderat an. Außerdem sind alle Komponenten zur Datenerfassung, Übermittlung und Fernsteuerung der Anlagen plug-and-play-fähig, lassen sich also ohne Programmieraufwand etwa an den Wechsellast einer Solaranlage anschließen.

Manche Komponenten von SOEASY arbeiten dezentral. „Aber eine zentrale Instanz, die alles ausbalanciert, erhöht die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus erneuer-



„Sparen allein reicht nicht“

Claudia Häpp, Projektleiterin Smart Grid und Home Connect bei BSH Bosch und Siemens Hausgeräte GmbH, über den Nutzen von Haushaltsgeräten im Smart Grid.

Haushaltsgeräte, die automatisch den günstigsten Strom nutzen, gelten als wichtiger Bestandteil der intelligenten Stromnetze von morgen. Was sagen die Kunden dazu?

Häpp: In Feldversuchen mit verschiedenen Energieversorgern haben wir unter anderem Smart-Grid-fähige Geschirrspüler und Kühlschränke getestet, die automatisch den günstigsten Stromtarif nutzen können – sofern der Energieversorger das anbietet. Auf Basis von fiktiven Strompreisen erzielten die Testhaushalte im Durchschnitt Einsparungen von 25 Prozent. Dementsprechend positiv waren die Rückmeldungen. Was wir aber auch herausgefunden haben: Viele Verbraucher sind zwar sehr am Thema interessiert, haben aber keine Detailkenntnisse über ihre Stromtarife – von denen das Sparpotenzial maßgeblich abhängt. Natürlich soll auch der Kunde selbst entscheiden können, ob er die Smart-Grid-Anwendung nutzen möchte. So verfügt unser Prototyp eines Smart-Grid-Geschirrspülers über einen Knopf, mit dem sich die Auswahl des optimalen Startzeitpunkts durch das Netz ausschalten lässt.

Und wie viel würden die Kunden dafür bezahlen?

Häpp: Zwischen 50 und 100 Euro teurer darf ein solches Gerät sein. Marktstudien sagen allerdings, dass die Einsparung allein meist nicht als Kaufanreiz ausreicht. Wir brauchen einen bunten Strauß weiterer Funktionen, etwa dass man via Internet Rezepte auf den Backofen laden kann. Der Ofen steuert sich dann selbst passend zum Rezept. Oder Sie können unterwegs via Smartphone prüfen, ob der Herd ausgeschaltet ist. Oder der Kundendienst kann bei einem Defekt den Fehler online auslesen.

Wann wird BSH die ersten Smart-Grid-fähigen Hausgeräte auf den Markt bringen?

Häpp: Bis jetzt gibt es nur Vorseriengeräte, weil Standards fehlen. Das wird sich aber in den nächsten Jahren ändern. Mit dem europäischen Branchenverband CECEC definieren wir Nutzungsszenarien, beispielsweise um zu untersuchen, wie eine Waschmaschine reagiert, wenn aus dem Smart Grid eine Anfrage zur Lastverschiebung kommt. Solche Resultate werden in die europäische und internationale Standardisierungs- und Normungslandschaft wie Cenelec oder IEC eingespeist. Aber am Ende entscheidet der Verbraucher, ob er in vernetzbare Geräte investieren will. Fest steht: Bei alledem wird das Smart Grid die Bedeutung der Energieeffizienz von Hausgeräten nicht verdrängen können.

baren Quellen“, sagt Dr. Michael Metzger, Projektleiter für IRENE bei Siemens CT. „Persönliche lokale Energie-Agenten“ – autonome Software-Module – regeln die Interaktion von dezentralen Verbrauchern und Erzeugern mit dem Netz. Jeder Prosumer hat so einen PEA, mit dem er über einen Marktplatz zentrale Dienste wie Wettervorhersage oder Betriebsoptimierung buchen kann. Zugleich misst der „Network Transport Agent“ den Netzstatus in Echtzeit, der „Area Administrator“ sichert die

Netzstabilität, und der „Balance Master“ plant wichtige Anpassungen, etwa an das Wetter, Stunden bis Tage im Voraus.

All diese Software-Agenten arbeiten eng verzahnt und automatisch. Sie steuern die Aktuatoren im Netz so, dass die Spannungsqualität gewährleistet ist. Aktuatoren sind zum Beispiel die neuen regelbaren Ortsnetztrafos oder Batteriespeicher, die demnächst eingebaut werden, aber auch die Wechselrichter in Photovoltaikanlagen. Bis zum Projektende wird

auch eine Strombörse realisiert, über die die Agenten Strom handeln können.

Eine weitere Besonderheit sind die 32 Elektroautos, die den Strompionieren zur Verfügung gestellt wurden. Die Fahrzeuge sollen in den kommenden Monaten ins Smart Grid integriert werden und als Puffer für elektrische Energie dienen. Herrscht Stromüberfluss, werden die Akkus der Autos bevorzugt geladen. Es wird in IRENE vielleicht auch möglich sein, rückspisefähige Autos zu untersuchen, deren

Akkus bei Strommangel auch Energie ins Netz zurückspeisen können.

Noch sind die Elektroautos in Wildpoldsried kein aktiver Teil des Smart Grid. Zunächst geht es darum, die Nutzung zu protokollieren. Dazu sind die Fahrzeuge mit Navigationsgeräten ausgerüstet, die ihre Position aufzeichnen. Aus den Bewegungsprofilen wollen Wissenschaftler ableiten, wie weit man die Akkus als Netzpuffer ausreizen kann. Diese Auswertung übernehmen Wissenschaftler der Hochschule

Kempten, wo auch Analysen zum unsymmetrischen Lastfluss im Netz und zur sinnvollen Platzierung der Messpunkte stattfinden. Zweiter Forschungspartner in IRENE ist die RWTH Aachen, die aus den Bewegungsdaten der Autos Simulationsmodelle für größere Smart Grids mit zigttausenden Elektroautos entwickelt.

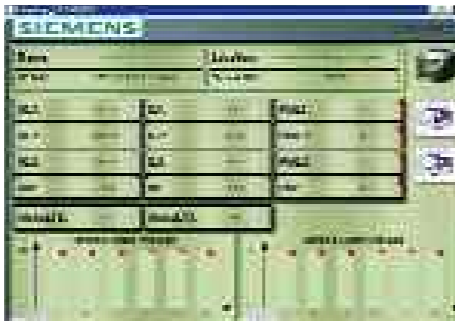
Auch wenn das Projekt IRENE im Frühjahr 2013 endet – die Bürger von Wildpoldsried werden dafür sorgen, dass den AÜW und Siemens die Forschungsarbeit nicht ausgeht. Bis

2020 will der Ort seinen kompletten Strom- und Wärmebedarf selbst erzeugen. Schon gibt es Ideen, mittels Windstrom aus CO₂ und Wasser Erdgas zu erzeugen (*Pictures of the Future*, Frühjahr 2011, S.26). Und wenn die geliehenen Elektroautos wieder abgezogen werden, planen einige der Strompioniere die Anschaffung eigener E-Autos. Die würden dann wirklich ohne Emissionen fahren, denn Ökostrom gibt es in Wildpoldsried ja genug.

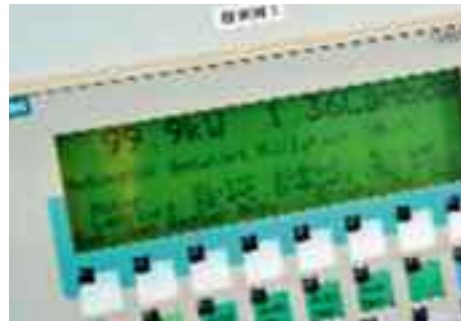
■ Bernd Müller



Energie-Überfluss: 32 Elektroautos sollen im Wildpoldsrieder Smart Grid als Puffer für den Öko-Strom dienen.



Balance halten: Ein intelligentes Software-System bringt Stromangebot und -nachfrage ins Gleichgewicht.



Biogas: Smarte Steuersysteme regeln die Stromproduktion der Anlagen und deren Stromspeisung ins Netz.



Meldung machen: Die Anlagen (rechts: Biogas) übertragen ihre Daten automatisch an den Energieversorger.



Stephan Kohler (59) ist Vorsitzender der Geschäftsführung der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Die dena ist das Kompetenzzentrum für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und intelligente Energiesysteme. Ihre Gesellschafter sind je zur Hälfte die Bundesrepublik Deutschland und vier Finanzdienstleister. Die dena ist national und international tätig und berät Ministerien und Unternehmen, informiert Verbraucher, erarbeitet Gutachten, entwickelt Szenarien für eine zukunftsfähige Energieversorgung und realisiert konkrete Projekte mit Partnern aus der Wirtschaft. Zudem ist die dena Gründungsgesellschafter der Russisch-Deutschen Energie-Agentur und hat mit dem chinesischen Verband für regenerative Energieträger ein gemeinsames Büro in Peking.

Komplexität beherrschen | Interview

„Bis 2030 kann die Energiewende konkret geplant werden“

Nach der Katastrophe im japanischen Fukushima hat die Bundesregierung beschlossen, das deutsche Energiesystem auf erneuerbare Energien umzustellen. Bis 2020 soll der Ökostromanteil auf 35 Prozent steigen, bis 2050 auf 80 Prozent. Das letzte Kernkraftwerk soll 2022 abgeschaltet werden...

Kohler: Das ist eine konsequente Weiterführung der im Jahr 2000 begonnenen Energiewende, allerdings mit einem höheren Tempo, was eine gewaltige Herausforderung darstellt. Der grundlegende Umbau des Energiesystems eines hochindustrialisierten Landes muss so organisiert werden, dass wir auch künftig als Industriestandort international wettbewerbsfähig bleiben. So muss auf der einen Seite der Energieverbrauch durch Energieeffizienz gesenkt werden. Auf der anderen Seite müssen erneuerbare Energien mit ihrer volatilen Stromerzeugung intelligent ins System integriert werden. Dies erfordert den Ausbau der Netzinfrastruktur, die Entwicklung von neuen Speichersystemen und die Einführung von Smart Systems. Unsere künftige Stromerzeugung wird von Millionen dezentralen Kraftwerken gespeist werden, die aber oft alle gleichzeitig Strom produzieren und daher als große Erzeugungseinheiten wirken. Ebenso müssen bis 2020 auch konventionelle Kraftwerke in einer Größenordnung von 10.000 MW gebaut werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Wo genau liegen die Herausforderungen?

Kohler: Die Energiewende ist ein gesellschaftlich, technisch und wirtschaftlich hochkomplexes Projekt. Bisher basiert unser Energiesystem auf Energieträgern mit einer hohen Energiedichte (Erdgas, Öl, Uran und Kohle), die gut speicherbar sind. Die Komplexität der Energie-

wende besteht darin, dass man regenerative Energien wie Windkraft und Photovoltaik nutzen will, die nicht immer bedarfsgerecht Strom produzieren und häufig nicht dort angesiedelt sind, wo der Strom gebraucht wird. Zudem haben sie relativ kurze jährliche Nutzungszeiten. Photovoltaik etwa erzeugt hierzulande im Mittel nur 850 Volllaststunden lang elektrischen Strom. Wir müssen also viel Leistung aufbauen. Zudem müssen wir die Stromnetze auf allen Spannungsebenen ausbauen und ihre „Intelligenz“ erhöhen. Und wir benötigen mehr Speicher, die teilweise noch entwickelt und marktfähig gemacht werden müssen. Wenn 2020 rund 50.000 Megawatt an Solarstrom und ebenso viel Windenergie eingespeist werden, lässt sich ein derart hoher Anteil fluktuierender Stromerzeugung national nicht mehr vernünftig integrieren. Daher müssen wir verstärkt mit unseren Nachbarländern kooperieren, etwa bei der Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken. Zudem ist ein Paradigmenwechsel nötig: Neben der Steigerung der Energieeffizienz müssen wir uns auch stärker auf die Nachfrageseite konzentrieren und Erzeugung und Verbrauch durch Demand-Management besser aufeinander abstimmen.

Lässt sich ein derart komplexes Projekt überhaupt vernünftig managen?

Kohler: Die Geschwindigkeit der Energiewende stellt uns vor Herausforderungen, für die wir noch keine kompletten Lösungsstrukturen und Erfahrungswerte haben. Trotzdem glaube ich, dass sie sinnvoll umzusetzen ist. Allerdings benötigen wir eine Roadmap, die die erforderlichen Meilensteine aufzeigt, um die gesteckten Ziele zu erreichen und um die Umsetzung möglichst effizient zu gestalten. Diese müsste man für alle Bereiche der Energiewende definieren und dabei die systemübergreifenden Ef-

fekte berücksichtigen, denn die gegenseitige Beeinflussung ist ja ganz erheblich. So will die Bundesregierung bis 2020 eine Million Elektroautos auf die Straße bringen. Diese sollten aber regenerativen Strom tanken, um ökologisch sinnvoll zu sein. Dafür wiederum brauchen wir intelligentere Netze, um die Netzstabilität nicht zu gefährden. Dabei muss insbesondere auch die Vernetzung der Akteure organisiert werden, also die Abstimmung zwischen Politik und Wirtschaft und den Verbrauchern.

Wie sieht unser Energiesystem in Zukunft aus?

Kohler: Wir sollten uns vor allem die nächsten 10 bis 20 Jahre konkret anschauen. Dafür kennen wir die Technologien und können einschätzen, was verfügbar sein wird und was nicht. Das Energiesystem des Jahres 2050 heute schon festzulegen, wäre hingegen anmaßend. Wir müssen unser System so gestalten, dass es nicht starr, sondern zukunfts offen ist, dass es neue Technologien, etwa die Stromspeicherung mittels Elektrolyse und Wasserstoff, problemlos aufnehmen kann. Bis 2030 kann konkret geplant werden. Langfristige Ziele zu definieren ist auch richtig, aber mit welchen Technologien sie dann zu erreichen sind, können wir heute noch nicht vernünftig diskutieren. Zudem muss sich unser Blickwinkel radikal ändern: von der Energieversorgung zur Energiedienstleistung. Wir müssen die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen schaffen, um unser Energiesystem effizient zu gestalten. Die Vorteile für die Industrie liegen in sinkenden Energiekosten und einer steigenden Wettbewerbsfähigkeit. Zudem können neue Märkte erschlossen werden. Denn energieeffiziente Energiesysteme treffen weltweit auf eine große Nachfrage.

■ Das Interview führte Florian Martini