

Schwarmintelligenz für das Stromnetz

Mit der Energiestrategie 2050 wird der Schweizer Strom in Zukunft mehr und mehr dezentral erzeugt. Durch Einbau zusätzlicher Intelligenz soll das Verteilnetz für die dezentrale Stromspeisung fit gemacht werden. Für diese 'intelligenten' Netze (Smart Grids) existieren sehr unterschiedliche Konzepte. Tessiner Forscher bauen auf Schwarmintelligenz: Eine neuartige Steuerung der Verbrauchsgeräte soll den Zubau von dezentralen Produktionsanlagen ohne Netzausbau ermöglichen.



SUPSI-Forscher Dr. Roman Rudel zeigt auf die Smart Meter, die an ausgewählten Netzpunkten die Spannung messen und daraus Steuerungsbefehle für Elektrogeräte ableiten. Foto: B. Vogel

Benedikt Vogel, im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE)

In Canobbio bei Lugano hat die Fachhochschule der Südschweiz (SUPSI) seit Jahrzehnten einen Teil ihrer Schulgebäude. Hier kam es 1982 auf dem Dach von Gebäude B zu einer Pioniertat: Erstmals in Europa wurde eine Photovoltaik (PV)-Anlage ans Stromnetz angeschlossen und damit Solarstrom zur heimischen Steckdose geführt. 10 kW Leistung hatte die PV-Anlage, gefertigt war sie aus kristallinem Silizium. Im Vergleich zu heute waren die Schichten des Halbleiters noch

dick aufgetragen, die Kosten der Solarzellen schwindelerregend.

Auf dem Dach von Gebäude B in Canobbio wird heute wieder an einer Innovation gearbeitet. Den Rahmen bildet das vom Bundesamt für Energie und Swisselectric Research unterstützte Projekt 'Swiss2Grid'. In dem Forschungsvorhaben untersucht ein interdisziplinäres Team die Frage, wie die wachsende Netzeinspeisung von Solarstrom so gesteuert werden kann, dass die lokalen Stromnetze nicht aus dem Gleichgewicht geraten. Am Projekt sind auch Forscher der Berner Fach-

2 Schwarmintelligenz für das Stromnetz

hochschule um Prof. Michael Höckel (Netzsimulationen) sowie die Bacher Energie AG (hochauflösende Netzmessungen) beteiligt.

Lasten dezentral steuern

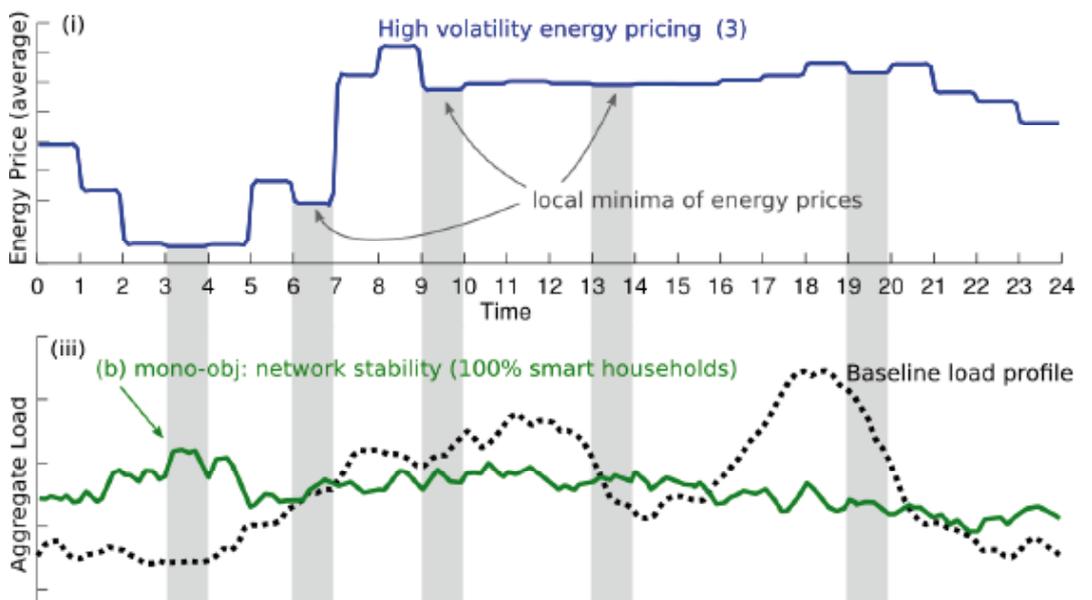
Das bestehende Verteilnetz wurde beim Bau ausschliesslich auf die Feinverteilung des Stroms ausgelegt. An dezentrale Solar-, Wind- oder Biomasse-Kraftwerke, aber auch gasbefeuerte Blockheizkraftwerke dachte damals noch niemand. In den nächsten Jahren dürfte der Bau solcher Kraftwerke die Verteilnetze zunehmend an ihre Betriebsgrenze treiben. Netzengpässe drohen auch aus der Zuschaltung neuer Lasten, wenn also beispielsweise in einem Quartier eine Staffel von Elektroautos gleichzeitig geladen wird. Um Überlastungen zu vermeiden, können neue, stärkere Leitungen verlegt oder lokale Speicher gebaut werden. Hierfür sind allerdings hohe Investitionen nötig. Diese können vermieden werden, wenn der dezentral produzierte Strom gleich vor Ort – also noch im gleichen Haus oder im Quartier – verbraucht wird. Denn wird der Strom dort verbraucht oder gespeichert, wo er produziert wird, erfährt das Netz praktisch keine zusätzliche Belastung. Um das jederzeit sicherstellen zu können, braucht es eine intelligente Steue-



Das von SUPSI-Forschern entwickelte Kontroll- und Steuerungsgerät HAC – eine Art Smart Meter mit Steuerungsfunktion und eingebauten Algorithmen. Foto: SUPSI

rung, die den Stromverbrauch der einzelnen Verbrauchsgeräte (Lasten) gezielt regelt.

In herkömmlichen Ansätzen von Smart Grids



Simulation für 120 mit HAC ausgestattete Haushalte bei flexiblen Strompreisen: Ohne HAC treten erhebliche Spannungsschwankungen auf (schwarze Linie), die sich durch Einsatz von HAC vermindern lassen (grüne Linie). So lässt sich die Netzstabilität erhöhen. Grafik: SUPSI

erfolgt diese Lastverschiebung über eine zentrale Kontrollstelle, welche die einzelnen Geräte ansteuert. Die Forscher in Canobbio beschreiten einen anderen Weg. Sie entwickeln ein 'dezentrales Lastmanagement'. Statt einer zentralen Kontrollstelle nutzen sie eine autonom arbeitende Steuerungssoftware, um Produktion und Verbrauch lokal in Einklang zu bringen. Zu Testzwecken haben die Wissenschaftler des SUPSI-Forschungsinstituts für angewandte Nachhaltigkeit und der be-



SUPSI-Forscher Davide Rivola. In einem supponierten Einfamilienhaus untersucht er mit seinen Kollegen, wie sich der Stromverbrauch intelligent steuern lässt. Foto: B. Vogel

bauten Umwelt (ISAAC) eine Holzbaracke konstruiert, die ein Einfamilienhaus darstellt. Das Holzhaus bezieht den Strom aus einer eigenen PV-Anlage; mit dem Strom werden ein Elektromobil und weitere Haushaltsgeräte wie Wärmepumpe und Boiler versorgt. „In unserer Testanlage leben ja keine Menschen, deswegen simulieren wir den Verbrauch der Haushaltsgeräte mit einer künstlichen Last“, erläutert Davide Rivola, ein an der ETH Lausanne ausgebildeter Mikrotechniker, der bei

der Umsetzung des Projekts federführend ist. Auf dem Weg untersucht Rivola mit seinen Forscherkollegen, wie Produktion (PV-Anlage), Verbrauchsgeräte und Speicher (Wärmepumpe, Boiler, Elektromobil) so gesteuert werden können, dass möglichst viel Strom vor Ort verbraucht und somit das Stromnetz möglichst wenig zusätzlich belastet wird.

Keine zentrale Steuerung erforderlich

Für ihre Untersuchung haben die Forscher ihr 'Einfamilienhaus' mit speziell entwickelten Mess- und Steuerungsgeräten (Household Appliance Controller HAC – einer Art Smart Meter mit Steuerungsfunktion und eingebauten Algorithmen) ausgerüstet. Diese HAC befinden sich bei der PV-Anlage, bei jedem einzelnen Verbrauchsgerät und an wichtigen Knotenpunkten des Netzes. Wie diese HAC arbeiten, erfahren wir nebenan in einem Büro von Gebäude B. Dort arbeitet Dr. Roman Rudel, der das Forschungsinstitut ISAAC mit seinen gut 50 Beschäftigten leitet. „Steuerungssysteme für dezentrales Lastmanagement verfügen in der Regel über eine gemeinsame Kommunikationsinfrastruktur und werden zentral gesteuert. Wir hingegen kommen ohne zentrales Kontrollsystem aus“, sagt Rudel und betont: „Unsere mit Algorithmen ausgerüsteten Geräte kommunizieren nicht miteinander.“ Konkret bedeutet das: Vom HAC der PV-Anlage beispielsweise führt keine Draht- oder Funkverbindung zum HAC des Boilers und schon gar nicht an eine zentrale Steuerungseinheit.

Wie aber kann angesichts der fehlenden Verbindung der Boiler bei grosser Produktion der PV-Anlage eingeschaltet und bei niedriger Produktion ausgeschaltet werden? Allgemeiner gefragt: Wie können die Verbrauchsgeräte auf die Produktionsanlagen abgestimmt werden? Ist dieses Netz wirklich 'intelligent'? Sehr wohl, sagen die SUPSI-Forscher. Denn ihre Smart Meter agieren als sich selbst steuernde Einheiten. In der Summe entwickeln die HAC eine Art Schwarmintelligenz: Die Gesamtheit ihrer Steuerungsbefehle bringen den lokalen Stromverbrauch mit dem lokalen

Stromangebot in Einklang. Was auf Anhieb esoterisch klingen mag, ist letztlich das Resultat ausgeklügelter Steuerungstechnik, wie Rudel erläutert: „Jedes unserer HAC misst an dem Ort im Netz, wo es eingebaut ist, Spannung, Strom und Frequenz. Aus diesen lokal gewonnenen Daten errechnet das Smart Meter-Gerät dank eines speziell entwickelten Algorithmus' eine Prognose über die Netzbelastung in den nächsten 24 Stunden. Aus dieser Prognose entscheidet der Algorithmus, wann das zugehörige Verbrauchsgerät an- oder ausgeschaltet wird.“ Die HAC aktualisieren ihre Prognose über die künftige Netzbelastung in kurzen Abständen (alle fünf Minuten).

Statistischer Effekt bringt Ausgleich

Entwickelt hat den Algorithmus das zur SUPSI gehörende Dalle Molle-Institut für Künstliche Intelligenz in Manno (TI). Der Algorithmus erlaubt, die Verbrauchsgeräte einzig und allein auf der Basis lokaler Messdaten zu steuern, die den Zustand des Netzes am Standort des Smart Meters beschreiben. Dank dieses Zugangs benötigen die Tessiner Wissenschaftler zur Steuerung der Lasten keine zusätzliche Kommunikations- und Kontrollinfrastruktur. Die Steuerungssignale der einzelnen Smart Meter summieren sich zu einem statistischen Effekt – die Lasten werden in der Folge so geregelt, dass das lokale Netz trotz unregelmässiger Stromeinspeisung die Spitzenbelastung glättet. Die höheren Netzebenen sind von den Fluktuationen der dezentralen Stromversorgung dann nicht negativ betroffen.

Nur: Ist das, was für die Stabilisierung des Stromnetzes gut ist, auch verträglich für die Stromkonsumenten? Können Sie ihre Verbrauchsgeräte – Wärmepumpe, Boiler, Elektromobil – überhaupt noch nutzen, wenn sie wollen? Roman Rudel beruhigt: Die an der SUPSI entwickelte Smart Grid-Technologie führe für die Menschen zu keinen Komforteinbussen. Sie können Licht, Fernseher oder Kochfelder weiterhin dann ein- und ausschalten, wenn sie wollen. Die Steuerung nutzt aber den zeitlichen Spielraum, der bei anderen Geräten besteht: Die Batterie des Elekt-

romobils muss am morgen voll sein – wann genau sie in der Nacht geladen wird, spielt keine Rolle. Auch ist es egal, wann genau der Boiler oder die Wärmepumpe in Betrieb sind, solange die Versorgung mit Warmwasser sichergestellt ist. Damit die Bewohner in ihrem Alltag nicht beeinträchtigt werden, ist der in den HAC eingebaute Algorithmus sogar lernfähig. Er berücksichtigt bei den Steuerungsbefehlen die Gewohnheiten der Bewohner.

Um ihre "smarte" Entwicklung in der Praxis auszutesten, haben die SUPSI -Forscher in Mendrisio 20 (diesmal tatsächlich bewohnte) Einfamilienhäuser mit der entsprechenden Technik ausgerüstet. Auf jedem der Häuser wurde auch eine Photovoltaik-Anlage installiert. Mit einer Gesamtleistung von insgesamt 88 kWp werden ca. 10 % des Spitzenverbrauchs abgedeckt. Das Pilotprojekt läuft seit bald zwei Jahren in vollem Umfang. „Die bisherigen Erfahrungen belegen, dass unser System technisch funktioniert und dass es sich positiv auf die Netzstabilität auswirkt“, sagt ISAAC-Direktor Rudel. Er ist überzeugt, dass die Technologie dazu taugt, die Einspeisespitzen durch den Zubau dezentraler Produktionskapazitäten „markant zu entschärfen“.

Keine Konflikte mit dem Datenschutz

Ein weiteres Vorteil: Da das intelligente Stromnetz ohne Datenkommunikation auskommt, entstehen keine Konflikte mit dem Datenschutz. Die Tessiner Forscher nutzen 'Swiss2Grid' unterdessen auch als Technologieplattform. So wird im Rahmen eines KTI-Projekts mit dem Tessiner Unternehmen Protoscar sowie Alpiq E-mobility ein Ladegerät für Elektromobile entwickelt, das ebenfalls den oben beschriebenen Algorithmus nutzt.

- » Weitere Auskünfte erteilt Dr. Roman Rudel: [Roman.Rudel\[at\]supsi.ch](mailto:Roman.Rudel[at]supsi.ch)
- » Weitere Fachbeiträge über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Netze finden Sie unter dem Link www.bfe.admin.ch/CT/strom.

Steuerungsziele im Widerspruch?

Lastmanagement – also die gezielte Steuerung von Elektrogeräten – wird schon lange praktiziert. Das wohl bekannteste Beispiel ist die Nutzung von Niedertarif-Strom während der Nachtstunden, um beispielsweise Warmwasser-Boiler aufzuheizen. Ziel dabei: Der Konsument will seine Stromkosten minimieren. Die an der SUPSI entwickelte Smart Grid-Technologie hat zunächst eine andere Stossrichtung. Hier geht es vorrangig um optimierten Netzbetrieb, erst in zweiter Linie um Kostensenkung, wie Projektleiter Dr. Roman Rudel ausführt: „Mit dem Algorithmus können verschiedene Zielfunktionen einzeln und auch kombiniert optimiert werden. Wir verfolgen im Projekt vor allem die Netzqualität als oberstes Ziel, können aber auch andere Zielfunktionen wie Preisoptimierung usw. mit einbeziehen.“

Allerdings kann es zwischen Netzoptimierung und Kostenminimierung zu einem Zielkonflikt kommen, wie Simulationsrechnungen des Projekts ergeben haben. „Wenn beispielsweise bei volatilen Preisen nur nach der Kostenreduktion für den Konsumenten optimiert wird, dann kommt es in unserem System unmittelbar zu einer Verstärkung der Spitzenbelastung im Netz“, sagt Rudel. Der Tessiner Forscher geht davon aus, dass die Elektrizitätsunternehmen im eigenen Interesse Kostenanreize setzen, die Netzoptimierung und Kostensenkung in Einklang bringen: „Die Netzbetreiber werden für ihre Kunden die entsprechenden Kostenanreize setzen, denn sie haben selber ein finanzielles Interesse an Steuerungsmechanismen, mit denen sie teure Netzausbauten umgehen und den Einkauf von teurem Spitzenstrom vermindern können.“ BV

Alpiq greift die Technologie auf

Die Alpic InTec-Gruppe wird die im Tessin entwickelte Smart Grid-Technologie unter dem Namen 'GridSense' kommerzialisieren. Das hat die auf Energiedienstleistungen spezialisierte Tochter des Stromkonzerns Alpiq im Rahmen der 'Powertage' der Schweizer Stromwirtschaft vom Juni in Zürich angekündigt. „Die Lastenoptimierung über GridSense innerhalb eines Gebäudes erfolgt quer über alle mit dieser Technik ausgestatteten Strombezüger und Stromspeicher. GridSense erkennt den jeweiligen Netzzustand und gleicht die Lasten automatisch aus, ohne dass das den Nutzer in irgendeiner Weise einschränken würde“, schreibt das Unternehmen und ergänzt: „Eine aufwendige Echtzeitkommunikation mit dem Energieversorger ist dazu nicht zwingend erforderlich.“

Das Unternehmen verweist dabei auch auf die Einsparungen, die ein Kunde mit dem System erzielen kann. „Auch wirtschaftlich ist GridSense interessant, weil die Geräte dann Strom beziehen, wenn dieser am günstigsten ist.“ Der Netzbetreiber wiederum profitiere von tieferen Netzausbaukosten. Mit GridSense können laut Alpiq zukünftig auch Informationen wie Wetterprognosen, Speicherzustände oder dynamische Strompreise in die optimale Laststeuerung mit einbezogen werden. BV

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH- 3063 Ittigen, Postadresse: CH-3003 Bern
Telefon +41 (0)31 322 56 11, Fax +41 (0)31 323 25 00
cleantech[at]bfe.admin.ch, www.bfe.admin.ch