

Intelligenz statt Kupfer macht Sinn: GridSense

Das Stromverteilnetz kommt an seine Belastungsgrenze. Einst ausschliesslich auf die Feinverteilung von Strom bis zu den Steckdosen ausgelegt, muss es mit einer zunehmenden Menge von lokal produziertem Solarstrom und neuen Verbrauchern wie Elektroautos fertig werden. Eine Lösung ist der Netzausbau, eine andere sind intelligenter Netze. Doch das klassische Smart grid Konzept ist teuer und stellt hohe Anforderungen an den Datenschutz. Dass es viel kostengünstiger und sicherer geht, zeigt eine einzigartige, auf künstlicher Intelligenz basierende Innovation aus dem Tessin: Ein selbstlernender, direkt in Geräte und Anlagen integrierter Algorithmus, der autonom für den Lastenausgleich im lokalen Netz sorgt. Der Watt d'Or 2015 in der Kategorie Energietechnologien geht an die Scuola universitaria professionale della Svizzera italiana (SUPSI) für die Entwicklung der Technologie und an die Alpiq InTec Gruppe, die für die gesamte Industrialisierung verantwortlich ist und die neuen Produkte 2015 unter dem Namen GridSense auf den Markt bringt.

Das schweizerische Stromverteilnetz ist rund 250 000 Kilometer lang, davon sind fast 220 000 Kilometer als Kupferkabel im Boden verlegt. Trotz dieser eindrücklichen Zahlen: Die Verteilnetze kommen zunehmend an ihre Belastungsgrenzen. Abhilfe schaffen entweder der Bau von stärkeren Leitungen und lokalen Speichern oder die Aufwertung des Netzes mit Intelligenz.

«Es macht keinen Sinn, Energie dezentral zu produzieren und zentral zu steuern», sagt Roman Rudel, der das Forschungsinstitut ISAAC (Istituto sostenibilità applicata all'ambiente costruito) an der Fachhochschule der Südschweiz SUPSI leitet. Diese logische Feststellung stand am Anfang der Arbeiten, die 2009 mit der Unterstützung des Bundesamts für Energie und «Swiss-electric Research» gestartet wurden. Ziel des Forschungsprojekts mit der Bezeichnung Swiss2Grid war, dem «Mainstream» der Smart grid Konzepte etwas entgegenzusetzen. «Dass die Spitzen im Verteilnetz durch eine intelligente Steuerung gebrochen werden können, ist allgemein anerkannt. Doch die klassischen Smart grid Konzepte gehen von einer gemeinsamen Kommunikationsinfrastruktur und einer zentralen Steuerung aus. Ein solches System erfordert grosse Anfangsinvestitionen».

Einfacher und eleganter wäre es, wenn Geräte und Anlagen sich selbst intelligent und autonom steuern könnten, ohne Befehle eines «Zentralhirns» und ohne komplizierte Kommunikationstechnik. «Einfach und lokal – das waren die Leitlinien für unser Projekt», betont Roman Rudel. «Wir mussten dafür lokal im Netz vorhandene Messgrössen finden, mit denen wir den speziell entwickelten Algorithmus füttern können.» Entwickelt wurde der Algorithmus vom IDSIA (Istituto Dalle Molle di Studi sull'Intelligenza Artificiale). Das 1988 gegründete IDSIA ist seit 2000 Teil des SUPSI und der Universität der italienischen Schweiz (USI) und genießt weltweites Ansehen.

Interdisziplinäres Projektteam

Zu Beginn des Projektes stellten die Forscher fest, dass es kaum Studien zum Verteilnetz gab. «Weil man wohl bisher davon ausging, dass ausreichend Kupfer im Boden ist», stellt Davide Rivola, Forscher am ISAAC, fest. Das interdisziplinäre Projektteam, zusammengesetzt aus verschiedenen Instituten des SUPSI, der Berner Fachhochschule und der Firma Bacher Energie, begann also, eigene Datenerhebungen im Netz und an verschiedenen Geräten durchzuführen. Diese zeigten, dass die Spannung am Hauptschalter sehr gut mit der Leistung am Transformator korreliert. Wird im lokalen Verteilnetz viel Energie verbraucht, sinkt die Spannung an den Steckdosen ab und umgekehrt. «Diesen

statistischen Zusammenhang nutzen wir für unseren Algorithmus, der die Kerninnovation des Projektes darstellt», erklärt Rudel.

Zunächst müssen die Daten verfügbar gemacht werden, mit denen der Algorithmus arbeiten kann. Dazu werden Boiler, Hausbatterie, Wärmepumpe, Ladestation und Photovoltaik-Anlage mit einem kleinen Messgerät ausgerüstet, das Spannung, Strom und Frequenz misst. Die einzelnen Messgeräte haben weder eine Draht- oder Funkverbindung untereinander noch zu einer zentralen Steuerungseinheit, sondern arbeiten völlig autonom. Keine Steuerung von einem zentralen Managementsystem bedeutet auch keine Konflikte mit dem Datenschutz und kein Risiko für Hacker-Angriffe.

In diesen Daten erkennt der Algorithmus Muster, erstellt daraus eine Prognose über den Spannungsverlauf der nächsten 24 Stunden und trifft Entscheide zur Lastverschiebung. Beispielsweise, wann der Boiler aufgeheizt oder das Elektroauto aufgeladen werden soll. Der IDSIA-Forscher Alessandro Giusti erklärt: «Entweder optimiert man die Lade- und Entladezeitpunkte nach dem Strompreis, nach der Netzlast oder nach einem möglichst hohen Selbstverbrauch des eigenen Solarstroms. Wichtig ist, dass der Algorithmus diese unterschiedlichen Ziele ausgewogen gewichtet.»

Lernfähiger Algorithmus

Der vom Algorithmus berechnete «Forecast» hilft also, die richtigen Entscheide zu treffen, um eine Win-win-Situation für Verbraucher und Netz zu schaffen. Der Algorithmus ist zudem lernfähig: Verändert sich das Verhaltensmuster der Verbraucher, lernt der Algorithmus das sehr rasch. «Er kann ja nicht jedes Mal vom Gerätehersteller angepasst werden, das muss er selber können», sagt Giusti. Je mehr Geräte und Anlagen mit eingebauter künstlicher Intelligenz am Netz sind, desto besser können Belastungsspitzen im Verteilnetz geglättet werden. Denn die Einzelentscheide der Algorithmen summieren sich zu einem statistischen Effekt, zu einer Schwarmintelligenz. Ein Praxistest in Mendrisio mit 20 Einfamilienhäusern zeigte, dass das System funktioniert.

Das liess auch den führenden Energieservice-Anbieter Alpiq InTec aufhorchen. «Anfänglich waren wir bei Swiss2Grid nur dabei, um diesen neuen Ansatz im Auge zu behalten. Doch die Resultate haben uns derart überzeugt, dass der Stellenwert dieser Technologie in der «Alpiq InTec»-Unternehmensstrategie stark aufgewertet wurde», sagt Marcel Morf, Leiter Strategischer Verkauf und Leiter GridSense bei Alpiq InTec. Aus dem ursprünglichen Forschungsprojekt wurde eine

Technologie-Plattform, auf der seit rund einem Jahr GridSense entwickelt wird. «Alpiq hat realisiert, dass GridSense rasch auf den Markt kommen muss, um den technologischen Vorsprung zu nutzen», erklärt Morf. Eine Marktanalyse habe gezeigt, dass es weltweit kaum vergleichbare Lösungen gibt. Darum hat Alpiq GridSense bereits im Juni 2014 an der Messe «Powertage» lanciert, obwohl die ersten Produkte erst 2015 auf den Markt kommen. «GridSense ist eines der spannendsten neuen Pflänzchen im Alpiq Garten, und wir werden alles daran setzen, dass es gedeiht», meint Morf.

Gemeinsam mit dem SUPSI wurde eine ambitionierte Roadmap erstellt: Die Ladestationen für Elektroautos kommen Anfang 2015 auf den Markt, der Rollout aller «GridSense Units» ist für Ende 2015 geplant. Einerseits soll der GridSense-Algorithmus direkt in Geräte (Boiler, Wärmepumpen, Hausbatterien, Ladestationen, PV-Anlagen) als «Inside-Lösung» integriert werden. Und für bestehende Boiler und Wärmepumpen werden «Plug-on Lösungen» entwickelt, um diese sehr einfach mit GridSense aufzurüsten.

Kombination mit «Smart Meter»

Der Nutzen von GridSense ist für Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sicher

am grössten, denn sie sparen an Netzausbaukosten und können neue Geschäftsmodelle entwickeln. Auch Hausbesitzer profitieren durch geringere Energiekosten und der Erhöhung des Energieselbstversorgungsgrads. «GridSense könnte zudem 'Smart Meter', die nun vielerorts eingebaut werden, noch intelligenter machen, indem es direkt in diese eingebaut würde. Werden beide Systeme gleichzeitig installiert, spart das Kosten», erklärt Peter Arnet, Geschäftsführer von Alpiq E-Mobility. «Von möglichen Industriepartnern, z.B. Ladestationenhersteller und auch von EVUs haben wir bereits sehr positives Feedback erhalten. Über einen sogenannten Gateway würden künftig auch Wetterinformationen und dynamische Strompreise ins GridSense-System eingespeist oder den EVUs gewisse Nutzerdaten und Steuerungsmöglichkeiten zur Verfügung gestellt», sagt Arnet mit Blick in die Zukunft. Diese hält seiner Meinung nach noch viele Herausforderungen für die Strombranche bereit.

Grosse Umbrüche sieht auch Roman Rudel. «Doch Umbrüche sind eine Chance. Die Wirtschaft wird Lösungen bringen müssen, nicht die Politik.» Die Frage sei nur, wo diese innovative Wirtschaft sitzt: In der Schweiz oder im Ausland? (zum)



Von links nach rechts: Roman Rudel, Peter Arnet, Marcel Morf, Davide Rivola, Alessandro Giusti (Quelle: BFE)