

DEZENTRALE ALGORITHMEN MACHEN NETZ TRANSPARENT

Moderne Stromzähler (Smart Meter) ermitteln bei den Endkunden den Stromverbrauch und schicken diesen an den Verteilnetzbetreiber (Energieversorger). Stromzähler könnten künftig auch dafür verwendet werden, um Verteilnetze zu überwachen und zuverlässig zu betreiben. Wie das möglich ist, zeigt das Forschungsprojekt «KnowLEDGE» der Hochschule Luzern. Im Waadtländer Städtchen Rolle wurde mit Romande Energie SA, dem Gerätehersteller Landis+Gyr und dem Technologieanbieter VIA Science ein Feldtest realisiert.



Testeinrichtung für den Feldversuch im Labor von Romande Energie in Morges. Foto: Romande Energie



In Rolle (VD) am Genfersee hat die Hochschule Luzern mit Unterstützung von Romande Energie einen Feldtest durchgeführt. Foto: Shutterstock

Wie alle anderen Schweizer Verteilnetzbetreiber rüstet auch Romande Energie (Morges/VD) seine 220'000 Kunden mit intelligenten Stromzählern ('Smart Metern') gemäss den Richtlinien des Stromversorgungsgesetzes aus. Intelligent sind diese Geräte insofern, als sie den Stromverbrauch automatisch an den Netzbetreiber übermitteln und damit die Rechnungsstellung ohne Ablesen des Zählers ermöglichen. In Haushalten mit einer Solaranlage zeigen die Geräte zudem die eingespeiste Strommenge an. Auch können sie für Anwendungen der Hausautomation herangezogen werden. 500 bis 600 Geräte bauen Techniker von Romande Energie jede Woche ein. Bis 2025 sollen 80% der Haushalte des Energieversorgers mit Smart Metern ausgerüstet sein.

Im Städtchen Rolle am Genfersee sind Smart Meter schon einige Zeit installiert. In einem Stadtquartier wurden sie im Juni dieses Jahres in 30 Haushalten nun durch eine neue Generation ersetzt. Der Austausch hat nichts mit Mängeln zu tun, sondern mit einem Pilotprojekt, mit dem Romande Energie im Herbst 2023 testen wollte, ob sich Smart Meter in einer neuen Art nutzen lassen: nämlich als Messsystem, mit dem man fast in Echtzeit feststellen kann, welche Ströme im Stromnetz fließen. Bei Leitungen des Hochspannungsnetzes ist ein solches Netzmonitoring schon lange üblich. In den feinen Verästelungen der lokalen Verteilnetze (Niederspannungsnetze) ist eine solche Überwachung bisher nicht möglich. Durch Nutzung der Smart Meter soll sich das nun ändern.

Netzüberlastungen vermeiden

Ein einmonatiger Testlauf bei 30 Haushalten in Rolle im Oktober 2023 hat nun gezeigt: Smart Meter können tatsächlich zur Überwachung des Stromverteilnetzes eingesetzt werden. «Das ist für uns eine gute Nachricht», sagt Arnoud Bifrare, bei Romande Energie verantwortlich für strategische Projekte. «Es ist absehbar, dass Ladestationen für Elektroautos, Wärmepumpen und Photovoltaik-Anlagen die Stromverteilnetze künftig stärker belasten werden. Die Ergebnisse dieses Projekts stellen Grundlagen bereit, um die Sichtbarkeit und Vorhersehbarkeit von möglichen Netzengpässen zu erhö-



Modem und Router, wie sie beim Feldversuch in Rolle eingesetzt wurden. Foto: Romande Energie/HSLU

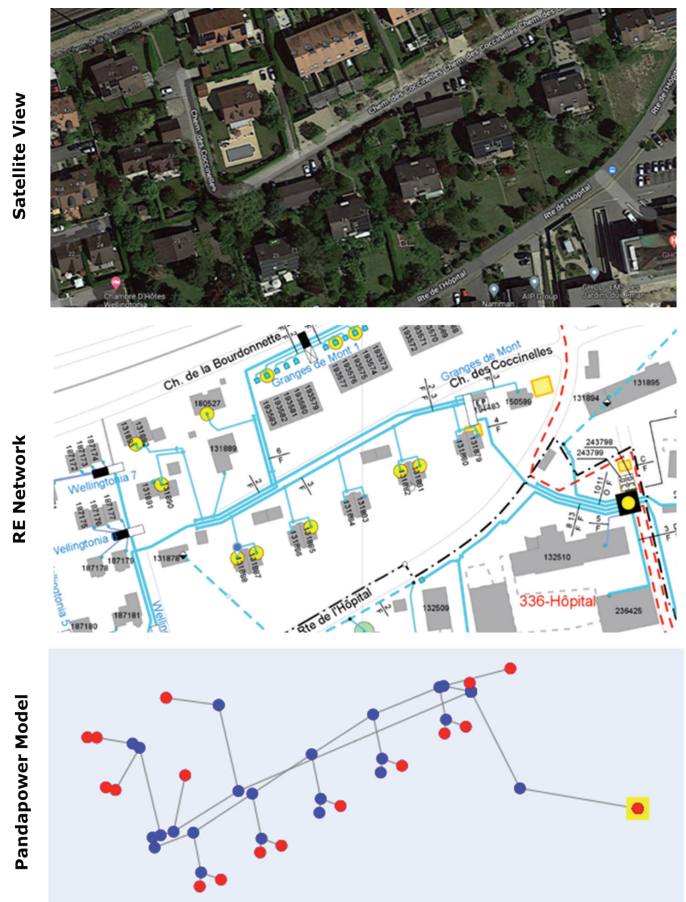
hen. Dieses Wissen versetzt die Netzbetreiber in die Lage, die Netzstabilität sicherzustellen, indem örtlich und zeitlich die nötige Flexibilität (z.B. über Endkunden oder Anbieter von Flexibilitätsdienstleistungen) aktiviert wird.»

Der Feldversuch war von langer Hand vorbereitet worden. Das sollte sicherstellen, dass bei der Durchführung in realen Haushalten keine Fehlfunktionen auftreten. Bevor die Smart Meter in den Haushalten installiert wurden, waren sie am Firmensitz von Romande Energie in Morges getestet worden, und zwar nicht nur die Smart Meter selbst, sondern auch die Modems, die den Datenaustausch während des Feldversuchs sicherstellten. Erst als alles einwandfrei klappte, wurde die Testinfrastruktur in den Haushalten eingebaut und der Feldtest durchgeführt.

Dezentrale Datenverarbeitung

Hintergrund des Feldversuchs in Rolle ist ein Forschungsprojekt der Hochschule Luzern (HSLU). Dort hat ein Team um Prof. Dr. Antonios Papaemmanouil, Leiter des Instituts für Elektrotechnik, eine technische Lösung entwickelt, mit der sich Smart-Meter-Daten für das Monitoring von Verteilnetzen nutzen lassen. Smart Meter erfassen in jedem Haushalt den Stromkonsum sowie Spannungs- und Stromwerte. Werden diese Messwerte in einer zentralen Datenbank oder dezentral, wo sie generiert werden, verarbeitet, hat man einen guten Überblick über den Zustand des Verteilnetzes eines Quartiers oder eines Stadtteils.

Eine zentrale Nutzung der Smart-Meter-Daten zum Zweck des Netzmonitorings verbraucht viele Ressourcen, und sie verletzt das Datenschutzgesetz. Gemäss den gesetzlichen Vorgaben dürfen Smart-Meter-Daten primär nur für die Rechnungsstellung verwendet werden. Sollen sie hingegen für einen optimierten Betrieb des Verteilnetzes herangezogen werden, müssen sie vorgängig pseudonymisiert oder anonymisiert werden. Genau das leistet die technische Lösung, die das HSLU-Forscherteam entwickelt hat: «Wir erfassen und verarbeiten die Daten dezentral, wobei benachbarte Smart Meter über Mobilfunk-Modems miteinander kommunizieren; erst wenn die Daten entsprechend aggregiert und verarbeitet sind, übermitteln wir die für die Beschreibung des Netzzustands wichtigen Werte an die Zentrale», erklärt HSLU-Forscher Papaemmanouil den innovativen Ansatz. Der Clou dabei: In den Daten, die an die Zentrale gehen, sind keine privaten Daten mehr enthalten. Sie sind datenschutzrechtlich unbedenklich.



Bei einem Feldversuch in Rolle wurden 30 Haushalte (Einfamilienhäuser, Zweifamilienhäuser und ein Mehrfamilienhaus mit acht Wohnungen) mit speziellen Smart Metern ausgerüstet. Illustration: HSLU

Geräteindustrie mit eingebunden

Damit die Datenverarbeitung dezentral erfolgen kann, muss jedes Smart Meter mit einer speziellen Betriebssoftware (Firmware) ausgerüstet sein, auf dem ein an der HSLU entwickelter Algorithmus läuft. In Rolle mussten für den Feldtest moderne Smart Meter eingebaut werden, die ausreichend leistungsfähig sind, die Algorithmen auszuführen. Die Geräte sind in Zusammenarbeit mit Landis+Gyr entwickelt worden. Die Kooperation hatte sich angeboten, weil das Zuger Unternehmen Romande Energie für seinen Smart-Meter-Rollout mit Geräten beliefert.

Neben der Bereitstellung der passenden Hard- und Software waren für die Umsetzung des Feldversuchs zahlreiche Details zu klären, wie Projektleiter Severin Nowak berichtet: «Die Software für die Feldtests musste auf existierender Hardware der Smart Meter implementiert werden, die verschiedenen IT-Komponenten mussten aufeinander

abgestimmt werden, die hohen Sicherheitsstandards des Netzbetreibers waren zu beachten, der Datenschutz musste konsequent berücksichtigt werden. Das alles waren herausfordernde Aufgaben, was insofern nicht verwundert, als es hier um eine Premiere geht!»

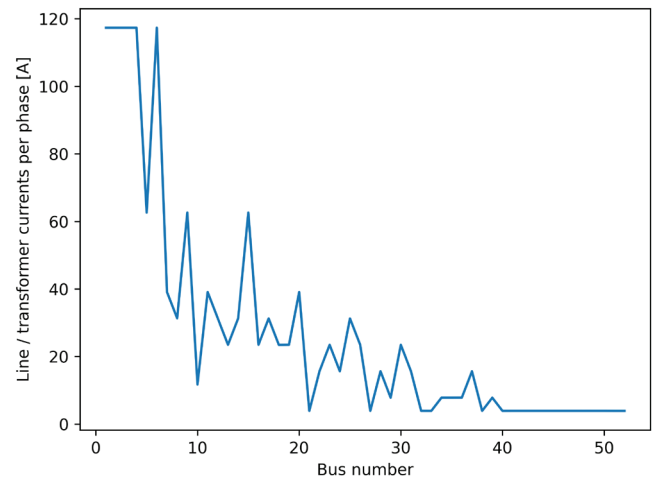
24-Stunden-Prognosen für den Netzzustand

Durch die Auswertung der Smart-Meter-Daten gewinnt man ein Abbild des Verteilnetzes im 15-Minuten-Takt. Die Smart Meter erfassen die Spannungs- und Stromwerte nämlich in diesem Zeitabstand (wobei die vorhandene Infrastruktur sogar das Auslesen von feingranulareren Werten zulassen würde). Auf der Grundlage lässt sich der aktuelle Zustand des Stromnetzes gut einschätzen. Für einen Netzbetreiber ist es wichtig, mögliche Netzengpässe rechtzeitig vorherzusehen, um vorbeugende Massnahmen ergreifen zu können. Das Projekt der Hochschule Luzern zielt deshalb darauf ab, das voraussichtliche Lastprofil des Verteilnetzes mit einem Vorlauf von 24 Stunden vorherzusagen. Diese Prognose wird unter Verwendung der aktuellen Smart-Meter-Daten sowie früheren Daten aus dem zurückliegenden Jahr mit Machine-learning-Methoden errechnet.

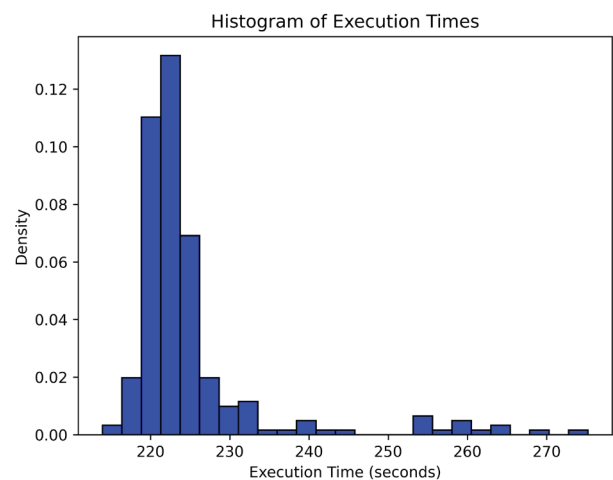
«Der Feldtest hat gezeigt, dass es möglich ist, maschinelle Forecasting-Modelle auf der bestehenden Smart-Meter-Hardware einzusetzen, um dezentral Lastprognosen von Endkunden-Profilen machen zu können», sagt Severin Nowak. «In einem zweiten Schritt wurden diese Lastvorhersagen in einer dezentralen Lastflussanalyse verwendet, um die Netzauslastung an verschiedenen kritischen Orten im Netz vorherzusagen zu können. Diese Lastflussanalyse konnte durch Kommunikation zwischen benachbarten Smart Metern komplett dezentral durchgeführt werden, ohne jegliche Daten oder Rechenschritte zentralisieren zu müssen. Die Feldtestresultate konnten wir mit guter Genauigkeit mit den simulationsbasierten Resultaten validieren», so Nowak.

Netze für neue Belastungen fit machen

Der Feldversuch von Rolle ist ein Schritt hin zu einer besseren Transparenz der Stromverteilnetze. Das sei nötig, um die Netze für die künftigen Anforderungen fit zu machen, sagt HSLU-Wissenschaftler Papaemmanouil: «Das Schweizer Stromnetz ist sehr robust ausgelegt. Doch die Elektrifizierung des Verkehrssektors mit dem Ausbau von E-Mobil-Ladestationen und die Integration von mehr dezentralen PV-Anlagen bringt für die Verteilnetze erhebliche neue Belastungen und Echtzeitveränderungen mit sich, für die die Netze nicht



Das Forschungsprojekt macht es möglich, die Auslastung jedes Elements im Verteilnetz zu bestimmen, sowohl für Transformatoren wie auch für Verteilnetzleitungen. Die Y-Achse stellt den Stromdurchfluss durch jedes Verteilnetzelement dar, wobei auf der X-Achse die verschiedenen Verteilnetzelemente aufgelöst nach Knotennummer dargestellt werden. Grafik: HSLU



Die durchschnittliche Zeit für die Berechnung der dezentralen Lastvorhersage und der Lastflussanalyse beträgt im Fall eines Verteilnetzes mit 30 Endkunden ungefähr 220 Sekunden (rund 3.5 Minuten). Dabei werden rund 20'000 Datenpunkte berechnet. Grafik: HSLU

ausgelegt sind. Wir erwarten, dass die Schweizer Netze in fünf, spätestens zehn Jahren an ihre Grenze stossen werden. Der von uns entwickelte dezentrale Ansatz wird den Netzbetreibern helfen, ihre Verteilnetze bedarfsgerecht zu planen und optimal zu betreiben in einer sicheren und datenschutzgerechten Art. Mit der dezentralen Nutzung von Smart-Meter-Daten lassen sich Verteilnetze fast in Echtzeit überwachen, dies ohne zusätzliche Investitionen in die Überwachungsinfrastruktur. Ausserdem lassen sich Last und Netzbelastung prognostizieren, und die Betriebsplanung wird

darin unterstützt, schnelle und häufige Last- und Produktionsveränderungen zu beherrschen und die Verlässlichkeit des Netzes sicherzustellen.»

- Der **Schlussbericht** zum Forschungsprojekt 'KnowLED-GE – Dezentrale, sichere und Privatsphäre-schützende KI zur Verbesserung der Netzzuverlässigkeit, Resilienz und Kosten von VNBs' ist abrufbar unter:
www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=47352.
- **Auskünfte** zum Projekt erteilt Michael Moser (michael.moser@bfe.admin.ch), Leiter des BFE-Forschungsprogramms 'Netze'.
- Weitere **Fachbeiträge** über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Elektrizität finden Sie unter www.bfe.admin.ch/ec-strom.