

STROMBEZÜGE STAFFELN, LASTSPITZEN ENTSCHÄRFEN

Betreiber von Stromverteilnetzen sind aus finanziellen und betrieblichen Gründen daran interessiert, Lastspitzen zu vermeiden. Ein Pilot- und Demonstrationsprojekt unter der Leitung der Hochschule Luzern zeigt einen Weg, wie sich im Netz grosse Verbraucher wie Boiler, Wärmepumpen und Ladestationen automatisiert aufspüren und für ein optimiertes Lastmanagement nutzen lassen.



Die EWA-energieUri hat bereits 80 % ihrer Stromkunden mit Smart Metern ausgerüstet. Die Übertragung der Smart-Meter-Daten (Zählerstände, Lastkurven) erfolgt über das Stromnetz (Schmalband-Power-Line-Communication/PLC). Die Smart Meter verfügen über zwei Schaltkontakte, welche die EWA-energieUri für das Lastmanagement via klassische Rundsteuerung nutzt. Foto: EWA-energieUri

Vilters-Wangs ist eine kleine Gemeinde im Sarganserland. Die 'Technischen Betriebe' versorgen 2'880 Messpunkte (Haushalte, Gewerbe und Industrie) mit Strom und weiteren Infrastrukturdienstleistungen. Übers Jahr decken sie etwa zwei Drittel des Strombedarfs aus drei eigenen Wasserkraftwerken, der Rest wird an der Strommarktbörse fremdbeschafft und von 223 lokalen Photovoltaikanlagen (Peak-Leistung 4'600 kW) zugekauft. Das Stromnetz in Vilters-Wangs ist klein, aber auf neuem Stand: Alle Haushalte verfügen seit drei Jahren über moderne Strommessgeräte. Diese Smart Meter erfassen den Verbrauch im 15-Minuten-Takt und übermitteln ihn per Funk oder Glasfaserleitung an den Energieversorger. Dieser erstellt auf Grundlage der Daten die Stromrechnung.

Elektrogeräte flexibel betreiben

Von Frühjahr 2022 bis Ende 2023 war Vilters-Wangs Schauplatz eines Feldversuchs. Das Ziel bestand darin, im lokalen Stromnetz Lastspitzen zu reduzieren, also den maximalen monatlichen Leistungsbezug aus dem übergeordneten Netz der St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerke AG (SAK) möglichst gering zu halten. Lastspitzen treten in der Regel in den Morgenstunden oder am frühen Abend auf. Wie andere Stromversorger sind die Technischen Betriebe Vilters-Wangs aus finanziellen und betrieblichen Gründen daran interessiert, Lastspitzen so tief wie möglich zu halten (vgl. Textbox unten).

Um das zu erreichen, nutzen die Technischen Betriebe seit längerem zwei Wege: Zum einen betreiben sie ihre Wasser-



Grundlage des Feldversuchs bildeten die 2'880 Smart Meter in den Ortschaften Vilters (vorne) und Wangs (Bildmitte links). Die Daten dieser Smart Meter werden zur Erkennung flexibler Lasten auf Basis der NILM-Technologie genutzt. Für das Lastmanagement, also die Steuerung der flexiblen Lasten, nutzt das 'Smart Energy System' die Daten von 544 ausgewählten Messpunkten (flexible Verbraucher mit hoher Leistung bei Industrie- und Gewerbebetrieben sowie Mehrfamilienhäusern). Foto: TB Vilters-Wangs

TEURE LASTSPITZEN

Die Technischen Betriebe Vilters-Wangs brauchen zur Versorgung ihrer Kunden eine Leistung von gut 5'000 kW. Wenn sie diese Leistung von der St. Gallisch-Appenzellischen Kraftwerke AG (SAK) kaufen, müssen nicht nur die Strommenge (Kilowattstunden) bezahlen, sondern zusätzlich einen monatlichen Betrag. Dieser bemisst sich an der höchsten Leistung (Kilowatt), die während des fraglichen Monats bezogen wurde.

Für die Berechnung werden jene 15 Minuten herangezogen, in denen die Technischen Betriebe die höchste Leistung aus dem SAK-Netz bezogen haben. Sind das zum Beispiel 5'000 kW, müssen die Technischen Betriebe dem vorliegenden Netz der SAK ein Entgelt von $5'000 \times 9.30 \text{ Fr.} = 46'500 \text{ Fr.}$ bezahlen. Gelingt es den Technischen Betrieben, den maximalen Leistungsbezug im fraglichen Monat auf beispielsweise 4'000 kW zu reduzieren, sinkt die Entschädigung auf $4'000 \times 9.30 \text{ Fr.} = 37'200 \text{ Fr.}$ Die Technischen Betriebe haben 9'300 Fr. gespart.

Eine optimierte Reduktion von Lastspitzen hat weitere betriebliche Vorteile: Damit lassen sich mittelfristig teure Investitionen in die Netzverstärkung vermeiden. Auch können Netzkomponenten bis zur vollständigen Abschreibung und darüber hinaus genutzt werden.

kraftwerke möglichst in Zeiten, in denen die eigenen Kunden viel Strom brauchen. Zum anderen versuchen sie, elektrische Verbraucher im Netz so zu steuern, dass Zeiten mit hohem Gesamtverbrauch möglichst vermieden werden. Zu dem Zweck werden Elektroboiler oder Wärmepumpen mithilfe von Rundsteuerungen so geregelt, dass sie dann laufen, wenn die Stromnachfrage gering und der Strom tendenziell günstig ist.

Auswertung von Smart-Meter-Daten

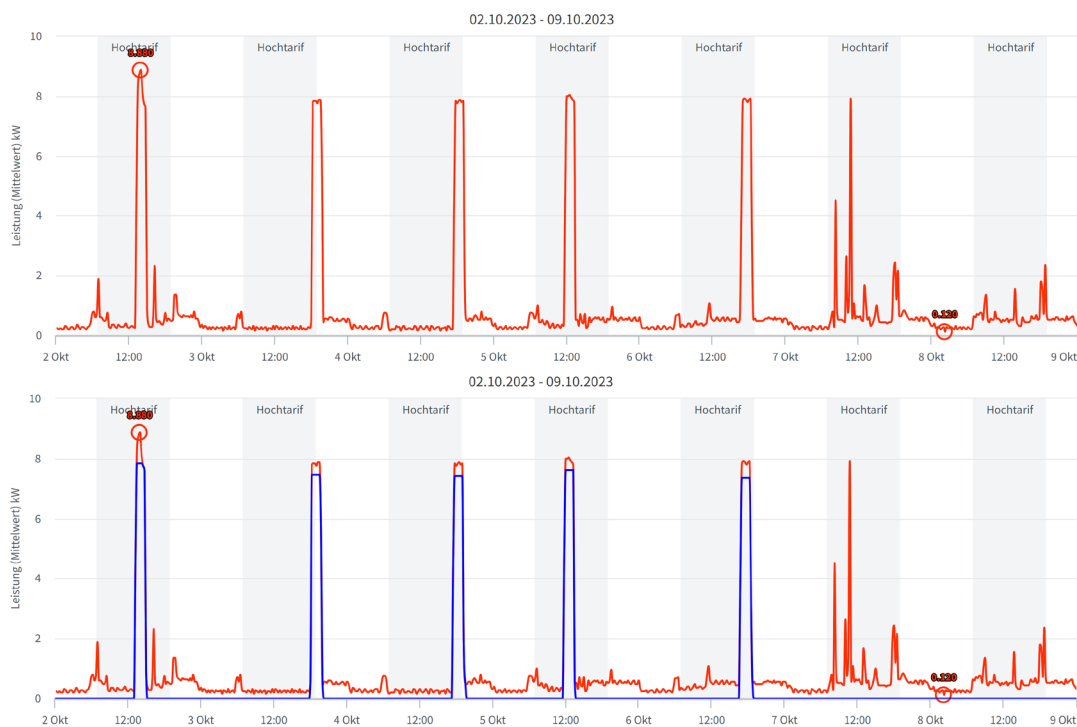
Der oben erwähnte Feldversuch beschränkt sich beim Lastmanagement – also die Verlagerung von elektrischen Verbräuchen in verbrauchsarme Zeiten – einen neuen Weg: Smart Meter wurden dafür genutzt, um automatisiert festzustellen, in welchen Haushalten überhaupt Boiler, Wärmepumpen und Ladestationen vorhanden sind, die für Lastmanagement genutzt werden können. Ein Stromversorger weiss nämlich nicht zwangsläufig Bescheid, welche seiner Kunden solche Geräte im Einsatz haben.

Smart Meter können den Stromverbrauch im 15-Minuten-Takt erfassen. Die Aneinanderreihung der Messwerte ergibt eine Lastkurve, die den Gesamtverbrauch des Haushalts darstellt. Ein von der Hochschule Luzern entwickelter Algorithmus macht es nun möglich, aus einer Lastkurve abzuleiten, welche Elektrogeräte in dem besagten Haushalt genutzt

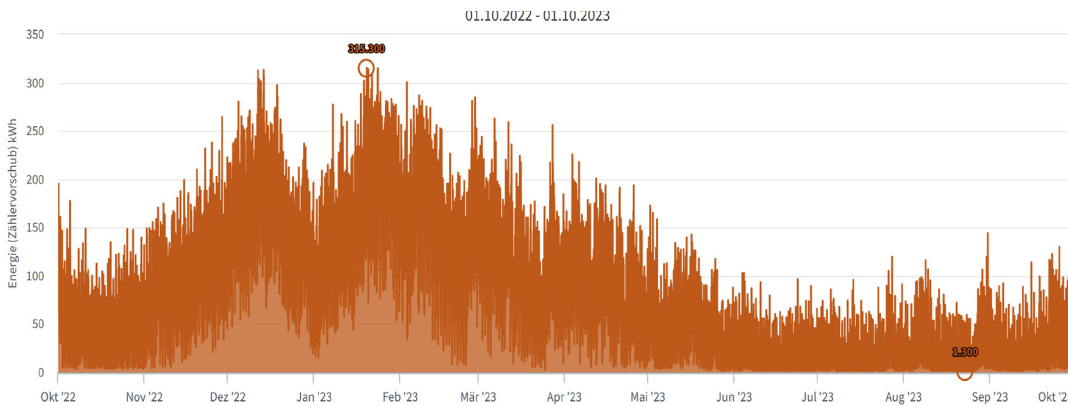
NILM-TECHNOLOGIE

Moderne Stromzähler (Smart Meter) zeigen nicht nur an, wie viel Strom ein Haushalt zum Beispiel in einem ganzen Monat verbraucht, sie können den Stromverbrauch alle 15 Minuten ermitteln. Die Messwerte ergeben eine Lastkurve, die den Verbrauch im Verlauf der Zeit beschreibt. Die sogenannte NILM-Technologie (engl. NILM für: non-intrusive load monitoring) macht es möglich, allein aus der Lastkurve zu erkennen, wie die Verbrauchsmuster der einzelnen Geräte aussehen, wobei die Technologie bislang nur für grössere Verbraucher zuverlässig funktioniert. Kennt man die Smart-Meter-Daten eines Haushalts, weiss man nach einer NILM-Auswertung nicht nur, ob der Haushalt z.B. über einen Boiler, eine Wärmepumpe oder eine Ladestation verfügt, sondern auch, wie hoch die Anteile dieser Verbraucher an der gesamten Lastkurve sind.

werden und wie hoch der Verbrauch jedes Elektrogeräts ist. Technische Grundlage bildet die NILM-Technologie (vgl. Textbox oben rechts). Dank dieser Methode wurden im Stromnetz von Vilters-Wangs 346 Wärmepumpen, 244 Warmwasser-Boiler und 43 Ladestationen für E-Autos erkannt, ebenso ihre Einschaltzeiten und den Leistungsbezug.



Die obere Abbildung zeigt die Lastkurve eines Haushalts für sechs Tage. Mittels NILM-Technologie kann man durch Analyse dieser Lastkurve erkennen, dass in dem Haushalt eine Ladestation für Elektroautos in Betrieb ist. Die untere Abbildung zeigt die Lastkurve der Ladestation (blau) und den übrigen Stromverbrauch des Haushalts (rot). Illustration: Schlussbericht GIASES



Dank NILM-Technologie weiss man, in welchen Haushalten welche Grossverbraucher im Einsatz sind und wieviel sie konsumieren. Die Abbildung zeigt die Summe der Verbräuche der Wärmepumpen, die im Stromnetz von Vilters-Wangs vorhanden sind. Dafür wurden die Verbräuche der Einzelgeräte, die zuvor mittels NILM-Technologie bestimmt worden waren, addiert. Illustration: Schlussbericht GIASES

Grosses Potenzial für Lastverschiebung

Projektleiter Guido Kniessel (Hochschule Luzern – Technik & Architektur) zieht ein positives Fazit: «Unser Algorithmus erkennt Wärmepumpen, Boiler, E-Ladestationen, Batterien und auch Photovoltaikanlagen mit hoher Zuverlässigkeit. Nur bei rund 3 % der Ein- und Mehrfamilienhäuser erwies sich die Zuordnung von Wärmepumpen als falsch.» Flexible, also zeitlich verschiebbare Lasten sind im Stromnetz von Vilters-Wangs übrigens reichlich vorhanden: Das Stromnetz bezieht in Spitzenzeiten eine Leistung von gut 5'000 kW. Dem stehen flexible Verbraucher und Produzenten im Umfang von 11'000 kW gegenüber, wie die HSLU-Forschenden herausfanden. Das Potenzial für Lastmanagement ist also beträchtlich.

Die Smart-Meter-Daten erlauben nicht nur die Erkennung grosser Elektrogeräte und ihrer Lastkurve. Mit ihnen lässt sich auch eine Verbrauchsprognose für die nächsten 24 Stunden erstellen. Dafür werden die Verbrauchswerte der letzten sieben Tage herangezogen. «Die implementierten Vorhersagemethoden erzielten ausreichend hohe Genauigkeiten, um sinnvoll für die Lastverschiebung eingesetzt werden zu können», sagt HSLU-Wissenschaftler Andreas Melillo.

Lastspitze deutlich reduziert

Kennt man die elektrischen Verbraucher, die für Lastmanagement zur Verfügung stehen, und weiss man, welche Verbräuche in den kommenden Stunden zu erwarten sind, können diese Informationen anschliessend für ein gezieltes Lastmanagement genutzt werden. Dabei werden die Lasten zeitlich so gestaffelt, dass die tägliche und in der Folge auch die monatliche Lastspitze möglichst tief ausfällt. Hierfür wurde im Feldtest ein Cloud-Energie-Managementsystem ('Smart Energy System') der ASGAL Informatik GmbH (Walenstadt) eingesetzt. «In ausgewählten Wintermonaten konnten wir dank Lastmanagement die Lastspitze von 5'300 auf 3'900 kW reduzieren», sagt ASGAL-Geschäftsführer Thomas Gall. «Das gelang insbesondere durch eine gezieltere und effizientere Gruppierung flexibel ansteuerbarer Boiler und Wärmepumpen sowie durch die gestaffelte Abschaltung von privaten E-Ladestationen in den verbrauchsstarken Abendstunden zwischen 17 und 21 Uhr.»

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Reduktion der Lastspitzen um 1'400 kW nicht nur auf die Lastverschiebung bei Boilern, Wärmepumpen und Ladestationen zurückzuführen ist, sondern auch auf den flexiblen Betrieb der Wasserkraft-

Analysezeitpunkt	Analysedaten von	Analysedaten bis	Gerätetyp	Geräteleistung	Gewissheit	Einschaltzeitpunkt	24-Tage-Block mit den me...	D. Einschaltdauer
8/11/2022 14:28	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3307 W	100.00%	11:30:00 PM	[02.10.2021 - 25.10.2021]	322 min
8/11/2022 14:29	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3768 W	73.91%	11:30:00 PM	[02.10.2021 - 25.10.2021]	316 min
8/11/2022 15:10	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	5306 W	100.00%	10:15:00 PM	[03.12.2021 - 26.12.2021]	303 min
8/11/2022 14:23	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3563 W	72.73%	10:30:00 PM	[19.11.2021 - 12.12.2021]	298 min
8/11/2022 15:56	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	12792 W	100.00%	11:15:00 PM	[02.10.2021 - 25.10.2021]	266 min
8/11/2022 14:28	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	5182 W	100.00%	10:30:00 PM	[19.11.2021 - 12.12.2021]	242 min
8/11/2022 15:09	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	9527 W	100.00%	10:15:00 PM	[03.12.2021 - 26.12.2021]	237 min
8/11/2022 16:57	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3965 W	100.00%	2:15:00 AM	[13.12.2021 - 05.01.2022]	231 min
8/11/2022 14:27	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	6969 W	95.65%	10:15:00 PM	[06.01.2022 - 29.01.2022]	229 min
8/11/2022 17:03	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3461 W	78.26%	10:30:00 PM	[30.01.2022 - 22.02.2022]	227 min
8/11/2022 14:19	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	16414 W	100.00%	10:15:00 PM	[06.01.2022 - 29.01.2022]	221 min
8/11/2022 14:55	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	6009 W	82.61%	11:15:00 PM	[03.12.2021 - 26.12.2021]	219 min
8/11/2022 15:49	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3268 W	95.65%	10:15:00 PM	[19.11.2021 - 12.12.2021]	216 min
8/11/2022 16:28	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	10621 W	100.00%	10:15:00 PM	[13.12.2021 - 05.01.2022]	211 min
8/11/2022 16:56	10/1/2021 0:00	4/1/2022 0:00	Boiler	3063 W	83.33%	10:30:00 PM	[23.02.2022 - 18.03.2022]	205 min

Aus Smart-Meter-Daten werden dank NILM verschiedene Metadaten von Elektrogeräten ermittelt. Die Abbildung zeigt eine Reihe von Boilern aus dem Stromnetz von Vilters-Wangs, geordnet nach ihrer durchschnittlichen Ladezeit (letzte Spalte). Das macht es möglich, Boiler mit einer ähnlich langen Ladezeit in einer Gruppe zusammenzufassen. Solche Gruppen mit ähnlichen Verbrauchskarakteristika erlauben ein besonders effizientes Lastmanagement. Illustration: Schlussbericht GIASES



Die Technischen Betriebe Vilters-Wangs haben drei Wasserkraftwerke (im Bild: Kraftwerk Grossbach). Diese werden betrieben, wenn die Stromnachfrage im eigenen Netz hoch ist. So können hohe Leistungsbezüge aus dem vorliegenden SAK-Netz vermieden werden. Foto: TB Vilters-Wangs

werke. In Wintermonaten können Wasserkraftwerke allerdings nur einen relativ geringen Beitrag zur Reduktion der Lastspitzen leisten, weil dann nur wenig Wasser vorhanden ist. Umso wichtiger ist es, in dieser Zeit flexible Lasten für die Reduktion von Lastspitzen nutzen zu können.

Individuelle Vereinbarungen

Die Steuerung von Boilern und Wärmepumpen erfolgte im Feldversuch über die Rundsteuerung. Bei Ladestationen ist das heute in der Regel noch nicht möglich. Daher wurden mit den Eigentümern individuelle Vereinbarungen getroffen, in denen sich diese verpflichteten, die Ladestationen nach Möglichkeit ausserhalb der morgendlichen und abendlichen Spitzenlastzeiten zu nutzen. Nicht einbezogen wurden im



Hochspannungsleitungen (hier im Kanton Uri) sind der sichtbare Teil des Stromnetzes. Die Laststeuerung erfolgt über die unterirdisch verlegten Verteilnetze in Städten und Dörfern. Foto: EWA-energieUri

Feldversuch die Batterien der E-Autos. Grund: Die meisten Ladestationen (und auch diverse E-Autos) sind noch nicht für bidirektionales Laden ausgerüstet.

Christian Schwarzenbach, Leiter der Technischen Betriebe Vilters-Wangs, wertet das P+D-Projekt positiv: «Dank der neuen Erkenntnisse können wir das Lastmanagement umfangreicher und detaillierter durchführen und dadurch die Netzkosten für den Strombezug aus dem SAK-Netz weiter senken.» Eine Voraussetzung dafür ist allerdings, dass künftig auch die Ladestationen in die Laststeuerung einbezogen werden. Dafür müssen die Werkvorschriften, also die vertraglichen Vereinbarungen zwischen Stromversorger und Endkunden, so angepasst werden, dass auch Ladestationen durch die Technischen Betriebe gesteuert werden können. «Unsere Idee geht dahin, die maximale Ladeleistung in verbrauchsstarken Zeiten entweder zu drosseln oder die Ladestation vorübergehend zu sperren. Um dies tun zu können, sind wir bereit, den Kunden einen finanziellen Bonus zu gewähren, wie wir das heute schon bei Kunden tun, deren Boiler und Wärmepumpen wir für die Laststeuerung nutzen», sagt Thomas Bachofner, Kaufmännischer Leiter der Technischen Betriebe Vilters-Wangs. Rechtlich gesehen gehören Flexibilitäten den Kunden. Netzbetreiber müssen den Zugriff darauf angemessen vergüten.

Ladestationen und PV-Anlagen einbeziehen

Neben den Technischen Betrieben Vilters-Wangs, den CKW, der Zuger WWZ sowie IBC Energie Wasser Chur und Energie Service Biel/Bienne war auch die EWA-energieUri mit Hauptsitz in Altdorf am P+D-Projekt beteiligt. Der Energiedienstleister stellte Smart-Meter-Daten aus drei Urner Ge-

P+D-PROJEKTE DES BFE

Das im Haupttext vorgestellte Projekt wurde vom Pilot- und Demonstrationsprogramm des Bundesamts für Energie (BFE) unterstützt. Mit dem Programm fördert das BFE die Entwicklung und Erprobung von innovativen Technologien, Lösungen und Ansätzen, die einen wesentlichen Beitrag zur Energieeffizienz oder der Nutzung erneuerbarer Energien leisten. Gesuche um Finanzhilfe können jederzeit eingereicht werden.

➔ www.bfe.admin.ch/pilotdemonstration

meinden zur Verfügung, mit denen die Hochschule Luzern ihren Algorithmus trainieren konnte. «Die automatisierte Erkennung von flexiblen Lasten in den Haushalten erspart uns viel Knochenarbeit», sagt Adrian Arnold, Leiter SmartGrid bei EWA-energieUri. «Wir werden die Erkenntnisse aus dem Projekt nutzen, sobald der Smart-Meter-Rollout in unserem Netz abgeschlossen ist. Wir erhoffen uns davon eine Optimierung beim Lastmanagement von Boilern und Wärmepumpen.» Um künftig auch Ladestationen und PV-Anlagen ins Lastmanagement einbeziehen zu können, soll die Schmalband-Power-Line-Communication (PLC), die heute die Smart-Meter-Daten überträgt und für die klassische Rundsteuerung genutzt wird, zu einem leistungsfähigen bidirektionalen System ausgebaut werden.

- Der **Schlussbericht** zum Projekt «Ganzheitliche Integrierendes Adaptives Smart Energy System zur Glättung von Lastspitzen» (GIASES) ist abrufbar unter:
<https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49485>.
- **Auskünfte** zum Thema erteilen Karin Söderström (karin.soederstroem@bfe.admin.ch), mitverantwortlich für das Pilot- und Demonstrationsprogramm des BFE, und Roland Brüniger (roland.brueeniger@brueniger.swiss), externer Leiter des BFE-Forschungsprogramms Elektrizitätstechnologien.
- Weitere **Fachbeiträge** über Forschungs-, Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte im Bereich Elektrizitätstechnologien finden Sie unter www.bfe.admin.ch/ec-strom.



Die Entwickler der ASGAL Informatik GmbH haben mit dem 'Smart Energy System' (SES) die technische Infrastruktur für den Feldtest in der Gemeinde Vilters-Wangs aufgebaut und dabei die an der Hochschule Luzern entwickelten KI-Algorithmen implementiert. Foto: ASGAL