Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 103 (2012)
Heft: 5

Artikel: Smartness und Metering in intelligenten Netzen
Autor: Steiner, Beat
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857297

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 02.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

Smartness und Metering in intelligenten Netzen

Eine Standortbestimmung

Verteilte Einspeisung, E-Mobilität und die Marktliberalisierung werden neue Anforderungen an die Last- und Datenflüsse in unseren Verteilnetzen stellen. Um die dafür nötigen Daten zu erfassen, versucht man, «intelligente», untereinander vernetzte Komponenten entlang der gesamten Lastflusspfade einzusetzen: das Konzept des Smart Grid. Oft wird der intelligente Zähler als dessen Hauptkomponente angepriesen. Das Zählwesen stellt jedoch ganz andere Ansprüche an diese Geräte als die Smart Grids.

Beat Steiner

Unsere Verteilnetze sind als Ausspeisenetze für einen monopolistischen Energiemarkt konzipiert. Die Aufgabe typischer Haushaltszähler bestand bisher darin, den Energieverbrauch der Endkunden aufgeschlüsselt nach Hoch- und Niedertarif zu erfassen. Um die Bilanzgruppen korrekt führen zu können, schreibt die aktuelle Gesetzgebung vor, dass bei Kunden, welche die Energie nicht mehr in der Grundversorgung beziehen, eine Lastgangmessung mit Fernauslesung vorgenommen wird. Die Kosten eines solchen Messsystems sind von den jeweiligen Endkunden zu tragen. Für Grossbezüger macht dies Sinn. Für Haushalte führt dies zu derart hohen Marktzugangskosten, dass keine Anbieterwechsel stattfinden werden. Smart Metering kann hier Abhilfe schaffen, aber nur, wenn alle Haushalte damit ausgerüstet werden.

Der Regulator will auch mehr Qualitätskontrollen einführen. Eventuell wird die Verfügbarkeit der Netze direkt in die Festlegung der Tarife einfliessen. Dann werden hohe Anforderungen an die Genauigkeit der Erfassung der Netzausfälle gestellt. Diese kann mit intelligenten Zählern dank Automatisierung erreicht werden.

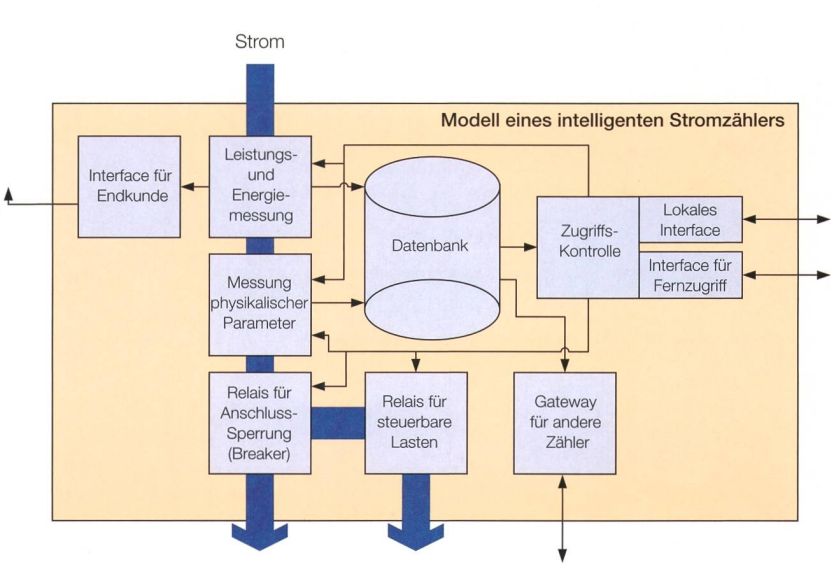
Aber nicht nur die Marktöffnung stellt neue Herausforderungen an die Verteilnetze. Die Energiepolitik und die Preisentwicklung auf dem Markt der Solarpanels führt zu einer immer höheren Anzahl Einspeiser, die an den Ausspeisenetzen angeschlossen werden. Momentan sind nur punktuelle Netzverstärkungen nötig, welche vom Anschlussnehmer der Solaranlage und via Systemdienstleistungen finanziert werden.

Etwa im Jahr 2020 wird die selbstproduzierte Kilowattstunde einen ähnlichen Preis haben wie die zu Hochtarifen (für Energie, Netz und Abgaben) aus dem Netz bezogene Kilowattstunde. Sobald dies der Fall ist, werden die Verteilnetzbetreiber von Anschlussbegehren überhäuft. Die Netzverstärkung muss dann nicht mehr punktuell, sondern flächendeckend erfolgen. Es kann sogar so weit gehen, dass wir separate Einspeisenetze bauen müssen, um die Sicherheit zu gewährleisten. Diese würden nach aktuellem Modell nicht von den Bezügern, sondern von den Einspeisern finanziert. Aus Kostengründen werden die Solaranlagenbetreiber eine Rückspeisungssperre bevorzugen. Dadurch würden wir sehr viel produktionsseitige Energieeffizienz verlieren, sodass die Rentabilität der Fotovoltaikanlagen wieder infrage gestellt würde.

Anstelle eines Einspeisenetzes können wir aber auch ein intelligentes Netz errichten, das auf dem bestehenden Ausspeisenetz aufbaut und dieses mit genügend Sensoren und Aktoren versieht, um die bidirektionalen Lastflüsse sicher zu steuern. Spannungsüberhöhungen wären mit Blindleistungskompensationen in den Wechselrichtern zu vermeiden, und die Ströme müssten von einem State Estimator überwacht werden, weil die Sicherungen nicht mehr am stärksten belasteten Punkt ihrer Netzabschnitte installiert sind.

Die Rolle der Zähler

Welche Aufgaben kann nun ein Zähler in einem solchen Netz übernehmen? Ein Zähler ist primär dafür gebaut, die vom Endkunden bezogene Energie in Rechnung zu stellen. Allgemein sind alle für den Rechnungsbetrag relevanten Da-



Dominique Gabioud

Bild 1 Modell-Architektur eines intelligenten Stromzählers [1].

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

	Smart Metering	Smart Grid (Monitoring und Steuerung)
Ziele	Dem Endkunden den effektiven Verbrauch in Rechnung stellen.	Netzleitstelle fährt Netzebene 7 nicht mehr im Blindflug.
	Flexible Tarife	Lastflussumkehr möglich
	Marktöffnung	Modulieren von P, Q der Einspeiser und der steuerbaren Lasten.
		Optimale Auslastung der Komponenten.
		Verteilungs-Automation
Anforderungen	Amtliche Eichung	Geringe Präzision
	Lastgang	Erfassen des Netzzustandes in quasi-Echtzeit
	Fernauslesung 1x täglich	Hohe Auslesefrequenz
	Tarifsignale für Fakturierung	Tarifsignale für Laststeuerung
Gemessene Grössen	Energie, Datum und Zeit; für kommerzielle Endkunden: Blindenergie, Leistung (1/4-h-Mittel)	Gefilterte Momentanwerte (z.B. 10-Sekunden-Mittel) für U, I, P, Q, Datum und Zeit (keine Energie!).
Kommunikation	Zwischen Marktteilnehmern	Zwischen Sensoren und Aktoren
		Alarme an Netzleitstelle
Relais	Breaker mit manueller Wiedereinschaltung, auf geringe Anzahl Schaltzyklen ausgelegt.	Relais für Steuerung unterbrechbarer (i.d.R. thermischer) Lasten, auf hohe Anzahl Schaltzyklen ausgelegt.
Zuverlässigkeit der Daten	Sehr hoch	Hoch, Ausfallsicherheit nötig
Zuverlässigkeit Kommunikation	Tief	Sehr hoch, Ausfallsicherheit nötig
Kommunikationskanal	Geringe Anforderungen	Hohe Bandbreite und Zuverlässigkeit, ständig online
Gemeinsamkeiten	Strom- und Spannungssensoren	
	Mikroprozessor	
	Kommunikationsmodul	
Zuordnung von Rahmenbedingungen abhängig	Power Quality (EN 50160)	
	Zuverlässigkeitsindikatoren (Unterbrüche > 3 Minuten)	

Tabelle 1 Gegenüberstellung der Anforderungen an Smart Metering und Smart Grids.

tenerhebungen dem Metering zuzuordnen. Dazu gehören bei kommerziellen Endkunden auch die Blindenergie während der Unterschreitung des minimalen Leistungsfaktors sowie Viertelstundenmittel der Leistung. Es ist damit zu rechnen, dass künftig auch Verfügbarkeitsmerkmale wie Unterbrüche, die länger als drei Minuten dauern oder Qualitätsmerkmale nach EN 50160 in die Tarifgestaltung einfliessen (regulatorisch bedingt oder per SLA). Sobald dies der Fall ist, wechselt die Erfassung dieser Daten vom Monitoring-Bereich in den manipulationssicheren, von einer unabhängigen Stelle kontrollierten Metering-Bereich.

Die Zähler bieten eine Hardwareplattform mit Mikroprozessoren und Kommunikationsmodulen sowie Strom- und Spannungssensoren. Auf dieser können theoretisch alle Monitoring-Funktionen implementiert werden. Einzig das Schaltorgan für unterbrechbare Lasten ist bei den heutigen Standardprodukten ausserhalb des Zählergehäuses anzubringen. Eine Modell-Architektur zeigt Bild 1.

Smartness und Metering trennen?

Intelligente Netze benötigen Mess- und Steuerungsfunktionen, welche nur wenige Gemeinsamkeiten mit dem Metering aufweisen (Tabelle 1). Die Entwick-

Beat Steiner

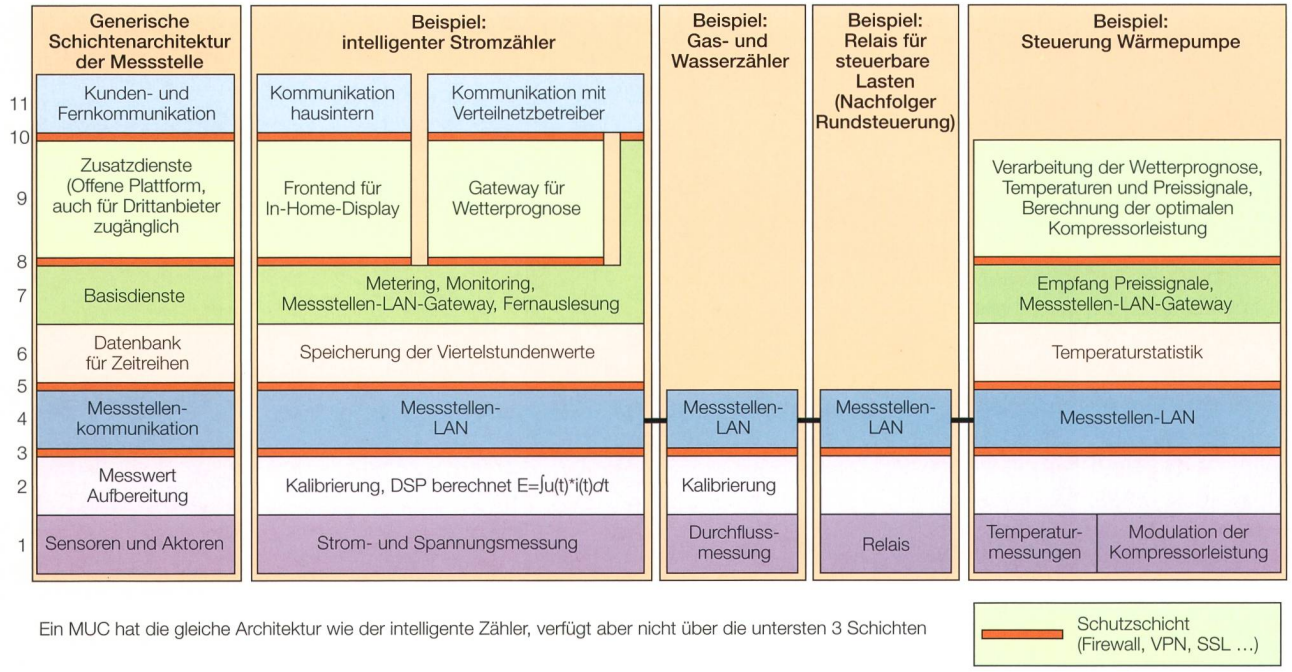


Bild 2 Geschichtete Architektur einer intelligenten Messstelle (Beispiel).

TECHNOLOGIE **SMART GRID**

lung derselben ist sehr schnell. Dies führt zu einem raschen Veralten der Smart-Komponenten. Andererseits sind im Metering-Bereich wenig Neuerungen zu erwarten, welche über den Lastgang und die Qualitätsmessungen hinausgehen. Hier besteht jedoch die Eichpflicht.

Es drängt sich somit die Frage auf, ob wir möglichst viele Funktionen, welche nicht direkt mit dem Zählwesen verbunden (d.h. der Eichpflicht unterworfen) sind, aus dem Zähler auslagern sollten.

Dem stehen primär physische Probleme auf der Messstelle entgegen (Tabelle 2): Hat ein Zusatzmodul wie der Multi Utility Controller (MUC) auf dem Zählertableau Platz? Ist seine Installation rasch und einfach?

Vorteile	Nachteile
Geeichter Zähler veraltet weniger schnell (Intelligenz ausgelagert)	Mehr Komponenten (MUC) und Platzbedarf auf Zählertableau
Herstellerunabhängigkeit	Aufwendigere Installation
Nur 1 PLC- oder FTTH-Kommunikationsmodul pro Hausanschlusskasten	Strom- und Spannungssensoren ausserhalb Zähler vermeidbar?
Informatiksicherheit Zähler (secured black box)	
Offene Plattform auf MUC möglich	

Tabelle 2 Vor- und Nachteile der Trennung von Smartness und Metering.

Innovationen setzen sich nur zögerlich durch

Die Messstellenbetreiber bevorzugen auf dem Markt etablierte Standardprodukte. Investitions- und Informatiksicherheit sind wichtiger als die Verfügbarkeit neuer Funktionalitäten.

Diesem Trend kann nur eine offene Plattform entgegenwirken, für welche die Messstellenbetreiber spezifisch auf ihre Bedürfnisse zugeschnittene Applikationen von beliebigen Dienstleistern entwickeln lassen können.

Die Messstelle muss hierfür eine geschichtete Hard-, Software- und Service-Architektur aufweisen und hochgradig standardisiert sein (Bild 2), ähnlich wie die OSI-Layers der Computer-Netzwerke. Die Trennung der Zähler von der Intelligenz vereinfacht dies.

Kommunikation oder Stromnetzerweiterung?

Die ElCom sagt zu Recht, dass der Einsatz von Fiberoptik fürs Smart Metering nicht kosteneffizient ist. Dies trifft jedoch nicht unbedingt auf Smart Grids zu. Sobald in Quasi-Echtzeit Lastflüsse verwaltet werden müssen und eine verteilte Überwachung von Spannungen und Strömen notwendig wird, um Einspeisungen und Elektromobilität in grossem Ausmass ins Netz integrieren zu können, sind hohe, ständige Verfügbarkeit sowie kurze Durchlaufzeiten gefordert. Diese Eigenschaften bieten weder PLC noch Mobilfunknetze. Die Mehrkosten der Fiberoptik sind jedoch so hoch, dass die Erweiterung des konventionellen Niederspannungsnetzes bis auf weiteres eine robustere, kostengünstigere Lösung darstellt.

Eine komplexe Situation

Weder fürs Smart Metering noch für Smart Grids stehen die Ampeln auf Grün. Zu viele regulatorische, finanzielle und technische Rahmenbedingungen blockieren die Einführung dieser Technologien. Eine Penetration von 80 % Smart Meters bis 2020, wie sie von der EU gefordert wird, ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht für die Schweiz nicht realistisch.

Der alles entscheidende Faktor ist jedoch der Endkunde. Er ist Käufer und Stimmbürger zugleich und nicht mit der Problematik vertraut. Viel Aufklärungsarbeit steht an, bis er die Technologie versteht, ihren Nutzen erkennt, Chancen und Risiken abwägen kann und schliesslich bereit ist, dafür Geld auszugeben. Die Mehrkosten der Fiberoptik-Lösung sind stark von der Anschlussdichte und den Rahmenbedingungen abhängig. In dicht besiedelten Städten können sie unter 30 CHF/a fallen, in ländlichen Gebieten ist mit rund 100 CHF/a zu rechnen. Diese Beträge konnten im Rahmen des Projektes BizGrid abgeschätzt werden.

Résumé **Intelligence et comptage dans les réseaux**

Un état des lieux

Les injections décentralisées, la mobilité électrique et la libéralisation du marché vont poser de nouveaux défis en matière de flux de puissance et de données à nos réseaux de distribution. Afin de les gérer, on tente d'implanter des composants « intelligents » et interconnectés le long de tous les chemins des flux de puissance. Voilà le concept du smart grid. Bien souvent, le compteur intelligent est présenté en termes élogieux comme son élément principal. Le comptage (metering) pose pourtant des exigences à ces appareils tout à fait différentes de celles requises par les réseaux intelligents (monitoring). Cet article en fait une analyse et démontre qu'ils ne présentent guère de points communs. No

Referenzen

[1] Gabioud, D., et al.: «Smart metering pour éco-cités», rapport final, 2011.

Angaben zum Autor

Beat Steiner, Dipl. El.-Ing. ETH, hat nach 12-jähriger Tätigkeit in der Informatik zwei Jahre als Berater von Verteilnetzbetreibern gearbeitet und forscht seit 2010 im Bereich Smart Grids in der Abteilung für Elektrotechnik der HTA Freiburg.

Hochschule für Technik und Architektur Freiburg, 1705 Freiburg, beat.steiner@hefr.ch

Hintergrund

Forschungsprojekte

Das BFE sowie BKW, ESR, Groupe E, Seic-Teledis, SIG und Sinergy finanzierten das Projekt «Smart metering pour éco-cités», welches soziale, technische, ökonomische und regulatorische Aspekte von Smart Metering untersuchte, um die Verteilnetzbetreiber bei der Einführung des intelligenten Zählwesens wissenschaftlich zu unterstützen. Es wurde vom Hochschulnetzwerk HES-SO, dem Crem, der Universität Bern und dem International Institute of Management in Technology der Universität Freiburg (IIMT) realisiert. Neben dem Abschlussbericht wurde auch ein Paket von 14 Empfehlungen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für diverse Marktteilnehmer erarbeitet.

Swisselectric Research, CKW, EKZ und Romande Energie unterstützen das Forschungsprojekt «Geschäftsmodell für Smart Grids» (BizGrid), welches in einer Zusammenarbeit des IIMT, der HES-SO Valais und der Hochschule für Technik und Architektur Freiburg (HTA-FR) durchgeführt wird. Für zwei konkrete Verteilnetzbetreiber wurden die allfälligen Mehrkosten des intelligenten Netzes berechnet. Ein fiktiver Business Case, welcher die Tendenzen der realen Verteilnetzbetreiber widerspiegelt, wird veröffentlicht. Der Autor des vorliegenden Artikels hat in beiden Projekten wirtschaftliche und regulatorische Aspekte behandelt.