Smart Grid – intelligentes Stromnetz der Zukunft

K.-D. Walter, Hannover

Unser gegenwärtiges Stromversorgungsnetz wurde ursprünglich als „Einbahnstraße“ konzipiert: Der Energiefluss erfolgt ausschließlich vom Großkraftwerk zum Verbraucher. Automatische Rückmeldungen und Steuerungsfunktionen, um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren und Lastspitzen zu vermeiden, waren nicht vorgesehen. In Zukunft soll die gesamte Infrastruktur, also Großkraftwerke, dezentrale Kleinkraftwerke und Verbraucher mittels Internet-basierter Datenkommunikation zusammengeschaltet werden. Die Kopplung von Strom- und Datennetz wird als Smart Grid bezeichnet.

1 Einleitung

Die der Stromversorgungsinfrastruktur in Deutschland zugrunde liegenden Konzepte wurden zum Teil schon vor über 100 Jahren entwickelt. Damals ging man davon aus, dass eine überschaubare Anzahl von Großkraftwerken die benötigte elektrische Energie erzeugt und in ein überregionales Hochspannungsnetz einspeist. In unmittelbarer Nähe der Verbraucher wird die Hochspannung in eine deutlich geringere Spannung umgewandelt und über entsprechende Niederspannungsnetze mit geringer Ausdehnung direkt an die Verbrauchsorte geliefert.

Autor
Klaus-Dieter Walter ist Business Development Manager und Mitglied der Geschäftsleitung der SSV Software Systems GmbH, Hannover, sowie Autor von Fachbüchern.

Genau genommen haben wir inzwischen sogar ein vierstufiges Versorgungsnetz: Die Großkraftwerke liefern die erzeugte Energie in ein Stromverbundnetz mit 220/380 kV (Höchstspannungsnetz). Es ist primär für den weiträumigen Energietransport mit möglichst geringen Verlusten vorgesehen. Das Höchstspannungsnetz speist über entsprechende Vorrichtungen ein Hochspannungsnetz mit 110/220 kV. An dieses Netz sind einige Großverbraucher, wie zum Beispiel Stahlwerke oder die Bahn direkt angeschlossen. Das 110/220 kV-Netz dient ansonsten ebenfalls zur Energieverteilung über größere Entfernungen. Für die regionale Verteilung wird ein 20 kV-Mittelspannungsnetz genutzt. Mit diesem Netz sind größere Gebäude und Industriebetriebe direkt verbunden. Die erforderlichen Niederspannungstransformatoren werden dann vom Kunden betrieben. Als unterste und letzte Ebene zur Versorgung der Haushalte und Kleinbetriebe dient das Niederspannungsnetz mit 230/400 V, also die Spannung, die uns in Haushalt und Büro an den Steckdosen zur Verfügung steht (Bild ❶).

2 Veränderungen durch neue Gesetze

Durch die garantierte Einspeisevergütung auf Grundlage des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) hat sich die Energieerzeugung in unseren Versorgungsnetzen im Laufe der letzten Jahre völlig gewandelt. Neben den zentralen Großkraftwerken gibt es inzwischen unzählige dezentrale Windkraftanlagen (WKAs), die direkt in das Mittelspannungsnetz einspeisen. Weiterhin findet man auf unzähligen Dächern deutscher Wohn-, Geschäfts- und Wirtschaftsgebäude PV-Anlagen. Der ausgangsseitige Wechselstrom solcher PV-Anlagen (PVA) wird direkt in das örtliche Niederspannungsnetz eingespeist. Hinzu kommen in Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie größeren Zweckbauten immer mehr Mikro-Blockheizkraftwerke (BHKWs). Des Weiteren betreiben immer mehr Firmen und landwirtschaftliche Betriebe eigene BHWKs unterschiedlicher Größe, um einen Teil der benötigten Energie selbst zu erzeugen. Sehr viele dieser Anlagen liefern aber auch elektrische Energie in die örtlichen Niederspannungsnetze.

Auch in unzähligen Klärwerken sind inzwischen BHKWs zu finden. Sie verbrennen rund um die Uhr das beim Klärprozess auftretende Methangas und Erzeugen dadurch elektrische Energie für die öffentlichen Netze.

Bundesumweltminister *Röttgen* will bis zum Sommer ein Energiekonzept entwerfen, in dem erneuerbare Energien sogar als Haupt-



Danfoss

BACnet im
VLT® HVAC Drive FC 102
Standard oder soll es mehr sein?

Bitte besuchen Sie uns auf der Light & Building 2010 in Halle 9, Stand D10
www.danfoss.de/vlt

Danfoss GmbH, VLT Antriebstechnik
Carl-Legien-Straße 8, 63073 Offenbach
Telefon: 069 8902-0, E-Mail: vlt@danfoss.de

VLT® THE REAL DRIVE

träger der Energieversorgung eingestuft werden. Es ist somit auch in Zukunft politisch gewollt, den Anteil erneuerbarer Energien und hocheffizienter BHKWs an der Stromversorgung – und somit die Anzahl der dezentralen Klein- und Kleinstkraftwerke – deutlich auszubauen, um die CO_2-Emissionen zu verringern und die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen.

Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang auch die beachtliche Erzeugerkapazität, die in Deutschland durch Netzersatzanlagen (Notstromaggregate) in zahlreichen Rechenzentren, Produktions- und öffentlichen Einrichtungen (Flughäfen, Krankenhäusern, Wasserwerken usw.) zur Verfügung stehen. Diese Anlagen werden in der Regel durch Dieselmotoren betrieben. Sie lassen sich dadurch innerhalb weniger Sekunden hochfahren.

Die gegenwärtigen gesetzlichen Rahmenbedingungen würden das Zusammenschalten größerer Notstromaggregate zu virtuellen Kraftwerken gestatten. Diese könnten zukünftig als Regelenergiequellen dienen, um bei Bedarf kritische Lastschwankungen auszugleichen. Die technischen Voraussetzungen auf der Versorgerseite müssten allerdings erst geschaffen werden.

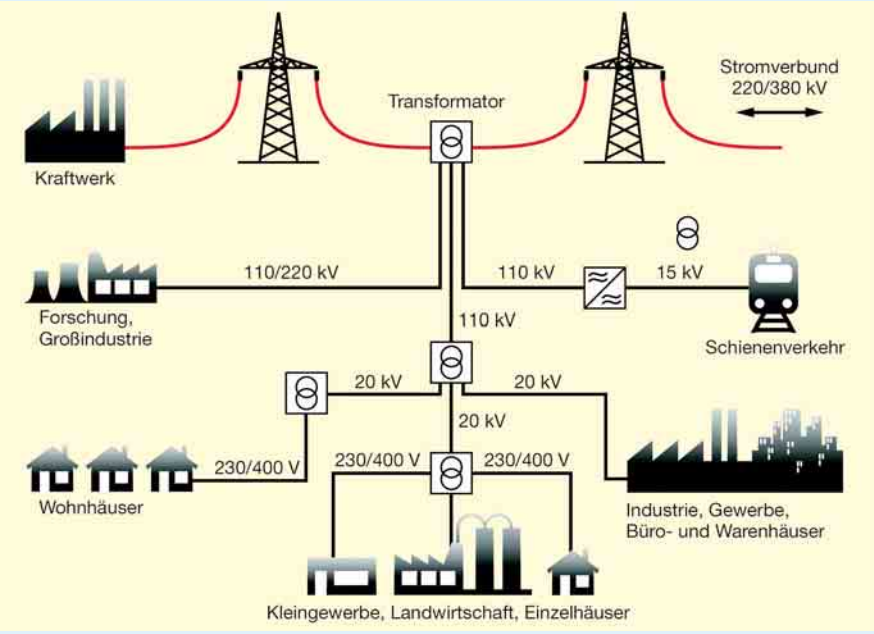
3 Was passiert im Niederspannungsbereich?

Der aktuelle Zustand der Hochspannungsnetze wird durch zahlreiche Leitwarten von den Versorgern recht gut überwacht. Des Weiteren stehen in diesen Leitwarten umfangreiche Eingriffsmöglichkeiten zur Verfügung, um die Versorgungsqualität abzusichern. Dafür wurde im Laufe der Jahre praktisch jede Hochspannungsschaltanlage und Trafostation mit einer Fernwirkschnittstelle ausgestattet. Mit der **IEC 61850** stehen für diesen Bereich darüber hinaus auch schon Normen zur Verfügung, die das **IP-basierte Fernwirken** – also die Nutzung des Internets als Kommunikationsmedium – unterstützen.

Im Niederspannungsbereich auf der Ortsnetzebene sieht es hingegen völlig anders aus. Hier gibt es in der Regel keine zentrale Überwachung und auch keinerlei Eingriffsmöglichkeiten durch eine zentrale Leitwarte. Dafür fehlen bisher schlicht und einfach die technischen Vorrausetzungen. Fällt in einem Ortsnetz der Strom aus, verlässt sich der Versorger auf die Telefonanrufe der Kunden und auf das technische Bereitschaftspersonal, das dann vor Ort den Fehler beheben muss.

Viele Versorgungsunternehmen kennen noch nicht einmal die genaue Spannung und Frequenz, die sie in die Haushalte und Kleinbetriebe liefern. Bevor EEG-bedingt dezentral eingespeist wurde, konnte man die Netzqualität im Niederspannungsnetz direkt aus den überwachten Werten im Hochspannungsnetz ableiten. Durch die dezentrale Energieerzeugung per WKA, PVA, BHKW und anderen Quellen ist das nicht mehr ohne weiteres möglich.

Da Wind und Sonne nicht konstant zur Verfügung stehen, schwankt die Netzqualität inzwischen beständig. Weiterhin wird zu manchen Zeiten in den Mittel- und Niederspannungsnetzen einiger Ortsnetze mehr Energie erzeugt als verbraucht. Es gibt dann gar keinen Energiefluss aus den Hochspannungsnetzen in die darunter liegenden Versorgungsnetze. Gleichzeitig produzieren die Großkraftwerke in solchen Situationen einen recht teueren Energieüberschuss. Auf solche Szenarien ist die Stromversorgungsinfrastruktur in Deutschland zurzeit noch nicht vorbereitet. Darüber hinaus fehlen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen geeignete Rückkopplungsmechanismen, um bei Lastspitzen über verschiebbare Lastprofile den Verbrauch zu reduzieren.



❶ Das Stromversorgungsnetz in Deutschland basiert auf mehreren Spannungsebenen

4 Smart Metering ist nur ein Lösungsbaustein

Neben der zu lösenden Einspeiseproblematik in den regionalen Mittel- und Niederspannungsnetzen müssen die deutschen Versorger nun auch weitere gesetzliche Änderungen umsetzen. So sind zum Beispiel seit dem 1. Januar 2010 durch den § 21b, Absatz 3a des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) so genannte „Smart Meter" in allen Neubauten und bei Gebäuderenovierungen zur Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz vorgeschrieben. Laut Gesetzestext sind „jeweils Messeinrichtungen einzubauen, die dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit (also der so genannte Lastgang) widerspiegeln". Darüber hinaus muss dem Kunden gemäß EnWG auf Wunsch eine monatliche, zweimonatliche oder vierteljährliche Rechnungsstellung angeboten werden. Zudem müssen die Versorger ab 2011 einen flexiblen (lastvariablen bzw. tageszeitabhängigen) Tarif in das Produktportfolio integrieren, der für den Kunden einen „Anreiz zur Energieeinsparung oder zur Steuerung des Energieverbrauches" bietet.

Um die EnWG-Vorgaben zu erfüllen und marktgerechte Lösungen zu entwickeln, gibt es in Deutschland schon seit längerem zahlreiche Aktivitäten. Diese lassen sich aus technischer Sicht jeweils in **Smart-Meter- oder Smart-Metering-Lösungen** unterteilen. Die Begriffe sind zwar ähnlich, die Unterschiede aber gravierend.

Im ersten Fall wird nur eine einzige Energieart (in der Regel Elektrizität) betrachtet und ein spezieller elektronischer Zähler mit integrierter Intelligenz und Datenfernübertragungsschnittstelle angeboten. Solche Smart Meter wurden schon im letzten Jahr von verschiedenen Versorgern in umfangreichen Feldtests erprobt und sind inzwischen verfügbar.

Ein typisches Beispiel ist der intelligente Stromzähler von EnBW (Bild ❷). Dieser Zähler wird über einen speziellen Powerline-Adapter mit dem DSL-Router eines Haushalts und somit mit dem Internet verbunden. Über diese Flat-Rate-Kommunikationsverbindung sendet der Zähler alle 15 Minuten die aktuellen Verbrauchsdaten an ein EnBW-Datencenter. Dort werden die Daten entsprechend aufbereitet. Über ein Webportal kann der Kunde per PC seine aktuellen Verbrauchsdaten als graphische Darstellungen einsehen. Diesen Service nennt der Anbieter „EnBW Cockpit". Neben



❷ Der klassische Ferraris-Zähler wird abgelöst, z. B. von einem EnBW-Stromzähler mit Internet-Anbindung

Foto: EnBW



❸ Ein Energiedaten-Gateway der EWE AG liest die Verbrauchsdaten per M-Bus aus den Haushaltzählern (Strom und Gas) und übermittelt die aktuellen Werte an einen zentralen Server. Über ein intelligentes Display werden dem Kunden verschiedene Verbrauchsinformationen präsentiert.

dem 15-Minuten-Visualierungsintervall per Internet bietet ein EnBW-Smart Meter auch noch Sekundenwerte, die dann aber nur innerhalb des Kunden-LANs zur Verfügung stehen. Zur Auswertung der sekündlich anfallenden Verbrauchsdaten kann eine PC-Software mit dem Namen „EnBW Stromradar“ eingesetzt werden. Mit diesem Hilfswerkzeug lassen sich die Verbrauchswerte einzelner Haushaltsgeräte praktisch in Echtzeit visualisieren.

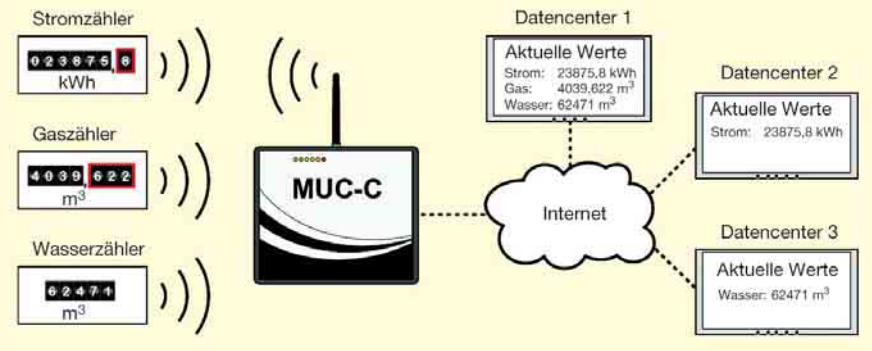
Gegenwärtig sind Smart Meter hinsichtlich der logischen Datenfernübertragungsschnittstelle leider völlig proprietäre Lösungen. Die Datenstrukturen und das Kommunikationsverhalten sind Firmengeheimnisse der jeweiligen Anbieter. Es gibt hier keinerlei Standards und Normen. Lediglich die IP-basierte Kommunikation per Internet bildet einen gemeinsamen Nenner.

Der zweite Fall – die Smart-Metering-Lösung – umfasst alle in einem Gebäude genutzten kostenpflichtigen Energieformen (zum Beispiel Strom, Wasser, Gas, Wärmemengen) und ist daher weitaus komplexer. Bei einer solchen Lösung kommen spezielle elektronische Zähler mit einer einfachen Nahbereichsfunkschnittstelle zum Einsatz, die jeweils innerhalb bestimmter Intervallzeiten ein Funktelegramm zu einem Gateway – dem so genannten Multi Utility Communication Controller (MUC-C) – senden (Bild ❸).

Dieser MUC-C sammelt alle anfallenden Verbrauchsdaten und übermittelt sie per Internet mit Hilfe eines TCP/IP-Protokollstacks periodisch an verschiedene Datencenter (Bild ❹). Weiterhin können die Verbrauchsdaten in einem MUC-C gespeichert, verdichtet und über eine Kundenschnittstelle visualisiert werden. Tafel ❶ beinhaltet Beispielwerte für die Sende- und Visualisierungsintervallzeiten einer MUC-C-basierten Smart-Metering-Lösung. In der ersten Spalte ist die Zählerart zu finden. Dann folgen die Intervallzeiten für das Versenden der Funktelegramme durch die Zähler. So sollen zum Beispiel der Stromzähler einer Smart-Metering-Lösung jeweils alle 7,5 Minuten, Gas- bzw. Wärmezähler alle 30 Minuten und ein Wasserzähler alle vier Stunden den aktuellen Zählerstand an den MUC-C verschicken. Die dritte Spalte enthält Intervallzeiten zur Visualisierung des Energieverbrauchs für den Versorger. Der MUC-C müsste also beispielsweise einmal pro Stunde den aktuellen Verbrauchswert des Stromzählers per Internet in das zuständige Datencenter schicken. In der vierten Spalte sind die entsprechenden Zeiten zur Verbrauchsvisualisierung für den Kunden zu finden.

Zu den unterschiedlichen Energieformen einer Multi-Utility-Lösung gehören neben den Zählern verschiedener Hersteller in der Regel auch jeweils eigene Datencenter. Es ist in der Praxis durchaus denkbar, dass ein MUC-C auf der einen Seite mit vier unterschiedlichen Zählern verbunden ist und die Verbrauchsdaten dieser Zähler an die Datencenter vier verschiedener Versorger plus den PC des Kunden liefern muss. Bevor ein solches System in der Praxis realisiert werden kann, müssen zunächst einmal Standards geschaffen werden, an denen sich die Entwickler der einzelnen Lösungsbausteine orientieren können. Auch hier findet man zahlreiche nationale Aktivitäten und Arbeitsgruppen, die Normierungen und Vorlagen für spätere Standards schaffen. MUC-C-basierte Smart-Metering-Lösungen wurden bisher nur in Feldtests erprobt. Die dabei zum Einsatz kommenden MUC-Controller basieren allerdings auf proprietären Konzepten. Bis zur Verfügbarkeit interoperabler Smart-Metering-Baugruppen wird wohl noch einige Zeit vergehen.

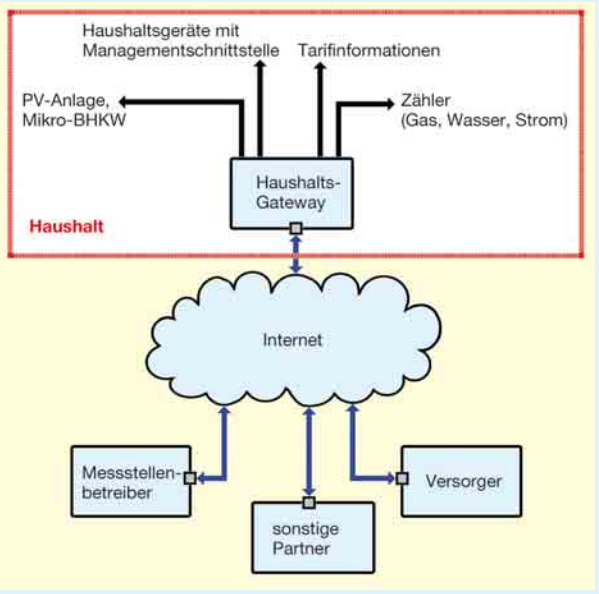




❹ Smart Metering nutzt einen MUC-Controller (MUC-C) als Gateway, um die Verbrauchsdaten verschiedener Zähler an Datencenter zu übermitteln
(ein MUC-C könnte im Rahmen einer Smart-Grid-Integration weitere Aufgaben übernehmen – eine wichtige Voraussetzung wären allerdings wirklich offene Plattformen)

	Sendeintervall [min]	Visualisierungs-intervall Versorger [h]	Visualisierungsintervall Verbraucher [min]
Elektrizitätszähler	7,5	1	15
Gaszähler	30,0	1	60
Wärmezähler	30,0	1	60
Wasserzähler	240,0	24	–
Heizkostenverteiler	240,0	24	–

▲ Tafel ❶ Intervallzeiten für Smart-Metering-Anwendungen



❺ Zur Integration in das Smart Grid wird jeder Haushalt über ein spezielles IP-Gateway mit dem Internet verbunden. Über dieses Gateway erreichen die Smart-Metering-Daten den Messstellenbetreiber bzw. Versorger. In Gegenrichtung werden Tarifinformationen an den Verbraucher übermittelt und die dezentralen Kleinkraftwerke bei Bedarf ferngesteuert.

Quellen 1, 3, 4, 5: SSV Software Systems

5 Internet der Energieerzeuger und -verbraucher als Ziel

Um die gesetzlichen Vorgaben vollständig umzusetzen und gleichzeitig die Versorgungsqualität im Niederspannungsbereich bei weiterhin stark wachsender dezentraler Energieeinspeisung zu gewährleisten, müssen die Versorger zumindest auf Mittel- und Niederspannungsseite ein Internet der Energie aufbauen. Mit anderen Worten: Alle Erzeuger und Verbraucher sollten mit Hilfe entsprechender Informations- und Kommunikationstechnik (IuK) ausgestattet und zu einem so genannten Smart Grid zusammengeschaltet werden.

Diese Bestrebungen laufen letztendlich darauf hinaus, dass jedes Wohn-, Geschäfts- und Wirtschaftsgebäude – und somit jeder Stromkunde – im Niederspannungsnetz über ein spezielles Gateway mit dem Internet verbunden wird. Über dieses können der Versorger und andere berechtigte Instanzen die aktuellen Zählerdaten fernauslesen, spezielle Tarifinformationen (also die lastvariablen bzw. tageszeitabhängigen Tarife gemäß EnWG) übermitteln, sowie per Leitwarte auf die verbraucherseitig vorhandenen dezentralen Klein- und Kleinstkraftwerke zugreifen, um beispielsweise über das dynamische Regelverhalten von Mikro-BHKWs Lastspitzen direkt im Niederspannungsnetz auszugleichen (Bild ❺). Darüber hinaus müssen dem Verbraucher die aktuellen Preisinformationen zur Anzeige gebracht werden, um ihn mit Hilfe solcher tarifgesteuerter Anreize zu einem effizienteren und vor allem günstigeren Energiekonsum zu animieren. Selbstverständlich benötigen die Haushaltsgeräte auf der Verbraucherseite auch noch eine entsprechende Managementschnittstelle, um zum Beispiel den Einsatz von Tiefkühltruhe, Geschirrspüler, Waschmaschine und Trockner in lastarme Zeiten mit günstigen Strompreisen zu verlegen. Entsprechende Lösungen werden zurzeit in verschiedenen Forschungsprojekten entwickelt und im Rahmen von Smart-Metering- bzw. Smart-Grid-Feldversuchen getestet.

Ein Beispiel stellvertretend für viele andere ist das Haushalts-Gatewaykonzept von SSV Software Systems. Die erste Variante dieses Energie-Gateways wurde zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) im Auftrag der EWE AG Oldenburg entwickelt. Es informiert den Strom- und Gaskunden in Echtzeit über seinen Energieverbrauch sowie die dadurch entstehenden Kosten und CO_2-Emissionen. Dafür werden die aktuellen Verbrauchsdaten permanent per M-Bus aus den elektronischen Strom- und Gaszählern ausgelesen und über die DSL-Verbindung des Kunden an einen speziellen Server des Versorgers weitergeleitet. Im Rahmen des vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten InnoNet-Verbundprojekts „Dezentrales Energie- und Netzmanagement mit flexiblen Stromtarifen“ (DEMAX[1]) wird der SSV-Gateway nun mit einer BHKW-Schnittstelle ausgestattet. Sie ermöglicht den VPN-gesicherten Fernzugriff per Internet auf Basis von Standard-TCP/IP-Protokollen.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Um ein wirklich intelligentes Stromversorgungsnetz zu schaffen, müssen Energieerzeugung (inklusive der dezentralen Klein- und Kleinstkraftwerke), Speicherung und Verbrauch über ein durchgängiges Datennetz miteinander gekoppelt werden. Bis aber tatsächlich alle Instanzen zu einem funktionierenden Smart Grid zusammengeschaltet sind, ist noch sehr viel Arbeit zu leisten. Das größte Problem auf dem Weg zum Ziel dürften zunächst einmal die fehlenden Standards sein. Es gibt gegenwärtige ebenso wenig einheitliche Normierungen für die Datenschnittstellen in PV-Anlagen, Mikro-BHKWs oder Windkraftanlagen wie beispielsweise Managementschnittstellen für Haushaltsgeräte. Um lastvariable Tarife zum Energiesparen zu nutzen, benötigen die Kühltruhen, Waschmaschinen und Trocker in Privathaushalten geeignete Datenschnittstellen.

Lediglich im Smart-Metering-Bereich wurden inzwischen über die OMS-Spezifikationen (OMS = Open Metering System) der Verbände figawa, KNX und ZVEI die erforderlichen Voraussetzungen für fernauslesbare elektronische Zähler geschaffen. Ebenfalls völlig ungeklärt sind zurzeit noch der Datenschutz und die Finanzierung der IuK-Gerätschaften auf der Kundenseite.

[1] Siehe „Energiemanagement in Smart Grids“, Elektropraktiker, Berlin 64 (2010) 3, S. 232–233 ■