

# **EDNA-Kompendium 2014**

**Auszug aus ZfK network –  
Stadtwerke in Deutschland 2014**

## Energiepolitik als Eckpfeiler der Daseinsvorsorge

**Die Energiewirtschaft in Deutschland folgt dem Postulat von Versorgungssicherheit, Umweltschonung und Preisgünstigkeit. Auch im Koalitionsvertrag der neuen Regierung wird von der Gleichrangigkeit dieser Ziele gesprochen.**

Angesichts der anstehenden Herausforderungen kann all das nur geleistet werden, wenn es zu einer Solidargemeinschaft zwischen Politik, Industrie und Bürgern kommt. Dass dies dann auch noch im europäischen Kontext zu sehen ist, macht die Herkulesaufgabe nicht einfacher.

Konkret geht es um nichts Geringeres als den Umbau vor allem der Stromwirtschaft hin zu einer noch nachhaltigeren Energieversorgung als wir sie heute bereits in den ersten Anfängen beobachten können. Hierzu zählt nicht nur der Leitungsbau auf allen Netzebenen, vor allem aber im Übertragungsnetz sondern auch die längst überfällige Hinwendung der Versorgungsbranche zu den überragenden Möglichkeiten, die eine moderne IKT heutzutage vermitteln kann. Die Vernetzung von Erzeugern und Verbrauchern über ein Informationsnetz, das das bekannte Energieversorgungsnetz ergänzt, eröffnet neue Perspektiven einer sozialen Energiewirtschaft, die der Umwälzung unseres Landes durch die soziale Marktwirtschaft Ludwig Erhards kaum nachsteht. Energieeffizienz, dezentrale vernetzte Energieversorgung und nachhaltige Erzeugung könnten damit von der Wunschliste ins Alltägliche übertragen werden. Neue Geschäftsmodelle und neue Marktteilnehmer die in diesem Zusammenhang entstehen würden die Volkswirtschaft nachhaltig fördern.

Die unumstößliche Voraussetzung für das Gelingen solch einer Intelligenz-Revolution sind langfristige energiepolitische Rahmenbedingungen, die diesen Namen verdienen und die nicht nur darauf ausgerichtet sind, kurzfristig Löcher zu stopfen oder gar den Partikularinteressen Einzelner zu genügen. Der EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V. setzt sich deshalb für einen ganzheitlichen Ansatz ein. Dies spiegelt sich auch in seiner Mitgliederstruktur wieder, die von den Herstellern über die Dienstleister bis hin zu den Anwendern reichen. Nicht nur das „smarte“ Messsystem, oder die Förderung der Erneuerbaren Energien, nicht nur die singuläre Betrachtung einzelner Teilkomponenten des Marktes sind die Lösung. Was es braucht ist ein langfristiger Master-Plan. Dabei zählen nicht nur technische Fragen, es geht auch um die Koordination des Zusammenspiels der Marktrollen. Hier gilt in Deutschland der Ansatz einer regulierten Selbstregulierung. Für ein faires Miteinander der Marktteilnehmer haben sich die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden in den vergangenen acht Jahren massiv eingesetzt und gegenüber dem Branchen-Know-how der Experten emanzipiert. Der nächste Schritt auf dieser Lernkurve muss es sein, auch im prozessualen Umfeld inklusive den dazugehörigen IT-Formaten mehr Planungssicherheit zu ermöglichen. Nur mit ausreichender Vorlaufzeit lassen sich Lösungen und Produkte generieren, die hohen Qualitätsansprüchen genügen. Dass dies auch preiswerter für die Versorger und damit für die Kunden ist, mag ein willkommener Nebeneffekt sein.

Sicher tut eine gute Portion Optimismus gut, um an die Aufgaben heranzugehen und nicht alle Lösungsansätze bereits zu diesem frühen Zeitpunkt als „nicht machbar“ oder gar „gescheitert“ anzusehen. Doch die verantwortungsvolle Aufgabe ist es wert. Die Energiewende ist immer noch am Beginn ihrer langen Zukunft. Sie wird, wie die Regierungskoalition zu Recht festhält, nur dann bei Bürgern und Wirtschaft Akzeptanz finden, wenn Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit gewährleistet sowie industrielle Wertschöpfungsketten und Arbeitsplätze erhalten bleiben. Neu ist solch ein Ansatz nicht. Schon mit Beginn der Energieversorgung verstanden die Verordnungsgeber die Versorgung ihrer Bürger mit Wasser und Elektrizität als langfristige Daseinsvorsorge, also „für ein menschliches Dasein als notwendig erachtetes Gut.“ Eine Rückbesinnung auf diese Werte steht unserem Land, das eine europäische Vorreiter-Rolle für die neue Energiewelt übernommen hat sicherlich gut an.

In diesem Sinne haben wir mit dem 1. EDNA-Kompendium ein kleines Nachschlagewerk für Sie zusammengestellt. Es enthält Vorschläge und Ideen, wie mit Hilfe der Informations- und Kommunikationstechnologie die nötigen Fundamente für eine solche langfristige Daseinsvorsorge geschaffen werden können. In diesem Sinne wünsche ich Ihnen eine anregende Lektüre!

Rüdiger Winkler  
Geschäftsführer EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.

## Smart-Meter – Eine unendliche Geschichte?

### **Aktueller Stand der Entscheidung**

Bei der Fachtagung des BDEW Mitte November 2013 kündigte Alexander Kleemann vom BMWi an, dass mit der Vorlage der Diskussionsentwürfe zum Verordnungspaket zur Einführung des Intelligenten Messsystems erst zum Ende des ersten Halbjahres 2014 zu rechnen sei. Und die politische Entscheidung darüber brauche dann natürlich auch noch ihre Zeit. Dabei klammerte er das schwierigste, aber für die IT-Branche wichtigste Thema – nämlich die Datenschutzverordnung zum Smart Metering – davon aus und stellte die Vermutung in den Raum, dass hier noch mehr Diskussionszeit benötigt werde.

Auf der gleichen Veranstaltung kündigte Jens Lück aus der Beschlusskammer 6 der BNetzA an, dass nach der politischen Entscheidung noch eine Vielzahl von Prozessfragen zu klären sei. Diese führten vor allem zu Veränderungen in den bestehenden Regelungen GPKE, WiM und MaBiS. Bis zur Fertigstellung dieser Marktregeln und der Datenformate sieht er, aufgrund der Einbeziehung der nun veränderten Thematik „Datensicherheit“, einen Zeitbedarf von einem bis eineinhalb Jahren.

In einem vor Kurzem erschienenen Positionspapier fordert der BDEW nach Fertigstellung der Regeln und der Messsysteme vor der bundesweiten Einführung noch eine Testphase an wenigen Stellen in Deutschland, da unkoordinierte unternehmensindividuelle Tests zu einer ineffizienten Nutzung der Ergebnisse und zu vermeidbaren erhöhten Kosten für die Allgemeinheit führen würden.

Zählt man all diese Zeitvorstellungen zusammen und legt dabei den Maßstab für die Umsetzung an, der sich aus der Erfahrung der Vergangenheit ergibt, verbleibt nur noch ein sehr kurzer Zeitraum bis zum EU-Ziel der Einführung bis 2020. Sieht man auf der anderen Seite die Geschwindigkeit, mit der bisher der Zubau der erneuerbaren Energien erfolgte, stellt sich die Frage, ob ein flächendeckender Smart Meter Rollout noch einen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten kann, oder ob er nicht schon zu spät kommt.

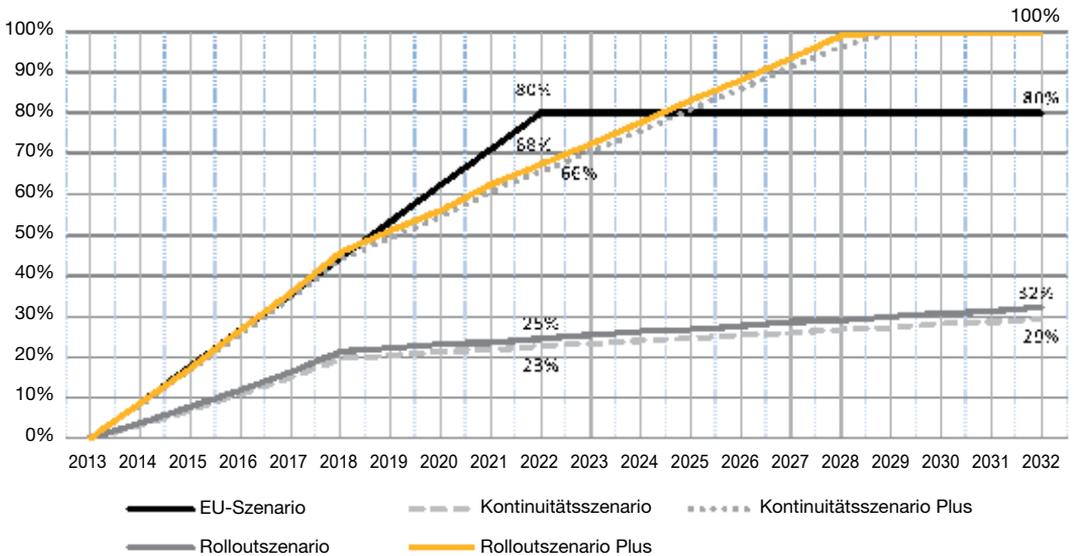
### **Zeitverlust aus der Zielvorgabe**

Bereits 2006 wurde das Ziel einer neuen Messung festgelegt, jedoch scheint in den vergangenen sieben Jahren in Deutschland nichts Substantielles geschehen zu sein. Nichtsdestotrotz wurde eine grandiose Fehlinvestition vermieden, da die Zielstellung für das Smart Metering in diesen Jahren einen wichtigen Wandel durchlebt hat. War der Ansatz aus der ersten EU-Effizienzrichtlinie von 2006 und des Meseberg-Papiers aus dem Jahr 2007 noch auf die Möglichkeit der Erhöhung der Energieeffizienz durch Energietransparenz beim Haushaltskunden gerichtet, so hat sich in der Zwischenzeit gezeigt, dass die hier erreichbaren Einsparungen in der Praxis doch sehr bescheiden sind. Dies haben nicht allein eine Reihe von Feldversuchen und Erfahrungen des Auslandes gezeigt. Die Ende Juli 2013 vorgestellte Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst & Young hat dies durch einen entsprechend niedrigen Ansatz von 1,2 Prozent dauerhafter durchschnittlicher Einsparung berücksichtigt. Die Konsequenz davon ist, dass Messsysteme ohne einen weiteren Zusatznutzen volkswirtschaftlich nicht zu vertreten sind.

Dieser Zusatznutzen soll in verbesserten Prozessen innerhalb der Marktrollen und in der Möglichkeit der Abregelung der vielen kleinen EEG-Anlagen bei künftigen Netzproblemen bestehen – sofern dies nicht durch Speichertechnologien ausgeglichen werden kann.

Dieser Sinneswandel hat Zeit gekostet und völlig neue Sicherheitsanforderungen an das System gestellt. Die Entscheidung darüber, ob der nun von Brüssel freigegebene Weg in Form des bisher vorliegenden Entwurfs der Messsystemverordnung und der BSI-TR 3109 auch wirklich von einer neuen Regierung gegangen wird, hängt davon ab, welche Alternativen (Verringerung der Ausbaugeschwindigkeit, zentrale Speicher usw.) bestehen. Und dieser Diskussions- und Entscheidungsprozess wird nun auch seine Zeit brauchen. Damit verbunden steht auch die Entscheidung an, ob der in der Kosten-Nutzen-Analyse vorgeschlagene zeitliche Ablauf des Austauschs der Zähler kommen wird. Gleichgültig ob die Umsetzung in einer geringeren Stückzahl oder aber in einer höheren Geschwindigkeit erfolgen wird, steht für die betroffenen Marktrollen die Frage nach der Umsetzungsstrategie jetzt an.

## zeitlicher Verlauf des Rollouts


**Herausforderungen für die Netzbetreiber**

Trotz der hier aufgezeigten Unsicherheit, ob und wie schnell dieser Weg überhaupt gegangen wird, bleibt für die Messstellenbetreiber die Herausforderung, sich gerade zum jetzigen Zeitpunkt für die neuen Aufgaben, die das „intelligente Messsystem“ in Form der Gateway-Administration hervorbringt, vorzubereiten. Denn sollte die Entscheidung für das Messsystem relativ schnell fallen, so fehlt danach die Zeit, sich frei für die richtige Strategie für das eigene Haus zu entscheiden.

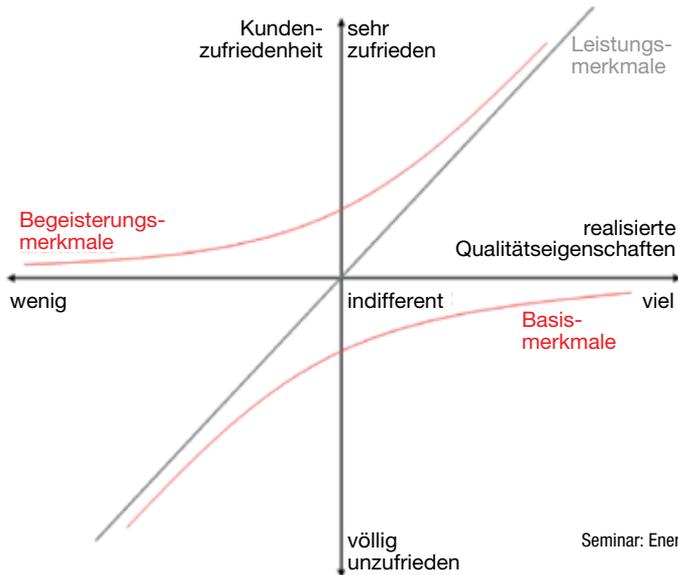
Die Marktrolle des Gateway-Administrators bringt eine Vielzahl von technischen und organisatorischen Herausforderungen mit sich, die darin gipfeln, dass eine Zertifizierung des Rechenzentrums nach ISO 27001 erfolgen muss. Die Erreichung dieses Statuses ist aber nicht alleine eine Frage von Größe, sondern eine der Organisation. Sind Messstellenbetreiber derzeit gewohnt, sich ihre Lösungen in Form von Hard- und Software-Komponenten am Markt zusammenzustellen und an die eigenen Strategien und Gegebenheiten anzupassen, besteht für die Zukunft die Frage, ob sie sich diese Freiheit erhalten oder sich aber in die Obhut eines Dienstleisters begeben sollten. Wird diese Frage aber nicht innerhalb des Jahres 2014 geklärt, besteht danach für die meisten Unternehmen keine Wahl mehr. Sobald die politische Entscheidung für das „BSI-Messsystem“ getroffen ist, bleibt nicht mehr genug Zeit für die Klärung dieser Frage, sondern nur noch die Möglichkeit der Auswahl eines Dienstleisters. Der zeitliche Vorlauf für die Zertifizierung nach ISO 27001 wird dann voraussichtlich ebenfalls nicht mehr ausreichen.

Doch sind von dieser Frage auch eine Vielzahl anderer Abteilungen eines EVU betroffen. Allen voran der Vertrieb eines vertikal integrierten Mehrsparten-Unternehmens. Der hat dieses Thema bisher nur als Randthema verfolgt, wird in Zukunft jedoch von einer Vielzahl von Möglichkeiten abgekoppelt werden, wenn die Gateway-Administration nicht mehr im eigenen Hause, sondern bei einem Dienstleistungsunternehmen liegt. Doch auch wenn man sich nach der internen Prüfung für einen Dienstleister entscheidet, sollte man mit dem Vorbereitungsprozess dringendst beginnen, da man ansonsten nicht mehr als Käufer seine Bedürfnisse definieren kann, sondern der Dienstleister über seine Möglichkeiten die künftige Strategie des Versorgungsunternehmens mitbestimmt.

**Motivationen der Vertriebe**

Bisher sehen die Vertriebe die „neue Messung“ als Thema der Netzbetreiber, das als Grundzuständiger die Pflicht hat, die gesetzlichen Vorgaben zur Messung als lästige Aufgabe der Beibringung der Messergebnisse zu erfüllen. Das Problem um das sich Vertriebe in einem offenen Energiemarkt kümmern, ist die Kundenbindung. Hier spielte der Zähler bisher keine Rolle. Zunächst wird dies auch nach der Einführung der Messsysteme so

## Kano-Modell



Seminar: Energieeffizienz in Kommunen  
©ifed. 2011 Seite 1

bleiben. Doch dann wird sich eine Erkenntnis aus der Konsumforschung durchsetzen, dass Kaufentscheidungen viel mehr aus emotionalen Gründen getroffen werden, als der Konsument wahrhaben will. Dies hat der japanische Wirtschaftswissenschaftler Prof. Noriaki Kano in dem nach ihm benannten Kano-Modell beschrieben.

Die Grundaussage seines Modelles lautet: Durch die Basismerkmale seines Produktes kann man im Wettbewerb keine Kunden zufriedenstellen. Nur durch Begeisterungsmerkmale kann man Kunden dazu bewegen sich für sein Produkt entscheiden, obwohl es die gleichen Basismerkmale aufweist wie die eines anderen Lieferanten.

Das Gateway selbst wird beim Kunden keine Begeisterung hervorrufen, sondern es wird durch die gesetzlichen Vorgaben zum Basismerkmal. Aber die neuen Informationsdienstleistungen, die darüber gestaltet werden können, werden von Konkurrenten als solche Begeisterungsmerkmale wahrgenommen. Wer dann nicht innerhalb kürzester Zeit etwas Vergleichbares anbieten kann, wird Kunden verlieren. Da es immer teurer ist, Kunden hinzu- oder zurückzugewinnen, als bestehende Kunden zu halten, sollte man als Vertrieber eine Strategie haben. Deswegen ist jetzt der richtige Zeitpunkt, sich strategisch aufzustellen. Denn die Vorbereitungen nach Veröffentlichung der entsprechenden rechtlichen Vorgaben werden ebenfalls ihre Zeit benötigen.

### Aufgabe der Unternehmensleitung

Auch in der Energiebranche ist es die Aufgabe der Unternehmensleitung, die Weichenstellung zu erkennen, bevor man über die Weiche gefahren ist. Beim Thema der Messung besteht die Gefahr, dass nach den vielen Jahren, in denen man über Sinn und Unsinn solcher Messsysteme gestritten und auch das ein oder andere Pilotprojekt mit gemacht hat, der Zeitpunkt verpasst wird, die eigene Strategie für dieses Thema zu klären. Dabei sollte man gerade auch im Gasbereich nicht vergessen, dass mit einem „Energie-Controlling“ über intelligente Messsysteme eine Reihe von Möglichkeiten bestehen, Begeisterungsmerkmale gegenüber anderen, konkurrierenden Energieträgern zu entwickeln, die in einem zukünftig schwieriger werdenden Wärmemarkt wichtig werden.

„Smarte“ Zähler können einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Der bisherige rechtliche Ansatz zur freiwilligen Anwendung von Smart Metern war vom Grundsatz her richtig und hat Fehlinvestitionen der Volkswirtschaft verhindert. Der bisher gewählte Weg lässt noch immer zu, dass in Deutschland die volkswirtschaftlich beste Lösung entstehen kann, denn noch ist (fast) nichts „verbaut“.

Hierzu muss sich aber die Politik entscheiden, ob die Energieeinsparung oder die Steuerung eines Teiles des Energieabsatzes und der Erzeugung zur Unterstützung der regenerativen Energien in das Jahr 2030 das maßgebliche Ziel sein soll und wie daraus abgeleitet die Kostenverteilung gestaltet wird.

Da der technische und rollentechnische Weg nach der Freigabe der Messsystem-Verordnung und des BSI-Messsystems durch die EU Ende September 2013 nun bekannt ist stehen zwar noch keine Kauf-, aber in jedem Falle Strategieentscheidungen in den Unternehmen an. Die dazu zur Verfügung stehende Zeit sollte man als vorausschauendes Unternehmen nutzen.

Heinrich Lang, Leiter der Projektgruppe WiM der EDNA und Partner im ifed

## Informationen, Orientierung, Erfolg in einem komplexen Umfeld...

ZfK – Zeitung für kommunale Wirtschaft  
Leitmedium der Stadtwerke

**ZfK**



Abonnement bestellen unter [www.zfk.de](http://www.zfk.de) oder [abo@zfk.de](mailto:abo@zfk.de)

# Smart Meter Gateway Administration – die einfache Handhabung komplexer werdender Prozesse im neuen Messwesen

Viele Akteure im Energiemarkt stehen demnächst vor der Entscheidung, die eigene Strategie für die Einführung von Smart Metern gemäß den Empfehlungen der Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) festzulegen. Dabei gibt es einige Aspekte, wie z.B. die Gestaltung eines umfangreichen Rollouts oder die Zertifizierung nach BSI-Grundschrift (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik), bei denen viele Energieversorgungsunternehmen noch unsicher sind. Insbesondere stellt sich hierbei die Frage, wie die Einführung einer intelligenten Messsystem-Infrastruktur genutzt werden kann, um die komplexer werdende Prozesse im Messwesen nicht nur einfach zu handhaben, sondern auch zu automatisieren, um Kosten zu sparen und gleichzeitig die Qualität zu verbessern. Im Folgenden soll aufgezeigt werden, wie eine IT-Plattform, die auf einem Business Process Management (BPM) -Ansatz beruht, die Automatisierung der Prozesse, mögliche Effizienzsteigerungen sowie zukünftige Anpassungen an bislang noch nicht klar definierte Vorgaben unterstützt.

## Warum ein BPM-Ansatz?

Die im Rahmen der Technischen Richtlinie TR-03109 zu schaffende Funktion eines Gateway Administrators stellt technisch eine neue Herausforderung dar, denn die für die Erfüllung der Messsystemverordnung und der Messzugangsverordnung erforderlichen Abläufe sind komplex und müssen auf die unterschiedlichen Anforderungen der Marktrollen und Teilnehmer angepasst sein. Die IT-technische Umsetzung der neuen Funktion des Gateway Administrators hat auch unmittelbare Auswirkungen auf die bestehenden Marktkommunikationsprozesse. Im Rahmen der Einführung einer intelligenten Messsysteminfrastruktur sind daher die bisher bestehenden Prozesse mit zu berücksichtigen.

Neu zu errichtende zentrale Softwareplattformen für das Messwesen können deutlich von einem erweiterten BPM-Ansatz profitieren, denn durch eine übergreifende Prozesssteuerung für das nahtlose Zusammenspiel von Abläufen, Regeln, Daten und Anwendungen wird es möglich, die klassische Zählerfernauslesung neu zu definieren und auf Prozessniveau zu heben. Dadurch wird sichergestellt, dass eine integrierte und durchgängige Kommunikation vom Gerät bis zum Prozess (Device-to-Process) im Rahmen regulatorischer Vorgaben flexibel, schnell und damit kostengünstig über die intelligente Messsysteminfrastruktur abgewickelt werden kann. Parallel dazu wird der sehr unterschiedlichen heterogenen IT-Infrastruktur von Energieversorgungsunternehmen Rechnung getragen und die Einbettung darin deutlich erleichtert.

## Die Sicherheit des IT-System als oberste Anforderung

Der Datenschutz bzw. Schutz personenbezogener Daten ist eine der unabdingbaren Grundanforderungen an SMGW-Administratoren, d.h. IT-Sicherheit ist die oberste Maxime, die es bei der Erstellung einer Lösung zu beachten gilt. Nur durch die Implementierung geeigneter Maßnahmen wie z.B. Datenschutzkonzepte, Personensicherheit, Penetrationstest und vor allem einer erprobten, TR-konformen PKI-Infrastruktur ist man in der Lage, eine nachhaltige Sicherheit zu garantieren. Dabei ist Sicherheit nicht statisch zu betrachten, sondern als ein sich wegen neuer Anforderungen immer weiter entwickelndes Fachgebiet.

Der Betrieb einer BPM basierten Lösung kann sehr gut auf dem **IT-Grundschrift nach ISO 27001** abgebildet werden, weil sich durch die Modularität der Software praktisch jede Architektur für die Anpassung an die verschiedenen Sicherheitszonen realisieren lässt. Um die hohen Sicherheitsanforderungen zu erreichen und sicherzustellen, ist es erforderlich, das BSI IT-Grundschrift Zertifikat zu erwerben. Das ergibt die geforderte Sicherheit, so dass die Applikation dem internationalen Sicherheitsstandard entspricht und bestmöglich gegen Angriffe gerüstet ist.

Dem BSI Standard 100-2 muss Rechnung getragen werden, indem die Geschäftsprozesse und Anwendungen klar definiert werden. Diese Prozesse und Anwendungen dürfen nur innerhalb des dafür exklusiv zusammengestellten IT-Verbundes abgewickelt bzw. angewandt werden. Dieser IT-Verbund beinhaltet sowohl Infrastrukturthemen

## Die 4 Säulen des BSI IT-Grundschutzes

### ISO 27001 auf Basis von BSI IT-Grundschutz

#### BSI-Standard

#### 100-1:

Managementsysteme für Informationssicherheit (ISMS)

#### BSI-Standard

#### 100-2:

IT-Grundschutz-Vorgehensweise

#### BSI-Standard

#### 100-3:

Risikoanalyse auf der Basis von IT-Grundschutz

#### BSI-Standard

#### 100-4:

Notfallmanagement

Abbildung: Die 4 Säulen des BSI IT-Grundschutzes

wie z.B. einen dedizierten Netzplan oder die örtliche Raumverteilung als auch definierte Kommunikationsschnittstellen nach außen. Die Nutzung von vorgegebenen IT-Systemen ist zu dokumentieren und hat den Sicherheitsnormen zu entsprechen.

Zur Erfüllung dieser Anforderungen kann die erweiterte BPM-Softwareplattform einen deutlichen Vorteil aufweisen, der darin begründet ist, dass gegenüber einer klassischen Softwareentwicklung alle Abläufe als Prozess beschrieben sind und auch als solche per Knopfdruck dokumentiert werden können und für die Zertifizierung zur Verfügung stehen. Man nennt diese spezielle BPM-Eigenschaft „Konfigurieren statt Programmieren“ und schafft damit die Voraussetzung, dass selbst kleinste Veränderungen wie z.B. die Erhöhung der Anzahl der Wiederholversuche bei einem gescheiterten Wake-Up-Call automatisch dokumentiert sind. Für den SMGW-Administrator genauso wie für den Messstellenbetreiber ist eine vollständig fehlerfreie Dokumentation der Auslese- und Konfigurationsprozesse unverzichtbar.

Zum BSI Schutzprofil gehören auch der Schutz der Devices sowie die im Gateway beinhalteten Sicherheitsmodule. Dabei muss den geforderten Auflagen der Technischen Richtlinie TR-03109 zu 100% Prozent entsprochen werden. Die Sicherheitsmodule, die für das Gateway verlangt werden, sind ebenfalls BSI zu zertifizieren und müssen die kryptographischen Algorithmen nach BSI TR-03116-3 benutzen.

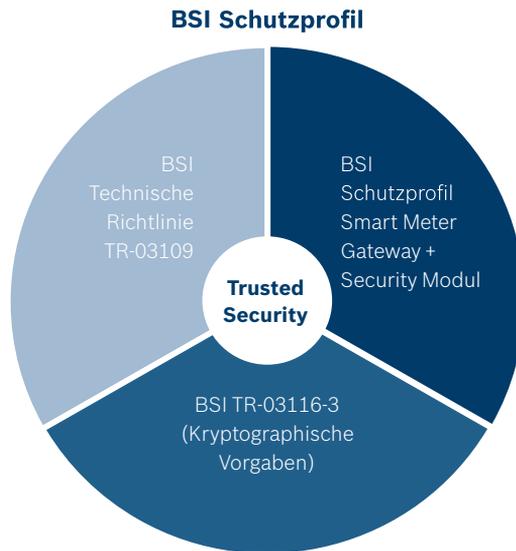
#### Anforderungen an eine SMGWA-Lösung

Im Folgenden soll dargestellt werden, welchen Anforderungen eine Smart Meter Gateway Administrator (SMGWA)-Plattform genügen muss. Dabei werden die EDM- bzw. ERP-Systeme als existent vorausgesetzt und sind daher in den meisten Fällen nicht als Bestandteil der neu zu errichtenden SMGWA-Lösung zu betrachten. Die auf der Basis des BPM-Systems erstellte Applikation des SMGWA ist dabei der Kern der Umsetzung für die Workflows beim Einsatz intelligenter Messsystem-Infrastrukturen.

Energieversorger sollten sich eines „skalierbaren“ Systems bedienen, welches sich dynamisch den Anforderungen und dem zu erwartenden Wachstum der Branche anpassen kann. Dadurch lassen sich diverse komplexe Rollout-Szenarien realisieren. Durch Standards und herstellerunabhängige Hardware wird ein reibungsloser Rollout und Betrieb sichergestellt. Die Integration mit bestehenden MDM- oder ERP-Systemen kann durch Marktkommunikationslösungen in Zusammenhang mit IT-Standardlösungen erfolgen und wird darüber hinaus durch die grundlegenden Fähigkeiten einer BPM-Softwarearchitektur als Integrationsplattform unterstützt.

Das SMGWA-System sollte konsequent modular aufgebaut sein. Die verschiedenen notwendigen Basis-Module sind in der folgenden Grafik aufgeführt, wobei es möglich sein sollte, diese auf verteilten Rechnersystemen

**Normen für die Sicherheit des SMGW  
und dessen Betrieb**



*Abbildung: Normen für die Sicherheit des SMGW und dessen Betrieb*

betreiben zu können, da dies den Forderungen der EVUs nach flexibler Zuordnung auf verschiedenen IT-Sicherheitszonen entspricht.

Für die Anbindung von externen Softwaresystemen sollten Integrationsmöglichkeiten basierend auf aktuellen IT-Standards zur Verfügung stehen, um die bereits im Einsatz befindlichen Systeme hinsichtlich Technologie, Kommunikation, Datenbanken, EDI, XML und anderer Kriterien optimal zu berücksichtigen.

**Welche Komponenten enthält eine SMGWA-Lösung?**

Eine effiziente **Anlagenverwaltung** für Smart Meter und Kommunikationsmodule ist eine zwingend notwendige Grundlage. Sie muss mandanten-fähig sein und den Zugriff verschiedener Nutzergruppen mit unterschiedlichen Nutzerrechten unabhängig voneinander auf einem System ermöglichen. Die Versionsverwaltung für eine Baugruppe sowie die Unterstützung beliebiger Attribut-Einträge sind dabei ein Beispiel aus einer Vielzahl von Funktionen, die eine effiziente SMGWA-Lösung benötigt. So können verschiedenste Kategorien von Geräten erfasst werden, wie z.B. physikalische Geräteigenschaften, Gruppen physikalischer Geräte oder Gruppen von logischen Geräten. Gleichzeitig können aber auch Beziehungen zwischen Geräten, Verträgen und Kontaktpersonen verwaltet werden.

Ein effizientes **Monitoring** ermöglicht eine geringe Reaktionszeit bei Störungen und reduziert zusätzlich den Aufwand und mögliche Kosten durch die Bereitstellung von genauen und präzisen Informationen zum Betrieb des Systems. Laut BSI TR-03109 muss der SMGW-Administrator „durch von ihm zu treffende geeignete Maßnahmen“ sicherstellen, dass seine Tätigkeiten nicht zu fehlerhaften Funktionen des SMGW führen. Da die Technische Richtlinie sowohl die dezentrale als auch zentrale Verteilung der Messdaten erlaubt, wird zur Überwachung des Gesamtprozesses das zentrale Routing empfohlen. Nur damit kann gewährleistet werden, dass sämtliche Messdatenprozesse von Ende zu Ende überwacht werden.

Eine strukturierte Darstellung im Portal, ein umfangreiches und anwendertypisch konfigurierbares Dashboard, Exportmöglichkeiten in diverse Datenformate, Logging-Funktionen und Archivierung komplettieren die Lösung.

Alle laufenden Prozesse müssen vollständig protokolliert werden und ihre Anzeige im Portal muss es ermöglichen, einen Überblick über in Ausführung befindliche und abgeschlossene Prozesse des Systems zu behalten. Im Fehlerfall kann so extrem schnell reagiert werden. Innerhalb des Monitorings bedarf es verschiedener Statistiken. Für die Smart Meter Gateway Administration sind dies vor allem Kommunikationsstatistiken, wie die Anzahl der vorliegenden Störungen durch Gateways mit Fehlern bei der Datenübertragung oder das generelle Ausbleiben von erwarteten Datenübertragungen (Pings, Messdatenübermittlungen). Weiterhin kann die Anzahl an Funktionsaufrufen (Zertifikatsanfragen, Zeitsynchronisationen, Messwertübermittlungen) angezeigt werden.

Die Marktkommunikation mit Hilfe eines **Marktkommunikationsmoduls** stellt sicher, dass externe Anfragen z.B. nach spontanen Messwertabfragen oder Stammdatenänderungen zeit- und formatgerecht den berechtigten Nutzern übermittelt werden. Hier wird auf ein EDIFACT-, MSCONS- oder XML-basiertes System aufgebaut. Bei Nutzung eines **Messdatenverarbeitungsmoduls** zur Verarbeitung, Kontrolle und Plausibilisierung von Messdaten, werden die Daten nicht mehr dezentral an externe Marktteilnehmer durch das SMGW gesendet, sondern im Rahmen einer Dienstleistung mandantengerecht durch den SMGWA verarbeitet und weitergeleitet. Über Auswertungen von empfangenen CONTRL und APERAK Nachrichten können die Marktprozesse mit dem unten dargestellten Monitoring überwacht und ggf. durch manuelle Eingriffe bearbeitet und erneut gestartet werden.

Die **PKI-Komponente (Zertifikats- und Schlüsselverwaltung)** stellt die benötigten kryptographischen Funktionen bereit. Smart Meter Gateways speichern für die Kommunikation und Datenübertragung mit dem SMGW-Administrator und externen Marktteilnehmern verschiedene private und öffentliche Schlüssel sowie Zertifikate. Der SMGWA ermöglicht die Anzeige dieser Schlüssel und Zertifikate inklusive der Historie, das Einbringen von öffentlichen Schlüsseln und Zertifikaten der Marktpartner und das BSI-TR-konforme automatisierte Auslösen von Neuerstellungen der SMGW-Schlüssel. Eine der Hauptaufgaben der PKI-Komponente ist die Erstellung von Zertifikaten für die Gateways. Zertifikatsgültigkeitsprüfungen inkl. Abfrage von Sperrlisten der Sub-CA werden im laufenden Betrieb durchgeführt, können aber bei Bedarf auch manuell vorgenommen werden. Dies dient der Sicherstellung der Authentizität der Daten und Kommunikationsverbindungen und der korrekten Identität von zugriffsberechtigten Gateways und Marktteilnehmern.

Die Integration von Geräten unterschiedlicher Hersteller und von Bestandslösungen sollte durch eine intelligente **Gateway-Abstraktion** gewährleistet werden. Neue Gerätearten, die auf der BSI TR-03109 basieren und jene, die

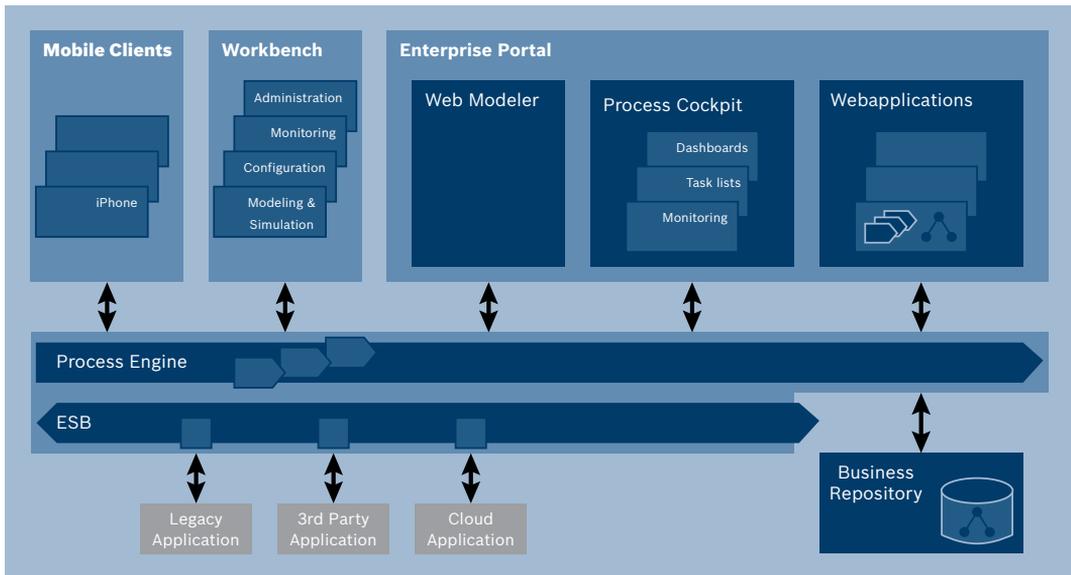
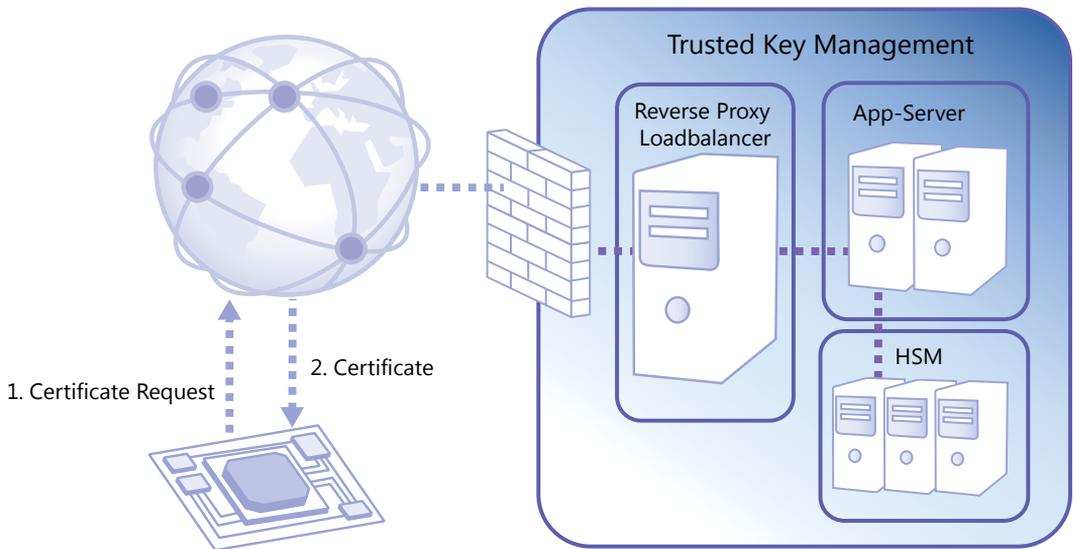


Abbildung: Module eines BPM-Systems



nicht TR-konform sind, werden durch eigenen BPM-Konnektoren einfach in die Systeminfrastruktur aufgenommen. Die Komponente Gateway-Abstraktion dient dabei der Vereinheitlichung aller ein- und ausgehenden Datenpakete auf interne Datenformate.

Eine SCADA-Schnittstellenintegration ist für die Steuerung von CLS-Einheiten (Controllable Local System) durch den SMGWA wichtig und sie muss Schaltzustände, Lasten, Mengen, Temperaturen und beliebige andere Daten erfassen und verarbeiten können. Damit wird die Möglichkeit einer zentralen Sammlung und Speicherung verteilter Daten als Voraussetzung für Analysen geschaffen. Es werden für die Datenübertragung im Feld SCADA-Protokolle wie DNP3 und IEC 60870-5 verwendet.

Eine große Rolle für Leistungs- und Performancekennzahlen der SMGWA -Lösung spielt die Anzahl an verwaltbaren Gateways und Smart Metern. Um eine Skalierung des Systems mit wachsenden Mengengerüsten zu erlauben, muss die Software so designed sein, dass die Verarbeitung sowohl von eingehenden als auch ausgehenden Requests auf eine Vielzahl von Knoten eines Loadbalancing-Clusters verteilt werden können. Für zentral eingehende Requests übernimmt ein **Proxy** die Verteilung auf diese Knoten. Ausgehende Requests müssen vom steuernden System in asynchrone Jobs aufgeteilt werden, deren Ausführung wiederum auch über den Loadbalancer an beliebige Knoten des Clusters abgegeben werden können.

### Zusammenfassung

Der Schlüssel für eine leistungsfähige SMGWA-Softwarearchitektur, die den zukünftigen Anforderungen gerecht wird, beruht auf der Modularität von BPM-Software für Smart Metering. Neue Softwaremodule für die SMGW-Administration oder eine Messdatenverarbeitung für die Vorverarbeitung und das Routen von Messwerten werden dabei durch eine integrierte Marktkommunikation unterstützt.

Durch den Einsatz von BPM-Softwaremodulen ist es beim SMGWA-Konzept möglich, gleichzeitig Effizienzsteigerungen zu realisieren und bei zukünftigen Anforderungen bezüglich des Wachstums mit entsprechender Flexibilität zu reagieren. Die Prozesse im Messwesen können vereinfacht und zusätzlich automatisiert werden, Kosten können reduziert und die Qualität kann deutlich erhöht werden. Die auf Basis von BPM-Lösungen realisierte SMGWA-Konzeption einer intelligenten Messsysteminfrastruktur und der konsequente Einsatz standardisierter Schnittstellen erlaubt es weiterhin, Systemlandschaften aus dem Bereich der Elektromobilität und Virtueller Kraftwerke zu integrieren.

Dr.-Ing. Hartmut Matzdorf, Matthias Gutschmidt, Olaf Winkler – Bosch Software Innovations GmbH

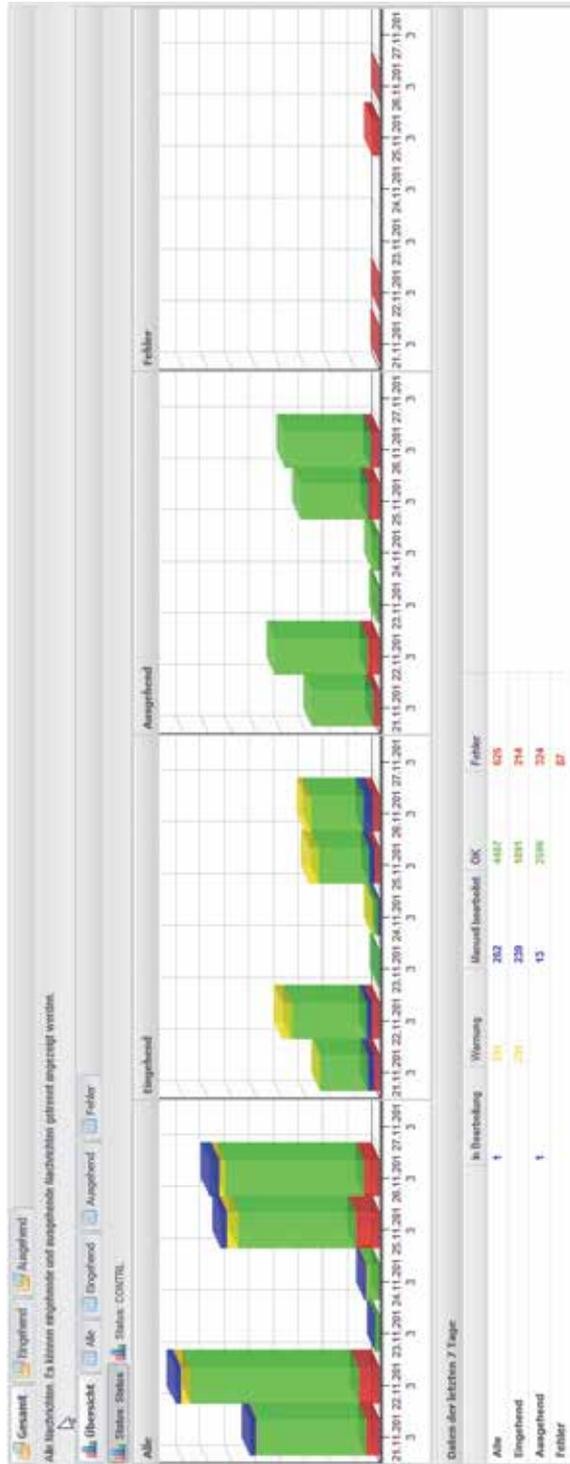


Abbildung: Monitoring von Marktkommunikationsprozessen

# Verschlüsselung und Signatur in der Marktkommunikation

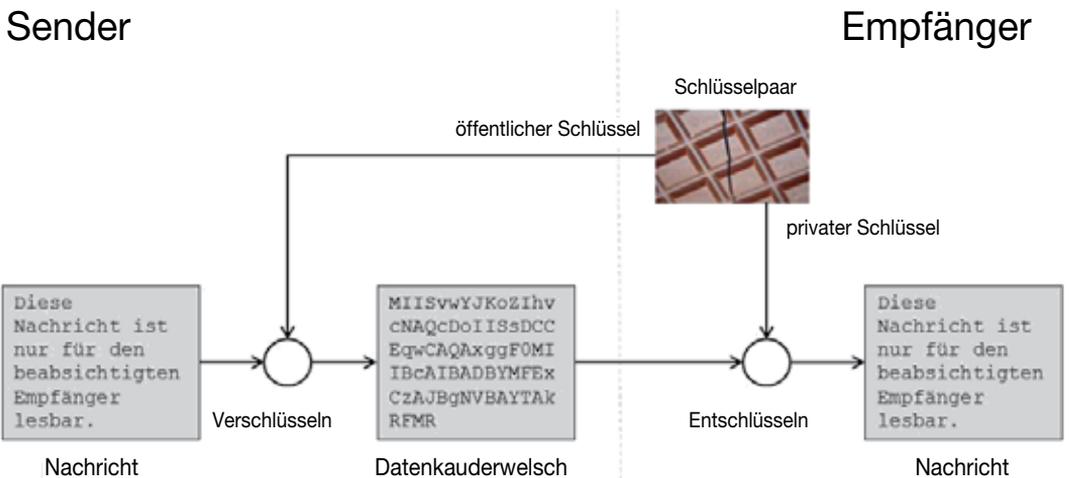
**Stellen Sie sich einen Marktplatz voller Menschen vor. Sie sind einer davon. Sie wollen eine schriftliche Nachricht an einen Empfänger auf der anderen Seite des Platzes übermitteln. Ihre Nachricht wird – von Hand zu Hand – quer über den Marktplatz gereicht. Wie wohl ist Ihnen dabei?**

In der Marktkommunikation wird zunehmend von sicherer Nachrichtenübertragung gesprochen. Für den Nachrichtentyp INVOIC sind Verschlüsselung und Signatur quasi Pflicht, auch wenn man nirgendwo einen amtlichen Satz findet, der dieses genau so sagt. Die Pflicht zur Signatur ergibt sich aus §14 UStG weil die Echtheit der Herkunft sowie die Unversehrtheit der Rechnungsdaten gewährleistet sein muss. Eine Pflicht zur Verschlüsselung besteht grundsätzlich für alle schützenswerten Daten. Da kein Sender einer Rechnung deren Inhalt unangreifbar als nicht schützenswert deklarieren kann, ist die Verschlüsselung von INVOIC hochgradig angeraten – also Pflicht, wenn man sicher gehen möchte.

Gemäß der Kommunikationsrichtlinie der edi@energy soll der Datenaustausch zwischen zwei Marktteilnehmern geschäftsunspezifisch erfolgen. Wenn verschlüsselt und signiert wird, dann soll dieses für alle Nachrichtenarten gleichermaßen gelten. Wenn also ein Sender in seinem Datenstrom an einen Empfänger auch INVOIC sendet, so sind alle anderen Nachrichtenarten ebenfalls zu signieren und zu verschlüsseln. Daraus folgt: wer Rechnungen versendet, kann sich guten Gewissens nicht der Signatur und Verschlüsselung seiner Nachrichten entziehen.

Dieser Beitrag erläutert die beiden Sicherheitsverfahren Signatur und Verschlüsselung. Zwar können diese beiden Verfahren nicht verhindern, dass eine Nachricht im Marktgetümmel verloren geht, aber sie können verhindern, dass mit einer Nachricht – oder mit Marktnachrichten generell – Schindluder getrieben wird. Zunächst wird auf den Begriff des Schlüssels eingegangen.

## Verschlüsselung



## Schlüssel

Jeder Marktpartner besitzt ein kryptografisches Schlüsselpaar, das sich weltweit von allen anderen Schlüsselpaaren unterscheidet. Ein Schlüsselpaar ist eine spezielle Computerdatei. Sie besteht aus zwei Teilen, die wie eine durchgebrochene Tafel Schokolade haargenau zueinander passen. Der eine Teil des Schlüsselpaares ist der öffentliche Schlüssel, der andere Teil ist der private Schlüssel. Der öffentliche Schlüssel darf jedem Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt werden – er ist kein Geheimnis. Der private Schlüssel darf sich jedoch nur in der Hand des rechtmäßigen Besitzers befinden. Der rechtmäßige Besitzer ist derjenige, auf den das Schlüsselpaar ausgestellt ist – er wurde durch den Herausgeber des Schlüsselpaares zertifiziert.

Für die Marktkommunikation reicht ein einziges Schlüsselpaar, um damit sowohl das Sicherheitsverfahren der Verschlüsselung als auch das Verfahren der Signatur anzuwenden. Manche Marktpartner besitzen allerdings zwei Schlüsselpaare. Ein Paar ist explizit nur für die Verschlüsselung vorgesehen, das andere nur für die Signatur. Zukünftig sind in der Marktkommunikation jedoch nur noch Single-Key Zertifikate erlaubt – also jeder Marktpartner darf nur noch ein einziges Schlüsselpaar verwenden.

## Verschlüsselung in der Marktkommunikation

Die Verschlüsselung dient dazu, den Inhalt einer Nachricht allen Unbefugten gegenüber zu verschleiern und nur dem beabsichtigten Empfänger zugänglich zu machen. Dazu verschlüsselt der Sender die Nachricht mit dem öffentlichen Schlüssel des Empfängers. Mit dem öffentlichen Schlüssel kann man die Nachricht nur verschlüsseln. Man kann sie damit nicht wieder entschlüsseln. Das Ergebnis der Verschlüsselung ist ein Datenkauerwelsch, mit dem niemand etwas anfangen kann – außer dem Empfänger. Nur der Empfänger kann mit seinem privaten Schlüssel das Datenkauerwelsch zurück verwandeln in die ursprüngliche Nachricht.

Bei der Verschlüsselung wird eine Nachricht so unleserlich gemacht, dass niemand außer dem berechtigten Empfänger damit etwas anfangen kann – selbst der Sender nicht. Die Verschlüsselung dient

- der Wahrung der Vertraulichkeit einer Nachricht.

Was benötigt man für die Verschlüsselung? Als Sender einer verschlüsselten Nachricht benötigt man den öffentlichen Schlüssel des Empfängers – genauer, den öffentlichen Verschlüsselungsschlüssel falls der Empfänger zwei Schlüsselpaare besitzt. Als Sender muss man also für jeden Marktpartner dessen öffentlichen Schlüssel parat haben. Als Empfänger einer verschlüsselten Nachricht benötigt man nur seinen eigenen privaten Schlüssel, egal wer der Absender ist.

## Signatur in der Marktkommunikation

Der Empfänger einer verschlüsselten Nachricht kann sich sicher sein, dass er tatsächlich der beabsichtigte Empfänger ist – schließlich wurde mit seinem öffentlichen Schlüssel verschlüsselt. Ferner kann sich der Empfänger sicher sein, dass kein anderer die Nachricht hat lesen (= entschlüsseln) können.

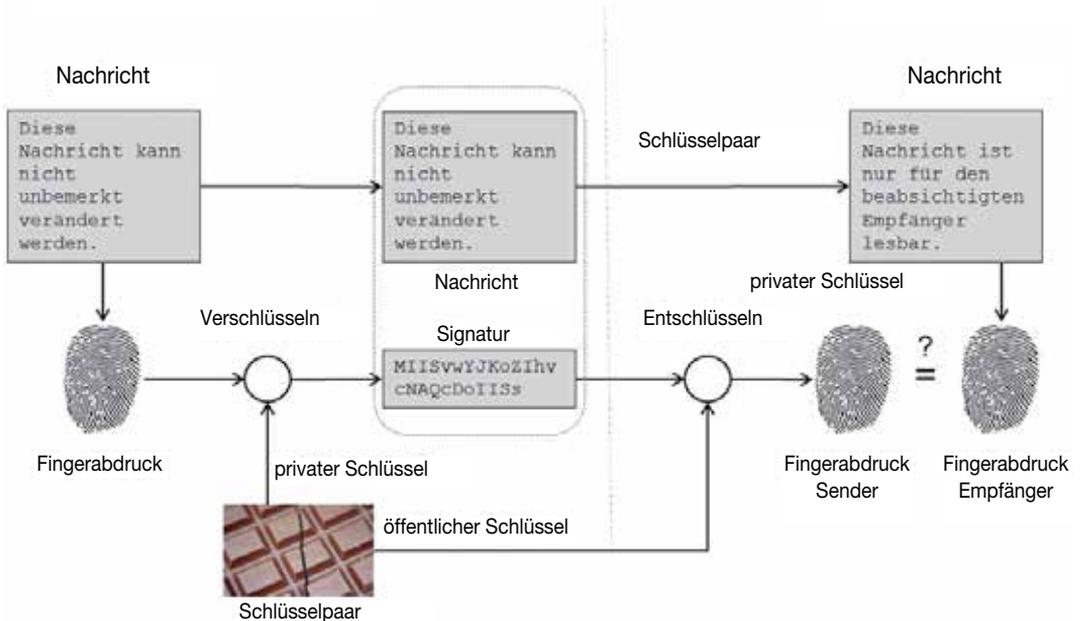
Der Empfänger einer verschlüsselten Nachricht kann sich allerdings nicht sicher sein, dass der angegebene Absender tatsächlich der wahre Absender ist. Verschlüsseln kann schließlich jeder, auch Bösewichte, denn der Verschlüsselungsschlüssel ist öffentlich. Absenderadressen lassen sich vortäuschen, wie jeder aus eigener Erfahrung durch sogenannte Spam E-Mails weiß. Der Empfänger kann sich außerdem nicht sicher sein, dass die Nachricht nicht verändert wurde. Bei unverschlüsselten Nachrichten ist es einfach, eine Manipulation durchzuführen. Aber auch verschlüsselte Nachrichten können manipuliert werden. Zwar kann niemand die Nachricht entschlüsseln, um sie sinnvoll zu manipulieren (und dann wieder zu verschlüsseln), aber prinzipiell können dem Datenkauerwelsch Daten entnommen oder hinzugefügt werden. Das führt beim Empfänger entweder zu einem unleserlichen Entschlüsselungsergebnis oder zu einem Entschlüsselungsfehler.

Mit dem zweiten hier angesprochenen Sicherheitsverfahren, dem Signieren einer Nachricht, können diese Zweifel des Empfängers beseitigt werden. Das Signieren erfolgt durch den Sender der Nachricht und funktioniert wie folgt.

# Signatur

Sender

Empfänger



Aus der zu übermittelnden Nachricht – diese kann unverschlüsselt sein wenn keine Verschlüsselung verwendet wird oder die bereits verschlüsselte Nachricht (Datenkauterwelsch) – wird ein digitaler Fingerabdruck gebildet. Dieser Fingerabdruck wird mit dem privaten Schlüssel des Senders verschlüsselt und der Nachricht angehängt. So kann der Fingerabdruck nicht manipuliert werden. Der Empfänger sieht beim Eingang der Nachricht, dass ein Fingerabdruck angehängt ist – also, dass eine signierte Nachricht vorliegt. Der Empfänger trennt den Fingerabdruck von der eigentlichen Nachricht, entschlüsselt ihn mit dem öffentlichen Schlüssel des Absenders und legt ihn beiseite. Dann nimmt sich der Empfänger die eigentliche Nachricht vor (unverschlüsselt oder verschlüsselt) und bildet seinerseits den Fingerabdruck. Wenn nun der selbst errechnete Fingerabdruck mit dem vom Absender übermittelten Fingerabdruck übereinstimmt, dann wurde diese Nachricht definitiv nicht verändert und stammt auch wirklich vom Inhaber des Signaturschlüssels. Die Signatur dient also

- der Sicherstellung der Integrität (Unverfälschtheit der Nachricht)
- und der Absenderauthentizität (Identität des Absenders).

Was benötigt man für die Signatur? Als Sender einer signierten Nachricht benötigen Sie nur Ihren privaten Schlüssel, egal an wen Sie senden. Als Empfänger – um eine signierte Nachricht zu prüfen – benötigen Sie den öffentlichen Schlüssel des Absenders. Als Empfänger muss man also den öffentlichen Schlüssel jedes einzelnen Senders parat haben. Mit Schlüssel ist der Signaturschlüssel gemeint falls zwei Schlüsselpaare verwendet werden.

## Verschlüsselung und Signatur

Verschlüsselung und Signatur sind grundsätzlich unabhängig voneinander. Man kann eine Nachricht verschlüsseln, aber nicht signieren. Ebenso kann man eine Nachricht signieren, aber nicht verschlüsseln. Man kann auch beides machen – verschlüsseln und signieren – oder natürlich nichts von beiden.

Am sichersten ist die Verwendung beider Verfahren. Dann kann nur der beabsichtigte Empfänger die Nachricht lesen. Die Nachricht kann zudem nicht manipuliert werden und stammt von einem eindeutigen Absender. Wenn beide Verfahren angewendet werden, dann ist zuerst die Nachricht zu verschlüsseln bevor die Signierung erfolgt. Die letzte Aktion muss immer die Signierung sein, denn nur dann ist gewährleistet, dass der Inhalt (ob verschlüsselt oder nicht) vom wahren Absender stammt und unverfälscht ist.

Welche Schlüssel werden für diese Sicherheitsverfahren benötigt? Für den Versand einer verschlüsselten und signierten Nachricht benötigt der Sender

- den öffentlichen Schlüssel des Empfängers zum Verschlüsseln
- und seinen eigenen privaten Schlüssel zum Signieren.

Für dem Empfang einer verschlüsselten und signierten Nachricht benötigt der Empfänger

- den öffentlichen Schlüssel des Absenders zur Überprüfung der Signatur
- und seinen eigenen privaten Schlüssel zum Entschlüsseln.

Oder anderes ausgedrückt: Der eigene private Schlüssel wird verwendet zum Signieren ausgehender Nachrichten und zum Entschlüsseln eingehender Nachrichten. Der öffentliche Schlüssel des Marktpartners wird verwendet zum verschlüsseln ausgehender Nachrichten und zur Überprüfung der Signatur eingehender Nachrichten.

Autor: Dr. Stefan Freinatis, ArcMind Technologies

## Herausforderung, Verantwortung, Erfolg? Der Stellenmarkt der ZfK!

ZfK – Zeitung für kommunale Wirtschaft  
Leitmedium der Stadtwerke

**ZfK**



monatlich in der Zeitung, täglich unter [www.zfk.de](http://www.zfk.de)

## Variable Tarife als Kernelement eines Smarten Marktes

**Harmonisierung von fluktuierender regenerativer Erzeugung und flexiblen Verbrauchern wird eins der Kernelemente eines marktorientierten Smart Market. Im Rahmen des Forschungsprojekts econnect Germany im Forschungshub Aachen erprobt die Schleupen AG heute schon die erforderlichen Preisbildungs- und Abrechnungsfunktionen für eine markttrollenübergreifende und eichrechtskonforme Abbildung der Prozesse.**

Mit Vorlage der vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebenen Kosten-Nutzen-Analyse [1] und dem – ohne weitere Einwendungen seitens Frankreichs – abgelaufenen Notifizierungsverfahren gegen den Entwurf der Messsystemverordnung (MsysV-E) konkretisiert sich der Rollout intelligenter Messsysteme und intelligenter Zähler. Bis Mitte 2014 werden die Verordnungsentwürfe, zu den Rollout Vorgaben, Datenschutzbestimmungen, variablen Tarifen und der Laststeuerung erwartet. Diese werden die weiteren erforderlichen regulatorischen Grundlagen festlegen, um in den kommenden drei Jahren interoperable und geschäftsmodellfähige Smart Meter Prozesse in Deutschland zu etablieren.

### **Bilanzierung von tatsächlichem Verbrauchsverhalten dank Zählerstandsgangmessung**

Mit der Änderung des § 12 Absatz 4 der Stromnetzzugangsverordnung am 28.08.2013 wurde durch die Einführung der Zählerstandsgangmessung eine wesentliche wirtschaftliche Grundvoraussetzung für Smart Meter Preismodelle bei Energievertrieben geschaffen. Das neue Mess- und Bilanzierungsverfahren der Zählerstandsgangmessung ermöglicht es Energievertrieben zukünftig, Endkunden mit weniger als 100.000 kWh Stromverbrauch pro Jahr, abweichend vom Standardlastprofil, nach ihrem tatsächlichen Verbrauchsverhalten zu bilanzieren. In der Bilanzierung nach Standardlastprofil lag bisher die kaufmännische Grenze von variablen Tarifen begründet. Vertriebsgesellschaften hatten bisher keine Möglichkeit, die Lastverlagerung gegenüber dem Standardlastprofil ihrer Kunden zu bilanzieren und damit auch keine monetäre Grundlage, um attraktive Anreize für eine Lastverlagerung zu setzen.

Die Zählerstandsgangmessung ist im Rahmen des Konsultationsverfahren BK6-13-042 zur Festlegung eines einheitlichen Netznutzungsvertrages (Strom) Bestandteil dieses Vertrages. Eine Anpassung der MaBiS 2.0 Vorgaben zur Umsetzung des Verfahrens innerhalb der Bilanzierungsregeln und die technische Verfügbarkeit der erforderlichen intelligenten Messsysteme stehen noch aus. Inwieweit die Etablierung interoperabler markttrollenübergreifender Marktkommunikationsprozesse als weitere Basis zwingend erforderlich ist, bleibt in der Hoheit des Ordnungsgebers und den Geschäftsmodellen der Energievertriebe. Zumindest bei großen Gewerbekunden kann eine Wirtschaftlichkeit variabler Tarifmodelle, bilanziert und abgerechnet auf Basis der Zählerstandsgangmessung, auch ohne automatisierte Marktkommunikation gegeben sein. Zumal sich der Kommunikationsbedarf bei einer zentralen Tarifierung im Abrechnungssystem auf die z.B. monatliche Bereitstellung des Zählerstandsgang beschränkt.

Folgt man dem Rollout Plan der Kosten-Nutzen-Analyse, werden bis 2016 rund 4,8 Millionen intelligente Messsysteme in den deutschen Verteilnetzen verbaut werden. Selbst wenn sich über die tatsächliche Zahl der im Netz befindlichen Systeme zu diesem Zeitpunkt trefflich diskutieren lässt, eins zeichnet sich deutlich ab – der technologische Wandel kommt und mit ihr neue Tarifmodelle!

Denn wenn Kunden mit technischer Verfügbarkeit ein intelligentes Messsystem eingebaut wird, und in Folge ein Messentgelt, das im Rollout Szenario mit Preisen zwischen 55 und 72 Euro pro Jahr diskutierten wird, haben diese Kunden ein hohes Interesse, die Mehrkosten durch attraktivere Tarifmodelle zu kompensieren.

### **Variable Tarife diffundieren den Wettbewerb vom Industrie- in das Gewerbekundensegment**

Die konkrete Ausgestaltung der Verordnung zum § 14 EnWG zur Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung bleibt mit Interesse abzuwarten. Elektromobile, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen werden als steuerbare Lasten definiert und damit Zielgruppe von variablen Tarifen. Insbesondere bei Nachtspeicherheizungen, was etwa in jeder 25sten Wohnung der Fall ist, werden aufgrund der

Höhe des Verbrauchs von über 6.000 kWh im Jahr für spezialisierte variable Tarife interessant. Dass in diesem Tarifsegment zunehmender Wettbewerb zu erwarten ist belegt auch, dass eins der führenden Strompreisvergleichsportale eine separate Sektion mit Heizstrom- und Wärmepumpentarifen aufgelegt hat.

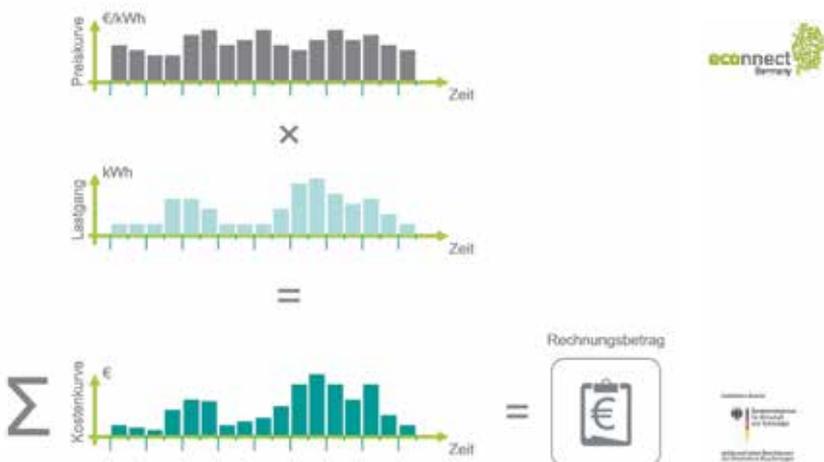
Weitaus schärferer Wettbewerb wird aber bei variablen Tarifen für das Gewerbekundensegment erwartet. Unternehmen unterhalb der 100.000 kWh Grenze bekommen mit der Zählerstandgangmessung jetzt auch die Möglichkeit, ihre Energiekosten durch eine zeitliche Verbrauchsverlagerung zu optimieren. Spezialisierte Vertriebsprodukte werden besonders solche Branchen im Gewerbekundensegment adressieren, deren Verbrauchsverlauf im Gegensatz zum Standardlastprofil deutlich attraktiver zu bilanzieren und zu beschaffen ist. Weitere Zielgruppe sind Gewerbekunden, die nicht in der Lage sind, ihre Produktionsprozesse z.B. durch lange Rüstzeiten oder nur temporär energieintensive Prozesse flexibel steuern zu können. Es ist zu erwarten, dass insbesondere in der ersten Phase der Marktgängigkeit von variablen Tarifen genau diese margenstarken Kundensegmente adressiert werden und damit der Preis- und Margendruck auf etablierte Energievertriebe steigt.

**Wie reagiert der Kunde auf hoch variable Tarife?**

Kaum erprobt sind die Prozesse und Modelle des „Smart Markets“[2]. Bisherige Smart Meter Preismodelle mit in der Regel dauerhaft festen Preiszeiten und geringen Preisspreizungen befördern nur bedingt ein „netzsoziales Abnahmeverhalten“ durch eine Lastverschiebungen von Stark- zu Schwachlastzeiten. Die Volatilität der Preiszeiten ist hierfür zu gering. Diese Preismodelle dienen wenn einer langfristigen Optimierung des Lastverhaltens.

Die erforderliche kurzfristige Flexibilisierung des Verbrauchs, um eine Kongruenz mit der zunehmend fluktuierenden Erzeugung durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien zu erzielen, kann nur mit kurzfristig festgelegten Preiszeiten und Preisen erfolgen [3]. Die kurzfristige Verfügbarkeit von Energie und deren Mix sind über den Preis zu spiegeln. Unter anderem dieser These geht die Schleupen AG im Forschungsprojekt econnect Germany [4] nach. Im Rahmen des Projektes wird ein Prebilling System entwickelt, das einmal täglich stundenscharfe, variable Preise auf Basis der Day Ahead Beschaffungsdaten der EPEX sowie den lokalen Angebot erneuerbarer Energien in Aachen automatisiert generiert. Die Entwicklung des Preisgestehungsmodells erfolgte durch die smartlab Innovationsgesellschaft mbH. Um der Idee eines lokalen Smart Marktes Rechnung zu tragen, wird der Beschaffungspreis zusätzlich mit einem Normierungsfaktor gewichtet. Der Normierungsfaktor berücksichtigt täglich die lokalen Erzeugungsbedingungen für Wind- und Solarerzeugung auf Basis von lokalen Wetterdienstdaten und lässt diese in den stundenvariablen Energiepreis einfließen. Diese sogenannte Price Forward Curve gilt jeweils als Preismodell für den Folgetag und wird dem Kunden automatisiert an sein Home Energy Management Gateway übermittelt sowie mittels einer iPadWeb-App visualisiert. Beide Funktionen werden zurzeit von der Kellendonk Elektronik GmbH im Rahmen von econnect Germany entwickelt. Die verschlüsselte

**Tarifierung (Lastgangbasiert)**



Verteilung der Preise erfolgt über ein Webportal und Webservices unter Nutzung des offenen Standards EEBus. Die Verwendung der EEBus Schnittstelle ermöglicht Energieversorgern, ihre Preisinformationen über eine anwendungsneutrale, normierte Schnittstelle an die unterschiedlichen proprietären Automationsplattformen zu verteilen. Unter dem Dach der EEBus Initiative gruppieren sich heute alle relevanten und marktführenden Unternehmen der deutschen und internationalen Energie-, Telekommunikations- und Elektrowirtschaft, so dass eine breite Anwendbarkeit von variablen Tarifen besteht.

Mit Abschluss des monatlichen Abrechnungszeitraums werden die täglich generierten Price Forward Curves im Prebilling System mit dem monatlichen Lastverlauf auf Basis von ¼ Stundenverbräuchen abgerechnet.

*BU: Tarifierung von Lastgängen mit Stundenpreisen (Quelle: econnect Germany)*

Neben der Rechnung werden dem Kunden die Abrechnungsdetails als elektronischer Einzelverbrauchsnachweis ¼ stundenscharf zur Verfügung gestellt.

Im Frühjahr 2014 startet der Feldversuch für econnect Germany mit 10 Testkunden in Aachen im Netzgebiet der STAWAG. Hier wird sich zeigen, wie der Kunde auf variable Tarife reagiert und welche Preisspreizungen erforderlich sind, um Kundenanreize zur Lastverlagerung zu generieren.

### **Geringere Prozesskosten bei zentraler Tarifierung**

Auch wenn die technischen Richtlinien des BSI-Schutzprofils [5] eine dezentrale Tarifierung durch zeitliche Konfiguration von Tarifregistern im Gateway intelligenter Messsysteme vorsehen, wird dies bei oben beschriebenen Tarifmodellen nicht Vorgehensweise der Wahl sein. Denn dies würde entweder einen täglichen Marktkommunikationsprozess für jeden betroffenen Kunden mit gegebenenfalls unterschiedlichen Smart Meter Gateway Administratoren oder aber den Betrieb eines eigenen Head-End Systems mit kommunikativer Anbindung an die Smart Meter Gateways zur täglichen Registerkonfiguration bedeuten. Dass die hierbei entstehenden Prozesskosten signifikant höher sind als der monatliche Empfang der Verbräuche mittels der Zählerstandsgangmessung, liegt auf der Hand.

Autor: Sascha Reif, Schleupen AG

Quellen:

- [1] Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Ernst & Young, 2013
- [2] BNetzA : „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn, Dezember 2011
- [3] Hans-Jürgen Appelrath, et al.. Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie, acatech STUDIE, Februar 2012, S. 49 ff.
- [4] <http://www.econnect-germany.de/hubs/econnect-aachen/>
- [5] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Technische Richtlinie BSI TR-03109 Anlage VI: Betriebsprozesse, März 2013, S. 34 ff.

# Smart Metering: Auswege aus dem Irrweg

## User Centered Smart Metering löst viele offene Fragen

**Ist es sinnvoll, differenzierte Verbrauchsdaten von digitalen Zählern täglich in Massen auf zentrale Server zu übertragen? Nur um sie dann einen Tag später dem Kunden aufbereitet für eine Visualisierung seines Verbrauchs zurückzuspielen? Spätestens nach drei Wochen lässt das Interesse des Kunden an solchen Informationen drastisch nach und aktuelle Verhaltensänderungen beim Energieverbrauch sind dann kaum noch zu erzielen. Auch sonst trägt der Aufbau riesiger MDM-Systeme und Datendreh scheiben allenfalls zur guten Laune auf Seiten vieler Software-Hersteller und IT-Dienstleister bei. Zur Regelung und Steuerung intelligenter Netze und Infrastrukturen werden sie aber wenig beitragen können. Denn dazu benötigt man Verbrauchsdaten in Echtzeit. Es ist deswegen höchste Zeit, neue Wege beim Smart Metering zu gehen.**

Um Sinn und Unsinn von Smart-Metering-Ansätzen beurteilen zu können, sollte man sich zunächst noch einmal vergegenwärtigen, was mit der Einführung der digitalen Zähler und der dazugehörigen Infrastruktur eigentlich erreicht werden soll. Zum einen ist es eine klare Zielvorgabe der EU, den Energieverbrauch durch den bewussten Umgang mit Energie zu senken und das individuelle Verbrauchsverhalten insgesamt positiv zu beeinflussen. Zum anderen sind Smart Meter ein unverzichtbarer Bestandteil einer künftigen dezentralen Energie-Infrastruktur. Denn sie liefern nicht nur die Datenbasis, die benötigt wird, um Verbrauch und dezentrale Erzeugung auszuwerten, sondern auch die Schnittstellen, die es erlauben, Lasten im Netz intelligent zu steuern.

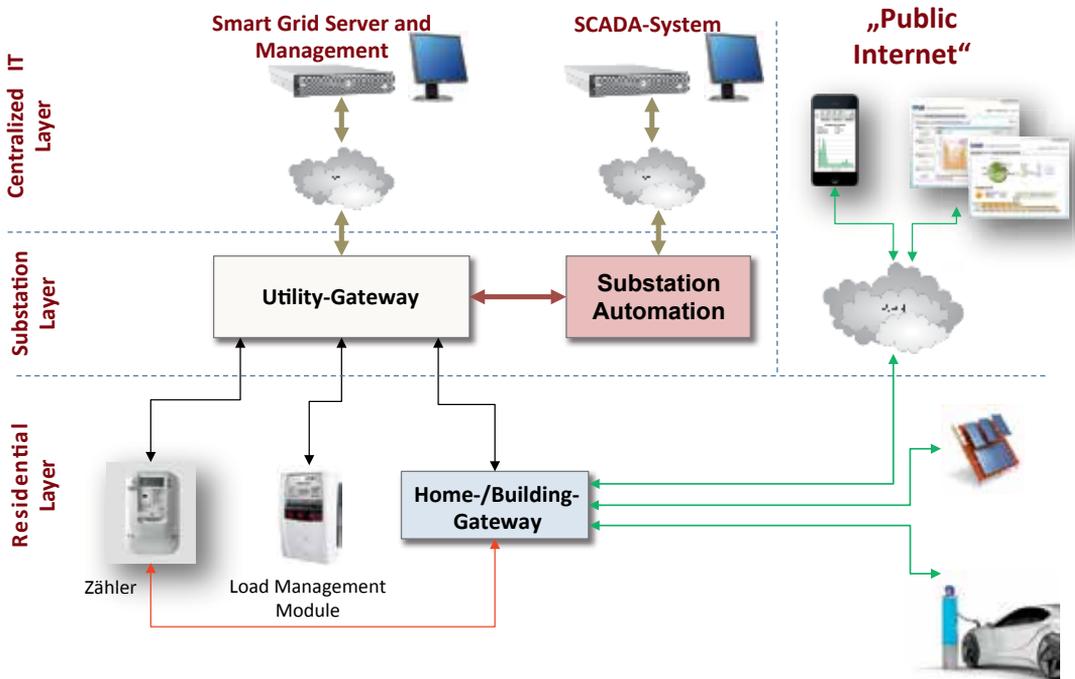
### Awareness entsteht nicht durch Visualisierung

Über tatsächlich messbare Einsparungseffekte durch die Einführung digitaler Zähler wurde bereits viel geschrieben. Dies belegen auch unsere Erfahrungen aus zahlreichen Pilot- oder EU-Forschungsprojekten. Das Problem solcher Messungen ist allerdings, dass die Effekte in der Regel nur zum Start eines Projektes auftreten, wenn die Teilnehmer motiviert ans Werk gehen, und eventuell noch einmal, wenn das Projekt ausläuft. Dazwischen gibt es kaum Veränderungen. Der Grund ist einfach: Wer verfolgt schon täglich die Verbrauchskurve, die sich in der Regel nur wenig ändert und auch nur begrenzt aussagefähig ist in Bezug auf sinnvolle Verhaltensänderungen. Das heißt, die Einsparungen sind auf keinen Fall nachhaltig, denn herkömmlichen Methoden wie die der Visualisierung versagen, wenn es darum geht, Verhalten tatsächlich langfristig zu verändern. Den Stand-by-Betrieb von Geräten im Haushalt hat man schnell im Griff, darüber hinaus müssten jedoch echte Anreize für Verhaltensänderungen geschaffen werden, beispielsweise über Tarife. Diese Verhaltensänderungen müssten bei Bedarf auch kurzfristig aktiviert werden können, da Konstanz nicht zu den Eigenschaften der dezentralen Energieerzeugung gehört. Da die meisten Visualisierungssysteme mit Vergangenheitsdaten arbeiten, die zunächst zentral gesammelt und ausgewertet werden, um sie dann in den Haushalt zurückzuspielen, ist die Möglichkeit, Verhalten durch neue Tarifoptionen kurzfristig zu verändern, ebenfalls begrenzt.

Auch für die aktive Laststeuerung macht es wenig Sinn, Unmengen von Daten zentral auf Servern zu sammeln. Denn die Komplexität der Systeme nimmt mit der zu verarbeitenden Datenmenge stetig zu. Zudem steigt das Risiko durch Angriffe, da zentrale Systeme immer ein attraktives Ziel für Hacker und Kriminelle darstellen. Zudem ist die Idee, eine neue, dezentrale Energieinfrastruktur durch althergebrachte monolithische Datenkraken in den Griff bekommen zu wollen, eigentlich absurd. Es ist deswegen allerhöchste Zeit, sich vom Denkfehler, der das Smart Metering von Beginn an beherrscht, zu befreien. Denn welchen Grund gibt es, Verbrauchsdaten in all ihrer Granularität über die unterschiedlichsten Kommunikationswege auf zentrale Rechner zu spielen und sie dort weiterzuverarbeiten? Was der Lieferant benötigt, sind die abrechnungsrelevanten Daten, die in der Regel nur einen Bruchteil der gesamten verfügbaren Daten ausmachen. Die Beschränkung auf diese Informationen ist auch aus Datenschutzsicht sehr viel unproblematischer als der vollständige Datentransfer.

### Echtzeit statt Vergangenheitsbetrachtung

Das Gegenmodell zum herrschenden Ansatz heißt „User Centered Smart Metering“. Dahinter verbirgt sich eine einfache Architektur, die heute bereits zur Verfügung steht und die unabhängig von den politischen Rahmen-



bedingungen und Vorgaben einfach implementiert werden kann. Benötigt werden handelsübliche digitale Zähler, die über folgende drei Schnittstellen verfügen sollten: Eine zum Kunden, zum Versorgungsunternehmen und um Daten aus vorgelagerten Zählern, etwa für Wasser oder Gas, einzulesen und weiterzugeben. Unerheblich ist, ob zwischen Zähler und zentralem Server ein eigenes Gateway für einen sicheren Datenaustausch sorgt, wie dies in Deutschland geplant ist. In Österreich tut dies der Zähler selbst und muss nur dem Stand der Technik entsprechen. Das User Centered Smart Metering benötigt dazu zwei weitere Komponenten, die die Basis für eine dezentrale Datenverarbeitung bilden: Das Building Gateway und das Utility Gateway.

### Gebt dem Kunden das Kommando

Im Building Gateway werden die Verbrauchsdaten von beispielsweise Einfamilienhäusern oder Parteien eines Miethauses gesammelt. Dabei werden die Informationen für jeden Haushalt getrennt erfasst und können jederzeit durch weitere Daten angereichert werden. Wenn nun ein Mieter an einem Solarpark beteiligt ist und seinen Anteil an der Produktion dem eigenen Verbrauch gegenüberstellen möchte, kann er diese Informationen zusätzlich anfordern. Aber auch allgemeine Daten der Immobilie, wie der Stromverbrauch für Beleuchtung und Aufzug, können auf die einzelnen Mandanten aufgeteilt abgespeichert werden. Das Building Gateway muss dazu über Narrowband-Powerline und IP kommunizieren können, so dass jeder Haushalt mit einfachsten technischen Mitteln, die in jedem Baumarkt erhältlich sind, Zugriff auf seine Daten erhalten kann. Im Unterschied zu den heute üblichen Smart-Metering-Ansätzen liegen die Verbrauchsdaten hier in Echtzeit vor. Awareness für das Verbrauchsverhalten zu schaffen oder neue Dienstleistungen zu entwickeln ist eine unabdingbare Voraussetzung, mit denen das Smart Metering auf lange Sicht von der Investition zum lohnenden Geschäft werden kann. Denn das Building Gateway ist nicht nur eine „Datenbank“, sondern dient auch als Plattform, auf der weitere Dienste in Form von Apps aufgesetzt werden können. Bei Überschreitung bestimmter Schwellwerte können solche Apps beispielsweise die zeitweilige Abschaltung einzelner Verbraucher vorschlagen, falls diese Option in den entsprechenden Tarifen vorgesehen ist. Dabei hat der Kunde das Kommando und kann auch gegen einen Vorschlag entscheiden. Als Beispiel: Er gibt eine Party und möchte an diesem Abend die Klimaanlage nicht

zurückfahren. Über die Integration von Home Automation oder Überwachungsfunktionen lassen sich so zahlreiche neue Dienstleistungen entwickeln, die für den Kunden einen echten Mehrwert bieten. Man denke nur an die vielen Niedrigenergie-Häuser, deren Steuerung in der Regel kaum einmal nachjustiert wird, weil der Aufwand zu groß ist oder das nötige Know-how fehlt. Mit einem entsprechenden Gateway, in dem auch die Klimadaten des Hauses erfasst werden, könnte eine permanente Optimierung leicht umgesetzt werden. Oder auch zur Urlaubsüberwachung dienen: Welcher Österreicher weiß, dass er bei Abwesenheit von mehr als vier Tagen das Wasser abstellen muss. Tut er das nicht und es kommt zu einem Wasserschaden, zahlt die Versicherung wegen fahrlässigen Handelns nicht.

### **Schnell reagieren heißt dezentral reagieren**

Das Pendant zum Building Gateway in der Trafostation heißt Utility Gateway. Es dient nicht nur als Datenkonzentrat, sondern bietet ebenfalls eine Plattform, die sich softwaretechnisch durch Apps und hardwareseitig mit Laststeuerungsmodulen erweitern lässt. So können zum Beispiel permanent Prognosen errechnet und Lastabwürfe initiiert werden, sobald eine Abweichung von definierten Grenzwerten droht. Auch die Steuerung der Straßenbeleuchtung, von Photovoltaikanlagen oder Ladestationen für E-Mobile kann über entsprechende Profile automatisiert werden. Gesteuert werden sollten alle Komponenten des User Centered Smart Metering über einen webbasierten Leitstand, mit dem der Energieversorger alle Komponenten transparent via Web-Browser im Griff hat. Der Vorteil solch einer webbasierten Lösung: Die Software muss nicht zwingend im eigenen Haus installiert werden, sondern kann als „Cloud-Lösung“ über externe Server genutzt werden. Damit entfallen sowohl die Investitionen in die IT-Infrastruktur als auch der Aufwand für die IT-Administration. Zudem wird der Einstieg erleichtert, da das System schnell aufgesetzt und in Betrieb genommen werden kann.

Unabhängig von allen Rahmenbedingungen und gesetzlichen Vorgaben ist der Einstieg in eine sinnvolle Smart-Metering-Infrastruktur also heute schon machbar. Wichtig ist es dabei allerdings, sich von den überkommenen Denkmustern zu befreien, und die Installation digitaler Zähler nicht als bloße Pflichtübung zu begreifen. Denn sonst läuft man Gefahr in einer kostenintensiven Sackgasse zu enden.

Autor: Dr. Christoph Schaffer, Geschäftsführer ubitronix system solutions GmbH

# Flexibilität wird Schlüssel zu Versorgungssicherheit, Markterfolg und Teil der neuen Lösungen für die Energiewende

## Neue Chancen für Stadtwerke

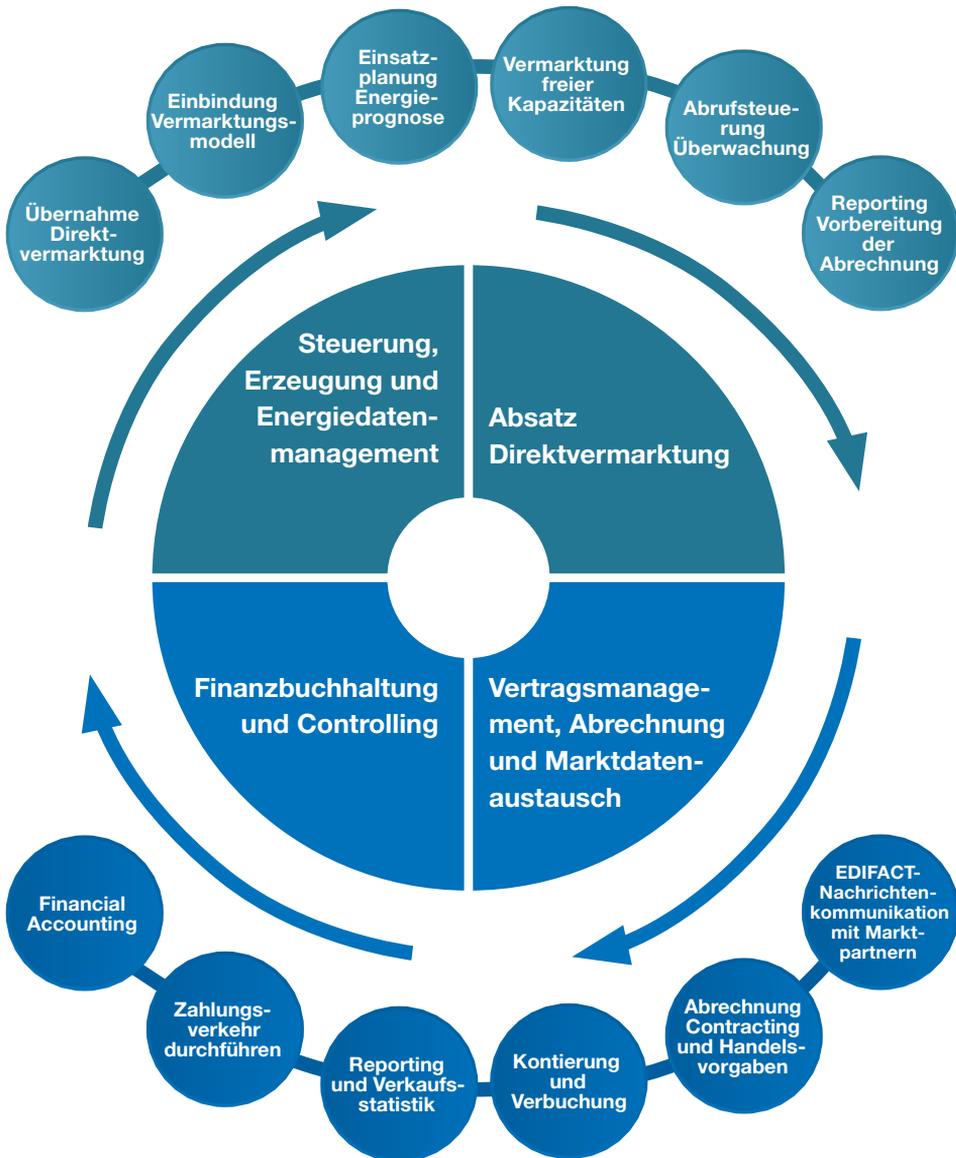
**Die EEG-Förderung wird sinken, das steht fest. Weitere Details werden zwar noch auf sich warten lassen. Doch es gibt Gründe genug für Energieversorger und gerade für Stadtwerke, darüber nachzudenken, ob es nicht Wege „ohne den Gesetzgeber“ gibt.**

Eine Vielzahl von Anlagen speisen ein – unkontrolliert und ungesteuert. Das gefährdet mehr und mehr die Verteilnetze. Darüber hinaus ist absehbar, dass es vielleicht die eine oder andere Stunde an genügend Energie fehlt. Hier sprechen wir nicht nur über fehlende Sonne oder Wind. Denn wie man in der Vergangenheit schon gesehen hat, könnte auch das Gas durchaus knapp werden. Ein wichtiger Baustein, um mit dieser Herausforderung besser umgehen zu können, ist die Direktvermarktung. Diese ist zwar noch kein richtiges Marktmodell. Doch sie bietet bereits heute gute Elemente zur Entwicklung flexibler Ansätze, die eine bessere Steuerung ermöglichen. Benötigt werden dafür allerdings Systeme, die solche Anforderungen abdecken, die sich ständig ändernde Erzeugungsportfolios schnell erfassen, die dazugehörigen Verbräuche gegenüberstellen und dabei möglichst viele Marktpreise berücksichtigen. Wer dies bestmöglich abbilden kann, wird die Märkte der Zukunft bestimmen.

Bereits im Oktober 2011 war mit der Änderung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) die Grundlage für massengeschäftstaugliche Prozesse im Einspeisemanagement gelegt worden. Ein Jahr später folgten dann die Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die dazugehörigen Marktprozesse. Parallel wurden mit der immer weiter voranschreitenden Umgestaltung des EEG die Weichen zunehmend weg von der Vollvergütung der eingespeisten Strommengen hin zur Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber gestellt. Diese muss nach Ablauf der im EEG vorgegebenen Vergütungsfrist ohnehin umgesetzt werden, sofern die Erzeugung größer ist als der Eigenverbrauch – oder weil es sich eben lohnt, den Strom frei zu verkaufen oder zu speichern. Ziel aller Änderungen ist es, die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien möglichst frühzeitig an ein neues Marktumfeld zu gewöhnen, das nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung mittelfristig die einzige Vermarktungsmöglichkeit (evtl. mit Zwischenspeicherung) für den Grünstrom bleiben wird. Darauf haben sich einige Erzeuger, Lieferanten und ihre Dienstleister vorbereitet, wie etwa auch Wilken und Kisters. Das gilt es jetzt weiter zu entwickeln.

IT-technisch wurde für die Direktvermarktung bereits eine solide Datenbasis gebildet. Damit konnte man für die Modellierung, Optimierung und Analyse der vernetzten Anlagen erste Erfahrungen sammeln. Dazu gehören auch die Ermittlung präziser Erzeugungsprognosen und der Aufbau entsprechender 15-Minuten-Fahrpläne. Zudem müssen die unterschiedlichen Marktmodelle abgebildet werden, nach denen abgerechnet werden soll. Denn je nach Marktlage kann auch ein teilweiser oder vollständiger Wechsel von der Festvergütung zum Marktprämienmodell und wieder zurück zeitweise sinnvoll sein. Neben diesen möglichen Wechslen ist auch im day-ahead- und intraday- Betrieb noch Geld zu holen, etwa durch das Angebot von Regelenergie oder einer Minimierung der Kosten für die Bilanzkreisabweichung. Weitere Anlagen können in das System eingebunden und mit optimiert werden. So kommen Sekundär-, Tertiärreserve, Regelenergie, Blindleistungskompensation in das Optimierungsblickfeld, aber auch der Verbraucher – etwa mit abschaltbaren Lasten oder Energieeffizienzmaßnahmen. Die Rechenmodelle werden zeigen, dass sich das Verschieben von Lasten und das Speichern lohnt. Dies wird dann endlich eine Entwicklung vorantreiben, die durch die Förderung der unkontrollierten Einspeisung in den letzten Jahren in den Hintergrund verdrängt wurde: Denn zu „jeder“ Einspeiseanlage wäre auch ein geeigneter Speicher vonnöten, damit man in guten Zeiten spart und in der „Not“ etwas hat, wie der abgewandelte Spruch des Volksmunds richtig feststellt.

Um die komplexen Prozesse vom technischen Betrieb der einzelnen Anlagen, der Verbrauchssteuerung und zuletzt der Ein- und Auspeisung am Speicher bis hin zur Abrechnung der daraus entstehenden Vergütungs- und Anreizmodelle abbilden zu können, ist eine integrierte Lösung notwendig, die die komplette Prozesskette in all ihren Ausprägungen abdeckt (siehe als ersten Beispielprozess Abb.: Von der Erzeugung bis zum Controlling: Der Prozess der Direktvermarktung). Sie reicht von der Optimierung des Betriebs der Erzeugungsanlagen über die Vermarktung der Strom- und Wärmeerzeugung und die Abrechnung bis hin zur Finanzbuchhaltung und zum Controlling. Gerade für Energieversorger, die nur wenige hundert EEG- oder KWK-G-Anlagen vermarkten und abrechnen wollen, besteht zudem die Möglichkeit, diesen Prozess vollständig auszulagern, um sich so die zusätzlichen Ressourcen zu sparen, die für die Abwicklung nötig wären.



Mit der Abbildung der Prozesskette erhalten die Unternehmen aber auch die Basis für den Aufbau weiterer Geschäftsfelder. Vernetzt man diese Anlagen dann und bündelt sie zu einem virtuellen Kraftwerk, lassen sich künftig die Flexibilitäten optimal vermarkten, da man zu besten Preisen prognostizierte Engpässe bedient und Überschüsse preiswert speichert oder im Verbrauchsmanagement unterbringt. Derartige regionale virtuelle Kraftwerke bieten auch die Chance, den Energiemarkt dezentral von unten nach oben zu gestalten und die Versorgungssicherheit durch die intelligente Steuerung von Erzeugung und Verbrauch auf regionaler Ebene zu sichern – ganz ohne die Gefahren und die Komplexität zentralistischer Modelle, wie sie etwa jüngst die SAP mit ihrem Vorschlag zu einer zentralen Datendrehscheibe ins Gespräch gebracht hat.

Stadtwerke sind daher gut beraten, wenn sie sich schnellstmöglich mit der Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch auseinandersetzen. Zumal sie damit ihre Kunden aktiv in die neuen Strukturen einbinden können. Auch die Industrie setzt sich längst mit derartigen Themen auseinander, denn für sie spielt die Versorgungssicherheit eine zunehmend gewichtige Rolle. Das zeigt ein Beispiel aus Oberschwaben. Hier hat sich jüngst ein mittelständisches Chemieunternehmen ein eigenes, leistungsstarkes Blockheizkraftwerk zugelegt – nicht, um an der Erzeugung zu verdienen, sondern um die immer häufiger auftretenden Stromausfälle – sogar im Millisekundenbereich - ausgleichen zu können und sich auch gegen die Risiken größerer Blackouts zu wappnen. Der Vorteil der Stadtwerke: Sie haben das Vertrauen der Kunden. Es gilt, dieses in einer sich verändernden Energiewelt zu erhalten und gegebenenfalls zurückzuholen: durch Flexibilisierung – vor Ort!

Autor: Stefan Söchtig, Mitglied der Geschäftsleitung Wilken GmbH,  
Geschäftsführer Wilken Prozessmanagement GmbH



EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.  
c/o ifed.Institut für Energiedienstleister GmbH  
Blücherstraße 20a  
79539 Lörrach  
Tel. +49 (0) 7621 5105 486  
[presse@edna-bundesverband.de](mailto:presse@edna-bundesverband.de)  
[www.zfk-network.de](http://www.zfk-network.de)