

EDNA

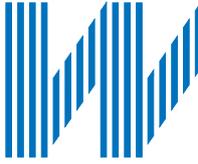
KOMPENDIUM

2015

Intelligente Messsysteme Der Weg zu einer kosteneffizienten Smart-Metering-Infrastruktur
IT-Sicherheitsgesetz und IT-Sicherheitskatalog Die neuen Mindeststandards für Energieversorger richtig und wirtschaftlich umsetzen
Marktkommunikation Mit dem vierstufigen Qualitätsprozess für saubere Daten sorgen
Smart Meter Gateway Administration Selber machen oder machen lassen, ist hier die Frage
Direktvermarktung Über den „Process as a service“ neue Chancen erschließen
Netzintegration von Elektrofahrzeugen Elektromobilität und Verteilernetze müssen neu gedacht werden

Mit freundlicher Unterstützung von:

ARCMIND[®]

Wilken 

powercloud

ene⁺
Wir setzen Standards

 **KISTERS**

FAKTUR 
Gemeinsam weiter

EBS  **net**
Energy. Business. Solutions.


SCHLEUPEN AG

SEEBURGER
BUSINESS INTEGRATION


phi-Consulting

Energie, Markt und Kommunikation im Jahr 2015



Der Energiemarkt wirkt immer mehr wie ein Ameisenhaufen. Was bei den Tierchen in Wirklichkeit aber einem großen übergeordneten Masterplan dient, scheint im Energiemarkt tatsächlich nur ein unkoordiniertes Durcheinander von Partikularinteressen zu sein. Egal, ob die sinkenden Großhandelspreise den systemrelevanten Kraftwerken die Luft zum Atmen nimmt oder der zwingend erforderliche Leitungsbau mancherorts auch von der Politik massiv torpediert wird – statt anzupacken und Dinge zu verändern, wird in immer neuen Grüppchen mit immer mehr staatlichen Eingriffen versucht, die Symptome zu heilen.

Auch wenn es abgedroschen klingt, eine schnelle Rückbesinnung auf die klassischen Zielgrößen der Energieversorgung als service public – Sicherheit, Umweltschonung, Preisgünstigkeit – wäre ein guter Anfang zu einem Relaunch des Wirtschaftszweiges. Sicherheit hat dabei immer den größten Stellenwert. Um den Blackout zu verhindern, reicht es jedoch nicht, ein Messsystem zum Hochsicherheitstrakt zu machen.

Ein Umdenken braucht es aber auch in der Regulierung. Ein Beispiel mag die seit einiger Zeit ausgebrochene Sammelleidenschaft der Aufsichts- und Regulierungsbehörden sein. Nicht nur Netzbetreiber werden von diesen Auflagen drangsaliert, sondern zunehmend auch Händler und Vertriebe. Von einem angemessenen Kosten / Nutzen-Verhältnis kann hier längst nicht mehr die Rede sein.

Ohne immer mehr IT-Einsatz werden diese und andere Herausforderungen nicht zu bewältigen sein. Die Mitgliedsunternehmen des EDNA-Bundesverbands Energiemarkt & Kommunikation sind sich dessen bewusst und arbeiten intensiv an den entsprechenden Lösungen. Ganz in diesem Sinne erfolgte auch die Themenauswahl unseres diesjährigen Compendiums.

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

Impressum

Herausgeber

EDNA Bundesverband Energiemarkt und Kommunikation e.V., Geschäftsführung: Rüdiger Winkler (v.i.S.d.P.) c/o ifed. Institut für Energiedienstleistungen GmbH Blücherstr. 20a, 79539 Lörrach Fon: +49 (0) 7621 16308 18 www.edna-bundesverband.de

Redaktion

Uwe Pagel – Press'n'Relations GmbH www.press-n-relations.de

Konzeption & Umsetzung

VKU Verlag Corporate Publishing, Leitung: Simone Modrack www.vku-verlag.de

Gestaltung

Susanne Wichlitzky www.susannewichlitzky.de Icons: www.flaticon.com (S. 5, 8, 14, 15, 16, 19, 22)

4 Neue Herausforderungen beim Roll-Out intelligenter Messsysteme

Der Weg zu einer kosteneffizienten Smart-Metering-Infrastruktur

7 IT-Sicherheitsgesetz und IT-Sicherheitskatalog

Die neuen Mindeststandards für Energieversorger richtig und wirtschaftlich umsetzen

10 Marktkommunikation braucht saubere Daten

Mit dem vierstufigen Qualitätsprozess für saubere Daten sorgen

13 Smart Meter Gateway Administration sicher umsetzen

Selber machen oder machen lassen, ist hier die Frage

16 Direktvermarktung in der Cloud

Über den „Process as a service“ neue Chancen erschließen

19 Verteilernetze als zentrales Element für Elektromobilität

Elektromobilität und Verteilernetze müssen neu gedacht werden

Inhalt

Neue Herausforderungen beim Roll-Out intelligenter Messsysteme



Dr. Guido Moritz promovierte 2008 nach seinem Studium der Elektrotechnik an der Universität Rostock, wo er bis 2013 auch als wissenschaftlicher Mitarbeiter tätig war. Danach wechselte er zur **SIV.AG** in den Bereich Business Development, Systeme & Services.
www.siv.de

Die Energiewende bringt für alle Beteiligten immense Herausforderungen mit sich. Traditionelle Geschäftsmodelle werden zunehmend defizitärer und erfordern neue Produkte und Dienstleistungen. Zugleich ergeben sich mit dem Energiemarkt-design der Zukunft gravierende Veränderungen in Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch. Mit wachsender Dezentralität und Volatilität gewinnt auch der Prosumer (prosumer) als neuer Marktteilnehmer zunehmend an Bedeutung. In ihrer Doppelrolle als Endverbraucher und Produzenten tragen regional verwurzelte Prosumer – ein Begriff, der übrigens bereits 1980 durch den renommierten Zukunftsforscher Alvin Toffler in „The Third Wave“ geprägt wurde – nachhaltig zur Bildung lokaler und dezentraler Energieversorgungscluster bei.

Netzstabilität sichern und Prognosequalität steigern

In diesem zunehmend dezentralen Markt-design, das sich schon heute im Spannungsfeld aus konventioneller Erzeugung und technologischer

Innovation bewegt, muss zugleich eine inhärente Systemstabilität und Versorgungssicherheit gewährleistet sein. Intelligente Netzinfrastrukturen und Messsysteme erweisen sich hierbei als die zentralen Schlüsselfaktoren für den Erfolg der Energiewende.

Vor allem in der Nieder- und Mittelspannungsebene fehlt es in aktuellen Verteilnetzen an validierten Messdaten bis zum Letztverbraucher (zukünftig Letztprosumenten), um sowohl die Netzstabilität zu gewährleisten als auch die Prognosequalität deutlich zu steigern. Diese Lücke wird mit modernen Smart-Metering-Infrastrukturen geschlossen. Neben dem Messen im Netz kann zugleich ein Einspeise- und Lastmanagement für Netzbetreiber und Lieferanten realisiert werden, das die entstehenden, zunehmend autarken dezentralen Versorgungscluster nachhaltig unterstützt. Somit trägt das Smart Metering bei richtigem Einsatz dazu bei, den Netzausbau betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoll zu begleiten.

Bis diese zukünftige Infrastruktur aus intelligenten Zählern und Messsystemen allerdings flächendeckend markt- und/oder netzdienlich eingesetzt werden kann, müssen einige Herausforderungen überwunden werden.

Zunehmende Vernetzung durch flächendeckende Digitalisierung

Durch den volkswirtschaftlich kritischen Charakter dieser Infrastruktur werden sowohl vom BMWi als auch vom BSI immense Sicherheitsvorgaben getroffen. Pilotprojekte haben die hohe Komplexität bezüglich einer verlässlichen Netzsteuerung über diese neue Form der Technologie aufgezeigt. Das prozessuale und technologische Zusammenspiel der Akteure und IT-Komponenten dieser in der Fläche verteilten Infrastruktur sind nicht zu vernachlässigen. Die flächendeckende Digitalisierung von über Jahrzehnte gewachsener analoger Technologie in Kombination mit ihrer informationstechnischen Vernetzung sind hierbei ebenso große Hürden wie die Kosten bzw. vielmehr die Refinanzierung der Investitionen. Obwohl die Preissteigerungen für den Letztverbraucher durch eine regulierte Preisobergrenze abgemildert werden, stellt die zunehmende Vernetzung im „Internet der Energie“ alle Beteiligten vor nicht zu vernachlässigende Herausforderungen.

Notwendigkeit zur Abbildung der gesamten Prozess- und Wertschöpfungskette

Der Branchendienstleister SIV.AG hat in seiner strategischen Partnerschaft mit der Deutschen Telekom ein Modell entwickelt, bei dem alle Marktteilnehmer gleichermaßen profitieren können. In Hinblick auf den potenziellen Nutzwert der

entstehenden, vollständig digitalisierten Smart-Metering-Infrastruktur liegt eine Kooperation von IT-Dienstleistern, Stadtwerken und Telekommunikationsanbietern nahe, das Modell der beiden Partner geht jedoch deutlich weiter.

Ausgangspunkt ist die Überlegung, dass es eines stark modular aufgebauten Leistungsspektrums bedarf, das – beginnend im Feld – Aspekte wie die Fertigung und Beschaffung der Geräte, Logistik, Installation und den technischen Betrieb absichert. Aber auch die Verzahnung mit den notwendigen IT-Systemen zur Smart Meter Gateway Administration und Messdatenerfassung sowie der notwendigen Kryptografie der Kommunikationsstrecke und Weiterverarbeitung der Messdaten im ERP-System des Stadtwerkes müssen berücksichtigt werden.

Bereits per se erfordert die Digitalisierung die ganzheitliche Betrachtung und Abdeckung der gesamten Prozess- und Wertschöpfungskette. Diese harmonische Integration ist der Schlüssel, um die Investitionen der Marktteilnehmer in Einklang mit den qualitativen Merkmalen zu bringen. Nur so lassen sich die wachsenden Anforderungen der

Industrie 4.0, des „Internets der Energie“ und der Transformation der Energiesysteme von fossilen hin zu regenerativen Energieträgern vollumfänglich abbilden.

Implizite Eigenschaften des Lösungsszenarios sind daher z.B.:

- Datensicherheit und Datenhoheit des Stadtwerks über die gesamte Kommunikationsstrecke bis ins ERP-System hinein (ein zentrales Entscheidungskriterium für die meisten Marktteilnehmer)
- Vermeidung der Sicherheitszertifizierung der bestehenden IT-Systeme
- Vermeidung von OPEX-Fällen wie in der Kommunikation über den gesamten Lebenszyklus der Geräte
- Inkludierte Sicherheit durch Einhaltung kryptografischer Vorgaben (hier kann die Deutsche Telekom ihre ganze Kompetenz als etablierter Sicherheitsexperten für Kommunikationsnetze einbringen.)

Smart-Meter-Infrastrukturen: Die Einführung intelligenter Messsysteme erfordert eine ganzheitliche Betrachtung der gesamten Prozess- und Wertschöpfungskette.



„Mit der zunehmenden Dezentralisierung rückt der Prosumer als neuer Marktteilnehmer in den Fokus.“

DR. GUIDO MORITZ, SIV.AG

Über die SIV.AG

Durchgängig integriert und vollautomatisiert: Als eine der innovativsten Branchenlösungen steht der Softwarestandard kVASy® der SIV.AG für Prozessorientierung und Kosteneffizienz – inhouse und aus der Cloud. Über 300 Kunden der Energie- und Wasserwirtschaft bietet die SIV.AG weltweit ein umfassendes Prozesslösungsspektrum für alle Marktrollen. Das Portfolio reicht von der Softwareentwicklung über die Management- und Organisationsberatung, das Projektmanagement und Schulungen hin zur zuverlässigen Bereitstellung innovativer Cloud Services sowie maßgeschneiderter Infrastruktur- und Prozessdienstleistungen.

- Reduktion des Aufwands durch standardisierte Anbindungsmöglichkeiten unterschiedlicher Field-Service-Einsatzsysteme, inklusive eigener oder Lösungen von Drittanbietern
- Kostendegressionseffekte durch Nutzung der bundesweit tätigen Logistikzentren der Deutschen Telekom
- Zusicherung adäquater Service Level über die gesamte Prozess- und Wertschöpfungskette hinweg auf Basis von Interoperabilitätsprüfungen im Testlabor.

Sie bilden die Grundlage für ein risikoarmes Bereitstellen der Smart-Meter-Infrastruktur innerhalb der zukünftigen Rechtsverordnungen und preislichen Vorgaben.

Kriterien zur Auswahl adäquater strategischer Partner

Die Partnerschaft mit der Deutschen Telekom sei hier nur exemplarisch für ein zukunftsstarkes Kooperationsmodell gewählt, aus dem alle Beteiligten

einen hohen praktischen Nutzen ziehen können. Bei der Auswahl des passenden strategischen Partners sollten vor allem die nachfolgend genannten Kriterien erfüllt sein:

- Abdeckung des regulatorisch vorgegebenen Roll-Outs der intelligenten Messsysteme in hoher Qualität durch spezialisierte, branchenerfahrene Partner
- Hohe Freiheitsgrade und flexible Auswahlmöglichkeiten durch einen modular aufgebauten Aufbau des Lösungsszenarios (nur so lassen sich sowohl die individuellen Spezifika jedes einzelnen Stadtwerks berücksichtigen und eigene Leistungsbestandteile, z. B. eine Kommunikationsstrecke auf Basis von PLC, einbinden)
- Einfacher, schneller Einstieg über standardisierte Migrationsmodelle
- Einsatz skalierbarer Plattformen
- Unbedingter Verbleib der Datenhoheit beim jeweiligen Stadtwerk – unabhängig vom eingesetzten ERP-System.

Übermittlung von Daten- und Steuerinformationen in Echtzeit

Die Herausforderung liegt dabei auf der Hand: Es gilt, über die gesamte Dauer des Roll-Outs die alte (analoge) und neue (vollständig digitalisierte) Welt möglichst effizient in alle bestehenden und zukünftigen Prozesse zu integrieren. Die nahtlose, harmonische Einbindung der Smart Meter ist dafür ein wesentlicher Gradmesser. Angesichts der immer stärkeren, zunehmend synchronen Marktkommunikation nimmt die Übermittlung von Daten und Steuerinformationen in Echtzeit hier eine zentrale Rolle ein – ein Prozess, der durch die fortschreitende Digitalisierung an Intensität und Geschwindigkeit gewinnt. Durch die klare Abgrenzung der Kompetenzfelder der strategischen Partner bieten sich so zusätzliche Vorteile am Energiemarkt.

In der Summe können sich die Beteiligten darauf konzentrieren, was angesichts des zunehmenden Wettbewerbsdrucks einer weit höheren Aufmerksamkeit bedarf: der möglichst nutzbringende Einsatz des Smart Meterings in bestehenden oder zukünftigen Prozessen und die neue Rolle der Stadtwerke, die sich immer mehr vom reinen Versorger zum Provider und Energiedienstleister mit regionaler Nähe und enger Kundenbindung wandelt. Hierzu zählen neben dem stabilen technischen Netzbetrieb ebenfalls die Prognose sowie der Energieeinkauf und -vertrieb im zukünftigen Marktdesign und einer viel stärker digitalisierten und somit automatisierten Prozesslandschaft. ■

IT-Sicherheitsgesetz & IT-Sicherheitskatalog

In den letzten Jahren berichteten die Medien zunehmend von Angriffen auf die IT-Sicherheit von Unternehmen. Laut einer repräsentativen BITKOM Befragung verzeichnete in den letzten zwei Jahren beinahe jedes dritte Unternehmen in Deutschland Angriffe auf seine IT-Sicherheit. Dabei wurden laut Aussagen Betroffener gezielt Daten gestohlen oder Schadprogramme per USB-Stick eingeschleust¹.



Dr. Katja Siegemund war nach ihrem Studium der Medieninformatik von 2007 bis 2014 als wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Technischen Universität Dresden tätig, wo sie auch promovierte. Seit 2014 ist sie Prozessberaterin Services Energie bei der **QSC AG**.
www.qsc.de

Im Koalitionsvertrag der Bundesregierung wurde daher vereinbart, Anforderungen an die Sicherheit kritischer Infrastrukturen (KRITIS) zu definieren und einzufordern. Unter kritischen Infrastrukturen werden Einrichtungen verstanden, welche für das Gemeinwesen von zentraler Bedeutung sind. Zu diesen KRITIS zählen beispielsweise Information und Telekommunikation, Transport und Verkehr und eben auch die Energie. Das IT-SiG (IT-Sicherheitsgesetz, Abk. IT-SiG) fordert von Betreibern kritischer Infrastrukturen künftig die Einhaltung eines Mindeststandards an IT-Sicherheit. Dieser Mindeststandard soll von den jeweiligen Branchenverbänden sowie den betroffenen Unternehmen zunächst als sogenannter „branchenspezifischer Standard“ definiert und vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) genehmigt werden. Diese branchenspezifischen Standards sind anschließend binnen zwei Jahren nach Inkrafttreten umzusetzen.

Der IT-Sicherheitskatalog: Branchenspezifischer Standard für die „Energie“

Gemeinsam mit dem BSI hat die BNetzA einen Katalog von Sicherheitsanforderungen (IT-Sicherheitskatalog, Abk. IT-SK) als Entwurfsfassung²

veröffentlicht. Daraufhin kam es zu Verwirrungen in der Energiebranche, da nicht klar war, welche Unternehmen unter das IT-Sicherheitsgesetz fallen und welche den IT-Sicherheitskatalog erfüllen sollen. Mit dem überarbeiteten Gesetzentwurf des IT-SiG vom 17.12.2014 wurden diese Unklarheiten jedoch behoben und der IT-SK als der branchenspezifische Standard für die Energiebranche definiert, welcher von allen als KRITIS definierten Unternehmen umzusetzen ist. Einzige bisherige Ausschlussmöglichkeit hiervon ist die De-minimis-Regelung³.

Stadtwerke: oft mehrfach betroffen

Stadtwerke müssen hier ein besonderes Augenmerk auf ihre jeweiligen Sparten legen. So kann es sein, dass sie nicht nur den IT-Sicherheitskatalog umsetzen müssen, weil sie zu den (Energie-)Netzbetreibern zählen. Für Stadtwerke typische Sparten, die als Kritische Infrastruktur definiert werden, sind: Energie, Transport und Verkehr (inkl. ÖPNV), ITK und Wasser. Da laut IT-SiG hierfür jeweils branchenspezifische Standards definiert werden sollen, können sich diese teilweise widersprechen. Hier ist eine genaue Vorab-Analyse und Vorgehensplanung von besonderer Bedeutung.

Über die QSC AG

Die QSC AG ist ein Full Service Provider für den Mittelstand. Sie bietet ein Komplettangebot in den Bereichen Telekommunikation, Consulting, Outsourcing und Cloud. Die QSC-eigene Infrastruktur besteht aus TÜV- und ISO-zertifizierten Rechenzentren in ganz Deutschland sowie einem eigenen bundesweiten Sprach-Daten-Netz. Das Unternehmen beschäftigt rund 1.700 Mitarbeiter und ist im TecDAX gelistet.

Sicherheitsauflagen für die Energiebranche

Auf alle betroffenen Unternehmen des KRITIS Sektors „Energie“ kommen damit im Wesentlichen vier Verpflichtungen zu:

1. Benennung eines IT-Sicherheitsbeauftragten als Ansprechpartner für die BNetzA
2. Einführung eines Managementsystems für Informationssicherheit oder kurz „ISMS“ (engl. für Information Security Management System),
3. Zertifizierung des ISMS nach dem internationalen Standard DIN/IEC ISO 27001
4. Regelmäßige Sicherheitsüberprüfungen und Nachweise

Benennung eines IT-Sicherheitsbeauftragten

Für die Koordination, Verwaltung und Kommunikation der IT-Sicherheit muss für jedes Unternehmen ein IT-Sicherheitsbeauftragter (IT-SB) als zentraler Ansprechpartner benannt und der Bundesnetzagentur mitgeteilt werden. Gemäß IT-SK soll der IT-SB der BNetzA unverzüglich Auskunft geben zum Umsetzungsstand der Anforderungen aus dem IT-SK, aufgetretenen Sicherheitsvorfällen sowie ihrer Art und dem Umfang und evtl. hierdurch hervorgerufener Auswirkungen. Weiterhin müssen, soweit möglich, die Ursachen aufgetretener Sicherheitsvorfälle sowie Maßnahmen zu deren Behebung und zukünftigen Vermeidung benannt werden.

Einführung eines ISMS

Ein ISMS definiert Regeln und Prozesse, die der Steuerung, Kontrolle, Wahrung und fortlaufenden Optimierung der Informationssicherheit im Unternehmen dienen. Dabei liegt der Schwerpunkt der Informationssicherheit vor allem auf den drei

Grundwerten Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und Integrität. Dies bedeutet konkret, dass vertrauliche Daten und Informationen vor unbefugter Preisgabe geschützt werden müssen. Außerdem müssen Daten und Informationen stets exakt zum geforderten Zeitpunkt zur Verfügung stehen sowie vollständig und korrekt sein.

Die Implementierung eines ISMS in einem Unternehmen muss in allen Hierarchieebenen erfolgen. Die Einführung eines zertifizierungsfähigen ISMS ist ein längerer Prozess und besteht aus mehreren Teilaufgaben wie in Abb. 1 dargestellt. Aus diesem Grund sollten die anfallenden Ressourcen im Vorfeld analysiert und entsprechend geplant werden.

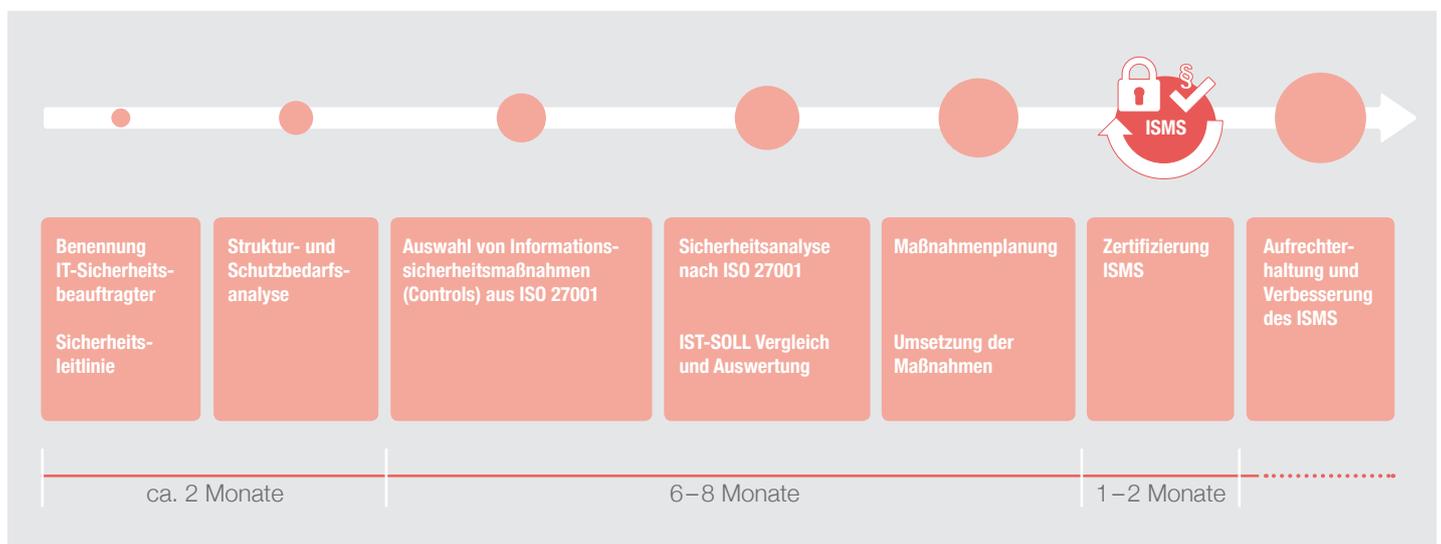
Zertifizierung des ISMS nach ISO/IEC 27001

Die Norm ISO/IEC 27001 legt den internationalen Standard für ein ISMS fest. Häufig haben Unternehmen die Sorge, nicht alle Sicherheitsmaßnahmen innerhalb eines Jahres umgesetzt zu haben und so das Zertifikat nicht zu erhalten. Diese Sorge ist unbegründet, denn im Rahmen der Zertifizierung wird in erster Linie überprüft, ob wirksame Prozesse für das Management der Informationssicherheit im Unternehmen etabliert wurden. Die Bewertung erfolgt anhand der vorgeschriebenen Dokumentationen (z.B. IT-Sicherheitsleitlinie, Netzstrukturplan, etc.) sowie Interviews und Stichproben von Sicherheitsmaßnahmen vor Ort.

Regelmäßige Sicherheitsüberprüfungen

Die Wirksamkeit des ISMS muss regelmäßig überprüft werden. Dies ist mithilfe verschiedener Überwachungsmaßnahmen möglich. Änderungen, welche Auswirkungen auf den Anwendungsbereich haben können (z.B. Infrastrukturänderungen) müssen fortlaufend berücksichtigt und entsprechende Überarbeitungen der Dokumente vorgenommen werden.

Abbildung:
Vorgehen zur Umsetzung
des IT-Sicherheitskatalogs
der BNetzA



Was müssen Unternehmen bei der Umsetzung des IT-Sicherheitsgesetzes bzw. des IT-Sicherheitskatalogs beachten?

Für alle Unternehmen empfiehlt sich vor der Einführung eines ISMS eine Vorab-Analyse. Hierzu gehört zunächst eine Bestandsaufnahme, um sich einen groben Überblick über die betroffene IT-Infrastruktur zu verschaffen und den Anwendungsbereich des IT-SK zu definieren. Außerdem muss analysiert werden, welche Sicherheitsmaßnahmen (organisatorisch, prozessual, SW-Lösungen, etc.) evtl. bereits vorhanden sind und angepasst oder übernommen werden sollen. Nur so kann eine effiziente und notwendige Ressourcenabschätzung erfolgen.

Für die Einführung eines ISMS gibt es drei Möglichkeiten der Umsetzung. Verfügt ein Unternehmen über ausreichend personelle Ressourcen und das fachspezifische Know-How (z.B. durch eine eigene IT-Abteilung), so kann es das ISMS mit eigenen Mitteln umsetzen. Hierfür muss für die initiale Etablierung ca. eine Vollzeitstelle für ein Jahr eingeplant werden. Im Anschluss muss das ISMS fortgeführt werden. Der Aufwand reduziert sich dabei geschätzt um 50–70 Prozent gegenüber der Einführung.

Die zweite Variante bildet eine Mischform aus Leistungserbringung durch das Unternehmen selbst sowie externer Dienstleister. Welche Teilaufgaben von welcher Seite übernommen werden können, ist unternehmensspezifisch und hängt hauptsächlich vom Know-How des betroffenen Unternehmens ab. Ein Beispiel für eine sinnvolle externe Leistungsergänzung wäre beispielsweise die IT-Sicherheitsanalyse und die entsprechende Auswertung bzw. die regelmäßigen Sicherheitsüberprüfungen (interne Audits). Auf diese Weise wird gleichzeitig die Objektivität der Ergebnisse gewährleistet.

Schlussendlich gibt es noch die Möglichkeit, die Einführung des ISMS vollständig durch externe Dienstleister erbringen zu lassen. Dies ist insbesondere dann angemessen, wenn das Unternehmen nicht über eine eigene IT-Fachabteilung und damit entsprechende Ressourcen verfügt, da die Schaffung einer entsprechenden Stelle unter Umständen teurer sein könnte als der Einkauf einer Dienstleistung.

Unabhängig von der Variantenauswahl müssen weitere Ressourcen (meist hauptsächlich finanzielle) für die Umsetzung von Sicherheitsmaßnahmen eingeplant werden, welche sich aus der Sicherheitsanalyse ergeben. So kann es z.B. notwendig sein, eine Zugangskontrolle zum Gebäude nachzurüsten, oder Teile der Infrastruktur durch Redundanz abzusichern.

„Zuerst sollte man die Schwachstellen genau analysieren und kritisch bewerten.“

DR. KATJA SIEGEMUND, QSC AG

Fazit

Zwar sind die betroffenen Unternehmen innerhalb KRITIS noch nicht bekannt und werden erst per zusätzlicher Rechtsverordnung exakt definiert, jedoch wird eine Vielzahl an Unternehmen innerhalb der Energiebranche dazu zählen. Während fest steht, dass Netzbetreiber darunter fallen, können andere Unternehmen selbst einschätzen, ob sie eine Kritische Infrastruktur besitzen. Grundsätzlich gilt: Hat die Beeinträchtigung oder gar der Ausfall der unternehmenseigenen IT weitreichende gesellschaftliche Folgen (erhebliche Versorgungsengpässe oder Gefährdungen der öffentlichen Sicherheit), ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, als KRITIS definiert zu werden.

Unabhängig davon, ob Unternehmen dazu gesetzlich verpflichtet sind, den IT-SK umzusetzen, sollte angesichts der stetig wachsenden technologischen Angriffsmöglichkeiten die IT-Sicherheit nicht vernachlässigt werden. Bevor jedoch vorschnell Ressourcen in Sicherheitsmaßnahmen gesteckt werden, die vermeintlich zum besseren Schutz beitragen, sollte man zuvor genau analysieren, welche Schwachstellen vorliegen und wie kritisch diese zu bewerten sind. Anhand dieser Fakten kann man Sicherheitsmaßnahmen nachhaltig und kosteneffizient planen. Dies wird nicht zuletzt durch ein ISMS vereinfacht und stellt somit unabhängig von einer gesetzlichen Verpflichtung ein gutes Mittel dar, um die unternehmenseigene Sicherheit zu bewerten, überwachen und fortlaufend zu verbessern. ■

¹ http://www.bitkom.org/files/documents/BITKOM-Presseinfo_IT-Sicherheit_11_03_2014_final.pdf

² Zur Zeit werden die darin enthaltenen Anforderungen überarbeitet. Die finale Veröffentlichung wurde für Mai/Juni 2015 angekündigt.

³ Private Unternehmen oder Unternehmen mit kommunaler Beteiligung von mindestens 25 Prozent mit einer Mitarbeiterzahl von weniger als 10 und einer Jahresbilanzsumme von weniger als 2 Mio. EURO sind vom Anwendungsbereich des IT-Sicherheitsgesetzes ausgenommen

Marktkommunikation braucht saubere Daten

Wenn die Marktkommunikation stockt, liegt das häufig an nicht konsistenten Daten in den IT-Systemen der verschiedenen Marktpartner. Ein Problem, das angesichts zunehmend komplexer Marktprozesse immer gravierender wird und das jedes Unternehmen bei der Wurzel packen sollte. Mithilfe eines vierstufigen Datenqualitätsprozesses kann die Marktkommunikation erheblich reibungsloser abgewickelt werden.



Stephan Köhne hat als Projektmanager langjährige Erfahrungen in der Prozess- und Organisationsoptimierung von Konzernen und großen mittelständischen Unternehmen gesammelt. Seit 2004 ist er bei **ArcMind Technologies** als Geschäftsführer tätig. www.arcmind.com

Vor mehr als 15 Jahren öffneten sich die Energiemärkte für den Wettbewerb. Durch die Deregulierung entstanden in den vergangenen Jahren neue Marktrollen (Netzbetreiber, Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche, MSB, MDL etc.). Eine Vielzahl von Gesetzen und Regeln, u. a. zur Kommunikation zwischen den einzelnen Partnern, wurden seitdem verabschiedet und den veränderten Marktbedingungen angepasst. Die Bundesnetzagentur definiert für alle Marktteilnehmer verbindliche Vorgaben zur Marktkommunikation. Sie verlangen einen elektronischen Datenaustausch nach dem EDIFACT-Standard, meist unter Beachtung und Einhaltung von Fristen. Bei vielen Energieversorgern wuchsen die Datenbestände oft über Jahre hinweg in einer meist heterogenen Systemlandschaft. Mit der Zeit führten fehlerhafte oder unvollständige Schnittstellen und manuelle Fehleingaben zu einer Vielzahl von Dateninkonsistenzen, oft sowohl innerhalb eines Systems als auch über Systemgrenzen hinweg.

Handlungsdruck für Energieversorger wächst

Insbesondere die in immer stärkerem Maße fristgebundene Marktkommunikation sowie das Risiko von Pönalen wegen fehlerhaftem Datenaustausch setzen jeden einzelnen Marktakteur zunehmend unter Druck. Letztlich kommt niemand daran vorbei, die erforderliche Datenqualität (DQ) zur

Bedienung der verschiedenen Marktprozesse regelmäßig zu überprüfen und Maßnahmen zur dauerhaften Fehlerbeseitigung und -abwehr zu ergreifen. Die durch die Rollentrennung immer komplexer werdenden Marktprozesse gilt es in den meist heterogenen IT-Systemlandschaften abzubilden und mit neuen Datenformaten (u.a. GPKE, GeLi, MaBiS, WiM etc.) zu integrieren. Durch inkonsistente Daten verursachte Fehler in der Marktkommunikation müssen meist mit hohem manuellem Aufwand und unter Zeitdruck korrigiert werden. Typische Fehlerquellen, die eine erfolgreiche Marktkommunikation verhindern oder erschweren, sind beispielsweise die Kommunikation von falschen Obis-Kennziffern, inkonsistente Zählernummern, ungültige oder falsche Lastprofile, nicht mehr aktuelle Lieferanten-Zuordnungen und falsche oder unvollständige Adressen.

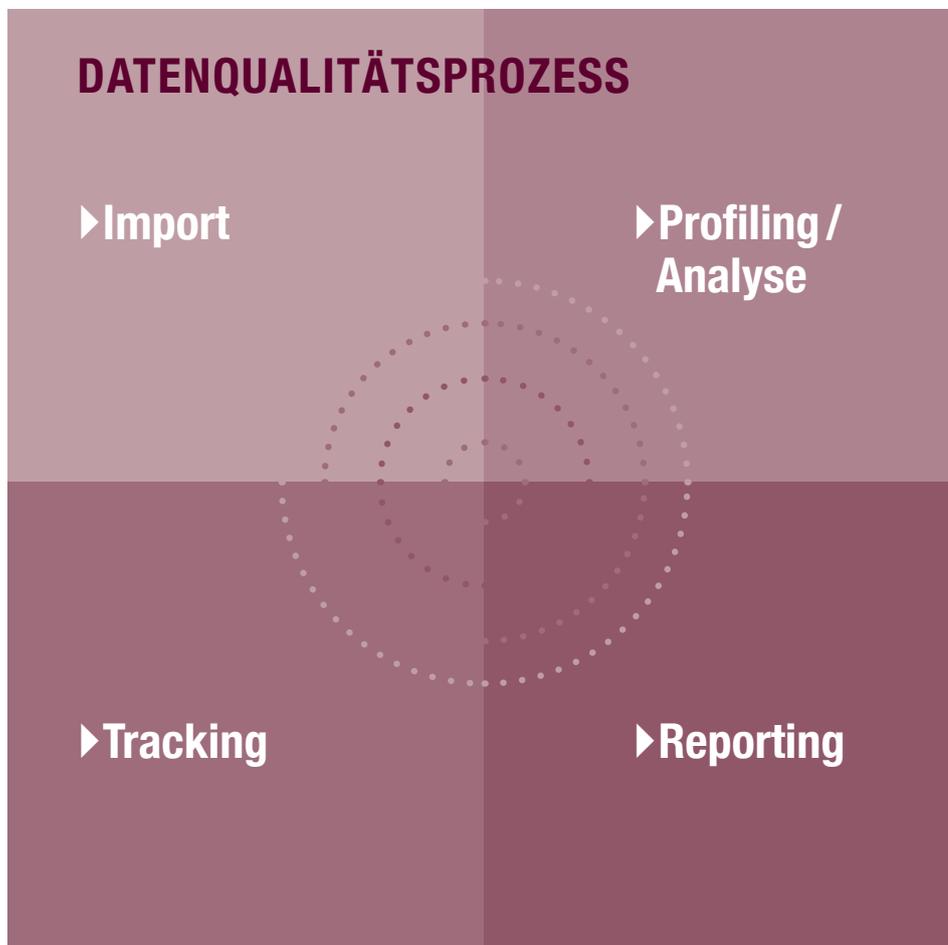
Damit ein Unternehmen dauerhaft von den Vorzügen des elektronischen Datenaustauschs profitieren kann, gilt es, aktive Schritte zur Verbesserung und Sicherstellung der eigenen Datenqualität zu unternehmen. Durch Vermeidung von Medienbrüchen und manuellen Fehleingaben kann eine automatisierte und beschleunigte Bearbeitung der unterschiedlichen Geschäftsprozesse erreicht werden. Doch wie können Datenschiefstände bereinigt werden? Und wie lässt sich die Qualität der Stammdaten nachhaltig sichern?

Ein Beispiel dafür gibt die Aachener Energie AG: Um die ständig wachsenden Datenmengen bewältigen zu können, wurden monatlich Bestandslisten von insgesamt 650 verschiedenen Netzbetreibern im EDIFACT-Format „UTILMD E06“ durch den Einsatz des ArcMind-Tools mit den Stammdaten von mehr als 100.000 Kunden aus dem Abrechnungssystem SAP IS-U abgeglichen. Die festgestellten Inkonsistenzen zwischen den gelieferten Bestandslisten und nachgelagerten Systemen wurden auf Datenbankebene analysiert und die Ergebnisse den Fachbereichen für eine Bereinigung zur Verfügung gestellt.

Relevante Prozesse, Daten und IT-Systeme identifizieren

Wie funktioniert ein Datenqualitätsprozess konkret? Die Grafik visualisiert das Vier-Schritte-Modell von ArcMind Technologies. Bevor jedoch mit dem eigentlichen DQ-Prozess begonnen wird, gilt es zu prüfen, welche Kernprozesse für das Unternehmen relevant sind und welche Daten hierfür aus welchen IT-Systemen benötigt werden. Erfahrungsgemäß hat es sich insbesondere in der Startphase eines DQ-Projektes bewährt, die Qualitätsprüfungen und -analysen zunächst auf bereits bekannte DQ-Probleme und Kernsysteme zu konzentrieren. Eine Erweiterung der Analysen ist jederzeit ohne großen Aufwand während des DQ-Prozesses möglich.

Abbildung:
Prozess zur Sicherstellung
der Datenqualität



Import:

Um bei der Analyse der Datenqualität möglichst flexibel zu sein, werden im ersten Schritt die erforderlichen Daten aus den identifizierten produktiven Systemen (z.B. Abrechnungssystem, Zählermanagementsystem, CRM, etc.) in eine zentrale Datenbank importiert. Der Aufbau einer zentralen Datenbank bietet neben hoher Flexibilität einen weiteren entscheidenden Vorteil: Potenziell zeitintensive Analysen können ohne Beeinträchtigung der Performance der operativen Produktivsysteme durchgeführt werden. Je mehr Daten hier bereits geladen werden, desto vielfältiger sind im Anschluss die Möglichkeiten umfassender, flexibler und schneller Datenanalysen.

Profiling / Analyse:

Sobald die Daten in der Datenbank zur Verfügung stehen, können vielfältige Untersuchungen durchgeführt werden. Mithilfe von Profiling-Abfragen erhält man zunächst einen umfassenden Blick auf die jeweiligen Daten in den einzelnen Systemen. Alle vorhandenen Informationen lassen sich durch flexible Abfragen fast beliebig clustern. Damit können systeminterne Datenschiefstände, z.B. innerhalb des Datenmodells eines SAP IS-U- oder CRM-Systems, identifiziert und umfangreich analysiert werden, aber auch systemübergreifende Differenzen, z.B. zwischen SAP IS-U und dem Zählermanagementsystem eines Netzbetreibers.

Sowohl beim systeminternen als auch systemübergreifenden Datenabgleich lassen sich Inkonsistenzen insbesondere auch unter Berücksichtigung weiterer Informationen detaillierter analysieren, als dies innerhalb eines einzigen Systems möglich wäre. Beispielsweise kann ein Lieferant nach dem Erhalt einer Zuordnungsliste von den Netzbetreibern eventuell fehlende Kunden mit den Informationen in seinen eigenen Systemen abgleichen.

Tracking:

Mit den ersten beiden Schritten des DQ-Prozesses erhält man ein sehr detailliertes Bild über die aktuelle Datenqualität. Nun ist es erforderlich, die identifizierten Datenschiefstände zu priorisieren und deren strukturierte Bereinigung zu organisieren und durchzuführen. Insbesondere bei systemübergreifend festgestellten Inkonsistenzen ist die Einhaltung der richtigen Reihenfolge der Bereinigungs-schritte in den betroffenen Produktivsystemen wichtig, da sonst ggf. durch automatisierte Prozesse und

„Datenqualität erreichen und bewahren ist ein fortlaufender Prozess.“

STEPHAN KÖHNE, ARCMIND

Über die ArcMind Technologies GmbH

ArcMind Technologies GmbH entwickelt seit mehr als zehn Jahren branchenspezifische Lösungen für die Energiewirtschaft. Schwerpunkt sind individuelle und Standardlösungen insbesondere zur EDIFACT-Marktkommunikation und zur nachhaltigen Verbesserung der Datenqualität – etwa über serverbasierte Kommunikations- und Monitoringssoftware, EDIFACT-Fehleranalyse und -korrektur oder die Unterstützung von Tests.

Schnittstellen die durchgeführte Korrektur wieder rückgängig gemacht werden kann.

Durch den Einsatz eines geeigneten Trackingsystems, das eine strukturierte Aufgabenverteilung und bereichsübergreifende Fehlerbearbeitung durch die Mitarbeiter der Fachbereiche ermöglicht, kann der manuelle Bereinigungsaufwand minimiert und die Fehlerbehebung effizient unterstützt werden. Das Trackingsystem gewährleistet zudem einen transparenten Analyseprozess und unterstützt die Bearbeitung und Bereinigung teamübergreifend durch ein flexibel konfigurierbares Statusmodell.

Reporting:

Um die Ergebnisse und den Fortschritt der Datenbereinigungsaktivitäten regelmäßig überprüfen zu können, besteht der letzte Schritt des DQ-Prozesses aus dem Reporting. Hier gilt es einerseits, den aktuellen Bereinigungsstand und -fortschritt möglichst übersichtlich darzustellen. Darüber hinaus kann das Reporting je nach Ausprägung auch zur Identifizierung potenzieller, regelmäßig auftretender DQ-Probleme dienen, für deren nachhaltige Behebung u.U. eine Korrektur von Schnittstellen oder eine Anpassung von Handlungsanweisungen oder Verfahrensregeln erforderlich ist.

DQ-Management ins Tagesgeschäft integrieren

Fazit: Datenqualität ist für alle Unternehmen am Energiemarkt, die in einer immer komplexeren Systemlandschaft automatisiert miteinander kommunizieren müssen, ein zunehmend bedeutsames Thema. Sich kontinuierlich verändernde Anforderungen und Vorgaben beim Datenaustausch erfordern entsprechende Anpassungen der betroffenen IT-Systeme. Das Risiko für neue Datenqualitätsprobleme ist dadurch unverändert hoch. Das Erreichen und Erhalten einer hohen Datenqualität, sowohl systemintern als auch -übergreifend, sollte daher als fortlaufender Prozess betrachtet und im Unternehmen fest etabliert werden. Eine Integration in die vorhandenen Abläufe ist unumgänglich.

Der Erfolg des DQ-Prozesses hängt jedoch nicht nur von technischen Voraussetzungen und Prozesskompetenz ab. Es wird dringend empfohlen, Mitarbeiter aus den einzelnen Fachbereichen und Führungsebenen einzubeziehen, um sie für die Bedeutung des Themas zu sensibilisieren, den Nutzen für das Unternehmen zu verdeutlichen und damit Akzeptanz herzustellen. Auch wenn der Aufwand beim DQ-Management zu Beginn hoch ist, wird sich der Einsatz auf lange Sicht – durch weniger Nacharbeiten, geringere Risiken usw. – unternehmerisch auf jeden Fall rentieren. ■

Smart Meter Gateway Administration sicher umsetzen

Die laufenden Pilotprojekte bei Messdienstleistern und Netzbetreibern zeigen eine Vielzahl von Handlungsfeldern, die bei der Umsetzung der neuen IT-Aufgaben rund um die Smart Meter Gateway Administration berücksichtigt werden müssen.



Sascha Reif startete 2006 nach dem Studium der Betriebswirtschaft an der Hochschule Nürtingen-Geislingen seine Karriere als Berater bei der Visos GmbH. 2008 wechselte er zur **Schleupen AG**, wo er heute als Business Development Manager tätig ist. www.schleupen.de

Der wirtschaftliche Rahmen für die Smart Meter Gateway Administration ist eng gesteckt. Besonders für mittelständige und kleinere Netzbetreiber ist es notwendig, frühzeitig einen tragfähigen Ansatz für die Abwicklung der Prozesse zu entwickeln. Denn aufgrund der Komplexität der Prozesse und der absehbaren Deckelung des jährlichen Messentgelts für intelligente Messsysteme auf 100 Euro ist es wichtig, die Prozesse effizient in der eigenen Organisation und den IT-Systemen umzusetzen, so dass sie spätestens beim Massen-Rollout möglichst automatisiert und reibungslos abgewickelt werden können. Anbieter wie die Schleupen AG bieten deswegen Stadtwerken und Netzbetreibern die für die Umsetzung der Smart Meter Gateway Administration notwendigen IT- und Kommunikationslösungen auch im Cloud-Betrieb an.

Dreistufige Feldversuche

Inzwischen laufen bereits erste operative Feldversuche, in denen Messdienstleister und Netzbetreiber vor der Erweiterung ihres Leistungsportfolios neue Lösungsangebote entwickeln und erproben. Zumeist werden die Feldversuche in drei Phasen realisiert. Auftakt bilden im ersten Schritt kleine SMGW-Installationen mit sehr geringen Zählerstückzahlen, die als Laborversuche bei eigenen Unternehmensmitarbeitern und „friendly users“ durchgeführt werden. Sie bilden die Grundlage, um sich mit der Hardware, der Kommunikationstechnik und den IT-Prozessen vertraut zu machen. Im zweiten Schritt werden dann Zähler im dreistelligen Bereich verbaut, um die Geschäftsprozesse sauber umzusetzen. Bei der konkreten Umsetzung der Prozesse lassen sich hier Ableitungen zur Anpassung der Unternehmensorganisation

formulieren. In einer dritten Erprobungsstufe können dann mit bereits größeren Zählermengen (mehrere hundert) die Skaleneffekte in der Beschaffung sowie die Prozesse beim Rollout und in der unternehmensweiten Organisation im Feld erprobt werden.

In der ersten Phase der Feldversuche werden zurzeit die Gateways der unterschiedlichen Hersteller gemeinsam mit den intelligenten Zählern auf ihre Interoperabilität getestet. Neben der Auswahl verlässlicher Lieferanten muss dabei das Augenmerk auch auf die Organisation des Beschaffungswesens gelegt werden. Denn schon bei der Beschaffung der Smart Meter Gateways gelten die hohen Sicherheitsanforderungen des BSI. So müssen bereits vor der Auslieferung der Gateways die notwendigen IP-Adressen bereitgestellt und die Zertifikate mit den Herstellern ausgetauscht werden. Da die Gateways eine Zertifikatsgültigkeit von zwei Jahren haben und bei Ablauf dieser Gültigkeit ohne Zertifikatswechsel der verbaute Krypto-Chip das Gateway unbrauchbar macht, muss das Beschaffungswesen auf diese neuen Anforderungen entsprechend angepasst werden. Zukünftig werden sich die Verantwortlichen nicht wie bisher größere Chargen auf Lager legen. Vielmehr werden aufgrund der höheren Sicherheitsanforderungen und notwendigen Zertifikate nur überschaubare Mengen geordert werden, die dann auch zeitnah verbaut werden (müssen). Diese kleinteiligen Chargen widersprechen natürlich dem wirtschaftlichen Ansatz, aufgrund größerer Einkaufsvolumen durch Skaleneffekte Einsparungen zu realisieren. Es zeichnet sich ab, dass sich in den Netzbereichen Einkaufskooperationen bilden werden, um durch eine Bündelung der Nachfrage bessere Preise am Markt durchsetzen zu können.

Durch die Deckelung des Messentgelts für iMsys müssen auch neue Konzepte zur Finanzierung der kostenintensiven Gateways entwickelt werden. Hier könnten bei einem schnellen und breiten Rollout der intelligenten Zähler, für die ein Messentgelt von 20 Euro im Jahr festgelegt wurde, die notwendigen Erträge zur Finanzierung der intelligenten Messsysteme erwirtschaftet werden.

Maßnahmenkatalog für die Prozessumsetzung

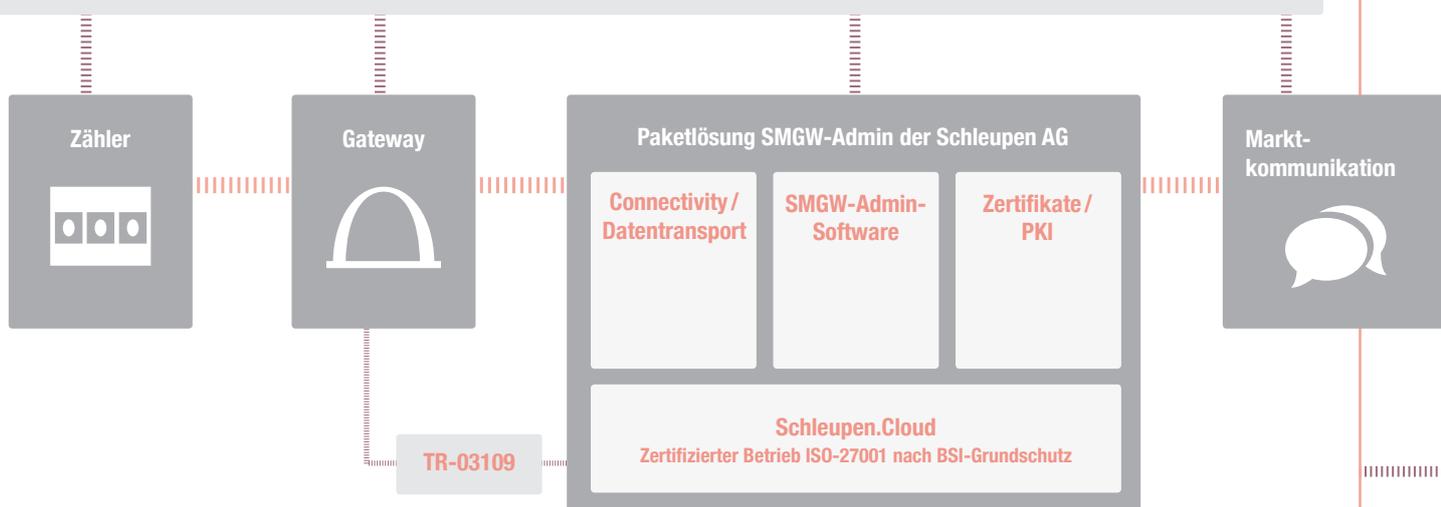
Neben der Neuorganisation der Beschaffung müssen aber auch die operativen Prozesse in den Unternehmen angepasst werden. Denn beim Einbau und der Inbetriebnahme der neuen Messsysteme wird von den Zählermonteuren zusätzliches Know-how verlangt. Lässt sich eine mobile Funkanbindung durch den Einbau einer SIM-Karte noch relativ leicht bewerkstelligen, wird beim Einsatz von Breitband- und Powerline-Technologie eine IP-Konfigurierung der Geräte notwendig. Hier entsteht hoher Schulungsbedarf bei den Zählermonteuren, die oft über wenig bzw. kein IT-Know-how verfügen.

Bei der Administration der SMGW-Aufgaben im eigenen Unternehmen stellt sich darüber hinaus die Frage, wer zukünftig für das neue Aufgabenfeld

verantwortlich ist. Hier gibt es keine eindeutige Handlungsempfehlung. Existiert bereits ein Shared Service, der für die Marktkommunikation beim Versorgerwechsel verantwortlich ist, sind die Aufgaben ggf. hier gut aufgehoben. Aber auch die Mitarbeiter, die sich bereits heute mit Aufgaben rund um die Zählerfernauslesung (ZFA) und Energielogistik beschäftigen, können als Experten das Aufgabenfeld abdecken. Dabei muss den Mitarbeitern das notwendige Know-how vermittelt werden, wie sie mögliche Übertragungsfehler schnell und effizient beheben können. Eine Aufgabe mit hohen Anforderungen, denn aufgrund der Komplexität der Hard- und Softwarelösungen sind mögliche Fehlerquellen nicht immer direkt und eindeutig zu identifizieren. Bei Problemen mit der Übermittlung der Zählerstände existiert eine Vielzahl von Stellschrauben, die den Kommunikationsfluss vom Zähler über das Gateway via Kommunikationsmedium zu den nachgelagerten IT-Systemen beeinflussen können. Die Schleupen AG arbeitet zurzeit an einer umfangreichen Mitarbeiter-FAQ, die beim Auftreten von Fehlfunktionen bei der Identifizierung und schnellen Behebung der Fehler behilflich ist. Denn spätestens beim bzw. nach dem Massen-Rollout ist es wirtschaftlich nicht mehr vertretbar, wenn die Monteure sich individuell auf die Fehlersuche machen müssen. Der Maßnah-

MESSSTELLENBETREIBER: STADTWERKE MUSTERSTADT GMBH

Business Process Outsourcing – Auslagerung der Geschäftsprozesse auf Dienstleister (Rollout, Administration, Marktkommunikation, ...)



menkatalog der Schleupen AG gibt sowohl für die Softwarelösung als auch für die integrierte M2M-Kommunikationsplattform von Vodafone klare Handlungsanweisungen.

Auch die anderen Unternehmensbereiche bleiben vom Roll-Out nicht unberührt, Anpassungen an den Geschäftsprozessen sind in allen Unternehmensbereichen erforderlich. So ist die Beschaffung und Bilanzierung auf die neuen Preis- und Messmodelle anzupassen. Es werden neuartige Kundenserviceprozesse für Beratung und Zugangsdatenbereitstellung rund um intelligente Messsysteme erforderlich. Besonderes Augenmerk und Vorbereitungszeit sind auf die Maßnahmen der Kundenkommunikation zu legen. Nur wenn der Kunde kommunikativ abgeholt wird, kann der Roll-Out der Messsysteme gelingen.

Herausforderung Netzanbindung

Durch den im Eckpunktepapier vorgegebenen engen Kostenrahmen und den gesteckten Zeitrahmen bis 2021 stellt sich die Frage, auf welche Weise die Gateways unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten überhaupt angebunden werden können. Hier zeichnet sich zurzeit eine Präferenz zur Funkanbindung via GPRS oder zu dem neuen LTE-Standard ab. Denn die Kosten zum Aufbau einer eigenen physikalischen Netzinfrastruktur sind, wenn nicht bereits vorhanden, wirtschaftlich kaum abzubilden. Allerdings muss die Anbindung immer auch im Zusammenhang mit den Verhältnissen und Anforderungen vor Ort gesehen werden. Für Kunden mit steuerbaren Lasten und Betreiber großer steuerbarer EEG-Anlagen, die je nach Netzzustand schnelle Reaktionszeiten

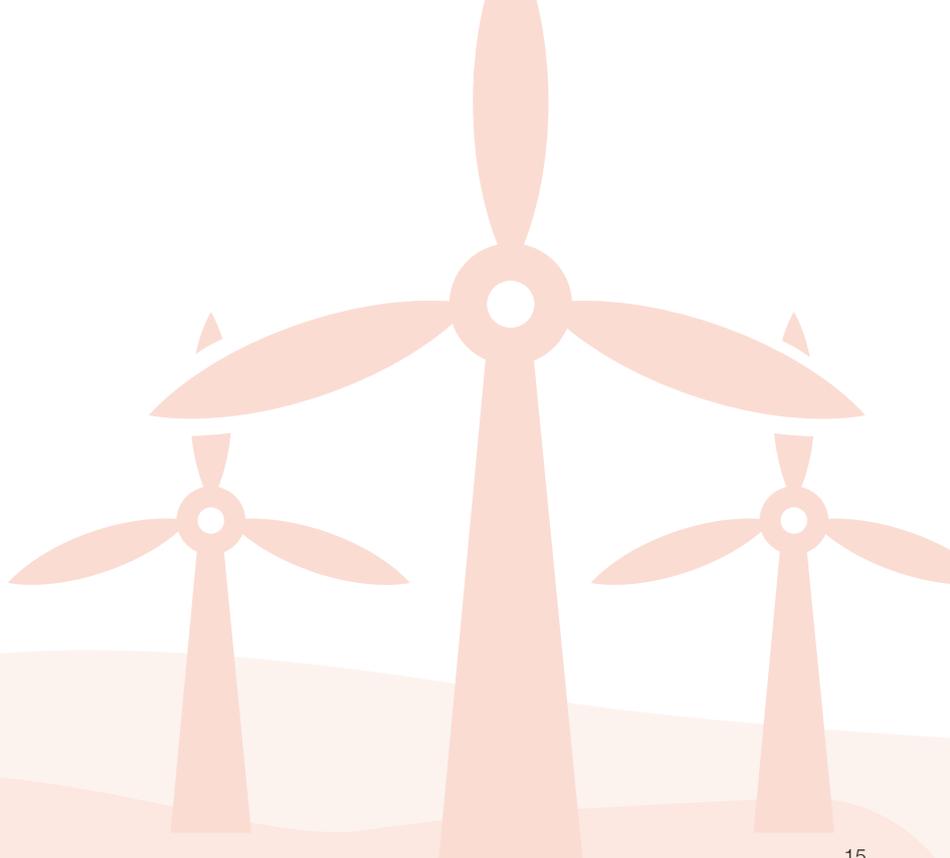
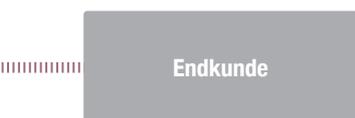
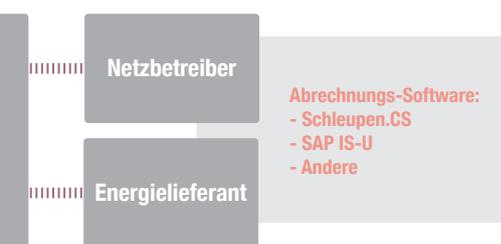
benötigen, können ggf. auch andere Anbindungen sinnvoll sein.

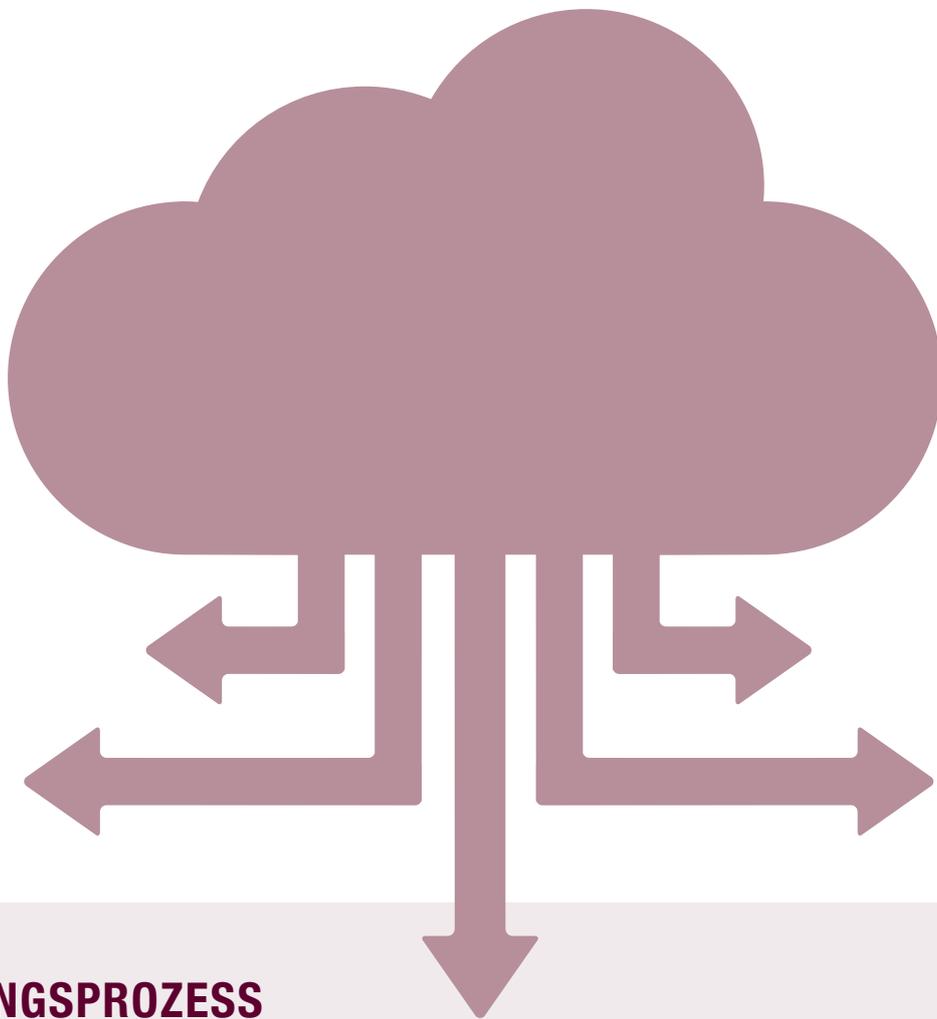
Bei den bereits angelaufenen Feldversuchen hat sich gezeigt, dass viele der vorhandenen Zählerplätze für die Montage der neuen Gerätegeneration nicht entsprechend ausgelegt sind und ggf. angepasst werden müssen. Ob und wie die Kunden, die ja zukünftig bereits durch das erhöhte Netzentgelt belastet werden, auf solche notwendigen „Modernisierungsmaßnahmen“ ihrer Zählerstände reagieren werden, ist noch nicht wirklich absehbar. Eine gute und sensible Kommunikation mit dem Kunden ist in diesem Zusammenhang unabdingbar. Gerade für Netzbetreiber, die bisher oft nur im Rahmen der turnusmäßigen Zählerablesung in Kontakt mit ihren Kunden getreten sind, ist dies eine wirkliche Herausforderung. Schließlich handelt es sich um komplexe und technisch sehr anspruchsvolle Prozesse, die vielen „Laien“ nur schwer zu vermitteln sein werden.

Ein weitere wichtige Frage, die für den wirtschaftlichen Betrieb der Gateways unabdingbar ist, sind die Softwareverteilungsprozesse bei Firmware-Updates. Hier müssen Strategien entwickelt werden, wie über gesicherte Übertragungsverfahren mögliche Aktualisierungen der Gerätesoftware kostengünstig auf die Gateways aufgespielt werden können. Denn anders als bei den Feldversuchen mit „friendly usern“, die Änderungen der Firmware über eine USB-Schnittstelle selber vornehmen, sind beim Echtbetrieb die hohen BSI-Sicherheitsanforderungen zu erfüllen. Hier entwickelt die Schleupen AG eine entsprechend abgesicherte Lösung, über die sich solche Softwareverteilprozesse automatisiert und sicher abwickeln lassen. ■

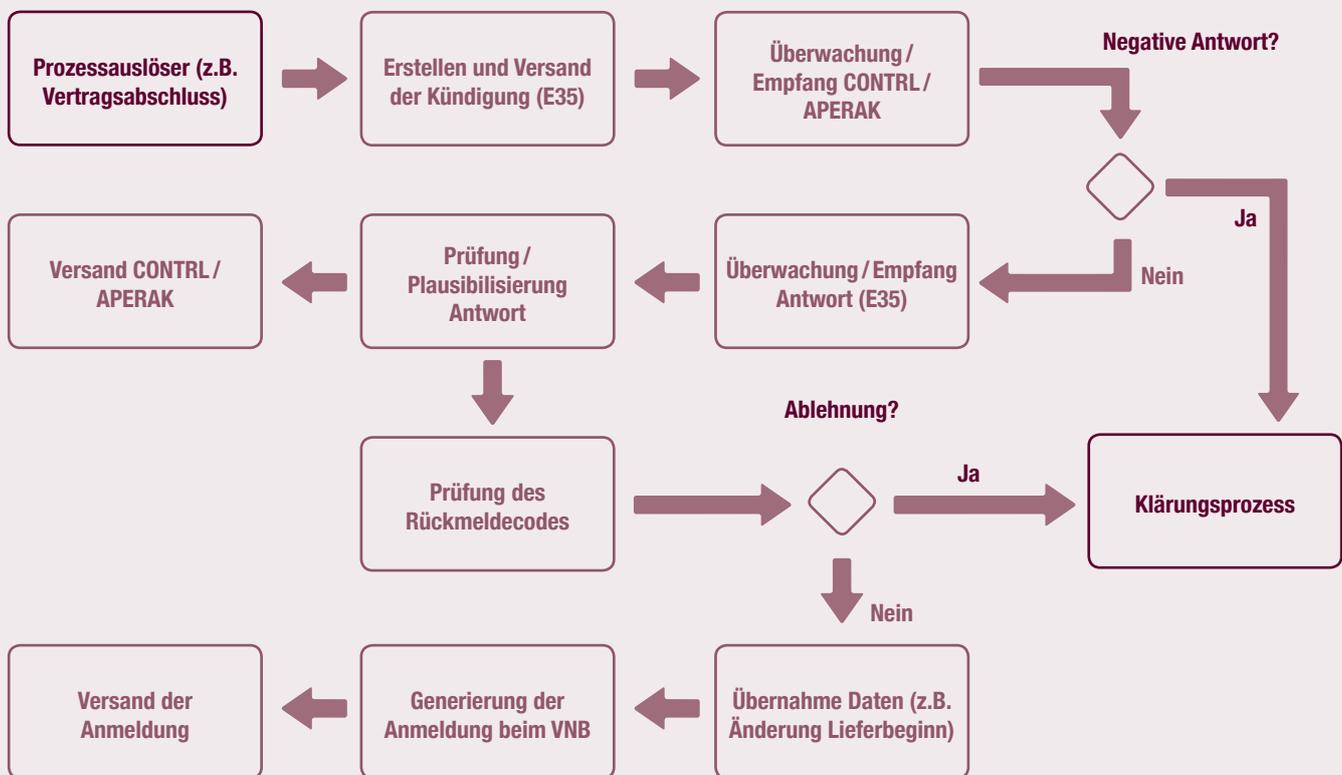
Über die Schleupen AG

Die Schleupen AG bietet IT-Lösungen für Netzbetreiber, Energie-Lieferanten und MSB/MDL. Sämtliche Prozesse – vom Billing, über die Marktkommunikation, bis hin zur betriebswirtschaftlichen Planung aller Ressourcen im Netzbetrieb – werden durchgängig abgebildet. Mehr als 15.500 Anwender arbeiten mit Schleupen.CS. Das Angebot wird durch weitreichende IT-Services bis hin zur Übernahme der kompletten IT-Infrastruktur in die Schleupen. Cloud ergänzt.





KÜNDIGUNGSPROZESS



- Automatisierte Prozessschritte
- Manuell durchgeführte Prozessschritte

Process as a Service: Direktvermarktung in der Cloud



Lars Ehler studierte Medieninformatik und Information Science an der TU Dresden und der University of Otago (Neuseeland). 2006 begann er als Software-Entwickler bei der **AKTIF Technology GmbH**. Seit 2010 ist er dort Leiter der Produktentwicklung und Mitglied der Geschäftsleitung. www.aktiv-technology.com

Seit den 2000er Jahren ist das alles bestimmende Thema im deutschen Energiemarkt die sogenannte „Energiewende“: Den Übergang der Energie-Erzeugungsstruktur auf Basis von fossilen Brennstoffen und Kernkrafttechnologien hin zu einer Erzeugungsstruktur mit regenerativen und nachhaltigen Energien. Dies bringt zwei grundsätzliche Veränderungen mit sich: Es findet ein Wandel von wenigen zentralen und gut steuerbaren Großkraftwerken zu einer Vielzahl von dezentralen und autonom arbeitenden Mittel-, Klein- und Kleinstenergieanlagen statt. Und das Verbraucherverhalten von Endkunden, das in früheren Jahren als gegeben und wenig steuerbar angesehen wurde, soll schrittweise steuerbar und flexibel anpassbar gestaltet werden.

Grundsätzlich kann man also sagen, dass ein Systemwechsel von einem „Planwirtschaftssystem“ mit zentralisierten, geplanten Erzeugern zu einem „Marktwirtschaftssystem“ mit einem Netz aus vielen dezentralen, autonomen Erzeugern und Verbrauchern stattfindet. Mit diesem Systemwechsel geht ein rasanter Wandel der Anforderungen an die zugrundeliegende IT-Infrastruktur einher. Die dezentrale Energiewelt bedarf einer intelligenten Vernetzung, um wirtschaftlich optimale Lösungen für Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu finden. Um die Erzeuger und die Verbraucher optimal zu steuern, müssen alle Arten von Anlagen in die IT-Systeme integriert werden. IT und Energie wachsen zusammen.

Die bisherigen, relativ starren Angebote von Softwareunternehmen stoßen hier an ihre Grenzen. Die Klein- und Kleinstverbraucher und -erzeuger können sich nicht mit den Themen „IT-Projekte“, „Lizenzverträge“ oder „Softwarepflege“ auseinandersetzen. Sie möchten ihre Anlagen an das Netz anschließen und danach soll die Anlage selbst wissen, was zu tun ist. Sie wollen sich nicht mit Software beschäftigen, sondern Energie zu einem möglichst hohen Preis verkaufen oder zu einem möglichst niedrigen Preis verbrauchen. Daher benötigen sie Prozessdienstleistungen, die automatisiert die notwendigen Tätigkeiten durchführen. Der bisherige Ansatz der „Software as a Service“,

der von einer Software-Nutzung nach Bedarf ausgeht, muss also weiterentwickelt werden zu einem „Process as a Service“-Ansatz: Nutzer wenden standardisierte und automatisierte Prozesse an, auf die sie von jedem Standort aus zugreifen können. Dies vereinfacht die Prozesse, senkt Kosten und erleichtert den Markteintritt aller Marktteilnehmer.

Direktvermarktung als „Process as a Service“

Seit wenigen Jahren entwickelt sich der Markt für Direktvermarktung sprunghaft. Hier können die Entwicklungen, die den gesamten Energiemarkt in den kommenden Jahren beschäftigen werden, bereits exemplarisch betrachtet werden.

Im Energiemarkt wird bisher streng zwischen Dienstleistern, die die komplette Abwicklung als „Manpower-Dienstleister“ und Software-Anbietern, die ihre Software in den verschiedensten Varianten anbieten, unterschieden. „Process as a Service“ vereint beide Ansätze und ist demzufolge die Weiterentwicklung dieser beiden Angebote. Es stellt die Bereitstellung von voll funktionsbereiten IT-basierten Geschäftsprozessen dar. Diese Prozesse können ohne weitere Voraussetzungen (wie zum Beispiel Hardware oder Personal) bedarfsorientiert genutzt werden.

Die Besonderheiten dieser Geschäftsprozesse sind im Folgenden beschrieben:

Standardisiert: Geschäftsprozesse und Aktivitäten sind nachvollziehbar und eindeutig definiert sowie transparent umgesetzt. Der Nutzer weiß, bevor er sich für die Nutzung eines Prozesses entscheidet, welches Ergebnis in welcher Form zu erwarten ist und welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen. Idealerweise eignen sich hier Prozesse, die bereits marktweit geregelt sind – in der Direktvermarktung zum Beispiel die Wechselprozesse MPES.

Flexibel anpassbar: Jeder Nutzer hat individuelle Besonderheiten, die er berücksichtigt haben möchte. Daher müssen die Prozesse Anpassungsmöglichkeiten bieten. Dies geschieht idealerweise durch flexible und gut dokumentierte Prozess-

Abbildung:
Die Komplexität der Marktprozesse zwingt zur weitgehenden Automatisierung

„Einspeiserprozesse müssen automatisiert und nebenbei laufen.“

LARS EHLER, AKTIF TECHNOLOGY

„Process as a service“-Angebote

„Process as a service“-Angebote ermöglichen es Marktpartnern im Energiemarkt, flexibel und kosteneffizient mit den Änderungen im Energiemarkt Schritt zu halten. Sie stellen sicher, dass Anwender sich nicht mit IT-Details und Anwendungswissen beschäftigen müssen, sondern sich um ihr Hauptgeschäft kümmern können und dabei das gute Gefühl haben, ihre Prozesse und Kosten im Griff zu behalten.

optionen. Bei den MPES-Prozessen wäre dies zum Beispiel die Option, ob grundsätzlich eine Kündigung vor dem Prozess „Lieferbeginn“ abzuwickeln ist oder nicht. Bei speziellen Anforderungen erlaubt die Möglichkeit, durch Individualprogrammierung Komponenten anzupassen, größtmögliche Flexibilität.

Automatisiert: „Process as a Service“ funktioniert nur, wenn die Prozesse automatisiert bereitgestellt und abgewickelt werden. Die Nutzer können sich im Energiemarkt der Zukunft gar nicht mehr um einzelne Prozessschritte kümmern. Für manuelle Eingriffe, Datenkorrekturen oder Datenübernahmen fehlt schlicht die Zeit. Es sind also sinnvolle Automatisierungsregeln zu treffen, zum Beispiel bei Eingang einer Kündigung mit Terminverschiebung die automatisierte Verschiebung des Lieferbeginns und der darauffolgende Start des Lieferbeginn-Prozesses.

Cloudbasiert: Für Geschäftsprozesse, die je nach Bedarf genutzt werden sollen oder nicht, stellt kein Einspeiser eine Hardware-Infrastruktur zur Verfügung. Er möchte nur den angebotenen Prozess nutzen. Der Geschäftsprozess muss also vom Anbieter als Cloud-Lösung bereitgestellt werden.

Mobile Zugriffsmöglichkeiten: Häufig sind Einspeiseranlagen nur ein Nebengeschäft des entsprechenden Betreibers. Im Hauptgeschäft ist er zum Beispiel Mitarbeiter eines Handelsunternehmens, Landwirt oder Dienstleister. Die Abwicklung von Geschäftsprozessen muss er also „nebenbei“ anstoßen und kontrollieren können. Deshalb ist es notwendig, dass die Nutzung auch durch mobile Endgeräte (Smartphone, Tablet) über mobile Infrastrukturen in hoher Geschwindigkeit möglich ist.

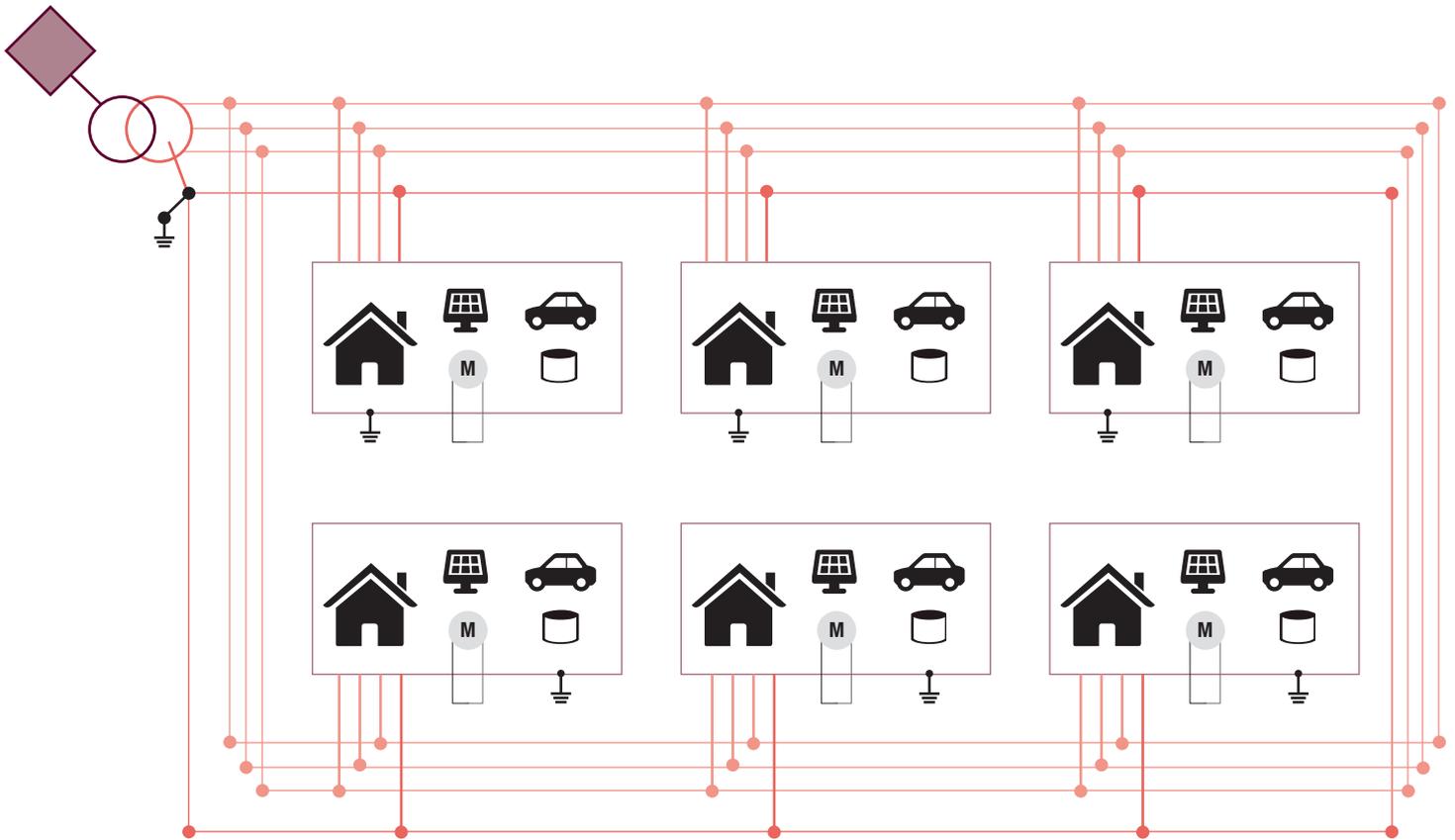
Sicherheit: Trotz der oben genannten Anforderungen muss sichergestellt werden, dass die Einzeldaten des Nutzers geschützt sind. Hierbei bedeutet Datenschutz dreierlei: Erstens müssen die Daten vor dem Zugriff von Unberechtigten geschützt werden. Zweitens müssen die Daten vor der Verfälschung durch fehlerhafte, automatisierte Prozesse geschützt werden. Und drittens ist natürlich unbedingt ein Datenverlust durch Systemprobleme zu verhindern.

Hohe Anforderungen an den Dienstleister

Das Bereitstellen von Prozessen mit den beschriebenen Eigenschaften erfordert von den Anbietern sowohl eine sehr hohe Kenntnis der Fachprozesse, als auch stabile und sichere Infrastruktur und hocheffiziente Softwarelösungen.

Wie bereits beschrieben, muss die zugrundeliegende Systemlandschaft es ermöglichen, Datensicherheitsaspekte (Zugriffskontrolle, Schutz vor Datenverlust) zu garantieren, andererseits jedoch den mobilen Zugriff durch berechtigte Nutzer ermöglichen und sich bedarfsorientiert skalieren lassen. Die in Deutschland geltenden Gesetze und Regelungen sichern dies aktuell, so dass ein Anbieter mit Sitz und Rechenzentrum in Deutschland hier die größtmögliche Sicherheit bietet. Automatisierung und Standardisierung lassen sich nur durch hochintegrierte Softwarepakete sicherstellen. Die Kopplung mehrerer Softwaresysteme durch Schnittstellen erhöht die Kosten für automatisierte Prozesse und insbesondere deren Wartungskosten. Hochintegrierte Systeme können die einzelnen Prozessschritte der verschiedenen Fachbereiche (EDM, Marktkommunikation, Bilanzkreismanagement) ideal aufeinander abstimmen und damit automatisierte Gesamtprozesse ermöglichen. Eine einheitliche Softwarestruktur mit zentraler Datenbank vereinfacht zudem die Bedienung des Systems. Der Anwender muss nicht zwischen unterschiedlichen Bedienlogiken wechseln, sondern hat einen zentralen Zugriff auf seine Daten und Funktionen. Idealerweise bietet die Software bereits automatisierte, anpassbare und standardisierte Geschäftsprozesse als Standardfunktion an, andernfalls müssen diese vom Anbieter implementiert werden. Aufgrund der hohen Änderungsrate in den Regelungen des Energiemarktes (mindestens zwei Änderungstermine im Jahr, häufig sogar mehr) muss der Anbieter eine permanente Pflege der Infrastruktur, der Software-Architektur und der umgesetzten Geschäftsprozesse sicherstellen.

Dies sind Kern-Voraussetzungen, die Anbieter für die Bereitstellung von „Process as a Service“ erfüllen müssen. Idealerweise werden diese Voraussetzungen in fertigen Prozesspaketen adressiert, wie sie beispielsweise Anbieter wie AKTIF bereitstellen. ■



Dr. Peter Bretschneider ist stellvertretender Leiter des Fraunhofer-Institutsteils Angewandte Systemtechnik AST und Leiter der Abteilung Energie. Die Abteilung beschäftigt sich mit systemischen Fragestellungen der Energiewende mit Fokus auf elektrischen Netzen und der Netzintegration von Erneuerbaren Energien, Energiespeichern und E-Mobilität.

Verteilernetze als zentrales Element für Elektromobilität

Der Großteil des insgesamt 1,78 Millionen Kilometer langen Stromnetzes in Deutschland besteht laut BDEW aus Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Diesen klassischen Verteilernetzen kommt im Zuge der Energiewende eine besondere Bedeutung zu: An ihnen sind nicht nur der größte Teil der Wind- und Photovoltaikkraftanlagen und damit inzwischen weit über 1 Million Stromerzeugungsanlagen angeschlossen, sondern auch neue Trends und Entwicklungen wie Elektromobilität, Smart Metering, Wärmepumpen, Power-to-Heat, Blockheizkraftwerke, erweiterte Betriebsführungsaufgaben und Demand-Side-Management werden heute und zukünftig zu einem Großteil in den Verteilernetzen umgesetzt.

Auch wenn die Elektromobilität im Bereich des Individualverkehrs derzeit noch eher eine Nischenrolle spielt – trotz der ambitionierten Ziele der Bundesregierung – zeigen die rasanten Entwicklungen im Bereich der Photovoltaik oder die Absatzzahlen neuer Branchenplayer wie Tesla Motors, wie dynamisch die Märkte auf technologische Veränderungen reagieren können. So wurden allein 2014 in Deutschland etwa 480.000 E-Bikes abgesetzt. Diesen Entwicklungen müssen allerdings auch die Infrastruktur im Allgemeinen und in unserem Beispiel die elektrischen Netze im Speziellen folgen, zumal dabei Investitionsentscheidungen von oft mehreren Jahrzehnten erforderlich sind.



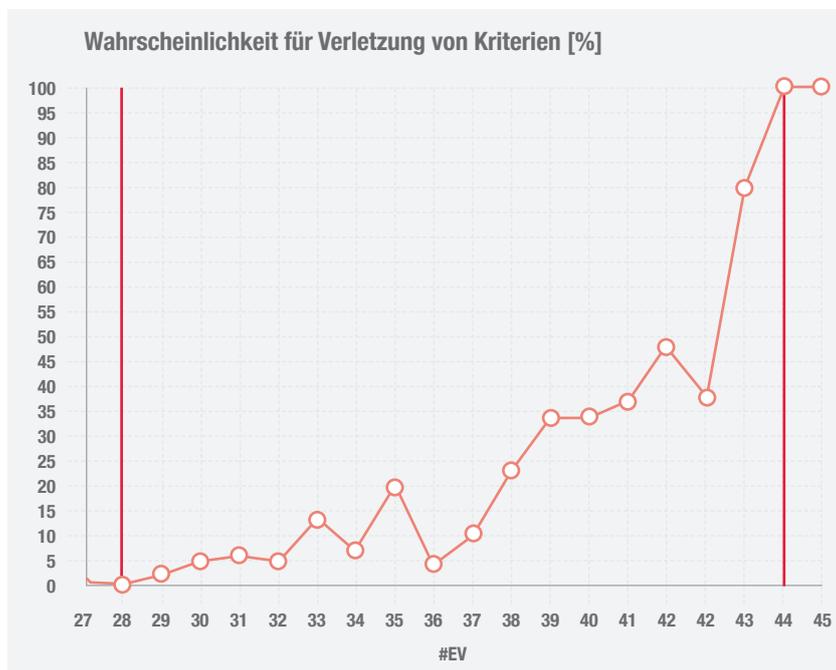
Martin Käbler ist wissenschaftlicher Mitarbeiter. Er leitet das Marketing und die Unternehmenskommunikation am Fraunhofer-Institut für Angewandte Systemtechnik AST. In seiner Diplomarbeit analysierte er die Gebrauchstauglichkeit einer Energiemanagement-Software beim Endkunden. Er ist Mitglied im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik VDE.

Auswirkungen simuliert

Bereits 2011 hat das Fraunhofer IOSB-AST dazu die Auswirkungen von Elektromobilität in den Verteilernetzen simulativ im Rahmen der Fraunhofer-Systemforschung Elektromobilität (FSEM) untersucht: Dazu wurden zunächst Referenznetze mit typischen Strukturen wie Block-, Zeilen- oder Siedlungsbebauung sowie Gewerbegebiete und Landwirtschaft seitens der Verbraucher und Wind- sowie Photovoltaikparks seitens der Erzeuger erarbeitet. Anhand dieser Modelle wurde anschließend aus Sicht eines Verteilernetzbetreibers hinterfragt, welche Durchdringungsraten an Elektromobilität in der Niederspannungsebene technisch überhaupt möglich sind. Ausgangspunkt war dabei, dass jeder Haushalt über ein Elektrofahrzeug bei einer angenommenen 100-Prozent-Durchdringung verfügt. Die berechneten Ergebnisse zeigen dabei, dass beispielsweise bei einer ungesteuerten Beladung im Bereich der Blockbebauung nur eine Durchdringung von 8 bis 18 Prozent möglich ist – es kann somit maximal nicht einmal jedes fünfte Elektrofahrzeug parallel aufgeladen werden, ohne die relevanten Restriktionen der Netzbetriebsmittel zu verletzen. Die Durchdringungsraten schwanken dabei je nach Beladungsart und Beladungszeitraum (Tag-, Abend- oder Nachbeladung).

Mithilfe der Softwarelösung EMS-EDM PRO-PHET® wurde nach diesen Untersuchungen die gesteuerte Beladung der Fahrzeuge getestet und anhand mathematischer Optimierungsverfahren (GGLP, Ganzzahlige Lineare Optimierung) dieser Softwarelösung verfeinert: Können die Aufladungen der Elektrofahrzeuge etwa über den gesamten Tag verteilt werden, erreichen die Durchdringungsraten bis zu 75 Prozent in der Blockbebauung, ohne die Netzrestriktionen zu verletzen.

Abbildung: Simulationsergebnis für den Anwendungsfall der einphasigen Elektrofahrzeugintegration bei maximal zulässigen Ladestrom von 20 A in einem städtischen Referenznetz.



Auch Einspeiser spielen eine Rolle

Auf Basis dieser Erkenntnisse im Rahmen der Fraunhofer-Systemforschung Elektromobilität wurden weitere Forschungsfragen erschlossen, wie etwa die Analyse, die Bewertung und die Weiterentwicklung bestehender Marktkonzepte – speziell für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen im Rahmen des Projektes „Smart-Mobility in Thüringen“ (sMobility). Dabei spielt nicht nur die tarifgesteuerte Beladung von Elektrofahrzeugen eine wichtige Rolle, sondern auch die Verknüpfung dieser Beladung mit der Prognose fluktuierender Einspeiser, wie etwa aus Windkraftanlagen. Ziel ist es, kritische Netzsituationen zu vermeiden und dabei gleichzeitig die Ladewünsche der Kunden jederzeit diskriminierungsfrei zu gewährleisten, wobei im Rahmen von sMobility mit der envia Mitteldeutsche Energie AG einer der größten Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland gewonnen werden konnte, der bereits heute in erheblichem Ausmaß vom Ausbau erneuerbarer Energie betroffen ist.

Neben reinen Elektrofahrzeugen untersuchten die Forscher des Fraunhofer IOSB-AST im Auftrag des Thüringer Ministeriums für Bau, Landesentwicklung und Verkehr auch das CO₂-Einsparpotenzial durch den Ersatz von Dieselnissen durch Elektrobusse. So stößt allein ein 18-Meter-Dieselnissen jährlich im Durchschnitt die gleiche Menge CO₂ aus wie 60 bis 100 Diesel-PKW. Bei der alleinigen Betrachtung der Energiekosten können Elektrobusse bereits heute wirtschaftlich betrieben werden, lässt man Anschaffungskosten und Infrastrukturaufwendungen außer Acht. Bezieht man diese Kostenpunkte mit ein, bleibt der Dieselnissen bei heutigen Energiepreisen noch die wirtschaftlichere Variante. Derzeit wird geprüft, welche weiteren wirtschaftlichen Einsparpotenziale sich ergeben könnten, wenn die Beheizung des E-Busses statt elektrischer Energie auf einem anderen Energieträger (z.B. Biodiesel oder Gas) beruht.

Dauerbelastungen richtig einschätzen

Eine weitere Herausforderung ist, die Kapazität eines gegebenen Verteilernetzes für Dauerbelastungen, hervorgerufen durch z.B. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Klimaanlage, etc. und / oder dezentrale Einspeiser, wie BHKW, Photovoltaik etc., richtig einzuschätzen. Unsicherheiten entstehen bei der Lokalität des Anschlusses solcher Anlagen im jeweiligen Netz, dem zeitlichen Auftreten und, im Falle einphasiger Anlagen, der Realisierung der Phasenwahl. Für diese Problemstellungen hat das Fraunhofer IOSB-AST eine Lösung für Verteilernetzbetreiber entwickelt. Mit der Forschungsplattform OROP (Open Research and Operation Prototype) wurde ein Funktionsmuster entwickelt, das innovative Ansätze der Netzplanung und des Netzbetriebs für Verteilernetzbetreiber ermög-

„Die Märkte
reagieren
dynamisch auf
technologische
Entwicklungen,
die Netze
müssen dem
folgen.“

DR. PETER BRETSCHNEIDER, FRAUNHOFER AST

licht. In einer GIS-vergleichbaren Umgebung können Erzeuger und Lasten eines zukünftigen Smart Grids modelliert und ausführlich analysiert werden. Darüber hinaus sind auch Zeitreihensimulationen möglich, mit denen (neue) Betriebsführungsstrategien überprüft werden können. OROP wurde bereits in mehreren Anwendungsbeispielen erprobt.

Hohe Lasten durch Elektrofahrzeuge

Gerade für einen großflächigen Rollout von Elektrofahrzeugen sind eben die Niederspannungsnetze, wie zu Beginn bereits erörtert, nicht ausgelegt. In Deutschland gibt es etwa 560.000 Ortsnetze, die auf circa 800 Verteilernetzbetreiber aufgeteilt sind. Jeder Betreiber ist für den zuverlässigen und stabilen Betrieb seines Verteiler- und Ortsnetzes verantwortlich und muss im Bedarfsfall durch entsprechende Maßnahmen, wie dem Ausbau und der intelligenten Steuerung, die notwendigen Kapazitäten bereitstellen. Bisher wurden allerdings auch nur in Ausnahmefällen die üblichen Obergrenzen – je Hausanschluss bis zu 44 KW bei 63A – erreicht. Elektrofahrzeuge stellen am Hausanschluss eine bisher unüblich hohe Last dar, wodurch die Aufwände für die Spannungshaltung, die Einhaltung der Symmetrie der Spannung sowie der thermischen Belastungsgrenzen deutlich steigen.

Schon ein Elektrofahrzeug kann bei einer Schnellladung eine zusätzliche Last von bis zu 22 kW bedeuten. Die bei dem Beladeprozess anzunehmenden hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren führen dazu, dass aktuelle Netze schnell an die Grenze ihrer Leistungsfähigkeit gelangen. Die Software des Fraunhofer AST bildet nun nach, wie viele Ladevorgänge sich realisieren lassen, ohne dass die vorgeschriebenen normativen oder betrieblichen Grenzwerte verletzt werden. Üblicherweise werden

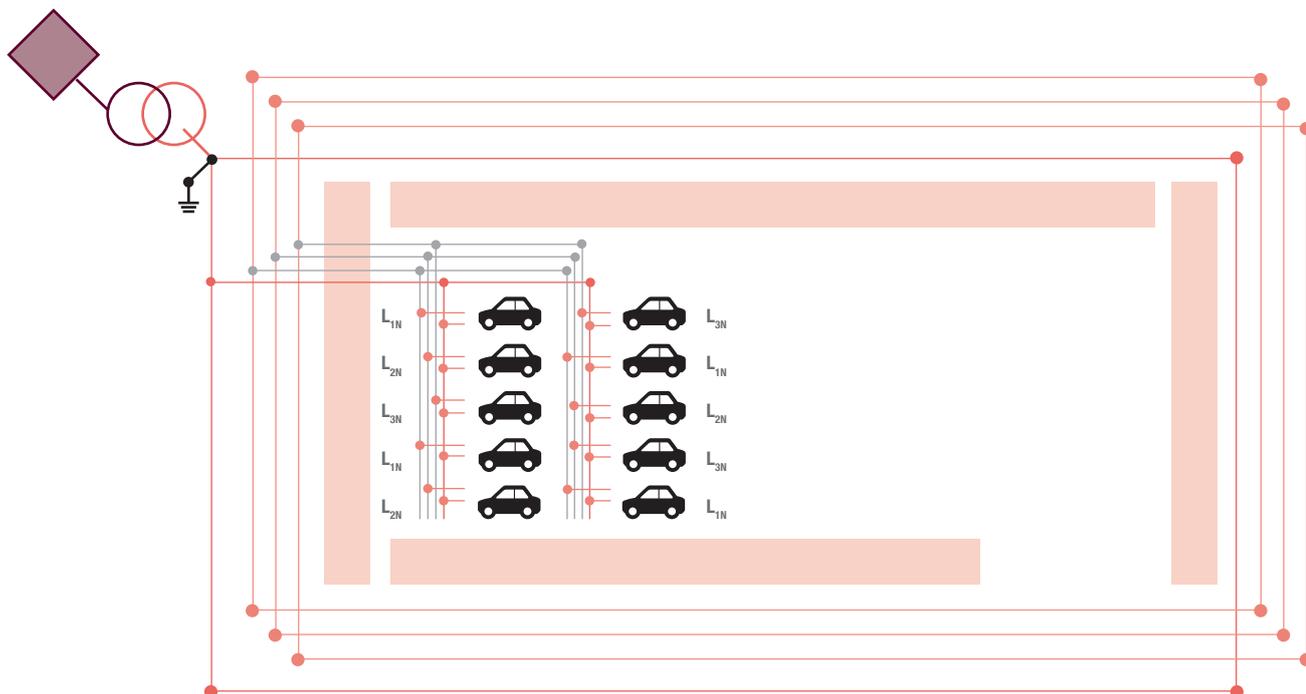
„Gleichzeitiges Laden bringt Netze schnell an ihre Grenzen.“

MARTIN KÄSSLER, FRAUNHOFER AST

150 und mehr Haushalte von einer Ortsnetzstation versorgt. Unter der Annahme, dass ein Teil der Haushalte zukünftig ein E-Fahrzeug besitzen wird und dieses zu einer beliebigen Zeit lädt, entsteht eine unvorstellbar hohe Anzahl an Ladeszenarien. Der Grund: Es ist schlicht nicht vorhersehbar, welcher Haushalt zu welchem Zeitpunkt ein Elektrofahrzeug laden wird. Abhilfe schafft hierbei die Monte-Carlo-Methode, ein stochastisches Verfahren. Dabei wird eine heterogene Gruppe von Kombinationen erzeugt, die nur noch 1.000 bis 10.000 Fälle umfasst. Mit den Grenzwerten können die Verteilernetzbetreiber ihre elektrischen Netze vor langfristigen Schäden und akuten Ausfällen schützen, da Risikowahrscheinlichkeiten für den Netzbetrieb ableitbar sind. ■

Über Fraunhofer AST

Der Fraunhofer-Institutsteil Angewandte Systemtechnik IOSB-AST entwickelt innovative und anwendungsnahe Lösungen für Energie- und Wasserversorger, forscht an autonomen Unterwasserfahrzeugen und beschäftigt sich mit dem Hard- und Softwaredesign von eingebetteten Systemen. Mit EMS-EDM PROPHET® hat es ein Werkzeug für Energie- und Energiedatenmanagement entwickelt, das seit mehr als 15 Jahren erfolgreich am Markt eingesetzt wird.



BEITRITTSERKLÄRUNG

zum Verein

EDNA-Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.

z. Hd. Herrn Rüdiger Winkler

c/o ifed. Institut für Energiedienstleistungen GmbH

Blücherstr. 20a, D-79539 Lörrach

Fon: +49 (0) 7621 16308 18, Fax: +49 (0)7621 5105 487

E-Mail: winkler@edna-bundesverband.de, www.edna-bundesverband.de

Bitte in Druckbuchstaben ausfüllen

Im Namen und in Vollmacht des Unternehmens (bitte vollständiger Name und Rechtsform):

Straße, PLZ und Ort:

Land:

Internetadresse:

Ansprechpartner (Nachname, Vorname):

E-Mail:

Fon geschäftlich:

Fax geschäftlich:

Mobil Ansprechpartner:

**erklären wir den Beitritt zu dem Verein EDNA-Bundesverband
Energiemarkt&Kommunikation e.V. zum:**

Das Protokoll der Gründungsversammlung, die Vereinssatzung und die Geschäftsordnung liegen uns vor.

Datum

Unterschrift (mit Vertretungszusatz) und Firma

EDNA

**BUNDESVERBAND
ENERGIEMARKT &
KOMMUNIKATION**

EDNA Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation e.V.

Geschäftsführung: Rüdiger Winkler

c/o ifed. Institut für Energiedienstleistungen GmbH

Blücherstr. 20a – 79539 Lörrach

Fon: +49 (0) 7621 16308 18

www.edna-bundesverband.de