

Smart Metering in Österreich: Ist weniger mehr?

Sebastian Landgraf und André Clasen

Während Deutschland vor einem flächendeckenden Rollout von Smart Metern weiterhin zurückschreckt, hat sich Österreich ambitionierte Ziele gesetzt, um der Energieeffizienz-Richtlinie (2006/32/EG) sowie dem 3. Energiebinnenmarktpaket (2009/72/EG) der EU Rechnung zu tragen. Trotz der hochgesteckten Ziele gilt die Alpenrepublik in dem im Oktober 2012 veröffentlichten „European Smart Metering Landscape Report 2012“ weiterhin als „unentschlossen“ bei der Umsetzung. Ein aktueller Blick hinter die Kulissen zeigt allerdings, dass die entsprechenden Planungen der einzelnen EVU auf Hochtouren laufen.

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Smart Meter Rollout in Österreich sind schnell zusammengefasst. Geebnet wurde der Weg durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010). Darin wird die Verantwortung zur Festlegung der Einführung intelligenter Messeinrichtungen dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend zugesprochen (§ 84). Des Weiteren wurde festgelegt, dass entsprechende Vorgaben, die sich nach Durchführung einer Kosten-/Nutzenanalyse sowie der Anhörung der Regulierungsbehörde und der Vertreter des Konsumentenschutzes ergeben, von allen Netzbetreibern verpflichtend umzusetzen sind.

Die entsprechend erforderlichen Mindestfunktionalitäten beim Einsatz der intelligenten Messgeräte wurden inzwischen von der Regulierungsbehörde E-Control bestimmt. Diese haben in der Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung 2011 (IMA-VO) ihren Niederschlag gefunden. Danach müssen die Zähler die bidirektionale Kommunikation ebenso ermöglichen wie die Messung und Speicherung des täglichen Verbrauchswerts sowie des 15-Minuten-Lastprofils. Die Übertragung der Tageswerte an den Netzbetreiber hat bis 12 Uhr des Folgetags zu erfolgen. Über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle sollten sich zudem mindestens vier weitere externe Mengemessgeräte für zusätzliche Sparten wie Wasser, Gas und Wärme anbinden lassen.

Die Ausgabe der Daten an den Kunden gestaltet sich in diesem Zusammenhang unidirektional. Softwareupdates und die Synchronisation der internen Uhr und Kalenderfunktion müssen aus der Ferne gesteuert werden können. Ebenso gilt es, ein Status-, Fehler- sowie Zugriffsprotokoll zu unterstützen und die Möglichkeit der

Fernabschaltung und Freigabe zur Wiederinbetriebnahme der Anlage durch den Kunden bereitzustellen. Im Hinblick auf die Informationssicherheit findet sich nur die Formulierung, dass die intelligenten Messgeräte den maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen haben und gleichzeitig mit einer Manipulationserkennung auszustatten sind.

Die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO), die ergänzend zur IMA-VO am 25.4.2012 in Kraft trat, regelt darüber hinaus den Zeithorizont beim Rollout der definierten Zähler: Bis Ende 2015 sind 10 %, bis Ende 2017 70 % und bis Ende 2019 95 % der angeschlossenen Endverbraucher mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Bereits eingebaute oder beschaffte Zähler, die der IMA-VO genügen, können weiter genutzt und auf die Zielverpflichtung angerechnet werden. Lastprofil-gemessene Endkunden bleiben davon unberührt. Die Festlegungen zum Umgang mit den Messdaten der intelligenten Messgeräte (§ 84 EIWOG) wurden im September 2012 mit der Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung (DAVID-VO) weiter präzisiert.

Hohe Freiheitsgrade bei der Umsetzung

Aus dem kurzen Abriss der gesetzlichen Grundlage zur Einführung von intelligenten Messgeräten lässt sich ableiten, dass den österreichischen Netzbetreibern bei der Umsetzung des nahezu hundertprozentigen Flächen-Rollouts große Handlungsspielräume bleiben (vgl. Abb.). Neben den Mindestanforderungen im Hinblick auf die Gerätetechnik und Festlegungen zur

Messdatenverarbeitung ist allein das Zeit-Mengen-Gerüst des Rollouts klar definiert. Wie dieses Ziel erreicht wird, bleibt den betroffenen Unternehmen zum Großteil selbst überlassen. Damit gestaltet sich die Situation deutlich anders als im deutschen Markt, der weiterhin vom Warten auf verbindliche Vorgaben zur Abbildung der hochkomplexen Prozesse geprägt ist, die mit dem BSI-Schutzprofil, den technischen Richtlinien sowie der Rollendefinition des Gateway-Administrators einhergehen.

Die größte Herausforderung in Österreich liegt im massengetriebenen Austausch der insgesamt rd. 5,5 Mio. Haushaltsstromzähler innerhalb der nächsten sechs Jahre. Neben dem Sicherstellen der gesetzlich vorgeschriebenen Mengenabdeckung und der Erfüllung der damit einhergehenden Kommunikationsanforderungen müssen gleichzeitig strategische Aspekte zur Entwicklung individueller Geschäftsmodelle berücksichtigt werden. Es bleibt somit keine Zeit, die Hände in den Schoß zu legen. Entsprechende Projekte stehen weit oben auf der Agenda der Netzbetreiber, bei denen die Prozesse von Messstellenbetrieb und Messdienstleistung angesiedelt sind. In diesem Zusammenhang bleibt allerdings festzuhalten, dass aktuelle Pilotprojekte aufgrund dieser Rahmenbedingungen vordergründig technisch ausgerichtet sind.

Die Erarbeitung weiterführender Geschäftsmodelle auf Basis der Veränderungen und eine Auseinandersetzung mit dem Thema Prozessmanagement im Hinblick auf organisatorische und informationstechnische Anpassungen kommt bei vielen österreichischen Branchenteilnehmern oftmals noch zu kurz. Auch Lieferanten beginnen nur langsam, die neuen Handlungsoptionen in Bezug auf Kundensegmentierung, Kampa-

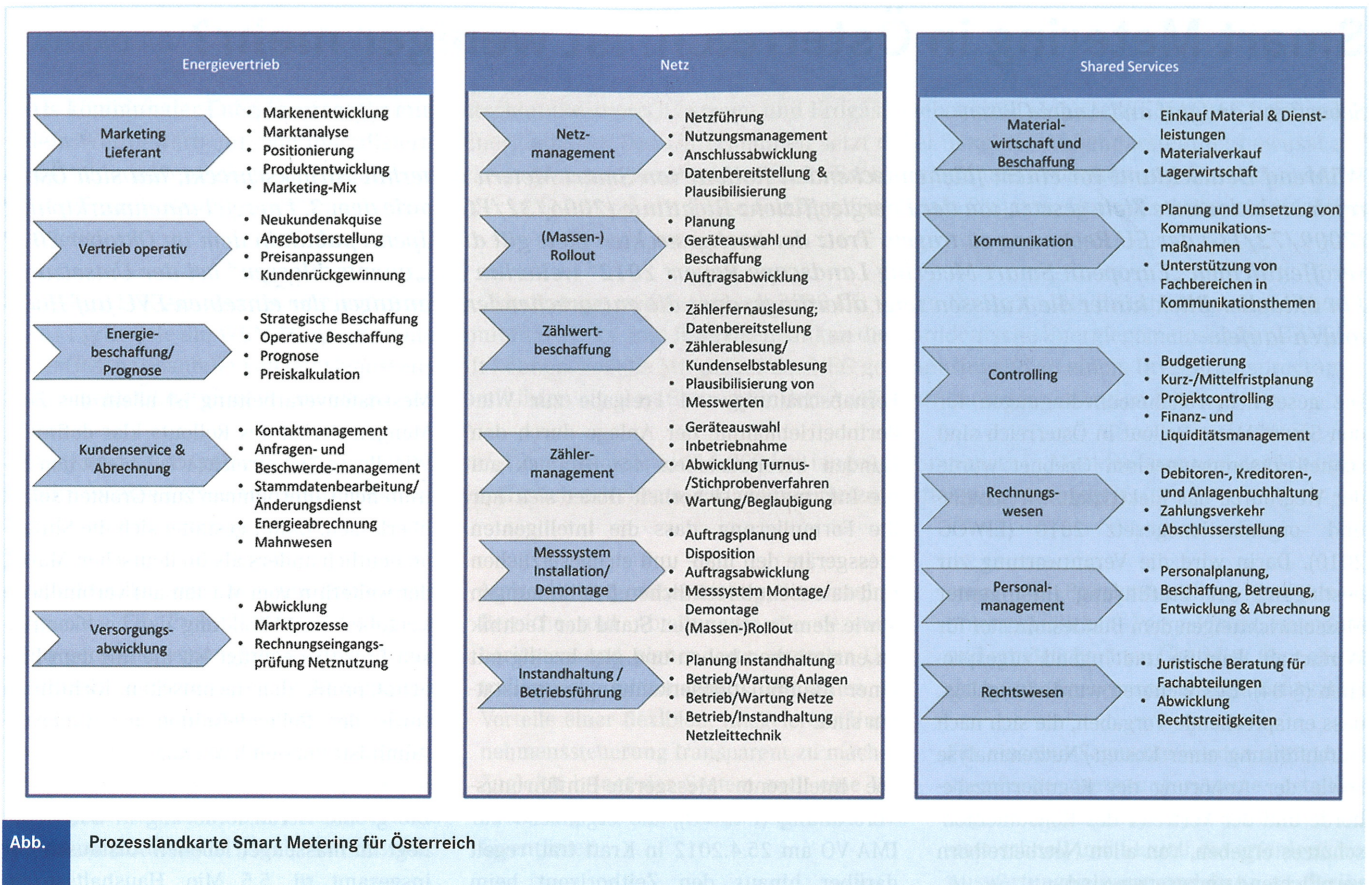


Abb. Prozesslandkarte Smart Metering für Österreich

gensteuerung oder Beschaffungsoptimierung aufzuarbeiten.

Nichtsdestotrotz: Die Rollout-Initiativen auf Netzbetreiberseite laufen. Die Gespräche zwischen dem Beratungshaus cronos und österreichischen Versorgern zeigen, dass die Vorgaben der IMA-VO aufgrund des Zeitdrucks dabei durchaus für Nervosität sorgen. So waren bspw. Zähler, die allen Anforderungen gerecht werden, lange Zeit nicht verfügbar. Gleichzeitig müssen genügend Techniker zur Verfügung stehen, die die Zähler vor Ort beim Kunden austauschen. Es stellt sich also nicht zuletzt die Personalfrage.

Verschiedene Pilotprojekte demonstrieren jedoch ganz deutlich, dass viele Unternehmen auf einem guten Weg sind und das Thema aktiv angehen. Der „European Smart Metering Landscape Report 2012“ rückt in diesem Zusammenhang drei Unternehmen in den Fokus: So hatte die Energie AG Oberösterreich bereits im Frühjahr 2011 rd. 23 000 intelligente Messgeräte installiert, das Ziel liegt bei über 400 000 im

Jahr 2018. Im Versorgungsgebiet der Linz AG ist die 100 000er-Grenze bereits überschritten. Selbst kleinere Unternehmen wie die Stadtwerke Feldkirch sind sehr früh auf den Smart Meter-Zug aufgesprungen. Hier soll der Voll-Rollout der knapp 20 000 benötigten Zähler bis 2016 abgeschlossen sein. Auch hinsichtlich der geforderten Visualisierungsangebote ist der kommunale Versorger weit vorn.

Klare Richtung beim Rollout

Bei der Umsetzung des Zählerwechsels zeigt sich ein entscheidender Vorteil der gesetzlichen Rahmenbedingungen. Da sich die Vorgaben nicht – wie aktuell in Deutschland – am Gesamtverbrauch des Endkunden ausrichten, gestaltet sich die Rollout-Planung im Nachbarland weitaus einfacher. Denn während in Deutschland im ersten Schritt alle Zähler, bei denen der Verbrauch einen bestimmten Schwellenwert überschreitet (derzeit gilt nach § 21c Abs. 1 EnWG die Vorgabe von 6 000 kWh pro Jahr), punktuell ersetzt werden sollen, kann der Austausch in Österreich gebietsweise erfolgen.

Dies hat natürlich Einfluss auf die Auswahl einer geeigneten Kommunikationsinfrastruktur. Als Mittel der Wahl hat sich in vielen Projekten die Powerline-Technologie herauskristallisiert. Für den Aufbau des Netzwerks zur Datenübertragung kommen vorhandene Stromleitungen zum Einsatz. Entsprechend liegt die Konzentration vieler Projekte zunächst auf dem Ausbau einzelner Ortsnetzstationen. Zähler werden anschließend in dieser Region flächendeckend ausgetauscht. So wird die Voraussetzung für die funktionierende Powerline-Kommunikation geschaffen.

Da hierbei die einzelnen Smart Meter als selbstständige Repeater fungieren, kann eine reibungslose, netzübergreifende Datenübermittlung Richtung Basisstation nur gewährleistet werden, wenn die intelligenten Zähler möglichst dicht aneinander liegen. Die maximale Reichweite beträgt etwa 300 m. Aus diesem Grund ist auch der Austausch im Rahmen des Turnuswechsels eher ungeeignet – wobei ein solches Vorgehen vor allem im Hinblick auf das geforderte Zeit-Mengen-Gerüst meist von Anfang an

aus den Überlegungen vieler Versorgungsunternehmen ausscheidet. Stattdessen bietet sich der Austausch im Nachbarschaftsumfeld an.

Begünstigt wurde diese Entscheidung bisher nicht zuletzt von den mangelnden Restriktionen hinsichtlich des Servicetechniker-Einsatzes. Diese müssen ihren Besuch beim Kunden aktuell nicht anmelden. Wenn also kein Kunde angetroffen wird, kann der Installateur – salopp gesagt – gleich beim Nachbarn klingeln. Diese Situation ändert sich mit der Netzdienstleistungs-Verordnung Strom 2012 (END-VO 2012), die zum 1.7.2013 in Kraft trat. Im § 11 ist neu definiert, dass der Netzbetreiber solche Vor-Ort-Termine für Ablesung, Wartung oder eben Zählerwechsel künftig im Rahmen eines Zwei-Stunden-Zeitfensters mit dem Kunden abstimmen muss. In diesem Zusammenhang erhalten die Themen Workforce Management und CRM neuen Auftrieb – einhergehend mit einem deutlich stärkeren Bedarf an unterstützenden IT-Lösungen.

Aufbau von Best Practices bei der Technologieauswahl

Darüber hinaus spielt die Bevölkerungsdichte einzelner Gebiete bei der Festlegung der konkreten Rollout-Strategie eine nicht unerhebliche Rolle. Denn auch wenn der

Powerline-Ansatz in urbanen Regionen zielführend ist, gelangt man in dünner besiedelten Gebieten schnell an Grenzen. So ist der Anschluss der abgelegenen Almhütte bspw. oft mit unverhältnismäßig hohem Investitionsaufwand verbunden. Hier eignet sich eventuell eher der Einsatz von Funktechnik wie UMTS, auch wenn diese – wie die Erfahrungen belegen – meist auf deutlich geringere Akzeptanz beim Kunden trifft: Eine der häufigsten Fragen aus dieser Richtung betrifft das Thema Strahlung.

Das ist ein Aspekt, der vielleicht nur einen Tropfen auf dem heißen Stein ausmacht, aber belegt, dass trotz der vergleichsweise geringen Vorgaben unterschiedlichste Faktoren beachtet werden müssen und entsprechende Projekte einer gezielten Vorbereitung bedürfen. Mit der Auswahl und Beschaffung geeigneter Messgeräte und weiterführender IT-Komponenten wie MDM-Plattformen oder Webportalen zur Visualisierung, dem Auf- bzw. Ausbau der zugrundeliegenden Infrastruktur, der Personalplanung oder der Festlegung der konkreten Rollout-Strategie bei tiefgreifender Betrachtung der relevanten Folgeprozesse und -kosten ergibt sich eine Vielzahl komplexer Aufgaben, die die Marktteilnehmer im Nachbarland inzwischen aktiv angehen. Aus diesem Grund lohnt sich der Blick nach Österreich für deutsche Versorger in jedem

Fall. Denn auch wenn der regulatorische Rahmen anders gesetzt ist, lässt sich die einschlägige Expertise der österreichischen Kollegen nutzen und zu großen Teilen auf Deutschland anwenden.

Österreich: Einen Schritt voraus

In jedem Fall steht fest, dass entsprechende Initiativen zum Smart Meter Rollout in der Alpenrepublik derzeit deutlich weiter gediehen sind als in Deutschland, auch ohne eine bis ins kleinste Detail definierte Vorgehensbeschreibung. Die Projekterfahrung des Beratungshauses cronos zeigt, dass die österreichischen Versorger der Herausforderung mit Tatendrang begegnen. Bei vielen steht der Start des Rollouts kurz bevor und man ist zuversichtlich, die vorgegebenen Ziele – bei gleichbleibenden gesetzlichen Rahmenbedingungen – erreichen zu können. Die endgültige Antwort auf die Frage, ob weniger (Regulierung) in diesem Fall mehr bedeutet, wird allerdings erst die Zukunft bringen. Denn letztendlich ist es entscheidend, wie das über Smart Meter generierte Wissen von den Marktteilnehmern auch gewinnbringend genutzt werden kann.

*S. Landgraf, Geschäftsführer, A. Clasen, Business Developer, cronos smart utility consulting GmbH, Berlin
suc@cronosnet.de*

Bewirtschaftungsmodelle in der Strom- und Gaswirtschaft

Am 3. und 4.7.2013 bietet das Institut für Operations Research und Computational Finance der Universität St. Gallen in Zusammenarbeit mit der Delta Energy Solution AG in Basel einen zweiteiligen Workshop zu den Themen „Grundlagen für Strom- und Gasmärkte“ und „Bewirtschaftungsmodelle“ an. Die einzelnen, ausgewählten Themenschwerpunkte decken die jüngsten Entwicklungen in den Strom- und Gasmärkten insb. in den Marktgebieten Deutschland und Schweiz ab. Das Seminar richtet sich an Beschäftigte aus dem Front-Office, dem Middle-Office, der Beschaffung, dem Risiko-Controlling von Energieversorgern, an Strom- und Gashändler sowie an Quereinsteiger.

Die Einspeisung der erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren zu strukturellen Preisverschiebungen an den Strom- und Gasmärkten geführt, die in die zukünftigen Preisprognosen miteinbezogen werden müssen, um positive Jahresabschlüsse von Strom- und Gasversorgern

nachhaltig zu sichern. Der Erfolg der Beschaffungs- bzw. Handelsstrategien und die für ein Hedge-Accounting zu erreichende Effektivität in der Absicherung werden wesentlich durch eine marktkonforme Modellierung der Gas- und Strompreise sowie der Bewirtschaftungsfrage definiert. Die Teilnehmer des Seminars lernen die aktuelle Dynamik von Strom- und Gaspreisen zu identifizieren, sowie den Umgang mit systematischen und unsystematischen Risiken in der Bewirtschaftung von Strom- und Gaslieferverträgen (inkl. Gasspeichern). Sie entwickeln Verständnis für die Auswirkungen der Preisdynamik auf den Erfolg der operativen Geschäftsprozesse, auf die Effektivität von Absicherungsstrategien sowie auf die Effizienz im Risikomanagement einschl. der Ausgestaltung von Risikolimiten. Die Teilnehmeranzahl ist auf 15 Personen limitiert, um den Workshop-Charakter zu wahren.

Weitere Informationen: k.kiske@delta-energy.ch