

Whitepaper

Das Messwesen im Strommarkt

Verein Smart Grid Schweiz VSGS, Juli 2021

Dr. Andreas Beer, Dr. Maurus Bachmann

#LiberalisierungMesswesen #Regulierung

- **Das Messwesen im Strombereich dient nicht nur der Rechnungsstellung: Verlässliche Messdaten werden zudem für Netzbilanzierungen, Lieferantenwechsel und Herkunftsnachweise zeitgerecht benötigt.**
- **Die Messdaten bilden auch die Grundlage für zuverlässige Prognosen und Fahrpläne. Sie sind damit für die Versorgungssicherheit relevant.**
- **Mit der vollen Marktöffnung und der Energiestrategie 2050 des Bundes nehmen die Komplexität der Datenverarbeitung und die Ansprüche an die Datenverfügbarkeit zu. Trotzdem ist weiterhin eine hohe Prozesssicherheit und -effizienz nötig.**
- **Die laufende Einführung von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) und die Einführung von zentralen Datahubs erhöhen die Datenqualität und -verfügbarkeit massgeblich.**
- **Eine Liberalisierung des Messwesens brächte keinen Mehrwert, würde aber den Smart Meter Rollout erschweren und zu höheren Kosten für die Allgemeinheit führen. Der VSGS lehnt sie darum ab.**

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
2. Ausgangslage	4
3. Kosten des Messwesens	6
4. Gründe für die Verantwortung beim Netzbetreiber	8
5. Folgen einer Liberalisierung	10
6. Zusammenfassung und Fazit	13
Zu den Autoren	15
Verein Smart Grid Schweiz	16

1. Einleitung

«Es kann ja nicht so eine Hexerei sein, einen Zähler zu installieren und abzulesen.»
 «Mein Zähler ist längstens abgezahlt, trotzdem zahle ich noch Zählergebühren.»
 «Das könnte ich auch selbst machen, und dann noch günstiger.»
 «Günstige Stromzähler gibt's beim Discounter bereits für 50 Franken.»

Solche und ähnliche Meinungen sind häufig zu hören. Sind diese Vorwürfe berechtigt? Ist die Messung des Stromverbrauchs tatsächlich eine einfache Aufgabe und bei den (Verteil-) Netzbetreibern überteuert? Oder liegt diesen Vorwürfen mangelndes Wissen zugrunde? Auf jeden Fall haben sie dazu geführt, dass das Bundesamt für Energie BFE die Liberalisierung des Messwesens im Strombereich ins Auge gefasst hat¹.

In diesem Whitepaper wird erörtert, welche Aufgaben das Messwesen im Strombereich erfüllen muss und inwieweit diese durch den Netzbetreiber wahrgenommen² werden sollen. Es wird untersucht, ob und wie diese Aufgaben alternativ durch den Kunden³ oder einen durch diesen beauftragten Dritt-Dienstleister sinnvoll ausgeführt werden könnten. Dabei wird insbesondere geprüft, ob die Liberalisierung des Messwesens tatsächlich zu einer Erhöhung der

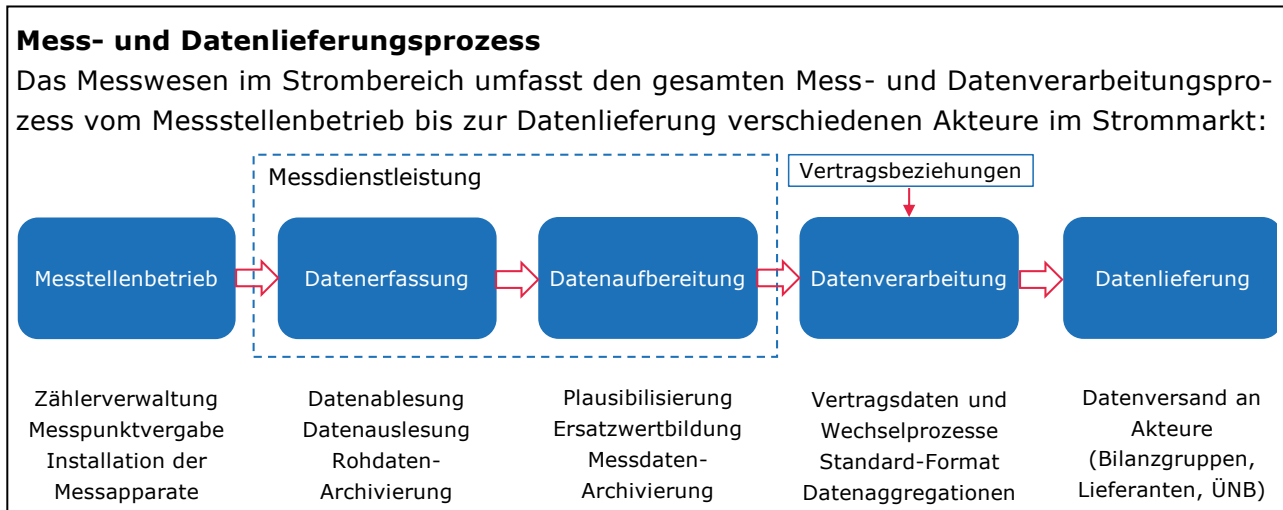


Abbildung 1: Mess- und Datenlieferungsprozess gemäss Metering Code CH (VSE)

¹ Dieses Whitepaper wurde kurz vor Erscheinen der Botschaft zum neuen Mantelerlass StromVG/EnG fertiggestellt. Die erschienene Botschaft mit dem Entwurf des neuen StromVG bestätigen diese Absicht des BFE.

² «durch den Netzbetreiber wahrgenommen» bedeutet «durch ihn selber oder ganz oder teilweise durch einen von ihm beauftragten Dienstleister ausgeführt». Die hier besprochene Liberalisierung betrifft die Möglichkeit, dass nicht der Netzbetreiber, sondern der Kunde selber seinen Messdienstleister bestimmen kann.

³ Zur besseren Lesbarkeit werden die Netznutzer (Endverbraucher, Produzenten, Prosumer) als Kunde [des Netzbetreibers] bezeichnet.

Datenqualität und -verfügbarkeit führt unter Wahrung oder gar Verbesserung der Gesamteffizienz. Oder gibt es Alternativen, welche die Erwartungen der Kunden ebenfalls erfüllen, aber insgesamt einfacher und volkswirtschaftlich effizienter umsetzbar sind?

2. Ausgangslage

Die Messung des Strombezuges aus dem Verteilnetz liegt heute in der Verantwortung des Netzbetreibers – dies aus guten Gründen, auf welche im Kapitel 4 näher eingegangen wird.

Während in der Vergangenheit für Haushaltskunden Registerzähler installiert wurden, welche die kumulierte Erfassung des Verbrauchs erlaubten und welche vor Ort abgelesen werden mussten, werden seit mehreren Jahren und mit dem verordneten Smart Meter Rollout seit 2018 praktisch ausschliesslich Messgeräte mit Lastgangerfassung installiert. Diese erlauben eine Messung des Strombezugs in Viertelstundenwerten und eine Fernauslesung.

Im Monopolbetrieb war die Zuständigkeit des Netzbetreibers für die Erfassung und Abrechnung des Stromverbrauchs unbestritten. Dabei unterliessen es die Netzbetreiber oft, auf die einleitend zitierten Klagen zu reagieren oder die Aufwände bzw. Preise den Kunden zu erläutern. Die Zählergebühren enthalten meist nicht allein die Miete des Zählers, sondern auch Kosten wie die Ablesung, Verwaltung der Daten und die Rechnungsstellung für die Netznutzung. Die Annahme, dass es sich bei der Grundgebühr allein um die Zählermiete handle, herrscht bis heute dennoch bei vielen Kunden vor.

Mit der voranschreitenden Öffnung des Strommarktes sowie der Dezentralisierung der Stromproduktion wurde die Aufgabenzuteilung an den Netzbetreiber vermehrt in Frage gestellt, insbesondere aus zwei Gründen:

- Produzenten mussten bis 2017 selbst für die Messkosten ihrer Produktion bzw. Netzeinspeisung aufkommen. Einige dieser Produzenten erachteten die angewandten Messpreise als zu hoch und klagten bei der EICom.
- Multisite-Kunden mit Filialen verteilt über unterschiedliche Netzgebiete klagten bei der EICom, dass sie ihre Verbrauchswerte nicht einheitlich und zeitnah von den verschiedenen Netzbetreibern erhalten.

Stromproduzenten und Multisite-Kunden fordern als Lösung die Möglichkeit der Messdatenerfassung in eigener Verantwortung, um die eigenen Bedürfnisse abzudecken. Dies beruht auf der Vorstellung, dass es sich beim Messwesen im Strombereich um eine grundsätzlich einfache und viel zu teuer verkaufte Dienstleistung des Netzbetreibers handle. Vorerst die EICom und danach auch das BFE nahmen diese Klagen auf, mitsamt der geforderten Liberalisierung des Messwesens als richtige und einzige Möglichkeit, die Missstände zu beseitigen.

Die Möglichkeit einer Liberalisierung des Messwesens in der Schweiz wurde darauf durch das BFE in einer Studie untersucht⁴. Deren Ergebnisse waren alles andere als eindeutig. Die Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass die Wechselraten sehr gering waren und die erwünschten Kostenreduktionen weitgehend ausblieben. Demgegenüber ist der regulatorische Aufwand enorm. Alternativ wurde die Möglichkeit einer Teil-Liberalisierung für Grosskunden erwogen, um zumindest deren Bedürfnisse zu erfüllen. Nicht einbezogen in diese Untersuchung wurden die Folgen aus volkswirtschaftlicher Sicht. Eine Teil-Liberalisierung dürfte noch weniger Sinn machen, da der gesamte technische, regulatorische und administrative Aufwand für die Ermöglichung der Liberalisierung trotzdem nötig wäre, letztendlich aber nur um den Partikularinteressen einer kleinen Gruppe nachzukommen.

Im 2017 hat das Bundesgericht den Antrag eines Dienstleisters gutgeheissen⁵, die «Messdienstleistung» (Teile Datenerfassung und Datenaufbereitung des Messprozesses gemäss Abbildung 1) für einen Produzenten gegen den Willen des Netzbetreibers erbringen zu dürfen. Das Bundesgericht hat damit den Markt für den Teil Messdienstleistung für Produzenten über 30kVA Anschlussleistung faktisch geöffnet. Die Dienstleistungserbringung wurde bisher trotzdem nicht wahrgenommen – obwohl der Netzbetreiber dies ermöglichen musste. Seit 2018 werden die Messkosten für Produzenten durch die Netznutzungsentgelte der Konsumenten finanziert. Produzenten müssen heute also ihre Messkosten nicht mehr selber tragen. Verständlich, dass sie damit keinen Bedarf an einer Dienstleistungserbringung mehr haben. Sie müssten sie selber bezahlen.

Seit 2018 ist der Smart Meter Rollout verordnet und in Umsetzung. Dazu gehören strenge Vorgaben an die Datensicherheit und Systemintegrität. Das intelligente Messsystem dient dabei gleichzeitig als intelligentes Steuersystem. Diese Tatsachen machen heute eine Trennung von Messstellenbetrieb und Messdienstleistung sehr aufwendig. Eine Liberalisierung des Messwesens würde wohl die parallele Installation von intelligenten Messsystemen bedingen.

Die Auswirkungen einer Liberalisierung des Messwesens auf die Erfüllung der primären Aufgabe des Messwesens und auf die Gesamteffizienz wurde bisher nicht untersucht. Neben dem Aufbau einer parallelen Infrastruktur wären der regulatorische und administrative Aufwand für die Umsetzung gross. Die zu erfüllenden Aufgaben müssten dem vom Kunden bestimmten Messdienstleister als Pflicht überbunden werden, inklusive den Haftungsfolgen, um das Funktionieren des Netzbetriebs und auch des Strommarktes zu gewährleisten. Es entstünden neue, zusätzliche Schnittstellen, die die Abläufe und damit auch die Prozesssicherheit gefährden. Für eine volkswirtschaftliche Bewertung der Liberalisierung des Messwesens muss die Gesamtheit der Folgen betrachtet werden. Zudem muss geprüft werden, ob sich die bemängelte Datenqualität und -verfügbarkeit durch andere, effizientere

⁴ BFE / WIK, Kosten-Wirksamkeits-Analyse von Organisationsmodellen des Messwesens in Stromverteilnetzen in der Schweiz, Abschlussbericht 12.8.2015

⁵ Bundesgerichtsurteil 2C_1142/2016 vom 14. Juli 2017

Massnahmen verbessern lässt, wie beispielsweise durch den bereits in Umsetzung befindlichen Smart Meter Rollout und der Bau von Datahubs.

3. Kosten des Messwesens

Unter Messkosten fallen nicht nur die Kosten des Zählers. Die Messkosten umfassen neben den reinen Gerätekosten auch die Aufwände für Installation und Betrieb der Mess- und Kommunikationsgeräte, die notwendigen Systeme und Lizenzen sowie die Kosten des gesamten Datenverarbeitungsprozesses von der Ablesung über die Datenaufbereitung, -prüfung und -verwaltung bis hin zur Verteilung an die berechtigten Akteure (vgl. Abbildung 1).

Zum Prozessschritt «Messstellenbetrieb» gehören die Beschaffung, Installation und der Betrieb der Messstelle. Die Messstelle besteht aus Messgeräten und Kommunikationseinrichtungen. Neben den Gerätekosten schlagen vor allem die Personalkosten für Installation und Inbetriebnahme inkl. Parametrierung zu Buche. Die Installation bedingt eine Anfahrt vor Ort mindestens eines ausgebildeten und berechtigten Elektroinstallateurs. Der Messstellenbetrieb umfasst auch die Aufwände für die Zählerverwaltung, für die Zählpunktvergabe sowie für die Eichung der Messgeräte bei einer akkreditierten Eichstelle. Ebenso Teil der Betriebskosten sind Kosten für Servicearbeiten und Fehlerbehebungen vor Ort.

Die übrigen Prozessschritte des Mess- und Datenlieferungsprozesses betreffen die Erfassung, Aufbereitung, Verarbeitung und Lieferung der Messdaten. Dafür sind aufwendige IT-Systeme mit entsprechender Infrastruktur und Personal für die Systempflege und deren Bedienung erforderlich. Hier entstehen Synergien durch Skaleneffekte, womit die Effizienz gesteigert wird.

Die ElCom hatte die Kosten von fernabgelesenen Lastgangmessungen geprüft und einen Betrag von bis zu 600 Fr. pro Jahr und Messpunkt als «nicht auffällig» taxiert⁶. Darin waren die Kosten für die Datenübertragung (z.B. GSM-Abo) nicht enthalten. Mit einem flächendeckenden Smart Meter Rollout (Vorbereitung, Beschaffung und Abwicklung vor Ort) mit integralem Kommunikationskonzept werden diese Kosten tiefer ausfallen, inkl. der Datenübertragung. Intelligente Messsysteme werden aber teurer sein als bisherige Zähler ohne Kommunikation, Datensicherheitsvorschriften und automatischer Datenübermittlung.

⁶ ElCom, Messkosten und Zugriff auf Messdaten bei Endverbrauchern mit Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung, 12. Mai 2011 sowie ElCom Informationsveranstaltung 2014

Kostenregulierung

Das Faktenblatt des BFE vom 11. November 2020 zur Revision EnG und StromVG⁷ führt unter Messwesen wie folgt aus: «Die Preise der von den Netzbetreibern erbrachten Messdienstleistungen unterscheiden sich heute stark, sind teils überhöht, und es gibt teilweise Probleme mit der Datenqualität.»

Seit dem Jahr 2018 werden aufgrund der Anpassung der StromVV die Messkosten nicht mehr ausgewiesen und den Produzenten in Rechnung gestellt. Sie sind seither Teil der anrechenbaren Netzkosten und werden durch die Endverbraucher getragen. Es gibt somit bereits seit 2018 keine separat verrechneten «Messpreise» mehr. Die Überlegungen des BFE basieren auf einer veralteten Ausgangslage und entsprechenden Situationsbeurteilung.

Selbst vor dem Jahr 2018 ist die Klage über zu hohe Preise im korrekten regulatorischen Licht zu sehen. Bei allen Netzbetreibern entsprachen die Messpreise maximal den tatsächlichen Kosten. Die vereinzelt hohen Messpreise lassen sich wie folgt erklären:

- Kostenstruktur und Effizienz der Netzbetreiber sind unterschiedlich. Insbesondere hat der Skalierungseffekt einen grossen Einfluss auf die Kosten. Von den rund 620 in der Schweiz tätigen Netzbetreibern sind der grösste Teil kleine und Kleinst-Gemeindewerke mit einigen hundert bis zu einigen tausend Messpunkten. Die Messkosten bei solch kleinen Mengen sind aufgrund hoher Fixkosten für Systeme und Personal höher als bei einem Netzbetreiber mit 100'000 Messpunkten und mehr. Ein Teil der Mehrkosten liesse sich durch Kooperationen und Zusammenschlüsse oder den Bezug der Dienstleistung als Service reduzieren. Der Entscheid dazu liegt bei diesen Gemeindewerken in der Hand der Gemeinden.
- Während der eine Netzbetreiber die Preise für die Messdienstleistung allein auf die Kosten für den Messstellenbetrieb zurückführte, hat der andere die Kosten des gesamten Messprozesses vom Messstellenbetrieb bis hin zum Datenversand in die Messpreise einbezogen. Letzteres wäre aus Sicht der Verursachergerechtigkeit wohl korrekt, führte aber in einigen Fällen zu den hohen Preisen mit den bekannten Vorwürfen und Beanstandungen.

Die Frage, ob die Preise kostenbasiert korrekt waren, kann die ElCom eigenständig klären und allfällige Missstände beseitigen. Die ElCom kann erstens mit einer entsprechenden Weisung Klarheit schaffen, welche Prozessschritte in die Preise einzubeziehen sind. Zweitens prüft sie die Kosten und kann allfällige Missachtungen ahnden. Ausreisser und Einzelfälle können somit mit den bestehenden Kompetenzen und Mitteln der ElCom leicht bereinigt werden. In diesem Lichte betrachtet wäre die Liberalisierung des Messwesens als Lösung, wie mit Kanonen auf Spatzen zu schiessen. Ob die Kanone «Liberalisierung» den Spatzen «Messkosten» treffen würde, bleibt dabei fraglich.

⁷ Bundesamt für Energie (BFE), Faktenblatt Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Revision Energiegesetz und Stromversorgungsgesetz, 11. November 2020

4. Gründe für die Verantwortung beim Netzbetreiber

Der Zähler diente in der Vergangenheit vorwiegend dem Zweck, die vom Stromkunden aus dem Verteilnetz bezogene Strommenge zu Verrechnungszwecken zu erfassen. Netzbetrieb und Versorgung waren wie die Stromverrechnung und konsequenterweise auch die Messung der Verbräuche in der Verantwortung des zuständigen Netzbetreibers. Wesentlich ist, dass die Verantwortung und der Entscheid beim Netzbetreiber liegen.

4.1 Starkstromaufgabe

Die Zählermontage ist eine Starkstromanwendung, die von ausgebildeten Fachleuten durchgeführt werden muss. Der Zähler muss direkt nach dem Hausanschlusskasten montiert werden. Es besteht keine schnelle Absicherung (FI-Schutz) wie bei Installationen innerhalb des Hauses. Die Zählermontage bedingt daher entsprechendes Fachwissen und untersteht auch den einschlägigen Vorgaben der Starkstromverordnung und des Elektrizitätsgesetzes inklusive der kausalen Haftung: Die Schuld bei einem Unfall liegt grundsätzlich bei der für die Ausführung verantwortlichen Unternehmung. Die damit einhergehenden Risiken und Haftungen machen die Aufgabe teuer und für eine breite Masse an günstigen Anbietern unattraktiv.

4.2 Metrologische Vorgaben

Das Messwesen von Elektrizität untersteht insbesondere der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung (EMmV). Messmittel für die Erfassung und Abrechnung von elektrischer Energie müssen regelmässig geprüft und geeicht oder ersetzt werden. Die Netzbetreiber lassen die Zähler heute im Los eichen. Pro Los müssen nur Stichproben geprüft werden, damit das ganze Los die Eichbewilligung erhält. Diese Handhabung macht dann Sinn, wenn eine grosse Anzahl von Zählern gleichzeitig installiert und gemeinsam vom gleichen Dienstleister verwaltet wird. Bei einer Liberalisierung wären einzelne Zähler in verschiedenen Gebieten und aus verschiedenen Losen betroffen. Die Verwaltung der Zähler im Los wäre so kaum effizient umsetzbar. Ein günstiger Zähler beim Discounter dürfte also mit Eichzertifikat, Erfüllung der geforderten Genauigkeitsklasse und Eichverwaltung am Ende teurer sein als die bestehende Lösung des Netzbetreibers.

4.3 Voraussetzung für die Netzstabilität und das Funktionieren des Marktes

Seit der (Teil-)Liberalisierung des Strommarktes und der Dezentralisierung der Stromproduktion sind Messdaten nicht nur für die Abrechnung der Stromverbräuche notwendig, auch wenn die Abrechnung von Netznutzung, Energie und Abgaben nach wie vor die Hauptanforderung für die verlässliche und zeitgerechte Lieferung von Messdaten bilden. Selbst dieser Prozess wird immer aufwändiger und vielfältiger. Die Stromrechnung wird nicht mehr zwingend vom Netzbetreiber erstellt, sondern vom Lieferanten im offenen Markt. Die korrekte Aufbereitung und Verteilung der Messdaten an die betroffenen Marktteilnehmer ist eine Grundvoraussetzung, damit die Energielieferung durch den neuen Lieferanten abgerechnet werden kann. Bei jedem Wechsel des Lieferanten wechselt somit die Zustelladresse der Daten. Der Netzbetreiber übernimmt hier die treuhänderische Aufgabe, die Messdaten zu prüfen und unabhängig vom gerade zuständigen Lieferanten die Daten ggf. via einen zentralen Datahub an die richtigen Adressen zu senden.

Neben der Abrechnung sind die Messdaten nötig für folgende Prozesse und Aufgaben:

- Netzbilanzierung und Verlustermittlung
- Netzkostenwälzung
- Bilanzgruppenmanagement
- Prognosebildung und Fahrplanmanagement
- Herkunftsnachweise

Verlässliche und zeitgerecht verfügbare Messdaten sind die Grundlage für diese Prozesse. Sie sind damit für die Versorgungssicherheit und für das Funktionieren des Strommarktes unerlässlich. Heute trägt der Netzbetreiber die integrale Verantwortung dafür. Mit der Liberalisierung des Messwesens müsste die Verantwortung auf den durch den Kunden gewählten Dienstleister übertragen und eine entsprechende Haftung vereinbart werden können. Andernfalls könnte sich der weiterhin für diese Prozesse verantwortliche Netzbetreiber gezwungen sehen, parallel dazu eigene Messungen mit Datenübertragung einzurichten, um der Verantwortung nachkommen zu können.

4.4 Smart Metering und intelligente Steuerung

Im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes wurde der Smart Meter Rollout beschlossen. Netzbetreiber sind verpflichtet, bis im Jahr 2027 80 % der Kundenmessungen mit fernablesbaren intelligenten Messgeräten auszurüsten und ein intelligentes Messsystem inklusive Kommunikation einzuführen. Dabei wird besonderes Augenmerk auf Datensicherheit und Systemintegrität gelegt: die eingesetzten intelligenten Messsysteme müssen gegen Fremdzugriff auf Daten gesichert sein. Weil die Systeme für den sicheren Netzbetrieb relevant sind

müssen sie auch gegen Fremdeinwirkung gesichert sein. Sie müssen dazu von einem externen Labor geprüft und von METAS zertifiziert werden.

Sinnvollerweise werden zusammen mit dem Smart Meter Rollout auch intelligente Steuersysteme mit der gleichen Infrastruktur eingeführt und betrieben. Die intelligenten Steuersysteme sind wichtige zukünftige Mittel, um trotz fluktuierender lokaler Einspeisungen die Netzstabilität zu gewährleisten oder um energieeffiziente Gebäudelösungen zu ermöglichen. Das Messwesen wird damit noch stärker mit dem Netzbetrieb verknüpft.

Neben den intelligenten Steuersystemen besteht über eine Abschalteneinheit (Breaker) im Zähler die effiziente Möglichkeit für den Netzbetreiber, im Falle einer Notlage (Ostral) dedizierte Abschaltungen zur Wahrung der Versorgungssicherheit durchzuführen. Auch diese Anwendung bedingt, dass der Netzbetrieb den Zugang zum Messgerät hat, oder er andernfalls diese Funktionalität unter Kostenaufwand separat sicherstellen muss.

Die Ansprüche an die Datenqualität und Verfügbarkeit haben sich in den letzten Jahren stark verändert. Die bisherige Messdatenerfassung genügt heute einzelnen Kunden nicht mehr. Insbesondere Multi-Site Kunden sind unzufrieden, da sie die Daten von verschiedenen Netzbetreibern in unterschiedlicher Qualität erhalten; dies manchmal nur auf Basis einer jährlichen Ablesung. Diesem Umstand wird mit der Einführung von intelligenten Messsystemen Rechnung getragen. Die Verordnung legt fest, welche Daten die Kunden in welcher Qualität zu erhalten haben. Die flächendeckende Abdeckung mit Smart Metern und damit die tägliche Datenbereitstellung für die Kunden sind bereits in Umsetzung. Sie dürften wesentlich schneller flächendeckend eingeführt sein als ein liberalisiertes Messwesen mit all den schwierigen Prozess- und Haftungsfragen. Ein flächendeckender Smart Meter Rollout sorgt für die Gleichbehandlung aller Kunden, im Gegensatz zu einer Liberalisierung des Messwesens

5. Folgen einer Liberalisierung

Im Folgenden werden die resultierende Gesamteffizienz bzw. das Kosten-Nutzen-Verhältnis einer Liberalisierung untersucht. Dazu werden die einzelnen Prozessschritte bzgl. Umsetzung im liberalisierten Umfeld und deren Folgen untersucht.

Messstellenbetrieb

Ein intelligentes Messsystem besteht im Minimum aus einem intelligenten Messgerät, einem Kommunikationssystem und einem Head-End System. Diese Komponenten sind über herstellerspezifische Schnittstellen verbunden und arbeiten als ein Gesamtsystem zusammen. Insbesondere für die Datensicherheit sind sie als Ganzes aufeinander abgestimmt. Das intelligente Messsystem nimmt zumeist gleichzeitig die Funktion eines intelligenten Steuersystems wahr, mit dem der Netzbetreiber zur Netzoptimierung und zur Wahrung der Versorgungssicherheit Kundengeräte steuern kann. Er braucht also zwingend Zugriff über sein Head-End und Kommunikationssystem auf die lokal installierten intelligenten Mess- und Steuergeräte.

Mit den bestehenden Sicherheitsanforderungen und bereits im Rollout befindlichen Lösungen ist kein paralleler Zugriff verschiedener Akteure auf die Geräte vorgesehen. Eine Liberalisierung des Messstellenbetriebs würde daher meist die parallele Installation von intelligenten Messsystemen bedeuten, mit den notwendigen Parallelfahrten an den gleichen Ort. Verschiedene Anbieter würden verschiedene Messgeräte am gleichen Messort installieren. Das wäre nicht effizient und würde Mehrkosten verursachen. Mit jedem weiteren Dienstleister würde sich diese Ineffizienz vergrössern. Der Platz für die Installation mehrerer Geräte lokal beim Kunden ist oft nicht vorhanden, was eine parallele Installation quasi verunmöglichen würde. Die Liberalisierung des Messstellenbetriebs würde somit die Gesamteffizienz aus volkswirtschaftlicher Sicht enorm verschlechtern, ohne funktionalen Mehrwert.

Datenerfassung

Für die Erbringung dieses Prozessschrittes ist der Zugriff auf die lokal installierten Messgeräte über ein Head-End System und eine Kommunikationsverbindung nötig. Wie bereits beschrieben benötigt der Netzbetreiber die Geräte samt eigener Zugriffsberechtigung, Kommunikations- und Head-End System auch als Steuersystem, was wiederum die Installation und den Betrieb eines parallelen intelligenten Messsystems durch den Dritt-Dienstleister bedingen würde. Die Datenerfassung muss somit durch den Messstellenbetreiber erfolgen. Eine Liberalisierung des Prozessschrittes Datenerfassung wäre folglich nur umsetzbar, wenn auch der Messstellenbetrieb liberalisiert würde. Ein Mehrwert durch die Liberalisierung des Prozessschrittes Datenerfassung ist nicht ersichtlich.

Datenaufbereitung

Dieser Prozessschritt enthält im Wesentlichen die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung sowie die Datenarchivierung. Für eine Erbringung durch einen Dritt-Dienstleister müsste dieser die abgelesenen Rohdaten vom Netzbetreiber bzw. dem Erbringer des Prozessschrittes «Datenerfassung» erhalten. Für die Ersatzwertbildung bräuchte er allenfalls auch historische Daten des Kunden. Dieser Prozessschritt ist heute weitgehend automatisiert. Die Ausführung durch einen vom Kunden gewählten Dienstleister wäre zwar möglich und würde es dem Kunden erlauben, seine Daten direkt von diesem zu erhalten. Bei den bestehenden Vorgaben zu Kundenschnittstellen und zur Datenlieferung an den Netzbetreiber bräuchte dies aber keinen ersichtlichen Vorteil – weder in der Effizienz noch in der Qualität. Demgegenüber entstünden neue Schnittstellen für den Austausch der Rohdaten und der geprüften Daten, welche sowohl die Fehlerrisiken als auch den Aufwand erhöhen würden.

Datenverarbeitung und Datenlieferung

Mit der heutigen branchenweiten Umsetzung des standardisierten Datenaustauschs für den Strommarkt Schweiz (SDAT-CH des VSE) braucht der Netzbetreiber die aus dem Prozessschritt «Datenverarbeitung» resultierenden Daten. Mit ihnen muss er für verschiedene Akteure wie vorgelagerte Netzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche und Lieferanten die korrekten Datenaggregate bilden. Ein zentraler Datahub unterstützt die Netzbetreiber bei der Umsetzung dieser Aufgabe und schafft mehr Prozesssicherheit.

Ein vom Kunden beauftragter Dienstleister könnte einzelne Datenlieferungen erbringen, wie beispielsweise den Versand von Einzelzeitreihen des Kunden an den Kunden, an den Lieferanten und an die Bilanzgruppe. Die Aggregation pro Netzgebiet wie auch die Bilanzierung und Bildung von Bruttolastgangsummen je Netzebene und -gebiet können durch den vom Kunden beauftragten Dienstleister nicht erbracht werden, da die notwendige Gesamtheit der Daten bei ihnen nicht vorhanden ist. Eine Liberalisierung würde hier eine Neuregelung der Datenprozesse bedingen.

Schlussfolgerung

Was könnte also beim heutigen Messwesen effektiv liberalisiert werden – und bestünde dafür überhaupt ein Nutzen? Die aufwändigen Prozessschritte Messstellenbetrieb, Datenerfassung sowie Datenverarbeitung und Datenlieferung müssen systembedingt und aufgrund der klaren volkswirtschaftlichen Vorteile durch den Netzbetreiber erfolgen. Einzig die Datenaufbereitung könnte mit annehmbarem Aufwand durch einen vom Kunden gewählten Dienstleister erbracht werden, wenn auch ohne ersichtlichen Nutzen. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Möglichkeiten und Auswirkungen einer Liberalisierung des Messwesens aus volkswirtschaftlicher Sicht.

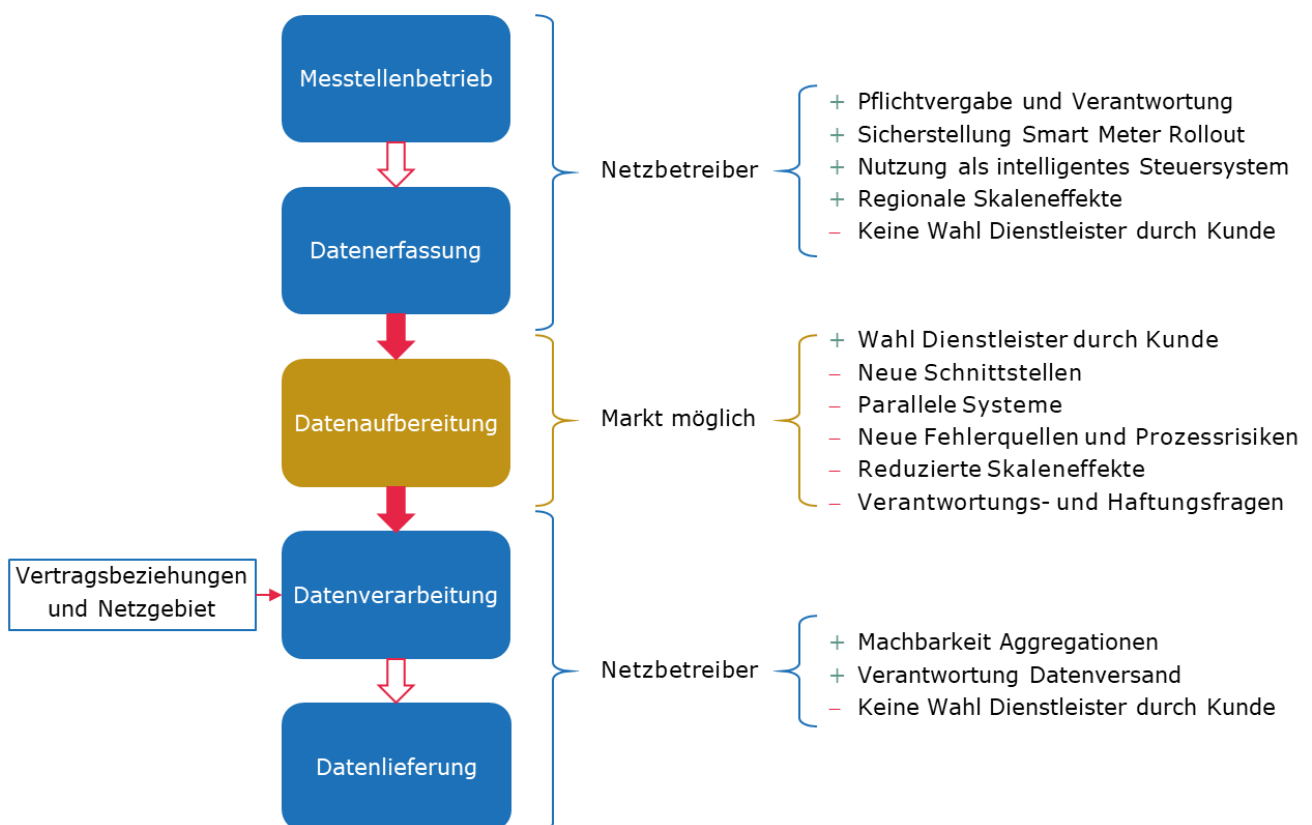


Abbildung 2: Machbarkeit und Auswirkungen einer Liberalisierung des Messwesens aus volkswirtschaftlicher Sicht

Der enorme regulatorische und technische Umsetzungsaufwand, um allein den Prozessschritt Datenaufbereitung zu liberalisieren, d. h. die bereits in den Systemen der Netzbetreiber automatisierten Aufgaben Plausibilisierung und Ersatzwertbildung abzubilden, stünde in keinem Verhältnis zum schwer auszumachenden Nutzen dieser Liberalisierung. Die dafür neu entstehenden Schnittstellen würden zusätzliche Kosten verursachen und neue Risiken für die Datensicherheit und -qualität bedeuten. Dazu kämen die nicht zu unterschätzenden Aufwände für neue regulatorische Vorgaben und die Überprüfung der Einhaltung sowie Aufwände für die Klärung bei Streitfällen und Folgeschäden bei Nichterfüllung oder fehlerhafter Leistungserbringung.

Die Effizienz muss aus gesamtheitlicher Sicht betrachtet werden. Es ist kein Effizienzgewinn, wenn mit dem Ziel der Erfüllung von Partikularinteressen hohe Folgekosten durch die Gemeinschaft getragen werden müssen. Eine Teil-Liberalisierung des Messwesens, d. h. die Einschränkung, dass nur grosse Endverbraucher oder Produzenten den Messdienstleister frei wählen könnten, würde diesen Effekt sogar verstärken.

6. Zusammenfassung und Fazit

Das Messwesen im Strombereich ist im Umbruch. Entstanden aus der Notwendigkeit, die bezogene Strommenge für Verrechnungszwecke zu erfassen, bildet es heute die Grundlage für eine sichere Stromversorgung. Grund dafür sind die immer schwierigere Planbarkeit von Strombezug und -einspeisung sowie die Strommarktöffnung. Dadurch ist das Messwesen wesentlich komplexer und aufwändiger geworden. Während Installation und Betrieb der Messstellen Starkstromkompetenzen bedingen, spielen sich die übrigen Prozessschritte des Messwesens im Wesentlichen in der digitalen Datenwelt ab. Entsprechend sind die Anforderungen an Datensicherheit und Systemintegrität stark gestiegen. Für die Ermöglichung der Erbringung der Messdienstleistung durch einen vom Kunden gewählten Dienstleister müssten folgende Fragen vorgängig geklärt werden:

- Wer haftet für die Korrektheit der Daten?
- Was sind die Risiken betreffend Netzsicherheit?
- Welches sind die nötigen regulatorischen Leitplanken und Aufwendungen?
- Wie hoch ist der Nutzen und der Gesamtaufwand aus volkswirtschaftlicher Sicht?

Angesichts der bereits vollen politischen Agenda und der grossen Herausforderungen im Strombereich besteht die Gefahr, dass der Karren zudem mit nicht relevanten Massnahmen überladen wird. Massnahmen mit schlechtem Aufwand-Nutzen-Verhältnis dürfen nicht beschlossen werden. Die vorliegende Analyse zeigt, dass eine Liberalisierung des Messwesens, oder von Teilen davon, gesamtwirtschaftliche Mehraufwände verursachen würde. Für die Wahrung der Datensicherheit und Systemintegrität und für die Nutzung der intelligenten

Messsysteme als intelligente Steuersysteme wären bei einer Liberalisierung von Messstellenbetrieb und Datenerfassung parallele Infrastrukturen nötig. Die geforderte Verbesserung von Datenqualität und Datenverfügbarkeit für die Kunden wird durch den bereits in Umsetzung befindlichen Smart Meter Rollout auch ohne Liberalisierung erreicht. Zentrale Datahubs optimieren die Datenprozesse zusätzlich. Die Liberalisierung von übrigen Teilaufgaben des Messwesens brächte im Vergleich dazu keinen ersichtlichen Mehrwert, verursachte aber wesentliche Mehrkosten zulasten der Volkswirtschaft. Eine Teil-Liberalisierung nur für Grosskunden verstärkte diesen Effekt sogar noch. Von einer Liberalisierung wie auch von einer Teil-Liberalisierung des Messwesens muss daher Abstand genommen werden. Der VSGS lehnt die Liberalisierung des Messwesens entschieden ab.

Zu den Autoren



Dr. Andreas Beer, Geschäftsführer

andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

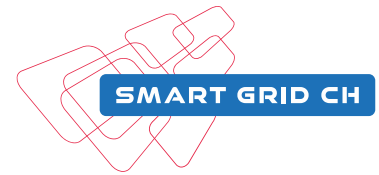
Andreas Beer ist Geschäftsführer des Vereins Smart Grid Schweiz und Geschäftsführer der Alevar GmbH und als Dozent und Experte an Fachhochschulen tätig. Seine Expertise im Bereich Verteilnetz hat er unter anderem als Leiter Netz bei Repower und Mitglied in der VSE Netzwirtschaftskommission erarbeitet. Er hat an der ETH Zürich Elektrotechnik studiert und auf dem Gebiet der Leistungselektronik für die Stromübertragung promoviert.



Dr. Maurus Bachmann, Geschäftsführer

maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Maurus Bachmann bringt über 25 Jahre Erfahrung in Forschung und Entwicklung sowie aus der Telekommunikationsindustrie mit und ist Experte für Smart Grid und Digitalisierung. Bevor er 2011 die VSGS Geschäftsführung übernommen hat, leitete er bei Swissmem als Mitglied der Geschäftsleitung den Bereich Fachgruppen. Seit der Gründung der Swisseldex AG Anfang 2018 verantwortet er als Geschäftsführer und Projektleiter den Aufbau des Datahubs. Er hat an der ETH Zürich Physik studiert und auf dem Gebiet der integrierten Optik promoviert.



Verein Smart Grid Schweiz

Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) bündelt und vertritt die Interessen der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz innerhalb der Branche und nach aussen. Im Umfeld der technologischen und gesellschaftlichen Entwicklungen ist der VSGS Ansprechpartner und Kompetenzzentrum für übergreifende Verteilnetzthemen. Er setzt sich dafür ein, dass die Entwicklung des Verteilnetzes vorausschauend, einheitlich, sicher, nachhaltig und nach gemeinsamen Standards erfolgt. Der VSGS unterstützt die digitale Transformation der Schweizer Verteilnetzlandschaft zur Nutzung branchenweiter Synergien. Der VSGS orientiert sich an der wirtschaftlich, gesellschaftlich und technisch optimalen Umsetzung des Verteilnetzes der Zukunft. Diesen Prozess gestaltet der VSGS offen, fair und transparent. Er lädt alle Stakeholder zu einer aktiven Beteiligung ein.

Kontakt

Geschäftsstelle VSGS

Dr. Maurus Bachmann, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 219 91 53
maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch

Dr. Andreas Beer, Co-Geschäftsführer
Telefon +41 79 827 65 56
andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch

info@smartgrid-schweiz.ch

www.smartgrid-schweiz.ch