

SMART METERING consumption

Eigenverbrauch von
Stromzählern

M. Preisel,
W. Wimmer,
D. Frey,
A. Huser

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

44/2012

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

SMART METERING consumption

Eigenverbrauch von Stromzählern

Michael Preisel, Wolfgang Wimmer
ECODESIGN company

Dominique Frey, Alois Huser
Encontrol AG

Wien, September 2012

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Kofinanzierung:

Bundesamt für Energie BFE, Schweiz

Forschungsprogramm „Elektrizitätstechnologien und -Anwendungen“

www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

ECODESIGN company GmbH

Österreich

www.ecodesign-company.com

**Projektpartner:**

Encontrol AG

Schweiz

www.encontrol.ch

**Autoren:**

Michael Preisel ECODESIGN company

Wolfgang Wimmer ECODESIGN company

Dominique Frey Encontrol AG

Alois Huser Encontrol AG

preisel@ecodesign-company.com

wimmer@ecodesign-company.com

dominique.frey@encontrol.ch

alois.huser@encontrol.ch

Messtechnikpartner:

Institut für Elektrische Anlagen (IFEA)

TU Graz, Österreich



Glossar und Liste verwendeter Abkürzungen

Das Glossar beinhaltet Begriffe, die neben ihrer allgemeinen Bedeutung auch für die im Projekt entwickelte Methodik eine spezielle Bedeutung haben. Diese sind **fett** gedruckt.

- **1ph: einphasig** - in Bezug auf Zähler sind Typen gemeint, die zum Anschluss an eine Phase des Verteilnetzes vorgesehen sind (Wechselstromzähler)
- **3ph: dreiphasig** - in Bezug auf Zähler sind Typen gemeint, die zum Anschluss an drei Phasen des Verteilnetzes vorgesehen sind (Drehstromzähler)
- Abschaltvorrichtung: Einrichtung, die es erlaubt, am Zählpunkt den gemessenen Bereich vom Versorgungsnetz zu trennen. Technisch ist dies je Phase mit einem Relais realisiert. Der Vorgang wird aus der Steuerzentrale des EVU ausgelöst und kommt bei Inkasso-Vorgängen oder Stromkundenwechsel zur Anwendung.
- *Anti-Fraud Protection*: Damit werden Schutzmechanismen bezeichnet, die zur Verhinderung von Gerätemanipulationen (Betrugserkennung) bzw. zur Verhinderung von Stromdiebstahl vorgesehen werden. Üblicherweise werden die Erkennung von Magnetfeldern und des Öffnens des Klemmendeckels implementiert. Weiters werden zur Vorbeugung bevorzugt Strommessprinzipien eingesetzt, die gegen Magnetfelder unempfindlich sind.
- AT: Österreich
- **Basiszähler**: Auf modulare Zähler zutreffende Bezeichnung, wenn allein der Zähler ohne Kommunikationsmodule gemeint ist.
- BFE: Bundesamt für Energie (Schweiz)
- BMVIT: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Österreich)
- *Breaker* → Abschaltvorrichtung
- *Bridge*: Allgemeine Bezeichnung für ein Gerät, das es ermöglicht Daten, die über ein bestimmtes Übertragungsverfahren einlangen, für ein anderes zu übersetzen und weiterzuleiten.
- CH: Schweiz
- CPE → Customer Premises Equipment
- *Customer Premises Equipment*: Allgemeine Bezeichnung für ein Teilnehmer-Endgerät in einem Computernetz, einem Telefonnetz oder bei Telefonanlagen. Im Falle einer Übertragung über Lichtwellenleiter wäre dies bspw. ein Gerät, das die optischen Signale aus dem Lichtwellenkabel für Ethernet übersetzt (vgl. → *Bridge*).
- **Datenerfassungsnetz**: Infrastruktur zur Datenkommunikation zwischen Zählern und Datenkonzentratoren
- Datenkommunikation: Die Datenkommunikation im Smart Metering System umfasst alle Vorgänge, die vom messtechnischen Teil des Zählers am Zählpunkt bis hin zur Zentrale am Head-End der Übertragung von Daten dienen (allg.: in beiden Richtungen). Werden auf dieser Strecke DK eingesetzt, so unterteilt sich das Netz in das Datenerfassungsnetz und das Datenübertragungsnetz.
- **Datenkonzentrator**: DK sammeln von örtlich umliegenden Zählpunkten die Zählerdaten, um diese dann in gebündelter Form an das HES weiterzuleiten. Sie sind je nach Übertragungsverfahren entweder in Trafostationen (i.d.R. bei PLC der Fall) oder bei

ausgewählten Zählpunkten (i.d.R. bei Funk-Verfahren der Fall) untergebracht. Manche DK bieten für die Kommunikation an das HES eine Datenschnittstelle an, die Übertragung muss dann mit einem separaten Modem erfolgen. Weiters gibt es auch DK mit integriertem Modem.

Verfahren, die Mobilfunktechnologie (GSM, GPRS, UMTS, SMS) zur direkten Zähleranbindung nutzen, kommen ohne DK aus.

- **Datenübertragungsnetz:** Infrastruktur zur Datenkommunikation von den Datenkonzentratoren (bzw. unmittelbar von den einzelnen Zählern) zum Head-End
- **DK** → Datenkonzentrator
- DLC → PLC
- DSP: Digital Signal Processing. Mit Digitaltechnik durchgeführte Berechnungen zur Signalaufbereitung.
- FTTB: Fibre To The Building. Bezeichnung für LWL-Infrastruktur (vgl. → LWL), die bis zu einzelnen Gebäuden reicht. Im Falle von FTTH reicht sie bis zu einzelnen Haushalten.
- FTTH: Fibre To The Home → FTTB
- Funkanbindung → Funkübertragung
- **Funkübertragung:** Im SMc Projekt wird damit eine Kategorie von TSZ bezeichnet, die proprietäre Funklösungen in Datenerfassungsnetzen nutzt. Die Organisation solcher Netze funktioniert bei grober Betrachtung ähnlich wie in PLC-Datenerfassungsnetzen: Es gibt Repeater, die Signale wieder aussenden und Datenkonzentratoren, die die Daten mehrerer Zähler gebündelt an die Zentrale übermitteln. Mit den Begriffen „Funkanbindung“ und „Funkübertragung“ sind in diesem Bericht keine Systeme gemeint, die über Telekommunikationsdienste (GSM, GPRS, SMS, ...) laufen. Auch mit Wireless M-Bus realisierte Lösungen, die Gateways zum Sammeln von Daten innerhalb von Gebäuden oder Gebäudekomplexen nutzen, sind nicht gemeint. Aus technischer Sicht handelt es sich jedoch auch bei diesen Systemen um „Funk“ als physikalisches Übertragungsmedium. Die Organisation der Datenübertragung unterscheidet sich jedoch bei „GPRS“, „Funkübertragung“ und „M-Bus an Gateway“ grundlegend.
- **Gezählter Bereich:** Bereich des Verteilnetzes, in dem Energieverbräuche gezählt und dem Endkunden in Rechnung gestellt werden. Dieser Bereich zählt nicht zum Smart Metering System. Durch den Zählpunkt verläuft die Grenze zwischen nicht gezähltem und gezähltem Bereich (vgl. → Nicht gezählter Bereich). Home Monitoring Systeme und Home Automation Systeme, die im SMc Projekt nicht berücksichtigt werden, befinden sich i.d.R. größtenteils im gezählten Bereich des Kunden (grob: im Haushaltsbereich).
- **GPRS:** General Packet Radio Service. Mobilfunktechnologie. Im SMc Projekt wird damit eine Kategorie von TSZ bezeichnet, die Mobilfunktechnologie als Datenübertragungslösung verwenden. Die Kommunikation erfolgt in diesem Fall durch Services eines TK-Operators.
- GSM: Global System for Mobile Communications. Mobilfunktechnologie.
- HAN → Home Area Network: Netzwerk im Haushaltsbereich
- **Head-End bzw. Head-End System:** Im Jargon bestehen unterschiedliche Interpretationen. Im Prinzip handelt es sich um die Zentrale eines Netzwerkes. Im SMc Projekt wird darunter die Zentrale eines Smart Metering Informationsnetzwerkes verstanden. Also jener Knoten, an dem u.a. alle Verbrauchsdaten im Zuge einer Abfrage gesammelt werden. Dieser befindet sich i.d.R. beim Netzbetreiber, kleinere EVU lagern die IT-Services jedoch fallweise an andere Unternehmen aus.

- **HES** → Head-End System
- IHD → In-Home Display
- IKT: Informations- und Kommunikationstechnik
- *In-Home Display*: Als In-Home Display wird in diesem Bericht eine Anzeige bezeichnet, die als eigenständiges Gerät den Primärnutzen hat, dem Endkunden Feedback über dessen Stromverbrauch zu geben. Damit unterscheidet es sich von anderen Feedbacklösungen wie z.B. Webportalen, die Mehrzweckgeräte wie den privaten PC des Kunden oder sein Smartphone (i.A. *multi-functional handheld device*) etc. nutzen. In-Home Displays sind im Wohnbereich installiert und kommunizieren (zumeist via Wireless M-Bus)
- **Information Technology**: Im SMc Projekt werden damit all jene Bereiche des HES (der Zentrale des EVU) bezeichnet, die der Datenverarbeitung dienen: im Wesentlichen Meter Operating System, Meter Management und Meter Data Management. Fallweise können IT-Services auch ausgelagert sein.
- **IT** → Information Technology
- LAN: Local Area Network: Netzwerk innerhalb eines Gebäudes oder Komplexes.
- *Last Mile*: Oft verwendeter Begriff für die Distanz zwischen Zählpunkt im Haushalt und nächstliegendem Netzknoten. Hier werden oft andere Übertragungsverfahren als im Datenübertragungsnetz eingesetzt.
- LWL: Lichtwellenleiter. Medium zur Übertragung optischer Signale.
- **M-Bus**: Der M-Bus ist eine europäische Norm zur Zählerfernauslesung und ist darüberhinaus auch für alle anderen Arten von Verbrauchszählern sowie für diverse Sensoren und Aktoren verwendbar. Weiters existiert die heute gebräuchlichere, in IEC Normen spezifizierte Wireless M-Bus Technologie, die zumeist für die Anbindung von Zählern verschiedener Sparten an den Elektrizitäts Smart Meter bzw. an ein Gateway oder MUC, weiters auch zur Verbindung mit Geräten im gezählten Bereich benutzt wird. In den meisten Fällen wird mit dem M-Bus nur innerhalb von Gebäuden kommuniziert. Im SMc Projekt dient „M-Bus Anbindung an Gateway“ als Bezeichnung für technische Szenarien, in denen mittels M-Bus gekoppelte Smart Meter über ein gemeinsames Gateway Daten zur Zentrale übertragen.
- MFZ: Multifunktionszähler
- **MUC** → Multi Utility Control
- *Multi Utility Control*: Als MUC wird ein System verstanden, das am Zählpunkt Werte aus verschiedenen Verbrauchsmengenmessgeräten (für Strom, Gas, Wasser, Wärme) zusammengefasst an das HES übermittelt. Dabei kann in einem Fall ein MUC-Gateway die Daten via M-Bus sammeln und die Kommunikation an die Zentrale übernehmen, im anderen Fall der Stromzähler selbst als M-Bus Master-Device agieren und diese beiden Vorgänge ausführen. MUC-C steht für Multi-Utility-Communication Controller.
- **Nicht gezählter Bereich**: Bereich des Verteilnetzes, in dem Energieverbräuche nicht gezählt und nicht den Endkunden in Rechnung gestellt werden. Dies umfasst in Bezug auf Smart Metering das Datenerfassungsnetz inkl. der Zähler. Durch den Zählpunkt verläuft die Grenze zwischen nicht gezähltem und gezähltem Bereich (vgl. → Gezählter Bereich).
- **PLC** → Power Line Carrier bzw. Power Line Communication
Im SMc Projekt wird damit eine Kategorie von TSZ bezeichnet, die *Power Line Carrier* als Übertragungsart im Datenerfassungsnetz nutzt.

- *Power Line Carrier*: Die Kommunikation im Datenerfassungsnetz wird häufig mit PLC realisiert. In dem Fall dienen die Leitungen des Niederspannungs-Verteilnetzes als Datenübertragungsmedium. Dies geschieht durch Aufmodulieren eines Spannungssignals durch spezielle Modems.
- *Repeating*: Mit Repeating ist im Bereich der Netzwerktechnik allgemein ein Vorgang gemeint, durch den an einem Netzknoten (an dem der *Repeater* sitzt) ein ankommendes Signal empfangen und mit einer definierten Signalstärke nochmals ausgesendet wird. Der Sinn dahinter ist, zur Überwindung von Distanzen entlang derer Signalabschwächungen und -störungen auftreten, die benötigte Signalqualität aufrechtzuerhalten, sodass die Kommunikation von End- zu Endknoten ohne Informationsverluste funktionieren kann. Für die Kommunikation im Datenerfassungsnetz sind i.d.R. bei Funkübertragungs- wie auch PLC-Systemen *Repeating*s implementiert. Es werden jedoch keine physisch eigenständigen Repeater eingesetzt, sondern die Zähler selbst bieten eine Repeaterfunktionalität an, die selektiv, abhängig vom Zählpunktstandort im Netzwerk, eingesetzt wird.
- **Rollout-Szenario**: In den Rollout-Szenarien wird festgelegt, welche technischen Szenarien kombiniert werden, um Hochrechnungen für Gesamtregionen durchführen zu können.
- **SM**: Smart Meter.
- SMc: SMART METERING consumption
- **Status quo**: In diesem Projekt wird - ungeachtet dessen, dass manche EVU bereits Smart Meter Pilotprojekte oder auch Smart Metering im Produktiveinsatz betreiben – das Szenario ohne jegliche Smart Meter als „Status quo“ bezeichnet. Nicht kommunizierende, elektronische Zähler sind hier eingeschlossen.
- Strang: Zur Beschreibung der Netztopologie im Niederspannungsverteilstromnetz werden die von einem Verteilknoten (meist) sternförmig ausgehenden Leitungen als (Kabel-)Stränge bezeichnet. Diese werden entlang einer Gruppe von Gebäuden geführt (i.d.R. entsprechend des Straßenverlaufes) bis im Bereich des Hausanschlusses im sogenannten Schleifenkasten die Abzweigung zur Unterverteilung im Gebäude erfolgt. Bei den in ländlichen Gegenden noch üblichen Freileitungen erfolgt die Ausspeisung über Dachständer.
- **Technische Komponente**: Darunter wird in der Projektmethodik ein Baustein zur Zusammensetzung eines technischen Szenarios verstanden, der in den meisten Fällen ein physischer Baustein mit charakteristischer Leistungsaufnahme ist (z.B. ein Zähler, ein Datenkonzentrator, eine Bridge, ...). In einigen Fällen macht es eher Sinn, einzelne Prozesse als technische Komponente abzubilden, etwa dann wenn ein Ausgabegerät beim Endkunden nur in einem bestimmten Betriebszustand zur Anzeige des Energieverbrauchs dient oder wenn ein Übertragungskanal beim TK-Operator nur für einen bestimmten Timeslot zur Zählerauslesung hochgefahren wird und für den Rest der Zeit dem Betrieb des Mobilfunknetzes dient.
- **Technisches Szenario**: Technische Szenarien bieten hinsichtlich der Eigenverbrauchererfassung vollständige Beschreibungen der Smart Metering Systeme. Unter technischen Szenarien werden im Projekt miteinander kombinierte, kompatible technische Komponenten verstanden, wobei jeder Beitrag der einzelnen Komponenten auf genau einen Zählpunkt normiert ist. Wenn beispielsweise 50 Zählpunkte von einem Datenkonzentrator gemeinsam ausgelesen werden, so ist zur Bildung des technischen Szenarios dem Zählpunktverbrauch ein Fünfigstel des DK-Verbrauchs zuzuschlagen.
- **TK**: Telekommunikation
- **TSZ** → Technisches Szenario

Inhaltsverzeichnis

1 Ausgangslage.....	11
1.1 Einleitung.....	11
1.2 Ausgangslage und Bedeutung des Projekts	11
2 Ziel der Arbeit	13
3 Methodik und Beschreibung durchgeführter Arbeiten.....	15
3.1 Projektabschnitte und Zeitplan	15
3.2 Vernetzung mit den Akteuren der Branche	17
3.3 Produktanalyse.....	19
3.4 Entwicklung der Methodik	23
3.5 Labor-Setup und Labormessungen.....	31
3.6 Livemessungen	43
3.7 Weitere Eingangsdaten	50
3.8 Analyse der Verbrauchsdaten der technischen Komponenten	56
4 Ergebnisse.....	68
4.1 Vergleich der untersuchten Stromzähler	68
4.2 Zuordnung des Energieverbrauchs zu Produktmerkmalen der Smart Meter.....	69
4.3 Sensitivität des Smart Meter Eigenverbrauchs	73
5 Entwicklung von Verbrauchsszenarien	75
5.1 Zusammenstellung technischer Szenarien	75
5.2 Berechnung von Gesamtverbräuchen – Rollout-Szenarien für die Schweiz	79
5.3 Berechnung von Gesamtverbräuchen – Rollout-Szenarien für Österreich.....	90
5.4 Systemvergleich der technischen Szenarien	97
5.5 Hochrechnungsergebnisse zu den nationalen Szenarien.....	98
6 Diskussion und Ausblick.....	103
7 Referenzen	105

Zusammenfassung

Das Projekt SMART METERING consumption beschäftigt sich mit dem Energieverbrauch künftiger Smart Metering Infrastruktur – ein bisher wenig betrachteter Bereich.

Sowohl die EU wie auch viele andere Länder und Regionen haben beschlossen eine Smart Metering Infrastruktur einzuführen mit dem Ziel die Energieeffizienz der Energieversorgung zu verbessern. Eine gesamthafte Abschätzung der erreichbaren Effizienz muss aber auch die Verbräuche der neuen Infrastruktur mit einbeziehen.

In Zusammenarbeit mit Smart Meter Herstellern und Energieversorgern wurden verschiedene dzt. verfügbare, dem Stand der Technik entsprechende Smart Meter untersucht. Es wurden vom Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz Messungen der Eigenenergieverbräuche von Smart Metern, sowohl unter Laborbedingungen wie auch im echten Einsatz in Haushalten durchgeführt.

Im Projekt wurden der gesamten Kommunikationskette Energieverbräuche zugeordnet, beginnend mit den Smart Metern, über die Datenkonzentratoren, sowie den Geräten der Telekommunikationsanbieter bis hin zum Head End Server der Energieversorger.

Die Ergebnisse dieser Analyse wurden in sogenannten technischen Szenarien zusammengefasst. Ziel war es, eine Vergleichbarkeit verschiedener Technologien zu ermöglichen. In Summe wurden so vier technische Szenarien ausgearbeitet, jeweils in Bezug zu den aktuellen Kommunikationstechnologien wie PLC, GPRS/UMTS, Funkübertragung und M-Bus.

Schlussendlich wurden realistische Rollout-Szenarien für Österreich und die Schweiz abgeleitet und entsprechende, zu erwartende Gesamtenergieverbräuche für den Betrieb von Smart Metering Lösungen errechnet.

Das Projekt zeigt folgende Ergebnisse:

- Es wurde eine breit anwendbare Methode für die Bewertung des Eigenenergieverbrauchs von Smart Metern entwickelt. Da es dazu derzeit noch keine international abgestimmte Vorgangsweise gibt, könnte die im Projekt entwickelte Methode als Basis für weitere Entwicklungen genutzt werden - z.B. im Rahmen der IEA oder anderen Organisationen;
- Gemäß der im Projekt durchgeführten Messungen zeigen sich erhebliche Unterschiede im Eigenverbrauch von Smart Metern. Die gemessenen Verbräuche reichen von 1,4 W bis 4,6 W für 3-phasige Smart Meter. Im Vergleich dazu benötigt der 3-phasige Ferrariszähler 3,9 W und der 3-phasige elektronische Multifunktionszähler 4,2 W bis 4,6 W;
- Innerhalb der gesamten Smart Metering Infrastruktur weist der Smart Meter den höchsten Energieverbrauchsanteil auf. Davon wiederum entfällt in vielen Fällen der größte Anteil auf die Einheit für die Datenkommunikation des Smart Meters;
- Die gemessenen Energieverbräuche wurden zusammengeführt und unter den erwartbaren Annahmen für Rollouts wurden Gesamtverbräuche für Österreich und die Schweiz errechnet. Dabei zeigt sich, dass der Rollout ähnliche Energieverbräuche wie die zur Zeit verwendeten Technologien bringen wird oder aber zu einer Reduktion der Gesamtverbräuche führen kann wenn die energieeffizienteste Zähler-Hardware respektive Kommunikationstechnologie zum Einsatz kommen wird.

Die Gültigkeit dieser Aussagen und Ergebnisse beschränkt sich auf die im Projekt untersuchten Technologien und auf die zur Zeit verfügbare Hardware.

Abstract

The project SMART METERING consumption focused on the energy consumption of the future smart metering infrastructure - an issue not widely discussed until now.

The EU as well as many other countries in the world decided to implement Smart Metering infrastructure. Main efforts in the area of Smart Metering are targeting improvements in the efficiency of the energy supply. A comprehensive estimate of efficiency has to include, aside from the energy changes in the supply and end-use, the power that the infrastructure itself demands for its operation.

In collaboration with key stakeholders, especially manufacturers and power utilities, different available state-of-the-art smart metering solutions have been analyzed. Measurements of the actual energy consumption of Smart Meters under laboratory conditions and under real conditions in household have been carried out. The Institute of Electrical Power Systems of the Graz University of Technology has performed these measurements.

Technical components for the entire communication chain using smart meters have been identified and energy consumptions have been assigned to these technical components starting with the smart meter, followed by the data concentrator and devices at the telecommunication operators as well as the head end servers at the power utility.

Results of the analysis were put together in so called technical scenarios. This is providing a common basis to make comparisons of power requirements of different technologies currently available. In total four technical scenarios have been analyzed addressing the main technologies such as PLC, GPRS/UMTS, radio transmission and M-Bus.

The final aim was to derive realistic rollout scenarios for Austria and Switzerland. Accordingly a projection of the energy consumption due to the roll out of Smart Metering solutions has been calculated.

The project showed the following main results:

- A widely applicable and flexible methodology for assessing the energy consumption of smart meters has been developed. Since there is no international standard methodology available, this could serve as a basis for further method development at an international level such as IEA or other forums;
- According to the measurements performed in the project there are significant differences in the energy consumption of smart meters as available today. The measured energy consumption ranged from 1,4W to 4,6W for a 3 phase Smart Meter compared to the energy consumption of a 3 phase Ferraris meter of 3,9W respectively to 4,2W to 4,6W for an 3 phase state-of-the-art electronic meter without communication;
- Within the entire Smart Metering infrastructure the Smart Meter itself shows the highest amount of energy consumption. With regard to this amount in many cases the main driver for the energy performance of a Smart Meter is the technology used to achieve data communication;
- The measured consumptions have been put together using most likely assumptions for the Smart Meter roll out to calculate the overall energy consumptions caused by Smart Meters for Austria and Switzerland. These calculated scenarios show that the roll out may lead to an overall reduction in the energy consumption of the metering hardware – providing that the most efficient Smart Meter hardware solutions and communication technology will be rolled out – or at least that the energy consumption will remain in the range of the currently implemented solutions.

The validity of these results is limited to the specific evaluated technologies and currently available hardware only.

Résumé

Le projet SMART METERING consumption se focalise sur la consommation d'énergie de la future infrastructure Smart Metering – un sujet peu abordé jusqu'à présent.

L'UE, ainsi que de nombreux autres pays dans le monde, a décidé de mettre en oeuvre l'infrastructure Smart Metering. Les principaux efforts dans le domaine du Smart Metering ont pour objectif des améliorations dans l'efficacité de l'approvisionnement en énergie. Une estimation complète de l'efficacité doit inclure, à part les changements d'énergie dans l'approvisionnement et l'utilisation finale, la puissance que l'infrastructure même exige pour son opération.

En collaboration avec des parties prenantes clés, en particulier les fabricants et services d'électricité, différentes solutions Smart Metering des plus récentes et disponibles ont été analysées. Des mesures de la consommation d'énergie effective des Smart Meter dans des conditions de laboratoire ainsi que dans des conditions réelles, dans des ménages, ont été réalisées. Ces mesures ont été effectuées par l'Institut des systèmes de puissance électriques de l'Université technologique de Graz.

Les composants techniques pour toute la chaîne de communication utilisant des Smart Meter ont été identifiés et les consommations d'énergie ont été assignées à ces composants techniques, à commencer par le Smart Meter, suivi du concentrateur de données et des dispositifs chez les opérateurs de télécommunication ainsi que les serveurs de tête de réseau chez le fournisseur d'électricité.

Les résultats de l'analyse ont été synthétisés dans des scénarios techniques. Ceci offre une base commune pour faire des comparaisons des demandes d'énergie des différentes technologies actuellement disponibles. Quatre scénarios techniques ont été analysés au total, visant les technologies principales comme les PLC, GPRS/UMTS, transmissions radio et M-Bus.

L'objectif final était d'en tirer des scénarios de mise en oeuvre réalistes, pour l'Autriche et la Suisse. Ainsi, une projection de la consommation d'énergie due à la mise en oeuvre de solutions Smart Metering a été calculée.

Le projet montra les principaux résultats suivants:

- Une méthodologie souple et largement applicable a été développée pour déterminer la consommation d'énergie de Smart Meter. Comme il n'existe pas de méthodologie standard internationale, ceci pourrait servir de base pour un développement de méthode ultérieure au plan international, comme l'AIE ou d'autres organisations.
- D'après les mesures effectuées dans le projet, il existe des différences significatives en matière de consommation d'énergie des Smart Meter disponibles aujourd'hui. La consommation d'énergie mesurée varie de 1,4W à 4,6W pour un Smart Meter triphasé; ceci comparé à la consommation d'énergie d'un compteur Ferraris triphasé de 3,9W respectivement 4,2W à 4,65W pour un compteur électronique triphasé moderne sans communication.
- Dans toute l'infrastructure Smart Metering, c'est le Smart Meter même qui présente la plus grande part de consommation d'énergie. De cette part, l'élément principal influençant la consommation d'énergie d'un Smart Meter est, dans beaucoup de cas, l'unité utilisée pour effectuer la communication des données du Smart Meter.
- Les consommations mesurées ont été regroupées en utilisant des hypothèses les plus vraisemblables pour la mise en oeuvre des Smart Meter, pour calculer la consommation d'énergie générale provoquée par les Smart Meter en Autriche et en Suisse. Ces scénarios calculés montrent que la mise en oeuvre peut conduire à une diminution générale de la consommation d'énergie des compteurs – pour autant que ce soient les solutions techniques respectivement la technologie de communication les plus efficaces qui sont mises en oeuvre – ou qu'au moins, la consommation d'énergie restera au niveau de celle des solutions actuellement utilisées.
- La validité de ces résultats est uniquement limitée aux technologies évaluées spécifiquement et au matériel actuellement disponible.

1 Ausgangslage

1.1 Einleitung

Der vorliegende Endbericht stellt die Ergebnisse der Arbeiten für das vom *Bundesamt für Energie der Schweizerischen Eidgenossenschaft* (in Folge mit BFE abgekürzt) sowie des vom *Österreichischen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie* (in Folge mit BMVIT abgekürzt) beauftragten Projekts „*SMART METERING consumption*“ (SMc) dar.

Die hier dokumentierten Arbeiten wurden in Koordination mit beiden Auftraggebern im Zeitraum vom 1. 9. 2010 bis zum 30. 04. 2012 durchgeführt.

1.2 Ausgangslage und Bedeutung des Projekts

Zurzeit sind europaweit zahlreiche Vorgänge im Laufen, die die Erschließung ganzer Regionen durch Smart Grids zum Ziel haben. Im Allgemeinen handelt es sich um funktionale Erweiterungen für Energieversorgungsnetze, wodurch neben der bisherigen Energieversorgung per se auch ein Austausch von zugehörigen Informationen (versorgungsrelevanten Daten) erreicht wird. Der Ausbau eines Smart Grids umfasst alle Ebenen der Energieversorgungskette und reicht bis zum Endverbraucher. Somit wird auch zur Vernetzung jedes Haushalts entsprechende Hardware benötigt.

Im Zuge dessen wird auch die Stromzählung auf neue Technologien, im Allgemeinen als Smart Metering Systeme bezeichnet, umgestellt. Aus diesem Grund befassen sich Regierungen mit Rollouts ambitionierter Programme zur flächendeckenden Installation von Smart Metern in Haushalten, Industrie und Gewerbe. Beispielsweise plant Großbritannien, bis zum Jahr 2020 landesweit 47 Millionen Verbrauchszähler für Strom und Gas gegen Smart Meter auszutauschen [DECC, 2009]. Auch EVU planen in Bezug auf deren Versorgungsgebiete die Umstellung auf die neue Technologie.

Die Smart Metering Infrastruktur muss die Grundfunktionen "Verbrauchsdaten messen", "Daten speichern" und "Daten übermitteln" erfüllen, und kann aus einem oder mehreren Einzelkomponenten je Haushalt bestehen. Für den aktiven Betrieb muss sie permanent mit Strom versorgt werden. Die zustande kommenden Energieverbräuche je Haushalt hängen von mehreren Parametern ab, die grob folgendermassen unterteilt werden können:

- Spezifikation des Leistungsumfanges des Smart Metering Systems
- Hersteller- und systemspezifische Umsetzung zur Erfüllung der Funktionen, auch in Bezug auf vorliegende Standards

Zu den Hauptmotivationen zur Installation von Smart Metering Systemen zählen:

- Neue, flexible Möglichkeiten zur Vernetzung verschiedenartiger, dezentraler Energiequellen. In weiterer Folge die Bündelung von Energiequellen zu „Virtuellen Kraftwerken“
- Erhöhung der Energieunabhängigkeit
- Steigerung der Versorgungssicherheit
- Flexible Einbindung der Netznutzer (=Endverbraucher)

Die längerfristigen, umweltpolitischen Ziele sind vordergründig die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger, infolgedessen die Verringerung der Emissionen von Treibhausgasen sowie generell die Erhöhung der Energieeffizienz in der Versorgung.

Von Seiten der Europäischen Union wurde die Erreichung dieser Ziele u. a. von der Verabschiedung des *Klimaschutzpakets* angetrieben, der europaweiten Vorgabe der "20-20-20-Ziele" bis zum Jahr 2020. Diese sind:

- 20 % weniger Treibhausgasemissionen als 2005
- 20 % Anteil an erneuerbaren Energien
- 20 % mehr Energieeffizienz

Als weiteres Beispiel sei die Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen 2006/32/EG genannt. Damit Endverbraucher in der Lage sind, besser fundierte Entscheidungen in Bezug auf ihren individuellen Energieverbrauch treffen zu können wird darin gefordert, dass sie mit ausreichenden Informationen über diesen Verbrauch und mit weiteren zweckdienlichen Informationen versorgt werden, wie etwa zu verfügbaren Energieeffizienzmaßnahmen, Endverbraucher-Vergleichsprofilen etc. Die Verbraucher sollten zusätzlich aktiv ermutigt werden, ihre Zählerstände regelmäßig zu überprüfen. Dazu sind Smart Meter in Zusammenhang mit Feedbacksystemen prädestiniert.

Auf österreichischer Seite trat am 1. November 2011 die Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung in Kraft [IMA-VO, 2011]. Darin wurden Mindestanforderungen festgelegt, die in Österreich installierte Smart Meter zu erfüllen haben, und die nach Herstellerlösung auch eine Implikation auf den Eigenenergieverbrauch der Geräte haben können. Bei der Nutzung der festgelegten Produktfunktionen ist zu erwarten, dass systemweit an anderen Knoten entsprechende Verbräuche auftreten werden, etwa bei der Verwaltung des aufkommenden Datenvolumens sowie damit verbundener Rechenprozesse.

Mit 25. April 2012 ist die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung in Kraft getreten [IME-VO, 2012]. In Zuge dessen sind die österreichischen Netzbetreiber u. a. dazu verpflichtet, bis Ende 2017 bereits 70% der netzeigenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten (i.e. Smart Metern gemäß der IMA-VO) auszustatten

Auf schweizerischer Seite wurden im Rahmen der „Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“ des BFE folgende Vorbereitungsarbeiten absolviert [BFE1, 2012]:

- Definition verschiedener Smart Metering Szenarien und darauf aufbauend Abschätzung der wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Kosten und Nutzen
- Erarbeitung der Rahmenbedingungen zum Betrieb von Smart Metering;
- Ableitung von Handlungsempfehlungen für die Gesetzgebung.

Indes haben in beiden Ländern viele Energieversorgungsunternehmen Vorbereitungsarbeiten in Form von Pilotprojekten, interner Systemevaluierungen etc. getroffen. In einigen wenigen Fällen wurden schon konkrete Entscheidungen für bestimmte Systeme gefällt, in den meisten Fällen wird dem zurzeit noch in einer abwartenden Haltung begegnet.

Beide Strategien sind klar nachvollziehbar, da der Zeitrahmen für (wo zutreffend) gesetzlich geforderte Rollouts begrenzt ist, bzw. ein Pilotprojekt auch einen gewissen Prestigegewinn bedeutet und man nicht auf Wettbewerbsvorteile (aufgrund des Erfahrungsschatzes zum produktiven Einsatz der relativ komplexen Systeme) verzichten will. Weiters sind kommunizierende Zählpunkte für einige zukunftssträchtige Smart Grid Anwendungen unverzichtbar. Andererseits investiert niemand gerne in neue Infrastruktur, solange sich Standards (und damit auch die Zählerprodukte) im Wandel befinden und Unklarheiten bezüglich der Anforderungen von Seiten der Legislative bestehen.

Zusammenfassend gesagt ist es sinnvoll, für die Zukunft flexible Werkzeuge zur Hand zu haben, die die Beurteilung der am Markt angebotenen Systeme erleichtern – der Eigenenergieverbrauch der Smart Metering Infrastruktur ist dabei ein wichtiger Aspekt.

2 Ziel der Arbeit

Ziel des Projekts war es, mithilfe der Durchführung und Interpretation von Messungen Instrumente zu entwickeln, die den Eigenenergieverbrauch von Smart Metering Hardware transparent und anschaulich machen für:

- Politische Strategen, die sich mit Rollouts und möglichen Zukunftsszenarien für ganze Regionen befassen,
- Produktentwickler und Systemanbieter von Smart Metering Lösungen, die sich mit der Energieeffizienz ihrer Produkte beschäftigen,
- Energieversorgungsunternehmen, die zur Erschließung ihrer Regionen einen schnellen Überblick über die Eigenenergieverbräuche der verfügbaren Technologien haben möchten.

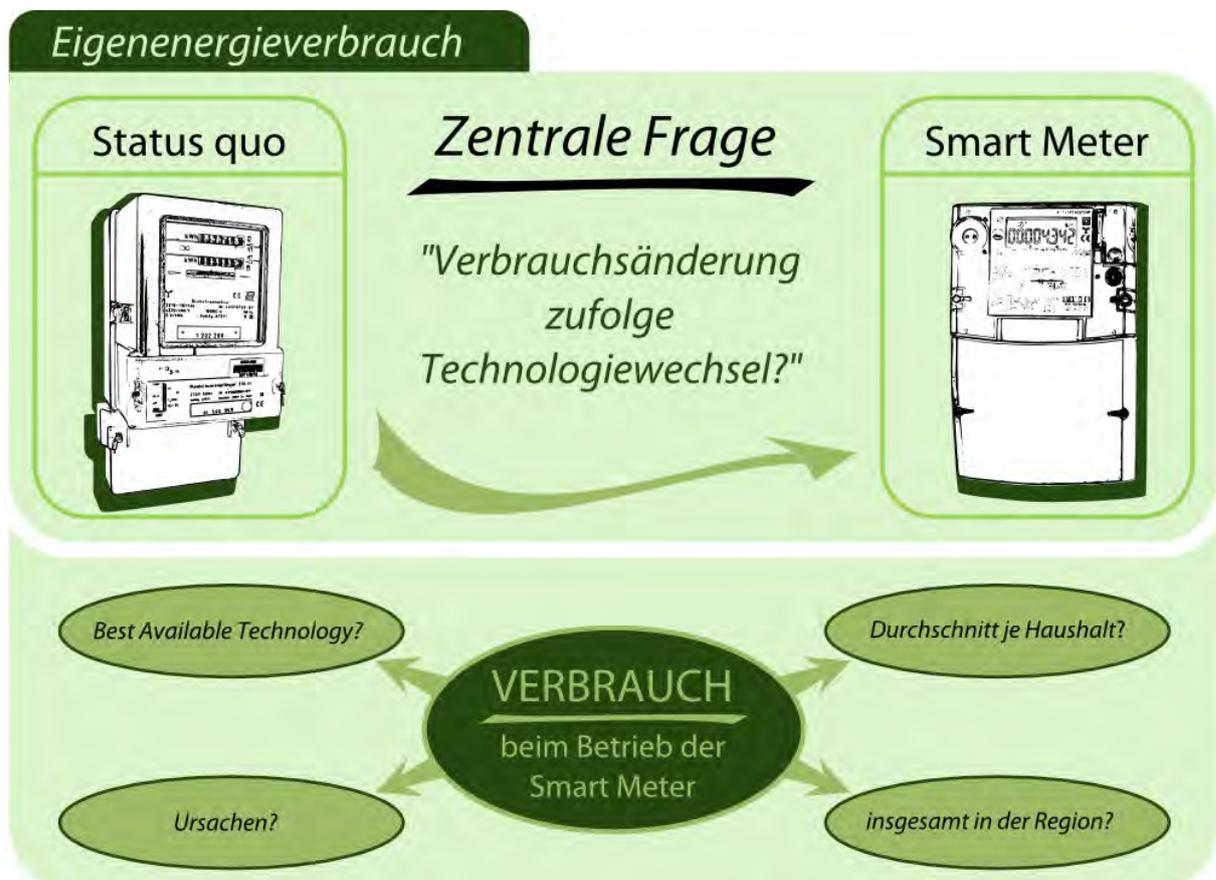


Abbildung 1: Die zentrale Frage zum Projekt und Fragen zu Einzelaspekten

Um dieses Ziel schrittweise zu erreichen, wurde den folgenden Forschungsfragen nachgegangen (vgl. Abbildung 1):

- Wie lässt sich der gemittelte Durchschnitts-Eigenverbrauch für Smart Metering Ausrüstung je Haushalt ermitteln?
- Welches Energieeffizienz-Potential haben die am Markt verfügbaren Smart Metering Lösungen nach derzeitigem Stand der Technik? Welche durchschnittlichen Eigenverbräuche weisen im Vergleich die bisher eingesetzten Ferraris-Zähler auf?
- Durch welche konkreten Produkteigenschaften zeichnen sich die energiesparendsten Lösungen aus? Welche Gerätekomponenten oder Teilfunktionen sind funktionell bzw. materiell austauschbar? Welche wären generell verzichtbar?

- Wie können Smart Meter Hersteller zur Entwicklung effizienterer Lösungen beraten werden (Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse)?
- Wie wirkt sich der Technologiewechsel in der Stromzählung auf den Eigen-Energiebedarf bei Betrachtung einer gesamten, erschlossenen Region aus?
- Welche Rückwirkungen weist das Gesamt-Systemdesign auf? Welche entscheidenden Systemparameter können hinsichtlich des Energieverbrauchs für Smart Metering identifiziert werden und wie lässt sich ihr Einfluss bewerten (Funktionalitäten, Datenübermittlungsfrequenz, etc.)?
- Wie verändert sich der Stromverbrauch in Österreich und der Schweiz aufgrund der Eigenverbrauchsveränderung der zur Stromzählung eingesetzten Infrastruktur, wenn alle bestehenden Stromzähler durch Smart Meter ersetzt werden?

Mit Rücksicht auf die drei zuvor genannten Interessensgruppen werden die Ergebnisse entsprechend aufbereitet und publiziert.

Zur Dokumentation zählen:

- Ein Mapping der am Markt eingesetzten Technologien, die bei Smart Metern zum Einsatz kommen
- Eine Beschreibung der entwickelten Methodik zur messtechnischen Erhebung von Verbräuchen sowie der Modellierung und Hochrechnung netzbezogener Gesamtverbräuche (mit Rücksicht auf die verschiedenen Technologien)
- Beschreibung der betrachteten Rollout-Szenarien für Österreich und die Schweiz, detaillierte übersichtliche Darstellung der einzelnen Beiträge zum Gesamtverbrauch.

3 Methodik und Beschreibung durchgeführter Arbeiten

3.1 Projektabschnitte und Zeitplan

Die Arbeiten zum Projekt unterteilen sich chronologisch in drei Hauptblöcke, wie Abbildung 2 links zeigt. Rechts dargestellt sind die unterschiedlichen Ebenen, auf denen Analysen zur Ermittlung von Eingangsdaten durchgeführt wurden:

- Auf *horizontaler Ebene* lag das Augenmerk auf den in höchster Anzahl auftretenden Verbrauchern, also jenen Geräten, die lokal beim Zählpunkt verwendet werden. Dies betraf hauptsächlich bzw. im größten Arbeitsumfang die Smart Meter selbst (in der Grafik mit SMi bezeichnet), im weiteren Sinne auch Zusatzgeräte wie bspw. In-Home Displays oder MUC. Die Recherche zu spezifischen Lösungen diente der Identifikation von Merkmalen, die einen Einfluss auf den Eigenverbrauch haben.
- Auf *vertikaler Ebene* wurden für verschiedene Lösungen unter Miteinbeziehung zusätzlich benötigter Daten zählpunktbasierte Hochrechnungen für Smart Metering Systeme ganzer Regionen durchgeführt.

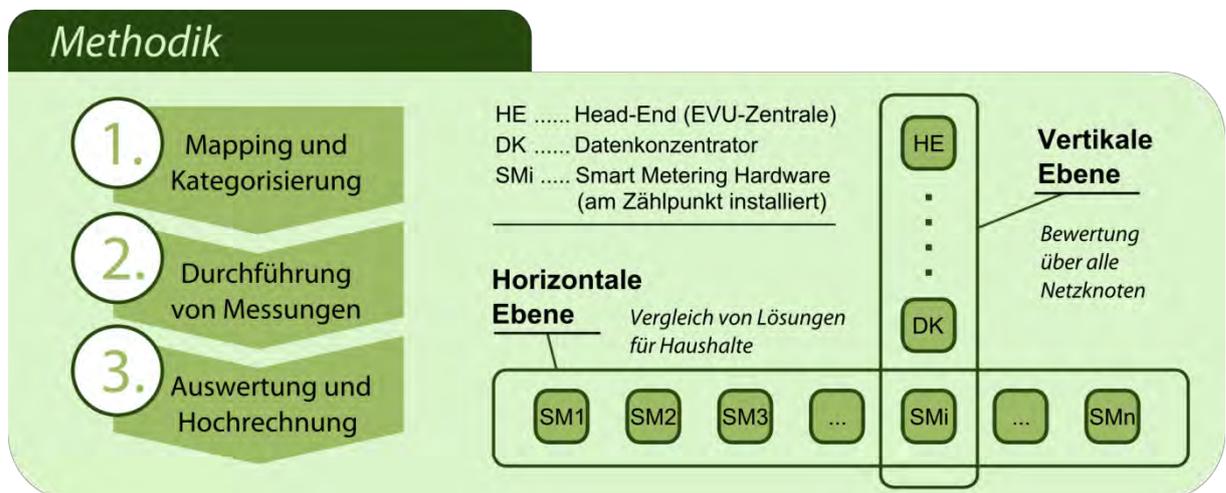


Abbildung 2: Hauptblöcke der Arbeiten zum SMART METERING consumption Projekt und Darstellung der Betrachtungsebenen zur Systemanalyse.

Das Gantt-Diagramm aus Tabelle 1 bietet einen Überblick über den Projektverlauf inklusive wesentlichster Meilensteine. Die messtechnischen Arbeiten wurden im Detail folgendermassen absolviert:

- 1.) Entwicklung eines Messkonzepts im Labor – im Zuge dessen Erfassung einiger Messreihen an zwei Zählern verschiedener Hersteller.
- 2.) Teilweise Durchführung der geplanten Labormessungen
- 3.) Parallel dazu und im Anschluss Durchführung der Livemessungen an Zählern aus Pilotprojekten
- 4.) Vervollständigung und Abschluss der Labormessungen

Tabelle 1: Ablauf des Projekts SMART METERING consumption

	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mar	Apr		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
AP1	Kontaktaufn.																					
AP2	Produktanalyse							1			Produktanalyse											
AP3			Entwicklung d. Methodik				2															
AP4					Labor-Setup						3											
AP5							Verifikation durch Vergleichsmess.					5										
AP6										Labormessungen					6							
AP7														Szenarien			7					
AP8																Gesamtverb.			8			
AP9			Pd.		4								Projektdokumentation						9			
AP10																				Verbr.		
AP11	Projektmanagement																					
Projekt-Meilensteine																						
1	Alle zur Ableitung einer Methodik nötigen, von den Herstellern zu beziehenden Daten sind eingelangt.																					
2	Planung und Vorbereitung zur Laborarbeit abgeschlossen, Labor konsultiert.																					
3	Alle für die Labormessungen relevanten Rahmenbedingungen sind spezifiziert worden.																					
4	Dokumentation der Arbeiten für das Projektjahr 2010 sind abgeschlossen.																					
5	Alle planmäßigen Livemessungen bei EVU sind absolviert.																					
6	Abschluss der planmäßigen Laborarbeiten.																					
7	Alle Messungen aus AP4-AP6 sind ausgewertet, Verbrauchsszenarien aus A und CH sind festgelegt.																					
8	Gesamtverbräuche für A und CH sind hochgerechnet.																					
9	Abschluss der Dokumentation inkl. publikationsfähiger Aufbereitung																					

3.2 Vernetzung mit den Akteuren der Branche

Zu Beginn des Projekts war es nötig, einen Überblick über die Gesamtsituation der Smart Metering Branche, die Interaktion der Stakeholder und nicht zuletzt den Markt für Industrieprodukte zu bekommen.

Durch Kontaktierung von Herstellern von Smart Metering Lösungen, von EVU, die Smart Metering in Pilotprojekten erproben bzw. dies planen, sowie weiteren Akteuren konnte im Projekt ein umfangreiches Netzwerk über Österreich und die Schweiz erschlossen werden.

In Folge fielen weitere Kommunikationsarbeiten an, die vom Wecken/Hinterfragen des Interesses, über Herausarbeitung möglicher Kooperationsformen bis hin zur terminlichen Absprache und Erörterung organisatorischer Möglichkeiten (zur Durchführung von Messungen) reichten. Im Zuge dessen erhielt jede der beteiligten Firmen eine schriftliche Erklärung zur vertraulichen Datenbehandlung, um den Umgang mit sensiblen Daten und die Art der Datenverarbeitung zu Dokumentations-Zwecken zu regeln. Darin ist u. a. festgehalten, dass jede öffentlich zugängliche Dokumentation (ggfs. nach Klärung von Ausnahmen) anonymisiert geführt werden muss. Dies betrifft insbesondere den hier vorliegenden Endbericht.



Abbildung 3: Vernetzung und Bezug von Informationen zu modellrelevanten Daten

Die Kontakte wurden durch initiativen Zugang (telefonisch sowie durch mehrere persönliche Besuche bei Systemanbietern und Energieversorgern/Netzbetreibern) sowie durch Teilnahme und Projektpräsentation an den Smart Grids Weeks 2010 in Salzburg sowie 2011 in Linz/Österreich hergestellt. In der Schweiz wurden die Kontakte größtenteils vom Projektpartner ENCONTROL AG gepflegt, in Österreich von der ECODESIGN COMPANY GMBH.

In Abbildung 3 werden die daraus erhaltenen Informationen stichwortartig angegeben.

Kontakte zu kooperierenden Herstellern von Smart Metern (bzw. Systemanbietern, die entsprechende Hardware einsetzen):

- ALICATEL-LUCENT (Österreich)
- ECHELON (Deutschland)
- ELSTER (Deutschland und Österreich)
- EMH (Deutschland)
- GÖRLITZ (Österreich)
- ITRON/ACTARIS (Österreich)

- KAMSTRUP (Dänemark, Österreich und Schweiz)
- LANDIS+GYR (Österreich und Schweiz)
- SCHRACK TECHNIK (Österreich)
- SIEMENS (Österreich und Schweiz)

Kontakte zu kooperierenden Energieversorgungsunternehmen bzw. Netzbetreibern:

- AEW – AARGAUISCHES ELEKTRIZITÄTSWERK (Schweiz)
- AGE SA CHIASSO (Schweiz)
- EGS - ELEKTRIZITÄTS-GENOSSENSCHAFT SIGGENTHAL (Schweiz)
- EKZ – ELEKTRIZITÄTSWERKE DES KANTONS ZÜRICH (Schweiz)
- ENERGIE AG OBERÖSTERREICH NETZ GMBH (Österreich)
- ENERGIEVERSORGUNG BÜREN AG (Schweiz)
- EVN NETZ GMBH (Niederösterreich)
- EWZ – ELEKTRIZITÄTSWERKE ZÜRICH (Schweiz)
- KELAG NETZ GMBH (Österreich)
- ROMANDE ENERGIE SA (Schweiz)
- SALZBURG NETZ GMBH (Österreich)
- SOCIETÀ ELETTRICA SOPRACENERINA (SES) SA (Schweiz)
- STEWEAG-STEAG GMBH (ENERGIE STEIERMARK AG, Österreich)
- TIWAG NETZ GMBH (Österreich)
- WIEN ENERGIE STROMNETZ GMBH (Österreich)

Es wurden noch weitere Unternehmen kontaktiert, die die Einbringung in das Projekt ablehnten und hier nicht aufscheinen.

Darüber hinaus entstand Austausch mit Forschungsgruppen, die in einschlägigen Projekten tätig sind oder waren sowie Institutionen aus Regulierung und Standardisierung im D-A-CH Raum.

3.3 Produktanalyse

Um eine Ausgangsposition für die im Mapping zu berücksichtigenden

- Produktfunktionen,
- verbrauchsrelevanten Produkteigenschaften und
- verbrauchsrelevanten Systemmerkmale

zu finden, wurde im Jahr 2010 zunächst online recherchiert und von den Herstellern Produktdatenblätter angefordert.

Das Hauptaugenmerk wurde auf jene Geräte gelenkt, die in größter Anzahl im Netz auftreten. Dies betrifft alle Geräte, die je Zählpunkt installiert sind – also die Zähler selbst sowie etwaige Zusatzgeräte. Die entsprechenden technischen Lösungen wurden eingehender untersucht und bei den Herstellern hinterfragt.

3.3.1 Expertenworkshop

Weiters wurde zu dem Zweck im November 2010 ein Workshop mit sechs Vertretern namhafter Hersteller und Systemanbieter veranstaltet. Die Veranstaltung konzentrierte sich inhaltlich auf die Zählerprodukte. Dabei wurde den folgenden Fragen nachgegangen, denen hier auch gleich die erarbeiteten Ergebnisse (gesammelte, noch ungeordnete Inputs) hintangestellt werden:

1. Welche technischen Merkmale und welche Systemeigenschaften sind verbrauchsrelevant?

Gesammelte Inputs zu den verbrauchsrelevanten, technischen Merkmalen:

- Sampling Frequenz bei der Messung
- Ausführung des Netzteils
- Verfügbarkeit des Smart Meters
- Art der Kommunikation (PLC; Punkt-Punkt;...)
- Netzqualität
- Kompatibilität, zukunftsorientierte Gestaltung
- Art des Aufbaus – modular oder kompakt?
- Befindet sich im Zähler ein Breaker?
- In welchem Bereich liegt die Eingangsspannung (100-400V)?
- Welche Funktionalitäten (Sonderfunktionen) besitzt der Zähler – was wird davon wie (intensiv) eingesetzt? Z. B. Abschaltvorrichtung, Speicher, ...
- Welche Energiebilanz weisen die Komponenten des Kernprodukts auf?

Gesammelte Inputs zu den verbrauchsrelevanten Systemeigenschaften:

- Wie hoch ist der Spitzenstromverbrauch bei maximaler Kommunikationslast?
- Infrastruktur (Gateways, Displays, ...)
- Welche spezifische Implementierung wurde gewählt (Architektur, welche kostenorientierten Einrichtungen, Konfigurationen)? „Customization“?
- Welche Art von Kommunikation wird eingesetzt (PLC, GPRS, ...)?
- Welche User Interfaces kommen zum Einsatz?
- Wie häufig wird kommuniziert?
- Welche Anbindungen zu verschiedenen Systemen gibt es (In-Home, Home Automation, ...)?

- Welcher Ablesezyklus (=Ablesefrequenz) wurde gewählt? (die EU-Richtlinie gibt eine „zeitnahe“ Auslesung vor – dies kann jedoch verschiedenartig interpretiert werden)
- Welche Abläufe werden über den Smart Meter automatisiert abgewickelt?
- Welche Lastverteilung liegt vor?
- Inwieweit ist die Betriebsführung optimiert worden?

Größte Übereinstimmung lag in den folgenden Punkten vor:

- Welches Kommunikationssystem wird eingesetzt?
- Welche Funktionalitäten sind implementiert und werden genutzt? – Displays, Updatefähigkeit, Fernabschaltbarkeit, ...
- Welche Funktionen zur Kontrolle der Netzqualität werden genutzt?

2. *Unter welchen Rahmenbedingungen sind Lösungen verschiedener Hersteller vergleichbar?*

Offene Diskussion am Flipchart zu den Rahmenbedingungen für die Vergleichbarkeit:

- Beachtung von Anforderungen, die aus dem Eichrecht hervorgehen
- Unterscheidung nach dem Einsatz eines Breakers
- Trennung nach Art der Kommunikation (und K.-Technologie)
- Definition der Häufigkeit des Auslesens
- Kosten der Zähler – vergleichbares Preisniveau, Ausklammerung von Dumpingprodukten
- Eigentliches (zukünftiges) Potential zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs muss berücksichtigt werden
- Welche Lebensdauer erreichen die Geräte (auch im Sinne der Technologielebensdauer)?
- Welche Datenmengen werden verarbeitet/kommuniziert?
- Welchen gesetzlichen Anforderungen unterliegen die Geräte?

Im Jahr 2011 fanden weitere persönliche Besuche bei Herstellern und anderen Akteuren der Branche statt. Daraus und durch einige telefonische Befragungen zu o. g. Informationen bot sich nicht nur ein Überblick über die Vielfalt eingesetzter/erprobter Lösungsmöglichkeiten, sondern kristallisierten sich auch die am häufigsten eingesetzten Technologien heraus.

3.3.2 Identifizierte Einflussparameter

Die per April 2011 identifizierten, den Energieverbrauch je Zählpunkt beeinflussenden Merkmale werden in Abbildung 4 und Abbildung 5 aufgelistet.

Smart Meter - Technologiemapping

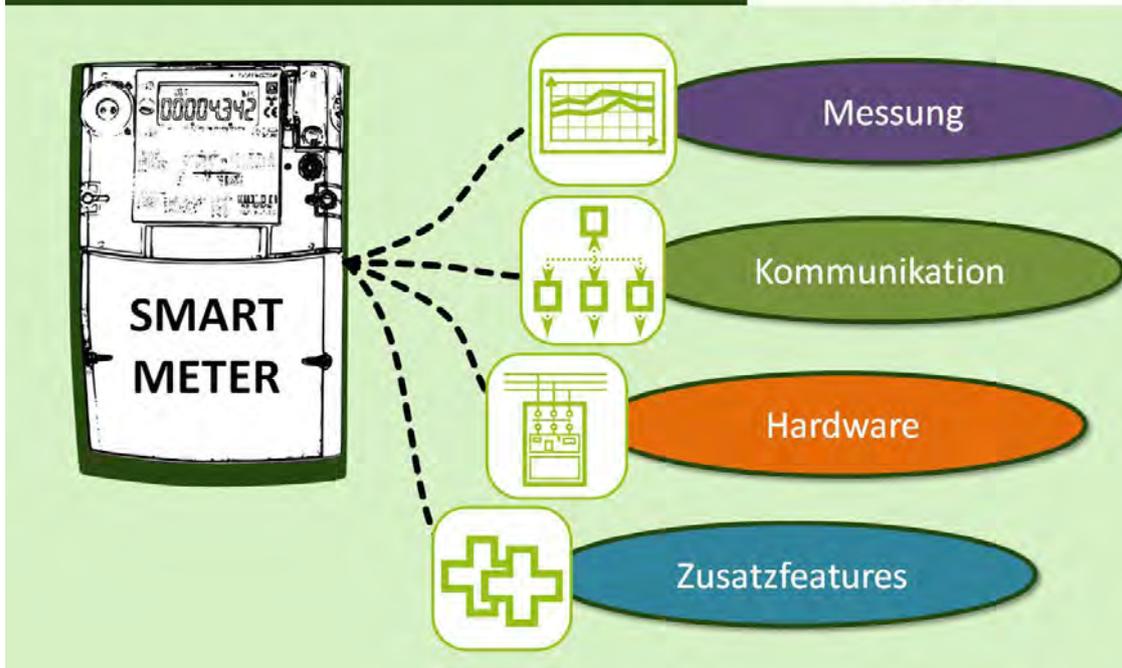


Abbildung 4: Technologiemapping - die vier Hauptbereiche aus Zählpunkt-Perspektive

Im Zuge der Arbeiten zum Mapping der technischen Details wurde festgestellt, dass sich im Rahmen des Projekts nicht alle Produktparameter der Zähler isoliert beeinflussen und in Folge auch nicht deren Implikationen auf den Stromverbrauch vergleichend messen lassen. Dies betrifft z.B. die verschiedenen Möglichkeiten, das Netzteil für ein bestimmtes Zählerprodukt zu realisieren oder etwa das Messprinzip im Strompfad des Zählers. Das Mapping diene in Bezug auf diese Merkmale dem Zweck, für technisch ähnliche Lösungen (z.B.: gleiches Medium zur Datenübertragung, gleiche Nutzung von lokalen Schnittstellen, gleicher übermittelter Datenumfang) Rückschlüsse auf potentielle Quellen eines Mehrverbrauchs ziehen zu können.

Identifizierte Einflussparameter aus Zählpunkt-Perspektive

Unterteilung nach den vier Hauptbereichen

- Messung
- Kommunikation
- Hardware
- Zusatzfeatures

(Stand: April 2011 auf Basis der Workshop-Ergebnisse)



Abbildung 5: Identifizierte Einflussparameter aus Zählpunkt-Perspektive

3.4 Entwicklung der Methodik

Mithilfe des im vorigen Abschnitt beschriebenen Workshops war es zunächst gelungen, eine Fülle von beeinflussenden Parametern zu erhalten, die jedoch hinsichtlich ihrer Relevanz noch nicht beurteilt worden waren.

Diese und weitere o.g. Parameter wurden in Folge verwendet, um eine Methodik abzuleiten, die für die praxisgerechte Kategorisierung von Lösungen, Modellierung von Smart Metering Netzen und schließlich zur Hochrechnung von Gesamtverbräuchen geeignet ist.

Aus dem Workshop lag auch eine primäre Unterteilung in „Basiszähler“, „Mehrwertzähler“ und „Multifunktionszähler“ vor, die jedoch verworfen wurde. Dies hat mehrere Gründe:

- Entsprechend den Einschätzungen aus der Fachwelt entscheidet sich der zählpunktbezogene Gesamtverbrauch nicht nur durch den Basiszähler selbst, sondern vielmehr durch ggfs. eingebaute Module, angeschlossene Zusatzgeräte und die Konfiguration, durch die einzelne Funktionen aktiviert/deaktiviert bzw. auch feinabgestimmt werden können.
- Es gibt kompakte und modular aufgebaute Zähler. Modular aufgebaute Zähler unterscheiden sich durch die eingesetzten Kommunikationsmodule. Es wäre nicht sinnvoll, je nach Erweiterungsvariante dasselbe Grundgerät einmal den Mehrwertzählern, das andere Mal den Multifunktionszählern zuzuordnen.
- Die österreichische IMA-VO [IMA-VO, 2011] legt Mindestanforderungen an Gerätefunktionen fest, die teilweise dem Mehrwertzähler bzw. dem Multifunktionszähler zugeordnet werden können. Die Mindestanforderungen decken sich weitgehend mit Funktionen, die von den meisten befragten EVU auch schon vor Inkrafttreten der Verordnung als Basisfunktionalitäten angesehen wurden.
Anm.: Für die Schweiz liegt noch kein verpflichtender Mindestanforderungskatalog vor.

Im Folgenden werden die Grundlagen zur entwickelten Methodik erläutert.

1. Anforderungen an das verwendete Hochrechnungssystem

1.1. Anwendbarkeit: Die Hochrechnungen sollten sich in erster Linie auf Daten stützen, die auf direktem Wege erhoben werden können. Dabei können und müssen verschiedene Datensorten verwendet werden, nämlich:

- Produktspezifische Daten (eigene Messungen und wo dies nicht möglich ist Ergänzung durch Herstellerangaben)
- Statistische Daten zu Regionen: Direkte Befragung der betreffenden Netzbetreiber, Abgleich mit Daten von statistischen Institutionen.
- Daten zu netzspezifischen Detaillösungen: Direkt aus Angaben der Netzbetreiber und deren Systemanbieter.

1.2. Adaptierbarkeit/Differenzierbarkeit: Die Kategorisierung soll sich nach der Reihenfolge von Entscheidungen richten, wie sie auch EVU bei Erschließung einer Region (zumeist) fällen würden. Ein weiterer Aspekt soll eine Priorisierung nach zunächst immanenten Systemeigenschaften (z. B. WAN-Übertragungsart bei kompakten Smart Metern – Geräten mit fix integriertem Kommunikationsteil bzw. Verwendung von Gateways) und erst danach flexibel anpassbaren Systemeigenschaften (z. B. Multi Utility Control (MUC) als Add-on Lösung via M-Bus, Anschluss von Zusatzgeräten am Zählpunkt ...) in der Kategorisierung umgesetzt werden.

Das Ziel ist, am Ende die Möglichkeit zu haben, auch Mischlösungen für eine beliebige Anzahl von Szenarien abzubilden. In aller Regel verwenden Netzbetreiber schon heute kein homogenes Zählersystem für die gesamte Region, die sie bedienen. Dieser Zustand wird sich voraussichtlich auch bei Smart Metering einstellen, zumal aus technischen Gründen je nach geographischen Gegebenheiten und je nach Netztopologie nicht überall dieselbe Kommunikationstechnik bis zur „Last Mile“ (sinnvoll) eingesetzt werden kann.

- 1.3. Vollständigkeit: Das Hochrechnungssystem soll im Idealfall den auf Smart Metering entfallenden Eigenenergieverbrauch vollständig abbilden können. Das bedeutet, dass alle physischen Komponenten, die einen Eigenverbrauch aufweisen und zum betrachteten System gehören (z.B. die IT-Systeme in der Zentrale), zunächst nicht vergessen werden dürfen.

In manchen Fällen handelt es sich hier nicht nur um Komponenten, die dem Netzbetreiber direkt zuzuordnen sind – etwa dann, wenn ein Operator (Telekommunikationsanbieter) den Netzbetreiber mit Kommunikationsservices bedient und dazu oder weitere Infrastruktur betreibt (z.B. bei GPRS-Verbindungen der Fall).

Weiters ist zu beachten, dass das System nicht allein aus der technischen Infrastruktur besteht, sondern bei einer langfristigen Betrachtung auch jene Prozesse beinhaltet, die im Zählerwesen zum „Tagesbetrieb“ eines EVU gehören. Dazu können etwa die Anzahl der Fahrten zu Zählpunkten aufgrund unterschiedlicher Nacheichungsvorschriften zählen, aufgrund Fernabschaltung mittels Breaker nicht weiter notwendige Fahrten zur Abtrennung eines Endverbrauchers etc.

Gemäß den erhaltenen Inputs aus der Fachwelt kann vorausgewählt werden, welche dieser (und ggfs. weiteren) Systemmerkmale voraussichtlich großen Einfluss auf den Eigenenergieverbrauch haben werden. Diese sollen bevorzugt zur Systembeschreibung herangezogen werden. Nebensächliche Einflüsse können je nach ihrer Tragweite mit einer realistischen Schätzzahl berücksichtigt oder ganz vernachlässigt werden.

- 1.4. Genauigkeit und Aktualität: In Bezug auf Punkt 1.1.: Durch kompetente Partner sollen bei messtechnischen Arbeiten Methoden eingesetzt werden, die den (teilweise schwierigen) Anforderungen bei Messung von Kleinleistungen genügen. Im Zuge der Dokumentation müssen die Grenzen der Interpretationsfähigkeit klar dargelegt werden (Bei welchen Systemausprägungen sind die Messergebnisse gültig?). Nicht direkt erlangte Daten sollen nach Möglichkeit durch weitere Quellen verifiziert werden.

Auch die Aktualität der Daten spielt in der sich derzeit (noch) schnell wandelnden Branche eine große Rolle. Aufgrund der gewählten Methodik können im Projekt nur Daten zu Systemen herangezogen werden, die auch bei EVU im Rahmen von Pilotprojekten tatsächlich Verwendung finden. Zu diesen Systemen können den Ansprechpartnern konkrete Fragen gestellt werden und fallweise können Systemkomponenten vor Ort beim EVU als Messobjekte dienen. Im Rahmen der Möglichkeiten wird angestrebt, Messobjekte des technischen Letztstands zu untersuchen, die bereits am schweizerischen bzw. österreichischen Markt verfügbar sind (*best available technology*).

2. Abgrenzung der Hochrechnung

- 2.1. Produktlebenszyklus: Die Lebensabschnitte eines technischen Produkts werden für Analysen des Produkt-Lebenszyklus in Rohstoffgewinnung, Herstellung, Distribution, Nutzung und Nachgebrauchsphase unterteilt. Aufgrund der langen Einsatzdauer werden Stromzähler als nutzungsintensive Produkte identifiziert. Der Gesamtenergieaufwand für das Produktleben eines Smart Meters hängt auch von den eingesetzten Materialien, Herstellungsverfahren, Transportmitteln und -strecken, der Verpackung, sowie gesetzten Maßnahmen im Nachgebrauch ab. Die Bewertung dieser Einflüsse würde jedoch zu Differenzen von untergeordneter Größenordnung führen. Auch sind Szenarien, die einen verfrühten Technologiewechsel vor Erreichen der Nutzungsdauer beinhalten, nicht ausgeschlossen. Dies könnte zu einem (teilweisen) Austausch von installierten Zählern führen und somit ebenfalls ein verzerrtes Bild des Energieaufwandes in Bezug auf den Gesamtlebenszyklus erzeugen. All diese Aspekte werden im SMc Projekt nicht berücksichtigt. Die Arbeiten beziehen sich alleine auf den systembehafteten Eigenenergieverbrauch in der Nutzungsphase, unter der Annahme eines stationären Normalbetriebs der Geräte.
- 2.2. Sekundäre Energieeinsparungseffekte: Im SMc Projekt werden ausschließlich unmittelbar systeminhärente Änderungen am Energieverbrauch (sozusagen die „direkte Effizienz der Versorgung“) untersucht. Smart Metering Infrastruktur gilt jedoch als „Enabler“ für technische Lösungen, die die Umweltperformance der Energieversorgung an mehreren Stellen des Systems verbessern können. Um Beispiele zu nennen, zählen dazu die organisierte Einspeisung dezentraler, umweltverträglicher Energiequellen (private Photovoltaikanlagen), automatisiertes, von der Netzauslastung abhängiges Laden von Elektrofahrzeugen oder auch erwartete Stromeinsparungen zufolge Bewusstseinsbildung zum Stromverbrauch bei den Endverbrauchern (Home Monitoring Systeme). Diese und weitere sekundäre Energieeinsparungseffekte werden im SMc Projekt weder untersucht noch beurteilt.
- 2.3. Zusammenhang verbrauchsrelevanter Systemmerkmale mit anderen Leistungsmerkmalen von Smart Metering Systemen: Manche technische Lösungsdetails stehen nicht nur in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Eigenenergieverbrauch sondern indirekt auch mit in der Stromversorgung zentralen Anforderungen wie der Versorgungssicherheit (Erreichbarkeit der Zähler, Security und Datenschutz, Zuverlässigkeit und Ausfallssicherheit, nutzbare Features im Notfall bzw. Verhalten im Notfall). Infolge sei hier darauf hingewiesen, dass ein geringer Eigenenergieverbrauch nur eines mehrerer Auswahlkriterien für Smart Metering Infrastruktur sein kann. Eine gekoppelte Bewertung wird im SMc Projekt nicht durchgeführt, es erfolgen isolierte Beurteilungen des Eigenverbrauch-Aspekts.

3. Relevanz der Einflüsse auf den Energieverbrauch je Zählpunkt

3.1. Zusatzgeräte, die am Zählpunkt betrieben werden, Beispiele:

- Multi Utility Control (MUC) über extra Gateway
- Zusatz-Bridges für jegliche lokale Kommunikationswege

3.2. Gerätespezifische Details des Smart Meters, Beispiele:

- Design des Netzteils im Zähler
- Messprinzip im Strompfad
- Modularität (integrierter oder getrennter Kommunikationsteil)?
- Hardware/Firmware Design (Auswahl an ICs, Integrationsgrad, Effizienz der Algorithmen)

3.3. WAN/HAN Kommunikation(smodule) beim Zähler, Beispiele:

- Stromaufnahme des Moduls bei aktiver Übertragung – je nach Übertragungsart
- WAN Komm. im Bereitschaftszustand
- Lokale Schnittstellen mit ständigem Verbrauch: M-Bus Master, S0 Eingang
- Aktive Komm. – beeinflussende Faktoren:
 - Datenumfang zufolge des eingesetzten Protokolls
 - Encryption Overhead
 - Im Falle PLC: Netzimpedanz
 - Repeating Funktionen
 - Anwendungsspezifische Einflüsse (Datenumfang, genutzte Zusatzfeatures die Traffic erzeugen, etc.)

3.4. Phasenzahl, Beispiele:

- 1-phasiger Zähler
- 3-phasiger Zähler (3- oder 4-Leiter)

3.5. Weitere Verbräuche für Geräte im System, die es bei statischer Zählung noch nicht gab, Beispiele:

- Betrieb von Datenkonzentratoren (wieviele Zähler entfallen auf einen DK?)
- Betrieb von Rechnern und Servern rund um die Zentrale (HES/OSS/MDM-Bereich)
- Zusätzliche Verbraucher die im Netz für den funktionierenden Kommunikationsbetrieb in Betrieb genommen werden müssen.

3.4.1 Erkenntnisse zur Methodik

1. Jede herstellerspezifische, technische Umsetzung eines Smart Meters (des Geräts selbst) unterscheidet sich von den Konkurrenzprodukten in mehreren Punkten. Im Mapping wurden fünf grundlegende – vom EVU nicht konfigurierbare – Merkmale identifiziert. Auf Basis erster vergleichender Messungen wird ersichtlich, dass diese Merkmale zwar einen Einfluss auf den Verbrauch je Zählpunkt aufweisen. Jedoch ist es nicht möglich, die Auswirkungen von am geschlossenen Produkt unveränderbaren Produktmerkmalen von Smart Metern in isolierter Betrachtung zu identifizieren. Nach Vorliegen von Ergebnissen für konkrete Produkte (spezielle Kombinationen technischer Lösungen, wie sie am Markt angeboten werden) kann jedoch auf die darin vorhandenen Merkmale Bezug genommen werden. Auf diese Art sind Rückschlüsse begrenzt möglich. Die fünf Merkmale sind:
 - Messprinzip im Strompfad
 - Netzteildesign
 - Hardwarearchitektur; kompakte oder modulare Lösung?
 - Grundlegendes, herstellerspezifisches Firmware-Design
 - Design der Abschaltvorrichtung (Breaker)
2. Die Übertragungsart (Kommunikation) ist ein Merkmal, das prinzipiell zur Disposition steht und vom EVU direkt gewählt wird. Weder in der Schweiz noch in Österreich gibt es legislative Vorgaben dazu, welche Übertragungsart zu wählen ist. Darüber hinaus besteht eine Vielzahl modularer Zähler am Markt, die zwar (in Bezug auf die eingesetzte Hardware) unveränderbare technische Lösungen für den Zählerteil darstellen, aber den Kommunikationsteil austauschbar und konfigurierbar halten. Von der gewählten Übertragungsart ausgehend sind auch die unter Punkt 1. genannten Zusatzgeräte sowie die restlichen Merkmale mit Einfluss auf den Eigenverbrauch in Ergänzung konfigurierbar und somit für Hochrechnungen flexibel modellierbar.

3.4.2 Konsequenzen für die Modellierung

Die Art der Kommunikation im Datenerfassungsnetz (zwischen Smart Meter und Head-End System bzw. Datenkonzentrator) wird als primäres Unterscheidungsmerkmal festgelegt (vgl. Abbildung 6). Davon ausgehend können – um Beispiele zu nennen – verschiedene

- Umfänge übermittelter Daten
- Hinzukommende Zusatzgeräte und aktive Schnittstellen je Zählpunkt
- Head-Endseitige Hardwarelösungen
- Kommunikationslösungen für das Datenübertragungsnetz

modelliert werden.

Den Modellierungspfad im ersten Schritt über die Kommunikationsart verlaufen zu lassen, dann erst über die weiteren Modellparameter sowie verwendete/nicht verwendete Zusatzgeräte begründet sich nicht mit dem erwarteten Beitrag zum Verbrauch (wenngleich dieser gegeben ist und nicht vernachlässigt werden darf).

Vielmehr wird somit jener Logik gefolgt, mit der ein EVU seine Entscheidungen zur Erschließung einer Smart Metering Region fällen würde. Dies geht häufig vom Zählerprodukt aus. Wenn der Zähler ein kompaktes Gerät ist, ist auch die Art der Kommunikation im Datenerfassungsnetz festgelegt. Alle weiteren Optionen werden darauf aufbauend unterschieden.

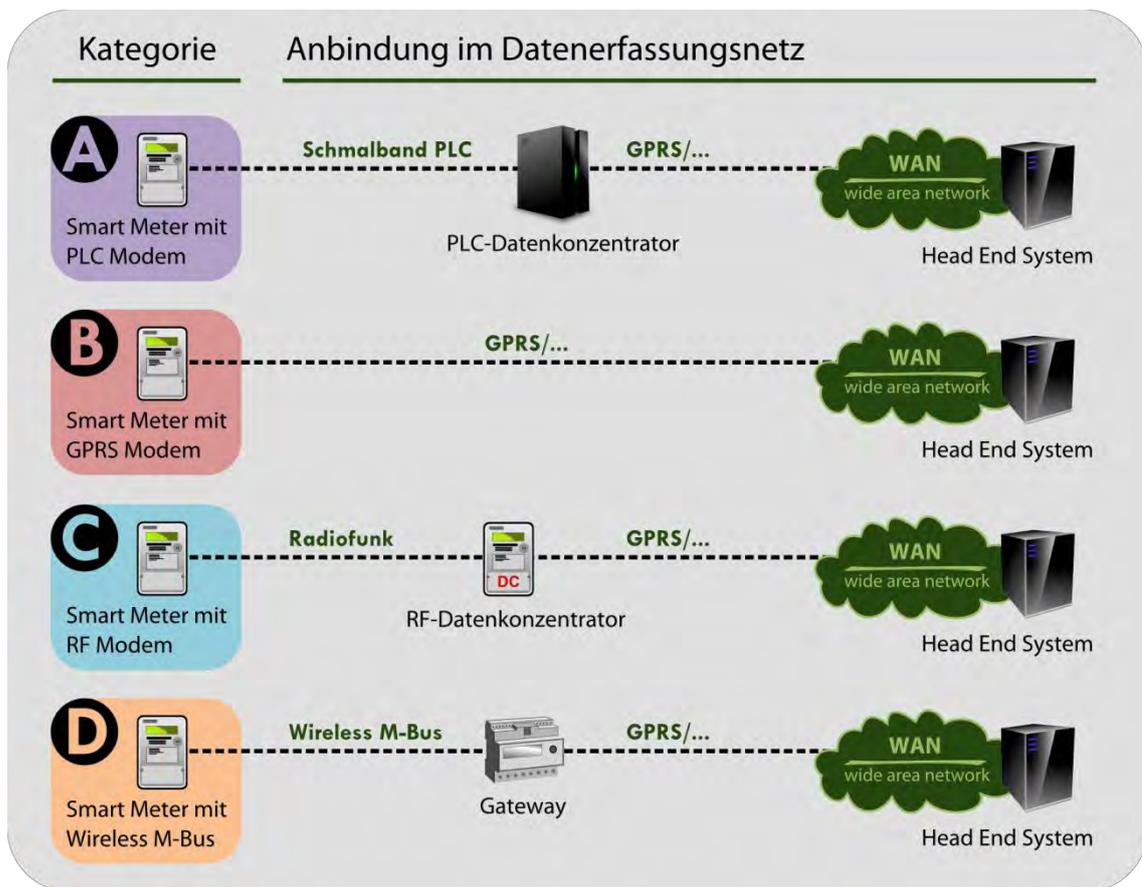


Abbildung 6: Hauptkategorisierung der Smart Metering Lösungen nach der Anbindungsart im Datenerfassungsnetz als primäres Unterscheidungsmerkmal. Die Auswahl der Anbindungsarten leitet sich vom Angebot der am Markt bestehenden Lösungen sowie den hauptsächlich bei EVU eingesetzten Technologien ab (Stand: 2011).

Dieser Modellierungszugang ist auch aufgrund der geringeren Fehleranfälligkeit sinnvoll, da die meisten inkompatiblen Geräte- und Parameterkombinationen mithilfe von Informationen aus Datenblättern und Auskünften durch die Hersteller und EVU ausgeschlossen werden können. So wird falschen Darstellungen und Schlüssen systematisch vorgebeugt.

3.4.3 Beschreibung des Modellierungspfads

Um zu einem repräsentativen Jahresverbrauchswert zu gelangen, der einem bestimmten Rollout-Szenario entspricht, muss von Daten zu Leistungsaufnahmen einzelner Geräte bzw. Prozesse ausgegangen werden. Diese kleinsten Informationseinheiten werden folgendermassen schichtweise zu einer Gesamtsystembeschreibung zusammengesetzt (vgl. Abbildung 7):

1. *Dokumentation einzelner Leistungsdaten:* Auswertung von durchgeführten Messungen, Interpretation von Expertenaussagen, Übernahme von Verbrauchsdaten aus Datenblättern, ggfs. Durchführung von Korrekturrechnungen, Festhalten von Verbrauchswerten entsprechend verschiedener Betriebsmodi.
2. *Formale Beschreibung technischer Komponenten* (Geräte, Gerätegruppen oder Prozesse; z.B. im Falle eines Zählers: Phasenzahl, modular/kompakt, Breaker vorh. ja/nein, etc.) und Zuweisung von Verbrauchswerten. Wenn Annahmen über allgemeingültige Lastkollektive getroffen werden können, Berechnung eines Durchschnittswerts aus den verschiedenen Betriebsmodi. Anderenfalls bleibt dies der Modellierung in den technischen, fallweise auch den Rollout-Szenarien vorbehalten.

3. *Definition und Beschreibung technischer Szenarien.* Dies sind im Wesentlichen verschiedene, praxisrelevante Kombinationen von technischen Komponenten, etwa: SM + DK + HES-Prozesse. Berechnung von zählpunktbezogenen Leistungsaufnahmewerten unter Annahme von Verhältniszahlen, die angeben in welcher Zusammensetzung die involvierten Geräte verwendet werden (z.B. ein Datenkonzentrator sammelt Daten von 100 Smart Metern).
4. *Annahme von Rollout-Szenarien.* Dies sind verschiedene Mixturen aus angewendeten Systemen, wie sie durch die technischen Szenarien beschrieben werden. Sollten die technischen Szenarien noch Fallunterscheidungen offengelassen haben, so können hieraus Varianten abgeleitet werden (z.B. Nutzung einer zusätzlichen lokalen Schnittstelle: ja/nein).

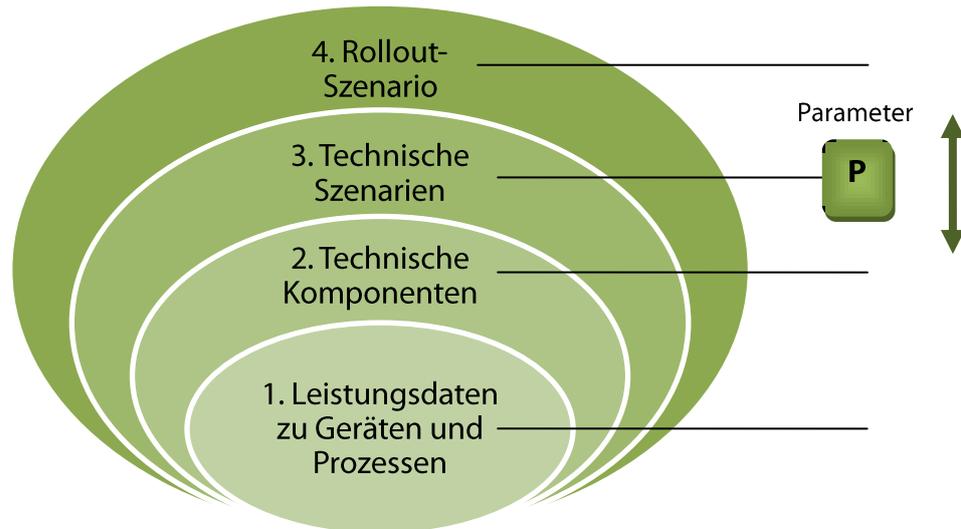


Abbildung 7: "Zwiebelschema", das die schichtartige Modellierung eines Rollout-spezifischen Gesamtverbrauchs veranschaulicht. Ausgehend von Daten zu Leistungsaufnahmen lässt sich durch Anwendung flexibler Beschreibungs- und Rechenmuster der Jahresverbrauch hochrechnen, den die Smart Metering Infrastruktur einer ganzen Region verursacht.

Mit diesem Ansatz ist es möglich, die Bandbreite von Eigenverbräuchen innerhalb von Kategorien, die sich durch leicht identifizierbare, äußere Merkmale unterscheiden, darzustellen. Dabei kann die Unterscheidung anhand von Einflussparametern wahlweise in allen vier Schichten erfolgen (Parameter P in Abbildung 7). Je nach gewünschter Vielfalt/Flexibilität der Rollout-Szenarien müssen einige Parameter (z.B. Fallunterscheidung: Spezielle Zählerlösung mit oder ohne Breaker) bis zur äußersten Schicht frei bleiben. Liegen jedoch unzureichende Daten vor (z.B. Zählervarianten mit Breaker wurden nie gemessen und es konnten auch sonst keine Angaben dazu eingeholt werden), so ist klar, dass der Einflussparameter schon in der innersten Schicht fixiert ist.

Der Ansatz vermag es nicht, Eigenverbrauchsunterschiede, die von herstellereigenen Details der Gerätehardware bzw. der Systemimplementierung her rühren, abzubilden. Beispiele:

- Details zum Messprinzip, Messverstärkerschaltung etc.
- Integrations- und Optimierungsgrad in der eingesetzten Halbleitertechnik
- Algorithmen, die für PQ-Berechnungen eingesetzt werden
- Rechenprozesse, die in DSP-Halbleiterbauteilen laufen

- Umsetzung diverser Sicherheitsfunktionen wie Anti-Fraud Protection inkl. zugehöriger Sensorik
- Proprietäres Übertragungsprotokoll

Diese und weitere Sub-Systeme der Zähler könnten nur an Lösungen, die durch Erfüllung der formal gleichen Funktionalitäten in dieselbe Kategorie fallen, durch eingehendere Untersuchung ergründet werden.

Dem Anspruch einer einfach anzuwendenden Methodik würde dies jedoch nicht gerecht und es ließe sich auch nicht unter dem Einbezug der Hersteller mit dem Ziel eines anonymisierten Technologievergleichs auf die Wege bringen. Schließlich müsste ab einem gewissen Detailgrad an Information Knowhow hinzugezogen werden, das aus jahrelangen firmeninternen Entwicklungsarbeiten hervorgegangen ist. Aufgrund der komplex verursachten Beiträge zum Eigenverbrauch könnten viele dieser Subsysteme auch nicht durch einen simplen Formalismus beschrieben werden. Daher wird später, im Zuge der Ergebnis-Dokumentation versucht, wenige, einfach beschreibbare Merkmale herauszufinden, die mehreren Zählern gemein sind und durch die eine Begründung von Verbrauchsunterschieden innerhalb von Zählerkategorien erleichtert wird.

3.5 Labor-Setup und Labormessungen

Ein Hauptbestandteil der Projektarbeit war es, herstellerspezifisch verschiedene, am schweizerischen und österreichischen Markt vertretene Smart Metering Lösungen messtechnisch zu untersuchen. Diese Arbeiten wurden durch einen kompetenten Partner, dem INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN (IFEA) der TU GRAZ, durchgeführt.

Die Auswahl der Messobjekte wurde mit der Absicht getroffen, mit den erhaltenen Daten Systeme für alle vier untersuchten Anbindungsarten A, B, C und D (Abbildung 6) beschreiben zu können. Die betreffenden Hersteller/Systemanbieter stellten Testexemplare zur Verfügung und beteiligten sich teilweise selbst aktiv an den Arbeiten.

Vorweg sei gesagt, dass die Messobjekte als Teile spezieller Lösungen zu verstehen sind, die für die Anbindungsarten zwar stellvertretend, aber alleine betrachtet noch nicht ausreichend repräsentativ sind. Auch lassen sich manche Komponenten dieser Lösungen ersetzen (z.B. bei verschiedenen Arten, einen Datenkonzentrator zu realisieren) oder können in verschiedenen Kombinationen in Erscheinung treten (z.B. lässt sich in einen modularen Zähler ein anderes Kommunikationsmodul einsetzen).

Im Zuge der Untersuchungen wurden Verbrauchsmessungen an je

- einem einphasigen Zähler (Bezeichnung SLXX-SM-1ph)
- einem dreiphasigen Zähler (Bezeichnung SLXX-SM-3ph) und
- einem Datenkonzentrator (wo gegeben; Bezeichnung SLXX-DK)

durchgeführt. „SL“ steht hier für "Spezielle Lösung" und bezieht sich auf herstellerspezifische Umsetzungen in Bezug auf Zähler und Infrastruktur im Datenerfassungsnetz (fortlaufende Nummerierung in diesem Bericht: SL01, SL02, etc.).

Um die Leistungsmessungen im Anschluss in verschiedenen Labors bzw. als Livemessungen vor Ort bei EVU durchführen zu können, mussten zuvor Testbedingungen und -methoden zur Messung des Eigenverbrauchs an Smart Metern geschaffen werden. Dazu wurden geeignete Messschaltungen erprobt sowie passende Beobachtungs-Zeitspannen definiert.

Die entwickelten Messschaltungen wurden im eigenen Labor des IFEA zunächst an Zählern zweier Lösungen erprobt. Danach wurden Sensitivitätsanalysen in Form von Messreihen erstellt, die das Verbrauchsverhalten der Zähler in Abhängigkeit von physikalischen Parametern nutzerseitig wie auch netzseitig charakterisieren sollten. Die Variation dieser Parameter erfolgte in Größenordnungen, die in Haushalten, resp. Netzwerken der Netzebene 7 auftreten. Auch diese Arbeiten wurden größtenteils im Labor des IFEA vorgenommen, des Weiteren für die Geräte eines Herstellers in der Eichstelle eines Netzbetreibers.

3.5.1 Messschaltungen

Für die Messungen wurden als Mehrkanal-Datenlogger der Messrechner DEWETRON DEWE-3020 und zur AD-Wandlung der gemessenen Spannungssignale DEWETRON DAQP-DMM Messwandlerkarten eingesetzt. Die Anzahl der Kanäle reichte aus, um simultan einen einphasigen und einen dreiphasigen Zähler messen zu können.

Abbildung 8 zeigt die Messschaltung, die – solange keine Last am Smart Meter angeschlossen ist – als einfache Leistungsmessung mit Shuntwiderstand realisiert ist.

Die aktuelle Leistung wurde im Messcomputer durch Multiplikation der Momentanwerte von:

- Spannung zwischen Phase und Nullleiter und

- Strom (proportional dem gemessenen Spannungsabfall am $10\ \Omega$ Messshunt)

errechnet.

In der Laborumgebung des IFEA wurde ein *OMICRON CMC 256-6* als Spannungs- und Stromquelle verwendet.

Die erwähnten Geräte werden in Abbildung 9 gezeigt.

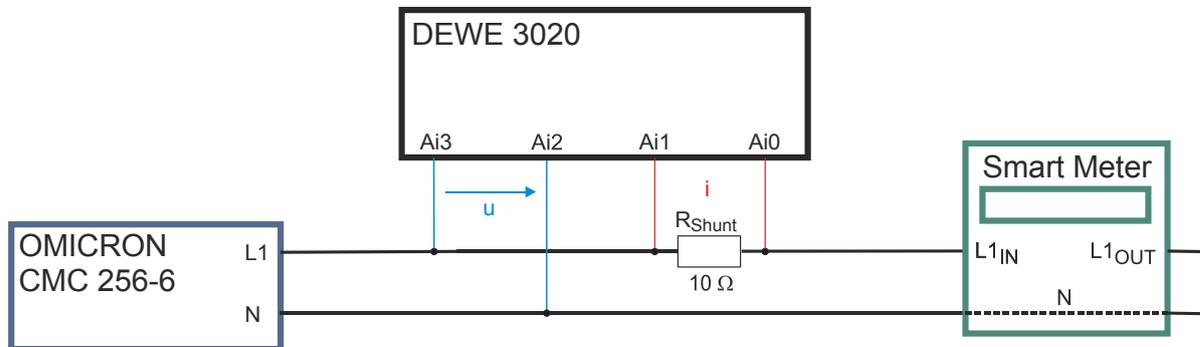


Abbildung 8: „Shuntmessung“ - Schaltung zur Bestimmung des Zählereigenverbrauchs ohne Endenergieabgabe (lastfreier Zustand)

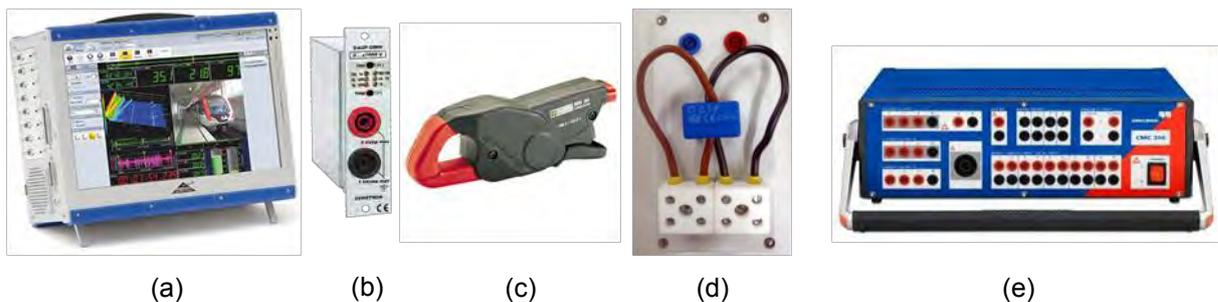


Abbildung 9: Wichtigste Komponenten im Messaufbau zu den Leistungsmessungen:

(a) Messcomputer DEWETRON DEWE-3020, (b) Messwandlerkarte DEWETRON DAQP-DMM, (c) Stromzange CHAUVIN ARNOUX MN39, (d) Nullflusswandler LEM CT 0,1-P, (e) Spannungs- und Stromquelle OMICRON CMC 256-6.

Zur Erfassung der Zählereigenverbräuche bei vorliegenden Lastströmen musste eine eigene Schaltung verwendet werden, mit der die Leistungsdifferenz zwischen Eingangs- und Ausgangsseite des Smart Meters bestimmt werden kann. Diese zeigt Abbildung 10.

Zur Messung von ΔU wurden die Messspitzen direkt an den Klemmen des Smart Meters angebracht, um den Spannungsabfall der Zuleitungen nicht in die Messung einfließen zu lassen. Die Messung des Differenzstromes ΔI erfolgte mit Nullflusswandlern, die Messung des Laststromes I_0 mittels Stromzange.

Beide Schaltungen sind jeweils nur für eine Phase dargestellt, für die Messung an drei Phasen wurde sie dementsprechend erweitert. Die Nullflusswandlermessung an einem dreiphasigen Stromzähler erfordert somit 12 Eingangskanäle am Messrechner.

Im Zuge der Erprobung wurde erkannt, dass ausgehend vom kalten Zustand der Zähler eine gewisse Aufwärmphase bis zum Erreichen eines Stationärbetriebs abgewartet werden muss, während der sich der Eigenverbrauch signifikant verändert. 20 Minuten Wartezeit erwiesen sich als geeignet.

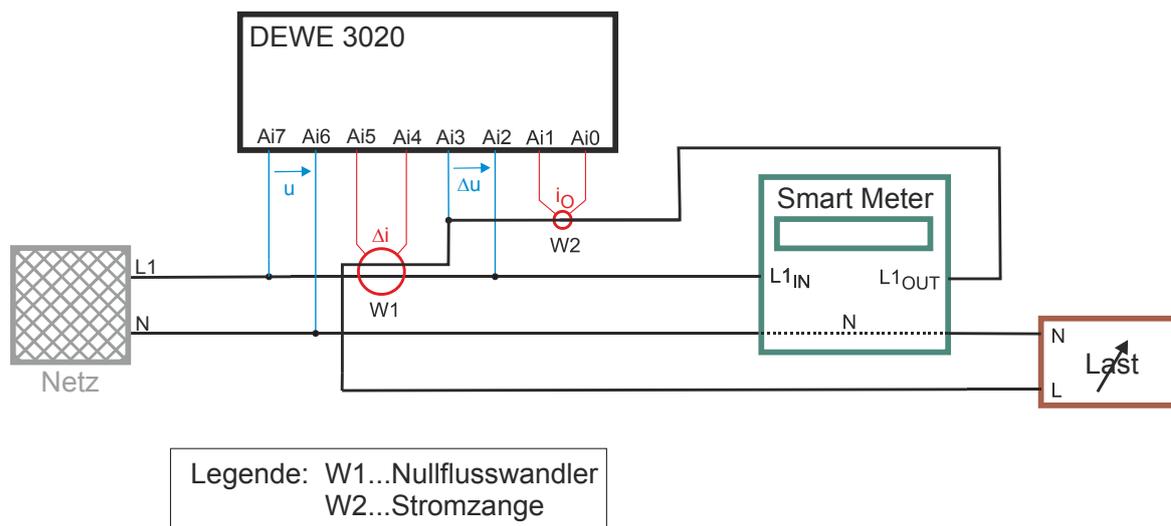


Abbildung 10: „Nullflusswandlermessung“ - Schaltung zur Bestimmung des Zählereigenverbrauchs während Endenergieabgabe (belasteter Zustand)

Der direkte Vergleich in der Laborumgebung zeigte gute Übereinstimmungen der Werte aus beiden Messschaltungen. Tabelle 2 zeigt absolute und relative Abweichungen der Leistungswerte aus der Nullflusswandlermessung in Bezug auf jene aus der Shuntmessung (alle Werte im lastfreien Zustand ermittelt).

Tabelle 2: Abweichungen der Ergebnisse aus den Nullflusswandlermessungen von jenen aus den Shuntmessungen für ein- und dreiphasige Smart Meter

Gerät	ΔP - SM-1ph	ΔP - SM-3ph
SL01-SM	0,00 W ... < +/- 0,44%	+0,01 W ... +0,39%
SL02-SM	+0,04 W ... +1,30%	-0,01 W ... -0,22%

Mit den für die Nullflusswandlermessung verwendeten Eingangsgrößen muss die durch das Smart Meter aufgenommene Gesamtwirkleistung P_{eig} als Summe zweier Bestandteile gebildet werden:

$$P_{eig} = P_1 + P_2$$

Dabei ist P_1 jener Anteil der Wirkleistung, der vom gemessenen Differenzstrom abhängt und P_2 jener Anteil, der vom gemessenen Laststrom abhängt (vgl. W1 und W2 in Abbildung 10).

In Abbildung 11 werden die Verläufe dieser Wirkleistungsanteile P_1 und P_2 in Abhängigkeit vom Laststrom gezeigt. Zur einfacheren Interpretation wurden dazu zwei einphasige Smart Meter verschiedener Hersteller gemessen.

Während der laststromabhängige Teil P_2 von 0 ausgehend bis auf max.160 mW bzw. 100 mW parabelförmig ansteigt, weicht auch der differenzstromabhängige Teil P_1 (links dargestellt) ausgehend vom Eigenverbrauch im lastfreien Zustand prinzipbedingt geringfügig ab (max. ~2,5% bei 16A). Daher wird zur Beurteilung der Laststrom-Abhängigkeit der Zähler ausschließlich P_2 herangezogen.

Wirkleistungsanteile P_1 und P_2 bei Variation des Laststroms - Zähler

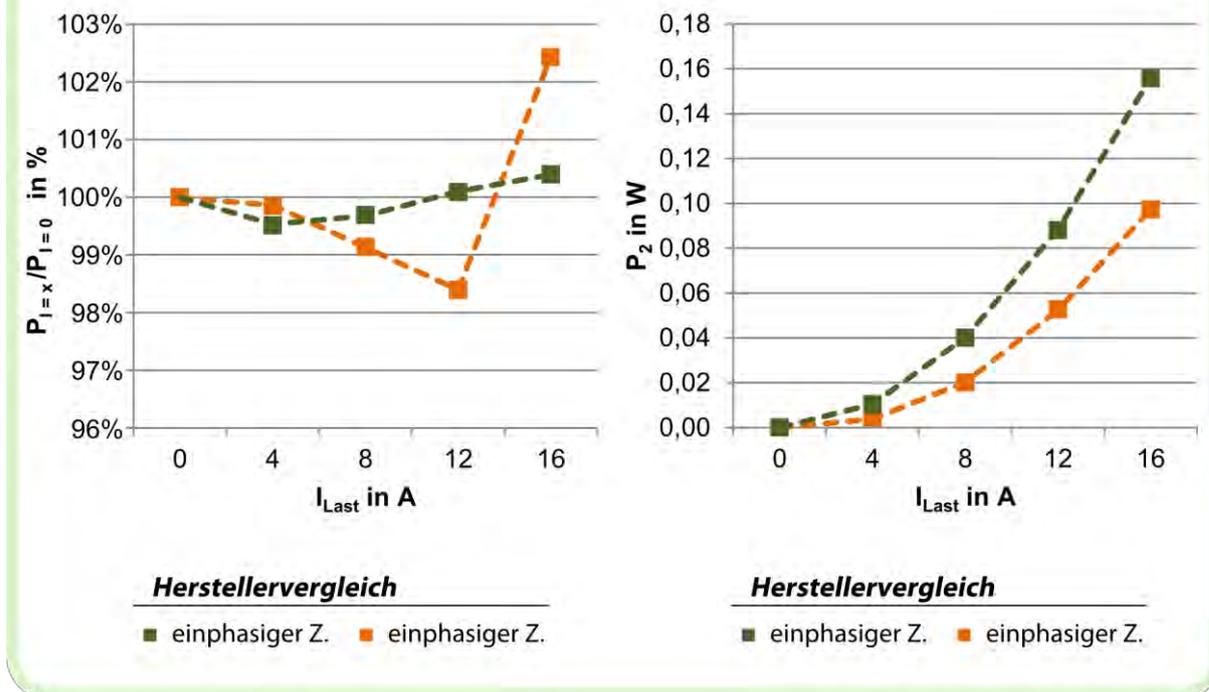


Abbildung 11: Verlauf der im Smart Meter umgesetzten Wirkleistungsanteile in Abhängigkeit vom Laststrom. Vergleich einphasiger Zähler verschiedener Hersteller

3.5.2 Sensitivitätsanalysen

Stromzähler werden im realen Einsatzgebiet nicht ständig im Idealzustand des Arbeitspunkts (3x230V, 50 Hz, Oberschwingungsfrei, Nennlast), sondern vielmehr in einem Arbeitsbereich betrieben. Die Abweichungen vom Arbeitspunkt werden einerseits von den Schwankungen in Spannungshöhe und Spannungsform, denen das Verteilnetz unterworfen ist und andererseits von den schwankenden Lastzuständen, die der Endkunde verursacht, bewirkt. Je nach technischer Umsetzung werden Stromzähler hinsichtlich ihres Eigenverbrauchs unterschiedlich darauf reagieren. Daher erschien es sinnvoll, die Sensitivität in Bezug auf die wichtigsten Parameter zu untersuchen. Ziel hiervon war, ein allgemeines Bild der Performance aktueller Gerätegenerationen des Markts zu bekommen. Die Größenordnungen, die für die Extremwerte der variierten Parameter gewählt wurden, entsprechen eingeholten Erfahrungswerten sowie Angaben in der Norm DIN EN 50160 [EN50160, 2010].

Im Folgenden sind die durchgeführten Sensitivitätsanalysen mitsamt den zugehörigen Ergebniskurven dargestellt. Die Werte wurden aus Messreihen an zwei (bzw. drei) im Labor untersuchten Smart Metern aufgenommen. Die in den Legenden verwendeten Farben haben keine festen Beziehungen zu den mit [SLXX-SM] bezeichneten Zählern und sind zum Zweck der Anonymisierung auch von Diagramm zu Diagramm inkonsistent.

– Effektivwert der Versorgungsspannung: 210 – 220 – 230 – 240 – 250 V

Die Verbräuche wurden mit Shuntmessungen (vgl. Abbildung 8) im lastfreien Zustand der Smart Meter bestimmt.

Sensitivität in Bezug auf die Versorgungsspannung - Zähler

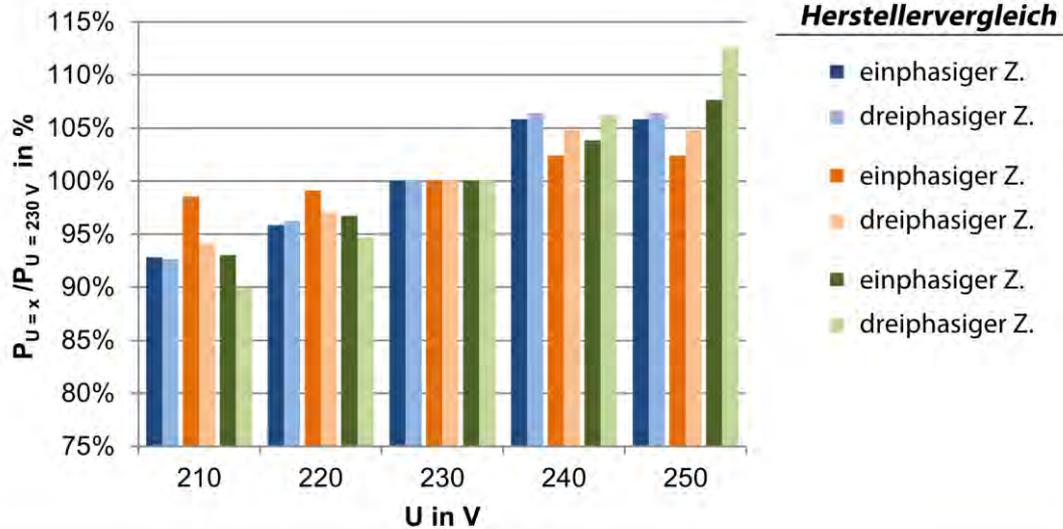


Abbildung 12: Veränderung des Eigenverbrauchs bei Variation der Versorgungsspannung. Vergleich ein- und dreiphasiger Zähler verschiedener Hersteller

– Oberschwingungsgehalt der Versorgungsspannung: THD1 – THD2 – THD3 – THD4

Es wurden vier Spannungsformen THD1-THD4 (THD ... Total Harmonic Distortion) ausgewählt, die je aus der Grundspannung 1. harmonischer Ordnung (50 Hz) und weiteren Spannungsanteilen bei Frequenz-Vielfachen bestehen und in ihrer Ausprägung beispielhaft möglichen Zuständen in Niederspannungsverteilnetzen entsprechen:

Harmonische Ordnung	Variante THD1		Variante THD2		Variante THD3		Variante THD4	
	U/Ueff (%)	Phi (°)						
1.	100	0	100	0	100	0	100	0
3.	0	-	0,6	175	0,6	-60	4,2	175
5.	0	-	3	-160	3	0	3,5	-160
7.	0	-	1	-25	1	25,7	1	-25
THD in %	0		3,2		3,2		5,6	

THD1: Reine Sinusform

THD2: Spannungsform, wie sie im Netz der Laborräumlichkeiten vorlag

THD3: Gleiche Spannungspegel wie in THD2, jedoch wurden die Phasenlagen so angepasst, dass der Scheitelwert des Summensignals maximal wird. Dieses Vorgehen hat nach Erfahrung aus früheren Kleinleistungsmessungen (Standby von Elektronikgeräten) zu erhöhten Energieverbräuchen geführt.

THD4: Spannungsform mit den Phasenlagen aus THD2, Anhebung der Oberschwingungspegel auf eine THD von 5,6 %.

Die Verbräuche wurden mit Shuntmessungen (vgl. Abbildung 8) im lastfreien Zustand der Smart Meter bestimmt.

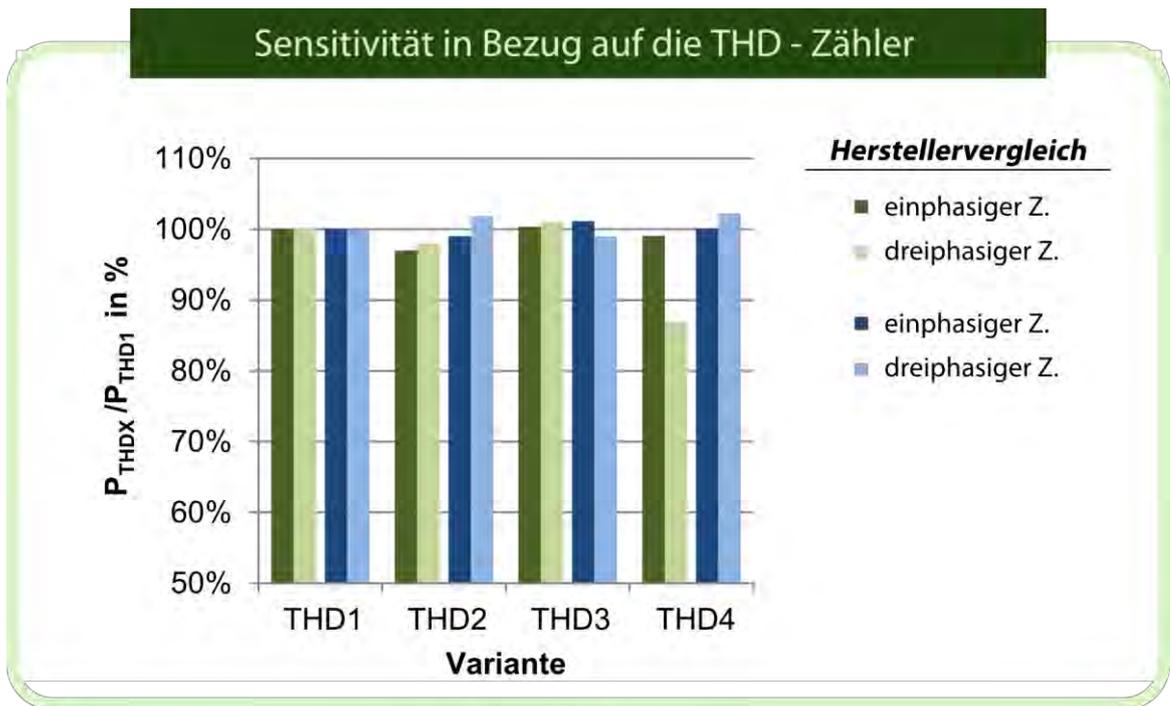


Abbildung 13: Veränderung des Eigenverbrauchs bei Variation der Spannungsform der Versorgung. Vergleich ein- und dreiphasiger Zähler verschiedener Hersteller

– **Laststrom: 0 – 4 – 8 – 12 – 16 A**

Mithilfe von Lastwiderständen wurden verschiedene Ströme gestellt, die die Energieentnahme durch den Endkunden simulieren sollten. Die Verbräuche der Smart Meter wurden mit Nullflusswandlermessungen (vgl. Abbildung 10) unter Last bestimmt.

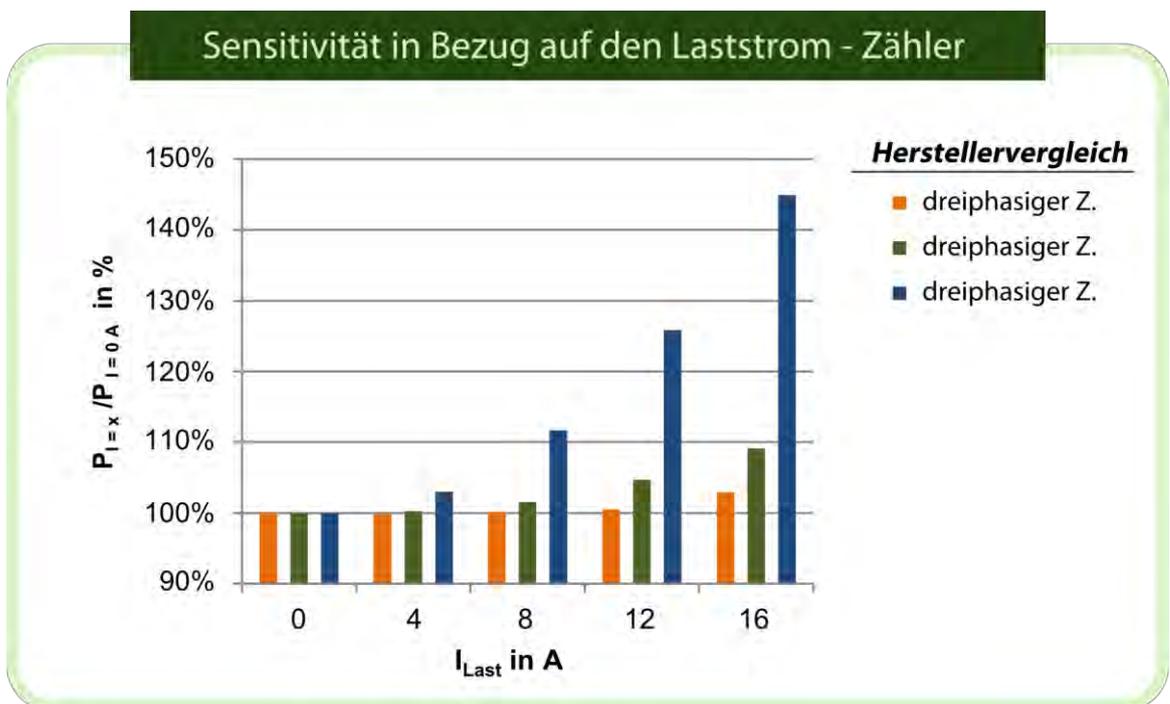


Abbildung 14: Veränderung des Eigenverbrauchs bei Variation des Laststroms. Vergleich dreiphasiger Zähler verschiedener Hersteller

– **Leistungsfaktor der Last: 1 – 0,5 – 0,4**

Der Einfluss des Leistungsfaktors (dieser charakterisiert die Art des Lastwiderstands hinsichtlich der Phasenlage zwischen Laststrom und Spannung) wurde exemplarisch mit realen Haushaltsverbrauchern an einem der einphasigen Smart Meter getestet:

- Heizstrahler mit 762 W Leistung und $\lambda = 1$
- Fernsehgerät mit 51 W Leistung und $\lambda = 0,5$
- Staubsauger mit 345 W Leistung und $\lambda = 0,4$

Die Eigenverbräuche des Smart Meters wurden wieder mit Nullflusswandlermessungen (vgl. Abbildung 10) unter Last bestimmt. Sie wichen bei Anschluss von Fernseher bzw. Staubsauger um weniger als 0,5% vom Eigenverbrauch bei Anschluss des Heizstrahlers ab.

3.5.3 Labormessungen

In diesem Abschnitt werden alle dokumentierbaren Messungen, die im Rahmen des Projekts im Labor an Smart Metern und Datenkonzentratoren durchgeführt wurden, dargestellt.

Leistungsmessungen an den Zählern

Die Messungen der Wirkleistungen zufolge Eigenverbrauch **im lastfreien Zustand, ohne aktive Kommunikationsvorgänge, bei Nennspannung und ohne Oberschwingungsanteil** brachten für die ein- und dreiphasigen Zähler **SL01-SM**, **SL02-SM** und **SL03-SM** folgende Ergebnisse in Tabelle 3:

Tabelle 3: Aufgenommene Wirkleistungen zufolge der Eigenverbräuche der im Labor untersuchten ein- und dreiphasigen Zähler (Quasi-Idealbedingungen; mit Shuntmessungen bestimmt)

Messobjekt	Wirkleistungsaufnahmen der Smart Meter	
	SM-1ph	SM-3ph
	P (W)	P (W)
SL01-SM	2,25	2,55
SL02-SM	3,09	4,64
SL03-SM	0,90	1,41

Anmerkung: Diese in Tabelle 3 aufgelisteten, gemessenen Wirkleistungen wurden in der Folge nebst weiteren Eingangsdaten zur Ableitung „Technischer Komponenten“ (siehe Abschnitt 3.8) weiterverwendet. Erst die „Technischen Komponenten“ wurden zu „Technischen Szenarien“ assembliert (siehe Abschnitt 5.1), die wiederum in verschiedenen Kombinationen für Hochrechnungen in „Rollout-Szenarien“ (siehe Abschnitte 5.2 und 5.3) herangezogen wurden. Ausschlaggebend war dabei die zum Einsatz kommende Zählertechnologie bzw. die dazu benötigten verschiedenartigen Kommunikationsmodule und –systeme (PLC, GPRS, Funkübertragung, M-Bus Anbindung). Diese Abfolge wird in Abschnitt 3.4.3 „Beschreibung des Modellierungspfads“ im Detail erklärt.

Welche Eigenschaften der Zählerprodukte zu den unterschiedlichen Leistungsaufnahmen gemäß Tabelle 3 führen, wird in Abschnitt 4.2 „Zuordnung des Energieverbrauchs zu Produktmerkmalen der Smart Meter“ beschrieben.

Der Funktionsumfang der Smart Meter sowie der Datenaustausch aus der Ferne sind in Bezug auf einen nicht kommunizierenden Zähler mit einem Mehrverbrauch an elektrischer Energie verbunden. In Bezug auf die Kommunikation wurden folgende Vorgänge im Labor untersucht:

- Abfrage von Lastprofilaten eines Tages
- Schalten der Abschalteneinrichtung (des *Breakers*)
- Abfrage des Zählerstatus (Prüfen der Verfügbarkeit im Komm.-Netzwerk), wo gegeben.

Die Auslösung der Events geschah mit bereits vorhandenen Ressourcen des IFEA, mithilfe eines Netzbetreibers, der einen zusätzlichen Zähler im bestehenden Netz anmeldete sowie im Zählerprüffeld eines weiteren kooperierenden Netzbetreibers, fallweise auch mit direkter Unterstützung der Systemanbieter.

Die auftretenden Änderungen wurden wie schon zuvor per Datenlogger festgehalten. Die zu erfassenden Zeiträume wurden auf die Dauer der Einflüsse je nach Event angepasst.

Abfrage der Lastprofilaten eines Tages über Anbindungsart B (96 viertelstündliche Leistungsmittelwerte) - SL01-SM-1ph, SL01-SM-3ph

Die 96 Werte entsprechen dem Lastprofil eines Tagesverlaufs (24x4 = 96 Viertelstundenmittelwerte). Die Erfassung, Speicherung und Übermittlung in dieser zeitlichen Auflösung wird u.a. in der österreichischen "Intelligente Messgeräte-Anforderungs VO" [IMA-VO, 2011] gefordert und wird auch international oftmals verfolgt.

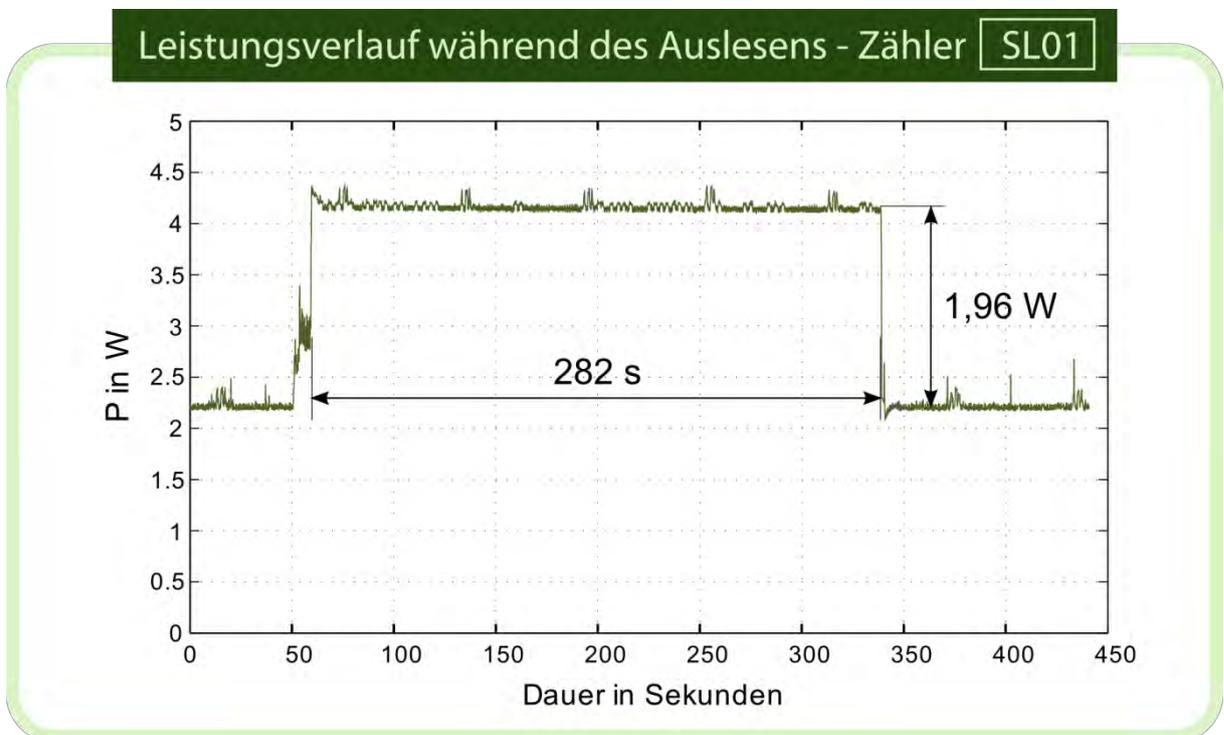


Abbildung 15: Das Auslesen des direkt über GPRS angebotenen Zählers dauerte unter 5 Minuten und äußerte sich während dieser Zeit als nahezu konstanter Mehrverbrauch von $\Delta P = 1,96 \text{ W}$.

Abbildung 15 zeigt den Verlauf der Leistungsaufnahme, die am einphasigen Zähler **SL01-SM-1ph** gemessen wurde. Die kurzfristige Leistungsdifferenz ΔP während der Übertragung über GPRS betrug im Falle der beiden Zähler (einphasig/dreiphasig) unter Laborbedingungen 1,96 W bzw. 1,95 W. Sie stellte sich über Zeitdauern von 282 s bzw. 203 s ein. Daraus folgend tritt bei einer täglich eingeplanten Abfrage ein Mehrverbrauch zwischen rund 400 Ws und 550 Ws auf.

Die an der Gegenstelle (beim Telekommunikations-Provider, der die GPRS-Verbindung bereitstellt) auftretenden Verbräuche konnten hier natürlich nicht ermittelt werden.

Abfrage der Lastprofilaten eines Tages über Anbindungsart C (96 viertelstündliche Leistungsmittelwerte) - **SL03-SM-1ph**, **SL03-DK-ZM**

Der zu den Zählern der Lösung SL03 gehörende Datenkonzentrator in der Ausführung **SL03-DK-ZM** ist ebenfalls ein Zähler, der wie jeder andere im Netzwerk an einem Zählpunkt installiert ist, jedoch mit einem zusätzlichen Modul zur Datenkonzentration und GSM-Kommunikation ins Datenübertragungsnetz ausgestattet wurde. Mit dem Modul ist es also möglich, mehrere Zähler im Netzwerk abzufragen und die gesammelten Daten über die GSM-Verbindung an die Zentrale zu schicken.

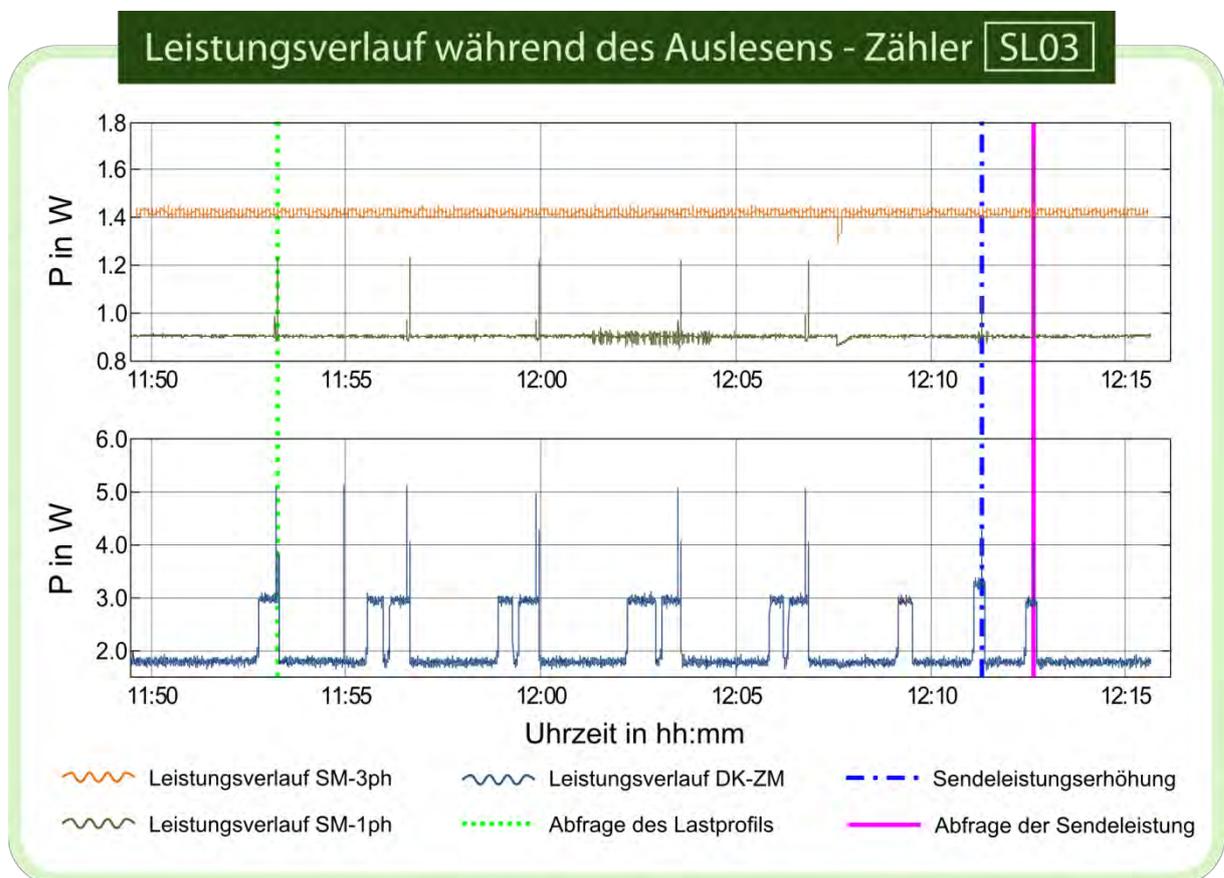


Abbildung 16: Das Auslesen des einphasigen Zählers **SL03-SM-1ph** mittels Funkübertragung wurde hier mehrmals durchgeführt. Die Kommunikation zwischen Datenkonzentrator und Zähler dauerte jeweils einige Sekunden.

In Abbildung 16 sind die Leistungsverläufe des einphasigen Zählers und des Datenkonzentrators während mehrerer Abfragen (zumeist Auslesen der Lastprofilaten) dargestellt. Weiters wurde die Leistungsaufnahme des dreiphasigen Zählers angetragen, der hier jedoch nicht abgefragt wurde.

Bei der Übermittlung der 96 Lastprofilwerte traten am einphasigen Zähler Peaks mit Leistungsüberhöhungen von etwa $\Delta P = 0,35$ W auf.

Der Leistungsverlauf am Datenkonzentrator ist in Abbildung 17 nochmals genauer dargestellt. Vorweg ist zu sagen, dass dieser zwar ein dreiphasiger Zähler, jedoch für den Laborversuch nur einphasig angeschlossen war. Daher ist anzunehmen, dass im realen Anwendungsfall die Grund-Leistungsaufnahme nicht bei 1,78 W, sondern zuzüglich der Differenz zwischen ein- und dreiphasigem Zähler (vgl. Tabelle 3) bei 2,29 W liegen würde. Die Werte wurden entsprechend korrigiert (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4: Aus mehreren Lastprofil-Abfragen gemittelte, korrigierte Verbrauchswerte für den als Datenkonzentrator agierenden dreiphasigen Zähler **SL03-DK-ZM**

Lastprofil auslesen - Mittelung des Eigenverbrauchs von SL03-DK-ZM		
Betriebszustand/Vorgang	Mittlungsdauer (s)	P (W), kor.
Inaktive GSM-Komm.	1834	2,29
Aktive GSM-Komm.	536	3,45
Abfrage über Funk an einen Zähler absenden	Einzelpunktmessung	5,45
Daten über Funk von einem Zähler empfangen	Einzelpunktmessung	4,76

Der Verlauf der Leistungsaufnahme zeigt, dass die Kommunikation über GSM zwischen Head-End und Datenkonzentrator prinzipbedingt mehr Energie benötigt als die Kommunikation zwischen Datenkonzentrator und Zähler per Funkübertragung. Hier sind auch die entsprechenden Peaks, die während der Funk-Übertragung auftraten, besser erkennbar. Sie entsprechen Leistungsüberhöhungen von $\Delta P = 2,00 \text{ W}$ beim Absenden eines Befehls und $\Delta P = 1,31 \text{ W}$ beim Empfangen der Lastgangdaten des Zählers.

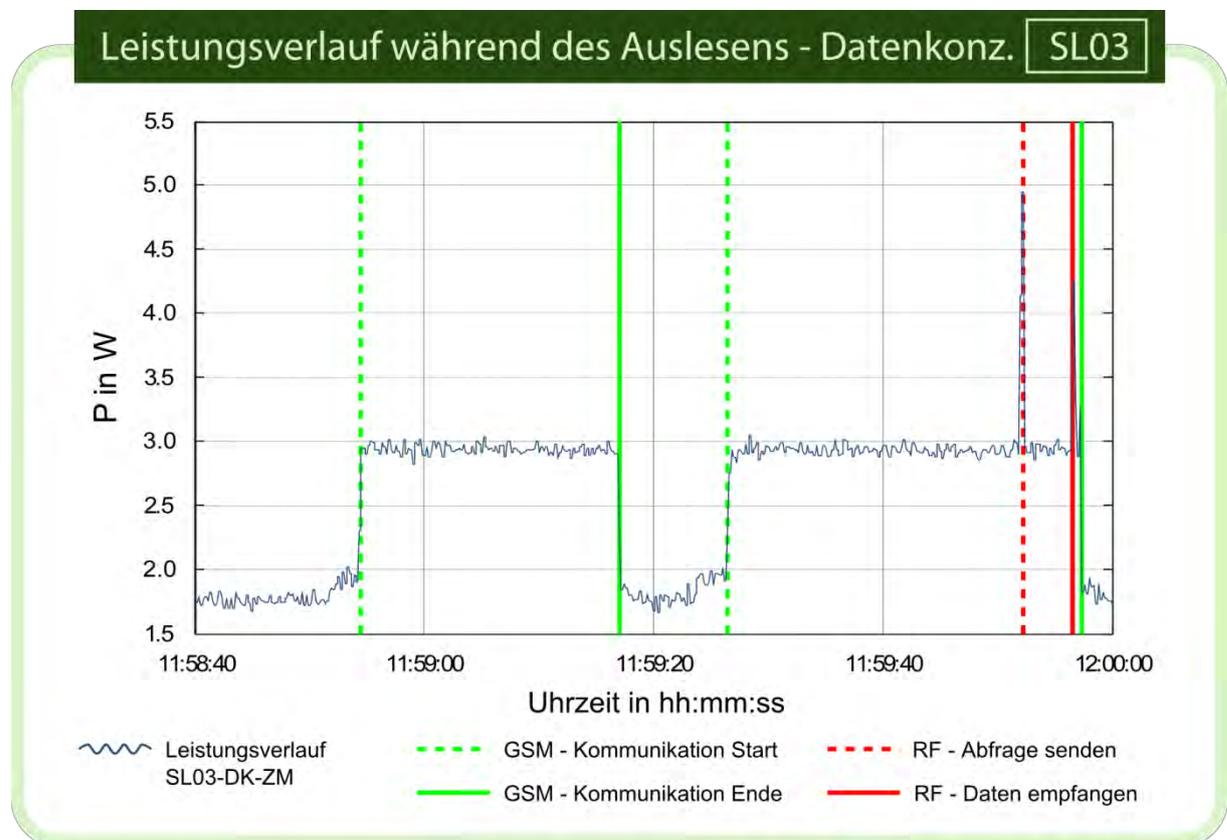


Abbildung 17: Leistungsverlauf, gemessen am Datenkonzentrator **SL03-DK-ZM** (praktisch ein dreiphasiger Zähler mit GSM- und DK-Modul).

Abfrage des Zählerstatus – SL02-SM-3ph

Der Mehrverbrauch bei Abfrage des Zählerstatus wurde aus Messungen am dreiphasigen, über PLC angebotenen Zähler SL02-SM-3ph ausgewertet. Die Zähler SL01-SM und SL03-SM verfügen über keine solche Funktion.

Der größte gemessene Leistungssprung innerhalb des Abfragezeitraums betrug $\Delta P = 1,5 \text{ W}$ während einer Dauer von 0,6 s (vgl. Sekunde 13 in Abbildung 18). Dies ergibt eine zusätzliche Wirkenergie von rund 0,45 Ws. Es wird angenommen, dass dieser Energieinhalt dem Abfragevorgang entspricht. Im Blindleistungsverlauf (hier nicht dargestellt) ist der Sprung etwas deutlicher erkennbar.

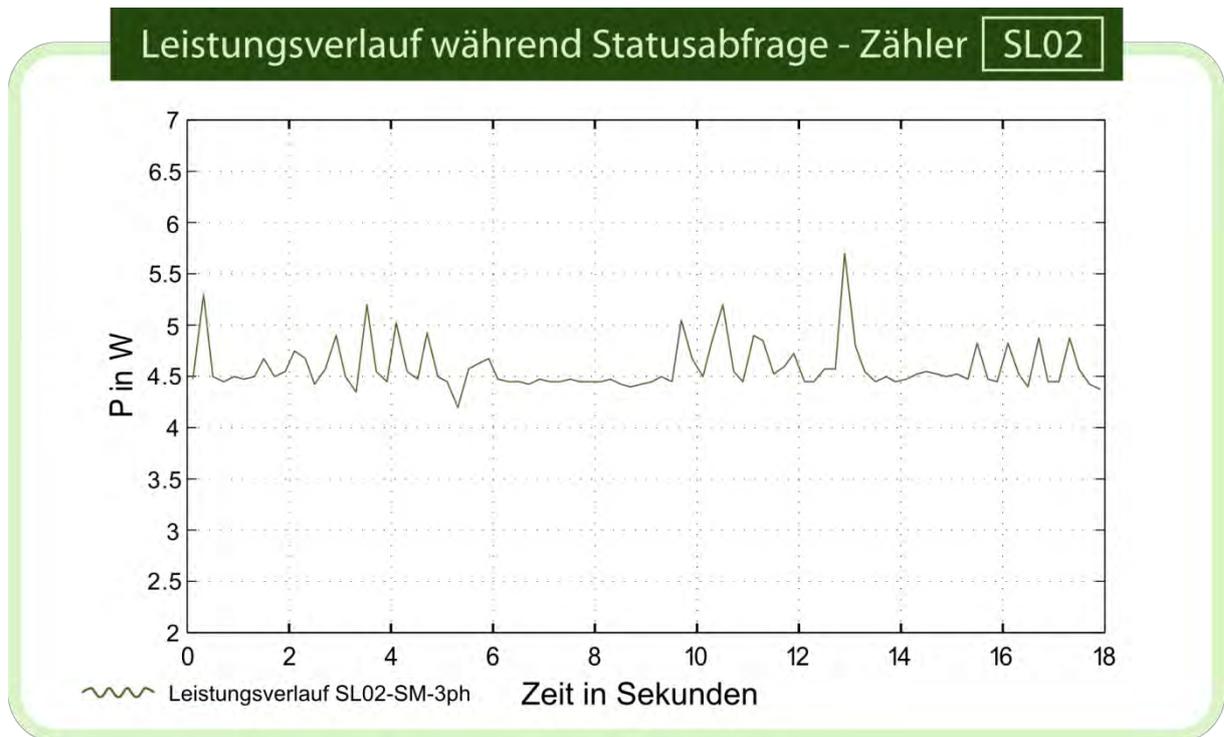


Abbildung 18: Verlauf der Leistungsaufnahme im Zuge einer Statusabfrage des dreiphasigen Zählers SL02-SM-3ph

Betätigung der Abschalteneinrichtung - SL02-SM

Der Mehrverbrauch bei Betätigung der Abschalteneinrichtung wurde ebenfalls aus Messungen am dreiphasigen Zähler SL02-SM-3ph ausgewertet. Die im Labor verfügbaren SL01-SM Zähler verfügten über keine Abschalteneinrichtung.

Innerhalb eines Zeitraumes von rund 15 Sekunden wurde sowohl ein Befehl zum Öffnen, als auch ein Befehl zum Schließen der Abschalteneinrichtung abgesendet. Die Verhältnisse liegen ähnlich wie bei der Statusabfrage. In beiden Fällen lässt sich ein Leistungssprung von etwa 1,1 W mit einer Dauer von etwa 0,6 s erkennen, der jedoch nur mit Mühe identifizierbar ist, da er in der Größenordnung des Lastgangrauschens liegt. Die Energieaufnahme dafür beträgt laut Messungen etwa 0,3 Ws. Es zeigen sich keine permanenten Niveauunterschiede zwischen offenem und geschlossenem Relaiszustand.

Betätigung der Abschalteneinrichtung - SL03-SM

Die Zähler SL03-SM verwenden Abschaltrelais, die zum Halten des geschlossenen Zustandes Energie benötigen. In Abbildung 19 wird gezeigt, wie sich die Verläufe der Leistungsaufnahme in den verschiedenen Betriebszuständen darstellen. Tabelle 5 zeigt die aus den Messungen hervorgehenden mittleren Leistungsaufnahmen. Im Unterschied zu den

Zählern **SL02-SM** besteht zum Halten des geschlossenen Zustandes permanent ein Leistungsbedarf von etwa 0,09 - 0,10 W je Phase.

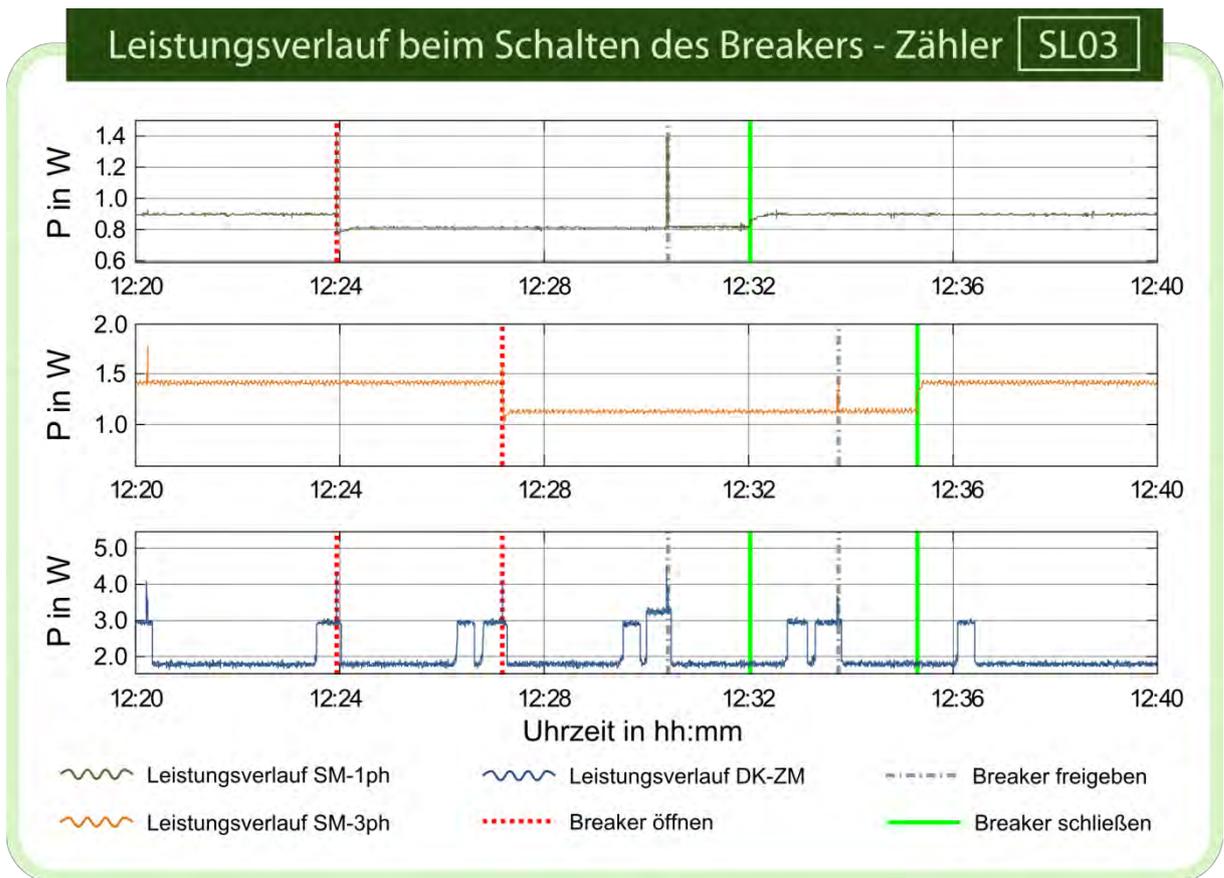


Abbildung 19: Verlauf der Leistungsaufnahme beim Schalten der Abschaltvorrichtungen an den Zählern **SL03-SM**. Darunter sind auch wieder die Aktivitäten am Datenkonzentrator abzulesen, durch die für das Öffnen und Freigeben des Breakers die entsprechenden Befehle von der Steuerzentrale empfangen (GSM) und an die Zähler weitergesendet (Funkübertragung) werden.

Tabelle 5: Leistungsaufnahme bei ein- und dreiphasigem Zähler **SL03-SM**, abhängig vom Schaltzustand des Breakers

Breaker schalten - Mittelung der Eigenverbräuche der Zähler SL03-SM			
Gerät	Betriebszustand/Vorgang	Mittlungsdauer	P (W)
Einphasiger Zähler SL03-SM-1ph	Schaltkontakt geschlossen	56 min	0,90
	Schaltkontakt geöffnet	8 min	0,80
	Differenz ΔP:		0,10
Dreiphasiger Zähler SL03-SM-3ph	Schaltkontakt geschlossen	56 min	1,41
	Schaltkontakt geöffnet	8 min	1,13
	Differenz ΔP:		0,27

Zusätzliches Wireless M-Bus Modul – **M-Bus**

Für ein optionales Wireless M-Bus Modul, das in einem Fall zusammen mit einem Zähler gemessen werden konnte, ergab sich ein Mehrverbrauch im Bereitschaftszustand (ohne Datenübertragung) von rund 0,13 W. Es wird angenommen, dass dieser Wert auch als repräsentativer Durchschnittswert verwendet werden kann.

3.6 Livemessungen

In Österreich wurden 2011 als Ergänzung zu den im Labor durchgeführten Messungen auch vergleichende „Livemessungen“ durchgeführt. Dazu wurden Kooperationen mit schweizerischen und österreichischen Energieversorgungsunternehmen gesucht, die Zählpunkte realer Haushalte aus Pilotprojekten bereitstellten und die dieselben Zählerprodukte einsetzten, die auch zuvor im Labor untersucht wurden. Die Motivation zur Ergänzung der im Labor durchgeführten Messungen lag vor allem darin,

- die Ergebnisse zu verifizieren und
- Unterschiede auszumachen, die ggfs. von im Labor nicht herstellbaren Einsatzbedingungen rühren könnten.

Die Messungen wurden prinzipiell als 24h-Messungen durchgeführt, um daraus Mittelwerte für den Realbetrieb ableiten zu können. Es wurde darauf geachtet, dass Abfragen von Verbrauchswerten sowie etwaige andere vom jeweiligen Netzbetreiber derzeit routinemäßig durchgeführte ferngesteuerte Prozesse im Beobachtungszeitraum enthalten waren und im Messschrieb zeitlich identifiziert und (wo sinnvoll) auch separat ausgewertet werden konnten.

Bei den drei verschiedenen Netzbetreibern wurde entsprechend der gewählten Primärkategorien jeweils ein über GPRS, Funkübertragung bzw. PLC angebundener dreiphasiger Zähler sowie – wo gegeben – der zugehörige Datenkonzentrator des betreffenden Versorgungsstrangs gemessen.

Im Folgenden werden einige ergänzende Informationen zu den Livemessungen angegeben und die entsprechenden Ergebnisse dokumentiert.

An den Zählern musste aufgrund der von den Endkunden verursachten Lasten wie zuvor im Labor die aufwendiger aufzubauende Nullflusswandlerschaltung eingesetzt werden. Da erst nach Messungsdurchführung erkannt wurde, dass durch deren Verwendung an den Zählern im Liveinsatz die rechnerischen Messabweichungen so groß wurden, dass sie eine seriöse Interpretation verunmöglichen, wird auf die Berücksichtigung der Leistungsbeträge für den Projektzweck verzichtet. Nach Rücksprache mit dem durchführenden Messtechniker handelt es sich bei den Abweichungen um Offsetfehler. Leistungsdifferenzen zufolge verschiedener Betriebsmodi bzw. -zustände können daher verwertet werden.

Die mit Shuntschaltungen gemessenen Datenkonzentratoren sind davon nicht betroffen.

3.6.1 Messungen an Zählern und Datenkonzentratoren

Messungen an SL01 - **SL01-SM-3ph**

- Messung von Montag, 7. Nov. 2011, 13:15 Uhr bis 8. Nov. 2011, 15:00 Uhr
- Haushalt im Vorstadtgebiet mit Dreiphasenzähler
- Anbindungsart B: Direkte GPRS/GSM-Anbindung des Zählers am Head-End (kein Datenkonzentrator)

- Zusätzliche Verbrauchsmessung an einem angeschlossenen In-Home Display

Abbildung 20 zeigt, dass der Verlauf der Leistungsaufnahme über 24h relativ gleichmäßig ausfällt.

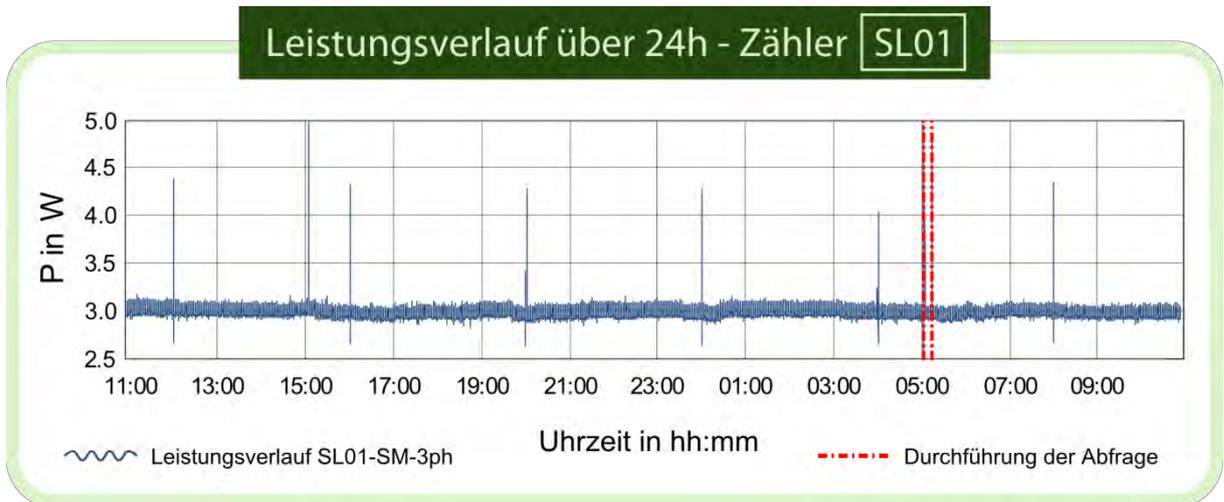


Abbildung 20: Zeitlicher Verlauf der Leistungsaufnahme durch den dreiphasigen Zähler aus **SL01**

Aus oben genannten Gründen wird der Betrag des gemessenen Durchschnittsverbrauchs des Zählers nicht interpretiert. Die später durchgeführten Hochrechnungen gehen von den im Labor erhaltenen Werten aus.

Nach Rücksprache und Diskussion mit dem durchführenden Messtechniker kann jedoch die Leistungsdifferenz zwischen den Zuständen inaktiver und aktiver Kommunikation verwertet werden. Allerdings dauerte die GPRS-Abfrage nur 2 Minuten, daher stellt sie sich im 24h-Schrieb als Spitze mit $\Delta P = 1,43 \text{ W}$ Überhöhung dar, die nur hinter der zweiten Nachkommastelle der zeitlich gemittelten Leistungsaufnahme ins Gewicht fällt.

Auf dem Messschrieb fallen keine nennenswerten, stationären Grundlaständerungen auf. Abgesehen von den Spitzen bei aktiver Übertragung tauchen periodisch alle vier Stunden Spitzen von geringerer Größe auf. Es konnte nicht eruiert werden, welchen Vorgängen diese zuzuordnen sind.

Messungen an **SL02** - **SL02-SM-3ph** und **SL02-DK**

Zeit: Messung von Dienstag, 27. Sept. 2011, 13:15 Uhr bis 28. Sept. 2011, 14:00 Uhr

Ort: Haushalt im städtischen Kerngebiet mit Dreiphasenzähler und zugehörige Trafostation

Details:

- Simultane Verbrauchsmessung an Zähler und Datenkonzentrator
- Anbindungsart A: PLC-Anbindung des Zählers am Datenkonzentrator (in der Trafostation untergebracht)
- Zählpunkt befand sich am Ende des Stranges.
- Anbindung des Datenkonzentrators mittels GPRS/EDGE Modem (separate Spannungsversorgung) am Head-End

Aus oben genannten Gründen wird der Betrag des gemessenen Durchschnittsverbrauchs des Zählers nicht interpretiert. Nach Rücksprache und Diskussion mit dem durchführenden Messtechniker kann jedoch die Leistungsdifferenz zwischen den Zuständen inaktiver und aktiver Kommunikation verwertet werden.

Die später durchgeführten Hochrechnungen gehen von den im Labor erhaltenen Werten (Tabelle 3) aus, Zuschläge zufolge der Kommunikation werden aus den Leistungsdifferenzen des Liveversuchs berechnet.

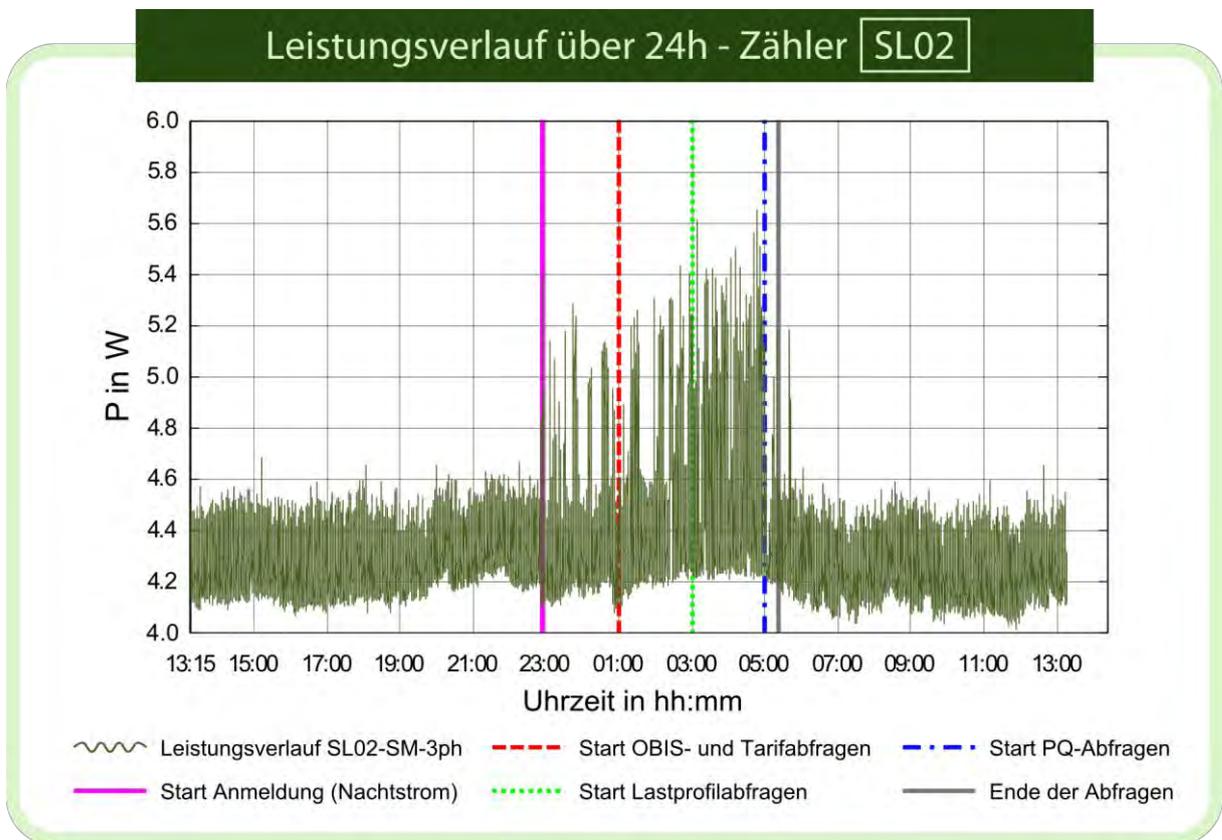


Abbildung 21: Verlauf der Leistungsaufnahme des dreiphasigen, über PLC angebotenen Zählers SL02-SM-3ph während 24h im Pilotprojekt

Der Datenkonzentrator wurde mit der Shuntschaltung an den Klemmen der Spannungsversorgung gemessen, die Messergebnisse können daher vollinhaltlich interpretiert werden. Wie ersichtlich, sinkt offenbar der über das Netzteil bezogene Energieverbrauch während aktiver Kommunikation. Die netzseitigen Spannungen und Ströme am Datenkonzentrator wurden nicht gemessen. Es ist möglich, dass über das Dreiphasennetz eine zusätzliche kleine Wirkleistung gezogen wird, die hier nicht aufscheint und daher auch nicht weiter berücksichtigt werden kann.

Das Modem, das die Daten vom Datenkonzentrator an das Head-End System sendet, wurde ebenfalls gemessen. Es stellt sich in den Phasen aktiver Datenübertragung eine Leistungserhöhung ΔP von 0,3 - 0,4 W ein.

Die in Abbildung 21 und Abbildung 22 gezeigten Verläufe ergaben nach zeitlicher Mittelung die Durchschnittsleistungswerte in Tabelle 6.

Leistungsverlauf über 24h - Datenkonz. SL02

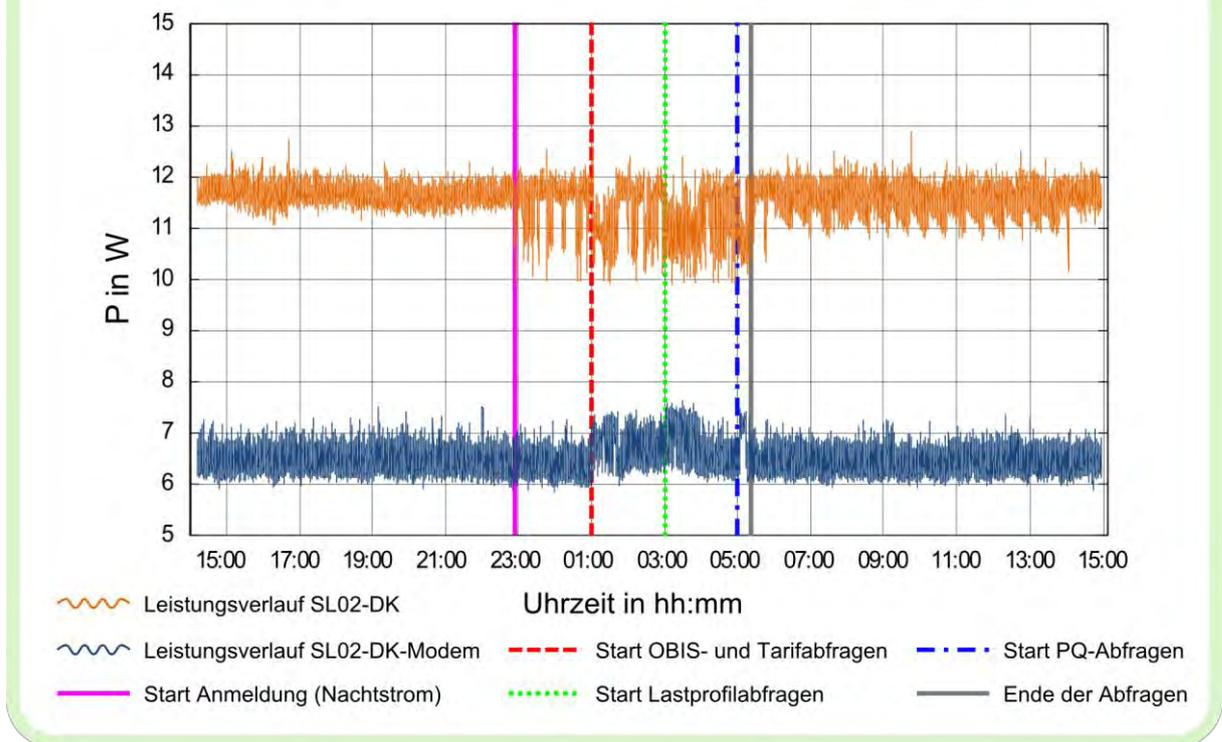


Abbildung 22: Verlauf der Leistungsaufnahme von Datenkonzentrator **SL02-DK** und zugehörigem Modem während 24h im Pilotprojekt

Tabelle 6: Gemittelte Durchschnittswerte der Leistungsaufnahmen in verschiedenen Betriebszuständen von **SL02-SM-3ph** und **SL02-DK** sowie zugehörigem Modem

Mittelung der Leistungsaufnahmen der **SL02**-Geräte (Livemessung)

Betriebszustand/Vorgang	Zeiträume (hh:mm)	Dauer (min)	SL02-SM-3ph	SL02-DK	SL02-DK-Modem
			P (W)	P (W)	P (W)
Inaktive Kommunikation	13:15 - 22:51 5:23 - 14:00	1029	4,25	11,61	6,41
gesamt inkl. aller Abfragen	13:15 - 14:00 (Folgetag)	1440	4,31	11,52	6,46
Aktive Komm. (alle Vorgänge)	22:51 - 5:42	411	4,46	11,30	6,57
Anmeldevorgänge nach Start	22:45 - 1:00	129	4,37	11,54	6,34
Senden (Tarif- und OBIS-Daten)	1:00 - 3:00	120	4,46	11,23	6,71
Senden (Lastprofildaten)	3:00 - 5:00	120	4,59	11,09	6,65
Senden (PQ-Daten)	5:00 - 5:23	23	4,34	11,06	6,80

Messungen an SL03 - SL03-DK-E

- Messung von Mittwoch, 19. Okt. 2011, 14:00 Uhr bis 20. Okt. 2011, 14:00 Uhr
- Zählerprüffeld des EVU mit im Pilotprojekt registriertem Dreiphasenzähler (Messung in realem Haushalt war organisatorisch nicht möglich)
- Anbindungsart C: Funkanbindung des Zählers am Datenkonzentrator
- Ethernet-Anbindung des Funk-Datenkonzentrators am Head-End
- Simultane Verbrauchsmessungen an Zähler und Datenkonzentrator

Die Livemessungen zur Lösung SL03 konnten nicht nach Plan durchgeführt werden. Aus organisatorischen Gründen konnte anstatt eines Zählpunktes in einem realen Haushalt nur ein Zähler aus dem Prüffeld gemessen werden, der zwar im Pilotprojekt registriert und an den lastseitig die Beleuchtung der Eichstelle angeschlossen war. Zum geplanten Messtermin war jedoch der Datenkonzentrator nicht einsatzbereit und so konnten nur improvisierte Zählerabfragen ausgelöst werden.

Im Unterschied zu den Labormessungen an Lösung SL03 wurde im Prüffeld ein Datenkonzentrator als eigenständiges Gerät eingesetzt. Tabelle 7 zeigt die gemittelten Leistungsaufnahmen, die während eines Kurzzeitbetriebes über 2,5 Minuten ermittelt werden konnten.

Tabelle 7: Leistungsaufnahmen des Datenkonzentrators SL03-DK-E im Liveversuch

Mittlung der Leistungsaufnahmen des Datenkonzentrators SL03-DK-E (Livemessung)		
Betriebszustand	Mittlungsdauer (s)	P (W)
inaktives Sendemodul	120	1,06
aktives Sendemodul	30	2,44

Aus oben genannten Gründen wird der Betrag des gemessenen Durchschnittsverbrauchs des Zählers nicht interpretiert. Die später durchgeführten Hochrechnungen gehen von den im Labor erhaltenen Werten aus. Die Zahlenwerte mit den zugehörigen rechnerischen Messabweichungen finden sich in Tabelle 8.

3.6.2 Messung an einem In-Home Display - IHD

Im Zuge der Livemessungen konnte in einem Haushalt auch ein über Wireless M-Bus am Smart Meter angebundenes In-Home Display gemessen werden, siehe Abbildung 23. Hier zeichnen sich drei stationäre Betriebszustände mit unterschiedlichen Leistungsaufnahmen ab, die sich jedoch nur durch kleine Niveaudifferenzen unterscheiden. Die fünf markanten Leistungsspitzen von circa $\Delta P = 0,7 \text{ W}$ ergeben sich durch die Hintergrundbeleuchtung des Displays während der Ablesung im Wohnbereich. Nach Mittelung über 24 h berechnet sich die durchschnittliche Leistungsaufnahme des Displays zu 0,52 W.

Nach Angaben des Herstellers verbraucht das In-Home Display bei Betätigung (Hintergrundbeleuchtung der Anzeige aktiv) 1,20 W, im Standby Betrieb (ohne Beleuchtung) 0,60 W. Diese Werte wurden zufolge der Livemessung unterschritten.

Diese Messung dient zur ergänzenden Information, das Ergebnis wurde nicht für die später folgenden Hochrechnungen verwertet zumal sich die im Projekt beurteilten Systeme auf den

nicht gezählten Bereich beschränken. Der errechnete Durchschnittswert ist nicht repräsentativ für die Gesamtheit verschiedenartiger In-Home Displays und bietet alleinstehend unzureichende Aussagekraft.

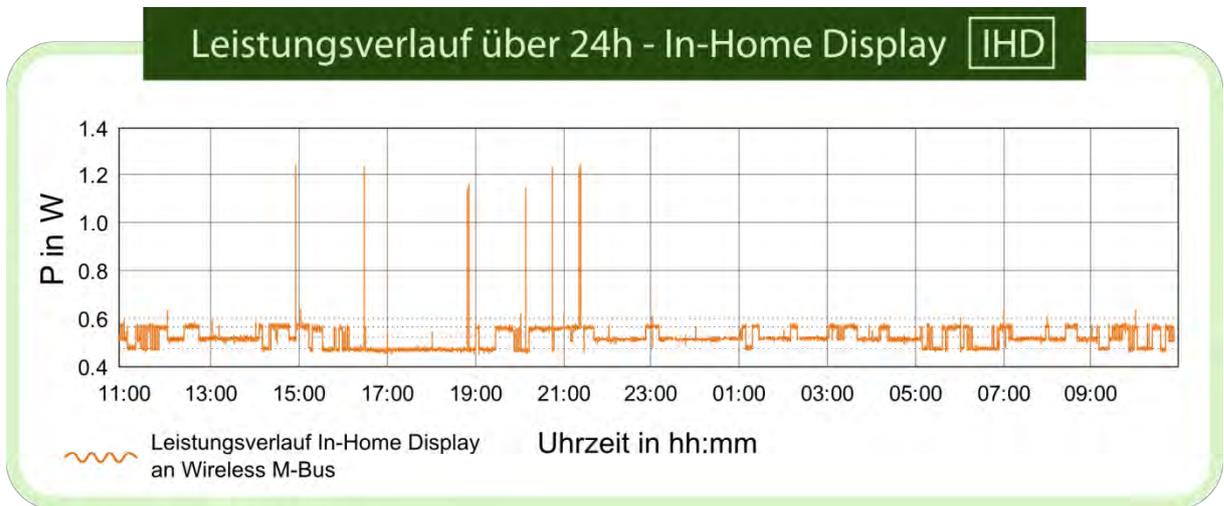


Abbildung 23: Zeitlicher Verlauf der Leistungsaufnahme durch ein In-Home Display **IHD**, das via Wireless M-Bus mit dem Haushaltszähler kommuniziert

Messergebnisse und Messunsicherheiten

Die in Tabelle 8 aufgelisteten Ergebnisse zeigen alle im Projekt an Zählern aufgenommenen Leistungswerte aus Labor- und Livemessungen mitsamt den relativen und absoluten Messabweichungen. Grün hinterlegte Einträge wurden im Projekt verwertet, rot hinterlegte Einträge konnten aufgrund zu großer rechnerischer Messunsicherheiten nicht vollinhaltlich verwertet werden.

Es stellte sich heraus, dass bei Verzerrungen des Netzspannungssignals (erhöhte THD gegenüber Laborbedingungen) in den eingesetzten Nullflusswandlern der Messschaltung Offsetspannungen auftreten, die vor allem in Kombination mit geringen Phasenwinkeln zwischen Strom und Spannung zu unerwartet großen Messabweichungen führen. Damit erklärt sich, dass die Nullflusswandlermessungen in den Liveversuchen unzureichend genau arbeiteten. Weiters trifft dies auf Nullflusswandlermessungen zu Lösung **SL03** zu, die in einem anderen Labor mit unzureichend stabiler Spannungs- und Stromversorgung durchgeführt wurden.

Die Berechnung der Messfehler wurde mittels Fehlerfortpflanzungsgesetz für alle Zähler individuell durchgeführt und ist daher je nach Lastsituation (im Wesentlichen abhängig vom Phasenwinkel und der Verteilung der Lastbeträge über die drei Phasen) unterschiedlich.

Tabelle 8: Übersicht über die aus Shuntmessungen und Nullflusswandlermessungen erhaltenen Werte mit Angabe der rechnerischen Messabweichungen.

Lösung	Zähler	Phase	Labormessungen mit Shuntschaltung			Labormessungen mit Nullflusswandlerschaltung		
			P (W)	$\Delta P/P$ (%)	ΔP (W)	P (W)	$\Delta P/P$ (%)	ΔP (W)
SL01	SM-1ph	L	2,25	0,58%	0,013	2,25	14,04%	0,32
		L1	0,84	1,42%	0,012	0,88	45,89%	0,40
	SM-3ph	L2	0,85	1,40%	0,012	0,85	47,92%	0,41
		L3	0,86	1,39%	0,012	0,83	49,45%	0,41
		ges.	2,55	1,40%	0,036	2,56	47,72%	1,22
SL02	SM-1ph	L	3,09	0,27%	0,008	3,13	4,33%	0,14
		L1	1,55	0,31%	0,005	1,64	5,77%	0,09
	SM-3ph	L2	1,54	0,45%	0,007	1,44	23,73%	0,34
		L3	1,55	0,44%	0,007	1,55	21,66%	0,34
		ges.	4,64	0,40%	0,019	4,63	16,68%	0,77
SL03	SM-1ph	L	0,9	0,46%	0,004	-	-	-
		L1	0,34	0,60%	0,002	0,35	32,39%	0,11
	SM-3ph	L2	0,41	0,49%	0,002	0,53	17,03%	0,09
		L3	0,66	0,52%	0,003	1,03	19,91%	0,21
		ges.	1,41	0,53%	0,007	1,91	21,40%	0,41
Lösung	Zähler	Phase	Livemessungen mit Nullflusswandlerschaltung					
			P (W)	$\Delta P/P$ (%)	ΔP (W)			
SL01	SM-1ph	L	-	-	-			
		L1	0,73	62,14%	0,46			
	SM-3ph	L2	1,37	26,24%	0,36			
		L3	0,84	50,53%	0,43			
		ges.	2,95	42,15%	1,24			
SL02	SM-1ph	L	-	-	-			
		L1	1,49	5,96%	0,09			
	SM-3ph	L2	1,32	25,89%	0,34			
		L3	1,43	23,29%	0,33			
		ges.	4,25	18,00%	0,76			
SL03	SM-1ph	L	-	-	-			
		L1	0,34	35,52%	0,12			
	SM-3ph	L2	0,46	21,53%	0,10			
		L3	1,02	20,98%	0,21			
		ges.	1,82	23,86%	0,43			

3.7 Weitere Eingangsdaten

3.7.1 Daten zu Ferrariszählern und nicht kommunizierenden, elektronischen Zählern

Aus Messwerten, die von einem EVU durchgeführt und dem Projekt zur Verfügung gestellt wurden (im Jahr 2009 in Verwendung befindliche Gerätegenerationen) sowie aus zusätzlicher Recherche von Hersteller-Datenblättern gehen die in Tabelle 9 aufgelisteten Wirkleistungs- und Scheinleistungswerte hervor. Anmerkungen dazu:

- Die aus EVU-Messungen stammenden Daten wurden im lastfreien Zustand gemessen. Wir wissen hier also nicht über das Verhalten unter Last Bescheid.
- Der Zeitraum, über den jeweils gemittelt wurde, ist unbekannt.

Fallweise gibt es Unterschiede zwischen verschiedenen Leistungsklassen - u. a. bieten Hersteller Zählerversionen bis max. 60A und bis max. 100A an. In der von ÖSTERREICHS ENERGIE beauftragten Studie „Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung“ [Capgemini, 2010] werden die Drehstromzähler basierend auf der E-Control Verbraucherstruktur 2006 in 2.800.000 Zähler für max. 60A, 812.000 Zähler für max. 100A und 253.000 Doppeltarifzähler klassifiziert. In einer groben Näherung werden also ungefähr vier Fünftel der Dreiphasen-Zählpunkte mit 60A Zählern gemessen, der Rest mit 100A Zählern. Zuzufolge einer Datenblattrecherche und der Rücksprache mit Herstellern wird zwischen diesen beiden Zählerklassen keine Unterscheidung gemacht, da die Unterschiede im Eigenverbrauch der Zähler vernachlässigbar klein sind.

Ab bestimmten Maximalleistungen (z.B. 40 kW bzw. höchster Strom 60A) werden von Netzbetreibern zudem oft Wandlermessungen vorgeschrieben. Diese werden im Folgenden ebenfalls vernachlässigt, da sie in Bezug auf das gesamte Zählervolumen von untergeordneter Bedeutung sind.

Tabelle 9: Mittlere Leistungswerte, die im Projekt dem Status quo zugeordnet werden.

Mittlung der Leistungsaufnahmen zur Lösung SL04				
Zählertyp	Phasen	P (W)	S (VA)	Quelle
Ferraris	1	1,43	4,13	Hersteller 3 - EVU-Messung
Ferraris (versch. P_N)	1	0,9 – 1,0	4,3	Hersteller 1 - Datenblatt
Ferraris (60 A)	1	1,1 – 1,3	4,2	Hersteller 2 - Datenblatt
Ferraris (100 A)	1	1,3 – 1,5	5,4	Hersteller 2 - Datenblatt
Ferraris	3	3,92	11,37	Hersteller 4 - EVU-Messung
Ferraris (versch. P_N)	3	3,6 – 4,0	15,9 – 16,2	Hersteller 1 - Datenblatt
Ferraris (100A)	3	3,3 – 3,6	14,1	Hersteller 2 - Datenblatt
Elektronischer MFZ	3	4,42	45,82	Hersteller 2 - EVU-Messung
Elektronischer MFZ	3	4,65	4,67	Hersteller 2 - EVU-Messung
Elektronischer MFZ	3	4,16	4,21	Hersteller 5 - EVU-Messung
Elektronisch (100 A)	3	6,0	31,5	Hersteller 1 - Datenblatt
Elektronisch (aktuell)	3	1,5	7,6	Hersteller 2 - Datenblatt

3.7.2 Daten eines Energieversorgungsunternehmens zur Lösung **SL04**

Die Anbindungsart D (vgl. Abbildung 6) über Wireless M-Bus ist für Ballungszentren gedacht, wo die Daten geographisch dicht beisammen liegender Smart Meter (etwa eines Wohnhauses) in einem lokalen Datenerfassungsnetz gemeinsam ausgelesen werden können. Die als "Last Mile" bezeichnete Distanz, die zur Anbindung der einzelnen Haushalte überwunden werden muss, fällt hier besonders kurz aus. Die Kommunikation läuft über ein Gateway, das über Wireless M-Bus mit den einzelnen Zählern kommuniziert und die konzentrierten Daten (über verschiedene denkbare Übertragungsvarianten) an das Head-End System übermittelt.

Hier wird zunächst die bei einem EVU getestete Lösung mit Zähleranbindung via Wireless M-Bus und WAN-Übertragung über FTTB beschrieben. Das EVU erklärte sich bereit, den Zwecken des Projekts Daten aus intern durchgeführten Leistungsmessungen zur Verfügung zu stellen.

Die Messungen wurden mit einer Memobox 808 unter Abnahme von Strom und Spannung an den Zuleitungen aufgenommen. Die Strommessungen wurden unter Verwendung von Stromzangen durchgeführt. Die Zuleitungen wurden in mehreren Windungen durch die Zangen geführt, um ausgehend von einem 1A Nennbereich eine höhere Auflösung nutzen zu können.

Zähler **SL04-SM** mit Wireless M-Bus Modul

Dieser beim EVU gemessene Zähler **SL04-SM-3ph** ist ein dreiphasiger Zähler, der fallweise an einem einphasigen bzw. an einem dreiphasigen Anschluss und stets lastfrei betrieben wurde.

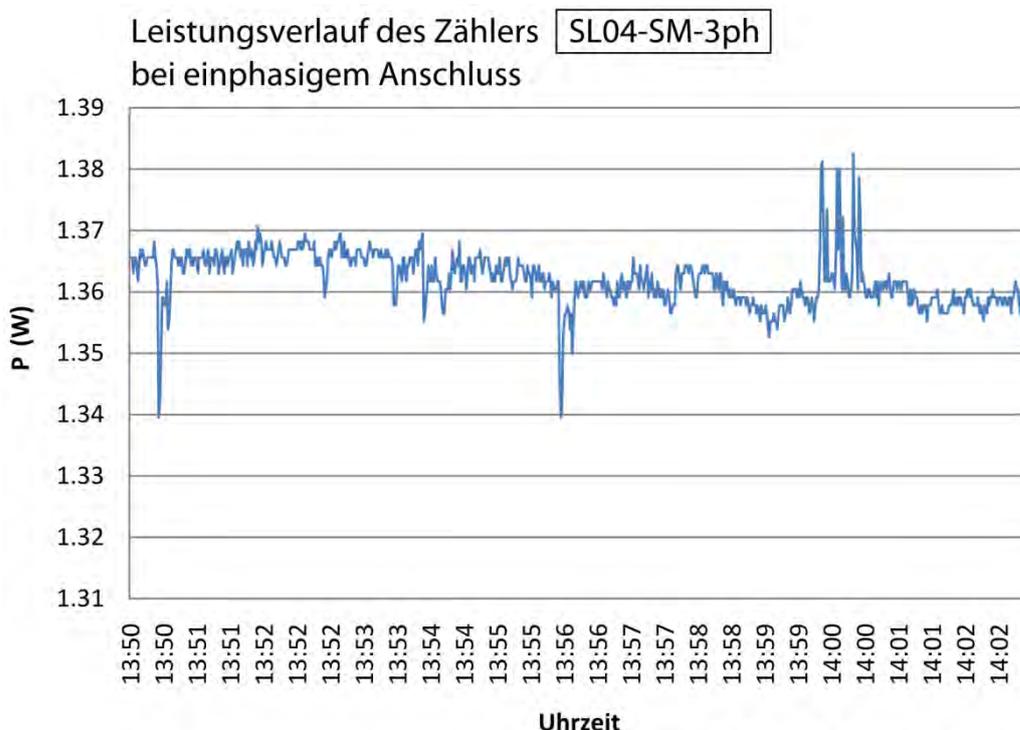


Abbildung 24: Leistungsaufnahme des *einphasig* angeschlossenen Zählers **SL04-SM-3ph**

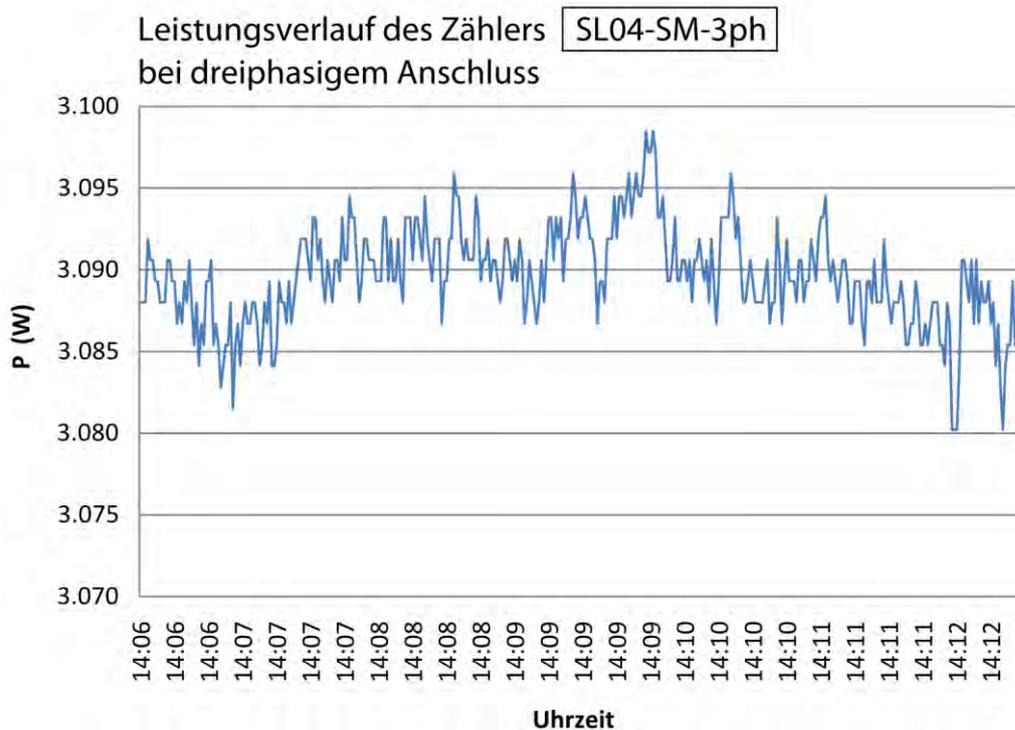


Abbildung 25: Leistungsaufnahme des *dreiphasig* angeschlossenen Zählers der **SL04-SM-3ph**

Die Zählerstände wurden im vorliegenden Anwendungsfall alle 40 Sekunden an das Gateway übersendet. Die Messungen der in Abbildung 24 und Abbildung 25 gezeigten Verläufe wurden bei einer zeitlichen Auflösung von 1 Sekunde vorgenommen. Auf den Messschrieben konnten keine Leistungssprünge ausgemacht werden, die den aktiven Übertragungsmodi via Wireless M-Bus zugeordnet werden könnten.

Die Leistungsverläufe stellen sich als weitgehend konstant heraus. Um die Schwankungen erkennbar darzustellen, wurde in den Diagrammen eine feine Skalierung in der Größenordnung von 10 mW gewählt.

Die am Messschrieb zum einphasigen Zähler erkennbaren Spitzen kamen nach Angaben des EVU zufolge von Spannungsschwankungen im Bereich von $\Delta U = 2 \text{ V}$ und einem Rundsteuersignal zustande.

Gateway **SL04-GW** und LWL-Bridge **SL04-BR**

Das Gateway, das z.B. in einem Wohnblock installiert wird, ist im Anwendungsfall des EVU über Lichtwellenleiter am Head-End angebunden. Es ist daher notwendig, über sogenanntes CPE (*Customer Premises Equipment*) das über Ethernet übertragene Signal auf Lichtimpulse umzusetzen – bei dem dafür zuständigen Gerät handelt es sich de facto um eine Bridge, die (funktionell gleich, aber in anderer Bauweise) auch am Datenknoten der Gegenstelle vorhanden sein muss.

Abbildung 26 zeigt Ausschnitte der Leistungsverläufe zu Gateway und Bridge. Diese beiden Geräte wurden über einen längeren Zeitraum von über 8h beobachtet, wobei sich auch hier weitgehend konstante Leistungslevels einstellten. Die 15-min periodischen Leistungsanstiege beim Gateway sind auf die Echtzeit-Übertragung der Viertelstunden-Werte an das Head-End zurückzuführen. Im Anwendungsfall wurden durch das Gateway Daten von 30 Zählern gesammelt, der Übertragungsvorgang an das HES dauerte dabei 28 Sekunden. Bei einer Vergleichsmessung mit 5 Zählern dauerte der Vorgang zwei Sekunden. Es wird aufgrund dessen für die Hochrechnung von einer Dauer einer Sekunde je Zähler ausgegangen.

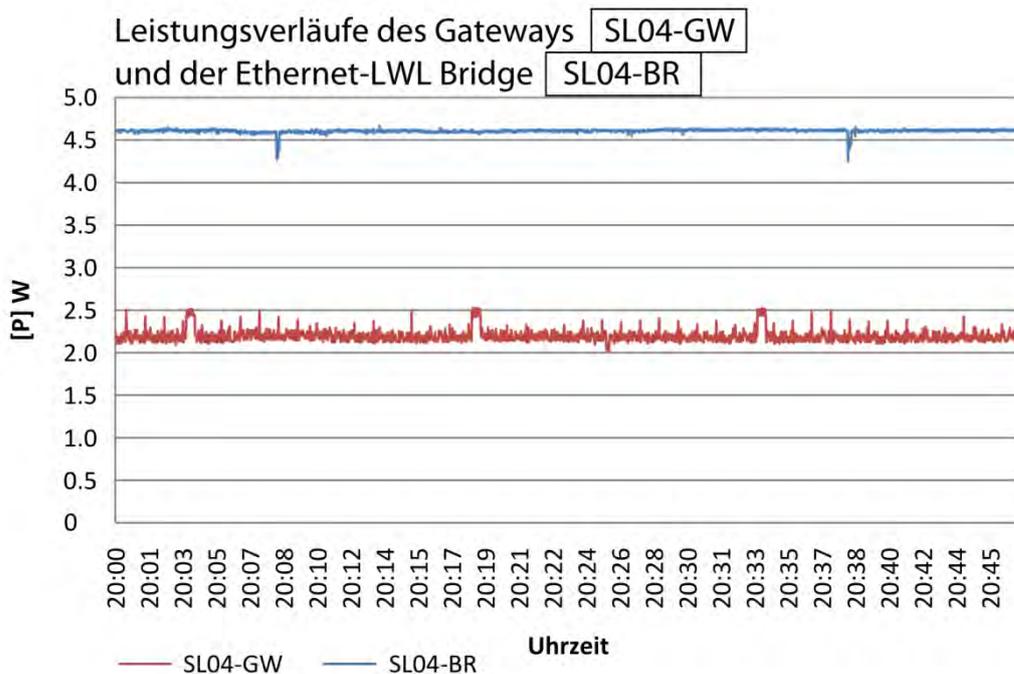


Abbildung 26: Leistungsaufnahmen des Gateways SL04-GW und der Ethernet-LWL Bridge SL04-BR

In Bezug auf die Bridge ist zu sagen, dass nach Abschluss der Messung ein weiteres daran angeschlossenes Ethernet-Gerät abgesteckt und im Zuge dessen ein Leistungsabfall von $\Delta P = 0,29 \text{ W}$ beobachtet wurde (siehe Abbildung 27). Der aus dem 8h-Verlauf erhaltene Wert wird aus dem Grund nach unten korrigiert.

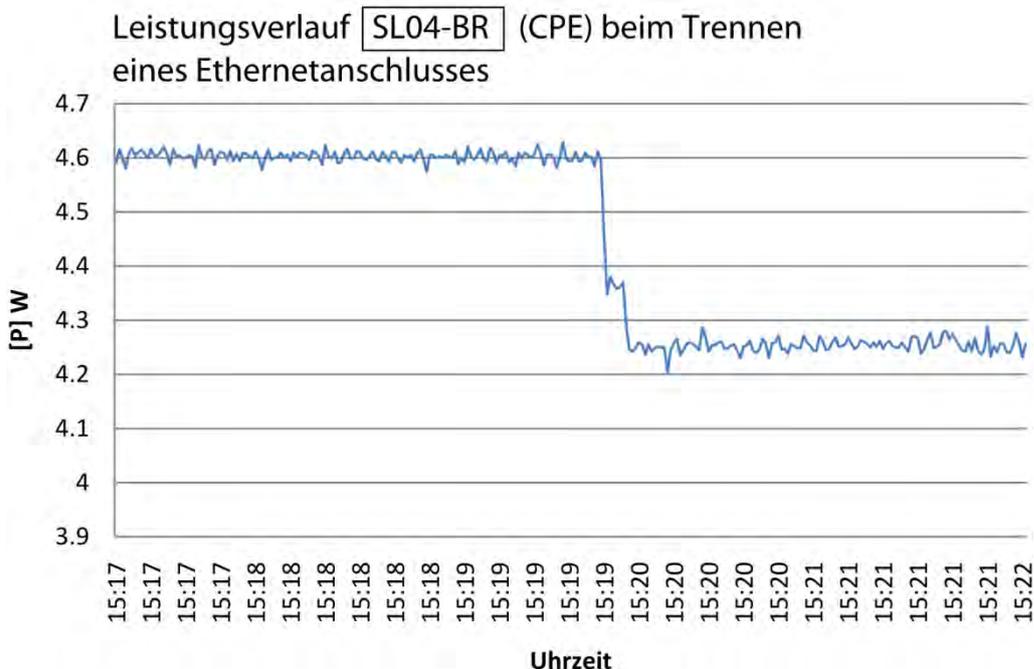


Abbildung 27: Leistungssprung im Zuge der Trennung eines Ethernetanschlusses an der Ethernet-LWL Bridge

In Tabelle 10 sind die einzelnen Leistungswerte der Geräte für die Anbindung mithilfe der Lösung SL04 aufgelistet. Das EVU gab weiter an, dass der Anschluss eines CPE an die

LWL-Infrastruktur an der Gegenstelle eine Durchschnitts-Leistungsaufnahme von „etwa 0,6 W“ verursacht.

Tabelle 10: Leistungsaufnahmen der Geräte aus SL04, durch Messungen bestimmt

Mittlung der Leistungsaufnahmen zur Lösung SL04			
Gerät	Betriebszustand	Mittlungsdauer (min)	P (W)
Zähler SL04-SM-3ph, einphasiger Anschluss	Realistischer Mittelwert	12	1,36
Zähler SL04-SM-3ph, dreiphasiger Anschluss	Realistischer Mittelwert	6	3,09
Gateway SL04-GW	Aktive Komm.	16	2,47
	Inaktive Komm.	484	2,18
Differenz ΔP:			0,29
Ethernet-LWL Bridge SL04-BR	Realistischer Mittelwert	500	4,23

3.7.3 Inputs von Geräteherstellern

Zähler mit PLC-Anbindung – SL05

Ein Zählerhersteller führte für den Projektzweck im betriebsinternen Labor Messungen an einem modularen Dreiphasenzähler aus der eigenen Produktpalette durch. In den Zähler war ein PLC-Modul eingebaut. Die Messungen wurden unter Verwendung eines Präzisions-Wattmeters der Marke Infratek vom Typ 304B durchgeführt.

Aus diesen Messungen ergaben sich Leistungsmittelwerte gemäß Tabelle 11.

Tabelle 11: Messergebnisse zum dreiphasigen Zähler der Lösung SL05

Gemessene Leistungsaufnahmen des modularen Dreiphasenzählers SL05-SM-3ph	
Messobjekt/Betriebzustand	P (W)
Basiszähler, dreiphasig	1,00
PLC-Kommunikationsmodul inaktiv	1,75
PLC-Kommunikationsmodul aktiv	2,40

Auf Basis der Ergebnisse erkennt man, dass sich die Gesamtverbräuche des Zählers in den Zuständen „aktive Kommunikation“ und „inaktive Kommunikation“ durch $\Delta P = 0,65 \text{ W}$ unterscheiden. Der Verbrauch für aktive Kommunikation liegt dementsprechend um $\Delta P/P = 23,6\%$ höher als im Grundzustand inaktiver Kommunikation.

Neben der Unterscheidung „Komm.-Modul passiv“ und „Komm.-Modul aktiv“ wurde innerhalb der durchgeführten Messreihen auch die Netzimpedanz der Versorgungsquelle im Intervall 2-10 Ohm variiert.

Der Hersteller interpretierte die erhaltenen Ergebnisse derart, dass der Eigenenergie-

verbrauch der untersuchten Zählertypen mit der im speziellen Fall implementierten PLC-Kommunikation mit großer Wahrscheinlichkeit von keinem für den Anwendungsfall anzunehmenden Einfluss (inkl. verschiedener Netztopologien, Datenaufkommen und Netzimpedanz) um mehr als 10% beeinflusst ist.

3.8 Analyse der Verbrauchsdaten der technischen Komponenten

Um später zählpunktbezogene Verbräuche entsprechend verschiedener Systemausprägungen berechnen zu können, werden in diesem Abschnitt die zeitlich gemittelten Wirkleistungsaufnahmen für alle involvierten Geräte aufgelistet. Um den Realbetrieb abzubilden werden zu diesem Zweck entweder unmittelbar die Daten der jeweiligen Messung übernommen oder im Falle verschiedener Betriebsmodi für entsprechende Lastkollektive kombiniert.

Dieser Modellierungsabschnitt entspricht somit dem Übergang von Punkt 1. auf Punkt 2. des „Zwiebelschemas“ in Abbildung 7.

3.8.1 Technische Komponenten zum Status quo

Unter ausschließlicher Verwendung der auf Messungen basierenden Daten aus Tabelle 9 ergeben sich die in Tabelle 12 gezeigten charakteristischen Wirkleistungsaufnahmen für die drei verschiedenen Geräteklassen zum Status quo (im Falle der elektronischen Multifunktionszähler wurden die drei vorhandenen Einträge gemittelt).

Tabelle 12: Charakteristische Wirk- und Scheinleistungen für die relevanten Zählertypen des Status quo

Zählertyp	P (W)	S (VA)
Ferrariszähler einphasig	1,43	4,13
Ferrariszähler dreiphasig	3,92	11,37
Elektronischer MFZ dreiphasig	4,41	18,23

Zum Vergleich werden in Tabelle 13 durchschnittliche Wirkleistungsaufnahmen angegeben, die aus dem Endbericht zur KEMA-Studie von 2009 hervorgehen.

Tabelle 13: Ungefähre Angaben zu Energieverbräuchen von Stromzählern aus der KEMA-Studie „Endbericht. Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering)“ [KEMA, 2009]

Gerät	Jahresenergie (kWh/a)	Leistungsaufnahme (W)
Ferrariszähler (Durchschnitt)	30	3,4
Elektronischer Zähler	13	1,5

Der im vorliegenden Bericht deutlich höher angesetzte Verbrauchswert für elektronische Zähler begründet sich damit, dass er sich auf ältere Zählergenerationen, wie sie dem installierten Bestand in Österreich bzw. der Schweiz entsprechen, bezieht.

3.8.2 Technische Komponenten zu Smart Metering Systemen

Die Abbildung 28 zeigt die im Projekt zugrundegelegte Kategorisierung nach den Klassen A, B, C und D, wovon jeweils spezielle Lösungen auf Grundlage der vorangegangenen Messungen bzw. mithilfe von Messdaten kooperierender Partner näher untersucht wurden.

Wie in Abschnitt 3.4.2 erläutert, wird primär nach der Anbindungsart im Datenerfassungsnetz unterschieden. Daraus leitet sich im Folgenden auch die Nomenklatur für die technischen Szenarien, bzw. die darin zum Einsatz kommenden technischen Komponenten ab (Näheres dazu in Kapitel 5).

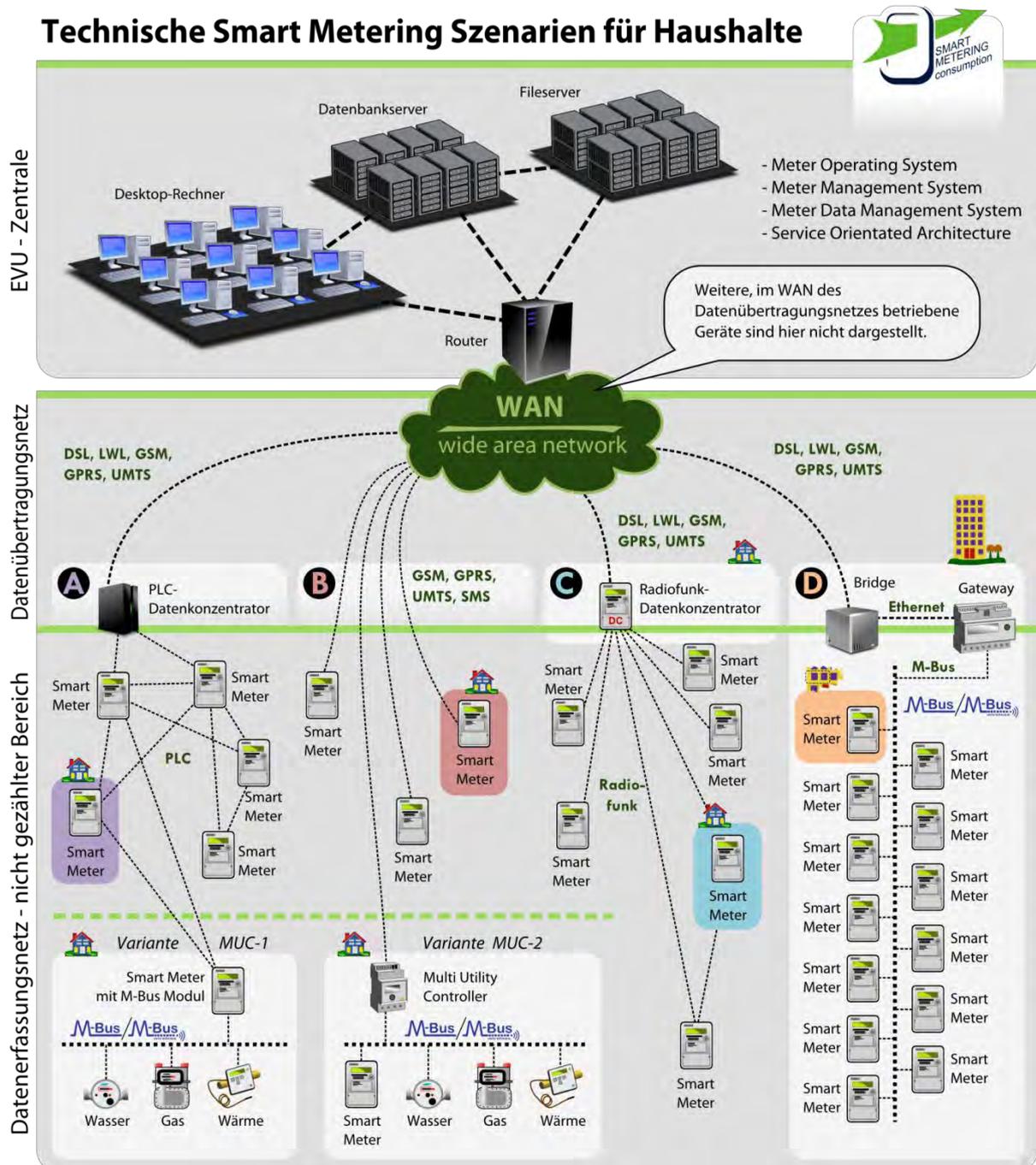


Abbildung 28: Technische Smart Metering Szenarien entsprechend der Kategorisierung nach Anbindungsart in die Typen A, B, C und D

Die Anbindungsarten lassen sich folgendermassen kurz beschreiben:

- A:** Anbindung mehrerer Zählpunkte an einen Datenkonzentrator mit Power Line Carrier als Übertragungsmedium. Die Zählpunkte agieren auch als Zwischenknoten, übernehmen also Repeating-Funktionen.
Übertragung der konzentrierten (gesammelten) Daten zum Head-End System (verschiedene Technologien kommen dafür in Frage).
- B:** Direkte Anbindung jedes einzelnen Zählpunkts an das Mobilfunknetz eines Telekommunikations-Operators, der die Daten an das Head-End System weitergibt. Ähnlich wie in der Mobiltelefonie wird jeder Zähler mit einem entsprechenden Sendemodul und einer SIM-Karte ausgestattet.
- C:** Anbindung mehrerer Zählpunkte an einen Datenkonzentrator (der als Modul in einem Zähler untergebracht ist) mit Funkübertragung. Organisation als Netzwerk mit Repeating-Funktionen, ähnlich wie bei Anbindungsart A.
Übertragung der konzentrierten (gesammelten) Daten zum Head-End System (verschiedene Technologien kommen dafür in Frage).
- D:** Anbindung mehrerer Zählpunkte eines Gebäudes oder Gebäudekomplexes an ein gemeinsames Gateway mittels M-Bus oder Wireless M-Bus.
Gebündelte Übertragung der Daten (ggfs. über eine Bridge, oder über ein Modem) an das Head-End System (verschiedene Technologien kommen dafür in Frage).

In den nachfolgenden Tabellen werden je nach verfügbarer Datensorte die Einträge zu den technischen Komponenten durch folgende Symbole gekennzeichnet:

- **R** (robuste Daten – i.A. selbst im Projekt durchgeführte Messungen),
- **I** (indikative Daten – i.A. aus Datenblättern bzw. Angaben Dritter) oder
- **X** (illustrative Daten, basieren auf konservativen Abschätzungen, nicht gesicherten Aussagen, etc.)

Herstellerspezifische Geräte stellen nicht die alleinige Grundlage zur Modellierung dar sondern gehören speziellen Lösungen an, aus denen sich verschiedene technische Szenarien innerhalb einer Basisvariante bilden lassen. Zum Beispiel lässt sich so - sofern Daten dazu vorliegen - bei der Berechnung des Gesamtverbrauchs zwischen einer Variante mit und einer ohne Abschaltvorrichtung innerhalb der Variante B unterscheiden.

Soweit es möglich war, wurden Leistungsaufnahmen gemäß gleicher Mindestfunktionalitäten ermittelt. Das bedeutet im Wesentlichen:

- Bidirektionale, echtzeitfähige Kommunikation
- Messen und Loggen (mind. 60 Tage) von viertelstündlichen Wirkleistungswerten
- Tägliche Abfrage von 96 Lastprofilwerten des Endkunden

Eine differenziertere Interpretation dieser Funktionalitäten und die Konsequenzen für die Vergleichbarkeit der Systeme erfolgt innerhalb der Ergebnis-Interpretation.

Abbildung der Prozesse beim Telekommunikations-Operator

Bei Anbindungsarten, die einen Datenkonzentrator bzw. ein Gateway zur Verbindung mit mehreren Haushalten verwenden, ist der Beitrag der Einrichtungen des Datenübertragungsnetzes zur zählpunktbezogenen Wirkleistung von untergeordneter Bedeutung, da die Anzahl entsprechender Verbindungen um Größenordnungen unter der Anzahl der Zählpunkte liegt.

Folgende prognostizierte Aufteilung der Übertragungsarten in den Smart Metering Übertragungsnetzen Österreichs geht aus der Capgemini Studie [Capgemini, 2010] hervor (eine ähnlich favorisierte Verteilung wird für die Schweiz angenommen):

- 35% Funksysteme
- 27% GPRS
- 24% Lichtwellenleiter
- 12% WiMax
- 2% DSL

Für die betroffenen technischen Szenarien werden aufgrund dessen zur Vereinfachung generell GPRS-Verbindungen angenommen.

Leistungsbezug in der Zentrale des EVU

Für alle technischen Szenarien wird ein zählpunktbezogener Leistungswert angenommen, der alle Aktivitäten in der Zentrale des EVU abdecken soll. Leider konnten direkt von Seiten mehrerer befragter EVU keine Anhaltswerte dazu eingeholt werden.

Die Modellierung würde hohen Aufwand erfordern, der den Rahmen der vorliegenden Studie übersteigt, da eine große Anzahl komplexer Prozessen berücksichtigt werden muss. Einen Überblick darüber verschafft Abbildung 29, entnommen aus der „Smart Metering Studie 2010“ von Horváth und Partners.

Meter Operating System	Meter Management	Meter Data Management
Systemmanagement und Parametrierung <ul style="list-style-type: none"> · Autokonfiguration und Anmeldung von Zählern (Parametrierung) · Monitoring, Logging und Reporting Konfigurierung von Geschäftsprozessen <ul style="list-style-type: none"> · Prozess- und Workflow Definitionen · Zählerdatenübernahme · Ausnahmebehandlungen und Alarmer · Update der Firmware · Prozessüberwachung und Service-Levels · Automatische Prozessanforderung · Logging Services für Schnittstellen · Auswertungen und Data Mining Funktionen 	Geräteverwaltung <ul style="list-style-type: none"> · Geräteauswertungsfunktionen (Installations- und Zertifikatsübersicht) · Stamm- und Bewegungsdatenverwaltung · Synchronisierung und Geräteverwaltung im Backend Konfigurierung von Geschäftsprozessen und Anwendungsfällen <ul style="list-style-type: none"> · Tarifmodelle und Tariffunktionen · Fernsperr- und -freischaltung der Zähler · Laststeuerung, Lastbegrenzung · Überwachung der Kommunikationsprozesse 	Datenverwaltung <ul style="list-style-type: none"> · Plausibilisierung der Messwerte · Ersatzwertbildung und Schätzklassen · Messreihenübergabeprozesse · Kennzeichnung von Abrechnungsdaten Auswertungsfunktionen für Messwerte <ul style="list-style-type: none"> · Logging und Reporting für Messfunktionen · Aggregation und Reporting · Data-Mining, Business Intelligence, Benchmarking Optionale Funktionen <ul style="list-style-type: none"> · Webservices für Visualisierungen von Messwerten · Mehrmandantenfähigkeit · Kundendatencluster · Unterstützung der Abrechnungsfunktionen

Abbildung 29: Begriffe und Komponenten in Smart Metering Systemen benutzter IT-Infrastruktur des EVU aus der "Smart Metering Studie 2010" [Horvath, 2010]

Für die Zwecke des SMC Projekts wird vereinfachend angenommen, dass ein mittelgroßes Energieversorgungsunternehmen für die Datenkommunikation, die Messdatenverarbeitung und die Messdatenspeicherung sowie Archivierung etwa 4 Server einsetzt. Weiter wird angenommen, dass kleine Energieversorgungsunternehmen diese Aufgabe an externe Dienstleister auslagern.

Der elektrische Leistungsbezug der Server wird als konstant angenommen und beträgt durchschnittlich 150 W (aus Messungen der „Fallstudien zu Energie- und

Kosteneinsparungen durch energieeffiziente Server“ [Encontrol, 2009]). Nicht eingerechnet wird der Stromverbrauch für die Kühlung und generell die Infrastruktur des Rechenzentrums.

Wir nehmen an, dass in der Schweiz 300 Unternehmen in Frage kommen, die Server für Smart Metering betreiben. Pro Unternehmen rechnen wir durchschnittlich mit 4 Servern (Datenbank, Kommunikation, 2 x Backup). Dies ergibt in der Schweiz eine Anzahl Server von 1.200, wobei auf einen Server durchschnittlich 4.300 Zähler entfallen.

Demzufolge werden pro Standort durchschnittlich 17.000 Zähler und pro Server durchschnittlich 4.300 Zähler verwaltet.

Die gleichen Annahmen und Verhältnisse werden auf die österreichischen Szenarien umgelegt: Für 4.300 Zählpunkte wird ein Server (150 W) notwendig. Die für die Server aufgenommene Wirkleistung wird in jedes technische Szenario eingerechnet (vgl. Tabelle 14) und in den folgenden Tabellen nicht extra aufgelistet.

Tabelle 14: Zählpunktbezogene Wirkleistung, die durch Prozesse in der zentralen IT des Smart Metering Systems anfällt, abgeschätzt anhand der Leistungsaufnahme der betriebenen Server

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\overline{P}_{ZP}	Daten-sorte	Quelle
IT - Server	Berechnung aus Leistungsaufnahme eines Servers, auf den 4.300 Zählpunkte entfallen.	35 mW	X	Konservative Abschätzung

Tatsächlich ist der auf IT entfallende Leistungsanteil stark davon abhängig, welche Daten wie oft ausgelesen werden müssen (z.B. tägliches Auslesen von Lastprofilen aller Kunden versus Auslesen der Tagesverbräuche bei 2% der Kunden) sowie davon, in welcher Form diese weiterverarbeitet werden müssen (welche Daten werden langfristig gespeichert, welche müssen in der Datenbank ständig spontan abrufbar sein, welche Berechnungen werden durchgeführt etc.). Dies ist den Netzbetreibern nach Stand der Dinge noch nicht genau bekannt.

Auflistung aller modellierten technischen Komponenten

Auf den folgenden Seiten werden alle technischen Komponenten, die später für die Rollout-Szenarien verwendet werden, in Tabellenform dargestellt.

Wichtig: Dabei entsprechen die Einträge für \overline{P} (W) den charakteristischen, zeitlich gemittelten Leistungsaufnahmewerten der Geräte bzw. der Leistungsaufnahmen, die verbrauchsbehafteten Prozessen zugeordnet werden. Ergänzende Hinweise werden ggfs. am Tabellenkopf des einzelnen technischen Szenarios gegeben.



Technische Komponenten zu den TSZ aus Kategorie A

Schmalband-PLC Anbindung an Datenkonzentrator

In die Kategorie A fallen Powerline Lösungen, die die Leitungen des Niederspannungs-Verteilnetzes als Datenübertragungsmedium verwenden. Dies geschieht durch Aufmodulieren eines Spannungssignals in der Größenordnung von etwa 3-10 Volt durch spezielle Modems. Bei den heute am Markt etablierten Lösungen liegen die genutzten Kanäle im Cenelec-A Frequenzband (3-95 kHz).

Tabelle 15: Technische Komponenten für das TSZ A_1

TSZ A_1 – Liste technischer Komponenten

Um für TSZ A_1 zeitlich gemittelte Werte für die Geräte des Datenerfassungsnetzes zu erhalten, wurden auf Basis der in Tabelle 6 angeführten Daten Kollektive aus den Betriebszuständen inaktiver Kommunikation, den Anmeldevorgängen und der Übertragung der Lastprofilaten gebildet.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorte	Quelle
<i>Einphasiger Zähler</i>	Einphasiger kompakter Zähler mit Breaker (SL02-SM-1ph)	3,13	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
<i>Dreiphasiger Zähler</i>	Dreiphasiger kompakter Zähler mit Breaker (SL02-SM-3ph)	4,68	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
<i>Datenkonzentrator</i>	Datenkonzentrator inkl. Netzteil, zur Installation in Trafostation vorgesehen.	11,56	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
<i>Datenkonzentrator-Modem</i>	Das zugehörige Modem dient zur Kommunikation mit dem Head-End via GPRS. (SL02-DK)	6,42	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
<i>TK-Operator</i>	Für Prozesse beim Operator wird pro Verbindung dieselbe Leistungsaufnahme wie für ein GPRS-Zählermodul angenommen	0,50	X	Konservative Annahme nach Diskussion mit Fachleuten (2012)

Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.

Tabelle 16: Technische Komponenten für das *TSZ A_2*

TSZ A_2 – Liste technischer Komponenten

Die Durchschnittswerte für die Zähler wurden aus den vom Hersteller erhaltenen Angaben (vgl. Tabelle 11) sowie in Ergänzung Datenblattangaben abgeleitet.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorte	Quelle
Einphasiger Zähler	Einphasiger, modularer Zähler mit Breaker. Annahme, dass in 20% der Betriebszeit das Komm.-Modul aktiv kommuniziert (SL05-SM-1ph)	2,33	I	Messungen durch Hersteller (2012), Hersteller-Datenblatt (2009)
Dreiphasiger Zähler	Dreiphasiger, modularer Zähler mit Breaker. Annahme, dass in 20% der Betriebszeit das Komm.-Modul aktiv kommuniziert (SL05-SM-3ph)	2,88	I	Messungen durch Hersteller, Aussage von Hersteller (2012)
Datenkonzentrator	Datenkonzentrator inkl. Netzteil und mit integriertem Modem. GPRS-Anbindung am Head-End	7,00	I	Hersteller-Datenblatt (2010)

Die technische Komponente *TK-Operator* wird aus *TSZ A_1* übernommen (Tabelle 15).
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.

B

Technische Komponenten zu den TSZ aus Kategorie B

Direkte Anbindung an Head-End-System mit Mobilfunktechnologie

Tabelle 17: Technische Komponenten für das TSZ B_1

TSZ B_1 - Liste technischer Komponenten

Der in Abbildung 15 gezeigte, für den Auslesevorgang nötige Energieaufwand am Zählpunkt entspricht hochgerechnet etwa 0,2 % des Jahresenergieverbrauches des 3-phasigen Smart Meters. Dies wurde hier für die Mittelwertbildung vernachlässigt.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorte	Quelle
Einphasiger Zähler	Einphasiger, modularer Zähler ohne Breaker, inkl. GSM/GPRS-Modul. (SL01-SM-1ph)	2,25	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
Dreiphasiger Zähler	Dreiphasiger, modularer Zähler ohne Breaker, inkl. GSM/GPRS-Modul. (SL01-SM-3ph)	2,55	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)

Die technische Komponente *TK-Operator* wird aus *TSZ A_1* übernommen.
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.

Tabelle 18: Technische Komponenten für das TSZ B_2

TSZ B_2 - Liste technischer Komponenten

Die durchschnittliche Wirkleistung für das Komm.-Modul wurde auf Basis der für **SL03** ermittelten Lastkollektive aus Datenblattangaben errechnet.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorte	Quelle
Einphasiger Zähler	Einphasiger, modularer Zähler mit Breaker.	0,80	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011) und Hersteller-Datenblatt (2011)
Dreiphasiger Zähler	Dreiphasiger, modularer Zähler mit Breaker.	1,35	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011) und Hersteller-Datenblatt (2012)
GSM/GPRS-Modul	Kommunikationsmodul für o. a. Zähler	0,50	I	Hersteller-Datenblatt (2009)

Die technische Komponente *TK-Operator* wird aus *TSZ A_1* übernommen.
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.



Technische Komponenten zu den TSZ aus Kategorie C

Funkanbindung an Datenkonzentrator

Tabelle 19: Technische Komponenten für das TSZ C_1

TSZ C_1 - Liste technischer Komponenten

Mit der konservativen Annahme, dass sich der Zeitaufwand des Zählermodul-Datenkonzentrators für Kommunikationsvorgänge bei Funkübertragung mit der Anzahl verbundener Zähler multipliziert, wurde aus den in Tabelle 4 angeführten Daten ein entsprechender Durchschnittswert hochgerechnet. Annahme: Mittelwerte entsprechen dem halben Spitzenwert. Mit diesem Ansatz wirkt sich der Einfluss in der Größenordnung von <1% des Grundverbrauchs (inaktive Komm.) aus.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorte	Quelle
Einphasiger Zähler	Einphasiger, kompakter Zähler mit Breaker. Zusatz-Modulslot (SL03-SM-1ph)	0,90	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
Dreiphasiger Zähler	Dreiphasiger, kompakter Zähler mit Breaker. Zusatz-Modulslot (SL03-SM-3ph)	1,41	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)
Datenkonzentrator (Zählermodul)	Dreiphasiger, kompakter Zähler mit Zusatzmodul, das Datenkonzentration und Kommunikation via GSM ermöglicht (SL03-DK-ZM)	2,30	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)

Die technische Komponente *TK-Operator* wird aus *TSZ A_1* übernommen.
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.



Technische Komponenten zu den TSZ aus Kategorie D

M-Bus Anbindung an Gateway

Tabelle 20: Technische Komponenten für das TSZ D_1

TSZ D_1 - Liste technischer Komponenten

Der Zähler ist ein EDL21 Zähler, speziell zur Anbindung via Wireless M-Bus vorgesehen und hat die entsprechende Schnittstelle integriert.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorter	Quelle
<i>Dreiphasiger Zähler, einphasiger Anschluss</i>	Dreiphasiger, kompakter Zähler mit integriertem M-Bus Kommunikationsmodul (SL04-SM-3ph)	1,36	I	Messung durch EVU (2011)
<i>Dreiphasiger Zähler, dreiphasiger Anschluss</i>	Dreiphasiger, kompakter Zähler mit integriertem M-Bus Kommunikationsmodul (SL04-SM-3ph)	3,09	I	Messung durch EVU (2011)
<i>Gateway</i>	Gateway, das über Wireless M-Bus angebundene Zählpunkte ausliest und in konzentrierter Form viertelstündlich über GPRS zum HES pusht	2,50	I	Hersteller-Datenblatt (2011)

Die technische Komponente *TK-Operator* wird aus TSZ A_1 übernommen.
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.

Tabelle 21: Technische Komponenten für das TSZ D_2

TSZ D_2 - Liste technischer Komponenten

Der Zähler ist ein modularer elektronischer Zähler, der um ein Wireless M-Bus Modul ergänzt wird. Da keine Daten zur herstellereigenen Modul-Lösung vorliegen, werden die robusten Leistungsdaten für das in der Variante *MUC-1* angegebene Modell herangezogen.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorter	Quelle
<i>Einphasiger Zähler</i>	Einphasiger, modularer Zähler mit Breaker.	0,80	I	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011) und Hersteller-Datenblatt(2011)
<i>Dreiphasiger Zähler</i>	Dreiphasiger, modularer Zähler mit Breaker.	1,35	I	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011) und Hersteller-Datenblatt (2012)

Die technischen Komponenten *Gateway* und *TK-Operator* werden aus TSZ D_1, das *Wireless M-Bus Modul* aus Variante *MUC-1* übernommen.
Die technische Komponente *IT-Server* wird aus Tabelle 14 zugezogen.

3.8.3 TSZ-Varianten

Die zuvor beschriebenen technischen Szenarien können durch folgende Varianten optional ergänzt/modifiziert werden.

Tabelle 22: Technische Komponenten für die *Variante MUC-1*

TSZ-Variante MUC-1 – Liste technischer Komponenten

In der Variante MUC-1 kommuniziert der Elektrizitätszähler mit dem HES und sammelt nebenbei Daten weiterer Verbrauchsmengengeräte. Verfügt der Zähler über keine Wireless M-Bus Schnittstelle, besteht fallweise die Möglichkeit zählerspezifische Module einzusetzen.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorter	Quelle
Wireless M-Bus Modul	Herstellerspezifisches Wireless M-Bus Zählermodul (M-Bus)	0,13	R	Im Projekt durchgeführte Messungen (2011)

Tabelle 23: Technische Komponenten für die *Variante MUC-2*

TSZ-Variante MUC-2 – Liste technischer Komponenten

In der Variante MUC-2 sammelt ein eigenständiges Gerät (MUC) die Daten aller Verbrauchsmengengeräte und sendet sie an das HES.

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	\bar{P} (W)	Daten-sorter	Quelle
MUC	MUC, der über Wireless M-Bus (bzw. andere Schnittstellen) angebundene Zählpunkte ausliest und in konzentrierter Form viertelstündlich über GPRS zum HES oder über PLC zum Datenkonzentrator pusht.	2,50	I	Hersteller-Datenblatt (2010)
MUC-DC	Datenkonzentrator, der zum MUC mit PLC-Anbindung gehört.	5,00	I	Hersteller-Datenblatt (2010)

Als weitere Möglichkeit werden hier Komponenten hinzugezogen, bei denen die Anbindung der Zähler an den MUC-C mittels CS-Schnittstelle funktioniert. Als Zähler werden moderne elektronische Zähler angenommen (keine Kommunikationsmodule in den Zählern vorhanden)

MUC (CS)	MUC Gateway, das u. a. über die CS-Schnittstelle verbundene Zähler auslesen kann und die Daten in konzentrierter Form über ein IP-Netz an das HES sendet	3,0	X	Pressemittlung des Herstellers zur Produkteinführung (2010)
----------	--	-----	---	---

Das MUC (CS) kann an ein IP-Netz angebunden werden. Es wird angenommen, dass dieses schon vor der Smart Metering Erschließung vorhanden ist und mit genutzt, somit nicht extra bilanziert wird.

Leistungsbezug für nachgerüstete elektronische Zähler zur Auslesung über die CS-Schnittstelle nach Variante MUC-2

Für den Fall, dass neu installierte Zähler ausschließlich über die CS-Schnittstelle ausgelesen werden sollen, werden folgende Daten, die sich auf den in Tabelle 9 angegebenen „Elektronischen Zähler (aktuell)“ beziehen, verwendet (Tabelle 24).

Tabelle 24: Zählpunktbezogene Wirkleistung für elektronische Zähler aktueller Generation

Techn. Komp.	Beschreibung (Referenz)	$\overline{P_{ZP}}$	Daten-sorte	Quelle
<i>Dreiphasiger Zähler, einphasiger Anschluss</i>	Dreiphasiger, kompakter elektronischer Zähler mit CS-Schnittstelle. Annahme der Leistungsaufnahme auf Basis der Verhältnisse in Bezug auf die Anschlussart vergleichbarer Produkte	0,7	X	Konservative Annahme (2012)
<i>Dreiphasiger Zähler, dreiphasiger Anschluss</i>	Dreiphasiger, kompakter elektronischer Zähler mit CS-Schnittstelle	1,5	I	Hersteller-Datenblatt (2010)

4 Ergebnisse

Die hier zusammengefassten Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf die Zählerprodukte und umfassen direkte (aus der Methodik resultierende) und indirekte Projektergebnisse (Erkenntnisse zufolge erweiterter Recherche, Verwertung von Expertenaussagen, etc.) zu den Zählern. Jegliche weitere systemweit auftretende Wirkleistungsaufnahmen (im Datenübertragungsnetz, der Zentrale des EVU etc.) werden später in den technischen Szenarien in Kapitel 5 berücksichtigt.

4.1 Vergleich der untersuchten Stromzähler

Die folgende Tabelle 25 bietet einen direkten Vergleich zum Überblick der charakteristischen, zeitlich gemittelten Wirkleistungsaufnahmen durch die Stromzähler des Status quo sowie durch die Smart Meter (im Falle modularer Geräte: Basiszähler inkl. Kommunikationsmodul).

Tabelle 25: Vergleich der untersuchten Stromzähler

Kategorie	Status quo (*) <i>Keine Fernauslesung</i>			
	Ferrariszähler		Elektronischer MFZ	
	1ph	3ph		3ph
Charakteristische Leistungsaufnahme	1,43 W Tab. 12	3,92 W Tab. 12		4,41 W Tab. 12

Kategorie (Anbindungsart)	A (*) <i>Schmalband-PLC Anbindung an Datenkonzentrator</i>				B (*) <i>Direkte Anbindung an Head-End-System mit Mobilfunktechnologie</i>			
	A_1		A_2		B_1		B_2	
	1ph	3ph	1ph	3ph	1ph	3ph	1ph	3ph
Charakteristische Leistungsaufnahme	3,13 W Tab. 15	4,68 W Tab. 15	2,33 W Tab. 16	2,88 W Tab. 16	2,25 W Tab. 17	2,55 W Tab. 17	1,30 W Tab. 18	1,85 W Tab. 18

Tabelle wird umseitig fortgesetzt.

(*) Eine Beschreibung der technischen Komponenten und der Kategorisierung nach Anbindungsart der Smart Meter erfolgt im Abschnitt 3.8.2 (siehe auch Tabellenverweise bei den Werten zur charakteristischen Leistungsaufnahme).

Kategorie (Anbindungsart)	C (*) <i>Funkübertragung an Datenkonzentrator</i>		D (*) <i>M-Bus Anbindung an Gateway</i>			
	C_1		D_1		D_2	
Technisches Szenario	C_1		D_1		D_2	
Phasenzahl des Zählers	1ph	3ph	1ph	3ph	1ph	3ph
Charakteristische Leistungsaufnahme	0,90 W Tab. 19	1,41 W Tab. 19	1,36 W Tab. 20	3,09 W Tab. 20	0,80 W Tab. 21	1,35 W Tab. 21

(*) Eine Beschreibung der technischen Komponenten und der Kategorisierung nach Anbindungsart der Smart Meter erfolgt im Abschnitt 3.8.2 (siehe auch Tabellenverweise bei den Werten zur charakteristischen Leistungsaufnahme).

4.2 Zuordnung des Energieverbrauchs zu Produktmerkmalen der Smart Meter

Im Unterschied zu Ferrariszählern führen Smart Meter mehrere Funktionen aus. In diesem Unterabschnitt werden zunächst Aspekte, die direkt mit der Erfüllung der Grundfunktionen „Messen – Loggen – Übermitteln“ zu tun haben, beschrieben. Weitere Aspekte sind in der Überschrift mit „(Zusatzfunktion)“ gekennzeichnet.

Phasenzahl

Entsprechend der vorliegenden Eingangsdaten liegt der Faktor zwischen dem Verbrauch des einphasigen und des dreiphasigen Ferrariszählers beim Wert 2,74 – auch zufolge der Recherche von Datenblättern bestätigt sich das annähernd Dreifache als typisch. Dies ist naheliegend, da der elektromechanische Apparat im Wesentlichen für jede Phase gleich ist und das Zählwerk über eine gemeinsame Welle angetrieben wird.

Bei elektronischen Zählern verhält sich dies anders, da Halbleiter-ICs, ein Display u. a. elektronische Bauteile mit Energie versorgt werden müssen, wobei der darauf entfallende Stromverbrauch teilweise für den ein- wie auch dreiphasigen Zähler gleich ist. Dies trifft im Falle von Smart Metern insbesondere auf die Versorgung des Modems zu, bei PLC-Lösungen jedoch wiederum nur teilweise, da auf allen vorhandenen Phasen Spannungssignale aufmoduliert werden. Weiters setzen einige Hersteller bei ein- und dreiphasigen Zählern auf unterschiedliche Netzteiltechnologien. So kann es sich in der dreiphasigen Ausführung um ein optimiertes Schaltnetzteil handeln und beim einphasigen Zähler um einen Spannungsteiler mit entsprechend schlechterem Wirkungsgrad.

Das Verhältnis zwischen den Verbräuchen drei- und einphasiger Zähler derselben Produktlinie hängt also von mehreren Details ab. Für die im Projekt näher untersuchten Zählerprodukte ergaben sich folgende Verhältniszahlen:

1,50 – 1,24 – 1,13 – 1,69 – 1,57 – 2,27 – 1,69

Zwischen kleinstem und größtem Verhältniswert liegt ein Faktor 2. Aus diesem Grund ist es generell sinnvoll, für die Hochrechnung von Gesamtverbräuchen einer Region zwischen einphasigen und dreiphasigen Zählpunkten der herangezogenen technischen Szenarien zu unterscheiden, sofern ein signifikanter Anteil einphasiger Zähler im Zählerpark der Region vorliegt.

Datenübertragungsart und Kommunikationssystem

Aus einer Unterscheidung nach den Übertragungsarten der Kategorien A, B und C gehen die PLC-Lösungen (Kategorie A) als die energieintensivsten hervor. Diese Aussage ist alleinstehend nicht zulässig, jedoch für einen modularen Zähler, für den Messdaten zum Betrieb mit unterschiedlichen Kommunikationsmodulen (PLC und GPRS) vorliegen, belegbar. In diesem Fall verbrauchte der dreiphasige Zähler im PLC-Betrieb um 13% mehr Energie als mit GPRS-Modul.

Zur seriösen Angabe eines Prozentsatzes, der ein Verhältnis zwischen Klassenmittelwerten (etwa Kategorie A vs. Kategorie B) angibt, müssten Vergleichsmessungen an einer größeren Anzahl von Produkten durchgeführt werden.

Zufolge der Aussagen mehrerer Hersteller richtet sich bei den PLC-Systemen der Eigenverbrauch unmittelbar nach der Art der Systemimplementierung. Anders als etwa bei einem GPRS-Modul sind die Entwicklungen zu PLC-Modems bzw. des gesamten (proprietären) Kommunikationssystems immer noch in Gange bzw. stehen Migrationen auf andere, offen standardisierte Systeme bevor. Diese werden vor allem im EU-Forschungsprojekt "OPEN meter" mit dem Ziel interoperable Systeme zu schaffen, vorangetrieben.

PLC-Systeme wurden hauptsächlich aufgrund günstiger Business Cases populär, da sie die Auslesung im Datenerfassungsnetz ohne Fremd-Infrastruktur ermöglichen (die Zählerauslesung über Mobilfunktechnologie macht EVU hingegen von Telekommunikations-Anbietern abhängig).

Die Nutzung von Leitungen, die nicht als Signalleitungen konzipiert wurden, erfordert hoch komplexe Übertragungsmechanismen und Korrekturmaßnahmen. Dies liegt an den schwierigen Anforderungen, die vom Übertragungsmedium her rühren. Bei der Übertragung im heute genutzten Cenelec A Band (3-95 kHz) werden verschiedene Subfrequenzbänder genutzt, die verschiedene Baudraten zulassen. Welches davon letztlich zur aktiven Übertragung genutzt werden kann, hängt davon ab, wie stark die einzelnen Bereiche von Störungen belastet sind und wie groß die im jeweiligen Bereich auftretende Netzimpedanz ist. Beides ist permanenten Fluktuationen unterworfen.

Die Netzimpedanz wird zufolge mancher Expertenaussagen durch den immer häufigeren Einsatz von Schaltnetzteilen in Elektrogeräten bzw. auch Wechselrichtern in den nächsten Jahren tendenziell sinken und die Übertragung im Cenelec A Band deutlich erschweren. In den Standardisierungsgremien wird daher nicht nur das Ziel offener Standards, sondern vor allem auch robusterer Übertragungsverfahren verfolgt. Die sogenannten OFDM-Verfahren sollen entscheidende Verbesserungen bringen, dürften jedoch zur Signalaufbereitung rechenintensiver arbeiten (es müssen permanent Frequenztransformationen durchgeführt werden). Wenn dafür Daten mit weniger Anläufen (Wiederaussendungen, Frequency Hoppings und Repeatings) übermittelt werden können, dürfte sich dies jedoch wieder relativieren. Als weiterer Ausweg wird die Verlagerung in einen anderen Frequenzbereich genannt, der von 150 bis 500 kHz reicht, in Europa jedoch derzeit nicht reguliert ist. Darauf sind die OFDM-Verfahren Prime und G3 bereits vorbereitet.

Auch Funksysteme haben mit unterschiedlichen Übertragungsbedingungen umzugehen, zufolge der Wetterlage (Luftfeuchtigkeit), vor allem aber aufgrund von Störfeldern bzw. die Abschirmung durch Objekte entlang der Funkstrecke.

Sowohl in PLC- wie auch Funksystemen werden i.d.R. Netzlisten verwendet, die beim Datenkonzentrator hinterlegt sind und in unterschiedlichen Intervallen aktualisiert, oder - nach Aussage eines Herstellers - nur einmal bei Inbetriebnahme des Subnetzes initialisiert werden. Darin sind für jeden Zählpunkt die günstigsten Verbindungspfade (aus Signalstärken ankommender Signale bestimmt) gespeichert und mit entsprechenden Prioritäten verknüpft. Somit "weiß" der Datenkonzentrator über welche Verbindungspfade (Knoten, die als Repeater fungieren) die einzelnen Zähler erreicht werden können. Je nach Verbindungsqualität durchläuft das von einem Zählpunkt ausgesendete Signal eine oder auch mehrere Repeatings, die um die Übertragung zeitlich zu begrenzen einen gewissen Maximalwert erreichen dürfen (je nach Hersteller z.B. Creditstufe oder Hop-Ebene genannt).

Wenn sich die Organisation der Übertragung aufgrund dieser Auswahl von Aspekten in einem permanenten Wandel befindet, so ist klar, dass zur Aufrechterhaltung der Verfügbarkeit einzelner Zähler ein ständiger Overhead als Dauerleistungsaufnahme anfällt. Dies erklärt, warum sich die Leistungsaufnahmen von PLC-Zählern zwischen dem Status inaktiver Kommunikation (permanente Durchführung von sogen. Keep-alive-Funktionen, tatsächlich werden zwischen den Zählpunkten Handshakes ausgeführt) und dem Status aktiver Informationsübertragung häufig nur durch eine geringe Differenz unterscheiden.

Bei den Messungen des IFEA waren im Versuchsaufbau unter Laborbedingungen keine Änderungen der Leistungsaufnahme nachweisbar, die allein von der Kommunikation von Befehlen verursacht worden wären. Im Falle der PLC-Lösung mag dies auch daran liegen, dass der Leitungsabstand zwischen dem Zähler und dem Datenkonzentrator unter einem Meter betrug und aufgrund der hohen Schleifenimpedanz besonders günstige Übertragungsbedingungen vorlagen.

Von Fachleuten der Branche wurden wiederholt folgende Hinweise gegeben, die vor allem auf Eigenverbrauchsmessungen im Labor zu beziehen sind:

- "Die Konfiguration der an der Kommunikation beteiligten Endgeräte wird in der Regel von den Netzbetreibern nach konservativeren Ansätzen eingestellt werden, als dies ein Systemanbieter vorschlägt. Dies ist im Sinne einer erhöhten Verfügbarkeit der Zähler und in Folge einer besseren Versorgungssicherheit zu erwarten."
- "Kommunikationsnetze werden sich in größerem Maßstab anders verhalten, als dies im Maßstab der meisten Pilotprojekte der Fall sei. Dies liegt einerseits an erhöhten Anforderungen in manchen Anwendungsfällen (Störfelder bei drahtloser Übertragung, Störungen bzw. Netzimpedanzen bei PLC-Kommunikation) und in Folge der Notwendigkeit, Abfragen entsprechend öfter zu wiederholen, Repeaterfunktionen intensiver einzusetzen, Sendeleistungen anzuheben, etc."
- "Die Repeaterfunktionen im Besonderen sind bei manchen Übertragungsnetzen fixer Bestandteil, damit die Erreichbarkeit aller Zähler im WAN bzw. eines Mindestprozentsatzes überhaupt gegeben ist. Die realen Situationen ist im Labor schwer bzw. nur behelfsmäßig nachzubilden."
- "Wie viele Zähler tatsächlich je Repeater eingesetzt werden würden, und welche ggfs. nötigen Zusatzgeräte noch benötigt würden, die in Musternetzen nicht enthalten sind, ist eine Frage des konkreten Anwendungsfalls."

Messprinzip

Wie auch beim klassischen Ferrariszähler werden bei allen elektronischen Zählern getrennte Systeme zur Spannungs- und Strommessung eingesetzt, die im Zusammenwirken die Erfassung von elektrischen Leistungswerten und durch zeitliche Integration die Berechnung von Energieverbrauchswerten ermöglichen.

- Zur Spannungsmessung werden bei allen untersuchten Lösungen Spannungsteiler verwendet (damit wird die Phasenspannung auf einen kleinen Wert skaliert, der über einen AD-Wandler digitalisiert werden kann)
- Zur Strommessung werden verschiedene Prinzipien angewandt. Vor dem Hintergrund einer kostengünstigen Umsetzung und der Unempfindlichkeit bezüglich magnetischer Störfelder sind Messshunts am populärsten. Dies sind definierte Widerstände, die bei Stromdurchfluss einen proportionalen Spannungsabfall aufweisen, der wiederum gemessen und digitalisiert werden kann.

Weiters werden auch Hallsensoren, seltener Rogowskispulen und Mutual Conductance Transformer eingesetzt.

Im Projekt konnten den Messprinzipien keine charakteristischen Eigenenergieverbräuche zugeordnet werden. Diese dürften in erster Linie davon abhängen, welche Eingangsschaltungen zur Signalaufbereitung verwendet werden, inwieweit diese in Halbleiterlösungen integriert sind bzw. mit welcher Frequenz abgetastet wird.

Integration von Einzelfunktionen

Wie im vorigen Abschnitt angedeutet ist der Eigenenergieverbrauch eines Smart Meters stark mit dem Integrationsgrad der einzelnen Gerätefunktionen verbunden. So spielt es eine große Rolle, ob der Messteil und der Kommunikationsteil getrennte (jeweils für sich optimal ausgelegte) Spannungsversorgungen besitzen bzw. generell ob das Zählerprodukt modular oder kompakt aufgebaut ist.

Auch die Auswahl an Chips (z.B. für rechenintensive Signalbearbeitung im Kommunikationsteil) kann eine große Rolle spielen.

Letztlich hat die Detailumsetzung aller Einzelfunktionen, selbst einfacherer Dinge wie der Magnetfeldererkennung oder der Erkennung des Öffnens des Klemmendeckels Konsequenzen für den Gerätegesamtverbrauch.

Abschaltvorrichtungen – Breaker (Zusatzfunktion)

Die Abschaltvorrichtung ist genau genommen kein Smart Metering Feature, da sie nicht zur Stromzählung sondern zur Durchführung von Inkasso-Vorgängen durch die EVU aus der Entfernung eingesetzt wird.

Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Relais, die für jede Phase des Zählers benötigt werden, um die Endenergieabgabe unterbrechen und auch wiederherstellen zu können.

Auswirkungen auf den Eigenenergieverbrauch des Zählers können in zwei Formen auftreten:

1. Durch Spannungsabfälle aufgrund von Übergangswiderständen, die an den Schaltkontakten als serielle Leitungswiderstände auftreten
2. Durch permanente Aufwände in Form von Halteenergie, um die Relais in einem bestimmten Schaltzustand zu halten

ad 1.) Von einem Hersteller wird im Datenblatt bei den Spezifikationen zur Abschaltvorrichtung bspw. folgende Verlustleistung, die bei maximal zulässigem Stromfluss auftritt, angegeben:

- Max. Stromfluss I_{max} je Phase 100 A
- Verlustleistung P_V je Phase bei I_{max} 5,5 W

Aus diesen Werten lassen sich Kontaktwiderstände von 550 μOhm berechnen. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Verlustleistung vom Strom ergibt sich daraus bspw. bei 5A die weit geringere Verlustleistung von 13,75 mW.

Es wird daher abgeleitet, dass im zeitlichen Durchschnitt die Verlustleistungen klein ausfallen und nur in Spitzenzeiten relevant werden.

ad 2.) In vielen Fällen werden von den Herstellern bistabile Relais verwendet. Dies bedeutet, dass in keinem der beiden Schaltzustände ein permanenter Energieeinsatz für die Abschaltvorrichtung nötig ist, da sie ohne Zutun im aktuellen Zustand bleibt.

Lediglich für den selten eintretenden Schaltvorgang selbst wird eine (unbedeutende) Energiemenge nötig. Je nach Detaillösung kann es sein, dass ein kleiner Leistungsbezug zur regelmäßigen Überwachung des Relaiszustands aus der Entfernung anfällt.

Power Quality Features (Zusatzfunktion)

Die Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ [EN 50160, 2010] bezweckt Definition und Festlegung von Spannungsmerkmalen hinsichtlich Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen.

Netzbetreiber müssen dementsprechend Qualitätsmerkmale innerhalb definierter Grenzen erfüllen - dies betrifft auch das Niederspannungsverteilnetz und aus diesem Grund bieten einige Smart Meter Funktionen an, die die Beurteilung erleichtern sollen. Allerdings befindet sich kein Smart Meter am Markt, mit dem die genaue Überwachung aller Parameter möglich ist. Limitierend ist hier vor allem die Beurteilung des Oberschwingungsgehalts, da zur Erfassung der höchsten (lt. Norm der 25.) harmonischen Ordnung zumindest die doppelte Abtastfrequenz zur Spannungsmessung verwendet werden muss. Dies und in Folge die Durchführung von Fourieranalysen beim Zählpunkt sind relativ rechen- und somit energieintensiv.

Die allermeisten Zählerhersteller bieten daher Power Quality Analysen nur bis zu einer niedriger angesetzten harmonischen Ordnung an, bzw. wird mit einfachen Spannungsqualitätsparameter wie kurzfristige Überhöhungen und Senkungen etc. das Auslangen gefunden.

4.3 Sensitivität des Smart Meter Eigenverbrauchs

Die in Abschnitt 3.5.2 beschriebenen Messreihen zur Feststellung der Sensitivität in Bezug auf physikalische Parameter von Netz- wie auch Lastseite (ohne Kommunikationslast) brachten folgende Erkenntnisse:

Abhängigkeit vom Laststrom

Die Verbräuche zufolge verschieden eingestellter Lastströme variierten nur geringfügig. Es handelte sich offenbar um ohmsche Serienwiderstände in den Strompfaden der Zähler. Dafür spricht die nach einer quadratischen Funktion verlaufende Verlustleistung, die im Diagramm Abbildung 14 aufgetragen wurde. Bei 16 A betrug der höchste gemessene Mehrverbrauch eines dreiphasigen Zählers +0,43 W.

Abhängigkeit von der Netzspannung

Die Verbrauchsänderungen zufolge verschieden eingestellter Netzspannungen variierten von -0,3 W (bei 210 V) bis +0,2 W (bei 250 V). Unter der Annahme gleichverteilter Streuung um den Sollwert von 230V ist dieser Effekt für den Hochrechnungszweck vernachlässigbar.

Abhängigkeit vom Oberschwingungsanteil im Spannungssignal

Die Variation der Oberschwingungsanteile der Netzspannung (THD) hatte gemäß den vier getesteten Szenarien Verbrauchsüberhöhungen von max. +0,3 W zur Folge. Dieser Wert trat bei THD 4 auf, wobei der Anteil der dritten Ordnung mit 4,2% bereits nahe dem in EN 50160 zugelassenen Limit von 5,0 % lag.

Abhängigkeit vom Leistungsfaktor der Last

Der Leistungsfaktor hatte keinen signifikanten Einfluss auf den Eigenverbrauch der Zähler. Da man hiermit an die Grenzen der Messgenauigkeit stößt, kann der Einfluss des Leistungsfaktors gänzlich vernachlässigt werden.

Temperaturabhängigkeit

Bei den Labormessungen stellte sich heraus, dass ausgehend vom kalten Zustand eines Zählers nach Inbetriebnahme eine Wartezeit von 20 Minuten eingehalten werden sollte, während der sich die Leistungsaufnahme noch signifikant verändern kann. Für Messungen an stationär betriebenen Zählern ist dies natürlich unerheblich.

Zusammenfassung

Gemäß den für das Projekt durchgeführten Messreihen an drei verschiedenen Zählerprodukten ist die Abhängigkeit des Eigenverbrauchs von der Netzspannung, von deren Oberschwingungsgehalt, vom Laststrom und vom Leistungsfaktor der vorliegenden Last nur sehr schwach ausgeprägt. Damit lässt sich sagen, dass die untersuchten physikalischen Parameter, die bezüglich der gewählten Variationen allenfalls typischen Bedingungen in der Schweiz bzw. Österreich genügen, entweder vernachlässigbare oder nur untergeordnete Auswirkungen auf Hochrechnungen von Gesamtverbräuchen haben.

Abgesehen von Phasen aktiver Datenübertragung sind auch die Mehraufwände infolge abgesendeter Befehle und Schaltvorgänge sehr klein. Für die Hochrechnung können daher diese Einflüsse vernachlässigt und als Idealisierung über das ganze Jahr eine konstante Leistungsaufnahme des Zählers angenommen werden, für die lediglich die vom Grundzustand verschiedenen Phasen aktiver Datenübertragung (zumindest bei PLC-Übertragung) berücksichtigt werden sollten.

5 Entwicklung von Verbrauchsszenarien

Gemäß der Beschreibung der Methodik (vgl. Abschnitt 3.4.3) erfolgt ausgehend von den zeitlich gemittelten Leistungsaufnahmen durch die Komponenten die Modellierung in den folgenden zwei Schritten:

- Zusammenstellung *technischer Szenarien*, die im Wesentlichen durch die Umsetzung von Datenerfassungs- und -übertragungsnetz bestimmt sind. Weitere Unterscheidungen ergeben sich durch die eingesetzten Geräte an den Netzknoten sowie die Organisation des Datenerfassungsnetzes und die Übertragungsarten.
- *Rollout-Szenarien* als Kombinationen technischer Szenarien und – wo gegeben – weiteren Annahmen zu Region und Netztopologie (Anzahl und Verteilung 1-/3-phasiger Zählpunkte) bzw. Bezug auf konkrete Policies.

Mit dieser Aufteilung sind die zunächst entwickelten technischen Szenarien zwar nicht universell, aber in Grenzen flexibel auf verschiedene nationale Rollout-Szenarien anwendbar, sodass sich die Berechnungen für die gesamte Schweiz sowie Gesamt-Österreich auf derselben Basis darstellen lassen.

Erst beim Übergang auf die Rollout-Szenarien werden aus den zählpunktbezogenen Wirkleistungsaufnahmen Jahresenergieverbräuche berechnet. Dies ermöglicht eine leichtere Nachvollziehbarkeit bzw. Anpassung des Datenstocks und verringert die Fehleranfälligkeit in der Berechnung.

5.1 Zusammenstellung technischer Szenarien

In Tabelle 26 bis Tabelle 30 werden die zählpunktbasiereten systemweiten Wirkleistungsaufnahmen aufgelistet.

Die Bezeichnung der Szenarien (z.B. „C_1 – 60ZP“) setzt sich folgendermassen zusammen:

A/B/C/ ... Kategorie, unterschieden nach Anbindungsart im Datenerfassungsnetz (vgl. Abschnitt 3.8.2).

1/2/3/ ... Herstellerspezifische Lösung, die im Projekt untersucht wurde

XXZP ... Unterscheidung durch getroffene Zusatzannahmen, etwa die Anzahl der Zählpunkte (ZP), die auf einen Datenkonzentrator entfällt.

Die zählpunktbasierte systemweite Wirkleistungsaufnahme $\overline{P_{ZP}}$ (W) eines technischen Szenarios wird aus den Wirkleistungswerten der technischen Komponenten zusammengesetzt, die dem Szenarien angehören. Dieser Modellierungsabschnitt entspricht dem Übergang von Punkt 2. auf Punkt 3. des „Zwiebelschemas“ in Abbildung 7.

In einigen Fällen (etwa im Falle eines Datenkonzentrators) entfällt nur ein Bruchteil des Geräteverbrauchs auf den einzelnen Zählpunkt. In den Spalten "Annahmen" werden dazu individuelle Hinweise gegeben.



Technische Szenarien A

Schmalband-PLC Anbindung an Datenkonzentrator

Tabelle 26: Zählpunktbezogene Wirkleistungen für die TSZ aus Anbindungsart A

Szenario	Annahmen	Zählpunkttyp	\overline{P}_{ZP} (W)
A_1 – 200ZP	200 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	3,26
		dreiphasig	4,81
A_1 – 100ZP	100 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	3,35
		dreiphasig	4,90
A_1 – 35ZP	35 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	3,69
		dreiphasig	5,24
A_2 – 200ZP	200 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	2,40
		dreiphasig	2,95
A_2 – 100ZP	100 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	2,44
		dreiphasig	2,99
A_2 – 35ZP	35 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	2,58
		dreiphasig	3,13



Technische Szenarien B

Direkte Anbindung an Head-End-System mit Mobilfunktechnologie

Tabelle 27: Zählpunktbezogene Wirkleistungen für die TSZ aus Anbindungsart B

Szenario	Annahmen	Zählpunkttyp	\overline{P}_{ZP} (W)
B_1	Konservative Annahme, dass beim Operator pro Verbindung dieselbe Leistungsaufnahme wie bei einem GPRS-Zählermodul auftritt.	einphasig	2,78
		dreiphasig	3,08
B_2	Konservative Annahme, dass beim Operator pro Verbindung dieselbe Leistungsaufnahme wie bei einem GPRS-Zählermodul auftritt.	einphasig	1,83
		dreiphasig	2,38



Technische Szenarien C

Funkübertragung an Datenkonzentrator

Tabelle 28: Zählpunktbezogene Wirkleistungen für die TSZ aus Anbindungsart C

Szenario	Annahmen	Zählpunkttyp	\overline{P}_{ZP} (W)
C_1 – 60ZP	60 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	0,96
		dreiphasig	1,47
C_1 – 200ZP	200 Zählpunkte je Datenkonzentrator	einphasig	0,94
		dreiphasig	1,45



Technische Szenarien D

M-Bus Anbindung an Gateway

Tabelle 29: Zählpunktbezogene Wirkleistungen für die TSZ aus Anbindungsart D

Szenario	Annahmen	Zählpunkttyp	\overline{P}_{ZP} (W)
D_1 - 5ZP	5 Zählpunkte je Gateway	einphasig	1,99
		dreiphasig	3,72
D_1 - 18ZP	18 Zählpunkte je Gateway	einphasig	1,56
		dreiphasig	3,29
D_1 - 30ZP	30 Zählpunkte je Gateway	einphasig	1,49
		dreiphasig	3,22
D_2 - 5ZP	5 Zählpunkte je Gateway	einphasig	1,43
		dreiphasig	1,98
D_2 - 18ZP	18 Zählpunkte je Gateway	einphasig	1,00
		dreiphasig	1,55
D_2 - 30ZP	30 Zählpunkte je Gateway	einphasig	0,93
		dreiphasig	1,48

Varianten

Tabelle 30: Zu addierende zählpunktbezogene Wirkleistungen für die Varianten zu den MUC Lösungen

TSZ-Variante	Beschreibung/Fallunterscheidungen	Zählpunkttyp	$\overline{P_{ZP}}$ (W)
MUC-1	Zusatzleistung für ein M-Bus Modul, wenn die Zähler modular und ohne M-Bus ausgestattet sind. Anderenfalls wird kein Beitrag bilanziert.	Smart Meter mit nachzurüstendem Wireless M-Bus Modul	+ 0,13
	Leistungsbeitrag für einen MUC	Smart Meter mit vorhandenem Wireless M-Bus	+ 2,50
MUC-2	Leistungsbeitrag für einen MUC und ein nachgerüstetes Wireless M-Bus Zählermodul	Modularer, M-Bus-fähiger Smart Meter	+ 2,63
	Leistungsbeitrag des MUC-Datenkonzentrators bei 200 Zp. je DK im Falle einer PLC-Anbindung der MUC	PLC-Version des MUC beim Zp. installiert	+ 0,03
	Leistungsbeitrag für einen MUC, der u. a. CS-Schnittstellen auslesen kann. Dieser Fall trifft für elektronische Zähler aus bestehenden Installationen bzw. auch neu installierte elektronische Zähler (vgl. Tabelle 24) zu.	Elektronischer Zähler mit CS-Schnittstelle	+ 3,00

Für alle MUC-Varianten wird angenommen, dass die für die weiteren batteriebetriebenen Verbrauchsmengenmessgeräte kein Leistungsbeitrag bilanziert werden muss und diese über eine Wireless M-Bus Schnittstelle verfügen.

5.2 Berechnung von Gesamtverbräuchen – Rollout-Szenarien für die Schweiz

Im Falle der Schweiz wurden die Entwicklung von Rollout-Szenarien sowie die Hochrechnung von Gesamtverbräuchen vom Projektpartner ENCONTROL AG ausgearbeitet. Auf Wunsch der Auftraggeber umfassen die angenommenen Szenarien alleine jene Infrastruktur, die unmittelbar zur Erfüllung der Smart Metering Grundfunktionen benötigt wird und im nicht gezählten Bereich angesiedelt ist. Feedbacksysteme und Home Monitoring Lösungen sind in den Berechnungen nicht eingeschlossen.

Die Hochrechnungen wurden von den Autoren derart aufbereitet, dass auf die involvierten technischen Komponenten referenziert wird. Dabei werden Angaben zu den entsprechenden Tabellen (aus Abschnitt 3.8.2) gemacht.

5.2.1 Der Zählerpark der Schweiz

Das Mengengerüst der Zählpunkte wird folgendermassen aufgebaut: Jeder Haushalt besitzt einen Zähler und alle Mehrfamilienhäuser sowie Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung sind mit einem zusätzlichen Zähler für den Allgemeinverbrauch ausgerüstet. Zusätzlich sind alle Unternehmen einzeln gezählt. Diese Annahmen treffen sicher nicht vollständig zu, weil viele sehr kleine Unternehmen in den bestehenden Wohnungen enthalten sind. Andererseits gibt es keine statistischen Angaben auf Landesstufe zu den rein gewerblich genutzten Gebäuden (mündliche Aussage des Bundesamtes für Statistik), bei welchen der Allgemeinverbrauch auch gemessen wird.

Die in Tabelle 31 angegebenen Gebäude- und Wohnungsdaten stammen aus der interaktiven Online-Datenbank des Bundesamtes für Statistik [BFS1, 2010]. Die folgenden Tabellen wurden ausgewertet:

- Wohnungen nach Kanton, Anzahl Zimmer, Gebäudekategorie und Bauperiode, 2009 und 2010
- Gebäudestruktur: Gebäude nach Kanton, Gebäudekategorie, Anzahl Geschosse und Wohnungen, Bauperiode, 2009 und 2010

Die Unternehmenszahlen stammen aus der interaktiven Online-Datenbank des Bundesamtes für Statistik [BFS2, 2008] (Auswertung „Betriebszählung: Arbeitsstätten nach Kanton und Wirtschaftssektor (NOGA 2008), Sektoren 1-3“).

Das Total der Zähler ergibt sich annäherungsweise aus der Summe der Anzahl Wohnungen, der Anzahl Mehrfamilienhäuser, der Anzahl Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung sowie der Anzahl Unternehmen.

Tabelle 31: Erhobene Anzahl Wohnungen, Gebäude und Unternehmen in der Schweiz

Kategorie	Anzahl
Wohnungen	4.079.000
Einfamilienhäuser	945.000
Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	697.000
Unternehmen	450.000

Die so errechnete Summe beläuft sich auf 5,226 Mio. Zähler.

Die Anzahl der Einfamilienhäuser wird hier nicht hinzugezählt, da sie in der Wohnungssumme bereits enthalten ist. Sie wird jedoch später für die Verbrauchsberechnung benötigt.

Anmerkung zu Tabelle 31: Zur Plausibilisierung wurden die Daten auch für einzelne Gemeinden (Stadt Zürich, Stadt Thun, Gemeinde Gossau (ZH)) ausgewertet und mit der tatsächlichen Zähleranzahl der Stromversorger verglichen. Die Abweichung der Resultate der Hochrechnung nach obigem Verfahren ist geringer als +/- 5 %.

Der Wert von 5,2 Mio. Zähler (Stand 2010) stimmt relativ gut überein mit der Angabe des Bundesamtes für Metrologie METAS der in der Schweiz in Betrieb stehenden Elektrizitätszähler von 5.038.000 (Stand 2009) (Abweichung -3%)[METAS, 2010].

Mit Referenz auf die „Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz“¹ wird zur verbesserten Vergleichbarkeit ein Gesamt-Zählpunktbestand von 5,0 Mio. Zählpunkten zur Berechnung herangezogen (siehe [BFE1, 2012], „Bestehende Zählerinfrastruktur“ auf S. 78). Darauf gestützt ergibt sich eine neue Unterteilung in die zuvor genannten Kategorien, vgl. Tabelle 32.

Die Werte dieser Tabelle werden im Folgenden für alle Berechnungen zu den Schweizer Rollout Szenarien verwendet. Die Anzahl der Zählpunkte in Einfamilienhäusern ist in der Zahl der Haushalte inkludiert, die Summe von 5,0 Mio. Zählern ergibt sich daher aus den restlichen Einträgen der Tabelle. An den 670.000 Zählpunkten, die den Mehrfamilienhäusern und den Gebäuden mit teilweiser Wohnnutzung angehören, werden die Allgemeinverbräuche der jeweils gesamten Gebäude gemessen.

Tabelle 32: Zahl der Zählpunkte in Haushalten, Gebäuden und Unternehmen als Hochrechnungsbasis (gestützt auf das Impact Assessment, [BFE1, 2012])

Zählpunkttyp	Anzahl
Haushalte	4.000.000
<i>Einfamilienhäuser (in Haushalten enthalten)</i>	<i>930.000</i>
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	670.000
Unternehmen	330.000
Summe der Zählpunkte	5.000.000

5.2.2 Hochrechnung zum Status quo

Konfiguration

Für die Hochrechnungen zum Ist-Zustand werden folgende Annahmen getroffen:

- Es werden noch keine Zähler durch elektronische Systeme fernausgelesen (zurzeit sind nur Kunden mit einem Strombezug von grösser als 100.000 kWh pro Jahr, welche den Strom auf dem freien Markt beziehen, sicher mit einer Fernauslesung ausgerüstet. Diese Zahl ist gegenüber dem ganzen Zählerpark vernachlässigbar.)
- Aus den Angaben verschiedener Energieversorgungsunternehmen schätzen wir für die Haushalte den Anteil an mechanischen Ferrariszählern auf 60%.

¹ In Folge kurz „Impact Assessment“ genannt.

- Es werden nur dreiphasige Zähler verwendet (wir schätzen aus der Befragung einiger Verteilnetzbetreiber einen Anteil einphasiger Zähler von unter 1%)
- Unternehmen verwenden ausschließlich elektronische Multifunktionszähler.

Eigenverbrauch der Geräte

Gemäß der in Tabelle 12 festgelegten Werte beträgt die elektrische Leistung eines Ferraris-Zählers konstant 3,92 W und diejenige eines klassischen elektronischen Zählers 4,41 W. Die Gewichtung mit einem 60%-Anteil der Ferraris-Zähler ergibt für die Haushalte einen durchschnittlichen Leistungsbezug von 4,12 W.

Hochrechnung zum Status quo

Der Eigenverbrauch während eines Jahres berechnet sich folgendermassen:

Energieverbrauch pro Jahr (kWh) = durchschnittliche Leistung (W) x Betriebsstunden (h) / 1.000

Je Zählpunkt bedeutet dies einen Jahresstromverbrauch von:

36,1 kWh = 4,12 W x 8760 h / 1.000

Hochgerechnet ergibt sich damit ein Eigenverbrauch des gesamten Zählerparks (5,0 Mio. Zählpunkte) von **180,3 GWh pro Jahr** (Tabelle 33). Das entspricht etwa dem Jahresstromverbrauch der Stadt Thun mit 43.000 Einwohnern.

Tabelle 33: Eigenverbrauch der Stromzähler in der Schweiz zum Status quo (in GWh/a)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte Strom	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)
Haushalte	4.000.000	144,2
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	670.000	24,2
Unternehmen	330.000	11,9
Total	5.000.000	180,3

Anmerkungen zu Tabelle 33: Die „Haushalte“ teilen sich in Haushalte auf, die Einfamilienhäusern sowie Mehrfamilienhäusern und Gebäuden mit teilweiser Wohnnutzung angehören. Insgesamt werden dafür 4,0 Mio. Zählpunkte angesetzt. Hinzu kommen Zählpunkte, die bei Mehrfamilienhäusern und Gebäuden mit teilweiser Wohnnutzung den Allgemeinverbrauch des gesamten Gebäudes zählen. Weiter werden für KMU 330.000 Zählpunkte angenommen, die in den o. g. Zählpunkten noch nicht enthalten sind. In Summe entspricht dies einem Gesamtvolumen von 5,0 Mio. Zählpunkten.

5.2.3 Rollout-Szenario CH-1: Smart Meter mit PLC-Anbindung

Konfiguration

In diesem Szenario gehen wir davon aus, dass die Smart Meter über eine Powerline-Communication (PLC) Verbindung mit dem Datennetz verbunden sind. Das Kommunikationsmodul ist im Zähler integriert oder fest mit ihm verbunden (Abbildung 30).

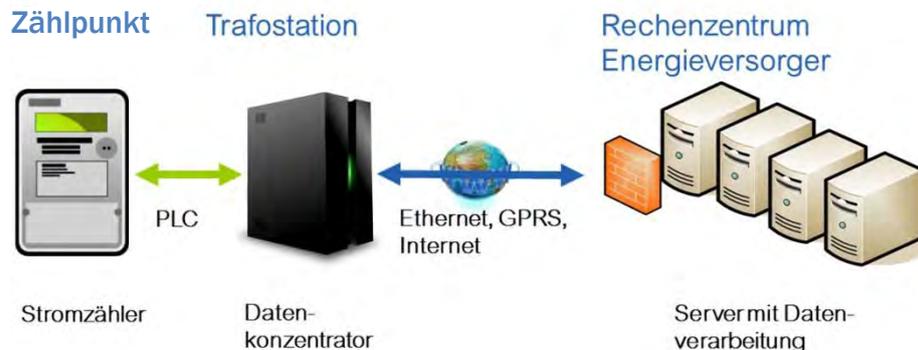


Abbildung 30: Systemübersicht Rollout-Szenario CH-1

Durchschnittlich sind 200 Zähler an einem Datenkonzentrator angehängt (Annahme basiert auf Angaben von bestehenden Pilotprojekten in der Schweiz). Somit werden die entsprechenden TSZ mit 200 Zählpunkten je Konzentrador herangezogen.

Smart Meter mit Kommunikationsmodul

Wir nehmen an, dass nur der Strombezug gemessen (oder geschaltet) wird und keine Verbrauchsdaten für andere Medien wie Gas, Wasser oder Wärme erfasst werden.

Als Zähler werden moderne Smart Meter angenommen, deren zeitlich gemittelte Leistungsaufnahme inkl. Kommunikationseinheit unter 3 W beträgt. Bei der herangezogenen Lösung TSZ A_2 (Tabelle 16) beträgt der Verbrauch des Kommunikationsmoduls ca. 2/3 des Totalverbrauches des dreiphasigen Zählers (2,88 W, ohne Kommunikationsmodul 1,00 W).

Datenkommunikation und Server

Die Datenkommunikation von Datenkonzentrator zum Server erfolgt über Ethernet- oder GPRS-Verbindungen und das Internet. Der beim Operator anfallende Energieverbrauch für diese Verbindung wird mit dem Aufwand für die GPRS-Verbindung des *Technischen Szenarios TSZ A_1* (Tabelle 15) abgeschätzt.

Die Beiträge zum Betrieb der Head-End-seitigen Server werden wie in Abschnitt 3.8.2 zu Beginn angegeben eingerechnet. Es ergibt sich je Zählpunkt eine durchschnittliche Leistungsaufnahme von 37,4 mW.

Hochrechnung

Mit der Berechnungsformel gemäß Abschnitt 5.2.2 und dem obigen Mengengerüst werden nun Jahresgesamtverbräuche für die Schweiz hochgerechnet.

Unter Zugrundelegung des TSZ A_2 – 200ZP ergibt sich für den Jahresenergieverbrauch ein Betrag von **129 GWh/a** (siehe Tabelle 34).

Zum Vergleich: Mit der Lösung nach TSZ A_1 - 200ZP würde der Gesamtverbrauch bei 211 GWh/a liegen. Es wird vom geringeren Verbrauchswert gemäß TSZ A_2 ausgegangen, da die entsprechende Lösung zufolge der Aussagen von schweizerischen Energieversorgungsunternehmen in Bezug auf deren laufende Pilotprojekte flächendeckender im Einsatz ist (2,88 W Leistungsaufnahme durch den Zähler inkl. Kommunikationseinheit).

Tabelle 34: Jahreseigenverbrauch der Smart Metering Systeme in der Schweiz nach Rollout-Szenario CH-1 (in GWh/a; basierend auf TSZ A_2 – 200ZP)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)	Verbrauch Datenkonz. (GWh/a)	Verbrauch TK+IT (GWh/a)
Haushalte	4.000.000	100,9	1,2	1,3
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	670.000	16,9	0,2	0,2
Unternehmen	330.000	8,3	0,1	0,1
Total	5.000.000	126,1	1,5	1,6

Anmerkungen zu Tabelle 34: Die Unterteilung der Zählpunkte nach Zählpunkttyp entspricht genau jener aus Tabelle 33. Für jeden Zählpunkttyp wurden die gleichen Berechnungen angestellt, da unabhängig davon der gleiche Smart Meter und der gleiche, zählpunktbezogene Beitrag durch den Datenkonzentrator angenommen wurde (gemäß Tabelle 16). Dies trifft auch auf die Verbräuche für TK+IT zu (Tabelle 15 unten und Tabelle 14), die sich auf Energieaufwände beim Telekommunikationsoperator und in der EVU-Zentrale beziehen.

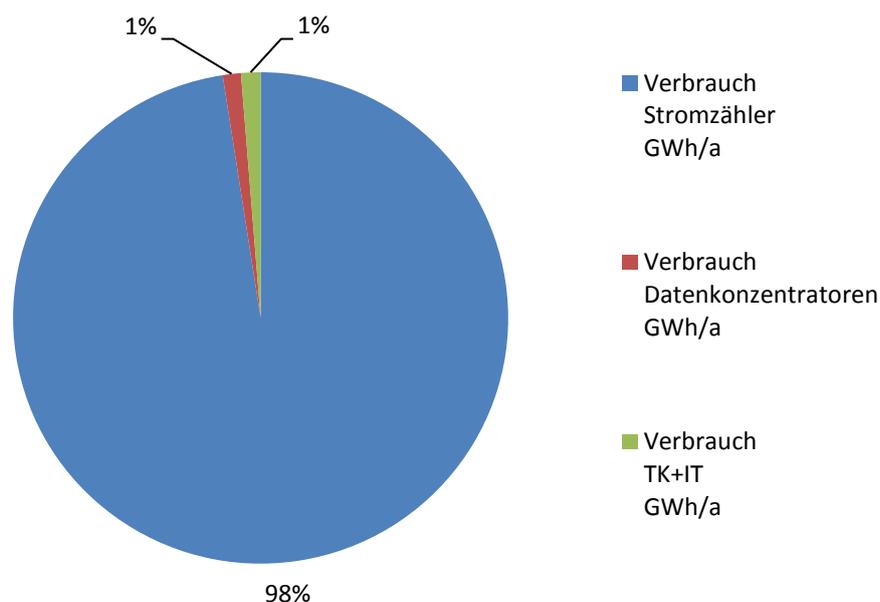


Abbildung 31: Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten (Rollout-Szenario CH-1)

5.2.4 Rollout-Szenario CH-2: Smart Meter und MUC

Konfiguration

In diesem Szenario übernimmt ein zusätzliches Gerät als sogenannter Gateway die Kommunikation der Daten vom Zähler zum zentralen Server. Auf dem Markt werden diese Geräte oft als Multi Utility Controller (abgekürzt MUC oder MUC-C) bezeichnet, wenn damit die Daten verschiedener Verbrauchsmessgeräte eines Standorts gesammelt übertragen werden. Ein MUC bedient also i.d.R. mehrere Zähler an einem Standort. Wir nehmen daher an, dass pro Gebäude ein zusätzlicher MUC benötigt wird (Abbildung 32). Die Gebäudeanzahl setzt sich aus der Anzahl der Einfamilienhäuser und der Anzahl der Mehrfamilienhäuser (siehe Tabelle 31) zusammen, in Unternehmen werden keine MUC installiert.



Abbildung 32: Systemübersicht Rollout-Szenario CH-2

In diesem Szenario werden die bestehenden elektronischen Stromzähler nicht ausgewechselt (Annahme: M-Bus Schnittstelle bzw. CS-Schnittstelle sei vorhanden), sondern um kompatible MUC ergänzt. Die mechanischen Ferraris-Zähler (Anteil am Zählerpark gleich 60% von insgesamt installierten 5,0 Mio. Zählern: 3,0 Mio. Stück) werden durch moderne elektronische Zähler ersetzt (Auslesung mit CS-Schnittstelle).

Smart Meter

Wie aus Tabelle 12 hervorgeht, wurden als charakteristische, elektrische Leistung eines klassischen elektronischen Zählers 4,41 W bestimmt.

Für einen neuen elektronischen Zähler ohne Funktionen für die Kommunikation rechnen wir mit einer elektrischen Leistung von durchschnittlich 1,5 W (siehe Tabelle 24 zu *Variante MUC-2*).

Für die Berechnung wird ein gewichteter Wert aus beiden Verbrauchszahlen verwendet, der sich aus der 40:60 Verteilung ergibt.

Multi Utility Controller (MUC)

Für den MUC wird entsprechend der *Variante MUC-2* ein konstanter Leistungsbezug angesetzt. Hier ist der Energieanteil der Kommunikationsverbindung bereits enthalten und die Abhängigkeit von der Netzkonfiguration vernachlässigbar klein. Es werden daher nicht mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Netztopologien gerechnet.

Zum MUC-System gehört auch ein eigener PLC-Datenkonzentrator, der in Tabelle 23 aufscheint. Es wird wie auch im Szenario CH-1 angenommen, dass für je 200 Zählpunkte ein Konzentrator benötigt wird.

Datenkommunikation und Server

Die zentralen Komponenten (TK+IT) werden aus dem Rollout-Szenario CH-1, Abschnitt 5.2.3, übernommen.

Hochrechnung

Mit der Berechnungsformel gemäß Abschnitt 5.2.2 und dem obigen Mengengerüst ergibt sich ein Gesamtverbrauch für die Schweiz von **160 GWh pro Jahr** (Tabelle 35).

Tabelle 35: Jahreseigenverbrauch der Smart Metering Systeme in der Schweiz nach Rollout-Szenario CH-2, unterteilt nach technischen Komponenten (in GWh/a, basierend auf TSZ A_2 – 200ZP und Variante MUC-2)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte	Anzahl MUC	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)	Verbr. MUC (GWh/a)	Verbr. DK (GWh/a)	Verbr. TK+IT (GWh/a)
Haushalte	4.000.000		93,3		0,9	1,3
Einfamilienhäuser		930.000		20,4		
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	670.000	670.000	15,6	14,7	0,1	0,2
Unternehmen	330.000		12,7		0,1	0,1
Total	5.000.000	1.600.000	121,7	35,0	1,1	1,6

Anmerkungen zu Tabelle 35: Die „Haushalte“ teilen sich in Haushalte auf, die Einfamilienhäusern sowie Mehrfamilienhäusern und Gebäuden mit teilweiser Wohnnutzung angehören. Da nur je Wohngebäude (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus oder Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung) ein MUC eingesetzt wird, sind nur in den beiden betreffenden Zeilen Einträge für MUC vorhanden. Den Einfamilienhäusern werden in der Tabelle jedoch keine Stromzähler zugeordnet, da diese bereits durch die Gesamtzahl der Haushalte berücksichtigt werden. Hinzu kommen Zählpunkte, die wie auch im Szenario CH-1 für den Allgemeinverbrauch von Mehrfamilienhäusern und Gebäuden mit teilweiser Wohnnutzung sowie KMU berechnet werden.

Die Zahl der Datenkonzentratoren wurde wieder mit einem Gerät für je 200 Zählpunkte bestimmt. Die Beiträge finden sich daher in den Zeilen, für die auch Stromzähler eingetragen wurden.

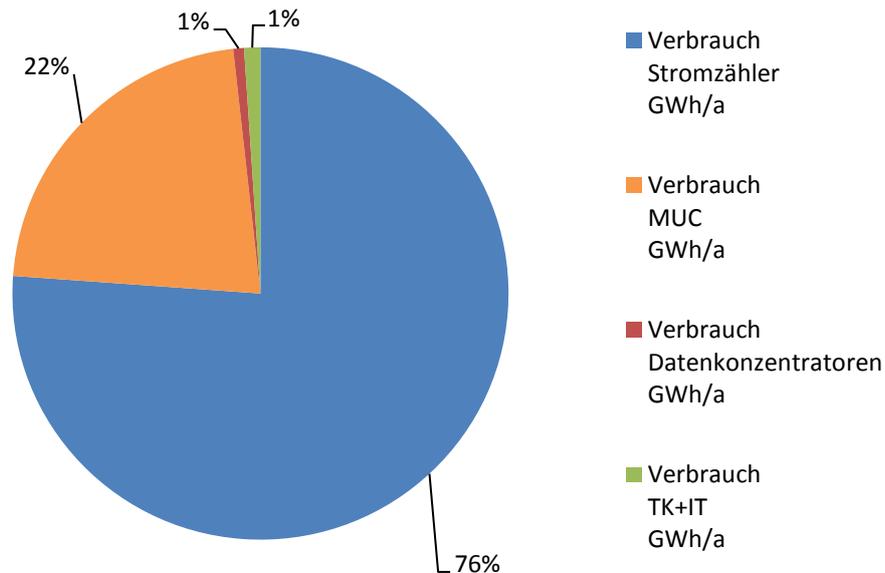


Abbildung 33: Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten (Rollout-Szenario CH-2)

5.2.5 Rollout-Szenario CH-3: Smart Metering mit Funkübertragung im Datenerfassungsnetz

Konfiguration

Das Szenario CH-3 ist gleich aufgebaut wie das Rollout-Szenario CH-1. Als Lösungen für Zähler und Datenerfassungsnetz werden jene aus TSZ C_1 angenommen.

Smart Meter mit Kommunikationsmodul

Der Eigenleistungsbezug des dreiphasigen Smart Meters inkl. Kommunikationseinheit beträgt 1,41 W (vgl. Tabelle 19).

Datenkommunikation und Server

Die zentralen Komponenten (TK+IT) werden aus dem Rollout-Szenario CH-1, Abschnitt 5.2.3, übernommen.

Hochrechnung

Mit der Berechnungsformel gemäss Abschnitt 5.2.2 und dem wieder verwendeten Mengengerüst des Szenarios CH-1 ergibt sich ein Gesamtverbrauch für die Schweiz von **64 GWh pro Jahr** (vgl. Tabelle 36).

Tabelle 36: Jahreseigenverbrauch der Smart Metering Systeme in der Schweiz nach Rollout-Szenario CH-3, unterteilt nach technischen Komponenten (in GWh/a; basierend auf TSZ C_1)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)	Verbrauch Datenkonz. (GWh/a)	Verbrauch TK+IT (GWh/a)
Haushalte	4.000.000	49,4	0,2	1,3
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	670.000	8,3	0,0	0,2
Unternehmen	330.000	4,1	0,0	0,1
Total	5.000.000	61,8	0,2	1,6

Anmerkung zu Tabelle 36: Es wurde in analoger Weise das gleiche Rechenschema wie für Szenario CH-1 angewandt (siehe Tabelle 34).

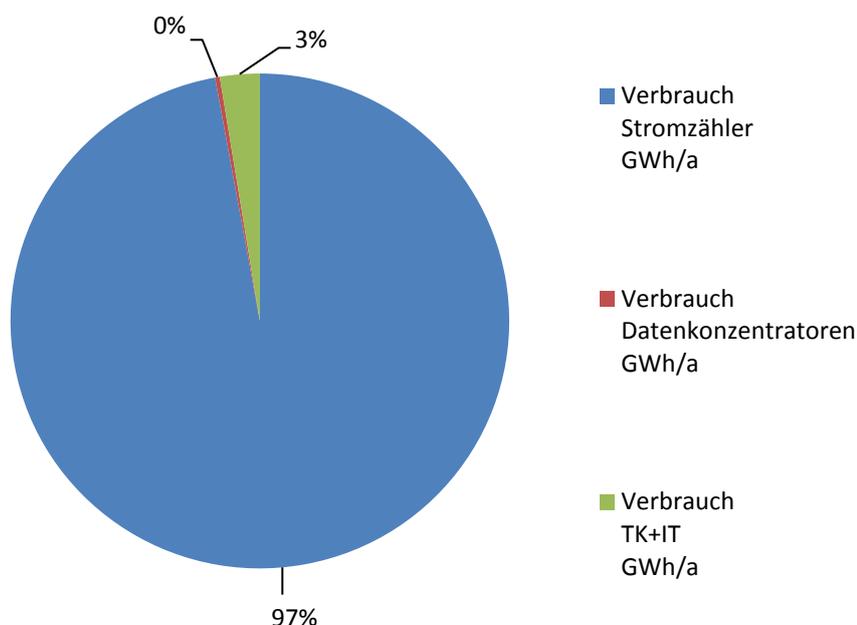


Abbildung 34: Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten (Rollout-Szenario CH-3)

5.2.6 Rollout-Szenario CH-4: Smart Metering auf Basis der Annahmen im Impact Assessment

Konfiguration

CH-4 wird als Mischszenario definiert, für das in Anlehnung an die Ansätze des Impact Assessments [BFE1, 2012] folgende Übertragungstechnologien angenommen werden:

- 70% der Zählpunkte sind mit PLC an Datenkonzentratoren angebunden
- 30% der Zählpunkte sind über einen Telekommunikationsdienst via GPRS Technologie mit dem Headend verbunden.

Smart Meter mit Kommunikationsmodul

Für den Anteil der PLC-Lösung werden alle Annahmen aus dem Rollout-Szenario CH-1 übernommen.

Der Eigenleistungsbezug eines der über GPRS angebotenen, dreiphasigen Zähler inkl. Kommunikationsmodul beträgt 2,55 W (vgl. Tabelle 17).

Datenkommunikation und Server

Die zentralen Komponenten (TK+IT) werden aus dem Rollout-Szenario CH-1, Abschnitt 5.2.3 übernommen.

Hochrechnung

Es wird für die mit PLC Technologie erschlossenen Gebiete wie auch in Szenario CH-1 vom Verbrauchswert gemäß dem *Technischen Szenario TSZ A_2* ausgegangen, da die entsprechende Lösung zufolge der Aussagen von Energieversorgungsunternehmen flächendeckender im Einsatz ist (2,88 W Leistungsaufnahme durch den dreiphasigen Zähler inkl. Kommunikationseinheit).

Selbiges gilt analog für die über GPRS kommunizierende Lösung *TSZ B_1* (2,55 W Leistungsaufnahme durch den dreiphasigen Zähler inkl. Kommunikationseinheit).

Mit der Berechnungsformel gemäß Abschnitt 5.2.2 und dem obigen Mengengerüst ergibt sich ein Gesamtverbrauch für die Schweiz von **131 GWh pro Jahr** (aus den Teilsummen entspr. Tabelle 37 und Tabelle 38 zusammengesetzt).

Tabelle 37: Jahreseigenverbrauch der über PLC kommunizierenden Smart Metering Systeme in der Schweiz nach *Rollout-Szenario CH-4*, unterteilt nach technischen Komponenten (in GWh/a, basierend auf *TSZ A_2*)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)	Verbrauch Datenkonz. (GWh/a)	Verbrauch TK+IT (GWh/a)
Haushalte	2.800.000	70,6	0,9	0,9
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	469.000	11,8	0,1	0,2
Unternehmen	231.000	5,8	0,1	0,1
Total	3.500.000	88,3	1,1	1,1

Die Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten der PLC-Systeme entspricht genau jener aus Abbildung 31, da dasselbe technische Szenario zugrunde liegt.

Tabelle 38: Jahreseigenverbrauch der über GPRS kommunizierenden Smart Metering Systeme in der Schweiz nach Rollout-Szenario CH-4, unterteilt nach technischen Komponenten (in GWh/a, basierend auf TSZ B_1)

Zählpunkttyp	Anzahl Zählpunkte	Verbrauch Stromzähler (GWh/a)	Verbrauch TK+IT (GWh/a)
Haushalte	1.200.000	26,8	5,6
Allgemeinverbrauch Mehrfamilienhäuser und Gebäude mit teilweiser Wohnnutzung	201.000	4,5	0,9
Unternehmen	99.000	2,2	0,5
Total	1.500.000	33,5	7,0

Die Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten der GPRS-Systeme (siehe Abbildung 36) weist gegenüber den vorher beschriebenen Rollout-Szenarien einen deutlich höheren Anteil für Telekommunikation und IT auf. Dies liegt daran, dass für jeden einzelnen Zählpunkt ein Energieverbrauch von 0,5 W angesetzt wurde, der beim TK-Operator anfällt.

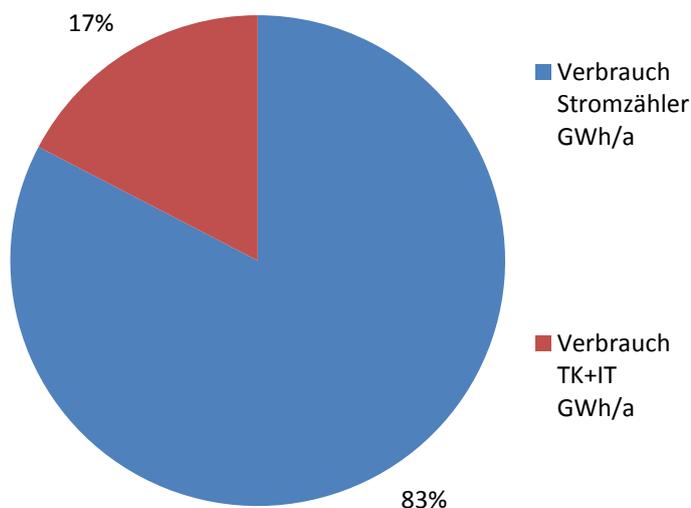


Abbildung 35: Verteilung des Eigenverbrauchs auf die technischen Komponenten (Rollout-Szenario CH-4)

5.3 Berechnung von Gesamtverbräuchen – Rollout-Szenarien für Österreich

In Bezug auf Österreich wurden die Entwicklung von Rollout-Szenarien sowie die Hochrechnung von Gesamtverbräuchen von der ECODESIGN COMPANY GMBH ausgearbeitet. Auf Wunsch der Auftraggeber umfassen die angenommenen Szenarien alleine jene Infrastruktur, die unmittelbar zur Erfüllung der Smart Metering Grundfunktionen benötigt wird und im nicht gezählten Bereich angesiedelt ist. Feedbacksysteme oder Home Monitoring Lösungen sind in den Berechnungen nicht eingeschlossen.

Die Hochrechnungen wurden von den Autoren derart aufbereitet, dass direkt auf die zählpunktbezogenen, systemweiten Verbräuche referenziert wird. Dabei werden Angaben zu den entsprechenden Tabellen der technischen Szenarien (Abschnitt 5.1) gemacht.

5.3.1 Der Zählerpark Österreichs

Zur Erhebung der Zählerbestände wurden öffentlich zugängliche Zahlen der E-Control aus dem Jahr 2010 herangezogen [E-Control, 2011]. Darin werden die Zählpunkte nach NUTS-Regionen (Bundesländern) tabelliert dargestellt. Je Bundesland erfolgt eine weitere Unterteilung nach Kundensegmenten. Diese sind (mit Angabe der bundesweiten Zählpunktverteilung):

- Haushalte (71,3 %)
- Gewerbe und sonstige Kleinkunden (24,8 %)
- Landwirtschaft (3,3 %) und
- Lastganggemessene Endverbraucher (0,6 %)

Die im Projekt untersuchten Haushaltszähler werden vor allem in den beiden ersten Segmenten eingesetzt.

Österreichweit wurden entsprechend dieser Daten zwar 56,9% der gesamten Endenergie über die Zählpunkte der "lastganggemessenen Endverbraucher" abgegeben (Mittelung über die Jahre 2006 bis 2010). Jedoch repräsentiert die Gesamtanzahl der entsprechenden Zählpunkte nur 0,6% des gesamten Zählervolumens Österreichs. Auch auf das Segment "Landwirtschaft" entfällt nur ein kleiner Anteil von 3,3% aller Zählpunkte.

Zum Zweck vereinfachter Hochrechnungen wird daher angenommen, dass alle Zählpunkte mit "Haushaltszähler"-Produkten ausgestattet sind bzw. werden.

5.3.2 Hochrechnung zum Status quo

Phasenzahl

Um eine Annahme über die Verteilung zwischen 1-phasigen und 3-phasigen Zählern treffen zu können (Phasenzahl hat Einfluss auf Eigenverbrauch), wurden die größten österreichischen Netzbetreiber zur Zusammensetzung ihres Zählerparks befragt. Sechs Netzbetreiber gaben Auskunft – demzufolge schwankt der Anteil einphasiger Zähler je nach Region im Bereich 15 - 60%.

Mit diesen Daten und der Annahme einer Verteilung von 80:20 (dreiphasig:einphasig) in den restlichen Netzgebieten ergibt sich - basierend auf der Summe von 5.804.625 Zählpunkten lt. E-Control - eine hochgerechnete Aufteilung in

- 1.707.145 einphasige Zähler und
- 4.097.480 dreiphasige Zähler.

Zählertypen

Weiters wurden einige der größeren österreichischen EVU zum Anteil elektronischer Zähler an den bisherigen Installationen befragt (wo gegeben in Bezug auf den Zustand der Vergangenheit ohne Smart Meter). 4 Netzbetreiber gaben Auskunft – demzufolge wurden bzw. werden elektronische Zähler oft speziell ab einer bestimmten Jahresenergieabgabe eingesetzt. Nach den Angaben schwankt der Anteil elektronischer Zähler regionsabhängig im Bereich 1,0 - 4,6%. Für die restlichen Netzgebiete wird ein durchschnittlicher Anteil von 3,0% angenommen.

Auf Basis der Aussagen wird weiter generalisiert, dass zum Status quo alle elektronischen Zähler dreiphasig angeschlossen sind.

Hochrechnung zum Status quo

Auf Basis der Summe von 5.804.625 Zählpunkten lt. E-Control ergibt sich mit den getroffenen Annahmen eine hochgerechnete Verteilung in

- 5.631.082 Ferrariszähler und
- 173.543 elektronische Zähler.

Durch Linearkombination des Zählerpark-Mengengerüsts mit den in Tabelle 12 festgelegten charakteristischen Zählertypen ergibt sich zum Status quo die durchschnittliche Leistungsaufnahme je Zählpunkt zu $\overline{P_{ZP}} = 3,20 \text{ W}$.

Tabelle 39: Gesamtwirkleistung des österreichischen Zählerparks zum Status quo.

Zählertyp	Zählpunkte bundesweit	Anteil an bundesweiten Zählpunkten	$\overline{P_{ZP}}$ (W)	Bundesweite Wirkleistung nach Zählertypen (MW)	Anteil an bundesweiter Wirkleistung
Ferrariszähler einphasig	1.707.145	29,4%	1,43	2,441	13,1%
Ferrariszähler dreiphasig	3.923.937	67,6%	3,92	15,382	82,8%
Elektronischer MFZ dreiphasig	173.543	3,0%	4,41	0,765	4,1%
Summe	5.804.625	100%	Summe	18,588	100%

Die durchschnittliche Gesamtwirkleistung beläuft sich auf 18,6 MW (Tabelle 39). Dies entspricht einem Jahresstromverbrauch von rund **163 GWh/a**.

5.3.3 Rollout-Szenario AT-1: Smart Metering auf Basis aktuell betriebener (Pilot-)Projekte und legislativer Vorgaben durch IMA-VO und IME-VO

Mit dem Rollout-Szenario AT-1 soll der aus heutiger Sicht repräsentative Mix angewandter bestehender Technologien in einen nationalen Rollout abgebildet werden. Zur Modellierung wurde von Aussagen, die direkt von Energieversorgungsunternehmen stammen sowie solchen, die aus abgeschlossenen Studien hervorgehen, ausgegangen. Weiters werden die legislativen Voraussetzungen, die derzeit in Österreich gelten, zugrundegelegt.

In der 2010 von der E-Control veröffentlichten "*Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering*" wurden Kosten und Nutzen aller Marktteilnehmer des österreichischen Energiemarkts beurteilt [PWC, 2010]. Vordergründig wurde zwischen Rollouts über verschiedene Zeiträume unterschieden, die sich an der Rollout-Vorgabe durch das 3. Legislative Paket für die EU Energiemärkte (Erschließung von 80% der Zählpunkte durch Intelligente Messgeräte in jedem EU-Mitgliedsstaat) orientieren. Die dabei verwendeten Technologiemodelle für Datenerfassungs- und -übertragungsnetz wurden folgendermassen definiert:

- 70% der Zählpunkte sind über PLC an Datenkonzentratoren angebunden, die über LWL mit dem HES kommunizieren
- 30% der Zählpunkte übermitteln über GPRS auf direktem Weg ihre Daten an das Head-End-System.

Im Jahr 2010 wurde neben der Studie der E-Control auch von Österreichs Energie (Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft) eine "*Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung*" in Auftrag gegeben [Cappgemini, 2010]. Hinsichtlich verwendeter Übertragungstechnologien im Datenerfassungsnetz wurden auf Basis von Inputs seitens der Energiewirtschaft ähnliche Annahmen getroffen (vordergründig PLC und verschiedene Funklösungen, in beiden Fällen mit Datenkonzentratoren). Nach Aussage eines Experten (Netzbetreiber) kann die angenommene Verteilung für eine 95% Erschließung unterteilt werden in:

- 80 % PLC-Anbindungen und
- 15 % Anbindungen durch Funktechnologien.

Michael Holzinger hat im Rahmen seiner Diplomarbeit [Holzinger, 2011] acht große österreichische EVU zu den von ihnen in Feldversuchen bzw. bereits im Produktiveinsatz betriebenen Smart Metering Systemen befragt. Zur Anbindungsart im Datenerfassungsnetz gaben:

- sechs Unternehmen an, PLC-Lösungen zu verwenden,
- zwei Unternehmen an, GSM/GPRS-Direktanbindungen zu verwenden,
- ein Unternehmen an, die Internetverbindung des Kunden zu verwenden.

Am 1. November 2011 trat die Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung in Kraft [IMA-VO, 2011]. Die wesentlichsten, darin festgelegten Mindestanforderungen sollen hier in groben Umrissen aufgelistet werden:

1. Messung und Speicherung viertelstündlicher Wirkleistungsmittelwerte (bezogene und eingespeiste elektrische Energie) und eines täglichen Verbrauchswerts
2. Speicherung der zuvor gen. Daten über 60 Kalendertage im Zähler
3. Bidirektionale Kommunikationsmöglichkeit mit dem Netzbetreiber, mittels der die zuvor gen. Daten täglich übermittelt werden können. Das dafür zulässige Zeitfenster beträgt 12

Stunden ab Mitternacht

4. Bidirektionale Kommunikationsmöglichkeit mit min. vier externen Mengengeräten. In Betracht ziehen ggfs. batteriebetriebener Mengengeräte, Harmonisierung mit den betr. Sparten
5. Datenverschlüsselung nach "anerkanntem Stand der Technik"
6. Fernabschaltung (Breaker)
7. Möglichkeit zu Firmware-Updates aus der Ferne

Punkt 4. wird für die Zwecke der Hochrechnung so interpretiert, dass am Zählpunkt eine Wireless M-Bus Schnittstelle vorhanden sein muss. Nach Aussage einiger Experten aus der Zählerbranche wird unter Punkt 5. eine AES128-Bit Verschlüsselung verstanden.

Angemerkt sei, dass es sich hier lediglich um technische Features handelt, die die Zähler erfüllen müssen. Es ist damit nicht gesagt, dass sie alle verpflichtend im vollen Umfang zu nutzen sind.

Mit 25. April 2012 ist die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung in Kraft getreten [IME-VO, 2012]. In Zuge dessen sind die österreichischen Netzbetreiber u. a. dazu verpflichtet,

- bis Ende 2017 70% der netzeigenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten (i.e. Smart Metern gemäß der IMA-VO) auszustatten
- bis Ende 2019 "im Rahmen der Machbarkeit" 95% der netzeigenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten

Aus diesen Inputs wird zunächst das Rollout-Szenario AT-1 generiert (Tabelle 40). Die grundlegende Zählpunktverteilung erfolgt in 73% nach *TSZ A* (PLC-Übertragung, vgl. Tabelle 26), 11% nach *TSZ B* (GPRS-Anbindung durch Telekommunikationsdienst, vgl. Tabelle 27) und 16% nach *TSZ C* (Funkübertragung, vgl. Tabelle 28). Für die Anbindungsarten A und B wurden jeweils 50:50-Mischformen der beiden modellierten Lösungen verwendet. Für die PLC-Lösungen (*TSZ A*) wurde weiter angenommen, dass sich 15% der Zählpunkte in dünn besiedeltem Gebiet befinden (weniger Zählpunkte je Strang, weitere Entfernungen zwischen den Knoten, daher Verwendung der Szenarien mit durchschnittlich 35 Zählpunkten je Datenkonzentrator). Für die technischen Lösungen nach *TSZ B* und *C* ist dies nicht zutreffend bzw. in der Auswirkung auf den Energieverbrauch nicht signifikant.

Tabelle 40: Verteilung der Zählpunkte in Szenario AT-1 nach techn. Szenarien inkl. der entsprechenden Jahresstromverbräuche

5.804.625 Zählpunkte	73% TSZ A				11% TSZ B		16% TSZ C
	50% TSZ A_1		50% TSZ A_2		50% TSZ B_1	50% TSZ B_2	100% TSZ C_1
	85% 100ZP	15% 35ZP	85% 100ZP	15% 35ZP			
29% einphasig	522.257	92.163	522.257	92.163	92.584	92.584	269.335
Verbrauch (GWh/a)	15,3	3,0	11,2	2,1	2,3	1,5	2,3
71% dreiphasig	1.278.628	225.640	1.278.628	225.640	226.671	226.671	659.405
Verbrauch (GWh/a)	54,9	10,4	33,5	6,2	6,1	4,7	8,5

Zusätzlich wird angenommen, dass alle Zählpunkte über eine Wireless M-Bus Schnittstelle mit einem Gaszähler (oder auch weiteren Zählern) kommunizieren. Diese Schnittstelle muss in Form eines Moduls bei 58% der Zähler nachinstalliert werden, wofür ein zusätzlicher Energieaufwand gemäß *Variante MUC-1* angenommen wird.

Die in Tabelle 40 angegebenen Jahresstromverbräuche in GWh berechnen sich folgendermassen:

$$[\text{Jahresstromverbrauch}] = [\text{Anz. Zp.}] \times [\text{Zählpunktbezogene Wirkleistung}] \times 24 \times 365 \times 10^{-9}$$

Dazu wurden die zählpunktbezogenen Wirkleistungen aus Tabelle 26 bis Tabelle 28 herangezogen, die den einzelnen TSZ der oben dargestellten Aufgliederung entsprechen.

Der Jahresstromverbrauch für die gesamte Zusammenstellung beträgt **166 GWh/a**. Die durchschnittliche zählpunktbezogene Wirkleistung beträgt in dem Fall 3,26 W.

Rollout-Szenarien AT-2: Einsatz von Gateways in Ballungsräumen

Für das Rollout-Szenario AT-2 wird vom zuvor beschriebenen Szenario AT-1 ausgegangen. Neu hinzu kommt die Annahme, dass für Ballungszentren mit Wohngebäuden speziell angepasste Lösungen verwendet werden, die eine rationellere Auslesung mit insgesamt weniger Kommunikationseinrichtungen ermöglichen. Dies entspricht den technischen Szenarien nach Anbindungsart D (vgl. Abbildung 28).

Um die theoretische Grenze für die Ausschöpfung dieser Anbindungsart auszuloten, werden Zahlen der Statistik Austria aus der "Gebäude- und Wohnungszählung 2001 - Hauptergebnisse Österreich" [Stat-Austria1, 2004] herangezogen. Aus der Tabelle G1c: "Gebäude und Wohnungen nach Art des (Wohn-Gebäudes)" geht aus der Aufstellung für Gesamt-Österreich die Anzahl von insgesamt 3.863.262 Wohnungen hervor. "Wohnung" ist hier als "Raum oder mehrere Räume mit Nebenräumen, die eine abgeschlossene Einheit bilden und mindestens mit Küche oder Kochnische ausgestattet sind" definiert.

Weiters ist darin ersichtlich, dass von allen 2.046.712 österreichischen Gebäuden 1.305.460 Einfamilienhäuser sind. In der Klasse "Wohngebäude mit 11 oder mehr Wohnungen" sind 61.196 Gebäude mit 1.134.782 Wohnungen aufgelistet.

Aus diesen Zahlen wird abgeleitet, dass:

- die 3.863.262 Wohnungen dieselbe Anzahl Haushalts-Zählpunkte repräsentieren.
- $1.305.460/3.863.262 = 33,8\%$ aller Haushalts-Zählpunkte auf Einfamilienhäuser entfallen
- $1.134.782/3.863.262 = 29,4\%$ aller Haushalts-Zählpunkte auf Parteien in Wohngebäuden mit 11 oder mehr Wohnungen entfallen, wobei
- in diesen Wohngebäuden durchschnittlich $1.134.782/61.196 = 18,5$ Wohnungen existieren.
- die verbliebenen Zählpunkte, dies sind $3.863.262 - 1.305.460 - 1.134.782 = 1.423.020$ Zählpunkte (36,8% von allen Haushalts-Zählpunkten) Gebäuden mit 2-10 Wohnparteien angehören.

Unter der Annahme, dass die dargestellten Zahlen in ihren Relationen zueinander gleich geblieben sind, lassen sich die Prozentsätze folgendermassen auf die Zählerbestandsdaten der E-Control umlegen.

Für 29% der Zählpunkte, die auf "Gewerbe und sonstige Kleinkunden" sowie "Landwirtschaft" entfallen, werden allenfalls die Annahmen aus dem Rollout-Szenario AT-1 übernommen.

Für den Rest der Zählpunkte wird unterschieden, ob

- nur für Wohngebäude mit 11 und mehr Wohnungen (Rollout-Szenario AT-2 (>10), vgl. Abbildung 36 - grüner Anteil) oder
 - für alle Mehrparteien-Wohngebäude (Rollout-Szenario AT-2 (>1), grüner und roter Anteil)
- eine gemeinsame Auslesung durch ein Gateway eingesetzt wird.

Für den Fall AT-2 (>10) werden die TSZ D_1 - 18ZP und D_2 - 18ZP herangezogen (Annahme, dass wie zuvor gezeigt durchschnittlich 18 Zählpunkte an ein gemeinsames Gateway angebunden sind). Die Aufteilung ist aus Tabelle 41 ersichtlich.

Der Jahresstromverbrauch für diese Zusammenstellung beträgt **153 GWh**.
Die durchschnittliche zählpunktbezogene Wirkleistung beträgt in dem Fall 3,01 W.

Für den Fall AT-2 (>1) werden für die Häuser mit 2-10 Parteien durchschnittlich fünf Zählpunkte je Gateway angesetzt (TSZ D_1 - 5ZP und D_2 - 5ZP).

Der Jahresstromverbrauch für diese Zusammenstellung beträgt **186 GWh/a**.
Die durchschnittliche zählpunktbezogene Wirkleistung beträgt in dem Fall 3,65 W.

Verteilung der Haushalts-Zählpunkte nach Art der Wohngebäude

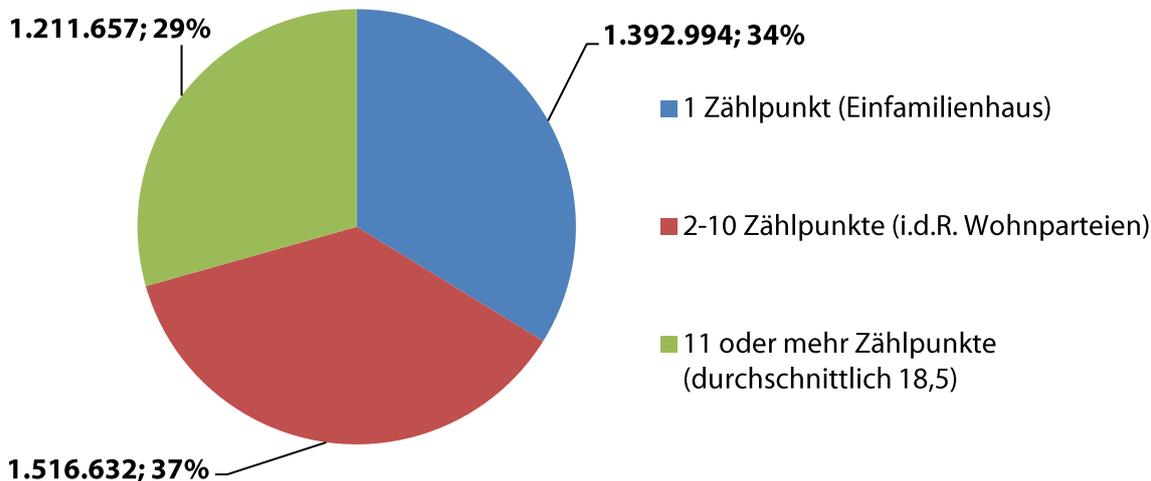


Abbildung 36: Verteilung der Haushalts-Zählpunkte Österreichs nach Art der Wohngebäude (Anzahl der Parteien)

Tabelle 41: Verteilung der Zählpunkte in Szenario AT-2 (>10). In diesem Fall wurden nur Gebäude mit mehr als 10 Wohnparteien mittels Gateway angebunden.

1.211.657 Zählpunkte	100% D							
>10 ZP je Geb.	50% D_1 18ZP	50% D_2 18ZP						
↓								
29% einphasig	175.690	175.690						
Verbrauch GWh/a	2,4	1,5						
71% dreiphasig	430.138	430.138						
Verbrauch GWh/a	12,4	5,8						
4.592.968 Zählpunkte	73% A				11% B		16% C	
Restliche ZP	50% A_1		50% A_2		50% B_1	50% B_2	100% C_1	
↓	85% 100ZP	15% 35ZP	85% 100ZP	15% 35ZP				
29% einphasig	413.241	72.925	413.241	72.925	73.258	73.258	213.114	
Verbrauch GWh/a	12,1	2,4	8,8	1,6	1,8	1,2	1,8	
71% dreiphasig	1.011.727	178.540	1.011.727	178.540	179.355	179.355	521.761	
Verbrauch GWh/a	43,4	8,2	26,5	4,9	4,8	3,7	6,7	

5.4 Systemvergleich der technischen Szenarien

Während in Abschnitt 4.1 alleine die Zählerprodukte verglichen wurden, soll an dieser Stelle ein Vergleich der systemweit modellierten, zählpunktbezogenen Eigenverbräuche erfolgen. Dies inkludiert wie in den vorigen Abschnitten beschrieben auch Datenkonzentratoren, zusätzlich erforderliche Modems etc., sowie signifikant verbrauchsbehaftete Prozesse. Die entsprechenden Beiträge wurden anteilig auf den einzelnen Zählpunkt heruntergebrochen.

Die so bestimmten Energieverbräuche mit Referenz auf die in Abschnitt 5 beschriebenen technischen Szenarien sind in Abbildung 37 dargestellt.

Unter der fiktiven Annahme, es würde in einer gesamten Region (Nation) flächendeckend dieselbe Technologie (Hardwarelösung, Kommunikationsart, Übertragungsprotokoll) unter homogenen Einsatzbedingungen (Netztopologie, Subnetzgröße, Zusatzfunktionen) verwendet werden lässt sich aus den im Diagramm angegebenen Werten durch Multiplikation mit der Anzahl der Zählpunkte der entsprechende Jahresenergieverbrauch abschätzen, der auf die Region entfällt. Das Ergebnis unterliegt der vereinfachenden Annahme, es seien ausschließlich dreiphasige Zählpunkte vorhanden.

Bei der Durchführung solcher Abschätzungen ist zu berücksichtigen, dass homogene technische Lösungen aus rechtlichen Gründen (z.B. fehlende Zulassungen für Sendefrequenzen in Teilregionen, etc.) unmöglich, aufgrund je Netzbetreiber unterschiedlich favorisierter Technologien unwahrscheinlich, oder aus anderen Gründen nicht sinnvoll/erstrebenswert sein können (die Anbindung nach den TSZ D ist bspw. generell nicht flächendeckend anwendbar). Sie sollten lediglich dazu dienen, die Bandbreite möglicher Eigenenergieverbräuche von Smart Metering Systemen kennenzulernen. Im Unterschied zu den vorigen beiden Abschnitten werden hier also keine konkreten Rollout-Szenarien betrachtet.

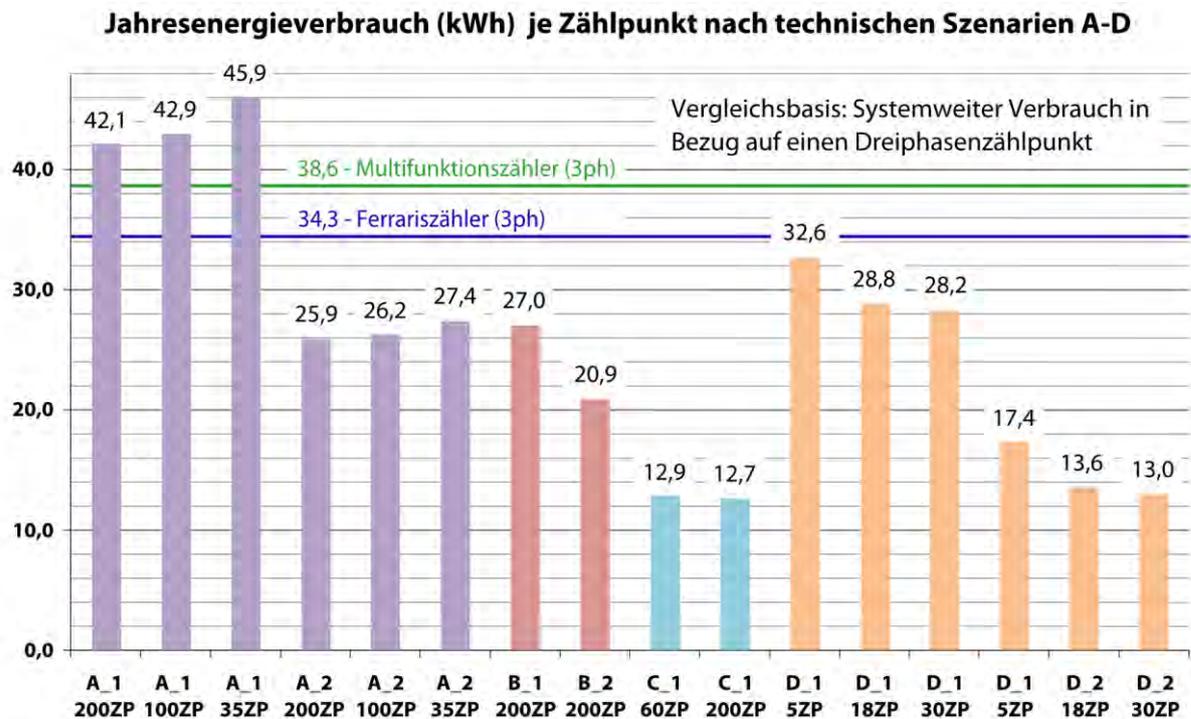


Abbildung 37: Systemweit auftretender Jahresenergieverbrauch entsprechend der technischen Szenarien A-D und Markierung der charakteristischen Werte zum Status quo auf der Grundlage eines Dreiphasenzählpunkts.

5.5 Hochrechnungsergebnisse zu den nationalen Szenarien

Aus dem Vergleich der betrachteten Rollout-Szenarien für die Schweiz und für Österreich geht hervor, dass sich der zu erwartende Gesamtverbrauch für die Smart Metering Infrastruktur in der gleichen Größenordnung wie jener für den Status quo mit nicht kommunizierenden Zählern bewegt.

Die Ansätze zur Bildung der Szenarien für die Schweiz und Österreich wurden auf Basis unterschiedlicher Annahmen gewählt. Die Szenarien CH-1 bis CH-4 gehen von konkreten technischen Lösungen aus die flächendeckend gleichartig angewendet werden, während sich die Szenarien AT-1 und AT-2 auf einen heterogenen Mix aus verschiedenen Anbindungsarten und spezifischen Herstellerlösungen zusammensetzen. Dies erklärt (teilweise), dass durch die Wahl besonders schlanker bzw. effizienter Zählerprodukte der Trend für die schweizerischen Szenarien zu Verbrauchssenkungen führt, während für die österreichischen Szenarien der Verbrauch annähernd gleich bleibt bzw. tendenziell steigt.

5.5.1 Gegenüberstellung der Rollout-Szenarien für die Schweiz (CH-1 - CH-4)

Abbildung 38 zeigt, wie sich unter den getroffenen Annahmen zu den Rollout-Szenarien neue Smart Metering Systeme je nach Konfiguration auf den Eigenverbrauch des Zählerparks in der Schweiz auswirken würden.

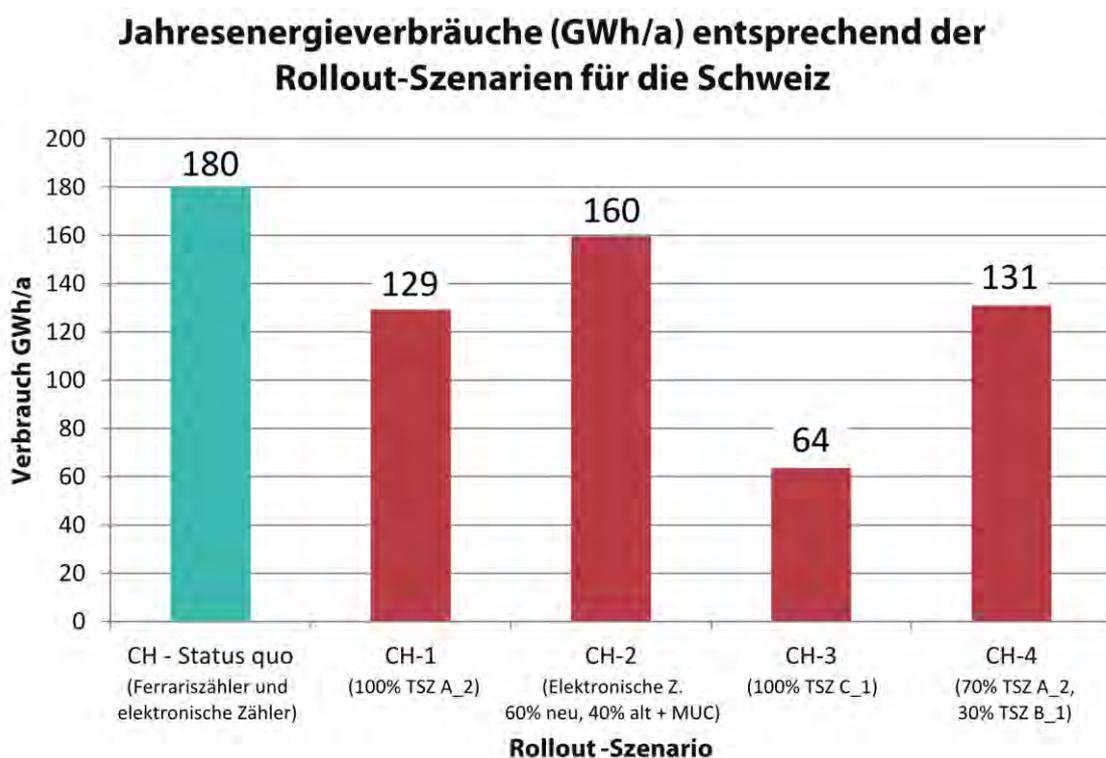


Abbildung 38: Vergleich des Eigenverbrauchs der verschiedenen Rollout-Szenarien für die Schweiz

Die Geräte am Zählpunkt dominieren klar den Eigenverbrauch des Gesamtsystems, wie aus den Tortendiagrammen zu den Rollout-Szenarien (Abbildung 31 bis Abbildung 35) deutlich hervorgeht. Mit dem Ziel, den Systemverbrauch zu senken, sollte daher vorrangig der Eigenverbrauch der Smart Meter berücksichtigt werden – hier liegt am meisten Potential, das durch die Wahl energiesparender Implementierungen von Details genutzt werden kann (siehe dazu Abschnitt 4.2).

Viele Untersuchungen bei IT-Geräten zeigten in der Vergangenheit, dass bezüglich Standby-Verbrauch die Stromversorgung von elektronischen Geräten mit der Wandlung der Wechselspannung der Steckdose (230 V) bis zur Chip-Gleichspannung von wenigen Volt kritisch ist. Unter diesem Gesichtspunkt wirken sich zusätzliche Geräte mit einer eigenen

Stromversorgung (wie der MUC) ungünstig auf den Eigenverbrauch des Gesamtsystems aus. Wenn ein MUC allerdings die Kommunikationsgeräte mehrerer Zähler ersetzt, liegt der Gesamtverbrauch mit MUC tiefer.

Das Szenario CH-2 mit MUC hat dennoch einen höheren Totalverbrauch, weil die bestehenden elektronischen Zähler älterer Generationen nicht durch neue Zähler mit geringerem Eigenverbrauch ersetzt werden.

Das Szenario CH-3 verwendet Zähler, die in mehreren Gerätedetails energieeffiziente Lösungen aufweisen. Auch durch die Funkübertragung, die als schlankes, proprietäres System entwickelt wurde, ergibt sich ein Einsparungseffekt im Vergleich mit bspw. den meisten PLC-Lösungen.

Das Szenario CH-4 ergibt annähernd den gleichen Jahresenergieverbrauch wie CH-1. Zwar verbrauchen die Zähler aus TSZ B_1 weniger Energie als jene aus TSZ A_2, jedoch wird die Einsparung durch die Annahmen zum Verbrauch beim Telekommunikationsanbieter wieder wettgemacht.

5.5.2 Gegenüberstellung der Rollout-Szenarien für Österreich (AT-1 und AT-2)

Abbildung 39 zeigt, wie sich unter den getroffenen Annahmen zu den Rollout-Szenarien neue Smart Metering Systeme je nach Konfiguration auf den Eigenverbrauch des Zählerparks in Österreich auswirken würden.

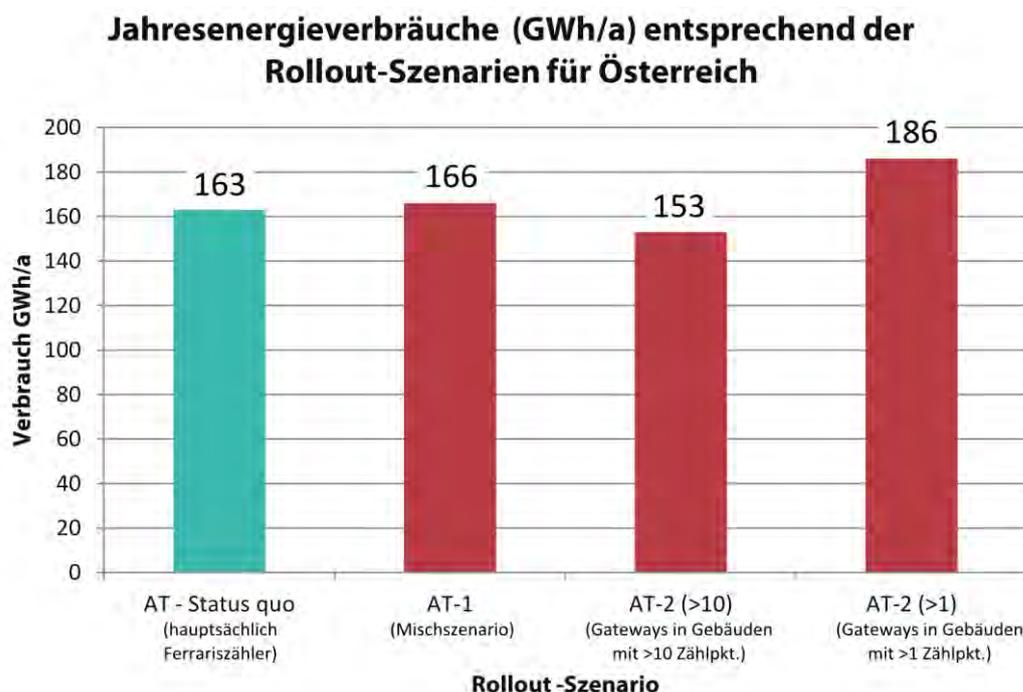


Abbildung 39: Vergleich des Eigenverbrauchs der verschiedenen Rollout-Szenarien für Österreich

Der Jahresenergieverbrauch zum Status quo liegt im Falle Österreichs niedriger als in der Schweiz. Die Anzahl der Zählpunkte ist zwar in Österreich höher, jedoch wurde aufgrund der stärkeren Präsenz der Anteil einphasiger Zählpunkte in der Rechnung berücksichtigt. Weiters ist der Anteil elektronischer Zähler älterer Generationen fast vernachlässigbar klein, während er in der Schweiz 40% ausmacht.

In Rollout-Szenario AT-1 wurde gemäß bestehender und aktuell eingesetzter Technologien ein anzunehmender Mix untersucht, der sowohl drei verschiedene Anbindungsarten als auch je Anbindungsart verschiedene spezielle Smart Metering Lösungen beinhaltet.

Neben diesem „Grundszenario“ wurde in Rollout-Szenario AT-2 untersucht, inwieweit der Einsatz von Gateways zur gemeinsamen Auslesung mehrerer Zählpunkte in Wohngebäuden

hilft, den systemweiten Gesamtverbrauch der Smart Metering Infrastruktur zu senken. Dabei wurden zwei Fälle mit unterschiedlichen Konzentrationen unterschieden:

- Die Ergebnisse zeigen, dass es sinnvoll ist, Gebäude mit mehr als 10 Wohnparteien anhand eines gemeinsamen Gateways anzubinden. Der Gesamtverbrauch sinkt zufolge dieser Maßnahme gegenüber dem Szenario AT-1 um -8% (vgl. Abbildung 39 - Fall AT-2 (>10)).
- Im Falle der Anbindung aller Mehrparteienhäuser (Fall AT-2 (>1)) rechtfertigt sich der zusätzliche Aufwand für die Gateways nicht mehr, sondern wirkt sich in einem Mehrverbrauch von +12% aus.

Bezug auf andere Studien

Die von Österreichs Energie beauftragte „Studie zur Kosten-Nutzen Abschätzung zur Einführung von Smart Metern“ [Capgemini, 2010] ergab für einen vollflächigen Rollout einen Zuwachs des Gesamtverbrauchs durch die Netzinfrastruktur (Zähler, Datenkonzentratoren, Übertragungsgeräte) um +77% und trifft die Pauschalaussage "Smart Meter weisen einen höheren Eigenverbrauch als konventionelle Ferraris-Zähler auf".

Die zählpunktbezogene durchschnittliche Leistungsaufnahme aus Szenario AT-1 des vorliegenden Projekts SMART METERING consumption liegt mit 3,26 W um 1,9% über jenem errechneten Wert zum Status quo von 3,20 W. Die Erhöhung des Bedarfs um +77% konnte somit auf Basis der vorliegenden Daten des Modells nicht nachvollzogen werden. Bei flächendeckender Anwendung des verbrauchsintensivsten technischen Szenarios auf den österreichischen Zählerpark beläuft sich die Bedarfserhöhung auf +50%, unternimmt man das gleiche mit dem verbrauchsärmsten technischen Szenario, so verringert sich der Bedarf um -59%. Beide Fälle sind unwahrscheinlich.

In der thematisch verwandten, von der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control beauftragten „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering“ [PWC, 2010] wurden die Inputs für Eigenverbräuche je Zählpunkt folgendermassen ausgewiesen (mit Referenz auf die britische Studie der DECC *"Impact Assessment of a GB-wide Smart Meter Roll Out for The Domestic Sector"* [DECC, 2009]):

"Der Eigenbedarf eines Strom Smart Meter wurde mit 7 kWh (pro Jahr - entspricht 0,8 W durchschnittlicher Leistungsaufnahme, Anm.) angenommen. Für die Telekommunikation (Modem) werden weitere 8,8 kWh verbraucht. In Summe ergibt dies einen Verbrauch von 15,8 kWh für ein Strom Smart Meter."

Dies bedeutet umgerechnet 1,8 W Dauerleistungsaufnahme durch das Smart Meter. Im DECC Impact Assessment werden folgende Angaben gemacht:

"Energy cost

The smart metering assets will consume energy and after discussions with meter specialists we continue with the assumption that a smart meter would consume 1 w/h, and a display 0.6 w/h and the communication equipment 1 w/h. These assumptions are unchanged."

Es ist anzunehmen, dass hier Werte für die Leistungsaufnahme (in der Einheit W) gemeint sind. Die Annahme in der DECC-Studie lautet demnach also 2,0 W für Smart Meter inkl. Kommunikationsmodul (Modem). Wenn diese Interpretation richtig ist, sind anderweitig im System (Datenkonzentratoren etc.) auftretende Verbräuche noch nicht inkludiert.

Die im Projekt gemessenen durchschnittlichen Leistungsaufnahmen der Zähler liegen für die untersuchten PLC-Lösungen deutlich über diesem Wert (siehe Tabelle 15 und Tabelle 16) und auch im Falle der Direktanbindung über Mobilfunkprovider liegt nur der effizienteste der betrachteten Zähler unter diesem Wert (vgl. die entsprechenden TSZ in Tabelle 17 und Tabelle 18). Es ist jedoch auszuschließen, dass alleine diese Technologie flächendeckend in Österreich zum Einsatz kommt.

5.5.3 Zuordnung der Verbräuche zu technischen Komponenten

Zählergeräte – Smart Meter

Am Beispiel des Rollout-Szenarios CH-1 für die Schweiz wurde die Verteilung der Energieverbräuche auf die Systemkomponenten gezeigt. Daraus geht eine klare Dominanz der Zähler mit einem Verbrauchsanteil von 98% hervor (vgl. Abbildung 31).

Auch für das Szenario CH-2, in dem auch der Einsatz von MUC berücksichtigt wird, verhält es sich ähnlich. Zwar liegt der Stromverbrauch für einen eigenständigem MUC-Controller in etwa der gleichen Größenordnung wie jener eines dreiphasigen Smart Meters, doch entfällt auf Basis der Gebäude- und Wohnungsstatistik nur auf knapp jeden dritten Zählpunkt ein MUC. Somit liegt der auf Smart Meter entfallende Verbrauchsanteil immer noch bei 76% (vgl. Abbildung 33).

Diese Verbrauchskonstellationen sind aus unserer Sicht allgemein auf die meisten Rollout-Szenarien in Österreich und der Schweiz umlegbar. Insofern kommt dem Smart Meter erwartungsgemäß immer die höchste Bedeutung zu.

Anmerkung: Dies gilt für Systeme, die sich allein auf den nicht gezählten Bereich beschränken. Ausnahmen könnten Szenarien in weiterer Zukunft bilden, in denen aufwändige Home Monitoring bzw. Home Automation Lösungen flächendeckend eingesetzt werden. Diese wurden im vorliegenden Projekt nicht berücksichtigt.

Datenkonzentratoren

Die Anzahl der Datenkonzentratoren eines typischen Smart Metering Netzes liegt – als Richtwert – bei einem Hundertstel der Anzahl der Zählpunkte. Der Verbrauch eines DK liegt entsprechend den betrachteten Lösungen etwa beim Doppelten bis Vierfachen eines dreiphasigen Zählers.

Daraus wird klar, dass der Beitrag von DK zum Gesamtverbrauch etwa im Bereich von 1-4 % angesiedelt ist.

In den Datenblättern zu PLC-Datenkonzentratoren werden zur maximalen Anzahl der Endgeräte u. a. Werte wie 1000 oder theoretische Maxima von 1024 angegeben. Diese Limits werden in de facto keinem Pilotprojekt annähernd ausgereizt und es wird dies auch bei großflächigen Rollouts unter dem Einsatz aktueller Technologien nicht der Fall sein. Durch die Anstrengung kleinerer Subnetze im Sinne einer verbesserten Verfügbarkeit der Zähler wird von manchen Netzbetreibern in jeder vorhandenen Trafostation ein PLC-Datenkonzentrator eingesetzt. Manchmal lässt es die Topologie des Netzes auch nicht anders zu, etwa wenn man an weitläufige Täler mit weiten Distanzen zwischen den einzelnen Zählpunkten denkt. Für die Anwendung im ländlichen Raum rechnen einige Netzbetreiber mit Verhältnissen von Konzentratoren zu Zählpunkten bis in den Bereich von 1:35. Im Falle dicht beisammen liegender Zählpunkte – wo davon auszugehen ist, dass ein höherredundantes System vorliegt, in dem für die meisten Zählpunkte eine Auswahl mehrerer Verbindungspfade über verschiedene Repeater zur Verfügung steht, könnten auch günstigere Verhältnisse bis zu 1:200 oder mehr erreicht werden.

Da die meisten Pilotprojekte in Siedlungsgebieten betrieben werden, liegen die aktuellen Erfahrungswerte für das Verhältnis bei 1:100 bis 1:200.

Energieaufwände beim Telekommunikations-Operator

Zu den beim Operator auftretenden, zählpunktbezogenen Energieverbräuchen konnten keine gesicherten Eingangsdaten erhoben werden. Nach Gesprächen mit Experten richtet sich der Energieaufwand zum Betrieb der Übertragungseinrichtungen allenfalls nach der Anzahl aktiver Verbindungen (GPRS, GSM, vereinzelt SMS). Somit fallen die

entsprechenden Verbräuche je nach Anbindungsart mit der Anzahl der Konzentratoren bzw. Gateways bzw. im Falle direkter Zählerauslesung mit der Anzahl der Zählpunkte ins Gewicht.

Weiters macht es einen erheblichen Unterschied, ob dieselbe Performance (Übertragungssicherheit) jederzeit oder nur zu bestimmten Zeitpunkten gewährleistet sein soll. Zur täglichen Auslesung reicht es üblicherweise schon aus, die für den Mobilfunk genutzte Infrastruktur in Phasen geringer Nutzungsfrequenz (typischer Auslesezeitpunkt für Lastprofilaten: Mitternacht) mitzuverwenden. Dazu wird bspw. ein Sendekanal hochgefahren, um über 500 Verbindungen auszulesen. Nach Abschluss steht er wieder für den Mobilfunk zur Verfügung. Soll die Verbindung für echtzeitkritische Grid-Anwendungen jederzeit verfügbar sein, ist eine solche Lösung nicht mehr ausreichend und eine eigenständige Infrastruktur wird notwendig.

Zufolge der Diskussion mit einem MDM-Systemanbieter wurde der konservative Ansatz gewählt, die zählpunktbezogene Dauerleistungsaufnahme der gesamten Übertragungskette seitens des Operators liege beim selben Wert wie jene des GSM/GPRS-Moduls eines Zählers. Dazu wurden permanent 0,5 W angesetzt. Dieser Wert wird nur bei direkt am Head-End (Kategorie B, vgl. Abbildung 28) angebotenen Zählpunkten mit einem Anteil >10% am Gesamt-Eigenenergieverbrauch relevant.

Zentrale Komponenten beim Head-End (EVU)

Zur Abschätzung der Energieaufwände, die auf den Betrieb der IT beim EVU entfallen, konnten ebenfalls keine gesicherten Eingangsdaten erhoben werden. Es wurde auf Aussagen mittelgroßer EVU zurückgegriffen und einer bestimmten Anzahl ausgelesener Zählpunkte eine bestimmte Anzahl an Servern gegenübergestellt. Unter dieser einfachen Annahme ergibt sich ein Beitrag zum Gesamt-Eigenenergieverbrauch von etwa 1%.

Die Datenmengen, die über Transaktionsserver verarbeitet werden müssen, die in Datenbanken für jegliche Abfragen verfügbar bzw. gespeichert sein müssen, haben direkten Einfluss auf den zu erwartenden Energieverbrauch der IT-Hardware. Während bei der manuellen Auslesung der Ferrarisähler ein Rollwerkstand jährlich verarbeitet wird, so wird bei Smart Metering Systemen i.d.R. täglich ausgelesen. Weiters handelt es sich bei jeder Auslesung nicht nur um einen einzelnen Tagesverbrauchswert, sondern im Falle der viertelstündlichen Speicherung von Leistungsmittelwerten sowie etwaigen zusätzlichen Statusdaten um einen Datensatz von annähernd hundertfacher Größe. Dies ist zumindest zutreffend, wenn die in der österreichischen IMA-VO festgelegten Funktionen genutzt werden. Für die alleinigen Zwecke der Stromzählung kann aus heutiger Sicht grob davon ausgegangen werden, dass sich das zu bearbeitende Datenvolumen auf das 36.500-fache ausdehnen wird.

Für die genauere Abbildung der Energieaufwände zum Betrieb Head-End-seitiger Prozesse wären spezifische Untersuchungen an den entsprechenden Systemen notwendig. Dazu müsste allenfalls zwischen der Datenverarbeitung, die unmittelbar für die Stromzählung anfällt und jener, die mit der Nutzung erweiterter Grid-Systeme verbunden ist, unterschieden werden.

6 Diskussion und Ausblick

Zum Zeitpunkt des Abschlusses des Projekts SMART METERING consumption sind in der Schweiz wie auch in Österreich noch zum überwiegenden Anteil elektromechanische Ferrarisähler in Betrieb. Der Schweizer Zählerhersteller Landis+Gyr - einer der wichtigsten Player am europäischen Markt - stellte zur Mitte des vergangenen Jahres die Produktion seiner Ferrarisähler ein, um sich auf ein Produktportfolio mit ausschließlich digitaler Technologie zu konzentrieren. In Österreich trat mit 25. April 2012 die Einführungsverordnung für intelligente Messgeräte in Kraft, die bis zum Ende des Jahres 2017 einen Ausrollungsgrad von 70% vorschreibt.

Anhand dieser Signale wurde während der Laufzeit des Projekts deutlich, dass sich in Zukunft das Gewicht von der Frage "Wie verändert sich der Eigenenergieverbrauch zufolge des Technologiewechsels in der Stromzählung gegenüber dem Status quo?" hin zur Frage "Welche Smart Metering Technologie ist am effizientesten?" verlagern wird.

Die Hochrechnungsergebnisse des SMC Projekts zeigen, dass sich der Energieverbrauch des Gesamtsystems am effektivsten über das technische Zählerdesign und die angewendete Kommunikationstechnologie steuern lässt.

Standards

Im internationalen Standard IEC62053-21 (2003) werden Grenzwerte für die Leistungsaufnahme von Stromzählern mit 2W (10VA) je Phase definiert. In Bezug auf Smart Meter ist davon jedoch nur der unmittelbare Messtechnikeil ("MID-Teil") der Zähler betroffen, nicht die Kommunikationseinrichtungen. Ab dem 1. 7. 2013 gilt in der BRD ein durch die Verordnung VDE-AR-N4400:2011-09 definierter Grenzwert (maximaler Spitzenwert der effektiven Leistungsaufnahme) für die an der Messstelle im nicht gezählten Bereich betriebenen Messeinrichtungen. Mit dieser Definition einer weiter gefassten Systemgrenze rund um den Zählpunkt ist das gesamte Zählerprodukt als verbrauchsintensivste technische Komponente eines Smart Metering Systems betroffen. Eine derartige Regelung, jedoch in Bezug auf den zeitlichen Leistungsmittelwert anstatt des Spitzenwerts, ist zur Erreichung einer höheren Energieeffizienz allenfalls zu bevorzugen - zumal bei heutigen modularen Smart Metern ein auf die Kommunikationstechnik entfallender Verbrauchsanteil von 40-70% typisch ist.

Zufolge Meinungen aus der Wissenschaft fehlen derzeit einige Grundvoraussetzungen für effizientere und robustere PLC-Übertragungsverfahren. Diese würden im Frequenzband von 150-500 kHz wesentlich günstiger sein, als dies europaweit im heute einzig dafür regulierten und genutzten Cenelec A Band der Fall ist.

Die Nutzbarkeit effizienter Funknetz-Lösungen ist hingegen von der regionalen Zulassung im jeweiligen Frequenzband abhängig.

Methodik

Der Modellierungsansatz der im Projekt neu entwickelten Methodik lässt zu, Einflussparameter auf flexible Weise als Eingangsgrößen festzulegen und darauf aufbauend einen der Region entsprechenden Gesamtverbrauch zu berechnen. Dazu fließen primär die Anzahl ein- und dreiphasiger Zähler der Region, die Geräte je Zählpunkt inklusive dazu benötigter Schnittstellen, die Art der Zähleranbindung im Datenerfassungsnetz unter Berücksichtigung aller darin befindlicher Datenknoten.

Zu den aufwändigeren Tätigkeiten in der Anwendung der Methodik gehören:

- die Abbildung/Berücksichtigung schwer quantifizierbarer Leistungsmerkmale wie z.B. die Verfügbarkeit der Zähler im Netzwerk in Bezug auf einzelne Funktionen - dies erfordert

ein gewisses Grund-Know-How, um nicht verschieden leistungsfähige Systeme zu mischen.

- die Annahme des richtigen Mix technischer Szenarien. Hier scheint es - wie im aktuellen Projekt angewandt - am zielführendsten, robuste Daten zu vordergründig am Markt präsenten Lösungen heranzuziehen und einen passend verteilten Mix zufolge Recherche anzunehmen.

Aufgrund der Zusammensetzung der im Projekt resultierten Gesamtverbräuche könnten in Zukunft einige Bestandteile der bestehenden Modellstruktur zugunsten einer effektiveren, schnelleren Systembeurteilung vereinfacht werden.

Zuvor wären jedoch tiefergehende Untersuchungen notwendig, um Unsicherheiten auszuräumen. So konnten im abgeschlossenen Projekt die zentralen technischen Komponenten des Head-Ends beim EVU sowie die Prozesse beim Telekommunikations-Operator nur grob abgeschätzt werden. Auch simultan durchgeführte Livemessungen an mehreren Stellen großflächig erschlossener Smart Metering Netzwerke wären wichtig, um typische zählpunktbezogene Werte zu erhalten bzw. die Sensitivität in Bezug auf verschiedene Anwendungsfälle zu kennen. Im vorliegenden Projekt konnten nur Stichprobenmessungen durchgeführt werden, die mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet sind.

Die Kleinleistung des Smart Meter Eigenverbrauchs unter einem hohen Stromfluss durch die Phasenleitungen zu bestimmen (allgemeiner Fall bei Livemessungen), stellt hohe Herausforderungen an die Messtechnik dar. Zwar konnte eine im Labor erprobte, geeignete Schaltung entwickelt werden, die jedoch unter gewissen Umständen im Feldbetrieb zu ungenau arbeitete.

Mit der im SMC Projekt angewandten Methodik wurde ausschließlich jene Infrastruktur analysiert, die unmittelbar zur Erfüllung der Grundfunktionen „Messen – Loggen – Übermitteln“ erforderlich ist. Konsequenterweise wurde die Systemgrenze genau zwischen gezähltem und nicht gezähltem Bereich, also unmittelbar durch den Zählpunkt, gezogen. Bei dieser Betrachtung liegt der Hauptanteil am Gesamtenergieverbrauch bei den Smart Metern, da jegliche (gegebenenfalls) mit dem Smart Meter verbundene Geräte, die nicht zur Übertragung im Datenerfassungsnetz dienen, exkludiert sind.

Bei einer weiter gefassten Systemgrenze bis in den gezählten Bereich hinein kann sich die Situation potentiell ändern, wenn für Home Monitoring und/oder Home Automation Zwecke je Haushalt mehrere Geräte mit Kommunikationstechnik betrieben werden. In so einem Fall könnte eine erweiterte Systemgrenze andere Aussagen bezüglich der Zusammensetzung zum systemweiten Gesamtverbrauch liefern. Die Frage, ob bzw. welche Zusatzsysteme tatsächlich zu "Smart Metering" gezählt werden sollen, müsste dann neu gestellt werden. Dieser wichtigen Fragestellung könnte in einem Folgeprojekt nachgegangen werden.

Ausblick - Internationalisierung

Die im SMC Projekt erarbeitete Methodik zur Verbrauchsmodellierung ist bereits zu einem hohen Grad klar strukturiert und dennoch flexibel anwendbar. Mit einer sorgfältig angepassten Datenstruktur lässt sich die Hochrechnung auch mithilfe von Datenbanken und Skripten automatisieren. Damit sind aus technischer Sicht alle Voraussetzungen gegeben, die Projektidee, Eigenenergieverbräuche von Smart Metering Infrastruktur transparent und anschaulich zu machen, auf internationaler Ebene weiter voranzutreiben. Damit könnte ein höheres Potential zur Weiterentwicklung der Methodik generiert werden um schließlich aus gemeinsam gewonnen Erkenntnissen gezielte Strategien für Rollouts von Smart Metering Systemen oder Subsystemen abzuleiten.

Die weltweit angedachte Rollouts für Smart Metering Systeme legt eine international abgestimmte Methodik zur Bewertung der verschiedenen möglichen Technologien nahe. Für die Betrachtung der Eigenenergieverbräuche empfiehlt sich eine internationale Zusammenarbeit im Rahmen des IEA-4E Implementing Agreements.

7 Referenzen

- [BFE1, 2012] Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz
Online abgerufen unter:
<http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/27519.pdf>
- [BFE2, 2010] Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2010
Online abgerufen unter:
<http://www.bfe.admin.ch>
- [BFS1, 2010] Gebäude- und Wohnungsstatistik, Datenbank: BFS - STAT-TAB (2010)
Online abgerufen unter:
<http://www.pxweb.bfs.admin.ch>
- [BFS2, 2008] Eidgenössische Betriebszählung BZ, Datenbank: BFS - STAT-TAB (2008)
Online abgerufen unter:
<http://www.pxweb.bfs.admin.ch>
- [Capgemini, 2010] Capgemini Consulting Österreich AG, 2010:
Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung
Online abgerufen unter:
[http://oesterreichsenergie.at/Smart Meter Wunsch und Wirklichkeit.html?file=tl_files/DO WNLOADS/Pdf.%20Netze/Capgemini%20Kosten Nutzenanalyse%20Smart%20Metering.pdf](http://oesterreichsenergie.at/Smart%20Meter%20Wunsch%20und%20Wirklichkeit.html?file=tl_files/DO%20WNLOADS/Pdf.%20Netze/Capgemini%20Kosten%20Nutzenanalyse%20Smart%20Metering.pdf)
- [DECC, 2009] Department of Energy and Climate Change:
Impact Assessment of a GB-wide Smart Meter Roll Out for The Domestic Sector
Online abgerufen unter:
http://www.decc.gov.uk/assets/decc/consultations/smart%20metering%20for%20electricity%20and%20gas/1_20090508152831_e_@@_smartmeteriadomestic.pdf
- [E-Control, 2011] Energie-Control Austria, 2011:
Regionalisierte Verbraucherstruktur 2010
MS Excel Tabelle, online abgerufen im Dezember 2011 unter:
http://www.e-control.at/portal/pls/portal/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2378134
- [EN50160, 2010] EN50160:2010:
Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks
- [EN50470-1, 2007] EN50470-1:
Wechselstrom-Elektrizitätszähler, Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Prüfungen und Prüfbedingungen - Messeinrichtungen (Genauigkeitsklassen A, B und C)
- [Encontrol, 2009] Encontrol AG, Alois Huser, 2009:
Fallstudien zu Energie- und Kosteneinsparung durch energieeffiziente Server
Online abgerufen unter:
<http://www.efficient-servers.eu>
- [energie-und-technik.de, 2012] <http://www.energie-und-technik.de>,
News-Eintrag vom 4. 1. 2011. Online abgerufen am 1. 4. 2012.
- [Holzinger, 2011] Michael Holzinger, Wien, Jänner 2011:
Smart Metering und sein Einsatz in Österreich
Diplomarbeit, Institut für Verfahrens- und Energietechnik der Universität für Bodenkultur
Online abgerufen unter:

https://zidapps.boku.ac.at/abstracts/oe_list.php?paID=3&paSID=8344&paSF=-1&paCF=0&paLIST=0&language_id=DE.

- [Horvath, 2010] Horváth & Partners, Mai 2010:
Smart-Metering-Studie 2010 – Eine Marktanalyse für den deutschsprachigen Raum. Ergebnisbericht
Online abgerufen unter:
http://www.horvath-partners.com/fileadmin/media/PDF/de/04_Publikationen_smartmeteringstudie.pdf
- [IMA-VO, 2011] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich.
339. *Verordnung: Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 - IMA-VO 2011*,
in Kraft getreten mit 1. November 2011.
- [IME-VO, 2012] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich.
138. *Verordnung: Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung - IME-VO*
in Kraft getreten mit 25. April 2012.
- [ISOE, 2008] Institut für sozial-ökologische Forschung, Barbara Birzle-Harder, Jutta Deffner, Konrad Götz, Frankfurt am Main, 2008:
Lust am Sparen oder totale Kontrolle? Akzeptanz von Stromverbrauchs-Feedback
- [Kema, 2009] KEMA Consulting GmbH, Bonn, Deutschland, 2009:
Endbericht: Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering)
Online abgerufen unter:
<http://www.kema.com/de/Images/KEMA%20Endbericht%20Smart%20Metering%20202009.pdf>
- [m-bus.com, 2012] Online-Quelle: www.m-bus.com; abgerufen am 17. 4. 2012.
- [METAS, 2010] Bundesamt für Metrologie METAS, Bern, 20.04.2010:
Jahresbericht 2009 des Schweizerischen Eichdienstes
Online abgerufen unter:
<http://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=28230>
- [PWC, 2010] PricewaterhouseCoopers Österreich, Juni 2010:
Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering
Online abgerufen unter:
<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/pwc-austria-smart-metering-e-control-06-2010.pdf>
- [Stat-Austria1, 2004] Statistik Austria, Mag. Margareta Mahidi, Wien, 2004:
Gebäude- und Wohnungszählung 2001 - Hauptergebnisse Österreich
- [Stat-Austria2, 2011] Statistik Austria, Direktion Raumwirtschaft, Energie, Wien, 2011:
Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken