

asut-Arbeitsgruppe Smart Energy

Praxisleitfaden Smart Energy@ICT



asut unterstützt von:



swissmig 

VSE
AES

EIGENTUMSRECHTE / HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Der asut-Praxisleitfaden Smart Energy@ICT ist geistiges Eigentum der asut. Es darf im Rahmen des jeweils geltenden Rechts in vollständiger Form weitergegeben und benützt werden, wobei die asut jegliche Gewähr ausschliesst. Sollten einzelne Ausschnitte (wie bspw. Seiten oder Grafiken) in anderen Dokumentationen oder Präsentationen verwendet werden, ist als Quellenangabe «asut» oder bei externen Inhalten die entsprechende Quelle anzuführen. Das gilt insbesondere auch für Vervielfältigungen und Bearbeitungen (bspw. Übersetzungen) des Dokuments oder Teilen davon sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Copyright © 2016 asut

Der asut-Praxisleitfaden Smart Energy@ICT stellt eine allgemeine unverbindliche Empfehlung dar. Die Inhalte spiegeln die Auffassung der asut-Arbeitsgruppe zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wieder. Obwohl die Inhalte mit grösstmöglicher Sorgfalt erstellt wurden, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität. Insbesondere kann der asut-Praxisleitfaden Smart Energy@ICT nicht den besonderen Umständen des Einzelfalls Rechnung tragen. Jegliche Verwendung des Praxisleitfadens oder einzelner Inhalte davon, liegt in der alleinigen Verantwortung des Nutzers. Jegliche Haftung und Garantie seitens asut für Schäden materieller und immaterieller Art, namentlich für Fehlerfreiheit, Genauigkeit, Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Empfehlungen, Informationen, Texte, Checklisten, Übersichten, Grafiken, Links und sonstige in diesem Dokument enthaltenen Elemente, unabhängig der Herkunft der Inhalte bzw. Teilinhalte und ungeachtet der jeweiligen Verwendungsweise (in vollständiger bzw. partieller Form sowie unabhängig des jeweiligen Kontexts), wird ausdrücklich ausgeschlossen.

Teilnehmerverzeichnis des Kernteam Praxisleitfaden Smart Energy@ICT

Bachmann Maurus	Verein Smart Grid Schweiz (VSGS), Nidau
Berner Daniel	BKW Energie AG, Bern
Burri Rolf	Hewlett-Packard (Schweiz) GmbH
Degenhardt Lothar	Siemens Schweiz AG, Zürich
Di Gregorio Roland	Swisscom (Schweiz) AG, Bern
Haas Jürg	Landis + Gyr AG, Zug
Imholz Urs	GWF MessSysteme AG, Luzern
Inderkum Patrick	e-lynx AG, Luzern
Meier Christian	Alpiq InTec Management AG, Zürich
Müller Dominik	asut, Bern
Schuppli Hans	Avicor Services AG, Baar
Zbinden Peter	Energie Wasser Bern (EWB), Bern

Herzlichen Dank der Firma GWF MessSysteme AG, Luzern, für die Übernahme der Übersetzungskosten in die französische Sprache.

Inhaltsverzeichnis

1	MANAGEMENT SUMMARY UND ZIELSETZUNG DES PRAXISLEITFADENS	4
2	AUSGANGSLAGE	5
2.1	Energiestrategie 2050	5
2.1.1	Strategie Stromnetze	5
2.1.2	Smart Grid Roadmap (SGR-CH)	5
2.1.3	Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten intelligenter Messsysteme	6
2.2	Herausforderung für den Energieversorger	7
2.2.1	Geänderte Anforderungen Verteilnetzbetreiber (VNB)	7
2.2.2	Generelle Anforderungen Telekommunikation	8
2.2.3	Anforderungen an Verteilnetze	9
2.3	Endkundenanforderungen	9
3	ÜBERSICHT TECHNOLOGIE UND STANDARDISIERUNG	11
3.1	Architektur	11
3.2	Normen Standard	12
3.2.1	KS1 Feldebene (Mess- und Steuergeräte)	15
3.2.2	KS2 sekundäre Kommunikation (Smart Home)	16
3.2.3	KS3 tertiäre Kommunikation (Kommunikationsinfrastrukturen)	17
3.3	Informationssicherheit	18
3.3.1	Standards	19
4	KS3 TERTIÄRE KOMMUNIKATION	20
4.1	Eigenschaften der Technologien	22
4.1.1	Mobilfunk	23
4.1.2	Funk	25
4.1.3	Fixnet «Bandbreitenservice»	26
4.1.4	Fixnet «Medium»: Kupfer oder Glasfaser	27
4.1.5	Power Line Communication (PLC)	28
4.1.6	«Walk by»- und «Drive by»-Ablesung	31
5	BEWERTUNG	32
5.1	Rahmenbedingungen zur Wahl der Kommunikationsinfrastruktur	32
5.2	Vorgehen für Entscheidungsfindung	33
5.3	Use Cases	34
5.3.1	Use Cases Smart Meter Rollout	34
5.3.2	Use Cases Smart Grid Umsetzung	35
5.4	Bewertung Use Case versus Kommunikationstechnologie	36
5.4.1	Use Cases Smart Metering	36
5.4.2	Use Cases Smart Grid	37
5.5	Bewertung Installationsort versus Kommunikationstechnologie	37
6	ANHANG	39
6.1	Literaturverzeichnis	39
6.2	Abbildungsverzeichnis	39
6.3	Tabellenverzeichnis	39

1 Management Summary und Zielsetzung des Praxisleitfadens

Der Praxisleitfaden der asut zu Smart Energy ist ein **Grundlagendokument und Hilfsmittel** für Energieversorgungsunternehmen, Industrielieferer und Telekommunikationsunternehmen in der Anwendung von Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen für intelligente Energiesysteme. Im Praxisleitfaden wird der Fokus auf die Energieform Strom gelegt, weil dort die grössten Anforderungen vorhanden sind, kann aber auch auf andere Energieformen wie Gas oder Wärme sowie auf die Wasserversorgung ausgedehnt werden. Das Dokument wurde von der Arbeitsgruppe Smart Energy der asut erstellt. Die Arbeitsgruppe besteht aus Experten der Energie- und Telekombranche sowie aus Industrievertretern.

Die Förderung dezentraler Energieerzeugung, verbunden mit dem politischen Willen zur Energiestrategie 2050 (Ausstieg aus der Kernenergie), sowie die Öffnung der Energiemärkte, führen zu einer tiefgreifenden Veränderung der Elektrizitätsmärkte. Die bisher erfolgreichen zentralen Strukturen und Steuerungsmodelle der Energieversorgungsunternehmen können auf Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) aufbauen, um zukünftig eine effiziente, stabile und für Private und Wirtschaft kostengünstige Energieversorgung sicherzustellen.

Die Steuerung der zunehmend dezentralen Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und des komplexeren Marktes kann ohne den Einsatz von ICT-Technologien nicht gelingen. Die ICT-Branche ist aber mehr, als nur ein Technologielieferant. Die ICT-Branche war in den letzten 18 Jahren seit der Marktliberalisierung mit mehrfachen Umwälzungen konfrontiert und hat dazu ein Instrumentarium an Abläufen, Prozessen, Technologien und Geschäftsmodellen entwickelt, welche auch in der Energiebranche zum Einsatz kommen können. Beispiele hierzu sind Wechselprozesse, Billing oder Kundenkommunikation. Zudem bieten die Netzwerkstandards und -technologien die technische Grundlage für eine intelligente Steuerung des Strommarktes.

Im vorliegenden Dokument wird aufgezeigt, welche Anforderungen aus Sicht eines zukünftigen intelligenten Energienetzes an die ICT-Infrastruktur gestellt werden und wie die bestehende Kommunikationsinfrastruktur in der Schweiz hierfür genutzt und erweitert werden kann.

Bestehende ICT-Standards sind bezüglich Zuverlässigkeit und Sicherheit hoch entwickelt und können für intelligente Energie- und Messsysteme genutzt werden. Das Dokument gibt eine Übersicht und Strukturierung der Architektur für Kommunikations- und Energiesysteme auf Basis internationalen Standards und Schweizer Anforderungen und Gegebenheiten. Darüber hinaus werden die verschiedenen Technologien primär auf der tertiären Kommunikation (KS3, Verbindung zwischen Gebäude und Zentrale) bewertet und gegenübergestellt. Weiter wird aufgezeigt, welche Schnittstellen zum intelligenten Gebäude vorhanden sind.

2 Ausgangslage

Der Schweizerische Verband der Telekommunikation asut hat im Januar 2013 eine Stellungnahme zur Vernehmlassung der Schweizerischen Energiestrategie 2050 publiziert und darin aufgezeigt, dass die Energiestrategie 2050 mit Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie (ICT) realisiert werden muss. Lösungen müssen gemeinsam von der Energiewirtschaft und der ICT-Branche entwickelt und getragen werden. asut nimmt dabei mit der Arbeitsgruppe Smart Energy eine aktive Rolle ein, da die ICT für die Transformation der Energienetze eine Schlüsselrolle spielt.

Eine Reihe von Publikationen und Studien haben die Rolle von ICT in der Energiewende aus dem Blickwinkel von Politik und Energiebranche verdeutlicht. Der Verein Smart Grid Schweiz (VSGS) beschreibt in seinem Weissbuch Smart Grid die Herausforderungen aus Sicht der Energieversorger zu intelligenten Energiesystemen. Der VSGS ist ein Verein von dreizehn Schweizer Energieversorgern, welche zusammen rund 50% der Schweizer Stromversorgung abdecken. Der VSGS sieht in seinem Weissbuch steigende Anforderungen an Kommunikationsnetze, wobei Smart Grid andere Anforderungen an das Kommunikationsnetz stellen wird als Smart Metering.

Der Einsatz von Smart Meter Systemen bildet die Grundlage, um die Transparenz gegenüber den Konsumenten zu steigern und somit auch die Eigenverantwortung zu stärken. Dabei steht nicht nur die Messung von elektrischer Energie im Vordergrund, sondern auch die Messung von Wärme, Wasser und Gas. Neben automatisierten Steuerungsmöglichkeiten geben Smart Metering Systeme auch relevante Informationen zu möglichen Verbrauchseinsparungen an die Konsumenten weiter.

Der im August 2013 veröffentlichte Dialog Neue Energiepolitik «Energiestrategie 2050 aus Sicht des Energie Dialogs» empfiehlt eine verstärkte Zusammenarbeit mit Partnern aus dem ICT-Umfeld. Der Energie Dialog wurde vom Kanton Aargau, WWF Schweiz und dem Wirtschaftsdachverband Economie-suisse zusammen mit ausgewiesenen Fachexperten aus der Energiewirtschaft durchgeführt.

2.1 Energiestrategie 2050

Am 25. Mai 2011 hat sich der Bundesrat für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie ausgesprochen und verabschiedete am 18. April 2012 ein erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050. Die elektrischen Netze sind als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch elektrischer Energie ein Schlüsselement bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050. Die angestrebte, zunehmend dezentrale Einspeisung elektrischer Energie verändert bisherige technische Gegebenheiten im Netz und schafft neue Herausforderungen. Die Untersuchungen zeigen aber zugleich, dass intelligente Netze, sogenannte Smart Grids, die Kosten erheblich reduzieren können und zusätzlich zu deutlichen Qualitätssteigerungen führen.

Das Bundesamt für Energie (BFE) hat die Bedeutung von Smart Grids für die Schweiz schon frühzeitig erkannt und veröffentlichte bereits 2010 ein Positionspapier zu Smart Grids in der Schweiz (Bundesamt für Energie (BFE), 2010).

Weiter publizierte das BFE am 5. Juni 2012 den Schlussbericht zur Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz. Das sogenannte Smart Meter Impact Assessment untersuchte die Auswirkungen von einer flächendeckenden Einführung von Smart Metering für die Schweizer Volkswirtschaft mit dem Resultat eines positiven Kosten-Nutzen-Verhältnis.

2.1.1 Strategie Stromnetze

Im September 2013 hat der Bundesrat dem Parlament die Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 vorgelegt. Die Strategie Stromnetze wird klare Rahmenbedingungen für den zeit- und bedarfsgerechten Aus- und Umbau der elektrischen Netze schaffen. Sie konzentriert sich vor allem auf verfahrenstechnische Fragestellungen sowie die Schaffung transparenterer Planungswerkzeuge. Erste finanzielle Anreize kleinerer Art werden für Netzbetreiber gesetzt, um Erfahrungen mit Smart Grid Lösungen zu machen. Des Weiteren haben die Arbeiten zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) begonnen.

2.1.2 Smart Grid Roadmap (SGR-CH)

Die Smart Grid Roadmap (SGR-CH) ist ein Bestandteil der Strategie Stromnetze und schafft ein gemeinsames Grundverständnis von Smart Grids in der Schweiz für die betroffenen Akteure. Die Roadmap stellt dabei den Nutzen von Smart Grids hinsichtlich der nationalen Ziele im Bereich der Elektrizitätsversorgung dar und behandelt im Wesentlichen nachfolgende Themen:

- Eine gemeinsame Vision von Smart Grids in der Schweiz schaffen
- Funktionalitäten der zukünftigen Netze antizipieren
- Konsensbasierter Leitfaden zur Implementierung der Funktionalitäten
- Regulatorischen Handlungsbedarf identifizieren
- Fahrplan zur Bewältigung des Handlungsbedarfs

Weiter geht die Smart Grid Roadmap auf die unterschiedlichen Technologien und Wirkungsweisen ein, die zur Realisierung von einem Smart Grid notwendig sind. Im Portfolio der Smart Grid Technologien wird deutlich, dass der Bereich ICT eine Schlüsselkomponente in der Zusammenführung der Energiepolitischen Massnahmen «Umstrukturierung Stromproduktion» und «Reduktion Energieverbrauch» darstellt.

2.1.3 Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten intelligenter Messsysteme

Zu einem Bestandteil der Strategie Stromnetze werden die Grundlagen zur Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme bei Endverbraucher in der Schweiz, welche zukünftig in den Netznutzungskosten als anrechenbar gelten sollen (Art. 15 StromVV). In Art. 17a StromVG wird ein intelligentes Messsystem definiert:

- Intelligentes Messgerät: Smart Meter, Gateway
- Kommunikationssystem: kommunikationstechnische Verbindung von intelligenten Messgeräten zu einem zentralen Zähldatenverarbeitungssystem (Meter Data Management System)
- Zähldatenverarbeitungssystem: Meter Data Management Systeme
- Visualisierungsplattform: Internetportale, Bildschirme im Haushalt oder Visualisierung auf Geräten wie Mobiltelefonen oder Fernsehern.

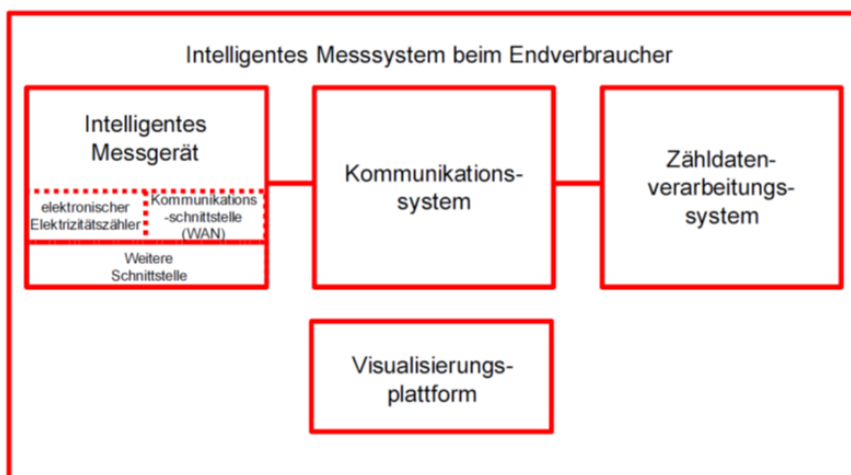


Abbildung 1: Intelligentes Messsystem und deren Bestandteile¹

¹ Bundesamt für Energie. (14. November 2014). Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz. Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten.

2.2 Herausforderung für den Energieversorger

Die Energieversorgungsunternehmen (EVU) und die interessierte Industrie sind mit grösseren Investitionen für smarte Energieinfrastrukturen aktuell noch zurückhaltend. Um die schweizerische Energieversorgung einen wesentlichen Schritt voran zu bringen und auf mehr technische Innovation zu setzen, braucht es bei den zu erwartenden Marktveränderungen klare Rahmenbedingungen bezüglich der Anrechenbarkeit von Investitionen. Weiter ist eine stärkere Deregulierung des Netzzuganges für neue Player und die gezielte, punktuelle Förderung von Leuchtturmprojekten mit nationaler Bedeutung nötig.

2.2.1 Geänderte Anforderungen Verteilnetzbetreiber (VNB)

Die Anforderungen an das Verteilnetz sind stark im Wandel. In den vergangenen Jahrzehnten diente das Verteilnetz zur reinen Verteilung der zentral erzeugten Elektrizität an die Verbraucher. Mittels Planung und Projektierung auf Erfahrungsbasis und punktuellen Kontrollmessungen konnte die Zuverlässigkeit auf hohem Niveau gehalten werden. Im Normalfall genügte es, die wesentlichen Einspeisepunkte und Übergabepunkte zu kontrollieren (Unterstationen Netzebene NE4). Im Gegensatz dazu ist das Übertragungsnetz (also die Hochspannungsebenen NE1-3) vollständig überwacht. Vor allem durch die starke Zunahme der dezentralen volatilen Produktion und Einspeisung von erneuerbarer Energie ins Nieder- und Mittelspannungsnetz wird das alte Gleichgewicht verändert. Eine Fernüberwachung und -beeinflussung ist meist nicht möglich, da unterhalb der Unterstationen entsprechende Systeme fehlen. Aus diesem Grund fokussiert das Thema Smart Grid in erster Linie auf das Verteilnetz. Smart Grid (und auch Smart Metering) benötigt neu eine Datenkommunikationsinfrastruktur mit wachsenden Anforderungen.

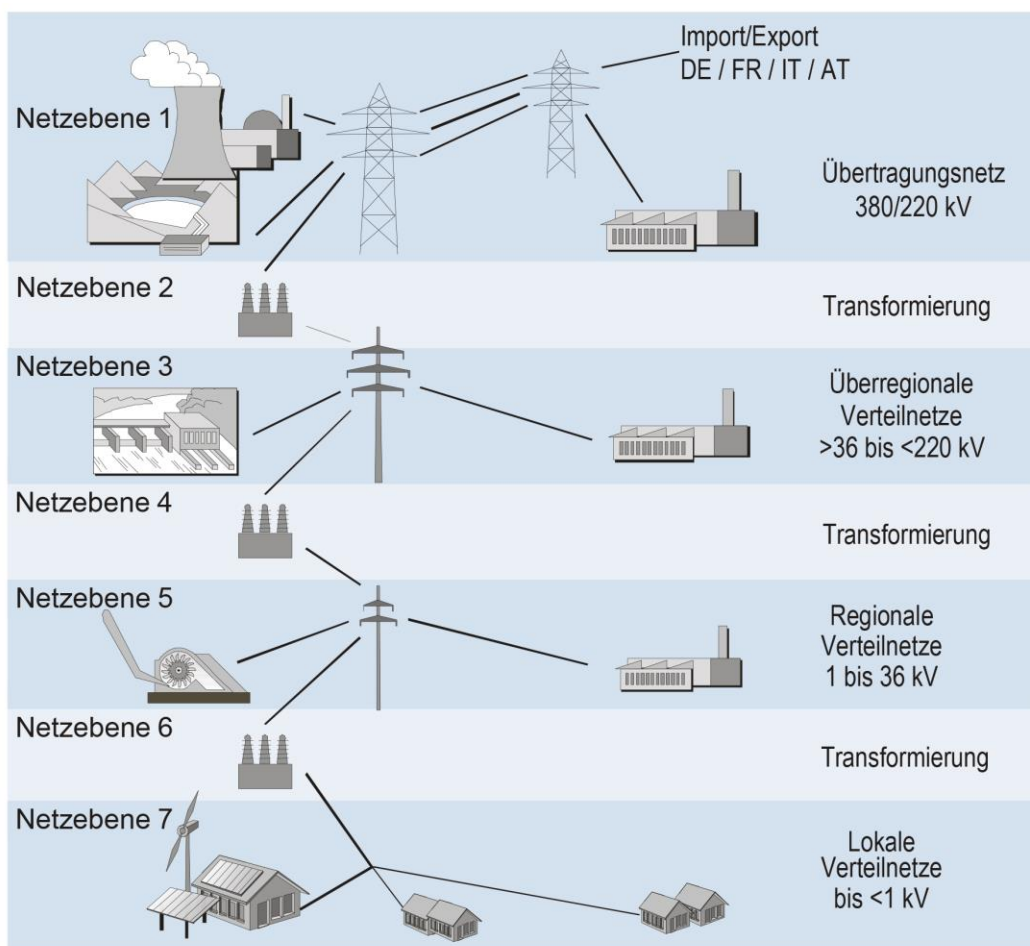


Abbildung 2: Netzebenen (Quelle: VSE 2015)

2.2.2 Generelle Anforderungen Telekommunikation

Die aus 2.2.1 resultierenden Anforderungen an die Telekommunikation sind komplex und werden von folgenden **Rahmenbedingungen** geprägt:

Anforderung	Beschreibung
Standardisierte Informatik	Datenübertragung nach internationalen Normen, ergänzt mit branchenspezifischen Normen (Bsp. Metering Code).
Datenübertragung	Bi-direktional.
Wirtschaftlichkeit	Anforderung an Funktion und Übertragungshäufigkeit sind sehr unterschiedlich (Ablesung Verrechnungsdaten pro Quartal versus Realtime-Daten für Überwachung und Feedback). Häufig sind nur wenige Daten in grossen Abständen zu übertragen.
Geschwindigkeit	In zunehmendem Masse kann Datenübertragung von und zu gleichzeitig sehr vielen Messpunkten in kurzer Zeit notwendig werden (Bsp. Leistungsmessung und Lastschaltung).
Architektur	In der Lösungsarchitektur ist zu berücksichtigen, dass einzelne Subsysteme (z.B. Smart Metering) langfristig zusammengeführt werden müssen. Diese sollten aber betreffend Datenaustausch vor allem im zentralen Bereich definierte Schnittstellen aufweisen.
Datensicherheit	Die Übertragungstrecken sind gegenüber Unbefugten zu schützen. Der Datenaustausch hat den Ansprüchen zur Datensicherheit (Verschlüsselung, Integrität, Authentizität) zu genügen.

Tabelle 1: Kommunikationstechnische Anforderungen

Breitbanderschliessung in der Schweiz

Obwohl die Schweiz nach OECD über die beste Breitbandversorgung verfügt, stösst die Telekommunikationserschliessung in der Schweiz schon alleine mit den topografischen Voraussetzungen vor allem in den Bergregionen bei der Mobilfunkkommunikation an grosse Herausforderungen, was eine kostenintensive Infrastruktur bedingt. Durch die heute vorhandene Mobilfunkversorgung 2G/3G/4G ist die Schweiz aber sehr gut erschlossen.

Topologie Stadt / Land

Nebst der Topografie spielt die Erschliessungsdichte eine grosse Rolle. In der Stadt erlaubt die Konzentration einer grossen Anzahl Gebäude und Nutzer pro Fläche eine kostengünstigere Erschliessung, was sich beispielsweise bei der FTTH Entwicklung deutlich manifestiert. Tiefe Gebäudedichte sowie die Anzahl Wohneinheiten pro Gebäude erhöhen auf dem Land die Erschliessungskosten vor allem der leitungsgebundenen Kommunikation stark.

Vorhandene Kommunikationsinfrastrukturen

Agglomeration und Städte

- vorhandenes Glasfasernetz. Die Erschliessung mit Glasfaser (FTTH) ist in städtischen Gebieten deutlich weiter fortgeschritten als auf dem Land.
- Kupfernetz /xDSL
- Kabelnetz (Coax)
- Powerline Communication (PLC) Erschliessung

Land

- vorhandene Mobilfunknetze (2G/3G/4G)
- Powerline Communication (PLC) Erschliessung
- Kupfernetz (xDSL) für grössere Wohneinheiten

Struktur der EVU-Landschaft

In der Schweiz stellen über 700 EVU's, die meisten davon mit «eigenem» Verteilnetz, die Versorgung sicher. Diese strukturelle Vielfalt erfordert einen grossen Aufwand an Koordination auf allen Ebenen der Politik, Verbände und Gremien für Normierung für ein gemeinsames Vorgehen.

Gebäudestandard

Die Massivbauweise in der Schweiz erschwert die Funkausbreitung für Geräte in Häusern und speziell im Keller. Vor allem in städtischen Gebäuden sind Mobilfunknetze begrenzt einsetzbar, weil die Bewilligung von neuen Antennenstandorte schwierig ist. Neue Funknetze wie LoRa werden für Anforderungen mit geringen Bandbreiten diese Lücke jedoch schliessen, da damit in ersten Projekten positive Ergebnisse in der Konnektivität erreicht wurden.

2.2.3 Anforderungen an Verteilnetze

Anforderung	Beschreibung
«Smart Grid» auf NE1-4:	Die seit langem notwendige und vorhandene Netzführung durch Swiss-grid mit Unterstützung der grösseren Netzgesellschaften hat sich bewährt. Die notwendigen Infrastrukturen sind vorhanden und können als «Smart Grid des Übertragungsnetz» bezeichnet werden. Entsprechende Fachbegriffe sind: Leitstellentechnologie, SCADA (Fernwirktechnik).
«Smart Grid» auf NE5-NE7	Vor allem in ländlichen Netzen sind heute noch nicht alle Teile mit Fernmess- und Steuerungsausrüstung ausgestattet.
Dezentrale Produktion	Unidirektionaler Stromfluss (zukünftig bi-direktionaler Stromfluss): Die NE 7-5 wurden ursprünglich ausschliesslich für die Stromverteilung zu den einzelnen Abnehmer gebaut. Die dezentrale Einspeisung neuer erneuerbarer Energie erfordert Netzum- und ausbauten, um negative Auswirkungen infolge Überlastung, Spannungsüberhöhungen und Volatilität zu vermeiden. Die Schutzthematik muss ebenfalls auf die neuen Anforderungen angepasst werden.
Netzausbaukosten	Die Verteilnetze auf Ebene 5-7 müssen insbesondere auf die maximal gelieferte oder bezogene Energiemenge ausgelegt werden. Dabei ist die durchschnittlich transportierte Energiemenge nicht relevant. Durch Kennen des präzisen Verlaufs des Energietransports in den Strängen kann das Netz optimiert und kostenmässig effizient dimensioniert werden.

Tabelle 2: Anforderung an Verteilnetze

2.3 Endkundenanforderungen

Der volkswirtschaftliche Business Case von Smart Metering basiert im Wesentlichen auf den Energieeffizienzgewinnen bei den Endkunden durch die Sensibilisierung auf den Stromverbrauch. Diese kann gemäss der Impact Analyse des BFE für Smart Metering rund 1.8% des gesamten schweizerischen Stromverbrauchs ausmachen.

Der Energieeffizienzgewinn durch Smart Metering hängt aber wesentlich davon ab, welche Qualität die Rückmeldung zum Kunden hat. Zwischen einer Anzeige des Gesamtstromverbrauchs eines Haushaltes alle 15 Minuten und einer bis auf die einzelnen Geräte heruntergebrochenen Analyse des Stromverbrauchs in einem Haushalt besteht ein grosser Unterschied. Dies zeigt die folgende Grafik aus einer vergleichenden Studie über verschiedene Smart Metering-Projekte. Es leuchtet ein, dass ein Feedback über die Stromverschwendungen durch bestimmte Geräte wie z.B. Beleuchtung, Kühlschrank oder Waschmaschine eher zur bewussten Wahl eines effizienteren Gerätes führt als ein pauschales Feedback über den Gesamtverbrauch eines Haushaltes. Die Voraussetzungen dafür sind entsprechend präzise und in guter zeitlicher Auflösung erstellte Messungen und Übermittlung des Stromverbrauchs beim Kunden.

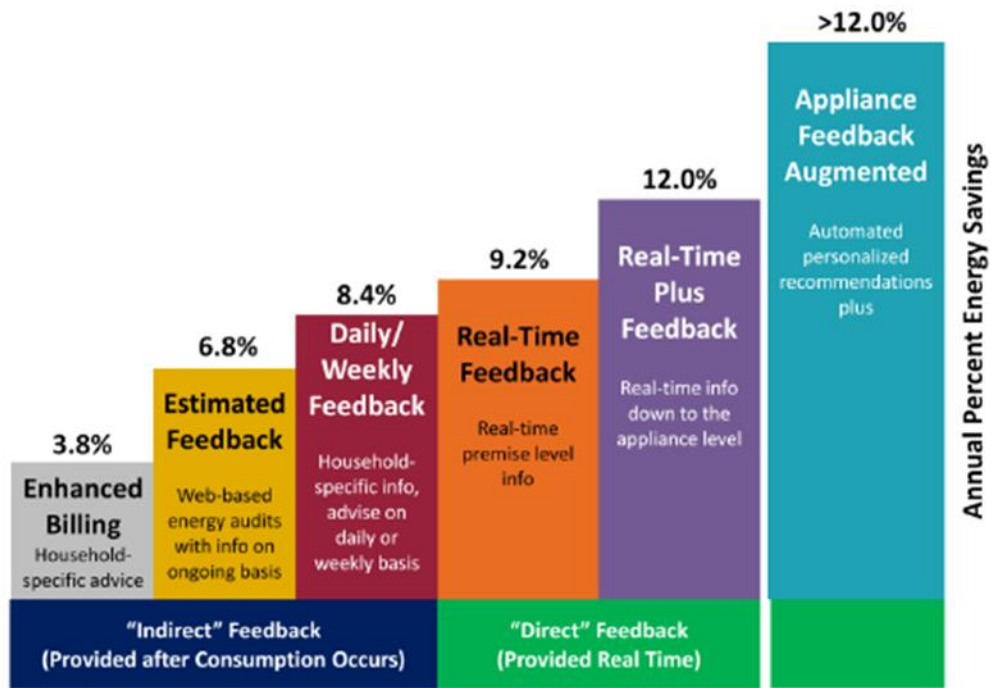


Abbildung 3: Kundenfeedback (Quelle: Studie University Stanford)

Die Anzeige der Kundeninformation erfolgt idealerweise auf den gewohnten Displays der Kunden, wie z.B. Smartphone, Tablet, Laptop etc. und kann von überall eingesehen werden. Dies hat auch den Vorteil, dass nicht spezielle Inhouse-Displays angeschafft werden müssen, welche nach kurzer Zeit bereits wieder veraltet sind. Nebst dem reinen Kundenfeedback, können mit sogenannten Komfortservices wesentliche Beiträge zur Energieeffizienz geleistet werden. Die Komfortservices werden grob in zwei Kategorien unterteilt:

Assistierende Services

Der Kunde behält die Kontrolle über die ausgelösten Aktionen, z.B. Kalendereintrag mit Ferien, während denen der Betrieb der Wärmepumpe oder des Boilers reduziert wird. Weitere Beispiele sind Detektion von Störungen (Verbraucher läuft nicht) oder Alarmierung von Angehörigen (kein Verbrauch).

Controlled Services

Die Aktionen laufen automatisch ab, der Kunde gibt eine initiale Zustimmung oder gibt Regeln vor, z.B. Abwesenheit wird detektiert (Kalendereintrag, Verbrauchsprofil), die entsprechenden Verbraucher werden (Heizungen, Boiler) reduziert (Tagabsenkung, Ferien), sobald ein Handy in der Nähe ist, werden die Verbraucher wieder zugeschaltet.

3 Übersicht Technologie und Standardisierung

Der technologische Fortschritt für Industrie und Anwender kann nur dann so schnell und reibungslos erfolgen, wenn Standards und Normen geschaffen werden, welche das Fundament für Sicherheit, Kompatibilität und Konformität bilden. Interoperabilität zwischen allen Sensoren und Aktoren eröffnen neue Perspektiven in der Erstellung intelligenter Energiesysteme.

asut setzt in ihrer Handlungsempfehlung auf internationale Standards und bestehende Normen in der Kommunikations- und Energiewirtschaft. Das folgende Kapitel stellt die Normen und Standards der einzelnen Kommunikationslayer und Schnittstellen zu den umliegenden Systemen vor.

3.1 Architektur

Die Architektur beschreibt die verschiedenen Kommunikationslayer KS1 (Feldebene), KS2 (sekundäre Kommunikation - Inhouse) und die KS3 (tertiäre Kommunikation) sowie die Anbindung und Integration an die Backend-Systeme und an das Smart Home/Smart Building.

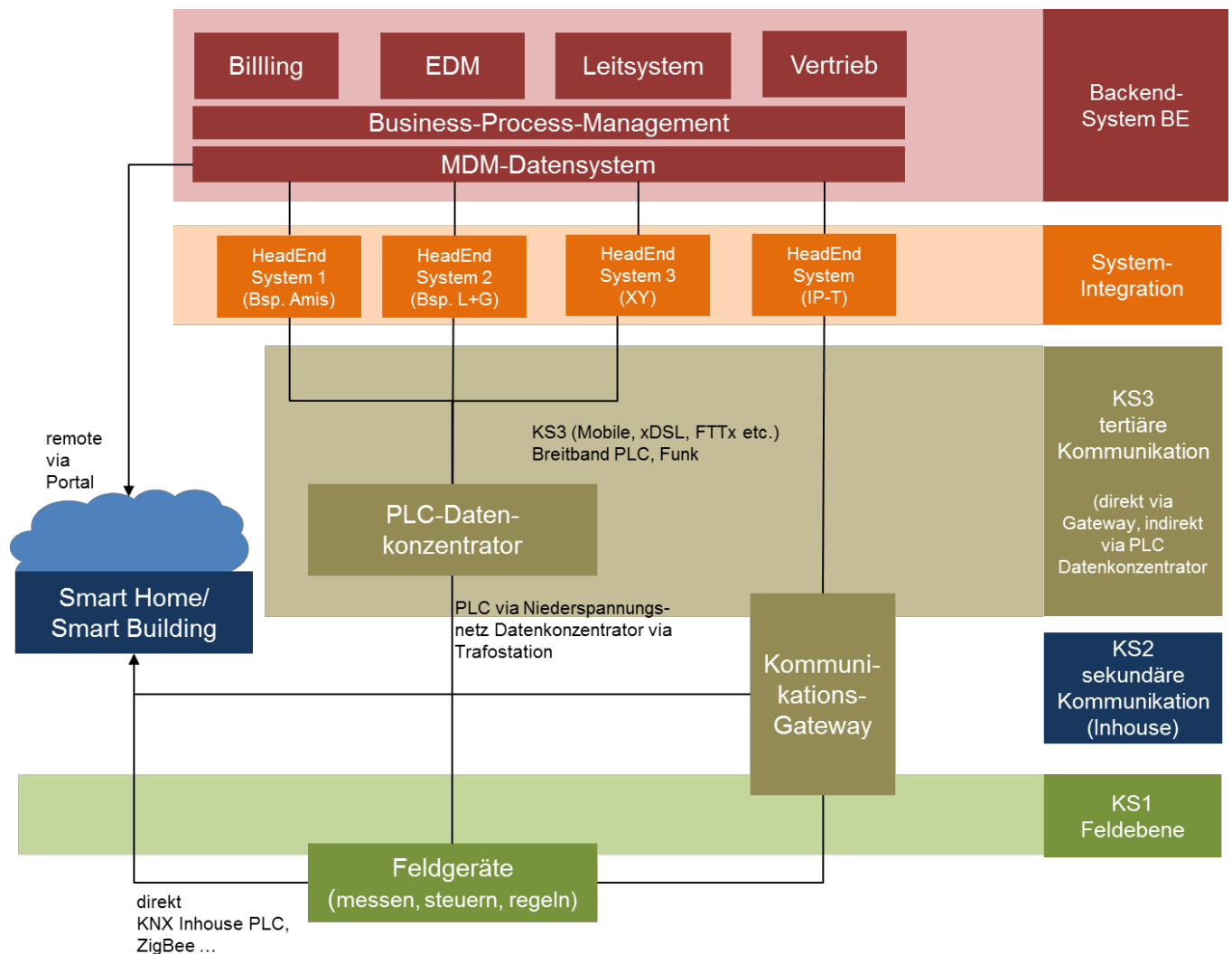


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Kommunikationslayer KS1-KS3

3.2 Normen Standard

Zur besseren Aufgliederung sind die Kommunikationslayer in drei Ebenen gegliedert:

- KS1: Feldebene, Kommunikationsebene der Feldgeräte (Sensoren, Aktoren) im Gebäude
- KS2: sekundäre Kommunikation, Kommunikation im Smart Home Bereich
- KS3: tertiäre Kommunikation, vom Gebäude zum Backend System (BE)

KS 1 und KS 2 können sich teilweise überschneiden, da auch für Smart Home-Anwendungen möglicherweise die gleichen Feldgeräte als Datensender (oder Datenempfänger) benutzt werden. Dazu kann das entsprechende Gerät zwei Schnittstellen haben oder die Gateways können gekoppelt sein. Die meisten Kommunikations- und Bussysteme basieren auf dem ISO/OSI Schichtenmodell in seiner gesamten Ausprägung (Schicht 1-7) oder Teilen davon.

OSI-Schicht	Einordnung	DoD-Schicht	Einordnung	Protokollbeispiel	Einheiten	Kopplungselemente
7 Anwendungen (Application)	Anwendungs-orientiert	Anwendung	Ende zu Ende (Multihop)	HTTP FTP HTTPS SMTP LDAP NCP	Daten	Gateway, Content-Switch, Layer-4-7-Switch
6 Darstellung (Presentation)						
5 Sitzung (Session)						
4 Transport (Transport)	Transport-orientiert	Transport	Punkt zu Punkt	TCP UDP SCTP SPX	TCP = Segmente UDP = Datagramme	Router, Layer-3-Switch
3 Vermittlung (Network)						
2 Sicherung (Data Link)						
1 Bitübertragung (Physical)	Netzzugriff			Ethernet Token Ring FDDI ARCNET	Rahmen (Frames)	Bridge, Switch
					Bits, Symbole, Pakete	Repeater, Hub

Abbildung 5: ISO OSI Schichtenmodell (Quelle: ITU/Wikipedia)

In der Smart Metering Branche hat sich DLMS/COSEM als weltweiter Standard für Energie-Zählerdaten durchgesetzt (KS1 bis KS3). DLMS/COSEM wird durch die DLMS User Association. (www.dlms.com) unterhalten.

DLMS/COSEM ist eine universelle und abstrakte Sprache für die Zählerkommunikation, die in einer IEC-Norm standardisiert wurde. DLMS/COSEM ist ein offener Standard, der in der Norm IEC 62056 festgelegt ist.

Die Anwendbarkeit von DLMS/COSEM ist nicht auf Elektrizitätszähler beschränkt, sondern gilt ebenso für Gas-, Wärme- und Wasserzähler. Die entsprechenden Normen werden von CEN TC294 in enger Abstimmung an IEC TC13 erarbeitet.

Nachfolgend sind die Kommunikations-Stacks für die gebräuchlichsten WAN Smart Meter Kommunikationstechnologien *Mobile Punkt zu Punkt Kommunikation (2G/3G/4G)*, *G3 PLC (Power Line Carrier)* und *RF-Mesh IEEE 802.15.4* aufgeführt:

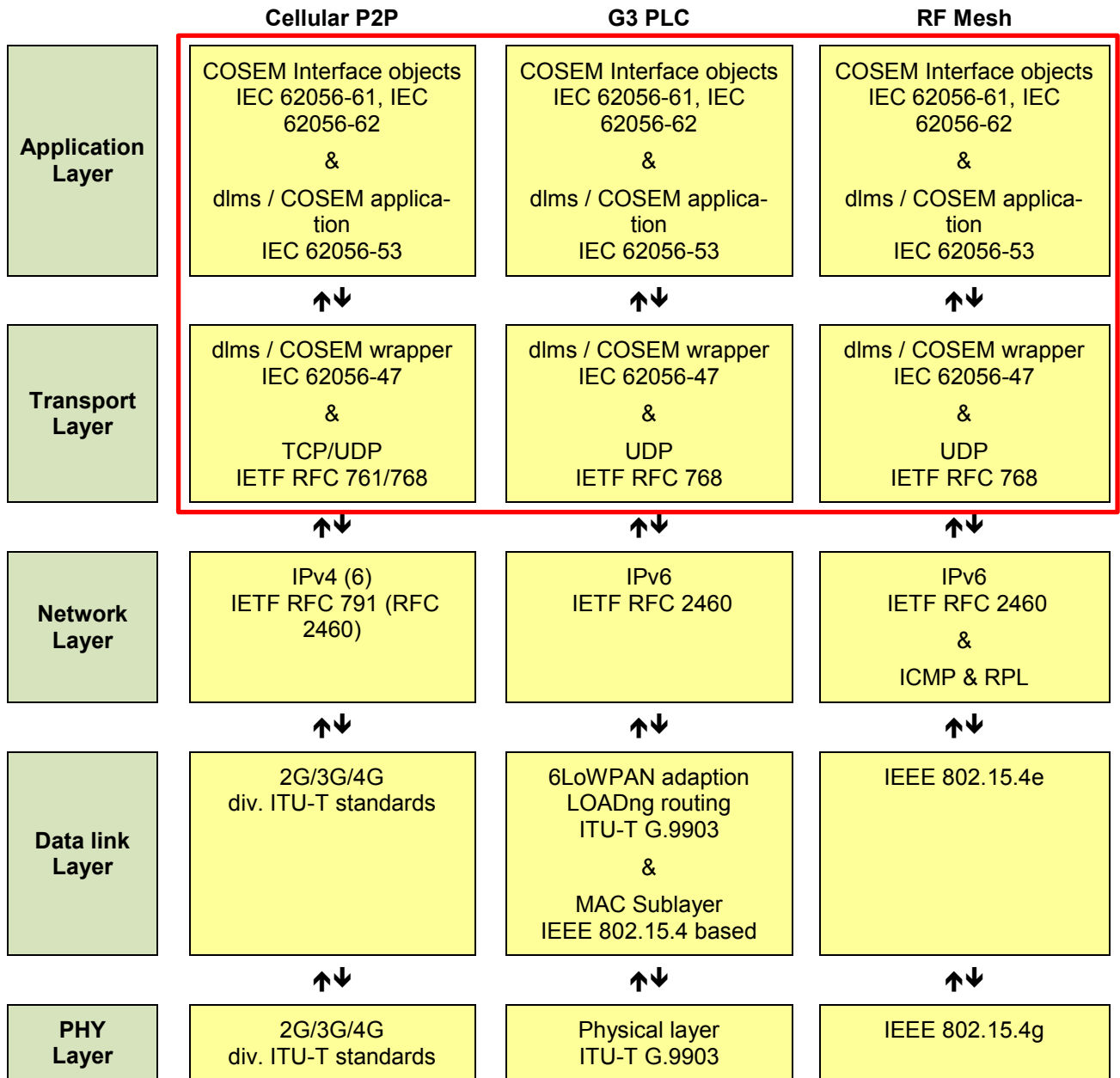


Abbildung 6: OSI Schichtenmodell für gängige Smart Meter Kommunikationstechnologien.

Die Smart Meter Applikation ist dabei identisch für unterschiedliche Kommunikationstechnologien

Verschlüsselung

Daten- und Kommunikationsverschlüsselung kann auf verschiedenen OSI Layer erfolgen. Nachfolgend sind die wichtigsten Verschlüsselungsmethoden den entsprechenden OSI Layer zugeordnet:

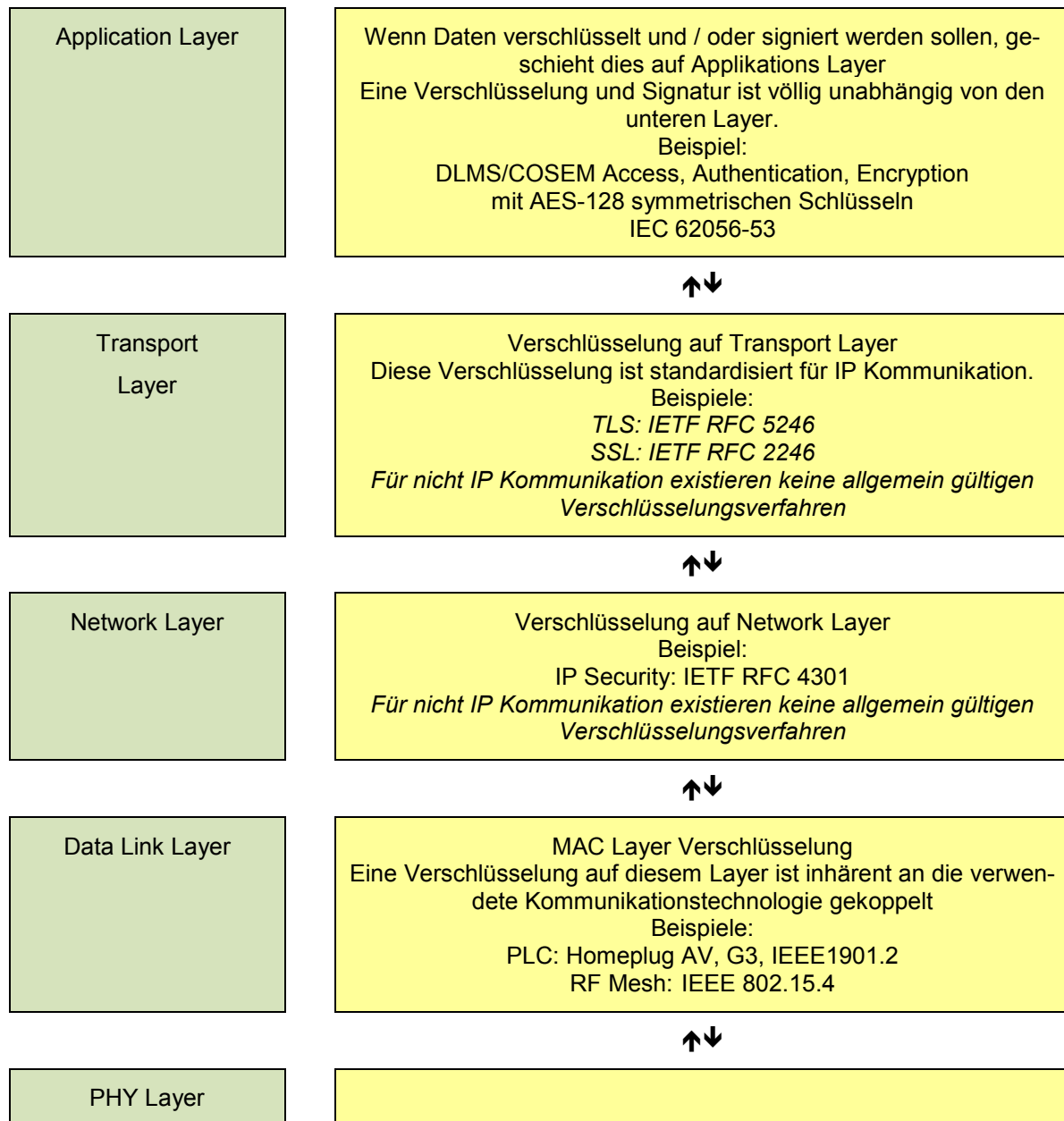


Abbildung 7: Daten- und Kommunikationsverschlüsselung

Offene und allgemein gültige und anerkannt sichere Verschlüsselungen sind im Wesentlichen nur für IP Kommunikation definiert. Nicht IP Kommunikation kann auch verschlüsselt werden. Meist wird dann eine Verschlüsselung auf Applikationsebene gewählt.

Die moderne Netzleitstelle im Smart Grid

Netzleitsysteme sind das Herz eines Smart Grids. Sie bieten Lösungen für zentrales sowie dezentrales Energiemanagement und schaffen damit eine entscheidende Grundlage für die Netzeinbindung von erneuerbaren Energien.

In jedem Smart Grid wird das Leitstellenpersonal das Netz und die Vielzahl der dezentralen regenerativen Einspeiseanlagen, die zugeordneten Kraftwerke innerhalb und außerhalb des Netzgebiets, die Lasten und die Speicher überwachen und steuern. Die Aufgabe der Netzleitstelle ist es, dem Betreiber die volle Kontrolle beim Management seines Netzes und des Energieflusses zu ermöglichen, ein Höchstmass an Transparenz zu schaffen und dem Anwender schnell einen Überblick über den Zustand des gesamten Netzes zu gewährleisten. Alle relevanten Informationen müssen sofort zur Verfügung stehen. Das hilft vor allem in kritischen Situationen, Fehlentscheidungen zu vermeiden und höchste Versorgungsqualität zu

gewährleisten. Die Wirtschaftlichkeit spielt dabei eine zentrale Rolle. Eine optimale Auslastung der Betriebsmittel bei minimaler Netzlast und minimalen Verlusten ist dabei ein entscheidender Faktor.

Um diese komplexen Aufgaben zu bewältigen, verändern sich die Netzleitstellen immer mehr zu modernen «Datendrehscheiben». Die Menge an Daten, die aus dem Betrieb der Netze im Operation Terminal anfallen (sogenannte OT-Daten; OT=Operational Technology), nimmt für Verteilungsunternehmen mit der Installation weiterer intelligenter Geräte mit entsprechender Kommunikation in den Netzen zu.

Mit neuen Technologien zur Systemintegration können Energieversorger Betriebstechnologien (OT) – wie Verteilnetzmanagement oder Echtzeitnetzbetrieb – mit IT-Systemen zusammenführen, beispielsweise für das Management von Zählerdaten und Demand-Response-Aufgaben sowie für virtuelle Kraftwerke. Dies bietet den Betreibern eine ganzheitliche und integrierte Perspektive auf ihre Daten und Systeme und verbessert so die Analysefähigkeit und die Entscheidungsprozesse.

IT- und OT-Anwendungen arbeiten zunehmend Hand in Hand. Die gemeinsame Nutzung von Daten hilft dabei, die Leistungsfähigkeit des Netzes zu verbessern, Kosten zu senken und die Kundenzufriedenheit zu erhöhen.

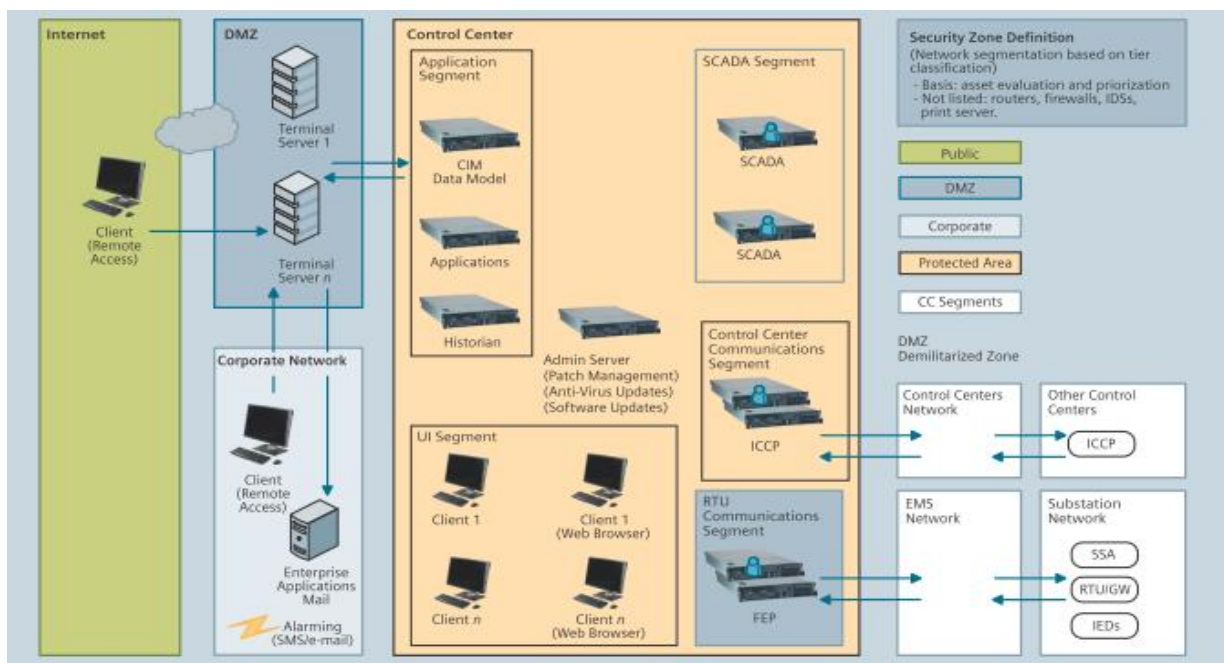


Abbildung 8: Struktur Netzleitstelle (Quelle: Siemens AG)

Nachfolgend werden die 3 Kommunikationsebenen mit den üblich verwendeten Standardisierungen kurz erläutert. Der Schwerpunkt des Praxisleitfadens liegt jedoch auf KS 3.

3.2.1 KS1 Feldebene (Mess- und Steuergeräte)

Die Verantwortung für die Feldgeräte liegt heute bei den Verteilnetzbetreibern.

Grundsätzlich werden in der Feldebene folgende Merkmale verlangt:

- Langlebigkeit (Komponenten, Standards)
- Robustheit (mechanisch, elektrisch)
- Standardisiert und interoperabel

In der Feldebene haben sich historisch unterschiedliche Systeme entwickelt:

- CS Schnittstelle (Current Loop 20mA) mit IEC und DLMS Protokoll
- RS 485 Schnittstelle mit IEC und DLMS Protokoll
- Optische Datenschnittstelle (Infrarot, bi-direktional) mit IEC und DLMS Protokoll
- Elektrische oder optische Schnittstelle (Impulse proportional zum Energieverbrauch)

Heutige gängige Schnittstellen der Feldebene KS1:

- M-Bus (Wired und Wireless) nach EN 13747-x
- RS 485 Schnittstelle mit IEC und DLMS Protokoll
- Ethernet basierte Protokolle: Modbus TCP
- Breitband PLC

Bei den KS1 Schnittstellen geht der allgemeine Trend auch in Richtung IP-basierte Protokolle.

Eine grosse Verbreitung findet in Europa das Open Metering System (OMS), welches europaweit die einzige Systemdefinition ist, die alle Medien (Strom, Gas, Wärme und Wasser inkl. Submetering) in ein System integriert. Hersteller und Energieversorger haben mit OMS einen Kommunikations-Standard festgelegt, um die Interoperabilität zwischen allen Zählerprodukten zu garantieren.

Für die als Primärkommunikation definierte Datenübertragung zwischen den eigentlichen Zählern und dem Datenkonzentrator (z.B. Gateway) wurde die EN 13757-x als derzeit anwendbare Norm identifiziert, die den M-Bus als physikalische Schnittstelle, drahtgebunden und drahtlos, ebenso wie das Datenprotokoll beschreibt. OMS ist mit dem verbreiteten KNX Standard (ISO/IEC 14543-3 = EN 50090) kompatibel, so dass neben der Verbrauchserfassung auch das Gebäudeautomationssystem z. B. für Energiemanagement direkt angebunden werden kann.

3.2.2 KS2 sekundäre Kommunikation (Smart Home)

Grundsätzlich werden hier folgende Merkmale verlangt:

- Kostengünstige und im Umbaubereich möglichst kabelfreie Installation (Wohnraum tauglich)
- Möglichst Plug & Play Einsatz mit wenig kundenspezifischer Konfiguration
- Hoher Standardisierungsgrad
- Integration über IP in übergeordnete Systeme

Im Neubaubereich kommen hauptsächlich offene, standardisierte und proprietäre Twisted Pair Technologien zum Einsatz. Im Umbaubereich kommen drahtlose und Powerline-Technologien zur Anwendung, auch wenn deren Reichweite im Gebäude begrenzt ist und durch Repeater Funktionen erweitert werden muss.

Basistechnologien Funk

enOcean ist eine standardisierte Funktechnologie, die im Wohn- und Zweckbau eine zunehmende Verbreitung gefunden hat. Die Besonderheit von enOcean liegt in der energieautarken Energieversorgung der Sensoren über Ausnutzung von Bewegung (Tastendruck bewegt Dynamo) bzw. Licht (Solarzellen). Anwendung im Heimbereich: einfache Lösungen zur Licht- und Storensteuerung sowie Raumtemperaturregelung. Im Zweckbau: fast ausschliesslich zur Anbindung von batterielosen Bediengeräten an kabelgebundene Bussysteme der Gebäudeautomation.

ZigBee ist ein Funkstandard, der es ermöglicht beispielsweise Haushaltgeräte und Sensoren zu verbinden. Die Technologie eignet sich primär für Verbindungen auf Kurzstrecken (10m - 100m). Es wird ein komplexes Maschennetz aufgebaut, wodurch sich die Reichweite, Stabilität und Sicherheit des Systems erhöht. Mitglied der ZigBee Alliance sind namhafte Hersteller. Auch in der Gebäudeautomation sind Systeme erhältlich, die ZigBee nutzen. Trotzdem hat sich ZigBee nicht auf breiter Front durchgesetzt.

Z-Wave hat den Haupteinsatz in der Heimautomation, also die drahtlose Steuerung von Heizung, Lüftung, Beleuchtung und Klimaanlage. Wegen der niedrigen Bandbreite ist Z-Wave nicht für die Übertragung von Audio- oder Videodaten geeignet. Z-Wave steht in direkter Konkurrenz zu ZigBee. Namhafte Hersteller wie Danfoss oder Merten (Schneider Electric) setzen auf Z-Wave. Eine weitere Verbreitung hin zu einem oft genutzten Standard hat bislang jedoch nicht stattgefunden.

KNX RF ist eine Funktechnologie, welche von der KNX Association als Ergänzung zum anerkannten und weltweit eingesetzten KNX System entwickelt wurde. Die Durchgängigkeit zu KNX ist gewährleistet. Obwohl seit einigen Jahren auf dem Markt erhältlich, hat sich KNX RF nicht auf breiter Front durchgesetzt. Im Wohnbereich existieren Lösungen wie Synco Living von Siemens, während im Zweckbau zumeist auf KNX-enOcean Gateways gesetzt wird, wenn es um die Anbindung von drahtlosen Komponenten geht.

WLAN ist eine weltweit extrem weit verbreitete Funktechnologie für Kommunikationsnetze, sowohl im Wohnbau als auch im Zweckbau. Die Durchgängigkeit zwischen verkabelten IP-Netzwerken und WLAN

ist gegeben. Während im Wohnbau sehr oft das ganze Netzwerk mit WLAN aufgebaut ist, wird die Technologie im Zweckbau als mobile Ergänzung zum LAN genutzt. Bezogen auf die Gebäudeautomation gibt es keine bestehenden Systeme, welche auf WLAN aufbauen, auch wenn viele Systeme WLAN zur Konfiguration oder Visualisierung nutzen.

Basistechnologie Powerline Communication

Digitalstrom ist ein aktuell bekannter Vertreter der Powerline Communication, der zwar keine zusätzlichen Leitungen, aber eine Installation in der bestehenden Stromverkabelung benötigt. Das System erlaubt Steuerung von einzelnen am Stromnetz angeschlossenen Verbrauchern (Licht, Storen, Energiemessung etc.).

Homeplug AV PLC (IEEE1901) wurde entwickelt um kostengünstig Breitbandkommunikation im Hause zu verteilen (Ethernet Verkabelungsersatz). PLC Adapter (z.B. von Devolo) werden heute millionenfach eingesetzt. Die neusten PLC Homeplug VA2 Geräte nutzen ein Frequenzband von 2 MHz bis 80 MHz, mit einer Datenrate bis 1 Gb/s. Dabei können Kabeldistanzen bis 50 m überbrückt werden.

GreenPHY PLC (IEEE 1901) wurde definiert für Smart Home- und industrielle Anwendungen. Deutsche Automobilhersteller verwenden zum Beispiel GreenPHY für die Kommunikation mit Elektroautos. Bei GreenPHY handelt es sich um ein Subset von Homeplug AV. Bei GreenPHY werden nur die robustesten Modulationen verwendet, das zu einer sehr zuverlässigen Kommunikation bei jedoch tieferen Datenraten (10 Mb/s) führt.

G3 PLC wurde von der G3 PLC Allianz entwickelt und in ITUG.9903 standardisiert. Ursprünglich wurde es für Smart Metering und Smart Grid Anwendungen entwickelt. Durch die End zu End IPv6 Architektur, etabliert sich G3 zunehmend auch im Smart Home und industriellen Umfeld. Die Datenrate von G3 ist mit bis zu 300 kb/s geringer als zum Beispiel GreenPHY, was jedoch für viele Anwendungen genügt. Auch können durch die Mesh-Architektur problemlos mehrere Kilometer überbrückt werden.

Basistechnologie Twisted Pair:

KNX ist die verbreitetste Technologie im Smart Home Bereich mit über 200 Anbietern. Sie ist international standardisiert und wird sowohl im industriellen Bereich als auch im gehobenen Privatbereich eingesetzt, wenn entsprechende Vorkehrungen im Installationsbereich eingeplant sind. KNX ist mit KNX RF kompatibel. Wegen dem hohen Installationsbedarf und der hochwertigen Technik ist KNX eher im Hochpreissegment anzutreffen.

Proprietäre Systeme wie TWILINE/Wahli, PHC/Peha, My home/BTicino, freehome/ABB, Sigmalon/Edanis, NOXnet/Innoxel, DominoSwiss/Brelag, Xcomfort/Eaton, FS20/ELV etc. sind verbreitete kostengünstige Lösungen einzelner Hersteller.

Kommunikations-Schnittstelle

Ein intelligentes Messgerät verfügt gemäss Mindestanforderungen des Bundes über eine Schnittstelle (Wide Area Network – WAN), die es ihm ermöglicht, eine bi-direktionale Kommunikation mit dem Head End System aufzubauen. Diese Schnittstelle kann physisch im Gehäuse des elektronischen Elektrizitätszählers, oder ausserhalb des Gehäuses des eigentlichen Messgerätes als sogenannte Gateway-Lösung integriert sein.

3.2.3 KS3 tertiäre Kommunikation (Kommunikationsinfrastrukturen)

Die verschiedenen Kommunikationsinfrastrukturen der tertiären Kommunikation (KS3) werden im Kapitel 4 detailliert vorgestellt. Die KS3 deckt die gesamte Kommunikation von der installierten Feldebene (KS1) im Gebäude zum Backend-System des Energieversorgers und deren Dienstleister ab. Dabei gibt es zwei Ausprägungen in der Netztopologie:

Direkte Verbindung

Aus der Sicht des Kommunikationsbenutzers heisst dies, dass von einem Gebäude eine transparente und direkte Datenverbindung zur zentralen Stelle erfolgt. Unabhängig vom dazwischen aufgebauten und zur Verfügung gestellten Dienst. Beispiele sind Mobilfunknetze oder drahtgebundene Netze (xDSL, Coax, FTTH). Für diese gesamte Strecke ist heute von einer IP basierten Kommunikation auszugehen.

Netzknoten

Der Verteilnetz-Topologie folgend, wird ausgehend von den Gebäuden an geeigneter Stelle ein Netzknoten / Konzentrador erstellt. Dieser befindet sich häufig in der Trafostation (Netzebene 6). Der Konzentrador bündelt die Daten und gibt sie an die zentrale Stelle weiter. Damit verbunden ist meist ein Wechsel des Übertragungsmediums und des Protokolls. Beispiel: Power Line Communication (PLC) vom Gebäude

zum Konzentrator und anschliessend über Mobilfunknetze und drahtgebundene Netze (xDSL, Glasfaser) zur zentralen Stelle. Die einsetzbaren Technologien sind unter Punkt 4.2 Eigenschaften der Technologien beschrieben.

Eine mögliche Übertragungsalternative zu Schmalband PLC ist die Kommunikation via einem Gateway, welcher direkt via IP Protokoll die Daten der Feldgeräte an die Zentrale sendet. Hierbei ist je nach Struktur des Versorgungsgebietes pro Haushalt jeweils ein Gateway erforderlich. Die IP Kommunikation muss bis zum Gateway zur Verfügung stehen und ist sinnvollerweise nicht mit der kundeneigenen Internetinfrastruktur verbunden (klare Zuständigkeiten).

Das allgemeine Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-104 wird zwischen Leitsystemen und Unterstationen eingesetzt. Somit ist es hervorragend geeignet für den bidirektionalen Datenverkehr zwischen einer Trafostation und einer übergeordneten Zentrale, z.B. auch für Smart Metering Daten oder für Signale zur Steuerung von Netzkomponenten. Dabei werden die Telegramme via TCP/IP übertragen. Das Protokoll besitzt allgemeine Fähigkeiten im Rahmen von SCADA-Anwendungen.

Im Gegensatz zur IEC 60870-5-101, die Verbindungen über serielle Schnittstellen aufbaut, ermöglicht die IEC 60870-5-104 Schnittstelle die Kommunikation über Netzwerke (LAN und WLAN). Dabei können handelsübliche Router verwendet werden. Es wird empfohlen, industrietaugliche Komponenten zu verwenden.

Die Norm IEC 60870-5-104 ermöglicht, dass Geräte und Anlagen der Fernwirk- und Leittechnik verschiedener Hersteller ohne grundsätzliche Anpassungsentwicklungen miteinander kommunizieren können. Die Freiheitsgrade der Norm erlauben verschiedene lieferantenspezifische Profile (z. B. der verwendeten Telegrammtypen und Funktionen). Mit Hilfe einer Interoperabilitätsliste können die Profile aufeinander abgestimmt werden. Diese Norm hat vor allem im europäischen und asiatischen Raum weite Verbreitung gefunden.

Das Fernwirkprotokoll IEC 60870-5-104 eignet sich als Feld- oder Stationsbus. Der Einsatz als Stationsbus ermöglicht dabei eine direkte Kommunikation zwischen einzelnen Geräten.

Als Stations- oder Feldbus, auf Basis TCP/IP, wird heute ebenfalls die IEC 61850, die auf einem objektorientierten Datenmodell aufbaut, eingesetzt. Die Norm IEC 61850 der International Electrotechnical Commission (IEC) beschreibt ein allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik (Stationsautomatisierung).

Smart Metering und Smart Grid und deren Standards haben sich unabhängig voneinander entwickelt. In jüngster Zeit hat man erkannt, dass für die Konvergenz zwischen Smart Metering und Smart Grid Anwendungen offene Standards für den Datenaustausch fehlen. Aus diesem Grunde hat die IEC Arbeitsgruppe TC507 diese Lücke geschlossen. Der Standard IEC DTS 61850-80-4 «Translation from the COSEM object model (IEC 62056) to the IEC 61850 data model» definiert wie Daten zwischen beiden Welten ausgetauscht werden können.

3.3 Informationssicherheit

Smart Grid Infrastrukturen sind zunehmend datentechnisch vom Internet bis zu den Haushalten vernetzt. Damit vermehren sich die Angriffspunkte und damit die Wahrscheinlichkeit für einen internen oder externen Angriff. Weiter vergrössert sich das mögliche Ausmass (Business Impact) eines Angriffs. Dies erhöht die Attraktivität oder das Risiko einer Smart Grid Infrastruktur als Angriffsziel ausgewählt zu werden.

Abhängig vom Anwendungsfall sind Aspekte des Datenschutzes und/oder Aspekte der Versorgungssicherheit zu berücksichtigen. Der Datenschutz zielt auf den Schutz des Menschen (typ. Stromkunde) bezüglich der Risiken der zunehmenden Digitalisierung der Gesellschaft. Die Versorgungssicherheit hingegen will die Verfügbarkeit der Energie für den Privat- und Geschäftskunden und das Leben der Gesellschaft sicherstellen.

Informationssicherheit und IT-Sicherheit sind nicht das gleiche. Letzteres bezeichnet die technischen Massnahmen zur Absicherung der IT-Systeme. Dies ist ein wichtiges Element der Informationssicherheit. Risiken der Informationssicherheit sind Geschäftsrisiken. Dementsprechend gehören sie in den Verantwortungsbereich der Geschäftsführung. Es ist wichtig die Informationssicherheit ganzheitlich im Sinne der Faktoren Prozesse, Menschen und Technologie anzupacken.

Informationssicherheit muss ganzheitlich und nachhaltig umgesetzt werden. Dazu sollten fünf Dimensionen betrachtet werden: Strategie, Organisation, Prozesse, Technologie und Unternehmenskultur.

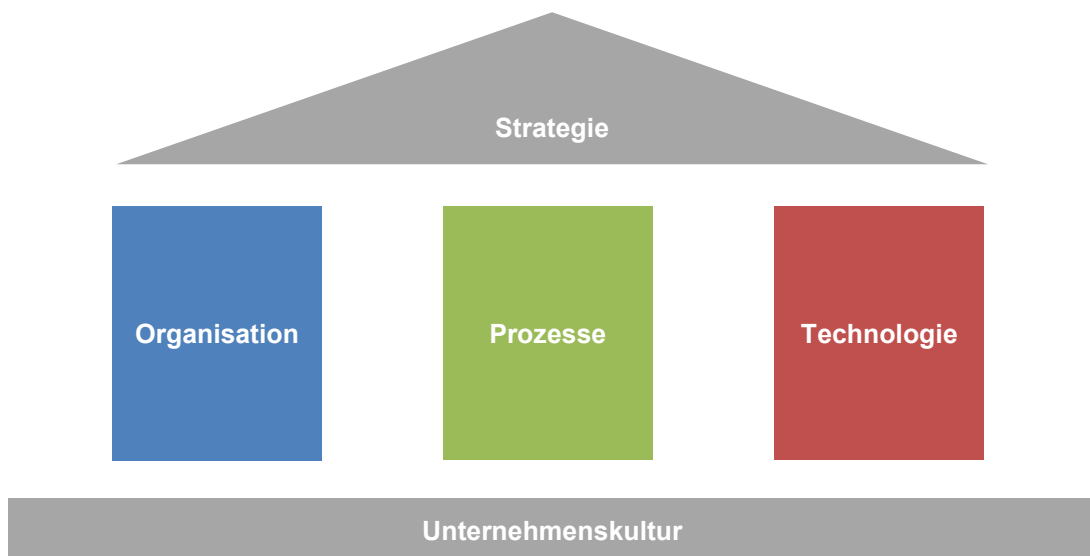


Abbildung 9: Fünf Dimensionen der Informationssicherheit

Die Risiken der Informationssicherheit gehören in den Verantwortungsbereich der Geschäftsführung. Deshalb sollte der Verantwortliche für Informationssicherheit Zugang zur Unternehmensführung haben.

Die Anlehnung an einen Standard vereinfacht durch strukturelle und inhaltliche Vorgaben die Umsetzung. Es ist sinnvoll bei der Wahl des Standards zu berücksichtigen, welche weiteren Standards in der Unternehmung oder der Branche bereits angewendet werden. Durch die grosse Verbreitung der ISO Standards in der Schweiz (Informationssicherheit, Qualitätsmanagement, usw.) sind viele Arbeitskräfte an deren Wesensart gewöhnt, Spezialisten-Knowhow ist verfügbar und Stellen für die Akkreditierung sind vorhanden. Der ISO/IEC TR 27019² adressiert die Anforderungen der Energiewirtschaft.

Das Ziel jeglicher Massnahmen ist das Etablieren eines Managementsystems, welches die Informationssicherheit sicherstellt und überwacht.

Ein typisches Vorgehen sieht wie folgt aus:

1. Wahl des Standards
2. Zustands- oder Situationsanalyse basierend auf der Unternehmensstrategie, welche Abweichungen zum Standard aufzeigt
3. Aufstellen eines Massnahmenplan zur Umsetzung der Informationssicherheit in der Unternehmung
4. Überführen in ein Information Security Management System (gemäss ISO/IEC 27001 IS)

3.3.1 Standards

Auf internationaler Ebene gibt es eine schwer überschaubare Menge an Standards, welche die Aspekte des Smart Grids betreffen. Diese weitreichenden und umfassenden Standards stammen typischerweise aus folgenden Quellen:

- ENISA European Network and Information Security Agency
- NIST National Institute of Standards and Technology (USA)
- ISO/IEC International Organization for Standardization
- NERC CIP North American Electric Reliability Corporation Critical Infrastructure Protection
- IEC International Electrotechnical Commission
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
- CEN European Committee for Standardization
- CENELEC the European Committee for Electrotechnical Standardization
- ETSI European Telecommunications Standards Institute

² ISO/IEC TR 27019 Information security management guidelines based on ISO/IEC 27002 for process control systems specific to the energy utility industry

Das ENISA konsolidiert diese Quellen zum Bericht «Appropriate security measures for smart grids». Darin werden die beiden wichtigsten Standards bezüglich Informationssicherheit ISO/IEC-27002 - ISO/IEC TR 27019 und NISTIR-7628 detailliert verglichen. Der Vergleich zeigt, dass die Unterschiede klein sind.

Der oben genannte ENISA Bericht basiert auf folgenden Standards:

- NISTIR 7628: Guidelines for Smart Grid Cyber Security;
- ISO/IEC 27002: Information technology — Security techniques — Code of practice for information security management;
- ISO/IEC TR 27019: Information technology — Security techniques — Information security management guidelines based on ISO/IEC 27002 for process control systems specific to the energy industry;
- ISO/IEC 27011: Information technology — Security techniques — Information security management guidelines for telecommunications organizations based on ISO/IEC 27002;
- ISO/IEC DIS 27036-2, Information technology – Security techniques – Information security for supplier relationships - Part 2: Requirements;
- IEC 62443: Technical Specification - Industrial Communication Networks - Network and System Security;
- IEC 62351: Power Systems Management and Associated Information Exchange – Data And Communications Security;
- BDEW - White Paper Requirements for Secure Control and Telecommunication Systems.

Die Europäische Smart Grid Coordination Group bestehend aus CEN, CENELEC und ETSI haben die NISTIR7628 mit dem use case Distributed Energy Resource (DER) ergänzt und in Form einer eigenen Smart Grid Reference Architecture dokumentiert.

Die ISO Standardfamilie wird im Umfeld der Schweizer Wirtschaft häufig verwendet und ist bekannt. Typischerweise definieren die Standards Anforderungen an Prozesse, Organisation und Technologie. Im Gegensatz zu den ISO, IEC und BDEW Papieren schlagen NIST und CEN eine Referenzarchitektur mit verschiedenen use cases vor. ENISA stellt die beiden Vorgehensweisen anhand dem Vergleich ISO Familie versus NIST gegenüber.

4 KS3 tertiäre Kommunikation

Der Praxisleitfaden beleuchtet vertieft die Systemanforderungen und technischen Eigenschaften der tertiären Kommunikation (KS3). Die Grundlagen bieten eine gute Basis für eine nachgelagerte individuelle wirtschaftliche Betrachtung, wie sie in diesem Dokument im Kapitel 5 anhand verschiedener Use Cases beschrieben werden.

Die Kommunikation auf der Feldebene (KS1) wird in diesem Dokument nicht näher behandelt, da auf dieser Ebene die Standards heute bereits weit fortgeschritten sind. Ebenso wird die sekundäre Kommunikation (KS2) zur Anbindung an das Smart Home/Smart Building nicht näher untersucht.

Kommunikationstechnologien werden hinsichtlich ihrer Eignung für bestimmte Anwendungen ausgewählt. Dabei werden üblicherweise drei Schlüsselkriterien angeschaut:

- Datenrate
- Latenzzeit
- Zuverlässigkeit der Kommunikation

Die nachfolgende Tabelle zeigt die verschiedenen Anwendungsbereiche und deren Kommunikationsanforderungen und Mengengerüste auf:

Mess- und Steuerungselemente	Min. Datenrate beim Smart Meter	Latenzzeit	Mengen-gerüste Stadt Zürich	Mengen-gerüste CH
Kraftwerke Steuerung (Leistelle)	--	< 1 Sek.	~30	~1000
Steuerungszentrale → UW (Leistelle: VNB)	--	< 1 Sek	15	~500
Signal zum Wechselrichter PV Anl. auf Netzebene 7	1 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	200-500	4'000-10'000
Lastmessungen (z.B. in TS) auf Netzebene 7	10 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	800	20'000
on-demand Smart Metering (Gebäude) auf Netzebene 7	1 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	40'000	1 Million
on-demand Smart Metering (Haushalte) auf Netzebene 7	1 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	270'000	4 Millionen
Wichtige Stromverbraucher auf Netzebene 7	1 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	40'000 – 80'000	4-8 Millionen
Laststeuerung (Rundsteuerungsersatz) auf Netzebene 7	1 kb/s	Bis 1 Min. ⁽¹⁾	40'000	1 Million
Tarifumschaltungen (Rundsteuerungsersatz) auf Netzebene 7	1 kb/s	5-10 Sek. ⁽²⁾	40'000	1 Million
Netzwerk Quality Services (UW, TS, ausgew. Hausanschlüsse) auf Netzebene 7	10 kb/s	Bis 30 Sek. ⁽¹⁾	1200	25'000
Markt für Sekundärregelleistung (Regelpool)	--	> 10 Sek.	eine Handvoll	Abschätzung ~100
Smart Metering Kommunikation für Datacenter ⁽³⁾ (Gebäude)	--	> 10 Sek.	40'000	1 Million
Smart Metering Kommunikation für Datacenter ⁽³⁾ (Haushalte)	--	> 10 Sek.	270'000	4 Millionen
Produktionsmessungen Kommunikation für Datacenter ⁽³⁾	--	> 10 Sek.	200-500	4'000-10'000
Gaszähler	0.5 kb/s	Bis 1 Std.	40'000	430'000
Wasserszähler	0.5 kb/s	Bis 1 Std.	40'000	1,5 Millionen

Tabelle 3: Anforderung an die Kommunikationstechnologie (Quelle: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE «FNN»)

- (1) Mindestanforderung wie festgelegt von FNN Deutschland basierend auf Anwendungsfällen nach BSI TR03109-1)
- (2) Wird im Smart Meter durch lokale Integizienz geschaltet. Vorgeschriebene Genauigkeit der Uhr im Zähler +/- 0.5 Sek/ Tag
- (3) Die Messung muss eine Zeitgenauigkeit von mindestens 18 Sek (2% der Tarifzeit) einhalten, die mittels der Internen Uhr der Smart Meter erfolgt.

In der nachfolgenden Tabelle werden die verschiedenen Anforderungen in Bereiche gruppiert, damit die Eigenschaften der untersuchten Technologien einheitlichen beschrieben sind.

Strukturierte Anforderungsbereiche an KS3 tertiäre Kommunikation:

Anforderungsbereich	Referenz	Beschreibung
Installation Anschluss	Kapitel 2.1.3 Mindestanforderungen	Intelligente Messgeräte verschiedener Hersteller und Typen sollen sich innerhalb des intelligenten Messsystems bei Installation und im Betrieb an jedem Messpunkt in das Gesamtsystem einfügen lassen.
Investition	Kapitel 2.2.1	Die Kommunikationstechnologie soll die Mindestanforderungen der Kosten-Anrechenbarkeit erfüllen und ist möglichst tief bzw. planbar zu gestalten.
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Kapitel 2.2.1	Die Kommunikationstechnologie soll die Mindestanforderungen der Kosten-Anrechenbarkeit erfüllen und ist möglichst tief bzw. planbar zu gestalten.
Lifecycle	Kapitel 2.1.3 Mindestanforderungen	Intelligente Messsysteme sind so zu planen und zu installieren, dass von der aufgebauten Kommunikationsinfrastruktur eine Lebensdauer von mindestens 10 bis 15 Jahren erwartet werden kann.
Abdeckung / Verfügbarkeit	Kapitel 2.2 Topografie / Stadt / Land / Gebäudestandard	Die Kommunikationstechnologie soll die spezielle Topografie (Stadt/Land) der Schweiz und die Bauweise der Gebäude (Zählertableau im Keller) berücksichtigen.
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Kapitel 2.1.3 Mindestanforderungen Kapitel 2.2. Topografie / Stadt / Land / Gebäudestandard	Der lange Lifecycle der Geräte, die spezielle Topografie und die «unbemannten» Zählertableaus (kein Reset durch Consumer möglich). Neue Anforderungen wie Nutzung von Flexibilitäten stellen erhöhte Anforderungen an die Zuverlässigkeit der Kommunikation.
Bandbreite	Kapitel 4.1 Tabelle 1	Die Kommunikationstechnologie erfüllt die Anforderungen der entsprechenden Anwendungsbereiche und Mengengerüste.
Performance für Datenübermittlung	Kapitel 4.1 Tabelle 1	Die Kommunikationstechnologie erfüllt die Anforderungen der entsprechenden Anwendungsbereiche und Mengengerüste.
Datensicherheit (Security)	Kapitel 2.1.3 Mindestanforderungen	Die Datensicherheit regelt die Geheimhaltung, Integrität und Verfügbarkeit gemäss Bedrohungsanalyse des Bund für Energie-Infrastrukturen.
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant / Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Kapitel 2.2.2	Die Kommunikationstechnologie soll betreffend Datenaustausch standardisierte Schnittstellen aufweisen.
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Kapitel 2.2.3 / 2.3	Die Investitionen in die Kommunikationstechnologie sollen möglichst auch für zukünftige Anwendungen genügen, wie für Smart Grid, Steigerung der Energieeffizienz und erweiterte Kundenservices.

Tabelle 4: Strukturierte Anforderungsbereiche

4.1 Eigenschaften der Technologien

Im folgenden Kapitel werden die möglichen Technologien für die tertiäre Kommunikation (KS3) beschrieben und mit den Eigenschaften zu den Anforderungsbereichen (siehe Kap.4.1) entsprechend analysiert. Die einheitliche Darstellung der Eigenschaften ermöglicht eine einfache Vergleichbarkeit der Technologien für die verschiedenen Einsatzbereiche.

4.1.1 Mobilfunk

Die Topografie und die strengen rechtliche Vorschriften der NISV³ (zehnmal strengere Grenzwerte als in Europa üblich) stellen den Betrieb eines Mobilfunknetzes in der Schweiz vor besondere Herausforderungen. Heute wird ein Mix dreier unterschiedlicher Mobilfunkgenerationen eingesetzt:

2G

Ältere Zählerfernauslesungen basieren vielfach noch auf GSM-CSD d.h. in den Sprachkanal wird die Datenübertragung moduliert. Mit der Ablösung der analogen Telefonleitungen von TDM (*Time Division Multiplexing*) auf All-IP (ca. Ende 2017), wird empfohlen auch die GSM-CSD-Anschlüsse auf einen paketorientierten Übertragungsdienst umzustellen. Da die synchrone Datenübertragung über eine asynchrone VoIP-Verbindung nicht ideal ist.

Mit GPRS (General Packet Radio Service) ist eine Datenübertragungsrate von bis zu 55,6 kbit/s möglich. Als Ergänzung zu GPRS konnte mit EDGE (Enhanced Data Rates for GSM Evolution) die Datenrate auf bis ca. 220 kbit/s erhöht werden.

3G

Die 3. Generation der Mobilfunknetze basiert auf UMTS (Universal Mobile Telecommunications System). Mit HSPA (High Speed Packet Access) und HSPA+ wurden die Datenraten nochmals erhöht bis ca. 42 Mbit/s.

4G

Die neueste Generation der Mobilfunknetze basiert auf LTE (Long Term Evolution). Mit LTE können deutlich mehr Endgeräte gleichzeitig und ohne Abstriche bei ultraschneller Geschwindigkeit das mobile Internet nutzen. Mit LTE werden Datenraten von bis zu 100 - 300 Mbit/s erreicht, das bedeutet extrem kurze Ladezeiten und schnelle Reaktionszeiten.

Mit dem LTE Release 12 (Einführung ca. 2017) wird LTE-M eingeführt. LTE-M ist speziell auf M2M-Anwendungen optimiert, d.h. auf tieferen Stromverbrauch, tiefe Chippreise und kleinerem Datendurchsatz.

Band	Beschreibung	Nutzung
800 MHz	1 2 3 4 5 6 Ab Auktion	LTE
900 MHz	1 2 3 4 5 6 7 Bis zum Refarming 1 2 3 4 5 6 7 Ab 2014	GSM UMTS
1800 MHz	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 Bis zum Refarming 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 Ab 2014	GSM LTE
2100 MHz	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 Bis zum Refarming 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 Ab 2016	UMTS
2600 MHz	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 Ab Auktion	LTE

Tabelle 5: Frequenzumstellung, Frequenzen und Technologien bei Swisscom (Quelle: Swisscom)

³ <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/19996141/index.html>

Eigenschaft (keine Bewertung)	2G GSM (GPRS)	3G UMTS	4G LTE
Installation / Anschluss	Die Installation ist in der Regel einfach. Der Zähler oder das Gateway wird mit einer SIM-Karte ausgerüstet. Je nach Gebäude müssen jedoch Antennenverlängerungen angebracht werden. Dies ist in städtischen Gebieten häufiger nötig, da die Elektroanschlüsse oft im Keller sind. In ländlichen Gebieten erfolgt der Elektroanschluss und Zähler oft oberirdisch. Zähler sind häufig auch in Zählerschränken montiert, wo eine abgesetzte Antenne unerlässlich ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Installation einer Antenne die Erlaubnis des Gebäudebesitzers erfordert.		
Investition	GPRS ist gegenüber LTE heute noch am günstigsten. Mit der stärkeren Verbreitung von LTE werden die Investitionen dank Skaleneffekten günstiger.		
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Die Kosten müssen mit einem Mobilfunkanbieter verhandelt werden. Tendenziell sinken die Kosten für Mobile-Kommunikation laufend, es kann von Skaleneffekten von anderen Branchen profitiert werden.		
Lifecycle	2020 ⁴	2025-2030	2030-2035
Abdeckung / Verfügbarkeit	Mobile-Abdeckung ist in der Schweiz mit beinahe 100% der besiedelten Fläche sehr gut. Die Erreichbarkeit der Messpunkte ist jedoch anspruchsvoller. Erfahrungen im Feld zeigen, dass mit Mobilfunk ca. 70% (Stadt) bis 90% (Land) der Messpunkte ohne Antennenverlängerung ausgelesen werden können. Die Verfügbarkeit ist je nach Mobilfunkanbieter und Technologie unterschiedlich. Die Verfügbarkeit kann nicht immer gewährleistet werden. National-Roaming ist heute noch nicht möglich.		
	Heute sehr gut, Tendenz jedoch abnehmend, da Frequenzen für UMTS, LTE freigemacht werden.	Für Durchdringung von Gebäuden eignet sich UMTS 900 MHz gut.	Für Durchdringung von Gebäuden eignet sich LTE 800 MHz gut.
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Bei schlechter Mobile-Verbindung (schlechte Signalstärke) kann es zu Störungen kommen.		
Bandbreite	GPRS: bis zu 55,6 kbit/s möglich. EDGE: bis ca. 220 kbit/s	UMTS: bis ca. 384 kbit/s HSPA+: bis ca. 42 Mbit/s	LTE: bis zu 100 Mbit/s LTE Advanced: bis zu 300 Mbit/s
Performance für Datenübermittlung	in der Regel unter 1s, jedoch nicht garantiert	in der Regel unter 1s, jedoch nicht garantiert	in der Regel unter 1s, Priorisierung möglich
Datensicherheit (Security)	Grundsätzlich sehr gut, es kann von anderen Branchen (Smart Phone etc.) profitiert werden, Sicherheit wird immer auf den neusten Stand nachgeführt (z.B. Man in the Middle Attacken etc.). Problematisch ist eher die Datensicherheit hinter der Kommunikation in der Zentrale (IT).		
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant / Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Branchen und Lieferantenunabhängig		
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Nein. Abkündigung 2020 und limitierte Bandbreite.	Gut	sehr gut

Tabelle 6: Eigenschaften Mobilfunkstandards

⁴ <https://www.swisscom.ch/content/dam/swisscom/de/about/medien/medienmitteilung/2015/20151008-MM-Swisscom-ruestet-ihr-Mobilfunknetz-fuer-die-Zukunft-DE.pdf.res/20151008-MM-Swisscom-ruestet-ihr-Mobilfunknetz-fuer-die-Zukunft-DE.pdf>

4.1.2 Funk

RF Meshed Network

Ausser in Europa wird RF Mesh häufig als Kommunikationstechnologie für Smart Metering verwendet. In den USA ist RF Mesh mit Abstand die gebräuchlichste Kommunikationstechnologie. Im Unterschied zu Europa kann in anderen Weltregionen mit höherer Sendeleistung und höheren Duty Cycles (erlaubte zeitliche Auslastung des Funkkanals) gesendet werden. Auch sind häufig die Gebäudebauweise und der Installationsort der Zähler günstiger für RF Mesh als in Europa.

Für die Funkübertragung stehen die lizenzfreien Frequenzbänder 868/915 MHz (Europa bzw. USA) und 2,45 GHz (nahezu weltweit) zur Verfügung.

Frequenzband	Bandbreite	Kanalabstand	Kanalnummer	Region	Datenrate (brutto)	Symbolrate	Symbole
868-868,6 MHz	300 kHz		0	Europa	20 kBit/s	20 kBaud	binär
902-928 MHz	600 kHz	2 MHz	1-10	USA	40 kBit/s	40 kBaud	binär
2400-2483,5 MHz	2 MHz	5 MHz	11-26	weltweit	250 kBit/s	62,5 kBaud	16 orthogonal

Tabelle 7: Frequenzbänder für RF Meshed Network (Quelle: Wikipedia)

Der Standard IEEE 802.15.4 beschreibt ein Übertragungsprotokoll für Wireless Personal Area Networks (WPAN). Er definiert die untersten beiden Schichten des OSI-Modells, den Bitübertragungs- und den MAC-Layer. Höhere Protokollebenen mit Funktionen zum Routing und einer Anwendungsschnittstelle obliegen anderen Standards für Funknetze. Ein Beispiel eines möglichen Kommunikationsstacks ist in Abbildung 6: ISO OSI Schichtenmodell für gängige Smart Meter Kommunikationstechnologien dargestellt.

In einem RF-Mesh-Netzwerk kann ein Mesh-Knoten (z.B. Zähler) Nachrichten senden und empfangen, auch kann er Nachrichten für seine Nachbarn weiterleiten. Durch diesen Weiterleitungsprozess findet eine Nachricht selbstständig von einem Sendepunkt seinen Weg zum endgültigen Ziel. Dabei wählt die Nachricht den zuverlässigsten Weg. Ein RF-Mesh-Netzwerk ist selbst konfigurierend, selbstheilend und redundant. Ein RF-Mesh-Netzwerk enthält in der Regel einen oder mehrere Gateways (RF-Master), die die Organisation des Netzwerkes und Konnektivität sicherstellen und als Link zu anderen Systemen fungieren.

Funk Punkt zu Punkt Verbindung

Eine weitere Möglichkeit bietet die sogenannte Long Range Funkübertragung, wie sie vor allem im Ausland eingesetzt wird. Dabei werden in ISM Funkbänder mit eher kleinen Sendeleistungen (BAKOM, RIR Normen) zur Übertragung zwischen Gebäude und einem Konzentrador genutzt. Bei einer Punkt zu Punkt Verbindung ist die Kommunikations-Topologie sternförmig mit dem Konzentrador in der Mitte.

Bei Verwendung von ISM-Bändern (Industrial, Scientific and Medical Band) fallen keine Lizenzkosten an. Die Ausrüstung muss jedoch den Bestimmungen (RIR: Radio Interface Regulation) entsprechen. Beispiel: (869.400 – 869.650 MHz Band, maximal 500 mW Sendeleistung, 10% Duty Cycle (erlaubte zeitliche Auslastung des Funkkanals)). Im Normalfall beträgt die effektive Sendeleistung (ERP: Effective radiated power) für die Kommunikation nur 25mW. Versuche in der Schweiz zeigen, dass an sich grosse Distanzen überbrückt werden, die allerdings durch die Geländetopografie und durch die Durchdringung von Kellerwänden massiv eingeschränkt werden (1-10 km). Low Power Wide Area Public Wireless ist eine neue, vielversprechende Technologie, welche mit wenigen Basisstationen (Sendeanlagen) auskommt und stromsparende, kostengünstige Geräte ermöglicht.

Je nach Hersteller (z.B. Semtech, Sigfox, Weightless) ist eine bi-direktionale, schmalbandige Punkt-Punkt-Kommunikation mit einer Bandbreite von ca. 300 bit/s - 50 kbit/s möglich. Erfahrungswerte von internationalen Projekten liegen jedoch bei rund 3 kbit/s. Swisscom pilotiert aktuell (2015) in Genf und Zürich ein Low Power Network (LPN) basierend auf der LoRa-Technologie im 868 MHz-Band. Das gleiche macht die Stadt St. Gallen mit dem Projekt Smartnet (2015). Die LoRa-Allianz wurde gebildet, um das Low Power Wide Area Public Wireless zu standardisieren.

Erste Erfahrungen aus dem Pilot zeigen, dass die Bandbreite stark abhängig ist von der Anzahl Basisstationen in einem Gebiet. Liegt die Distanz von einem Endgerät innerhalb 500m, werden gute Verfügbarkeiten auch im 2.UG, bei einer Bandbreite von ca. 5kB/s und lange Batterielaufzeiten erreicht.

In Europa wird die freie verfügbare Frequenz 868 MHz verwendet, typische Distanzen sind im offenen Feld bis 20 km und in urbanen Gebieten ca. 1,5 bis 10 km. Die sehr grosse Reichweite geht mit einer tiefen Datenrate einher. Somit ist diese Funktechnologie nicht ideal für heutige Elektrizitätszähler (Smart Meter), ist jedoch geeignet für die Kommunikation von Spartenzählern wie Wasser-, Gas-, Wärmehählern.

Eigenschaft (keine Bewertung)	RF Mesh Network	Funk Punkt zu Punkt Verbindung
Gängige Technologien	6LoWPAN über IEEE-802.15.4	LoRa
Installation / Anschluss	Mesh-Sender können an verschiedenen Orten platziert werden z.B. Trafostation, Verteilkabine, Strassenlampen oder im Gateway. Mesh-Netze bauen sich in Regel dynamisch auf (Hops).	Ähnlich wie bei Wireless M-Bus-Module, spezifisch pro Zähler (Punkt-Punkt-Verbindung). Für Gateway-Einsatz beschränkt, da niedrige Bandbreite.
Investition	Aufbau neues Mesh-Netz, Module in Zähler und Gateway.	Nur Module für Zähler (tiefe Chip-Preise), sofern Long Range-Netz von einem Service-Provider bezogen wird, ansonsten Aufbau eines Long Range-Sendernetzes.
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Planbar, wenn Mesh-Netz von einem Service-Provider bezogen wird.	Planbar, wenn Long Range-Netz von einem Service-Provider bezogen wird.
Lifecycle	Lange Lebensdauer möglich, da ein eigenes Kommunikationsnetz aufgebaut wird.	Lange Lebensdauer möglich, da ein eigenes Kommunikationsnetz aufgebaut wird.
Abdeckung / Verfügbarkeit	Heute keine flächendeckende Netze verfügbar, benötigt viele Nodes, da Distanz meistens nur ca. 200m.	Erste Pilotnetze verfügbar in Genf, Zürich und St. Gallen.
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Gut, erste Erfahrungen existieren in Finnland, Schweden und England.	Erfahrungen fehlen noch.
Bandbreite	Je nach gewähltem Frequenzbereich bis 200 Kbit/s.	Niedrigen Bandbreite ca. 300 bit/s - 50 kbit/s, typisch 3 kbit/s bzw. stark abhängig von der Distanz und Dämpfung (2.UG etc.).
Performance für Datenübermittlung	Erfahrungen fehlen noch, tendenziell langsam.	Erfahrungen fehlen noch, tendenziell langsam.
Datensicherheit (Security)	Übertragungssicherheit ist in der Regel gut.	Übertragungssicherheit ist in der Regel genügend, Verschlüsselung ist jedoch auf Grund der niedrigen Bandbreite beschränkt jedoch ausreichend.
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Teilweise noch unterschiedliche Standards, neuer Standard ist 6LoWPAN über IEEE-802.15.4.	Funk ist nicht standardisiert, unterschiedlich je nach Lieferant. Bestrebungen für Standardisierung durch LoRa-Allianz.
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Könnte sich als Funkstandard für Smart Metering auch in Europa weiter verbreiten.	Könnte sich speziell auch für batteriebetriebene Zähler, als IoT-Standard mit verbesserter Gebäudedurchdringung durchsetzen, Einschränkung liegt jedoch bei der niedrigen Bandbreite bei grossen Distanzen, nicht alle Lieferanten bieten z.Z. bi-direktionale Kommunikation.

Tabelle 8: Eigenschaften Funknetze

4.1.3 Fixnet «Bandbreitenservice»

Eine fixer Bandbreitenservice kann eine Mietleitung oder ein ähnlicher Service von einem Telecom-Anbieter (z.B. Swisscom_ BBCS: Broad Band Connectivity Service) sein, welche die Verbindung im Tertiärbereich sicherstellen kann. Ein solcher Service kann auf zwei prinzipielle Arten erstellt werden:

Bandbreitenservice - dediziert (via Kupfer, Koax oder Glas)

- Generell braucht es einen separaten Anschluss für die Smart-Energy Anwendung auf dem Medium. Heute gibt es noch keine spezifischen Angebote auf diese Anwendung.

Bandbreitenservice – via privatem Internetaccess

- Der Bandbreitenservice ist in der Wohnung, bei demjenigen Mieter, welcher sein Modem zur Verfügung stellt. Die Verbindung von der Wohnung zum zentralen Gateway kann je nach Gebäude

unterschiedlich lang sein. Die Verfügbarkeit ist vom Endkunden-Verhalten abhängig und muss bei einer Nutzung von Smart Metering mit dem Endkunden geregelt werden. (Wartung Router, Strom abstellen während den Ferien, etc.)

- Die Kosten für die Bandbreiten-Anschlüsse sind unterschiedlich. Es kommt darauf an, wie mit dem Kunden verhandelt wird (Kostenanteil)
- Diese Realisierungsvariante erfüllt die Anforderungen in Bezug auf Verfügbarkeit nicht, da diese abhängig vom Verhalten des Mieters ist. Aus diesem Grund wird dies in der Folge nicht beschrieben.

Eigenschaft	Bandbreitenservice - dediziert (via Kupfer, Koax oder Glas)
Installation / Anschluss	Anschluss vom Gateway (zentraler Smart Grid Sammelpunkt) an den Bandbreitenservice erfolgt in der Regel via Ethernet. Wird ein separates Modem installiert (nicht in Gateway integriert), muss dieses auch mit Strom versorgt werden (Steckdose oder DIN-Trafo). Handelsübliche Modems sind nicht für DIN-Montage geeignet.
Investition	Installationskosten für Überführung vom UP (Kupfer), BEP (Fibre) oder Koax-Eingang zum Zählertableau. Der Building Entry Point ist nicht immer am gleichen Ort wie das Zählertableau. Investitionen für Gateways, ev. separate Modems & Stromversorgung.
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Planbar für Bandbreitenservice.
Lifecycle	Schnittstelle für Bandbreitenservices können Ethernet RJ45 oder aber ein direkter Glasanschluss mit Singlemodefaser E9/125 sein. Beide Standards sind etabliert und werden auch in kommenden Jahren unterstützt.
Abdeckung / Verfügbarkeit	Gute Abdeckung, da Bandbreitenservice zur Grundversorgung gehört, Erschliessung in der Regel mit Kupfer, Koax oder zunehmend auch Glasfaser. (Gebäudefaser). Lösung auf Kupfer kann je nach Ort nicht alle Bandbreitenanforderungen erfüllen.
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Abhängig von Modem, handelsübliche Modems sind nicht für Industrieumgebung (Zählertableau) gebaut (kein Reboot durch Privatanwender möglich).
Bandbreite	Bandbreite ist genügend vorhanden.
Performance für Datenübermittlung	Sehr gute Performance, Latenzzeit genügt den Anforderungen.
Datensicherheit (Security)	Bei dieser Art von Service ist eine End to End Verschlüsselung zu empfehlen.
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant / Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Gut.
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Dank genügender Bandbreite, sehr gut ausbaubar.

Tabelle 9: Eigenschaften Bandbreitenservice

4.1.4 Fixnet «Medium»: Kupfer oder Glasfaser

Diese Art des Tertiäranschlusses basiert auf einer dedizierten, physischen Verbindung auf einem Festnetzanschluss. Es wurden nur Festnetzanschlüsse via Kupfer oder Glas in Betracht gezogen.

Eigenschaft (keine Bewertung)	Kupfer (ULL)	Glasfaser - FLL (Fibre Local Loop)
Installation / Anschluss	Anschluss vom Gateway, ev. separates Modem, Verbindungsleitung vom Modem zum UP. Überführung pro Kupfer-Anschluss im Kollokationsraum, Voraussetzung ist Installation von DSLAM's im Kollokationsraum.	Anschluss vom Gateway, ev. separates Modem. Verbindungsleitung vom Modem zum BEP mit Spleissung. Patchkabel pro Faser-Anschluss beim FAN. Voraussetzung ist Verlegung von Faser und Installation von FAN's auf der zentralen Seite.
Investition	Hohe Investitionen für DSLAM, sowie Betriebs-Software und Komponenten.	Sehr grosse Investitionen für Fibre-Leitungen und FAN's, sowie Betrieb-Software und Komponenten.
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Kosten für Kupfer-Anschluss, sowie Unterhalt DSLAM und Komponenten.	Kosten für Glasfaser-Anschluss sowie Unterhalt FAN und Komponenten.

		Bei eigenen Glasfasern müssen zudem Kosten für Netzunterhalt berücksichtigt werden.
Lifecycle	Alle 2-3 Jahre eine neue Kommunikations-Technologie auf WAN-Seite. Lebensdauer der jeweiligen Kommunikations-Technologie ca. 10-15 Jahre.	Alle 2-3 Jahre eine neue Kommunikations-Technologie auf WAN-Seite, Lebensdauer der jeweiligen Kommunikations-Technologie ca. 10-15 Jahre.
Abdeckung / Verfügbarkeit	Kupfer ist heute praktisch überall verfügbar. Tendenziell nimmt die Verfügbarkeit 2030 bis 2050 ab, da neue Gebäude teilweise nur noch mit Glasfaser (Gebäudefaser) erschlossen werden. In diesen Gebieten werden alte Kupferinfrastrukturen tendenziell nicht mehr vollumfänglich unterhalten werden.	Glasfaser ist heute bereits in über 20% der Fläche verfügbar (siehe auch Webseite ComCom: Breitbandmarkt in der Schweiz ⁵).
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Gute Qualität.	Sehr gute Qualität.
Bandbreite	Kupfer: Upstream (xDSL) ca. bis 20-40 Mbps / Glas aktuell ca. 1Gbps	
Performance für Datenübermittlung	Sehr gute Performance, Delays genügen den Anforderungen.	
Datensicherheit (Security)	Abhängig von der Professionalität des Netzbetriebs (Störeinflüsse auf elektromagnetischer Basis sind möglich).	Abhängig von der Professionalität des Netzbetriebs (keine Störeinflüsse auf elektromagnetischer Basis möglich).
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant / Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Gut.	
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Dank genügender Bandbreite, sehr gut ausbaubar.	

Tabelle 10: Eigenschaften ULL und Glasfaser

Auf Kupfer ist der Zugangspreis reguliert gem. Art. 4 Abs. 1 des Fernmeldegesetzes (2015: CHF 12.80/Monat). Die Dienstleistung muss ab Zentrale der Swisscom bezogen werden, d.h. entsprechende Ausrüstungen müssen dort eingemietet werden. Voraussetzung, dass dieser Service bestellt werden kann ist, dass der benutzende Energieversorger eine Anmeldung beim Bakom als Fernmeldedienste Anbieter machen muss.

Glasfasern werden nur in Städten und Gemeinden mit FTTH-Infrastrukturen angeboten. Dort wo in Baukooperation zwischen EVU, KNU und oder Swisscom gebaut wird, gibt es Offerten von mehreren Parteien. An Orten, wo nur ein Netzbetreiber baut, bestimmt dieser die Zugangspreise allein. Die Services werden in der Regel ab Swisscom-Zentrale angeboten (Je nach Stadt ab zentralem Punkt oder ab Trafostation).

4.1.5 Power Line Communication (PLC)

Bei Power Line Communication (PLC) wird das 400V Stromnetz für die Kommunikation verwendet. Im Wesentlichen unterscheidet man bei der PLC Technik zwischen Schmalband PLC und Breitband PLC.

⁵ <http://www.comcom.admin.ch/dokumentation/00439/00565/index.html?lang=de>

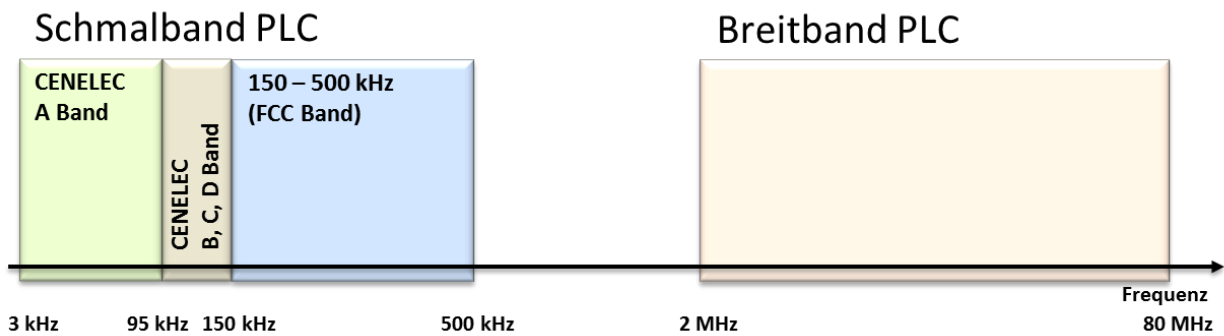


Abbildung 10: Frequenzbandbreiten Schmalband PLC und Breitband PLC (Quelle: Landis+Gyr)

Cenelec hat auf Europäischer Ebene einen Teil des Schmalband PLC Frequenzbereichs standardisiert (EN 50065-1). Dabei ist das Cenelec A Band von besonderem Interesse. Dieses Band wurde von Cenelec für Smart Metering und Smart Grid Anwendungen reserviert. Somit geniessen Energieversorger, die in diesem Band kommunizieren eine gewisse Exklusivität am Kommunikationskanal. In allen anderen Frequenzbändern ist dies nicht der Fall. Aus diesem Grunde wählten bis heute grossen Energieversorger ausnahmslos Cenelec A Band PLC Technologien für ihre Smart Metering Systeme.

Schmalband PLC wurde unter anderem für die Smart Meter Kommunikation entwickelt. Schmalband PLC überbrückt die «Letzte Meile», typischerweise zwischen Trafostation und den Smart Metern im Haus. Dabei sind Distanzen bis 7 km zu überbrücken, wobei das Signal typischerweise alle 300 bis 500 m repetiert werden muss. Um über diese Distanzen zuverlässig kommunizieren zu können, werden Frequenzen bis max. 500 KHz verwendet, da die Dämpfung auf Leitungen bei höheren Frequenzen ansteigt. Typische PLC Kommunikationstechnologien sind. IEC 61334 (PLAN), ITUG.9904 (Prime), ITUG.9903 (G3), IEEE 1901, CLC/TS 50590:2015 und CLC/TS 52056-8-7:2015 (CX1) .2.

«Breitband PLC wurde unter IEEE 1901 für zwei Bereiche standardisiert: Inhome Homeplug HD-PLC (2-50Mhz - Kommunikation im Haus, wenn kein Ethernet-Kabel verlegt werden kann) und Access (2-30Mhz - Kommunikation von der Trafostation ins Haus für Smart Metering und Smart Grid-Anwendungen). Diese hohen Frequenzen unterliegen allerdings einer hohen Dämpfung, welche eine Übertragung über weite Strecken erschwert, was im Hause jedoch nicht nachteilig wirkt. Im Access-Bereich, bei welchem Distanzen bis 400m überbrückt werden können, werden daher Repeater in der Verteilkabine zur Auffrischung des Signals verwendet. Diese Auffrischung ist jedoch auch in den FCC-Bändern notwendig.»

PLC Kommunikation für Smart Metering

PLC Kommunikation wird von den Feldgeräten bis zu einem Datenkonzentrator (DK) eingesetzt. Der DK ist hierbei meistens in den Trafostationen montiert. Deshalb kann der Verteilnetzbetreiber die bestehende, oftmals eigene Infrastruktur (Stromkabel, Trafostation) nutzen. Ab dem Datenkonzentrator findet die Kommunikation mit den Protokollen IEC 60870-5-104 oder IEC 60870-5-101 (siehe unten) statt, welche unterschiedliche physische Kanäle nutzen können oder es wird mittels Webservices (XML) oder verschiedenen herstellerspezifischen Protokollen mit den Head End Systemen kommuniziert.

In der Praxis wird zwischen DK und HES entweder drahtgebundene Kommunikation (Glasfaser-, Kupferleitungen) oder drahtlose Verbindungen verwendet (Funk, Mobilfunk). Pro Datenkonzentrator werden je nach Versorgungsgebiet zwischen 20 (bei dünn besiedelten Gebieten) bis 1000 (in Städten) Feldgeräte (Zähler, Lastschaltgeräte, Sensoren, etc.) angeschlossen.

Eigenschaft (keine Bewertung)	Schmalband PLC	Breitband PLC
Installation / Anschluss	Einfache, normale Installation ohne Zusatzverkabelung. Je nach Technologie und Übertragungsstrecke müssen eventuell PLC Repeater eingesetzt werden. PLC Technologien, welche wenig PLC Repeater benötigen, haben einen leicht geringeren Installationsaufwand, haben aber im Gegenzug eine geringere Performance und Verfügbarkeit.	
Investition	Leicht höhere Investitionskosten für Zähler	
Betriebskosten inkl. Planbarkeit	Wie jedes Kommunikationsnetz muss auch ein PLC Netzwerk gewartet werden. Dies fällt in die Zuständigkeit des Netzbetreibers. Dieser muss entsprechend ausgebildete Leute haben. Gelegentlich müssen «Störer» identifiziert und eliminiert werden. Dieser Unterhalt gilt es bei der Planung und Betriebskostenrechnung zu berücksichtigen.	
Lifecycle	Da das Kommunikationsnetz in das Stromnetz integriert ist, ist ein Wechsel auf eine andere Technologie sehr eingeschränkt. Sofern die PLC-Frequenzen der neuen Generation nicht abwärtskompatibel sind, müssen alle Zähler gleichzeitig gewechselt werden. Da das PLC Netzwerk in der Hoheit des Energieversorgers liegt, kann dieser langfristig planen. Durch einen modularen Aufbau der PLC-Komponenten können sukzessive Aus- und Umbauarbeiten vorgenommen werden.	
Abdeckung / Verfügbarkeit	Schmalband PLC wurde für die Smart-Meter Kommunikation entwickelt und überspannt typischerweise Haus-Transformerstation, kleiner Datendurchsatz bei hohe Reichweite. Breitband PLC (Ethernet Ersatz): Grosser Datendurchsatz jedoch kleine Reichweite und deshalb viele Repeater bei Anwendung bis Trafostation. Bei stochastischer Verteilung der PLC Geräte kann die Kommunikations-Zuverlässigkeit ungenügend sein. PLC Kommunikation ist am zuverlässigsten bei einem flächendeckenden Ausbau.	
Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit	Aufgrund von eventuell vorhandenen dynamischen «Störer» im Netz kann es sein, dass nicht jedes Gerät zu jedem Zeitpunkt immer erreicht werden kann. Durch mehrfaches Lesen über den ganzen Tag, wird dies jedoch kompensiert. Falls «Störer» zu häufig auftreten, müssen diese identifiziert und eliminiert werden. Bei einem gut gewarteten PLC Netzwerk ist die Zuverlässigkeit der Datenübertragung (über den ganzen Tag gemessen) > 99%.	
Bandbreite	SFSK: Bandbreite bis ca. 2.4 kB/s, G3 PLC: Bandbreite bis ca. 300 kB/s, genügt in der Regel den Anforderungen von Smart Meter und Smart Grid. Zukünftige Anwendungen müssen bezüglich ihrer Bandbreite ggf. dem Schmalband PLC angepasst werden.	BPL welches von Zählern genutzt wird, muss mit einem eventuellen BPL des Endkunden koexistieren. Deshalb ist es sinnvoll die Bandbreite zu beschränken. 1 Mb/s ist dafür eine sinnvolle Grösse.

Eigenschaft (keine Bewertung)	Schmalband PLC	Breitband PLC
Performance für Datenübermittlung	Latenzzeit für heutige Anwendungen wie Smart Metering oder Rundsteuerung genügend. Für zukünftige Anwendungen wie selektive Steuerungen zu prüfen.	Mit 1 Mb/s und Latenzzeit von < 1 s stellt der Kommunikationskanal normalerweise keine Einschränkung dar. Jedoch gilt auch für Breitband PLC, dass Geräte nicht zu jedem Zeitpunkt immer erreichbar sind. Siehe Zuverlässigkeit / Störungsanfälligkeit.
Datensicherheit (Security)	Übertragungssicherheit ist in der Regel genügend, Verschlüsselung ist jedoch auf Grund der niedrigen Bandbreite beschränkt.	Typischerweise Layer 2 Verschlüsselung. Alle IP Verschlüsselungen möglich.
Unabhängigkeit zum Zähler-Lieferant / Interoperabilität in Bezug auf Datenkommunikation	Bei proprietären PLC Technologien besteht eine starke Abhängigkeit zum Lieferanten. Bei standardisierten PLC Technologien ist die Interoperabilität gewährleistet (Interoperabilitätstests sind z.T. vorgeschrieben Prime, G3).	
Zukunftsfähigkeit für neue Anforderungen	Eventuell eingeschränkt auf Grund der niedrigen Bandbreite.	Eventuell eingeschränkt auf Grund der Layer 1 Physik.

Tabelle 11: Eigenschaften Powerline

4.1.6 «Walk by»- und «Drive by»-Ableseung

Aktuell werden noch viele konventionelle Messstellen manuell «Walk by» mittels Ablesekopf über eine induktive Schnittstelle abgelesen. Diese Methode eignet sich für die Verbrauchsdatenerfassung zur Abrechnung. Bei einem Ablesezyklus von 3-4x jährlich oder bei schwer zugänglichen Messstellen wie Schächte setzen viele Versorger eine mobile Auslesung mittels «Drive by» ein. Die Messgeräte werden per Funk, in der Regel Wireless M-Bus mit 868 MHz, mobil ausgelesen. Sehr beliebt ist diese Ausleseart bei kommunalen Gas- und Wasserversorgungsunternehmen. Gerade bei Gas- und Wasserzählern können die Messstellen, welche heute mobil ausgelesen werden, später in ein Smart Metering System migriert werden.

Die Ablesemethoden «Walk by» und «Drive by» werden im Praxisleitfaden der asut nicht näher beleuchtet.

5 Bewertung

5.1 Rahmenbedingungen zur Wahl der Kommunikationsinfrastruktur

Die Wahl der richtigen Kommunikationsinfrastruktur für die zukünftigen Anforderungen eines Energieversorgungsunternehmens ist abhängig von vielen Faktoren und Kriterien. Deren Klärung dient massgeblich als Grundlage für das weitere Vorgehen, welche auf Basis einer langfristigen Unternehmensstrategie aufsetzt.

Strategie Netze

Welche Infrastruktur soll aufgebaut werden? Eine «einfache» Smart Meter Anwendung oder eine komplette Smart Grid Lösung (Use Cases in Kap. 5.2)? Wie sieht die geplante Roadmap aus, über welche Dienste kann die Infrastruktur finanziert werden (Netz, Energiedienstleistungen)? Sollen zusätzliche neue Geschäftsfelder z.B. im Dienstleistungsbereich unterstützt werden? Ein zügiger, flächendeckender (Voll-) Ausbau ermöglicht andere Erschliessungstechnologien als ein punktueller, mit der Zeit in der Dichte wachsender Ausbau. Positionierung des Unternehmens: Aufbau einer eigenen Infrastruktur oder Aufsetzen auf bestehender Infrastruktur (make or buy Entscheidung)?

Politik, Regulator

Die Ausgangslage betreffend Regulierung der Energienetze ist für alle Energieversorger gleich. Trotzdem spielt es eine Rolle, ob der Energieversorger die definitive Regulierung der Netznutzung und damit die Klarheit über die Finanzierbarkeit abwartet, oder ob die Eigentümer (Bsp. Gemeinde/Kanton) hier in Vorleistungen gehen wollen. Nebst der für die Netzsicht wichtigen Regulierung kann aber auch der Ausbau von Energiedienstleistungen bei Endkunden für die Energieversorger ein wichtiger Treiber sein.

Vorhandene Infrastrukturen

Es spielt eine grosse Rolle, ob ein städtischer Energieversorger bereits im Rollout eines FTTH Netzes ist, oder ob für die Kommunikation lediglich eine Vernetzung zu den Unterstationen besteht und damit für die Verteilnetzebene (NE 5-7) bis zum Kunden noch keine Datenkommunikationsinfrastruktur betrieben wird. Der Überprüfung eines eigenen, vorhandenen oder zu bauenden Kommunikationsnetzes ist die Gegenüberstellung einer Nutzung bestehender öffentlicher Infrastrukturen (Funk, Mobilfunk, FTTH oder Kupfernetze) sinnvoll. Einerseits sind die Investitionskosten bei der Installation (CAPEX) und andererseits aber auch die wiederkehrenden operativen Kosten über den ganzen Lebenszyklus (OPEX) zu berücksichtigen.

Geografie

Relevant sind die Topographie des Erschliessungsgebietes und ob es sich um ländliches Gebiet oder Agglomeration mit verdichteter Bauweise handelt. Diese Faktoren beeinflussen stark die zur Verfügung stehenden Technologien bzw. deren wirtschaftlichen Einsatz. Im städtischen Gebiet sind die Gebäude einfacher mit Glasfaser oder Kupfer zu erschliessen als in ländlichem Gebiet mit Streusiedlung.

Personelle Ressourcen

Massgeblich ist zu prüfen, welche personellen Ressourcen einem Energieversorger zur Verfügung stehen. Dies beeinflusst weniger die Technologie als die Wahl des Vorgehens punkto «Make or Buy», oder Partnerschaften und Kooperationen mit einem anderen Energieversorger. Können allenfalls bestehende Lösungen oder Konzepte ähnlich gelagerter Werke übernommen werden?

Finanzielle Ressourcen

Knappe finanzielle Ressourcen führen meist zu einem Langzeit- Rolloutplan, der im Wesentlichen auf dem Prinzip einer Ersatzbeschaffung beruht. Hier ist ein wichtiges Augenmerk auf eine langfristige Technologieplanung zu legen (Lösungsroadmap, Standardisierung und Kompatibilität).

Konzeptionelle Sichtweise

Nicht zuletzt lohnt es sich, die Planung einer Kommunikationsinfrastruktur durch die Brille des Lifecycle Management zu betrachten. Wie lange sollen die Komponenten verwendet werden? Wie einfach können sie partiell durch neue ersetzt werden (Stichworte: Architektur, Standardisierung, Kompatibilität)?

Die Ergebnisse dieser unterschiedlichen Betrachtungsweisen erlauben in der Summe eine Bewertung der in Frage kommenden und favorisierten Technologien.

5.2 Vorgehen für Entscheidungsfindung

Die strategische Ausrichtung der Unternehmung und die Wahl des Geschäftsmodells sind zentrale Elemente für die Entscheidungsfindung. Der vorliegende Praxisleitfaden fokussiert auf technische Aspekte und behandelt die Themen Strategie, Geschäftsmodell und Organisation nur ansatzweise.

Im Sinne von «Top-down»-Vorgehen sei empfohlen, dass Strategie, Geschäftsmodell und die Organisation bezüglich den zukünftigen Anforderungen überprüft werden. Wenn dies geklärt ist, können daraus die technischen Anforderungen abgeleitet und die Lösung definiert werden.

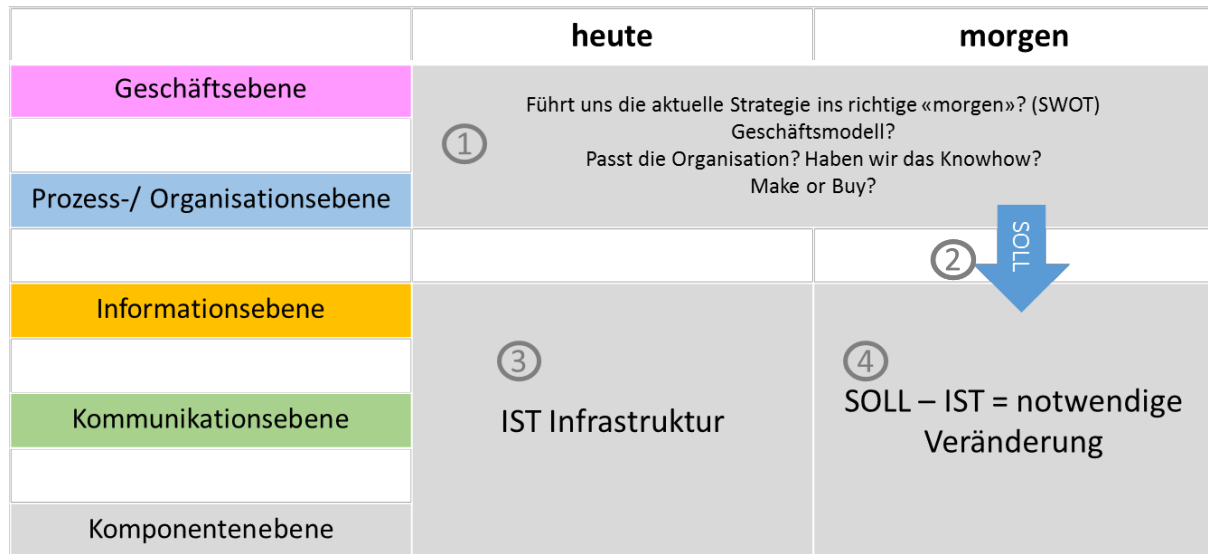


Abbildung 11: Mögliches Gesamtverfahren (Quelle: e-lynx AG)

Die Entscheidungsfindung folgt obiger Reihenfolge und setzt voraus, dass die Geschäftsebene und die Organisationsebene geklärt sind. Die Randbedingungen müssen klar definiert sein, wie z.B. für welche Anwendungen soll die Lösung gesucht werden oder sollen mehrere unterschiedliche Lösungen für verschiedene Anforderungen gebaut werden (Rundsteuerung, Metering, PV-Anlagesteuerung, etc.). In diesem Kapitel beschreiben wir ein mögliches Vorgehen, um rasch zu einer Entscheidung zu kommen.

Wie im Kapitel 3 erwähnt, werden die generellen Anforderungen aus der Unternehmensstrategie und der politischen sowie regulatorischen Vorgaben definiert. Mit einer Zustandsanalyse kann sich der Energieversorger zudem ein Bild über die bestehende Infrastruktur und der Organisation mit deren Fähigkeiten machen.

Auf Basis der Zustandsanalyse folgt im nächsten Schritt die Festlegung der technischen und organisatorischen Anforderungen an die Netzinfrastruktur. Der Praxisleitfaden der asut kommt in diesem Schritt als Hilfsmittel zur Validierung der geeigneten Kommunikationsinfrastruktur zur Anwendung.

Die Bewertung der Kommunikations-Technologien in Bezug auf die Use-Case und die Installationsorte (Stadt / Land) hat deutlich zum Ausdruck gebracht, dass in vielen Projekten mehrere Kommunikations-Technologien zur Anwendung kommen werden.

Checkliste für Entscheidungsfindung für EVU

1. Randbedingungen festhalten, welche für den EVU und die Gemeinde gelten (welche Fläche, welche Medien sind in Verantwortung des EVU)
2. Zusammenfassen der Forderungen, die an eine Datenübertragung bestehen. Es ist wichtig, die Anforderungen aus allen Gebieten zusammenzutragen und nicht pro Anforderung separate Lösungen zu wählen, da mehrere Parallelsysteme immer teurer und unsicherer sind.

Medium	Funktionen
Strom, Gas, Fernwärme	<ul style="list-style-type: none"> - Metering (Auslesen von Zählern - Mengen - Zeitpunkt) - Steuern von dezentralen Produktionsanlagen (PV-Anlagen - Mengen - Zeitpunkt) - Steuern von Verbrauchern (Wärmepumpen, Boiler, weitere Grossverbraucher - Last - Zeitverhalten)
Wasser	<ul style="list-style-type: none"> - Wenn Ablesen bei Strom automatisiert wird, ist die Integration von Wasser zu prüfen.
EVU Services	<ul style="list-style-type: none"> - Überwachung von Trafostationen, UW, Wasser- und Gasschieber

Tabelle 12: Checkliste für Entscheidungsfindung EVU

3. Analyse der Lösungsmöglichkeiten, welche gemäss diesem Praxisleitfaden in Frage kommen. Die Eigenschaften der verschiedenen Lösungsmöglichkeiten ermitteln:
 - a. Offerten von Service Providern einholen
 - b. eigene Möglichkeiten auflisten
 - c. Zusammenarbeit mit Partner-EVU prüfen
4. Bewertung der verschiedenen Varianten (Ansätze in diesem Praxisleitfaden)
5. Entscheid herbeiführen, je nach Kompetenzordnung bei EVU oder Gemeinde (evtl. bis zu Abstimmung).
6. Langfristige, sichere Verträge erarbeiten

5.3 Use Cases

Die unterschiedlichen Kommunikationstechnologien sollen anhand ausgewählter Use Cases beurteilt werden. Der VSGS (Verein Smart Grid Schweiz) hat für seine Untersuchungen bereits solche definiert. Sie decken Smart Meter und Smart Grid Anwendungen ab. Um eine spätere Abstimmung zu ermöglichen, werden dieselben Use Cases benutzt. Sie werden im Folgenden kurz beschrieben.

5.3.1 Use Cases Smart Meter Rollout

Ein Smart Meter Rollout ist umfangreich und hat verschiedene Facetten. Er wird zur Präzisierung durch vier Use Cases dargestellt:

- A) Rollout gemäss Mindestanforderungen BFE, Teil Fernauslesung
- B) Rollout gemäss Mindestanforderungen BFE, Teil lokales Pseudo-Echtzeit-Interface
- C) Rollout erweitert zu Anzeige Pseudo-Echtzeit via Fernauslesung
- D) Rollout erweitert für eine maximale Abdeckung Richtung 100%

Im Folgenden werden die vier Use Cases «Smart Meter Rollout» genauer spezifiziert.

A) Fernauslesung gemäss Mindestanforderungen BFE

Die Mindestanforderungen im Bereich Fernauslesung sollen erfüllt werden. Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Energiemesswerte in Intervallen von 15 Min.
- tägliche Auslesung der Messwerte
- Abdeckung von mindestens 80%

B) Lokales Pseudo-Echtzeit Interface gemäss Mindestanforderungen BFE

Hier sollen die Mindestanforderungen im Bereich lokales Pseudo-Echtzeit-Interface erfüllt werden. Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Anzeige der Energiemesswerte via ein lokales Interface (ev. punktuell implementiert)
- Anzeige in Pseudo-Echtzeit, d. h. innerhalb von 1 - 3 Sek.

Diese Funktionalität wird lokal sichergestellt. Es ergeben sich daraus keine Anforderungen an die Kommunikationsebene.

C) Erweiterte Pseudo-Echtzeit Anzeige via Fernauslesung, optionale Erweiterung

Hier sollen die Mindestanforderungen im Bereich Pseudo-Echtzeit-Anzeige erfüllt werden, allerdings nicht via ein lokales Interface, sondern mittels Fernauslesungen und Internet (optionale Erweiterung der Mindestanforderungen gemäss BFE). Die wichtigsten Eckpunkte dazu sind:

- Anzeige der Energiemesswerte via Fernauslesungen und Internet
- Serviceinitialisierung: 10 Sek., Servicebeendigung nach 10 Min.
- Antwortzeit: 3 Sek., Update-Periode: 3 Sek.
- Mengengerüst: gleichzeitig max. 5% pro Trafostation
- Wirkleistung (keine Blindleistung) für Verbrauch und/oder Produktion
- Funktionierender Internetzugang für die Anzeige wird vorausgesetzt

D) Maximale Abdeckung mit Smart Metern Richtung 100%

Hier soll mittels vorhandener Technologien eine maximale Abdeckung mit Smart Metern erreicht werden. Dabei ist es eine Kosten-Nutzen-Betrachtung, ob effektiv 100% Abdeckung erreicht werden kann. Es soll aufgezeigt werden, welche Abdeckung mit welchem Aufwand möglich ist (technologiegetriebener Ansatz).

5.3.2 Use Cases Smart Grid Umsetzung

Auch Smart Grid Anwendungen sind umfangreich und haben verschiedene Facetten. Zur Beschreibung werden drei weitere Use Cases präzisiert:

- E) Grenzwertverletzung und Reaktion darauf
- F) Kontinuierliche Messung zur Betriebsüberwachung
- G) Überwachung und Kommunikation mit der Trafostation

Im Folgenden werden die drei Use Cases «Smart Grid Umsetzung» genauer spezifiziert.

Smart Grid Funktionen haben Priorität.**E) Grenzwertverletzung und Reaktion darauf**

Hier wird aufgezeigt, welche Anforderungen an die Kommunikation im Falle einer Grenzwertverletzung bestehen. Je nach Ausrüstung der Trafostation mit oder ohne lokale Intelligenz erfolgt die Kommunikation zur Trafostation oder zur Zentrale. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Alarmierung zur Trafostation (Annahme hier: lokale Intelligenz in der Trafostation)
- Abholen aller Messwerte für Netzzustand: Typisch 20 Punkte mit 10 Werten
- Steuerung zur Behebung der Grenzwertverletzung
- Systemantwort in 30 Sek.
- Verfügbarkeit, Erreichbarkeit: gegen 100% für Alarmer
- Datenmenge: max. 100 kByte pro Ereignis
- Stromunterbruch: Kommunikation darf wegfallen
- Eskalation, wenn lokale Behebung nicht möglich. Werte wie oben, aber weniger oft
- Ohne lokale Intelligenz: Werte wie oben, gleich oft pro Trafostation

F) Kontinuierliche Messung zur Betriebsüberwachung

Zur Betriebsüberwachung werden kontinuierlich Messwerte übermittelt, entweder an die Trafostation oder direkt an die Zentrale. Die wichtigsten Eckpunkte dieser Anwendung sind:

- Messwerte wie oben: typischerweise 20 Messpunkte mit 10 Messwerten
- Periodizität: 10 Min., Übermittlungszeit nicht kritisch für Normalbetrieb

G) Überwachung und Kommunikation mit der Trafostation

Die Trafostation selber wird überwacht und gesteuert. Die Funktion «Steuern / Schalten» soll im Fehlerfall noch begrenzte Zeit, bspw. während einer Stunde, verfügbar sein. Die wichtigsten Eckpunkte sind:

- Meldung von Brandmelder, Schaltzuständen etc.
- Steuern, Schalten

- Stromunterbruch: Kommunikation muss während einer Stunde möglich sein (Achtung: Mobile-Ausfall!)
- Verfügbarkeit: gegen 100%

5.4 Bewertung Use Case versus Kommunikationstechnologie

Die folgende Tabelle in 5.4.1 bewertet die technischen Möglichkeiten und die Eignung in Hinsicht auf die Use Cases Smart Metering unter Punkt 5.3 für die nächsten Jahre.

5.4.1 Use Cases Smart Metering

Use Case Beschrieb		2G Mobilfunk	3G Mobilfunk	4G Mobilfunk	RF Meshed Network	Punkt zu Punkt Funkverbindung	Glasfaser (FTTH)	Fix Breitbanderservice (Glas, Kupfer, Coax, etc.)	Schmalband PLC	Breitband PLC
A1)	Smart Metering Rollout gem. Mindestanforderungen BFE, Fernauslesen Auslesung 1x / Tag der: - Tageswerte - 15 Min. Profildaten - Statusregister	●	●	●	●	●	●	●	●	●
A2)	Smart Metering Rollout gem. Mindestanforderungen BFE, Fernauslesen Auslesung 1x / Tag der: - Tageswerte - Statusregister	●	●	●	●	●	●	●	●	●
B)	Smart Metering Rollout gem. Mindestanforderungen BFE, mit lokalem Kundenfeedback (Inhouse) Auslesung 1x / Tag	Keine Anforderung an die Kommunikationsinfrastruktur KS3								
C1)	Erweiterte Pseudo-Echtzeit-Anzeige via Fernauslesung, optionale Erweiterung Auslesung kontinuierlich 1x / 3 Sek. der: - Momentan Werte wie Leistung	●	●	●	●	●	●	●	●	●
C2)	Erweiterte Pseudo-Echtzeit-Anzeige via Fernauslesung, optionale Erweiterung Auslesung kontinuierlich 1x / 15 Min. der: - Tageswerte - 15 Min. Profildaten - Statusregister	●	●	●	●	●	●	●	●	●
D)	Abdeckung mit Smart Metern Richtung 100%	Für eine 100% Smart Meter Abdeckungen müssen mehrere Technologien in Kombination verwendet werden.								

Tabelle 13: Use Cases Smart Metering

5.4.2 Use Cases Smart Grid

	Use Case Beschrieb	2G Mobilfunk	3G Mobilfunk	4G Mobilfunk	RF Meshed Network	Punkt zu Punkt Funkverbindung	Glasfaser (FTTH)	Fix Breitbanders-vice (Glas, Kupfer, Coax, etc.)	Schmalband PLC	Breitband PLC
E1)	Grenzwertverletzungs-Überwachung z.B. Alarme bei Spannungsüber- / unterschreitung	●	●	●	●	●	●	●	●	●
E2)	Alarmieren und Schalten von Lasten über Smart Meter. Schaltung 1-5 x / 1 Tag mit einer max. Latenzzeit ≤ 30 Sek. von: - Schaltausgängen - Unterbrecher	●	●	●	●	●	●	●	●	●
F)	Kontinuierliche Messung der Netzebene 7 zur Betriebsüberwachung Auslesung 1x / 10 Min. der: - Phasenströme / -spannungen - Statusregister	●	●	●	●	●	●	●	●	●
G)	Überwachung und Kommunikation mit der Trafostation	●	●	●	●	●	●	●	Kein Anwendungsfall ⁶	

Tabelle 14: Use Cases Smart Grid

- Technologie erfüllt sämtliche Anforderungen um den Use Case in den nächsten 5 - 10 Jahren vollumfänglich abzudecken.
- Technologie erfüllt die Anforderungen um den Use Case abzudecken. Es kann jedoch sein, dass zukünftige weitergehende Anforderungen nicht mehr vollumfänglich abgedeckt werden können.
- Technologie erfüllt die Anforderungen um den Use Case abzudecken nicht oder nur unzureichend.

Die Bewertung der Technologien für einen bestimmten Use Case basiert auf dem heutigen Stand der Technik. Aus diesem Grunde ist eine Projektion in die Zukunft nur bedingt möglich.

Diese Bewertung ist rein technisch und berücksichtigt die Kosten die für verschiedene Technologien zu veranschlagen sind nicht.

5.5 Bewertung Installationsort versus Kommunikationstechnologie

Bei dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass alle Smart Meter einer Transformatorstation mit der entsprechenden Kommunikationstechnologie betrieben werden.

⁶ Bewertung für PLC Kommunikation bezieht sich auf die Verbindung zwischen dem Datenkonzentrator (Trafostation) und dem Head End System (HES) in der Zentrale. In diesem Bereich wird in der Schweiz keine PLC Verbindung eingesetzt. Klassische PLC Systeme welche auf der letzten Meile (zwischen Datenkonzentrator und Smart Meter) PLC einsetzen, verwenden zwischen dem Datenkonzentrator und dem HES oftmals Ethernet basierende Kommunikationsverbindungen (IEC 60870-5-104) und sind somit optimal für die Überwachung und Kommunikation von Trafostationen geeignet.

Installationsort										
	2G Mobilfunk *	3G Mobilfunk *	4G Mobilfunk *	RF Meshed Network	Punkt zu Punkt Funkverbindung	Glasfaser (FTTH) *	Bandbreitenservice * (Glas, Kupfer, Coax, etc.)	Schmalband PLC	Breitband PLC	
sehr dünn besiedelte Gebiete. Typisch ≤ 5 Smart Meters pro Transformator	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■
dünn besiedelte Gebiete. Typisch 10 - 100 Smart Meters pro Transformator	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■
städtische Gebiete. Typisch ≥ 200 Smart Meters pro Transformator	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■	● ■

Tabelle 15: Bewertung Installationsort versus Kommunikationstechnologie

* Diese Technologien bedingen, dass am Installationsort das Kommunikationsnetz bereits vorhanden ist (Mobilfunk, Fixnet). Ist dies nicht der Fall, können diese Technologien (wirtschaftlich) nicht eingesetzt werden.

- Technologie eignet sich ideal für diesen Installationsort.
- Die Kosten (TCO) die dabei anfallen sind in einem vernünftigen Rahmen.
- Technologie eignet sich nur bedingt für diesen Installationsort.
- Die Kosten (TCO) die dabei anfallen liegen im Allgemeinen höher als bei einer optimaleren Technologie.

6 Anhang

6.1 Literaturverzeichnis

Armel Carrier, Gupta Abhay, Shirmali Gireesh, Albert Adrian. Is Disaggregation the holy grail of energy efficiency? The Case of electricity. University Standford. (01.05.2012)

asut. Ohne ICT keine Energiewende. Positionspapier asut. Online (02.10.2013) www.asut.ch

Bundesamt für Energie (BfE). (2010, 16. Dezember). Positionspapier zu «Smart Grid».

Bundesamt für Energie (BfE). (2011, 10. März). Projektskizze: Folgenabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz.

Bundesamt für Energie (BfE). (2012, 5. Juni 2012). Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz.

Bundesamt für Energie (BfE). (2014, 14. November). Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz. Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten.

Bundesamt für Energie (BfE). (2015, 27. März). Smart Grid Roadmap Schweiz, Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze (Entwurf)

Triolog neue Energiepolitik. «Energiestrategie 2050 aus Sicht des Energie Trialogs». Schlussbericht der Lenkungsgruppe (2013, 23. August) www.energetrialog.ch

VSGS. Weissbuch Smart Grid – Verein Smart Grid Schweiz (2013. 28. Februar) www.vsgs.ch

6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Intelligentes Messsystem und deren Bestandteile	6
Abbildung 2: Netzebenen (Quelle: VSE 2015)	7
Abbildung 3: Kundenfeedback (Quelle: Studie University Standford).....	10
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Kommunikationslayer KS1-KS3.....	11
Abbildung 5: ISO OSI Schichtenmodell (Quelle: ITU/Wikipedia)	12
Abbildung 6: OSI Schichtenmodell für gängige Smart Meter Kommunikationstechnologien.	13
Abbildung 7: Daten- und Kommunikationsverschlüsselung	14
Abbildung 8: Struktur Netzleitstelle (Quelle: Siemens AG)	15
Abbildung 9: Fünf Dimensionen der Informationssicherheit.....	19
Abbildung 10: Frequenzbandbreiten Schmalband PLC und Breitband PLC (Quelle: Landis+Gyr)	29
Abbildung 11: Mögliches Gesamtverfahren (Quelle: e-lynx AG).....	33

6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kommunikationstechnische Anforderungen	8
Tabelle 2: Anforderung an Verteilnetze	9
Tabelle 3: Anforderung an die Kommunikationstechnologie (Quelle: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE «FNN»).....	21
Tabelle 4: Strukturierte Anforderungsbereiche.....	22
Tabelle 5: Frequenzumstellung, Frequenzen und Technologien bei Swisscom (Quelle: Swisscom).....	23
Tabelle 6: Eigenschaften Mobilfunkstandards.....	24
Tabelle 7: Frequenzbänder für RF Meshed Network (Quelle: Wikipedia)	25
Tabelle 8: Eigenschaften Funknetze	26
Tabelle 9: Eigenschaften Bandbreitenservice	27
Tabelle 10: Eigenschaften ULL und Glasfaser	28
Tabelle 11: Eigenschaften Powerline	31
Tabelle 12: Checkliste für Entscheidungsfindung EVU	34
Tabelle 13: Use Cases Smart Metering	36
Tabelle 14: Use Cases Smart Grid.....	37
Tabelle 15: Bewertung Installationsort versus Kommunikationstechnologie	38