



Handbuch

Intelligente Messsysteme

Der Einsatz von intelligenten Messsystemen in der Schweiz

HB iMS – CH 2019

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Erstausgabe

Marco Ackermann	IBA Strom AG, Aarau	
André Amport	sgsw, St. Gallen	
Martin Borner	EKS AG, Schaffhausen	
Patrik Casagrande	St. Moritz Energie, St. Moritz	
Thierry Chollet	Romande Energie SA, Morges	Mitglied ENDAKO
Christophe Darioly	Sierre-Energie SA, Sierre	
Gilbert Hangartner	ESB, Biel	
Patrick Hauser	AEW Energie AG, Aarau	
Reto Ingold	Elektra Fraubrunnen, Jegenstorf	
Rudolf Kämpfer	METAS, Bern	
Roland Kiefer	Stadtwerk Winterthur	Mitglied ENDAKO
Hendrik la Roi	VSE/AES	Sekretär
Antonio Martinelli	EWZ, Zürich	
Corrado Nosedà	AGE SA, Chiasso	
Jean-Michel Notz	VSE/AES	Sekretär
Adrian Peter	BKW-FMB Energie AG, Bern	
Wolfgang Reisner	Axpo Informatik AG, Baden	
Daniel Roethlisberger	EKZ, Zürich	
Pierre-Alex Schaltegger	Groupe E SA, Fribourg	
Bruno Schütz	LKW, Schaan FL	
Johann Signer	SAK, St. Gallen	
Peter Walter	EKT AG, Arbon	Mitglied ENDAKO, Leiter AG Smart Metering
Stefan Zaugg	ewb, Bern	Mitglied ENDAKO
Daniel Zimmermann	Axpo AG, Baden	
Thorsten Seiferth	CKW, Luzern	

Beratung und Umsetzung

Hans-Peter Lang, Messpunkt IT-Dienstleistungen, 9300 Wittenbach

Autoren (Revision 2019)

Roland Bissig	Swissgrid, Aarau	Mitglied ENDAKO, AG iMS
Jan Giger	Genossenschaft Elektra, Jegenstorf	Mitglied ENDAKO, Leiter iMS
Tobias Diekmann	EWZ, Zürich	Mitglied AG iMS
Andreas Eilingsfeld	EWZ, Zürich	Mitglied AG Datensicherheit
Stéphane Henry	Romande Energie SA	Mitglied AG Datensicherheit
Roland Kiefer	Stadtwerk Winterthur	Mitglied ENDAKO, AG iMS

Andreas Kölliker	Infoguard AG, Baar	Leiter der AG Datensicherheit
Thomas Mettler	Arbon Energie, Arbon	Mitglied AG Datensicherheit, AG iMS
André Rast	CKW AG	Mitglied AG iMS
Tom Ruef	BKW Energie AG, Nidau	Mitglied AG Datensicherheit
Yves Senn	Encontrol AG	Mitglied AG Datensicherheit
Jörg Weyermann	SWiBi AG, Landquart	Mitglied AG iMS
Stefan Zaugg	Energie Wasser Bern	Mitglied ENDAKO, AG iMS

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Energiedaten (ENDAKO) verantwortlich.

Chronologie

August 2009	Arbeitsaufnahme Arbeitsgruppe Smart Metering
Oktober 2009	Struktur Inhalt ist erstellt, entsprechende Sub-Arbeitsgruppen sind gebildet
März 2010	Interne Arbeitsversion ist erstellt. Beginn kapitelweise Lesung und Verabschiedung des Inhalts durch die Arbeitsgruppe.
Juli 2010	Arbeitsgruppe schliesst die erste Version des Dokuments ab und übergibt es dem Auftraggeber
August 2010	Redaktionelle Bearbeitung mit dem VSE, Bereitstellung zur Vernehmlassung in verschiedenen Gremien
September 2010	Genehmigung durch Energiedaten Kommission
Nov./Dez 2010	Offene Konsultation nach StromVV Art. 27 Abs. 4.
6. Juli 2011	Genehmigung durch den Vorstand VSE
Sept 2018–April 2019	Überarbeitung für Ausgabe 2019 durch die Arbeitsgruppe
Juni/Juli 2019	Vernehmlassung bei Interessengruppierungen und Kommissionen
23. September 2019	Genehmigung durch die Geschäftsleitung des VSE

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das Dokument am 23.09.2019.

Druckschrift Nr. 1018/d, Ausgabe 2019

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser zum Eigengebrauch ist Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.

Sprachliche Gleichstellung der Geschlechter.

Das Dokument ist im Sinne der einfacheren Lesbarkeit in der männlichen Form gehalten. Alle Rollen und Personenbezeichnungen beziehen sich jedoch sowohl auf Frauen als auch auf Männer. Wir danken für Ihr Verständnis.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	8
1. Allgemeines / Einleitung	9
1.1 Einleitung.....	9
1.2 Bestimmungszweck des Dokuments	9
1.3 Zielgruppen	9
1.4 Abgrenzung	9
1.5 Smart Metering in Europa	10
2. Nutzen	11
2.1 Allgemeines	11
2.2 Zukünftige Herausforderungen / Smart Grids	11
3. Rechtliche Grundlagen.....	13
3.1 Rahmenbedingungen	13
3.2 Intelligentes Messsystem	13
3.2.1 Intelligentes Messgerät.....	13
3.2.2 Kommunikation	14
3.2.3 Zähldatenverarbeitungssystem	14
3.2.4 Visualisierung	15
3.3 Rollout	15
3.4 Kosten	15
3.5 Steuer- und Regelsystem.....	16
4. Datensicherheit	17
4.1 Das Sicherheitshandbuch	18
4.1.1 Gegenstand des Sicherheitshandbuchs.....	18
4.2 Die Betriebsphase inklusive Wartung und Ausmusterung	19
4.2.1 Täglicher Betrieb.....	20
4.2.2 Wartung / Ausbau	20
4.2.3 Ausmusterung.....	20
5. Datenschutz	23
6. Technische Grundlagen	25
6.1 Allgemeines	25
6.2 iMG	25
6.2.1 Mindestanforderungen an Messdaten	25
6.2.1.1 Erfassung.....	25
6.2.1.2 Display-Anzeige	26
6.2.2 Netzqualität	26
6.2.3 Manipulation	27
6.2.4 Fernwartung.....	27
6.2.5 Kundenschnittstelle.....	27
6.2.6 Tarife.....	27
6.2.7 Breaker	28
6.3 Kommunikationssysteme	28
6.3.1 Gesamtkonzepte.....	28
6.3.2 Kommunikationstechnologien.....	28

6.3.2.1	Mobilfunk – GSM/GPRS/UMTS/LTE auf dem 1/2/3/4G-Netz	30
6.3.2.2	WAN- und LAN-Kommunikation über Kupfer oder Glas	30
6.3.2.3	Kommunikation über das Stromnetz – PLC	30
6.3.2.4	Kommunikation über RF Meshed Network.....	33
6.3.2.5	Kommunikation über LoRa	33
6.3.2.6	Lokale Kommunikation – RS485	34
6.3.2.7	Lokale Kommunikation – M-Bus	34
6.3.2.8	M-Bus wireless.....	34
6.3.3	Verschlüsselung	35
6.3.4	Bewertung der Kommunikationsarten	35
6.4	Head-End-System HES	35
6.4.1	Definition	35
6.4.2	Funktionalitäten	35
6.4.3	Systemaufbau	36
6.4.4	Interoperabilität	36
6.5	Umsysteme	38
6.5.1	Abrechnung / Fakturierung	39
6.5.2	Meter-Data-Management.....	40
6.5.3	Energiedatenmanagement	40
6.5.4	Kundenportal	40
6.6	Leitsystem	41
7.	Kosten / Anrechenbarkeit.....	42
7.1	Anrechenbarkeit.....	42
7.1.1	Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV)	42
7.1.2	Konto 500: Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion	42
7.1.2.1	510 Kosten für intelligente Messsysteme	43
7.1.2.2	520 Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen	44
7.1.2.3	530 Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme	44
8.	Umsetzung (Rollout)	46
8.1	Allgemeines.....	46
8.2	Lieferung und Installation	46
8.3	Umsetzungsstrategie	49
8.3.1	Step by Step – funktionale Staffelung	49
8.3.2	Step by Step – gebietsweise Staffelung.....	49
8.3.3	Big Bang	49
8.4	Organisation.....	50
8.4.1	Einflussfaktoren	50
8.4.2	Make-or-buy-Analyse.....	50
8.4.3	Varianten.....	50
8.5	Planung der Umsetzung.....	51
8.6	Anpassung der Infrastruktur / Prozesse.....	51
8.7	Massnahmen für Kundenakzeptanz	52
8.8	Beschaffung	52
8.8.1	Durchführung der Ausschreibung iMS.....	52
Anhang 1:	Quellenverzeichnis	55

Anhang 2:	Verzeichnis «Rechtliche Grundlagen»	56
Anhang 3:	Glossar.....	57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Gültigkeitsbereich des iMS für die Datensicherheitsprüfung (Quelle: Branchenempfehlung «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen»)	10
Abbildung 2:	Gültigkeitsbereich für den sicheren Betrieb eines iMS	17
Abbildung 3:	Dokumentenhierarchie	19
Abbildung 4:	Kommunikation Point to Point (P2P) direkt	29
Abbildung 5:	Kommunikation Point to Multipoint (P2MP)	29
Abbildung 6:	Intelligentes Messsystem mit den Umsystemen sowie P2P- und P2MP-Verbindungen zum iMG	36
Abbildung 7:	Interoperabilität auf Stufe Datenkonzentrator / HES	37
Abbildung 8:	Interoperabilität mit Multi-HES-Systemen	38
Abbildung 9:	Beispiel eines Gesamtsystems mit Umsystemen	39
Abbildung 10:	Aufteilung intelligente und konventionelle Messsysteme	43
Abbildung 11:	Prozesse zum Bewerten der bei einer Ausschreibung eingegangenen Angebote	53
Abbildung 12:	Bewertung einer Ausschreibung mittels Eignungs- und Zuschlagskriterien	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Themengruppen mit den Fachthemen für das Sicherheitshandbuch	18
Tabelle 2:	Prozesse des täglichen Betriebs eines iMS mit Bezug auf die Datensicherheit	21
Tabelle 3:	Prozesse für die Instandhaltung des Systems (Wartung/Ausbau) beziehungsweise die Pflege des Sicherheitsmanagements	22
Tabelle 4:	Empfohlene einheitliche Aufzeichnung von Messwerten eines intelligenten Messgeräts (iMG)	25
Tabelle 5:	CENELEC-Norm EN 50065-1 mit den nutzbaren Frequenzbändern im Bereich von 3 bis 53'000 kHz	31
Tabelle 6:	Anlagenklassen des Messwesens	42
Tabelle 7:	Konti für Mess-, Steuer- und Regelsysteme	42
Tabelle 8:	Prozesse für die Lieferung und Installation von Software zu einem iMS in Bezug auf die Datensicherheit	47
Tabelle 9:	Prozesse für die Lieferung und Installation von Hardware/Geräten eines iMS in Bezug auf die Datensicherheit	48
Tabelle 10:	Tabellen mit Kriterien für eine Ausschreibung	54

Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen (EVU).

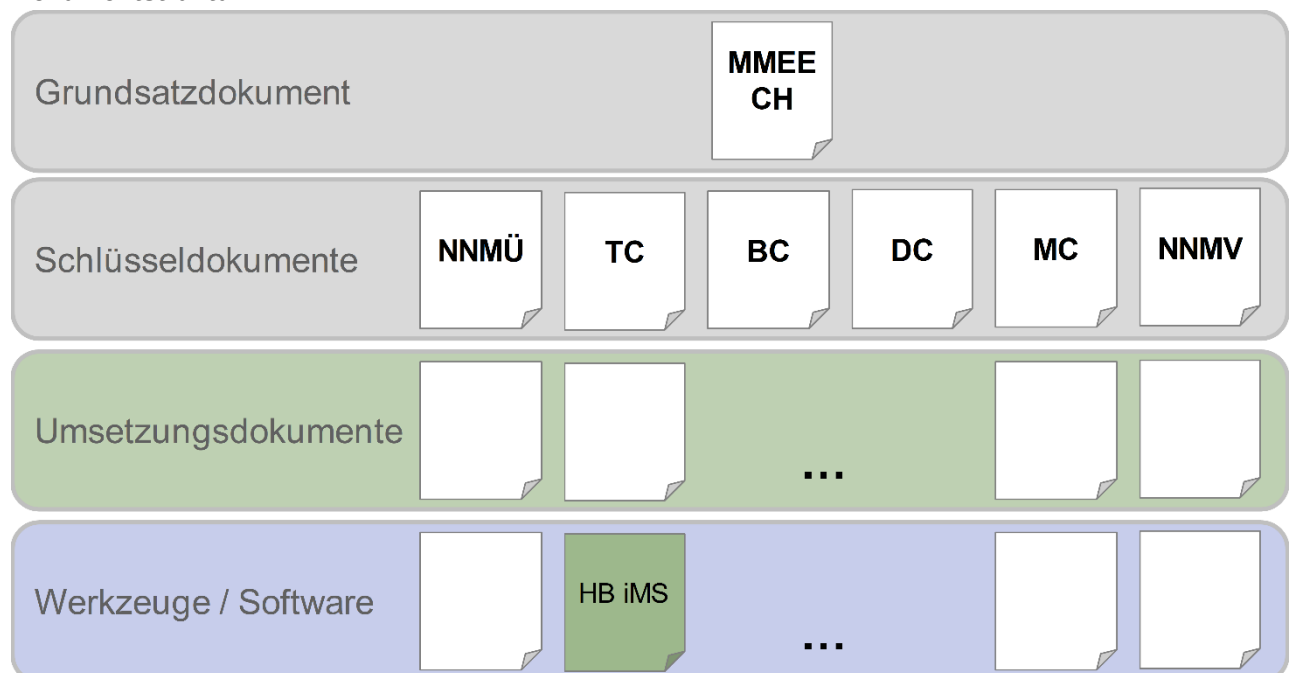
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell für die elektrische Energie – Schweiz (MMEE – CH)
- Schlüsseldokumente
- Umsetzungsdokumente
- Werkzeuge / Software

Beim vorliegenden Dokument «Handbuch intelligente Messsysteme (HB iMS – CH)» handelt es sich um ein Werkzeug / Software.

Dokumentstruktur



1. Allgemeines / Einleitung

1.1 Einleitung

- (1) Der Bundesrat hat sich für den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie ausgesprochen und verabschiedete am 4. September 2013 ein erstes Massnahmenpaket zur Umsetzung der Energiestrategie 2050. Die elektrischen Netze sind hierbei als bedeutendes Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch elektrischer Energie ein Schlüsselement zur Umsetzung der Energiestrategie 2050.
- (2) Die angestrebte, zunehmende dezentrale Einspeisung elektrischer Energie stellt die bestehende Infrastruktur vor neue Herausforderungen, da diese ursprünglich nicht für diese Art der Stromversorgung entwickelt und gebaut worden war. Untersuchungen weisen hohe Kosten für diese Anpassung – vor allem für das Verteilnetz – aus. Die Untersuchungen zeigen zugleich, dass intelligente Netze – Smart Grids – diese Kosten erheblich reduzieren können.
- (3) Intelligente Messsysteme (iMS) sind eine zentrale Komponente zukünftiger intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart Grids betrachtet. Mit dem ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 wurde das Energiegesetz per 1. Januar 2018 vollständig revidiert und die iMS neu im StromVG beziehungsweise in der StromVV verankert.

1.2 Bestimmungszweck des Dokuments

- (1) Das vorliegende Dokument ist ein Handbuch zum Thema iMS. Es gibt Empfehlungen zur praktischen Umsetzung des Rollouts und zum sicheren Betrieb eines iMS. Das Handbuch nimmt dazu Bezug auf die aktuellen gesetzlichen, technischen und politischen Rahmenbedingungen und gibt Empfehlungen, wie diese interpretiert und praktisch umgesetzt werden können.

1.3 Zielgruppen

- (1) Mit diesem Dokument angesprochen sind Verteilnetzbetreiber, Lieferanten, Produzenten, System- und Geräteanbieter, Planungs-/Beratungsbüros, Interessenverbände, Bilanzgruppenverantwortliche, Marktüberwacher/Regulatoren und Dienstleistungsunternehmen.

1.4 Abgrenzung

- (1) In diesem Handbuch liegt der Schwerpunkt auf jenen Elementen eines iMS, die beim Rollout installiert werden. Diese Elemente stimmen mit den rot eingefärbten Komponenten in Abbildung 1 überein und entsprechen den Elementen, die gemäss StromVV, Art. 8b auf Datensicherheit zu prüfen sind.
- (2) Nicht im Detail beschrieben werden die Bereiche «intelligente Steuer- und Regelsysteme» gemäss StromVV, Art. 8c. Die Anbindung der Umsysteme wie EDM, MDM oder die Visualisierung der Messwerte ausserhalb des HES, sind nicht Bestandteil des iMS und werden nicht umschrieben. iMS werden ab Beginn des Jahres 2018 zur Bestimmung des Bezugs oder der Lieferung von Elektrizität in Privathaushalten, im Gewerbe und in der Leichtindustrie eingesetzt. (Geltungsbereich der Verordnung des EJPD über Messmittel für elektrische Energie und Leistung [EMmV])

2. Nutzen

2.1 Allgemeines

- (1) Der volkswirtschaftliche Business Case von iMS basiert im Wesentlichen auf den Energieeffizienz-Gewinnen bei den Endkunden durch die Sensibilisierung auf den Stromverbrauch. Diese können gemäss der Studie «Smart Metering Impact Assessment» des BfE rund 1,8 Prozent des gesamten schweizerischen Stromverbrauchs ausmachen.
- (2) Durch die Einführung eines iMS können weitere Geschäftsprozesse optimiert werden, von welchen der VNB oder Dritte profitieren können. Damit ein möglichst hoher Nutzen entsteht, sollten bei der Einführung mögliche Optimierungen geprüft werden:
 - Meter to Cash: Durch die Einführung von iMS kann der Meter-to-Cash-Prozess optimiert werden. Insbesondere können zum Beispiel Zwischenablesungen bei Mieterwechsel tagesscharf und automatisch abgerechnet werden.
 - Gerätewechselprozess: Der Prozess zur Montage und Demontage von Stromzählern kann vereinfacht werden, indem das System selbständig die neuen Zähler im iMS erkennt.
 - Kundenberatung: Gezielte Kunden- und Energieberatung anhand von Lastgangdaten.
 - Inkasso: Der Prozess für das Inkasso kann optimiert werden. Dazu können zum Beispiel iMG mit Breaker eingebaut werden.
 - Marktöffnung: Für einen funktionstüchtigen Wettbewerb im Strommarkt ist die rechtzeitige Übermittlung von Lastgangdaten in guter Qualität an die Marktteilnehmer notwendig. Das iMS liefert dafür die notwendigen Lastgangdaten.
 - Energiebeschaffung: Durch die zeitnahe Erfassung der Energiedaten von Endkunden und Produzenten kann eine exaktere Absatzprognose beziehungsweise Produktionsprognose erstellt werden, wodurch die kurz- und mittelfristige Energieprognose optimiert und die Ausgleichsenergie reduziert werden kann. Mit einem zusätzlichen intelligenten Steuer- und Regelsystem wird es möglich sein, statische oder dynamische Lastverschiebungen vorzunehmen.
 - Netzplanung: Die Verteilnetze auf den Ebenen 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.
 - Netzbetrieb: Spannungsprobleme sowie Netzstörungen können frühzeitig erkannt und dem Kunden mitgeteilt werden.
 - Zeitvariable Tarife: Durch das Erfassen der Lastgangdaten können neue dynamische Tarife für Endkunden und Erzeuger entwickelt werden.

2.2 Zukünftige Herausforderungen / Smart Grids

- (1) Die Strombranche steht einer grossen Herausforderung gegenüber. Durch die starke Zunahme von dezentralen volatilen Produktionen, der Zunahme von Speicherlösungen und von neuen Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch wird das Ausspeiseprinzip komplett verändert. Dies bedingt andere Betriebsmodelle der Netze und Anlagen.
- (2) Die Branche und die Politik sind gefordert, Mittel und Wege zu finden, um Angebot und Nachfrage gezielter und effizienter zu gestalten und zu steuern. Grosskraftwerke, alternative dezentrale Energien wie Photovoltaik, Wind, Biomasse etc., Spitzenlastkraftwerke (Gasturbinen, Pumpspeicherwerke)

ke) und selbstverständlich auch die Verbraucher müssen in Zukunft intelligent verbunden sein, damit eine hochverfügbare, sichere und effiziente Stromversorgung gewährleistet werden kann. Das Smart-Grid-Konzept und die dafür verfügbaren Technologien werden in Zukunft diese Aufgabe übernehmen.

- (3) Jeder VNB sollte das Thema Smart Grid bei seinen Strategieüberlegungen zu iMS mit einbeziehen. Der voraus denkende, zukunftsorientierte VNB tut gut daran, sich schon heute mit dem Thema Smart Grid zu beschäftigen. Die Branche ist gefordert, in einem schnell wechselnden Technologieumfeld nachhaltige Investitionen zu tätigen. Um mögliche Synergien kosteneffizient nutzen zu können, sollte der VNB das iMS und das iSRN aus Sicht der technischen Architektur integral betrachten.

3. Rechtliche Grundlagen

3.1 Rahmenbedingungen

- (1) Im StromVG, Art. 17a ist das iMS wie folgt definiert:
«Ein intelligentes Messsystem beim Endverbraucher, Erzeuger oder Speicher ist eine Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die eine bidirektionale Datenübertragung unterstützt und den tatsächlichen Energiefluss und dessen zeitlichen Verlauf erfasst.»
- (2) Die Definition des StromVG umfasst nebst iMS noch weitere Einrichtungen, die nicht unmittelbar zum intelligenten Messgerät gehören, aber mit demselben noch zu verbinden sind. Diese Betrachtung erfolgt unter dem Gesichtspunkt, dass ein intelligentes Messgerät letztlich nur dann seinen Nutzen vollumfänglich entfalten kann, wenn es in ein entsprechend funktionsfähiges Kommunikationssystem und in ein Zähldatenverarbeitungssystem eingebunden werden kann.
- (3) Abbildung 1 veranschaulicht die Logik der Definition von iMS
- (4) Die technischen Mindestanforderungen und die Einführung der iMS sind in der StromVV, im Art. 8a geregelt, welche seit 1. Januar 2018 in Kraft ist. Das schafft Rechts- und Investitionssicherheit für den VNB.

3.2 Intelligentes Messsystem

3.2.1 Intelligentes Messgerät

- (1) Mit der Vorgabe, dass nur noch iMS eingesetzt werden dürfen, werden die Zuständigkeiten im Messwesen nicht geändert. Wie bisher sind die Netzbetreiber für das Messwesen zuständig.
- (2) An den Stromzähler eines iMS werden grundsätzlich die Anforderungen gemäss der EMmV gestellt. So sind Wirk- und Blindenergie zu messen und aus den Messwerten Lastgänge mit einer Periode von 15 Minuten zu ermitteln. Es ist jedoch nicht zwingend vorgegeben, alle Zählerstände und Lastgänge im Zähldatenverarbeitungssystem zu erfassen. Die Messgeräte müssen lediglich die messtechnische Möglichkeit haben. Zudem muss der Zähler die Daten über 60 Tage speichern können.
- (3) Der Stromzähler muss über mindestens zwei Schnittstellen verfügen, wobei eine bidirektionale Schnittstelle für die Kommunikation mit dem Zähldatenverarbeitungssystem reserviert ist. Die andere Schnittstelle soll dem Kunden ermöglichen, die momentanen Werte und Lastgänge abzurufen.
- (4) Der Teil der Software, welcher keine Auswirkungen auf die messtechnischen Eigenschaften hat, muss (aus der Ferne) aktualisiert werden können (Update).
- (5) Intelligente Steuer- und Regelsysteme müssen über eine Schnittstelle eingebunden werden können. Dies ermöglicht dem Netzbetreiber, die Steuer- und Regelsysteme effizient über das iMS zu betreiben und zu kommunizieren. Über die iMS müssen zudem andere Medien, wie zum Beispiel Gas-, Wasser-, oder Fernwärmezähler angeschlossen, ausgelesen und verarbeitet werden können.
- (6) Manipulationen und andere Fremdeinwirkungen müssen auf dem Zähler erkannt und protokolliert werden. Beispielsweise müssen Unterbrüche der Stromversorgung erkannt und aufgezeichnet werden.

- (7) Es dürfen nur iMS eingesetzt werden, deren Elemente erfolgreich auf die Gewährleistung der Datensicherheit hin geprüft und zertifiziert worden sind. Die Zertifizierung bestätigt nur die Datensicherheit des geprüften Elements, nicht aber die Funktionalität und den sicheren Betrieb innerhalb eines Gesamtsystems.

3.2.2 Kommunikation

- (1) Das Kommunikationssystem ist ein Element des iMS, welches der Netzbetreiber frei bestimmen kann. Mögliche Kommunikationswege sind zum Beispiel PLC, Koaxialkabelnetze, Kupferkabelnetze, Glasfasernetze und Funknetze.
- (2) Im Zusammenhang mit der Kommunikation über das elektrische Verteilnetz, der sogenannten Powerline-Communication-Technologie (PLC), ist der Anhang 5.1 zur Verordnung des Bundesamtes für Kommunikation vom 26. Mai 2016 über Fernmeldeanlagen (SR 784.101.21 / 5.1) zu berücksichtigen. Dies ist das Dokument «Technische und administrative Vorschriften betreffend die Leitungsgebundenen Fernmeldeanlagen mit PLC Technologie». Das Dokument ist zu finden unter:
www.bakom.admin.ch/bakom/de/home/telekommunikation/technologie/plc.html

3.2.3 Zähldatenverarbeitungssystem

- (1) Das Zähldatenverarbeitungssystem (HES und/oder MDM) bezeichnet ein System beim VNB, welches mit dem Kommunikationssystem und über dieses mit dem iMG verbunden ist und folgende Funktionen abdeckt:
- Verwaltung und Softwareaktualisierung der iMG
 - Auslesung von Messdaten
 - Betrieb und Überwachung der Kommunikation
 - Datenprüfung
 - Einbindung von Steuersystemen
- (2) Das Zähldatenverarbeitungssystem, HES und/oder auch MDM-System erfasst und verarbeitet in unterschiedlichem Umfang die Daten der iMG.
- (3) Darüber hinaus muss die Interoperabilität von Zählern und Kommunikationstechnologien unterschiedlicher Hersteller gewährleistet sein. StromVV, Art. 8a Abs. 2 lit. a verlangt, dass verschiedene Typen von Zählern identifiziert und verwaltet werden können. In den Erläuterungen zur StromVV vom November 2017 ist jedoch nicht nur von Zählertypen, sondern von verschiedenen intelligenten Elektrizitätszählern unterschiedlicher Hersteller die Rede. Somit muss ein iMS Zähler von mehreren Herstellern auslesen können.
- (4) Der Netzbetreiber erfasst die Daten von intelligenten Messsystemen maximal einmal täglich, sofern der Netzbetrieb nicht eine häufigere Erfassung erfordert. Grundsätzlich bestimmt der Netzbetreiber die Auslesefrequenz. Zum Erfassen von Lastgangwerten mit kürzerer Messperiode ist die Einwilligung des Endverbrauchers notwendig. Es wird empfohlen, die Lastgangdaten täglich über das Zähl-
datenverarbeitungssystem auszulesen.

3.2.4 Visualisierung

- (1) Der Endverbraucher oder die Erzeuger haben die Möglichkeit, ihre Lastgangwerte und bei Bedarf weitere Informationen abzufragen. Die Daten müssen dazu leicht verständlich visualisiert werden, zum Beispiel indem abrechnungsrelevante Tarifzeiten und Stromsparerpotenziale aufgezeigt werden.
- (2) Die Visualisierung kann in einem Energieportal beim VNB oder lokal bei Kunden erfolgen.

3.3 Rollout

- (1) Für die flächendeckende Einführung von iMS wurde eine Übergangsfrist von zehn Jahren gewährt. Das heisst, dass bis Ende 2027 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Mindestanforderungen gemäss StromVV, Art. 8a und 8b genügen müssen. Die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz bleiben.
- (2) Bestehende Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung, welche aber Artikel 8a und 8b der StromVV noch nicht entsprechen, können bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit den 80 Prozent zugerechnet werden, wenn sie
 - vor dem 1. Januar 2018 installiert worden sind
 - installiert wurden, bevor Messsysteme erhältlich sind, die den Artikeln 8a und 8b entsprechen,
 - bei Endverbrauchern mit Netzzugang und Erzeuger, gemäss StromVV, Art 31e installiert wurden oder
 - deren Beschaffung vor dem 1. Januar 2019 initiiert wurde.
- (3) Grundsätzlich bestimmt der VNB innerhalb dieser Übergangsfrist den korrekten Zeitpunkt des Rollouts in seinem Netzgebiet. Unabhängig davon sind bereits heute iMG einzusetzen bei
 - Kunden mit Netzzugang
 - neuen Erzeugungsanlagen.

3.4 Kosten

- (1) Die Betriebs- und Kapitalkosten gesetzlich vorgeschriebener iMS gelten stets als anrechenbare Kosten. Notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgeschriebenen Messeinrichtungen sind ebenfalls anrechenbare Kosten.
- (2) Grundsätzlich sind alle Kosten gemäss StromVG, Art. 15 Abs. 1 anrechenbar. Werden Anlagen nicht nur für den Netzbetrieb eingesetzt (zum Beispiel EDM, Glasfaser etc.), sind nur die im Elektrizitätsnetz entstehenden Kosten anteilig anrechenbar. Zur Ermittlung des Anteils sind geeignete Kosten-schlüssel anzuwenden.
- (3) Die Messkosten sind ein Bestandteil der Netzkosten.
- (4) Erzeuger sind grundsätzlich von den Netzkosten befreit. Da Messkosten ein Bestandteil der Netzkosten sind, dürfen den Erzeugern keine individuellen Messkosten erhoben werden.

3.5 Steuer- und Regelsystem

- (1) Der Begriff «Intelligente Steuer- und Regelsysteme (ISRN)» wurde mit der Revision des StromVG per 1. Januar 2018 eingeführt. Der Umgang mit solchen Systemen wird für die Netzbetreiber in der StromVV geregelt.
- (2) Das Handbuch «Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb» ist ein Werkzeug zur Interpretation und Umsetzung der neuen Gesetzes- und Verordnungsartikel für den Netzbetrieb und richtet sich primär an VNB, die intelligente Steuer- und Regelsysteme besitzen und betreiben.
- (3) Im Handbuch werden die intelligenten Steuer- und Regelsysteme, die für den Netzbetrieb eingesetzt werden und deren Kosten den Netzkosten angerechnet wurden, betrachtet. Ausserdem soll das Handbuch Fragen zur Umsetzung der neuen Gesetzgebung beantworten.
- (4) Im Wesentlichen werden die folgenden Themenbereiche im Handbuch betrachtet:
 - Definition und Abgrenzung intelligente Steuer- und Regelsysteme
 - Anrechenbarkeit der Kosten
 - Form der Vereinbarungen zwischen VNB und Endverbraucher/Erzeuger und Kriterien für Vergütung und Diskriminierungsfreiheit
 - Einsatz und Installation bei bestehenden iSRN

4. Datensicherheit

- (1) Die Branchenempfehlung «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen» befasst sich im Anhang 2 mit «betriebliche Anforderungen an intelligente Messsystem für die Datensicherheit». Diese Anforderungen basieren auf den Sicherheitsstandards ISO/IEC 27001/27019. Das Thema Datensicherheit ist in jeder Phase der Einführung und des Betriebs eines iMS zu berücksichtigen. In den zwischen Klammern angegebenen Paragraphen wird aufgeführt, welche Vorkehrungen konkret getroffen werden können, um in folgenden drei Phasen eines iMS die Datensicherheit zu gewährleisten:
 1. Beschaffung (siehe Paragraph 8.8)
 2. Lieferung und Installation (siehe Paragraph 8.2)
 3. Betriebsphase inklusive Wartung und Ausmusterung (siehe Paragraph 3.2)
- (2) Der VNB ist für den Gesamtschutz verantwortlich und stellt diesen auch im Falle einer Auslagerung von Aufgaben sicher.
- (3) Abbildung 2 zeigt (in Rot) den Gültigkeitsbereich für den sicheren Betrieb eines iMS. Dieser umfasst neben den Hauptkomponenten iMG, Kommunikationssystem und HES der Datensicherheitsprüfung auch alle dem HES nachgelagerten Systeme (MDM, ZDVS, EDM, CRM, Abrechnungssystem, Visualisierungsplattform usw.). Die Schnittstellen zur lokalen Visualisierung am iMG und zwischen HES und MDM sind eingeschlossen. Die lokale Visualisierung ist nicht im Einflussbereich des Datenmanagers und deshalb vom Gültigkeitsbereich ausgenommen.

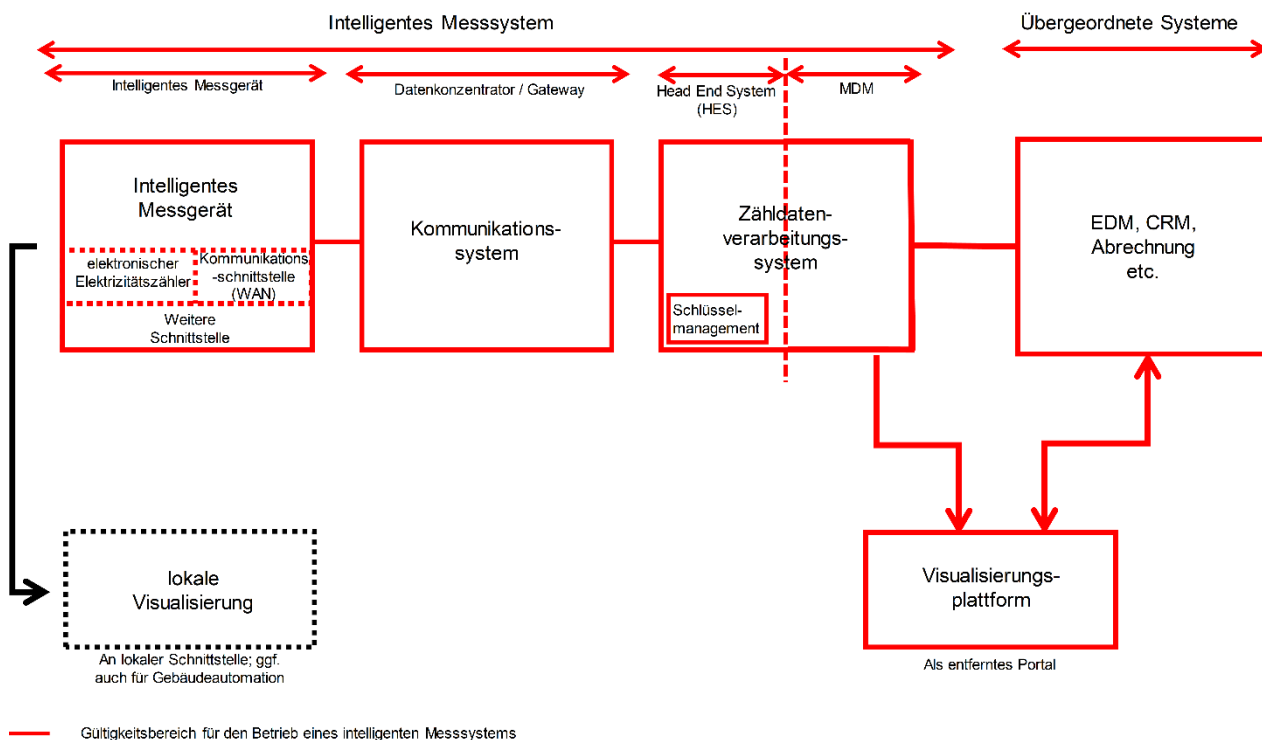


Abbildung 2: Gültigkeitsbereich für den sicheren Betrieb eines iMS

4.1 Das Sicherheitshandbuch

- (1) Um einen effizienten und sicheren Betrieb eines iMS zu gewährleisten, muss der Betreiber in einem Sicherheitshandbuch definieren, welche Massnahmen zum Schutz der Daten und der Systeme zu treffen sind. Folgende Empfehlungen gelten für die Erstellung eines Sicherheitshandbuchs.
- (2) Das Sicherheitshandbuch gliedert die Anliegen der Informationssicherheit nach Fachthemen, welche zu fünf gleichgewichtigen Themengruppen zusammengefasst sind. Es orientiert sich am internationalen Standard ISO/IEC 27001 und ISO 27002 sowie am Anhang 2 der «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen». Bei der Erarbeitung des Sicherheitshandbuchs ist eine besondere Herausforderung, die Balance zwischen allgemeingültigen Regelungen und konkreten Massnahmen zu finden. Zudem ist der systematischen Strukturierung grosses Gewicht beizumessen, um die Übersichtlichkeit zu erhöhen.
- (3) Um die Aktualität des Sicherheitshandbuchs und der darin formulierten Massnahmen und internen Vorgaben zu gewährleisten und um dem raschen Wandel in der Informationstechnologie Rechnung zu tragen, wird das Sicherheitshandbuch durch die interne Informationssicherheit auf aktuellem Stand gehalten und regelmässig überprüft.
- (4) Von grosser Bedeutung ist dazu das Feedback aus den Fachbereichen über die Erfahrungen mit der Anwendung des Handbuchs in der Praxis. Alle Anwender sind daher eingeladen, diesbezügliche Anregungen und Hinweise auf Verständnisprobleme, Inkonsistenzen oder mangelnde Richtlinien dem Sicherheitsverantwortlichen des Unternehmens mitzuteilen.

4.1.1 Gegenstand des Sicherheitshandbuchs

- (1) Das Sicherheitshandbuch gliedert die Anliegen der Informationssicherheit nach Fachthemen. Die Fachthemen wiederum sind in fünf Themengruppen zusammengefasst.

Themengruppe	Fachthema
Gruppe 1 Schutz der Informationen	Schutz von Informationen und Gütern
	Rechtliche Aspekte
	Sicherheitsregeln für IT-Benutzer
Gruppe 2 Technische Sicherheit	Anwendungsschutz
	Systemschutz
	Netzwerksicherheit
Gruppe 3 Sicherheitsprozeduren	Identitätsmanagement
	Berechtigungsverwaltung
	Sicherheitsüberwachung
	Behandlung von Informationssicherheitsvorfällen
	Sichere Beschaffung von IT-Mitteln
Gruppe 4 Betriebliche Sicherheit	Sichere Entwicklung / Anpassung / Erneuerung von IT-Mitteln
	Sicherer Betrieb von IT-Mitteln
	Nutzung externer IT-Services
Gruppe 5 Geschäftsbezogene Sicherheit	Physische Sicherheit
	Sicherheit im Personalbereich
	Zusammenarbeit mit Dritten
	Geschäftskontinuität

Tabelle 1: Themengruppen mit den Fachthemen für das Sicherheitshandbuch

- (2) Pro Fachthema ist Folgendes formuliert:
- Das Ziel, welches bezüglich Informationssicherheit zu erreichen ist.
 - Die Risikorelevanz, wenn keine Vorgaben vorhanden beziehungsweise umgesetzt sind.
 - Die Zielgruppen, welche in ihrer Rolle das Fachthema besonders zu beachten haben.
 - Vorgaben, um das Ziel zu erreichen.
- (3) Das Sicherheitshandbuch orientiert sich am internationalen Standard ISO/IEC 27001. Um dies im Sicherheitshandbuch nachvollziehen zu können, sind die Vorgaben zu den einzelnen Fachthemen zu Kapiteln zusammengefasst, die den ISO/IEC-Massnahmen entsprechen.
- (4) Das Sicherheitshandbuch ist Bestandteil der Dokumentenpyramide für die Informationssicherheit. Es konkretisiert die Vorgaben der darüber liegenden Ebenen der Dokumentenpyramide.
- (5) Das Sicherheitshandbuch definiert jene technischen und organisatorischen Vorgaben, die erforderlich sind, um den verbindlichen Basisschutz der Informationen und Systeme des Unternehmens zu gewährleisten.

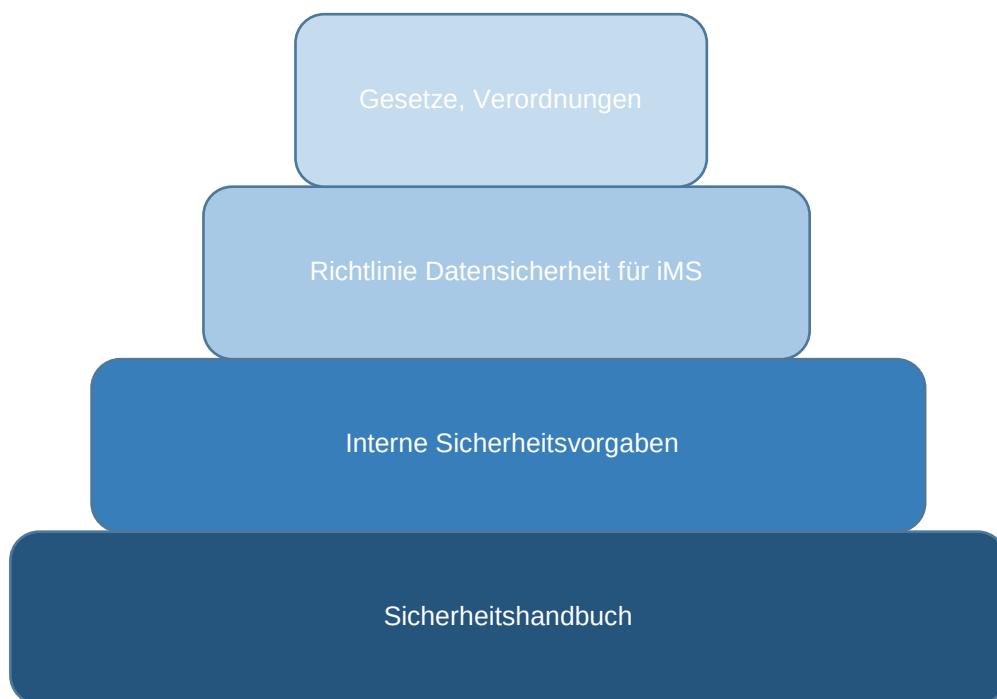


Abbildung 3: Dokumentenhierarchie

4.2 Die Betriebsphase inklusive Wartung und Ausmusterung

- (1) In der Betriebsphase unterscheiden wir zwischen dem täglichen Betrieb, Wartung / Ausbau und Ausmusterung des bestehendem iMS beziehungsweise Teilen davon. Beim täglichen Betrieb werden die Arbeiten anhand der standardisierten Prozesse erledigt. Alles was dabei nicht der Norm entspricht,

fällt unter Ausbau oder Wartung und erhält einen dedizierten Auftrag. So wird insbesondere der Nachvollziehbarkeit durch das Change Management Rechnung getragen.

4.2.1 Täglicher Betrieb

- (1) Die wichtigsten Prozesse, die mit dem täglichen Betrieb des iMS in Zusammenhang stehen, werden in Tabelle 2 beschrieben. Insbesondere wird aufgelistet, welche Punkte in Bezug auf die Datensicherheit zu berücksichtigen sind.

4.2.2 Wartung / Ausbau

- (1) Die wichtigsten Prozesse, die nicht direkt mit dem täglichen Betrieb des iMS in Zusammenhang stehen, sondern die Instandhaltung des Systems beziehungsweise die Pflege des Sicherheitsmanagements betreffen, werden in Tabelle 3 beschrieben. Insbesondere wird aufgelistet, welche Punkte in Bezug auf die Datensicherheit bei den einzelnen Wartungsvorgängen zu berücksichtigen sind. In der Regel ist bei jedem Wartungsvorgang sicherzustellen, dass die Vorgänge sowie alle Änderungen, die dadurch ausgelöst werden, lückenlos festgehalten und protokolliert werden. Vorzugsweise geschieht dies automatisiert.

4.2.3 Ausmusterung

- (1) Bei der Ausmusterung von Systemen muss vor allem sichergestellt werden, dass der Datenschutz gewährt bleibt und Sicherheitsschlüssel nicht in falsche Hände geraten können. Dazu sind Datenträger nach Stand der Technik unlesbar zu machen und Sicherheitsschlüssel zu vernichten (inklusive Initialschlüssel). Dies gilt für:
 - Zähler und Kommunikationssystem
 - HES und Umsysteme

Prozesse des täglichen Betriebs eines iMS	Beschreibung
Datenerfassung	Einmal täglich dürfen die Lastgangdaten der iMG ausgelesen und im HES verarbeitet beziehungsweise gespeichert werden. Mit Einverständnis des Prosumers kann dies auch öfters geschehen.
Kommunikationsqualität überwachen	Die Kommunikationsqualität muss durch geeignete Massnahmen vorzugsweise automatisiert überwacht werden, so dass fehlerhafte oder nicht erfasste Daten erkannt werden. Sollten diese nach wiederholter Auslesung nicht beschafft werden können, muss geklärt werden, weshalb dem so ist und mittels Wartungsauftrag die Behebung in Auftrag gegeben werden.
Erfasste Ereignisse und Logs auswerten	Das System, welches die erfassten Ereignisse und Logs verwaltet, sollte diese Einträge wenn möglich automatisch auswerten und bei Bedarf informieren. Sollte dies nicht automatisch möglich sein, so müssen regelmässige händische Kontrollen durchgeführt werden und es muss gemäss internem Sicherheitshandbuch ein Wartungsauftrag ausgelöst werden, um das entdeckte Ereignis zu bearbeiten.
Einhaltung der Vorschriften gemäss internem Sicherheitshandbuch (Zugriff, Umgang mit Datenträger usw.)	Internes Sicherheitshandbuch, Grundschutz der IT- und OT-Umgebung sowie allfällige Prozesse aus Zertifizierungen (zum Beispiel ISO 27001) müssen eingehalten werden. Allenfalls lohnt sich hier auch ein Blick in das Dokument «Handbuch Grundschutz für «Operational Technology» in der Stromversorgung», welches Empfehlungen zur Verbesserung der IKT-Sicherheit in der Stromversorgung beschreibt.
Durchführung des Backups	Backups der Serversysteme müssen regelmässig erfolgen und sollten wenn möglich nach der 3-2-1-Regel (3 Kopien von Daten, 2 verschiedene Medien, 1 Backup-Kopie an einem externen Speicherort ablegen) erfolgen. Der Erfolg der einzelnen Backup-Jobs sollte automatisch überwacht werden. Im Fehlerfall soll der zuständige Mitarbeiter alarmiert werden.
Stetige Aktualisierung der Zugriffsberechtigten (MA-Eintritt/-Austritt/externe Wartung), Überwachung der periodischen Prozesse (zum Beispiel PW-Änderung) und Schulungsbedarf	Es muss durch einen Prozess sichergestellt werden, dass ein- und austretenden Mitarbeitern oder solchen, die intern wechseln, die Zugriffsrechte gegeben, entzogen oder angepasst werden. Dasselbe betrifft auch externe Partner oder Lieferantenbeziehungen. Zudem sollte regelmässig geprüft werden, ob (erzwungene) periodische Prozesse, wie zum Beispiel Passwort-Änderungen, eingehalten werden und regelmässige Schulungen stattfinden.
Aktualisierung der Zugriffsberechtigungen auf der Visualisierungsplattform (Einzug/Auszug)	Auf der Visualisierungsplattform muss sichergestellt werden, dass nur Berechtigte die Lastgangdaten ihrer Zähler sehen können. Diese Zugangsberechtigungen müssen automatisch, mindestens tagesscharf, aktualisiert werden, wenn Personen in eine Liegenschaft ein- oder ausziehen.
Sicherheitsvorfälle an die richtigen Stellen melden – Massnahmen treffen	Werden Sicherheitsvorfälle entdeckt, müssen diese umgehend den richtigen Personen gemeldet werden. Dies sind intern der Informationssicherheitsbeauftragte und die Geschäftsleitung. Externe Stellen müssen gemäss Sicherheitshandbuch informiert werden. Sind diese nicht definiert, empfehlen wir, den Sicherheitsvorfall bei der Melde- und Analysestelle Informationssicherung (MELANI) des Bundes zu melden.
Meldung von Schwachstellen im Betrieb durch den Datenmanager	Wenn der Datenmanager im Betrieb Schwachstellen findet, muss er diese den zuständigen Stellen melden, also mindestens dem internen Informationssicherheitsbeauftragten und dem Hersteller des Produktes.

Tabelle 2: Prozesse des täglichen Betriebs eines iMS mit Bezug auf die Datensicherheit



Prozesse für Wartung und Ausbau	Beschreibung
Change Management / Nutzerzugriff	• Alle Wartungsaufträge sind zu bewilligen, einem Mitarbeiter zuzuordnen und zu protokollieren. • Die Ausgabe der Wartungsgeräte (zum Beispiel Tablet oder Laptop) ist ebenfalls zu protokollieren und zu überwachen. Wenn Geräte abhandenkommen, sind diese unmittelbar zu sperren oder wenn möglich zu löschen. Die zuständigen Stellen müssen umgehend informiert werden. • Tests sind in einer Testumgebung durchzuführen und dürfen nicht auf dem produktiven System erfolgen. • Sind externe Lieferantenzugriffe erforderlich, sind diese freizugeben, zu überwachen und nachfolgend wieder zu sperren gemäss Sicherheitshandbuch. Gegebenenfalls sind kritische Informationen vorgängig zu sichern und zu löschen.
iMG / Kommunikationssystem	Bei Störungen oder Wartungsvorgängen, die vor Ort durchgeführt werden, ist darauf zu achten, dass nach Abschluss der Status der Assets aktualisiert wird und bei Störungen die Ursachen dokumentiert werden: • Fehlerbehebung • HW-Austausch (Reparatur) • Neu-Installation • zum Beispiel Zählerwechsel. Hier müssen sowohl der Status des alten als auch des neuen Zählers im Asset-Management-System aktualisiert werden. • Firmware-Upgrade • Ein Firmware-Upgrade erfolgt in der Regel über die Fernwartung. Der Vorgang kann je nach Übertragungsgeschwindigkeit lange dauern. Die Aktualisierung der Assets sollte deshalb automatisiert erfolgen. • Einrichten Kundenschnittstelle
HES und Umsysteme	• Pflege der IT-Sicherheit Das HES- und die Umsysteme gehören zur IT-Umgebung eines Unternehmens. Die IT-Sicherheit ist deshalb mittels geeigneter Massnahmen, zum Beispiel Virens Scanner, Sicherheitsupdates und Intrusion-Detection- und Präventionssysteme, zu schützen. Periodisch sind weitergehende Massnahmen zu treffen, zum Beispiel Kontrollen, ob nicht autorisierte Software in Gebrauch ist. • Update HES oder Umsysteme Vom Hersteller empfohlene sicherheitsrelevante Updates sind durchzuführen. Es wird empfohlen, das Update zuerst in einer Testumgebung zu erproben und erst dann in die Betriebsumgebung einzuspielen. • Austausch des HES/der Umsysteme Ein Systemwechsel ist eine grosse Herausforderung in Bezug auf die Datensicherheit und soll deshalb nicht als Wartungsaufgabe, sondern als «Lieferungs- und Installationsprojekt» durchgeführt werden, gegebenenfalls auch mit der zugehörigen Ausschreibungsphase. • Schlüsselverwaltung Die Sicherheitsschlüssel müssen vor Ablauf ihrer Gültigkeit erneuert werden. Das Asset Management ist zu aktualisieren. Das Update eines Schlüsselungsverfahrens (zum Beispiel andere Schlüssellänge) ist ein komplexer Vorgang, der rechtzeitig mit dem Hersteller geplant werden muss. • Periodisches Audit des Sicherheitshandbuchs, Definieren von Massnahmen zur Verbesserung Das Sicherheitshandbuch muss periodisch, vorzugsweise mittels externen Audits, überprüft werden. Anhand des Ergebnisses muss das Unternehmen entscheiden, welche Massnahmen es trifft, um sich in Zukunft zu verbessern. • Standardisierte Compliance-Prüfung des iMS Der Datenmanager überprüft jährlich, vorzugsweise mittels externen Audits, ob das iMS den regulatorischen und internen Vorgaben entspricht. • Schulung der Benutzer Der sichere Betrieb ohne entsprechend ausgebildetes Personal ist nicht möglich. Neue Mitarbeiter sind kurz nach Stellenantritt in das Sicherheitshandbuch des Unternehmens einzuführen. Für bestehende Mitarbeiter ist mindestens alle drei Jahre ein Auffrischkurs zu planen. • Periodische Wiederherstellungstests fürs Backup Die Wirksamkeit des Backups soll periodisch überprüft werden, um sicherzustellen, dass die Wiederherstellung im Ernstfall funktioniert. • Wiederherstellung des iMS nach einem Sicherheitsvorfall (gemäss Notfallplan) Das Wiederherstellen eines iMS nach einem Sicherheitsvorfall muss periodisch geübt werden, um sicherzustellen, dass das dokumentierte Vorgehen im Ernstfall funktioniert. • Periodische Überprüfung der Schwachstellen und deren Behebung durch Auslösen von Wartungsaufträgen Schwachstellen können entweder durch periodische Audits und / oder automatisierte Schwachstellenscans entdeckt werden. Die gefundenen Schwachstellen können aufgrund einer Risikoanalyse akzeptiert oder wenn möglich durch einen Wartungsauftrag behoben werden.

Tabelle 3: Prozesse für die Instandhaltung des Systems (Wartung/Ausbau) beziehungsweise die Pflege des Sicherheitsmanagements



5. Datenschutz

- (1) Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments haben die gesetzgebenden Instanzen beschlossen, die Erneuerung des DSG Schweiz in zwei Schritten vorzunehmen. Die Tragweite und Konsequenzen daraus sind gegenwärtig noch nicht vollständig absehbar.
- (2) Stromversorgungsrechtlich wurden per 1. Januar 2018 die Rahmenbedingungen für VNB zur Erhebung und Bearbeitung der Daten aus intelligenten Mess-, Steuer- und Regelsystemen festgelegt (StromVG Art. 17c, StromVV Art. 8d). Weiter sind ebenso die Vorgaben zum informatorischen Unbundling gemäss StromVG, Art. 10 Abs. 2 zu berücksichtigen.
- (3) Es gilt zu beachten, dass Verstösse gegen geltende regulatorische Anforderungen im Umgang mit Daten auf allen Organisationsstufen persönliche und unternehmensspezifische Sanktionen zur Folge haben können.
- (4) Die Belange des Datenschutzes sind im VSE-Branchendokument «Data-Policy in der Energiebranche» beschrieben, weshalb an dieser Stelle ausdrücklich auf dieses Dokument verwiesen wird.
- (5) Personenbezogenen Daten sind gemäss DSG bezüglich Vertraulichkeit und Integrität zu schützen. Art. 3, lit. a definiert personenbezogene Daten als alle Angaben, die sich auf eine bestimmte oder bestimmbare Person beziehen. Als personenbezogene Daten gelten (nicht abschliessend):
 - Kundendaten – Name, Vorname
 - Adresse
 - Vertragsdaten
 - Verbrauchsgruppen / Verbrauchstypen
 - Information in Bezug auf Inkasso
 - Prognosedaten
 - Messdaten – Lastgangdaten (in der Regel mit 15-Minuten-Auflösung)
 - Anlagedaten – wie zum Beispiel Rundsteuerempfänger mit verwendeten Kommandos
 - Weitere personenbezogene Informationen, die zum Beispiel als Bemerkung in CRM-Systemen gespeichert sind, sind ebenfalls zu schützen.
- (6) In Artikel 3 DSG sind andere, besonders schützenswerte Kategorien definiert: religiöse, weltanschauliche, politische, gewerkschaftliche Ansichten und Tätigkeiten, Daten über Gesundheit, Intimsphäre, Ethnie, Massnahmen der sozialen Hilfe, administrative und strafrechtliche Verfolgungen und Sanktionen sowie genetische und biometrische Informationen.
- (7) Ein Unternehmen darf nur die personenbezogenen Daten sammeln, welche es gemäss Gesetz, Vertrag oder aufgrund eines überwiegenden privaten oder öffentlichen Interesses für die Verarbeitung benötigt. Soweit das Unternehmen keinen betrieblichen Datenschutzverantwortlichen ernannt hat, ist es verpflichtet, die Datensammlung, welche Persönlichkeitsprofile beinhaltet, beim EDÖB anzumelden.
- (8) Nur Mitarbeiter, die personenbezogenen Daten bearbeiten müssen, dürfen darauf zugreifen können. Allen anderen Mitarbeitern muss der Zugriff verwehrt bleiben.



- (9) Persönlichkeitsprofile und Personendaten in pseudonymisierter Form einschliesslich Lastgangwerte dürfen ohne Einwilligung der betroffenen Person zum Beispiel für den Einsatz von Tarifsystemen, den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb und die Netzplanung eingesetzt werden.

6. Technische Grundlagen

6.1 Allgemeines

- (1) IMS bestehen aus Intelligenten Messgeräten (Zähler), Kommunikationssystem und dem Zähldatenverarbeitungssystem inklusive Schlüsselmanagement. (Head-End-System HES).
Um das System als iMS zu betreiben, bedarf es einer Zertifizierung der verschiedenen Komponenten. Die Zähler müssen den Vorgaben der EMmV (SR 941.251), im Speziellen Anhang 2 Buchstabe F entsprechen und eine CH-MID-Konformitätskennzeichnung besitzen. Die Zertifizierung wird durch das METAS unter Einbezug dritter Prüfstellen durchgeführt und entsprechend zertifiziert. (siehe Abbildung 1)

6.2 iMG

6.2.1 Mindestanforderungen an Messdaten

6.2.1.1 Erfassung

- (1) Gemäss StromVV, Art. 8a muss bei Endverbrauchern, Erzeugungsanlagen oder beim Speicher Wirkenergie und Blindenergie erfasst werden. Um Neu-Parametrierungen oder Auswechslungen von Zählern bei sich ändernden Tarifmodellen zu vermeiden, wird empfohlen, die Zähler tariflos zu parametrieren und mit allen Zählern Wirk- und Blindenergie-Messwerte gemäss Tabelle aufzuzeichnen.

Wirkenergie		Blindenergie	
Messwert	Obis Code	Messwert	Obis Code
Abgabe (Wirk+)	1-1:1.8.0	Abgabe (Blind+)	1-1:3.8.0
Bezug (Wirk-)	1-1:2.8.0	Bezug (Blind-)	1-1:4.8.0
		Blind QI	1-1:5.8.0
		Blind QII	1-1:6.8.0
		Blind QIII	1-1:7.8.0
		Blind QIII	1-1:8.8.0

Tabelle 4: Empfohlene einheitliche Aufzeichnung von Messwerten eines intelligenten Messgeräts (iMG)

- (2) Die Lastgänge können mit einem Zählervorschub (1-1:x.29.0 => Delta zwischen Stand x und Stand x+15 Min) oder mit einem Zählerstandsgang (1-1:x.8.0 => Stand x und Stand x+15) ausgelesen werden.
- (3) Es wird empfohlen, die Parametrierung des «Zählerstandsgangs» zu wählen, um bei Lücken der Auslesung die Ersatzwerte einfacher bilden zu können.

- (4) Bei der Lastgangbildung stellt die interne Geräteuhr eine wichtige Komponente dar. Daher wird empfohlen, die Geräteuhr täglich zu stellen. Wird die Uhrzeit erheblich geändert (>30 s), gilt der entsprechende Eintrag im Lastgangregister als fehlerhaft (eMmV, siehe auch MC-CH).

6.2.1.2 Display-Anzeige

- (1) Zu viele Informationen wie Tarife, Minimum- und Maximumwerte, Anzahl Rückstellungen etc. können die visuelle Erfassung am Zählerdisplay erschweren. Um die Übersichtlichkeit der Aufrufe/rollierende Anzeige der einzelnen Werte auf dem Erfassungsgerät zu verbessern, wird empfohlen, nur Summen der einzelnen Erfassungswerte darzustellen.
- (2) Als Beispiel einer tariflosen Display-Anzeige wird die folgende Variante vorgeschlagen:

Messwert	Obis Code
1. Aktuelle Leistung Abgabe (kW)	1-1:1.6.0
2. Aktuelle Leistung Bezug (kW)	1-1:2.6.0
3. Wirkenergie Abgabe +A (kWh)	1-1:1.8.0
4. Wirkenergie Bezug -A (kWh)	1-1:2.8.0
5. Blindenergie +R (kvarh)	1-1:3.8.0
6. Blindenergie -R (kvarh)	1-1:4.8.0
7. Blindenergie Q1 (kvarh)	1-1:5.8.0
8. Blindenergie Q2 (kvarh)	1-1:6.8.0
9. Blindenergie Q3 (kvarh)	1-1:7.8.0
10. Blindenergie Q4 (kvarh)	1-1:8.8.0
11. Gerätezeit	1-1:0.9.1

- (3) Wobei die ersten zwei Werte abwechselnd angezeigt werden und die restlichen Werte mittels der Displaytaste abgerufen werden können.
- (4) Empfehlung Gerätezeit: Der Zähler muss die Gerätezeit anzeigen können. Liegt die gesetzliche Zeit der Gerätezeit zugrunde und ist eine Abweichung, in der Regel von ganzen Stunden wie bei der ganzjährigen Verwendung von UTC oder MEZ, der Geräteuhr von der gesetzlichen Zeit beabsichtigt, so ist diese Abweichung für Laien verständlich am Gerät oder in der Anleitung zu erklären.
- (5) Auf eine Displayanzeige kann verzichtet werden, sofern ein Kundenportal mit den gleichen Angaben zur Verfügung steht.

6.2.2 Netzqualität

- (1) Die Anforderungen an das Erfassungsgerät beinhalten unter anderem auch die Protokollierung von Netzunterbrüchen. Als Unterbruch gilt ein Spannungsabfall unter 10V über die Dauer von 1 Sekunde. (EMmV, Anhang 2 Bst. F).
- (2) Neben der Funktionalität, dass der Zähler im Falle eines solchen Unterbruchs den entsprechenden Messwert mit einem Status kennzeichnet, empfiehlt es sich, die Zähler zusätzlich für die Erfassung von Strom- und Spannungswerten zu parametrieren. In einem Störfall können diese Messwerte ausgelesen und ausgewertet werden, um die Ursachen zu analysieren. Basierend auf den Erkenntnissen können vorbeugende Massnahmen getroffen werden. Damit auf unmittelbare Störungen oder Unregelmässigkeiten reagiert werden kann, wird empfohlen entsprechende Ereignisse mittels Alarmmeldungen zu übermitteln.

6.2.3 Manipulation

- (1) Manipulationen müssen auf dem iMG erkannt und protokolliert werden und über das iMS dem VNB gemeldet werden. Unter Manipulationen sind physische sowie digitale Fremdeinwirkungen zu verstehen. Mögliche Manipulationen sind:
 - Öffnung des Klemmendeckels
 - Öffnung des Zählerdeckels
 - Magnetfeldererkennung
 - Schadprogramme
 - Manipulationen bei Wandlermessungen (Erkennung Spannungsausfall)

6.2.4 Fernwartung

- (1) Unter der Fernwartung wird primär das Aktualisieren von Software wie zum Beispiel Firmware oder das Einspielen neuer Zeittabellen zur optionalen Laststeuerung verstanden. Solche sollen durchgeführt werden, wenn diese vom Hersteller aus Sicherheitsgründen empfohlen wird oder technische Gründe bestehen, wie die Behebung von technischen Problemen oder Performance-Verbesserungen. Es soll möglich sein, aus der Distanz nicht eichrelevante Anpassungen machen zu können.

6.2.5 Kundenschnittstelle

- (1) Die Kundenschnittstelle befindet sich am Zähler. Die Kommunikation ist gemäss Datensicherheitsprüfung verschlüsselt. Protokoll und Schnittstelle sind herstellerspezifisch ausgelegt (zum Beispiel DLMS über RS485). Welches Visualisierungssystem (oder andere Anwendungen, siehe 3.4.2) mit welchen Verbindungen angeschlossen werden können, hängt auch vom Hersteller ab und ist nicht durchgängig standardisiert. Um dem Kunden bei der Auswahl seiner Drittprodukte Unterstützung bieten zu können, empfiehlt es sich, mit dem Lieferanten des iMS Rücksprache für allfällige Referenzen zu halten.
- (2) Typische Anwendungen sind Zweitzugriffe für Kunden, die Ihr Verbrauchverhalten analysieren möchten. Die Schnittstelle kann auch für ein In-House-Display zur Darstellung des Lastganges verwendet werden. Komplexere Funktionen können durch die Weitergabe der Messwerte erreicht werden – zum Beispiel Regeln und Steuern von Speicheranlagen, Stromtankstellen, verbrauchsorientierte Steuerung zur Reduktion der maximalen Leistungen oder einfach als Eingabegrösse in sogenannte «Smart Home»-Applikationen.

6.2.6 Tarife

- (1) Tarife müssen nicht zwingend auf dem Zähler dargestellt werden. Den Kunden können Alternativen zur Visualisierung der Tarife angeboten werden. Dynamische Tarifmodelle oder mehrstufige Tarife erschweren die Abbildung auf dem Zähler. Die Nachvollziehbarkeit der Verbrauchsdaten auf Basis des Zählerdisplays wird erschwert bis verunmöglicht.
- (2) Tarife können und dürfen im übergeordneten System, zum Beispiel dem MDM/EDM, hinterlegt und verwaltet werden. Dadurch sind bei ändernden Modellen oder zeitlichen Verschiebungen keine Parameter-Änderungen am Zähler mehr notwendig.

6.2.7 Breaker

- (1) Die «Breaker-Funktion» beinhaltet eine Abschaltung der Stromversorgung über das iMS und ist keine Mindestanforderung gemäss StromVV.
- (2) Der Einsatz von Zählern mit integriertem Breaker ist in einer Anzahl von Anwendungen durchaus eine Option (ausser bei Wandlermessungen).
- (3) Anwendungsbeispiele:
 - Fernabschaltung bei Leerstand
 - Leistungsbegrenzung
 - Prozessoptimierung im Inkasso Bereich (Pre-Payment)

6.3 Kommunikationssysteme

6.3.1 Gesamtkonzepte

- (1) Prinzipiell gibt es zwei unterschiedliche Kommunikationskonzepte: direkt (Punkt zu Punkt) und indirekt (Punkt zu Multipunkt). Bei indirekter Kommunikation sind weitere Kommunikationsgeräte zwischen HES und Zähler notwendig und es muss zwischen Datenkonzentrator und Gateway unterschieden werden. Bei Verwendung von Datenkonzentratoren oder Gateways gibt es normalerweise zwei unterschiedliche Kommunikationsmedien. Zum einen HES–Konzentrator/Gateway (oft Ethernet oder Mobilfunk) und weiter Konzentrator/Gateway–Zähler (oft Powerline oder RF-Mesh).
 - Direkte Punkt-zu-Punkt-Verbindung (klassische ZFA):
Das HES kommuniziert direkt mit dem Zähler über ein Medium wie zum Beispiel Mobilfunk oder Ethernet (siehe Abbildung 4).
 - Punkt zu Multipunkt mit Datenkonzentrator:
Der Konzentrator liest die Daten aus den Zählern aus und speichert sie temporär. Das HES liest dann den Konzentrator aus (siehe Abbildung 5).
 - Punkt zu Multipunkt mit Gateway:
Bei Verwendung von Gateways werden die Daten im Allgemeinen nicht zwischengespeichert. Das Gateway dient nur als Medienwandler, und das HES kommuniziert via Gateway mit den Zählern.

6.3.2 Kommunikationstechnologien

- (1) Die Kommunikation zwischen dem Zählertenverarbeitungssystem und dem intelligenten Messgerät soll über offene, dokumentierte und standardisierte Schnittstellen stattfinden, die physisch innerhalb oder ausserhalb des intelligenten Messgerätes angesiedelt sein können. Gespeicherte Daten aus den intelligenten Messgeräten können automatisiert mindestens täglich ausgelesen werden.

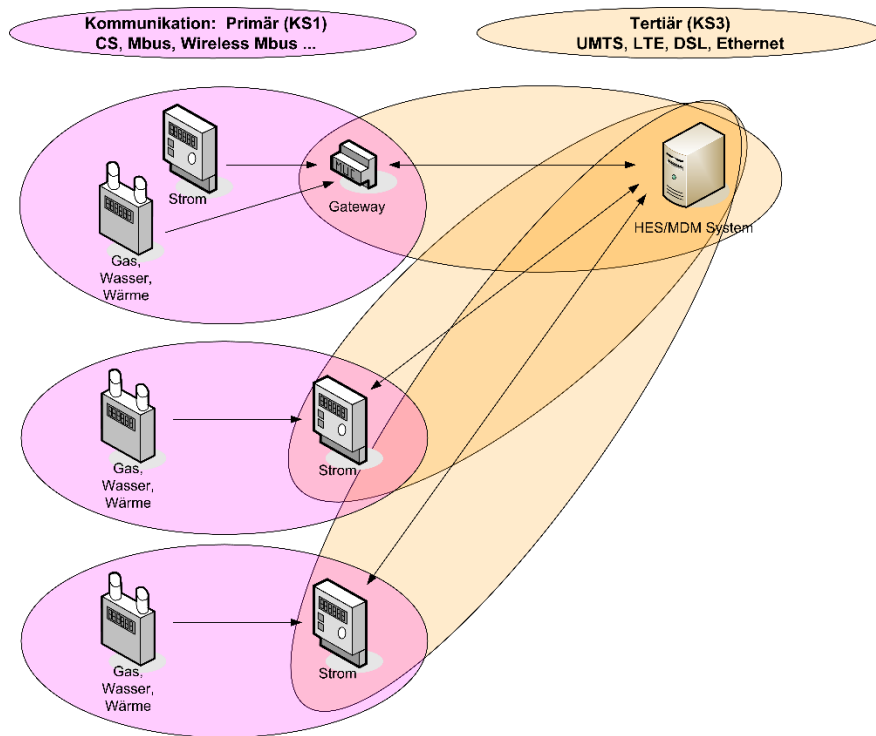


Abbildung 4: Kommunikation Point to Point (P2P) direkt

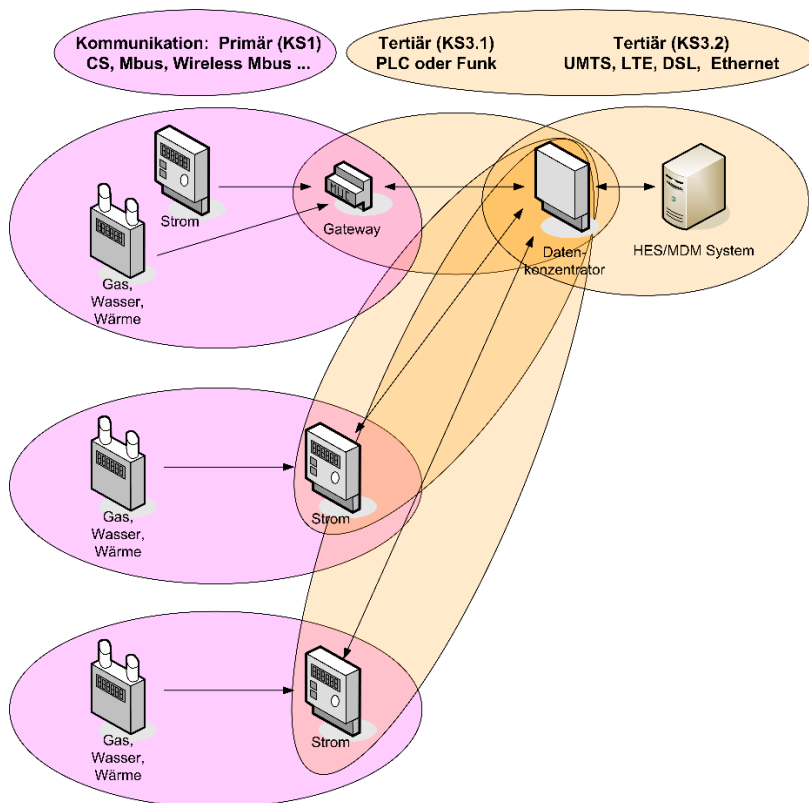


Abbildung 5: Kommunikation Point to Multipoint (P2MP)

- (2) Es existieren eine Vielzahl von unterschiedlichen Kommunikationstechnologien. Diese können technisch in die folgenden Kategorien eingeordnet werden (Details im Glossar):
 - Drahtlos (2G, 3G, 4G, 5G, XG, RF-Mesh, WLAN, Lora / NBiot, M-Bus Wireless)
 - Leitungsgebunden (Ethernet optisch/Kupfer, RS485, M-Bus wired)
 - Powerline (G2, G3, Prime, OGMP, OFDM, BPL)
- (3) Die zum Einsatz kommenden Protokolle sind teilweise an physikalische Medien gebunden (zum Beispiel Ethernet fast ausschließlich mit TCP/IP).
- (4) Die Kommunikationstechnologien unterscheiden sich in
 - Reichweite
 - Bandbreite (Performance)
 - Latenzzeiten
 - Verfügbarkeit
 - Störanfälligkeit
 - Lebensdauer (GPRS bis 2020, Geräteabkündigungen)
 - Kosten
 - Medien
 - Kompatibilität
 - Einsatzgebiet
 - Energieeffizienz
- (5) Diese Eigenschaften eignen sich als mögliche Bewertungskriterien.
- (6) Zur Datenfernübertragung der Zählerdaten gibt es hauptsächlich folgende Möglichkeiten:

6.3.2.1 Mobilfunk – GSM/GPRS/UMTS/LTE auf dem 1/2/3/4G-Netz

- (1) Die Kommunikationsart GSM/GPRS wird es in Zukunft nicht mehr geben. Die analogen Netze Natel A/B/C wurden bereits 1992 abgelöst durch die volldigitalen 2G Netze Natel D/E. Auch diese Netze werden jetzt abgelöst durch 3G (UMTS) und 4G (LTE). Geräte, welche die neuen Standards nicht erfüllen, werden nicht mehr funktionieren.

6.3.2.2 WAN- und LAN-Kommunikation über Kupfer oder Glas

- (1) TCP/IP hat sich als Protokoll-Standard etabliert und ist sowohl im professionellen Bereich als auch bei den Konsumenten weit verbreitet. Mittlerweile haben die Standard-Ethernets mit TCP/IP die meisten anderen LAN-Technologien verdrängt. Die Erschliessung erfolgt mit ortsgebundenen Installationen über Kupfer- (DSL) oder Glasfaserkabel, meist mit anschliessender Wandlung auf Kupfer (cat5/6/7). Die kabelgebundene Erschliessung ist sehr zuverlässig, bedingt allerdings einen grossen Installationsaufwand und ist entsprechend teuer.

6.3.2.3 Kommunikation über das Stromnetz – PLC

- (1) Powerline Communications (PLC) ist der Oberbegriff für die Übertragung von Daten über das Stromkabel. Dabei werden die stromführenden Kabel parallel zur Energieversorgung auch zur Datenübertragung genutzt.

(2) Das 230V-Netz wird schon sehr lange für die Datenkommunikation genutzt:

- Rundsteuerung / Netzkommandoanlagen
- hausinterne Gegensprechanlagen
- Babyphones
- Einfache Fernsteuerungen (Rundsteuerung/Netzkommando)
- vernetzte Industrie-Bussysteme
- Übertragungsgeschwindigkeiten von 300 bis 4800 Bit/s
- Breitband PLC bis 200 MBit/s

(3) Powerline-Kommunikation gibt es in zahlreichen Ausprägungen: Schmalband-Technologien mit niedrigen bis mittleren Datenraten und grossen Reichweiten oder Breitband-Technologien mit hohen Datenraten und kleinen Reichweiten. Alle diese Powerline-Typen nutzen eines der Modulationsverfahren wie DCSK, FSK, SFSK oder OFDM. Allein für OFDM-Schmalband-Technologien gibt es zahlreiche Normen, wie PRIME Version 1.3.6 und 1.4, ITU-T G.9903 (G3 PLC) und IEEE P1901.2.

Frequenzband	Frequenzbereich	Bemerkung
-	3–9 kHz	
CENELEC A	9–95 kHz	
CENELEC B	95–125 kHz	
CENELEC C	125–140 kHz	
CENELEC D	140–148,5 kHz	
FCC	155–487 kHz	Eingeschränkt nutzbar beziehungsweise bewilligungspflichtig
BPL	1000–53'000 kHz	Eingeschränkt nutzbar beziehungsweise bewilligungspflichtig

Tabelle 5: CENELEC-Norm EN 50065-1 mit den nutzbaren Frequenzbändern im Bereich von 3 bis 53'000 kHz

(4) Bei Smart Metering kommt die Kommunikation über das Stromnetz oft zur Anwendung, obwohl die PLC Systeme mehrheitlich proprietär sind. Die Zähler kommunizieren über die Energieversorgungsleitungen mit «ihrem» Datenkonzentrator. Es sind bei den Zählern keine weiteren Kommunikationsinstallationen notwendig, die Datenkonzentratoren benötigen jedoch Infrastrukturen (Glas/Kupfer/Funk) nach aussen (siehe oben). Es sind prinzipiell drei Technologien auf dem Markt verfügbar:

- G2: Schmalband-Powerline mit FSK (Cenelec A Band)
- G3: Schmalband-Powerline mit OFDM (Cenelec A Band, FCC Band)
- BPL: Breitband-Powerline (1–30 MHz, IEEE1901)

(5) **FSK / PSK:**

Frequency Shift Keying (FSK) oder Phase Shift Keying. Die Datenrate ist deutlich niedriger als bei OFDM. Sie reicht aber zur Übertragung der Zählerstände von Smart Metern aus. Die Verfahren arbeiten mit höheren Pegeln als bei OFDM aber nur mit zwei Kanälen im Cenelec-A Band. Sind diese beiden Frequenzen gestört, bricht die Kommunikation zusammen.

(6) **OFDM (Orthogonal Frequency-Division Multiplexing):**

Ein Modulationsverfahren, welches mehrere orthogonale Träger zur digitalen Datenübertragung ver-

wendet. Der Vorteil von OFDM besteht darin, dass die Daten über viele Kanäle übertragen werden. Kommt es innerhalb des OFDM-Signalspektrums zu einer schmalbandigen Störung, können von der Störung betroffene Frequenzen von der Datenübertragung ausgenommen werden. Die gesamte Datenübertragungsrate sinkt damit nur um einen kleinen Teil. Die neueren PLC-Smart-Metering-Systeme arbeiten fast alle nach dem OFDM-Prinzip (Prime, G3). Der grosse Vorteil liegt darin, dass nicht nur zwei Frequenzen verwendet werden, sondern mehrere.

(7) **Allgemeine Anforderungen des BAKOM für Anlagen ausserhalb der CENELEC-Bänder A bis D:**

Zur Vermeidung oder zur Behebung von Störungen muss das Signal in gewissen Frequenzbändern abgesenkt respektive ausgenotcht («static notching» oder «dynamic notching») werden (siehe EN 50561-1, Frequenzbänder nach Tabelle A.1 und A.2 sowie die Anhänge in der TAV 5.1 V4). Die Anlagen dürfen auf keinen Fall das Frequenzspektrum stören und müssen nach der TAV 5.1 V4 ([Technische und administrative Vorschriften betreffend die Leitungsgebundenen Fernmeldeanlagen mit PLC Technologie](#)) ausgeführt sein:

- **Meldepflicht:**
Es besteht für den Betrieb jeglicher Arten von PLC-Anlagen eine Meldepflicht sowie die Pflicht, eine Jahresstatistik über festgestellte Störfälle und deren Behebung zu führen (siehe TAV 5.1 V4, Kapitel 2).
- **Anforderungen bei Betrieb in unterirdischen Zonen:**
Der Einsatz solcher Modems ist im Frequenzbereich von 148,5kHz–30MHz auf unterirdischen Leitungen mit einer maximalen Leistungsdichte von -50dBm/Hz nach der TAV 5.1 V4 erlaubt (siehe TAV 5.1 V4, Kapitel 3).
- **Anforderungen bei Betrieb in oberirdischen Zonen:**
Sobald das unterirdische Stromnetz verlassen wird (zum Beispiel Kandelaber, Zähler, Verteilerkasten, Reklame etc.), sind folgende Anforderungen einzuhalten (siehe TAV 5.1 V4, Kapitel 3):
 - im Frequenzband 148,5–500kHz: Dateneinspeisung mit maximaler Leistungsdichte - 65dBm/Hz.
 - im Frequenzband von 500–1600 kHz sind PLC-Anwendungen verboten.
 - im Frequenzband von 1600 kHz–30 MHz: Dateneinspeisung mit maximaler Leistungsdichte -65dBm/Hz.
 - im Frequenzbereich oberhalb von 30 MHz sind PLC-Anwendungen verboten.
 - dauerhafte Unterdrückung der Träger in verschiedenen Frequenzbändern gemäss TAV 5.1 V4.
- **Anforderungen an Freileitungen:**
Der Betrieb über Freileitungen ist zum heutigen Zeitpunkt generell verboten (siehe TAV 5.1 V4, Kapitel 3). Sollte sich in einem Teilabschnitt eines Netzes Freileitungen befinden, müssen diese mit entsprechenden Filtern geschützt werden.
- **Massnahmen im Störfall:**
Im Störfall trifft das BAKOM Massnahmen zum Schutz eines Signalempfangs am Standort der gestörten Anlage (siehe TAV 5.1 V4, Kapitel 4).
Es gelten die Grenzwerte der ECC/REC/(09)02.

6.3.2.4 Kommunikation über RF Meshed Network¹

- (1) Auch RF Mesh wird 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 wesentlich höherer Sendeleistung und höheren Duty Cycles (erlaubte zeitliche Auslastung des Funkkanals) gesendet werden. Auch sind die Gebäudebauweise und der Installationsort der Zähler in USA günstiger für RF Mesh als in Europa. Für die Funkübertragung stehen die lizenzfreien Frequenzbänder 868/915 MHz (Europa respektive USA) und 2,45 GHz (nahezu weltweit) zur Verfügung.
- (2) 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. In einem RF-Mesh-Netzwerk kann ein Mesh-Knoten (zum Beispiel Zähler) Nachrichten senden und empfangen, auch kann er Nachrichten für seine Nachbarn weiterleiten. Durch diesen Weiterleitungsprozess findet eine Nachricht selbständig von einem Sendepunkt ihren 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.

6.3.2.5 Kommunikation über LoRa²

- (1) Eine weitere Möglichkeit bietet die Long-Range-Funkübertragung. Dabei werden in ISM Funkbänder mit eher kleinen Sendeleistungen (BAKOM, RIR-Normen) zur Übertragung zwischen Gebäude und einem Konzentrator genutzt. Bei einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung ist die Kommunikations-Topologie sternförmig mit dem Konzentrator 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 Prozent Duty Cycle (erlaubte zeitliche Auslastung des Funkkanals)). Im Normalfall beträgt die effektive Sendeleistung (ERP: Effective radiated power) für die Kommunikation nur 25 mW. Es können 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 gewähltem Frequenzbereich ist eine bidirektionale, schmalbandige Punkt-zu-Punkt-Kommunikation mit einer Bandbreite von zirka 300 bit/s–50 kbit/s möglich. Erfahrungswerte von internationalen Projekten liegen jedoch bei rund 3 kbit/s. Liegt die Distanz von einem Endgerät innerhalb von 500 m, werden auch im 2. UG gute Verfügbarkeiten, bei einer Bandbreite von zirka 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 zirka 1,5–10 km. Die sehr grosse Reichweite geht mit einer tiefen Datenrate einher. Somit ist diese Funktechnologie nicht ideal für heutige Elektrizitätszähler (Smart Meter). Sie ist jedoch geeignet für die Kommunikation von Spartenzählern wie Wasser-, Gas- oder Wärmezählern.

¹ Der Abschnitt wurde aus dem [ASUT-Praxisleitfaden Smart Energie](#) übernommen

² Der Abschnitt wurde aus dem [ASUT-Praxisleitfaden Smart Energie](#) übernommen

6.3.2.6 Lokale Kommunikation – RS485

- (1) EIA-485, auch als RS-485 bezeichnet, ist ein Industriestandard für eine physische Schnittstelle für die asynchrone serielle Datenübertragung. Die symmetrische Leitung erhöht die elektromagnetische Verträglichkeit. Für eine detaillierte Beschreibung siehe: de.wikipedia.org/wiki/EIA-485
- (2) In der klassischen Zählerfernauslesung sind viele Zähler nicht direkt auslesbar, sondern kommunizieren indirekt über andere Geräte. Die lokale Kommunikation zwischen den Geräten geht dann kabelgebunden meist über RS485 mit zwei Draht Kupfer (Kabelspezifikation U072). Über einen Masterzähler können bis zu 32 Slaves abgeschlauft und ausgelesen werden. Die maximale Übertragungslänge beträgt 1200 m. Dabei wird jeweils ein separates Kabel von Zähler zu Zähler benötigt. Der Installationsaufwand ist also entsprechend gross.

6.3.2.7 Lokale Kommunikation – M-Bus

- (1) M-Bus ist ursprünglich ein Bus-System zur lokalen Messwertübertragung. Die lokale Kommunikation zwischen den Geräten geht dann kabelgebunden mit zwei Draht Kupfer (Kabelspezifikation U072) oder kabellos als Wireless M-Bus. Bei Gas-, Wasser- und Wärmezählern hat es sich als Standard etabliert.
- (2) In jedem M-Bus-System wird ein Master benötigt, welcher gleichzeitig den Bus mit Strom versorgt. Dieser ist dafür zuständig, dass die Daten von den M-Bus-Slaves gesammelt und gegebenenfalls gespeichert und/oder weiterverarbeitet werden. Es darf nur einen Master in dem Bus-System geben, da es sonst zu Spannungs- und Paketkollisionen kommt. Für eine detaillierte Beschreibung siehe: [de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_\(Feldbus\)#Eine_europäische_Norm](https://de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_(Feldbus)#Eine_europäische_Norm)
- (3) M-Bus wird im Smart Metering vorrangig verwendet zur Ankopplung von Gas-, Wasser- und Wärmezählern an einen Stromzähler oder an ein Gateway. Einzelne Hersteller verwendeten diese Kommunikation auch zur Ankopplung von Leistungs- und Verbrauchsdisplays im Wohnbereich an den Zähler. Dies hat sich nicht durchgesetzt.
- (4) Eine M-Bus-Kabelstrecke kann bei guter Qualität der verwendeten Fernmeldeerd Kabel eine Länge bis zu 10 km annehmen. Die Reichweite vom M-Bus ist physikalisch durch das Verschleifen der verwendeten Rechtecksignale begrenzt und sehr von der Kabelqualität beeinflusst. Die Anzahl der Zähler auf einer Strecke ist abhängig von der Signalgüte und vom gewünschten Ausleseintervall der Zähler. Daneben sind die zu verwendenden M-Bus-Mastereinheiten immer nur für eine gewisse Anzahl anzuschliessender Zähler dimensioniert.

6.3.2.8 M-Bus wireless

- (1) Der wireless M-Bus ist ein herstellerübergreifender und europaweit genormter Standard und ebenfalls in der EN 13757 beschrieben. Zur Definition detaillierter Protokollstandards wurde der Open-Metering-Standard (OMS) ins Leben gerufen.
- (2) Der Wireless-M-Bus-Standard ermöglicht die Funkauslesung (868 MHz) für Verbrauchsmessgeräte aller Medien: Druck, Füllstand, Elektro, Gas, Kälte, Klima, Temperaturen, Feuchte, Wärme, Wasser usw.
- (3) Die meisten Stromzähler hatten in der Vergangenheit keine M-Bus-wireless-Schnittstelle, sondern benötigten einen wired- respektive wireless-Adapter. Damit kann der Stromzähler den Funkzähler

nicht direkt ansprechen, sondern die Adresse des Funkzählers muss in dem Adapter programmiert werden. Ein Wechsel des Funkzählers zieht damit immer eine Umprogrammierung des Adapters nach sich. Es sind mittlerweile allerdings Stromzähler am Markt, mit einer integrierten M-Bus-wireless-Schnittstelle.

6.3.3 Verschlüsselung

- (1) Die Kommunikation muss verschlüsselt erfolgen. Die Komponenten müssen gemäss StromVV, Art. 8b zertifiziert sein. Die Verschlüsselung der Kommunikation muss aktiviert werden (siehe auch Anhang 2 der Branchenempfehlung «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen»).

6.3.4 Bewertung der Kommunikationsarten

- (1) Es kann keine generelle Empfehlung für eine Technologie ausgesprochen werden, da sich die Parameter der Einsatzgebiete stark unterscheiden können (zum Beispiel Stadt / Land). Auf dem Land ist die durchschnittliche Anzahl Messgeräte pro Gebäude oft unter 2, in den Städten liegt der Durchschnitt oft bei 5–10 Messgeräten pro Gebäude. In der Stadt ist der Abstand zwischen den Gebäuden oft sehr klein. Das ist für PLC-Installationen vorteilhaft. Die vielen Gebäude können aber bei Funklösungen Probleme in der Durchdringbarkeit bieten. Gleichzeitig ist der elektromagnetische Störpegel für das PLC in der Stadt durch die hohe Dichte unter Umständen problematisch. Zu berücksichtigen sind in jedem Fall die Installationskosten und die Kosten für Betrieb und Unterhalt. Während in der Stadt die Installations- und Betriebskosten für einen Glasanschluss pro Gebäude auf durchschnittlich 5–10 Messgeräte verteilt werden kann müssen diese Kosten auf dem Land auf 1–2 Messgeräte verteilt werden, was oft nicht rentabel ist. Vermaschte Systeme wie PLC oder RF-Mesh bieten eine geringere Verfügbarkeit als Kommunikation über Ethernet (Glas/Kupfer) aber auch sehr viel niedrigere Installations- und Betriebskosten.

6.4 Head-End-System HES

6.4.1 Definition

- (1) Als Head-End-System (HES) wird in der Regel das Datenerfassungs- und Kommunikationsmodul zwischen Zählerdatenverwaltung und Zählernetzwerk bezeichnet. Seine Hauptaufgabe besteht in der Erfassung von Zählerdaten und ihrer Weiterleitung an andere Systeme sowie der Weitergabe von Steuerbefehlen. Neben den Datenerfassungsfunktionen umfasst ein HES verschiedene Optionen für die Remote-Steuerung und -Konfiguration der Zählerinfrastruktur. Dies ermöglicht das Remote-Management von Tarifen, Lasten, Relais und Netzanschluss.

6.4.2 Funktionalitäten

- (1) Folgende Funktionalitäten werden vom HES zur Verfügung gestellt (die Funktionalitäten unterscheiden sich je nach HES-Hersteller):
 - Zählerauslesung
 - Geräteverwaltung
 - Verwaltung Multi-Energie-Geräte
 - Anpassung Parameter im Zähler
 - Installieren, Löschen und Ersetzen von Zählern

- Schalten der Relais in den Zählern gemäss Schaltbefehl
- Tarif- und Laststeuerung
- Auslesung Spannungsqualität
- Empfang und Weiterleitung von Alarmen und Ereignissen
- Ermitteln der Kommunikationsqualität

6.4.3 Systemaufbau

- (1) Das HES besitzt in der Regel eine eigene Datenbank, die jedoch nur zur kurzzeitigen Speicherung der Daten dient. Die HES-Datenbank wird jeweils sehr schlank gehalten, damit die Performance möglichst hochgehalten werden kann.

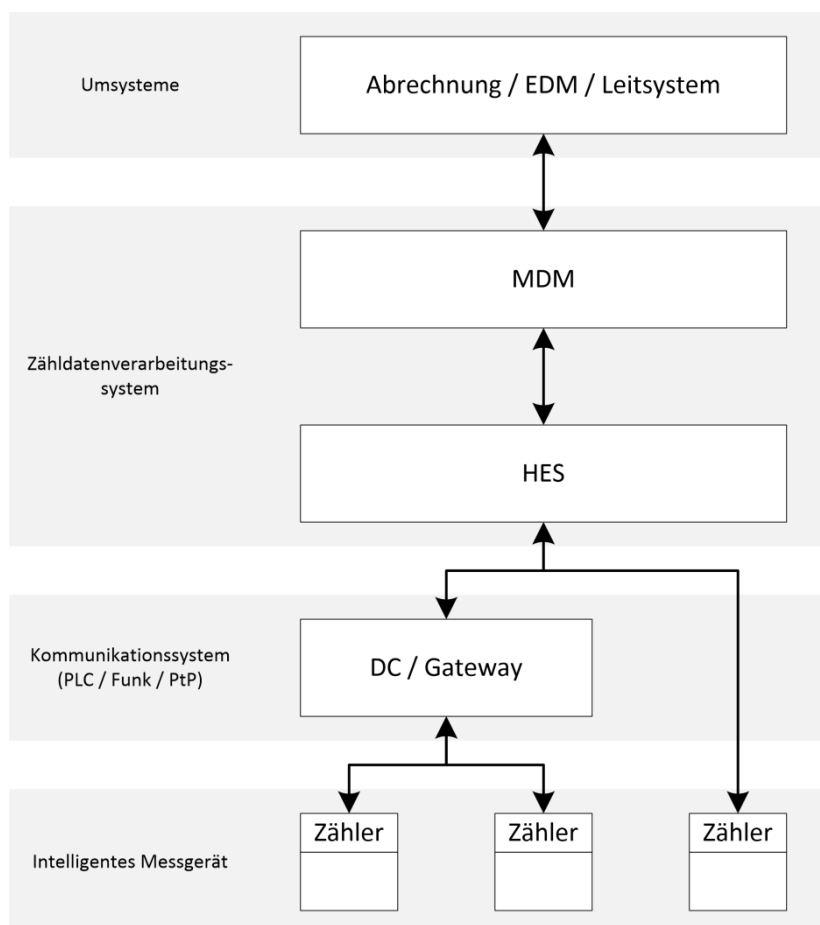


Abbildung 6: Intelligentes Messsystem mit den Umsystemen sowie P2P- und P2MP-Verbindungen zum iMG

- (2) Die Verbindung zwischen HES und MDM erfolgt entweder über eine proprietäre oder eine IEC-Schnittstelle (IEC 61968-9). HES und MDM müssen nicht zwingend vom selben Hersteller geliefert werden.

6.4.4 Interoperabilität

- (1) Die Interoperabilität bezeichnet die Möglichkeit, Zähler verschiedener Hersteller über ein iMS auszu-lesen. Um eine entsprechende Standardisierung der Kommunikationsprotokolle zu erreichen, haben

sich einige Allianzen innerhalb der produzierenden Industrie entwickelt. Die bekanntesten Allianzen sind:

- Prime Alliance
- IDIS Association
- OSGP Alliance

- (2) In der Schweiz ist der Standard nach IDIS am weitesten verbreitet. Wenn ein Zähler den IDIS-Standard unterstützt, dann bedeutet dies nicht, dass automatisch eine Interoperabilität gegeben ist. Das System, welches den Zähler ausliest, muss a) den Standard ebenfalls unterstützen und b) muss auf dem Auslesesystem der entsprechende Treiber vorhanden sein. In der Regel wird der Treiber auf Stufe HES integriert. Eine solche Integration erfolgt spezifisch für jeden Zählertyp.

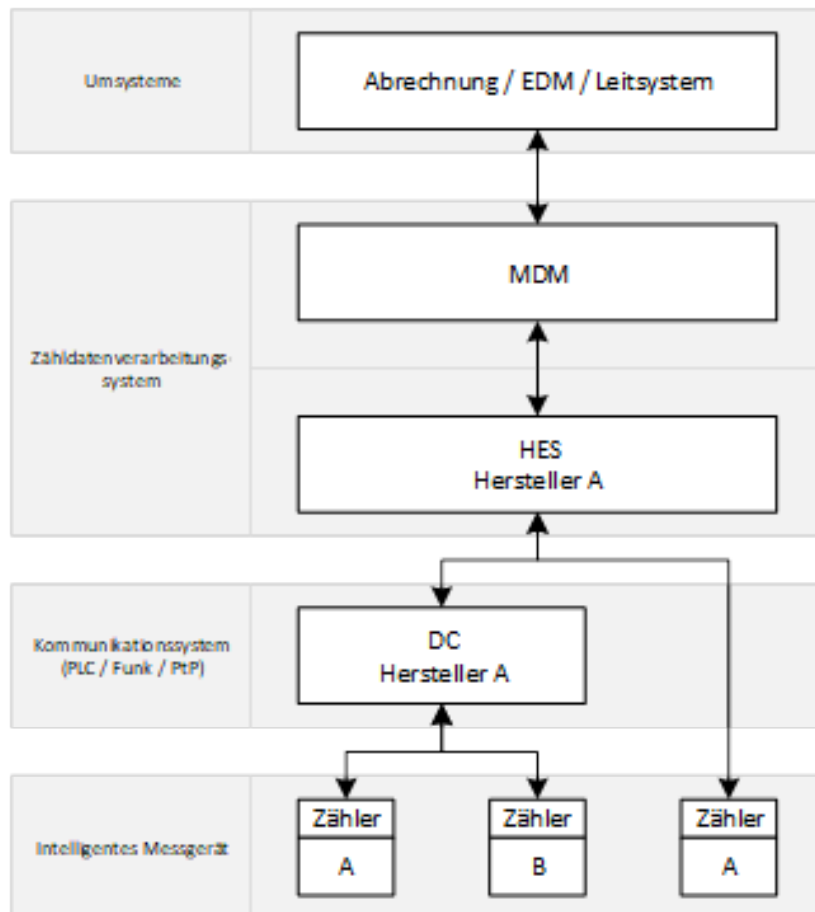


Abbildung 7: Interoperabilität auf Stufe Datenkonzentrator / HES

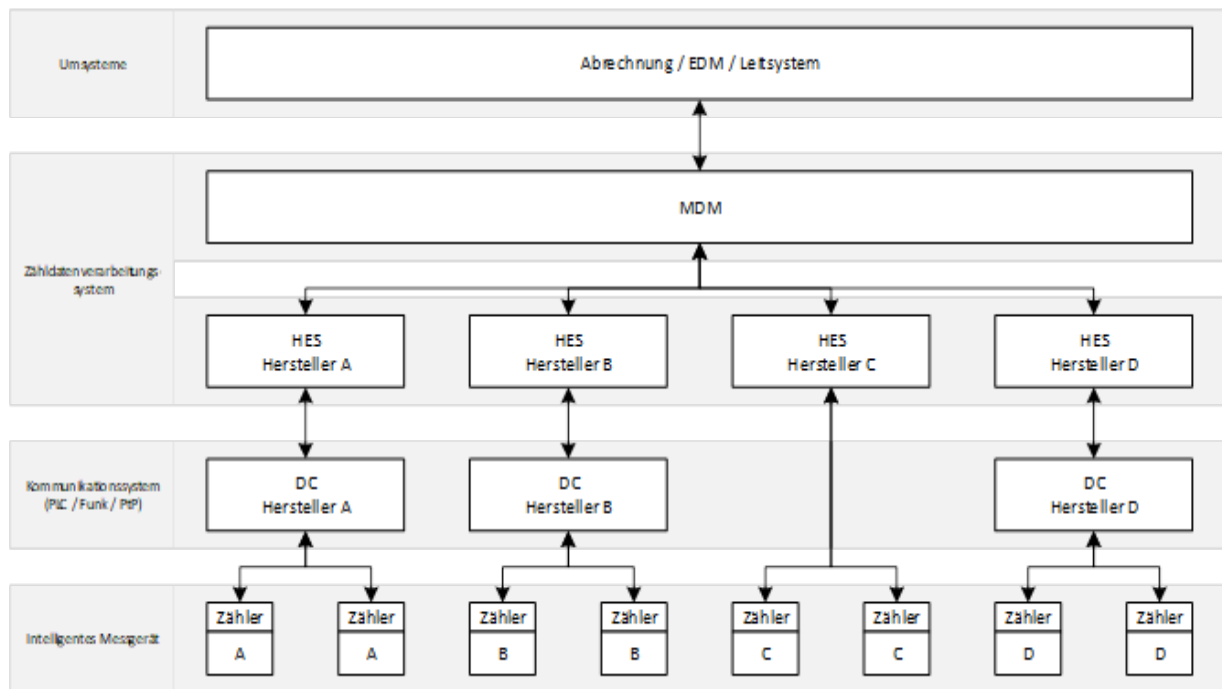


Abbildung 8: Interoperabilität mit Multi-HES-Systemen

(3) Es gibt zwei verschiedenen Varianten der Interoperabilität:

- Variante 1: Interoperabilität auf Stufe Datenkonzentratoren / HES
Zähler verschiedener Hersteller werden über denselben Datenkonzentratoren beziehungsweise dasselbe HES ausgelesen. Dies bedeutet, dass im Feld der Zähler von Hersteller A durch einen Zähler von Hersteller B ausgetauscht werden kann, ohne dass dies Einschränkungen auf die Kommunikation zum Zähler hätte.
- Variante 2: Interoperabilität mit Multi-HES-Systemen
Ans MDM-System werden mehrere HES angedockt. Jedes HES liest die Zähler des eigenen Lieferanten aus. Bei diesen Varianten kann man hinter dem Datenkonzentratoren nur Zähler desselben Herstellers einbauen. Ein freizügiger Ersatz wie bei der Variante 1 ist nicht möglich. Möglich sind auch Mischformen zwischen Variante 1 und Variante 2. Bei der Variante 2 ist zu beachten, dass der Betrieb des HES Personalressourcen benötigt. Es wird empfohlen, dass mindestens zwei Personen je ein HES beherrschen.

6.5 Umsysteme

(1) Für die Meter-to-Cash- und die Marktprozesse werden in der Regel mehrere Systeme eingesetzt, die hierbei spezifische Aufgaben der Prozesskette übernehmen. Grundsätzlich kann man den Meter-to-Cash- / Meter-to-Market Prozess in vier Bereiche aufteilen:

- Messdatenerfassung (HES)
- Meter-Data-Management (MDM)
- Energiedatenmanagement (EDM)
- Abrechnung / Fakturierung

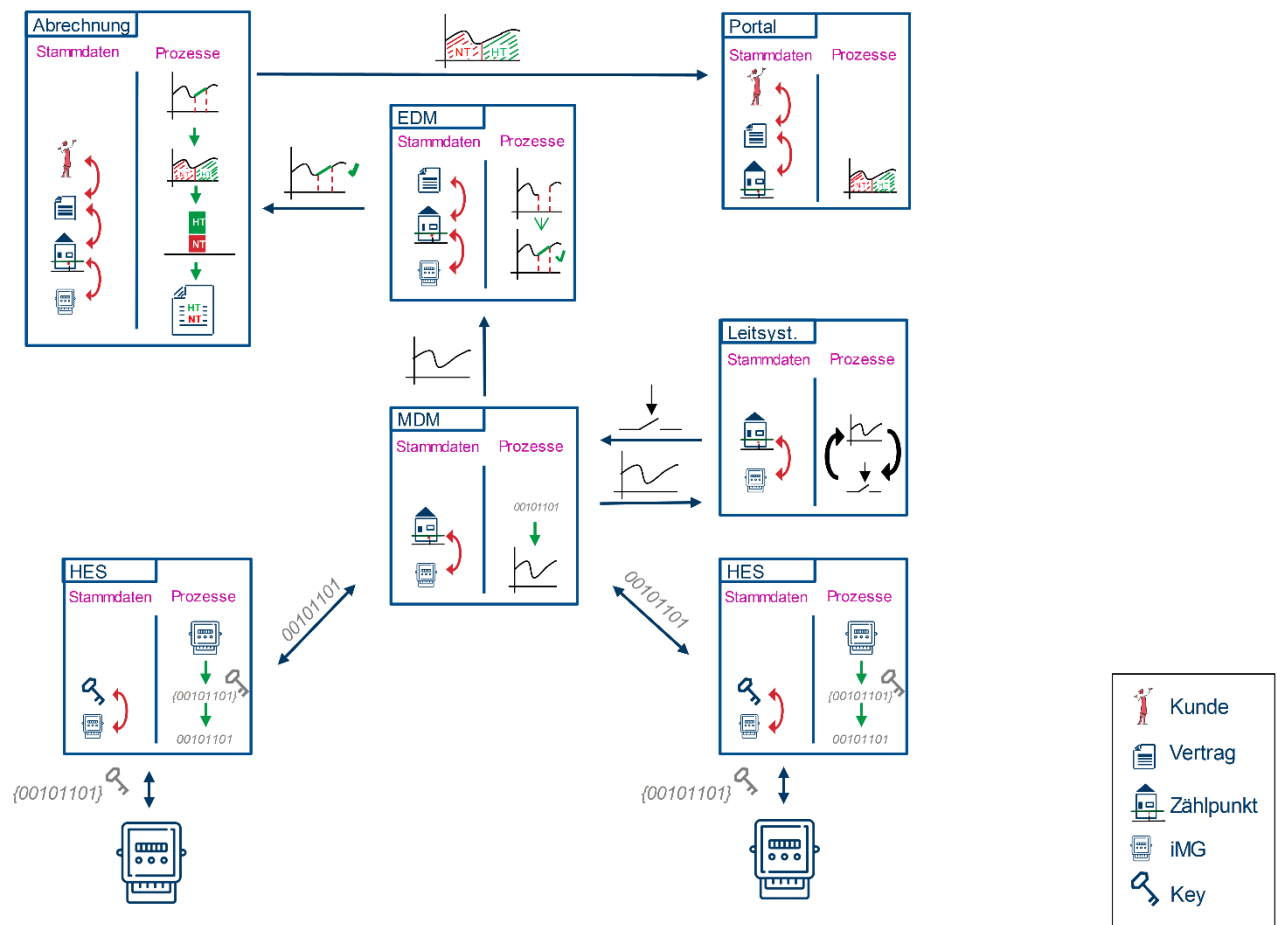


Abbildung 9: Beispiel eines Gesamtsystems mit Umsystemen

- (2) Dies bedeutet aber nicht zwangsläufig, dass für jede Teilaufgabe ein separates System eingesetzt werden muss. So kann auch die Zusammenfassung von Aufgaben in einem System, zum Beispiel Messdatenerfassung und Zählerdatenmanagement, sinnvoll sein. Solch eine Konstellation würde die Anzahl der Schnittstellen reduzieren und damit zu einer kürzeren Laufzeit von der Messdatenerfassung bis zur Verteilung zu den Marktpartnern und den Abrechnungsprozessen führen. Hierfür müssen die Systeme aber ein breiteres Aufgabenspektrum abdecken als wenn man für jede Aufgabe ein separates, darauf spezialisiertes System einsetzen würde.
- (3) Wichtigstes Kriterium bei der Systemauslegung sollte neben den funktionellen Anforderungen eine möglichst hohe Automatisierung der gesamten Prozesskette sein. Auch ist darauf zu achten, dass die zu erwartenden Datenmengen die ein Rollout mit sich bringt, von den Systemen und den Schnittstellen bewältigt werden können.

6.5.1 Abrechnung / Fakturierung

- (1) Das Abrechnungs-System besitzt in der Regel die Datenhoheit über die Kundenvertragsdaten. Mutationsprozesse (zum Beispiel Kundenwechsel, Zählerwechsel) werden im Abrechnungs-System verwaltet. Es gilt daher häufig als das stammdatenführende System in der Meter-to-Cash-Prozesslandschaft.

6.5.2 Meter-Data-Management

- (1) Das Meter-Data-Management-System importiert typischerweise Messdaten aus den HES-Systemen, validiert diese, bildet wenn notwendig Ersatzwerte und stellt sie anderen Systemen zur Abrechnung oder für Analysezwecke zur Verfügung.
- (2) Die Ersatzwertbildung erfolgt nach den Vorgaben des Metering Code Schweiz. Dieser gibt auch vor, dass nur «Wahre» Werte (Status «W») und Werte, die nach den Vorgaben des Metering Code gebildet wurden (Status «E»), als abrechnungsrelevant gelten. Auch denkbar ist eine Aufgabenteilung mit dem EDM-System. Hierbei würde das zählernahe MDM-System eine Ersatzwertbildung basierend auf vom Zähler gelieferten, technischen Informationen (zum Beispiel Spannungsausfall, Zeit geändert) durchführen. Das EDM-System bildet dann nur noch Ersatzwerte bei fehlenden oder unplausiblen Werten (zum Beispiel Zähler nicht erreicht), zu denen keine technischen Informationen vom Zähler vorliegen.
- (3) Das MDM ist im Gegensatz zu einem klassischen ZFA-System optimiert für die Verwaltung eines grossen Zählerparks. Es enthält die technischen Stammdaten die mindestens für den Datenaustausch mit den HES-Systemen notwendig sind (zum Beispiel die Zähler-Seriennummer oder den Zählertyp). Auch kann es die Schlüsselverwaltung der IMS beinhalten.
- (4) Die Prozesse und Schnittstellen sollten performant ausgelegt sein, manuelle Prozesse sollten im täglichen Betrieb weitestgehend nicht mehr notwendig sein.
- (5) Sofern Daten nicht abrechnungsrelevant oder anonymisiert sind, sind Lastgänge nach 12 Monaten zu löschen (StromVV, Art. 8d, Abs. 3). Abrechnungsrelevante Daten dagegen (unbehandelte Messdaten vom Zähler) sind für 5 Jahre vorzuhalten (StromVV, Art 8, Abs. 4). Diese Vorhaltung erfolgt üblicherweise im Zähler-Nächsten-System, also im HES- respektive MDM-System.

6.5.3 Energiedatenmanagement

- (1) Im Energiedatenmanagement-System erfolgen die Bilanzierung der Energiemengen sowie der Austausch mit Marktpartnern. Nimmt das Versorgungsunternehmen mehrere Markttrollen war, wird empfohlen, dass diese im Energiedatenmanagement-System widergespiegelt werden, beispielsweise über separate Mandanten für die jeweiligen Markttrollen. Erfolgt die Ersatzwertbildung fehlender oder korrupter Werte nicht im MDM-System, so kann diese auch im EDM durchgeführt werden.
- (2) Das Energiedatenmanagement-System enthält sämtliche für die Marktprozesse relevanten Daten. Hierzu gehören unter anderem der Messpunkt, die Vertragsbeziehungen und das zugehörige Netz mit den zeitlichen Abgrenzungen.
- (3) Das Energiedatenmanagement-System kann weiterhin Funktionen zur Absatz- respektive Produktionsprognose enthalten, das Fahrplanmanagement durchführen oder zur Angebotskalkulation eingesetzt werden.

6.5.4 Kundenportal

- (1) Das Kundenportal dient dem Kunden in erster Linie zur Visualisierung seines Verbrauchs respektive seiner Produktion.

- (2) Insbesondere wenn auf dem iMG kein Tarif mehr angezeigt wird, ist das Portal für den Kunden eine Möglichkeit, seine Abrechnung zu überprüfen. Der Portalzugang für den Endkunden ist dann zwingend Voraussetzung und muss zeitnah mit dem Zählerwechsel bereitgestellt werden. Hierfür muss das Portal die Möglichkeit bieten, einen gewünschten Zeitbereich auszuwählen (beispielsweise die letzte Abrechnungsperiode), die Messwerte innerhalb dieser Periode zu visualisieren und den Verbrauch tarifbehaftet zu summieren und darzustellen.
- (3) Das Portal bietet sich zudem für diverse Mehrwertangebote an. Beispielsweise ist es bereits bei vielen Portalen möglich, seinen aktuellen Verbrauch mit dem Vorjahr oder der letzten Abrechnungsperiode zu vergleichen. Hiermit erkennt der Kunde schnell und einfach, ob sein Energieverbrauch tendenziell steigt, sinkt oder stagniert.
- (4) Eine weitere gute Möglichkeit, den Kunden hinsichtlich seines Verbrauchsverhaltens zu sensibilisieren, ist die Gegenüberstellung seines Energiekonsums mit den von Referenzkunden. Hierdurch sieht der Kunde auf einen Blick und ohne jegliches Vorwissen, ob sein Energieverbrauch als eher gering, hoch oder durchschnittlich gilt. Ein solches Vergleichsverfahren gegenüber Referenzkunden ist nach StromVV, Art. 13c auf die Netzkosten anrechenbar.
- (5) Konkrete Mehrwerte wären über die Abwicklung administrativer Prozesse im Portal denkbar, wie zum Beispiel Umzugsmeldungen, Störungsmeldungen oder auch Tarifwechsel. Viele Portalanbieter bieten hierzu auch sogenannte «White Label»-Lösungen an, die sich nahtlos in den bestehenden Web-Auftritt des VNB einbinden lassen.
- (6) Das Portal ist eine der wenigen direkten Schnittstellen zwischen Kunden und VNB. Bei Wegfall der Tarife auf den Zählern, bietet es für die Kunden die einzige Möglichkeit zur Rechnungskontrolle, womit auch ein gewisser Anreiz zur Verwendung des Portals geschaffen wird. Es empfiehlt sich, diesen Anreiz mittels eines durchdachten, optisch ansprechenden Portals zur Stärkung der Kundenbindung zu nutzen.

6.6 Leitsystem

- (1) Leitsysteme werden zur Messung, Steuerung und Regelung von Verteilnetzen eingesetzt. Sie kommen hierbei insbesondere in den Netzebenen NE1 bis NE5 zum Einsatz. Die Aufgabe des Leitsystems ist das Monitoring und die Steuerung des Verteilnetzes in Echtzeit sowie das Eingreifen in Notsituationen.
- (2) Mit der Verbreitung von iMG steigt die Anzahl potenzieller PQ-Sensoren in der NE7 massiv an. So müssen sämtliche iMG zum Beispiel Unterbrüche der Stromversorgung erfassen und protokollieren (StromVV Kap. 8a). Weiterhin ist die Erfassung zusätzlicher PQ-Daten (gemittelte Spannung, Strom, Frequenz, $\cos \Phi$ etc.) bei vielen iMG bereits implementiert. Eine Anbindung ausgewählter iMG an das Leitsystem wäre somit eine Möglichkeit, um die Netzebene 7 transparent und intelligent zu machen.

7. Kosten / Anrechenbarkeit

7.1 Anrechenbarkeit

7.1.1 Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz (KRSV)

- (1) Das KRSV soll für Verteilnetzbetreiber eine allgemein verständliche und einheitliche Anleitung darstellen. Dabei liegt der Fokus auf den folgenden Zielen:
 - Bestimmung der Höhe der anrechenbaren Kosten zur Berechnung des Netznutzungsentgelts
 - Zuordnung der anrechenbaren Kosten auf die Kostenträger der Netznutzung nach objektiven Kriterien der Kostenverursachung
- (2) Im KRSV wird auch die einzelne Abschreibungsdauer zu den verschiedensten Elementen des Verteilnetzes festgelegt. Dabei gibt es bezüglich Messwesen eine Unterscheidung in nur zwei Anlageklassen. Bei der genauen Definition der Betriebsfähigkeit, sprich der Abschreibungsdauer der einzelnen Anlagen, sind die Verteilnetzbetreiber innerhalb der angegebenen Fristen frei.

Anlagenklasse	Abschreibungsdauer in Jahren
Zähler und Messeinrichtungen mechanisch	20–25
Zähler und Messeinrichtungen intelligent und übrige elektronisch	10–15

Tabelle 6: Anlagenklassen des Messwesens

7.1.2 Konto 500: Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion

- (1) Da das Messwesen im StromVG, Art. 15 als an die allgemeinen Netzkosten anrechenbar definiert ist, ist im KRSV für die Kosten der Mess-, Steuer- und Regelsysteme eine eigene Kontogruppe eingerichtet.

500	Kosten für Mess-, Steuer- und Regelsysteme sowie von innovativen Massnahmen und zur Sensibilisierung im Bereich der Verbrauchsreduktion
510	Kosten für intelligente Messsysteme
510.1	Kalkulatorische Abschreibungen
510.2	Kalkulatorische Zinsen
510.3	Sonstige Kosten
520	Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen
520.1	Kalkulatorische Abschreibungen
520.2	Kalkulatorische Zinsen
520.3	Sonstige Kosten
530	Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme
530.1	Kalkulatorische Abschreibungen
530.2	Kalkulatorische Zinsen
530.3	Sonstige Kosten

Tabelle 7: Konti für Mess-, Steuer- und Regelsysteme

- (2) Da in der StromVV, Art. 31e die Trennung in intelligente und bisherige Messmittel eingeführt wurde, wurde die entsprechende Aufteilung auf die einzelnen Konti in der Ausgabe 2018 des KRSV neu eingeführt.
- (3) Die in Kapitel 7.1 beschriebene Aufteilung, wann Elektrizitätszähler den 80 Prozent intelligenter Messgeräte zugeteilt werden dürfen, ist nicht ganz einfach nachzuvollziehen. Deshalb bietet das KRSV in der Beschreibung von Konto 500 folgende grafische Hilfestellung.

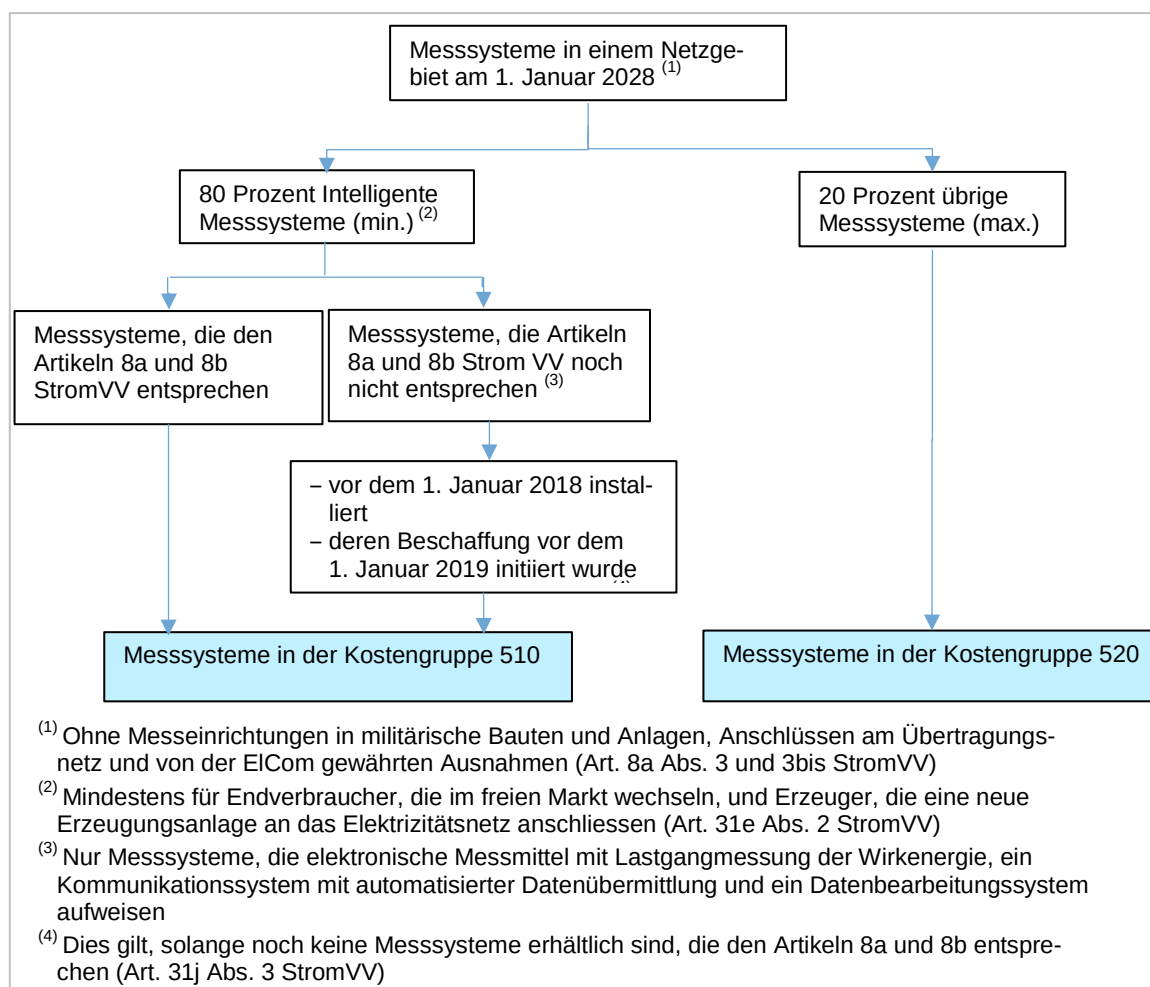


Abbildung 10: Aufteilung intelligente und konventionelle Messsysteme

7.1.2.1 510 Kosten für intelligente Messsysteme

- (1) In dieser Kostengruppe werden die Kosten sämtlicher iMS eingerechnet, die die Anforderungen in der StromVV von Art. 8a und 8b erfüllen.
- (2) In den Konti 510.1 und 510.2 werden die Abschreibungen beziehungsweise die Zinsen zu den iMS gemäss StromVV, Art. 8a und 8b verbucht (iMG, allfällige Wandler, Prüfklemmen, Kommunikationseinheiten, mobile Datenerfassung, Zählerfernauslesung, anteilig Energiedatenmanagement-System Netz etc.).

- (3) Im Konto 510.3 «Sonstige Kosten» werden alle anderen Kosten, die nicht unter Kostengruppe 510.1 Kalkulatorische Abschreibungen und 510.2 Kalkulatorische Zinsen fallen, angerechnet. Es betrifft insbesondere folgenden Betriebskosten:
- Zählerlogistik (Beschaffung, Lagerung, Installation, Eichung, periodische Zählerprüfung, Instandhaltung, Losverwaltung etc.), Zähler- und Messstellenverwaltung (Stammdatenpflege)
 - Betriebskosten für Ablesung und Datenübertragung (zum Beispiel mobile Datenerfassung [MDE])
 - Betriebskosten Zählerfernauslesung (ZFA) und Datenübertragungskosten
 - Betriebskosten Energiedatenmanagement (anteilige Kosten EDM-Netz) für Datenbereitstellung, Datenarchivierung und Datenlieferung
 - Betriebskosten Energiedatenmanagement (anteilige Kosten EDM-Netz) für Wechselprozesse, Datenplausibilisierung und Ermittlung von Ersatzwerten
 - Kommunikationskosten
 - Anteilige Raum-, Informatik- und Fahrzeugkosten etc.
- (4) Aus Sicht des VSE ist eine weitere Unterteilung dieser Kostengruppe (beispielsweise zwischen Messdienstleistung und sonstigen Kosten gemäss ElCom-Reporting 2020 zur Kostenrechnung) mangels eindeutiger Beurteilungskriterien nicht sachgemäss.

7.1.2.2 520 Kosten für übriges Messwesen und Informationswesen

- (1) Hier werden die Kosten des Messwesens, welches nicht unter die Kostengruppe 510 fällt, sowie des Informationswesens erfasst. Dazu gehören auch die betrieblichen Messungen zwischen Übergabestellen der VNB.
- (2) In den Konti 520.1 und 520.2 werden die Abschreibungen beziehungsweise die Zinsen des Messwesens sowie des Informationswesens verbucht, welche nicht unter die Kostengruppe 510 fallen.
- (3) Notwendige Sonderabschreibungen wegen des Ausbaus von noch nicht vollständig abgeschriebenen Messeinrichtungen, die Art. 8a StromVV nicht entsprechen (Art. 31e Abs. 5 StromVV), sind ebenfalls anrechenbare Kosten und hier zu erfassen (520.1).
- (4) Die Aufteilung in die Konti 520.1, 520.2 und 520.3 erfolgt analog 510.
- (5) Aus Sicht des VSE ist eine weitere Unterteilung dieser Kostengruppe (beispielsweise zwischen Messdienstleistung und sonstigen Kosten gemäss ElCom-Reporting 2020 zur Kostenrechnung) mangels eindeutiger Beurteilungskriterien nicht sachgemäss.

7.1.2.3 530 Kosten für intelligente Steuer- und Regelsysteme

- (1) Unter intelligenten Steuer- und Regelsystemen sind gemäss StromVG, Art. 17b Einrichtungen zu verstehen, mit denen ferngesteuert auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom, namentlich zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs Einfluss genommen werden kann.
- (2) Aufgrund der buchhalterischen Unbundling-Vorschriften werden in dieser Kostengruppe bei den intelligenten Steuer- und Regelsystemen die Kosten des netzdienlichen Einsatzes erfasst. Kosten des

Energieversorgungsunternehmens, die durch den Einsatz in anderen Tätigkeitsbereichen entstehen, sind der entsprechenden Sparte anzulasten.

- (3) Ebenfalls hier zu erfassen sind Vergütungen, die Endverbrauchern oder Produzenten für den netzdienlichen Einsatz solcher Systeme ausgerichtet werden (StromVV, Art. 7 Abs. 3 lit. m), sofern diese nicht bereits in den Tarifierlösen enthalten sind.
- (4) Es gibt keine verbindliche Definition, ab wann ein Steuer- und Regelsystem als intelligent gilt. Einzig im Dokument «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050» der Elcom vom 3. April 2018 gibt es den folgenden Hinweis zu bestehenden Rundsteueranlagen: Gemäss StromVV, Art. 31f darf der Netzbetreiber intelligente Steuer- und Regelsysteme, welche er bei Endverbrauchern vor Inkrafttreten der Änderung vom 1. Januar 2018 installiert und eingesetzt hat, wie bisher so lange einsetzen, bis der Endverbraucher den Einsatz ausdrücklich untersagt.

8. Umsetzung (Rollout)

8.1 Allgemeines

- (1) Bis Ende 2027 müssen 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet mit iMS ausgerüstet werden. Der VNB bestimmt innerhalb dieser Übergangsfrist den konkreten Zeitpunkt und die Strategie des Rollouts. Ab dem 1. Januar 2019 sind jedoch bei Endverbrauchern, die von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen, und Erzeugungsanlagen, die ans Netz angeschlossen werden, intelligente Zähler einzusetzen.
- (2) Die Einführung eines iMS über ein Pilotprojekt, zunächst lokal und beschränkt auf die gesetzlich vorgegebenen Funktionen, ist empfehlenswert. Bisherige Erfahrungen zeigen, dass die grössten Hürden im Initialaufwand des Systems und der Prozesse liegen. Das darauffolgende flächendeckende Rollout ist gut plan- und umsetzbar.

8.2 Lieferung und Installation

- (1) Die Datensicherheit im iMS-Umfeld fängt bereits bei der Ausschreibung an. Spätestens vor der Lieferung müssen die Prozesse und Verantwortlichkeiten definiert sein. Ebenfalls wichtig ist, alle involvierten Mitarbeiter bis zu diesem Datum zu sensibilisieren und geeignete Vereinbarungen unterzeichnen zu lassen. Generell ist das «Need to know»-Prinzip anzuwenden. Das bedeutet, dass bei der Steuerung der Zugriffsrechte jeder Benutzer und jeder Administrator nur auf jene Datenbestände zugreifen und jene Programme ausführen kann, welche für seine Arbeit auch wirklich benötigt werden.
- (2) Die Aspekte für Lieferung und Installation werden für die Software- und Hardware-Komponenten separat thematisiert und werden in den Tabellen 8 und 9 beschrieben.
- (3) Bereits bei der Vorbereitung der Lieferung von Hard- oder Software sollten alle angedachten Benutzerrollen und Berechtigungen geplant sein. Hier sollen auch bereits die Prozesse (Vergabe / Entzug) sowie die Genehmigungsstufen erstellt sein. Hierzu zählt auch das Erstellen von Richtlinien zur Verwendung von Netzwerken und deren Services, sowie die Definition der Rollen: Administrator, Zählermonteur, Zählerableser, Breaker Manager, Prosumer, Hersteller Support und Wartung.
- (4) Eine Vereinbarung zur Geheimhaltung von Zugangsdaten ist zu erstellen und von sämtlichen Prozessbeteiligten zu unterschreiben.

Prozesse für Lieferung und Installation von SW	Beschreibung
Vorbereitung der Software-Lieferung	Alle zum iMS gehörenden Software-Komponenten inklusive Updates dürfen nur anhand von vordefinierten Rollen und Prozessen geliefert werden. Die Rollendefinition soll beinhalten, welche Aktionen die jeweilige Rolle auf dem iMS durchführen darf (Installation, Administration, Schlüsselverwaltung, Konfiguration, Lesezugriff). Die dazugehörenden Prozesse beschreiben das Vorgehen der Software-Lieferung und deren Übertragungskanal. Software, Konfiguration- und Schlüsseldateien dürfen prinzipiell nur über verschlüsselte Kanäle in verschlüsselter Form übermittelt werden. Dabei ist sicherzustellen, dass nur die vorgesehenen Rollen die Möglichkeit erhalten, die entsprechenden Dateien zu entschlüsseln. Mögliche Optionen sind verschlüsselte E-Mails, verschlüsselte Web-Portale mit Zwei-Faktor-Authentifizierung, FTPS/SFTP-Ordner, verschlüsselte und zertifizierte Speichermedien. In den Prozessen ist ferner zu beachten, dass alle eingeführten Daten vor der Übernahme ins System auf Echtheit zu prüfen sind. Den mit den iMG gelieferten Schlüsselinformationen ist dabei besondere Beachtung zu schenken. Der Empfang, die Aufbewahrung und das Einlesen dieser Daten muss als Prozess definiert und lückenlos nachvollziehbar sein. Für den Fall, dass Schlüsselinformationen verloren gehen oder kompromittiert werden, ist mit dem Lieferanten ein Notfallplan vorzusehen.
Die Software-Lieferung	Die eigentliche Software-Lieferung muss nach den definierten Prozessen aus dem Kapitel «Vorbereitung Software-Lieferung» erfolgen. Alle empfangenen Dateien sind in jedem Fall gemäss den Prozessen zu prüfen und zu verifizieren.
Vorbereitung der Software-Installation	Die eigentliche Arbeit bezüglich Software ist vor der Installation durchzuführen. Bevor die Software installiert werden darf, müssen alle IT-Konzepte vorliegen. Dazu gehören die Systemarchitektur, die Netzwerkarchitektur inklusive Netzwerksegmentierung und die Rollen sowie Zugriffskonzepte für die einzelnen Software-Komponenten. Diese Konzepte müssen das interne Sicherheitshandbuch und die darin definierten Massnahmen zur Verbesserung berücksichtigen. Weiter sollten im Falle des iMS folgende Eckdaten berücksichtigt werden: • Aufteilung in Test- und Produktivumgebungen • Separates Netzwerk für iMS • Keine öffentlichen Netzwerke verwenden • Trennung von OT- und IT-Systemen • Definition von Logging-Informationen (Manipulationen, Zugriffe, Konfigurationsänderungen) • Definition von Events an die Verantwortlichen (Manipulationen, Stromausfälle, Firmware-Änderungen, lokale Administrationszugriffe auf die iMG) • Definition der Art und Weise der Schnittstellenüberwachung • Wie und durch wen werden die Kennwerte des Systems überwacht (Monitoring) • Backup-Prozesse und Aufbewahrungsfristen • Erstes Audit der Infrastruktur gemäss Sicherheitshandbuch und Übergabe an den Betrieb • Abnahmeprotokoll ausarbeiten. Dabei ist zu beachten, dass nicht nur die regulären, sondern speziell die Fehlerfälle geprüft werden müssen. Die Verantwortung für diese Konzepte liegt auf Stufe der Geschäftsleitung.
Installation der Software	Die eigentliche Software-Installation durch die berechtigten Personen muss gemäss den erarbeiteten Konzepten durchgeführt und laufend überprüft werden. Es wird eine phasenweise Installation mit Überprüfung in Teilschritten empfohlen. In dieser Phase der Integration ist die Kontrolle ein sehr wichtiger und allgegenwärtiger Prozess. Die besten Konzepte nützen nichts, wenn die effektive Installation anders ausgeführt wird. Abnahme der Installation gemäss Protokoll inklusive Simulation von Fehlerfällen und Überprüfung der entsprechenden Folgeprozesse. Nach der Installation und der Abnahme werden die betroffenen Mitarbeiter geschult.

Tabelle 8: Prozesse für die Lieferung und Installation von Software zu einem iMS in Bezug auf die Datensicherheit



Prozesse für Lieferung und Installation von HW/Geräte	Beschreibung
Vorbereitung Hardware-/Geräte-Lieferung	Alle zum iMS gehörenden Hardware-Komponenten, wie zum Beispiel Messgeräte, Datenkonzentratoren, sowie die dazugehörigen Dateien dürfen nur anhand vordefinierter Rollen und Prozesse geliefert und installiert werden. Die Komponenten müssen in physisch gesicherten Orten gelagert werden. Es wird empfohlen, den Zutritt zu diesen Räumen zu überwachen und zu protokollieren. Die zu den Komponenten gehörigen Schlüsseldateien dürfen nur auf sicheren Wegen übertragen werden, zum Beispiel verschlüsselte E-Mails, verschlüsselte Web-Portale mit Zwei-Faktor-Authentifizierung, FTPS-/SFTP-Ordner, verschlüsselte und zertifizierte Speichermedien. Der verschlüsselte Inhalt darf nur von autorisierten Personen eingesehen werden. Vor der Lieferung der Komponenten ist die Geräteverwaltung so vorzubereiten, dass die Merkmale der Hardware (mindestens Typ, Hardware-Version, Firmware-Version und Kommunikationsart) eingepflegt werden können.
Lieferung der Hardware/Geräte	Bei den gelieferten Geräten ist zu überprüfen (Stichproben), dass die Parametrierung gemäss Bestellung erfolgt ist. Insbesondere sollten alle nicht benötigten und von Ferne aktivierbaren Schnittstellen deaktiviert sein. Die Erfahrung zeigt, dass pro Liefercharge auch eine Stichprobenprüfung der Funktion sinnvoll ist (Relais, Display, Tarifregister, Kommunikation). Es ist sicherzustellen, dass nur autorisierte Mitarbeiter die zu den Geräten gehörigen Schlüssel (Key Files) einsehen und in die Schlüsselverwaltungssoftware einlesen können.
Vorbereitung Installation der Hardware/Geräte	Die Hardware-Komponenten müssen vor der eigentlichen Installation auf die aktuellste Firmware aktualisiert respektive daraufhin überprüft werden, dass diese installiert ist. Bei kleineren VNB kann dies auch der Hardware-Lieferant oder Messdienstleister sicherstellen. Anschliessend erfolgt der Abschlusstest auf etwaige Fehlkonfiguration (ready to go).
Installation der Hardware/Geräte	Bei der Geräteinstallation ist darauf zu achten, dass im Montageprozess die Geräte und Montagewerkzeuge vor unbefugtem Zugriff geschützt werden. Insbesondere bei Verwendung von mobilen IT-Werkzeugen (Mobile-Workforce-Management) sind sichere Passwörter zu verwenden und die Werkzeuge sicher aufzubewahren. Die eigentliche Geräteinstallation durch die befugten Personen muss gemäss den erarbeiteten Konzepten durchgeführt und laufend überprüft werden.

Tabelle 9: Prozesse für die Lieferung und Installation von Hardware/Geräten eines iMS in Bezug auf die Datensicherheit



8.3 Umsetzungsstrategie

- (1) Folgende Aufstellungen zeigen die unterschiedlichen Strategien zur Umsetzung von iMS. Die Rolloutstrategie ist unter anderem abhängig vom Netzgebiet, von der Anzahl Messgeräte, vom Alter der bestehenden Infrastruktur und von den Bedürfnissen des VNB.

8.3.1 Step by Step – funktionale Staffelung

- (2) Stufenweise sukzessive Einführung der iMG und Prozesse bis Ende 2027. Die Zähler werden alters- und losbedingt über das gesamte Versorgungsgebiet verteilt ersetzt. Dadurch kann die bestehende Infrastruktur möglichst lange im Einsatz bleiben und die Sonderabschreibungen können reduziert werden:
 - Abschreibung minimal, Rollout kann mehrheitlich im normalen Wartungsbudget abgewickelt werden
 - Ineffizienter Rollout (lange Anfahrtswege, aufwendige Planung)
 - Kommunikationsprobleme, da nur vereinzelt im Betrieb
 - Mehrwerte können erst spät genutzt werden
 - Alte Prozesse/Systeme bleiben noch lange bestehen

8.3.2 Step by Step – gebietsweise Staffelung

- (1) Der Rollout der iMG erfolgt kontinuierlich bis Ende 2027. Die Zähler werden gebietsweise, Trafokreis nach Trafokreis, einheitlich ausgerollt. Dabei wird zuerst das Kommunikationssystem ausgerüstet, damit die volle Funktionalität des iMS umgehend genutzt werden kann.
 - Effizienter Rollout (kurze Anfahrtswege, einfache Koordination)
 - Stabilere Kommunikationsnetzte
 - Mehrwerte können rasch genutzt und priorisiert werden
 - Höhere Abschreibung

8.3.3 Big Bang

- (1) Der Rollout erfolgt in ein bis zwei Jahren. Dadurch können die neuen Funktionalitäten rasch genutzt werden.
 - Einheitliche Infrastruktur (Messgerät und Kommunikationssystem)
 - Alte Prozesse und Systeme können rasch abgelöst werden
 - Optimierung der Beschaffung
 - Hohe Investitionen und grosser Initialaufwand
 - Hohe Abschreibung sowie Wellenbewegung alle 10–15 Jahre je nach Abschreibung
 - Risiko von Produkt- und Systemfehlern



8.4 Organisation

- (1) Bei einem iMS-Rollout stellt sich rasch die Frage, ob man den Rollout oder Teile davon auslagern soll. Die Frage, ob man es selbst macht oder die Leistungen einkauft, ist eine zentrale Frage bei der Rollout-Planung.

8.4.1 Einflussfaktoren

- (1) Folgende Parameter beeinflussen den Entscheid «Make or buy»
 - Unternehmensstrategie
 - Unternehmensgrösse
 - Eigene IT-Abteilung vorhanden: Was kann die eigene IT? Was nicht?
 - Wie einfach kann zusätzliches Personal eingestellt werden?
 - Wie einfach findet man zusätzliches Personal?
 - Arbeitsplätze in der Gemeinde behalten?
 - eigenes Montagepersonal, dafür gegebenenfalls längere Rolloutdauer?
 - fremdes Montagepersonal, dafür gegebenenfalls kürzere Rolloutdauer?
 - eigenes Personal = Know-how im Hause
 - Anforderungen aus der Datensicherheit
 - Anforderungen aus Datenschutz

8.4.2 Make-or-buy-Analyse

- (1) Für den Entscheid «Make or buy» wird die Durchführung einer «Make-or-buy-Analyse» empfohlen. Mögliche Schritte dieser Analyse sind:
 1. Genaue Beschreibung des Produktes, das gegebenenfalls eingekauft werden soll
zum Beispiel Zählerinstallation im Feld, Systembetrieb, Lagerverwaltung, ganze Auslagerung Geschäftsbereich
 2. Bereitstellungsalternativen prüfen
Wer auf dem Markt kann das Produkt liefern?
Empfehlung: Referenzen einholen
 3. Kosten TCO über Lebensdauer des Gesamtsystems kalkulieren
Zusatzaufwand für Abstimmung mit Dienstleister einrechnen
 4. nicht quantifizierbare Faktoren bewerten
Einfluss auf das Image der Unternehmung
Reaktion der eigenen Belegschaft
 5. Varianten Vergleichen
 6. Entscheiden
 7. Umsetzen

8.4.3 Varianten

- (1) In der Regel werden nur Teil-Geschäftsbereiche ausgelagert. Beispiele:
 - Zählerrollout mit eigenem Stammpersonal, jedoch unterstützt von Fremdpersonal
 - Auslagerung Systembetrieb des iMS-Systems, Bedienung des Systems durch den VNB
 - Auslagerung der Kommunikation zum iMS-Rollout



- Auslagerung Kundencenter für die Phase des Rollouts
- (2) Kernprozesse können bei einer Teilauslagerung selbst durchgeführt werden. Dadurch wird die Abhängigkeit von einem Dienstleister verringert. Ebenso kann der VNB das Know-how im eigenen Hause behalten.

8.5 Planung der Umsetzung

- (1) Jeder VNB sollte vor dem Rollout alle «Messplatzarten» ermitteln und deren Gegebenheiten (Anzahl Zähler, Messgrößen, Verwendung der Steuer- und Regelsysteme, Anzahl Verteilungen mit Asbest usw.) für den Zählerwechsel kennen. Ziel ist eine Einschätzung des Zeitaufwands für den Umbau der Messplätze und des Materialbedarfs pro Messplatz. Somit können Standards definiert werden, die den Zählerwechsel rationalisieren. Die theoretischen Überlegungen sind vorzugsweise in der Praxis eines Pilotprojektes zu überprüfen. Erfahrungen zeigen, dass die Einführung eines automatischen Zählerwechselprozesses in den meisten Fällen sinnvoll ist.
- (2) Planung Rollout
- Optimierung von Losen durch Berücksichtigung von Turnuswechseln
 - Routenoptimierung (kürzere Anfahrtswege, Aufbau Kommunikationsnetz)
- (3) Terminmanagement Endkunde
- Vermeiden Mehrfachanfahrten
 - Ersatz Rundsteuergerät (aktive Zustimmung vom Kunden notwendig). Vor dem Ersatz der Rundsteuerung ist zu analysieren, für welche Lasten/Produktionen weiterhin Lastschaltgeräte benötigt werden.
 - Gewerbe mit Direktmessung nicht tagsüber abschalten (Zähleranschlussklemme)
- (4) Zähleranschlussklemme
- Es wird empfohlen, bei der Umstellung auf ein iMS gleichzeitig den Zählerplatz mit einer Zähleranschlussklemme auszurüsten und die Anforderung in den Werkvorschriften zu definieren. Zähleranschlussklemmen gibt es in verschiedenen Ausführungen (63 A, 80 A und 100 A). Der Entscheid für die Wahl der entsprechenden Zähleranschlussklemme ist abhängig von der Leistungsgrenze, ab welcher eine Wandlermessung eingebaut wird.
- Ermöglicht einen Zählerwechsel ohne Spannungsunterbruch
 - Erhöht markant die Effizienz bei zukünftigen Zählerwechseln
 - Erleichtert die Planung für Zählerwechsel (keine Avisierung notwendig)
 - Fördert die Arbeitssicherheit (kein Zählerwechsel im Dunkeln)
 - Nicht genutzte Zählerplätze sind einheitlich vorbereitet

8.6 Anpassung der Infrastruktur / Prozesse

- (1) Damit keine unnötigen Investitionen beziehungsweise Aufwände in die bestehende Infrastruktur erfolgen, sollte ebenfalls die Deinstallation des Zählerparks geplant werden. Dabei ist insbesondere zu prüfen:
- Können Zähler frühzeitig aus der Losverwaltung abgemeldet werden?



- Welche Kosten sind anrechenbar (bis 80 Prozent)?
- Welche Systeme benötige ich noch? Bis wann muss ich die nicht mehr benötigten künden?
- Bis wann benötige ich die bestehenden Prozesse?
- Habe ich noch Personal zur Ablesung der Zähler? Bis wann benötige ich dieses?

8.7 Massnahmen für Kundenakzeptanz

- (1) Falls der Endverbraucher, Erzeuger oder Speicherbetreiber den Einsatz eines iMS verweigert, kann der Netzbetreiber die dadurch entstehenden Mehrkosten, vom Zeitpunkt der Verweigerung an, individuell in Rechnung stellen (StromVV, Art. 8a Abs. 3ter von 1. Juni 2019).
- (2) Die ElCom kann befristete oder unbefristete Ausnahmen von der Pflicht zum Einsatz eines iMS gewähren, wenn ein solcher Einsatz in Bezug auf den Aufwand unverhältnismässig ist. Bei Bauten und Anlagen, die dem Bundesgesetz vom 23. Juni 1950 über den Schutz militärischer Anlagen unterstehen, müssen keine iMS eingesetzt werden.
- (3) Ein wichtiger Erfolgsfaktor für einen erfolgreichen, Nutzen bringenden Rollout ist die Kundenakzeptanz für ein neues System. Es muss berücksichtigt werden, dass Kunden die eher eine «negative» Einstellung zu moderner Technologie haben, den Zugang zu ihren Anlagen verhindern oder verzögern werden. Es empfiehlt sich in jedem Fall, die Kunden rechtzeitig über die kommenden Neuerungen und die damit verbundenen Möglichkeiten (Nutzen für den Kunden) in geeigneter Weise zu informieren.
 - Neue Tarifmodelle
 - Analyse Energieverbrauch / Energiespartipps
 - Keine manuelle Ablesung vor Ort (Kein Schlüsselrohr, Keine CS)
 - Neue Tarife, Vergütung von Flexibilität und Eigenverbrauchsoptimierung
 - Optimierung der Netzkosten
 - Vorbereitung für Marköffnung

8.8 Beschaffung

- (1) Für die Beschaffung gilt die Verordnung über das öffentliche Beschaffungswesen. Sie regelt, ob das Unternehmen eine öffentliche Ausschreibung durchführen muss. Die wichtigsten Punkte bei der Durchführung einer Ausschreibung werden nachfolgend beschreiben.
- (2) Die Bewertungskriterien in der Ausschreibung eines iMS oder Komponenten daraus (Mess- und Kommunikationsgeräte, Zähldatenverarbeitungssystem, Visualisierungssystem) beinhalten die Anforderungen der Richtlinien für die Datensicherheit von iMS des VSE. Die Zertifizierungsanforderungen iMS für die Datensicherheit sind darin enthalten. Unabhängig von der Art der Beschaffung muss für die angebotenen Komponenten des iMS zwingend ein gültiges Zertifikat einer vom METAS akkreditierten Prüfstelle vorgelegt werden können.

8.8.1 Durchführung der Ausschreibung iMS

- (3) Die Angebote werden anhand der Eignungs- und Zuschlagskriterien bewertet. Die Bewertung erfolgt in kommerzieller und technischer Hinsicht. Die Hersteller müssen für die angebotenen Komponenten des iMS ein zwingend gültiges Zertifikat einer vom METAS akkreditierten Prüfstelle vorweisen können.



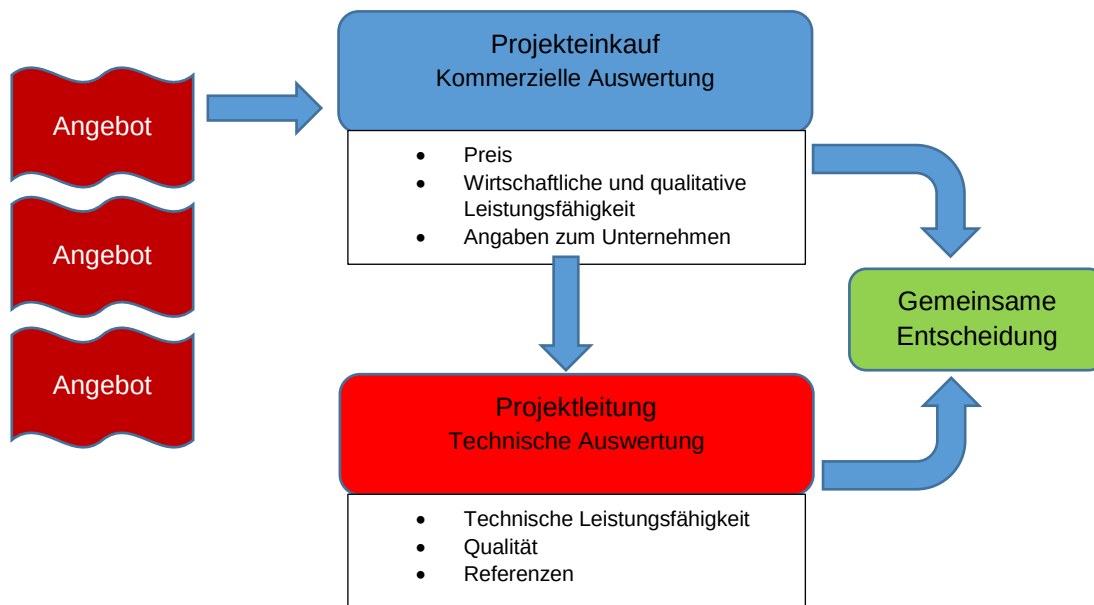


Abbildung 11: Prozesse zum Bewerten der bei einer Ausschreibung eingegangenen Angebote

(4) Die Eignungs- und Zuschlagskriterien unterscheiden zwischen den zwei Kernkriterien

- der Beurteilung des Anbieters und
- dem Angebot des Anbieters.

(5) Mit dieser Aufteilung ist eine strukturierte und nachvollziehbare Bewertung eines Ausschreibungsangebots möglich. Mit dem sequenziellen Ablauf zur Beurteilung eines Ausschreibungsangebots kann eine gute Planung erfolgen, wodurch der Einsatz von Ressourcen optimiert werden kann.

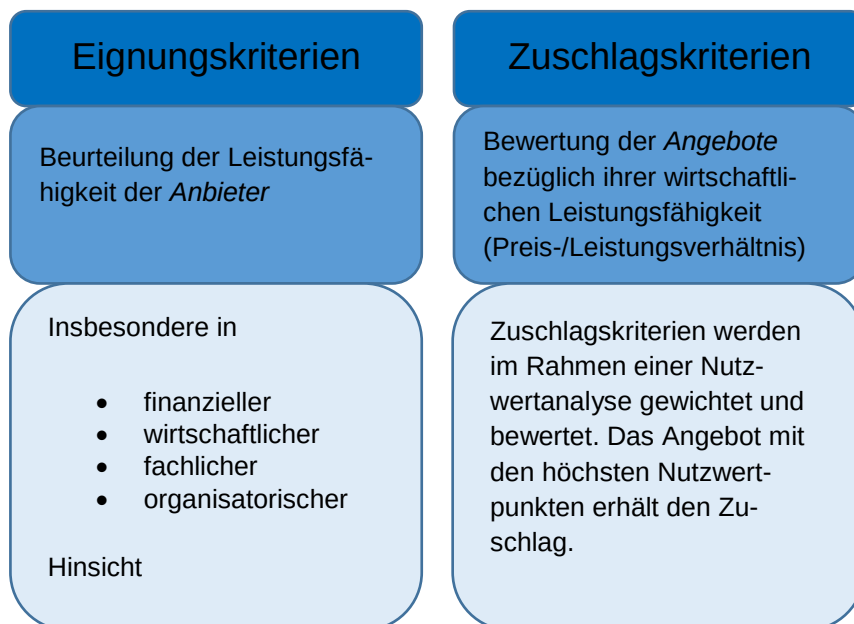


Abbildung 12: Bewertung einer Ausschreibung mittels Eignungs- und Zuschlagskriterien

- (6) Nachfolgend eine Auswahl an Kriterien für eine Ausschreibung. Sie kann sich je nach Unternehmen und Gesellschaftsform unterscheiden.

Kriterium	Erwartetes Resultat
Was ist das Kerngeschäft des Unternehmens?	Produktion und Vertrieb von Smartmeter und zugehöriger Software
ISO Richtlinien • 9001 (Qualitätsmanagement) • 14001 (Umweltmanagement) • 5001 (Energiemanagement) • ISO/IEC 27001 (Informationssicherheit)	Das Unternehmen ist zertifiziert und wird regelmässig auditiert.
Kenntnisse des Schweizer Energiemarkt	Das Unternehmen hat Kenntnisse des Schweizer Energiemarkts, Referenzen, und eine Niederlassung in der Schweiz
Nachweisbare Referenzen	Referenzen können eingefordert werden
Gesellschaftsform GmbH, AG, KG etc.	Die Rechtsform des Unternehmens ist bekannt
Anzahl Mitarbeitende	Aus dem Geschäftsbericht kann die Anzahl der Mitarbeitenden entnommen werden
Wie hoch sind Umsatz und Gewinn?	Aus dem Geschäftsbericht können Umsatz und Gewinn entnommen werden
Geschäftsentwicklung der letzten 10 Jahre	Aus dem Geschäftsbericht kann die Entwicklung des Unternehmens beurteilt werden
Hauptsitz und (Entwicklungs- und Produktions-) Standorte	Alle Standorte und optionale ausgelagerte Aktivitäten sind dokumentiert
Produkte oder Individualentwicklungen	Sind Produkte oder Individualentwicklungen verfügbar?
Eigene Produkte oder Wiederverkäufer	Handelt es sich um den Originalhersteller oder um einen Wiederverkäufer?
Ausbildungslevel der Mitarbeitenden	Der Ausbildungsstand der Mitarbeitenden, die Zugriff auf kritischen Daten oder Hauptkomponenten erhalten eruieren
Kooperationen mit Hochschulen	Aus dem Geschäftsbericht, Presseinfo
Entwicklungspartnerschaften mit Kunden	Aus dem Geschäftsbericht, Presseinfo
Vertraulichkeitserklärung	Das Unternehmen hat eine Vertraulichkeitserklärung unterschrieben
Datenschutzrevers für Mitarbeitende des Unternehmens	Die Datenschutzreverse für Mitarbeitende des Unternehmens, die Zugriff auf kritische Daten oder Hauptkomponenten erhalten, wurden unterzeichnet
Zertifizierte Geräte	Die Geräte sind durch METAS zertifiziert, oder es besteht eine Zusicherung, dass sie vor dem Einsatz zertifiziert werden
Sicherheitshandbuch	Das Sicherheitshandbuch liegt vor und wurde von der Geschäftsleitung genehmigt

Tabelle 10: Tabellen mit Kriterien für eine Ausschreibung



Anhang 1: Quellenverzeichnis

	Titel	Herausgeber
[1]	Stromversorgungsverordnung (StromVV) vom 14. März 2008 (mit Anpassungen für den 1. Juni 2019)	Bund
[2]	Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz; 11/2014	BFE
[3]	Ansätze zur Gewährleistung der IKT-Sicherheit von intelligenten Messsystemen bei Endverbrauchern; 10/2015	BFE
[4]	Studie «Schutzbedarfsanalyse Smart Metering in der Schweiz» vom Juni 2016	BFE
[5]	Branchenempfehlung «Richtlinien für die Datensicherheit von intelligenten Messsystemen»	VSE
[6]	Handbuch Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb	VSE
[7]	Minimalstandard zur Verbesserung der IKT-Resilienz	BWL
[8]	Richtlinie G17d Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW	SVGW



Anhang 2: Verzeichnis «Rechtliche Grundlagen»

- (1) Die nachfolgend aufgeführten Grundlagen, Gesetze und Verordnungen sind integrierender Bestandteil dieses Handbuchs (diese Auflistung ist nicht abschliessend):
- SR 235.1 Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG) vom 19. Juni 1992 (Stand 1. Januar 2008)
 - SR 235.11 Verordnung zum Bundesgesetz über den Datenschutz (DSG) vom 14. Juni 1993 (Stand 1. Januar 2008)
 - Europäische Menschenrechtskonvention: Konvention zum Schutze der Menschenrechte und Grundfreiheiten
 - SR 730.0 Energiegesetz (EnG)
 - SR 730.01 Energieverordnung (EnV)
 - SR 734.0 Bundesgesetz betreffend die elektrischen Schwach- und Starkstromanlagen (EleG)
 - SR 734.2 Verordnung über elektrische Starkstromanlagen (StV)
 - SR 734.26 Verordnung über elektrische Niederspannungserzeugnisse (NEV)
 - SR 734.27 Verordnung über elektrische Niederspannungsinstallationen (NIV)
 - SR 734.31 Verordnung über elektrische Leitungen (LeV)
 - SR 734.7 Bundesgesetz über die Stromversorgung (StromVG)
 - SR 734.71 Stromversorgungsverordnung (StromVV)
 - SR 784.101.21 Verordnung des Bundesamtes über Kommunikation über Fernmeldeanlagen
 - SR 941.20 Bundesgesetz über das Messwesen
 - SR 941.210 Messmittelverordnung
 - SR 941.251 Verordnung über Messgeräte für elektrische Energie und Leistung
- (2) Im Weiteren gelten die aus den Verordnungen erlassenen Richtlinien und Normen sowie das Marktmodell für die elektrische Energie Schweiz (MMEE-CH).



Anhang 3: Glossar

Begriff	Beschreibung / Funktion																
BG / BGV	Bilanzgruppe / Bilanzgruppenverantwortlicher																
BHKW	Block-Heizkraftwerk																
Bluetooth	Bluetooth ist ein Industriestandard für die Funkübertragung zwischen Geräten über kurze Distanz (WPAN). Bluetooth bildet die Schnittstelle, über die sowohl mobile Kleingeräte wie Mobiltelefone und PDA als auch Computer und Peripheriegeräte miteinander kommunizieren können. Hauptzweck von Bluetooth ist das Ersetzen von Kabelverbindungen zwischen Geräten. Bluetooth-Geräte senden in einem lizenzfreien Band zwischen 2,402 und 2,480 GHz. Klassen und Reichweite <table><tr><th>Klasse</th><th>Max. Leistung</th><th>Max. Leistung</th><th>Reichweite im Freien</th></tr><tr><td>Klasse 1</td><td>100 mW</td><td>20 dBm</td><td>zirka 100 m</td></tr><tr><td>Klasse 2</td><td>2,5 mW</td><td>4 dBm</td><td>zirka 10 m</td></tr><tr><td>Klasse 3</td><td>1 mW</td><td>0 dBm</td><td>zirka 1 m</td></tr></table>	Klasse	Max. Leistung	Max. Leistung	Reichweite im Freien	Klasse 1	100 mW	20 dBm	zirka 100 m	Klasse 2	2,5 mW	4 dBm	zirka 10 m	Klasse 3	1 mW	0 dBm	zirka 1 m
Klasse	Max. Leistung	Max. Leistung	Reichweite im Freien														
Klasse 1	100 mW	20 dBm	zirka 100 m														
Klasse 2	2,5 mW	4 dBm	zirka 10 m														
Klasse 3	1 mW	0 dBm	zirka 1 m														
Breaker	Unterbrecher. Komponente am Elektrizitätszähler, mit der die Stromzufuhr unterbrochen werden kann.																
CS	Current loop serial interface = Stromschleifenschnittstelle. Eine serielle Übertragungsmethode, die eine Stromschleife verwendet. Stromschleifen bieten einen besseren Signal-Rausch-Abstand (SNR) als spannungsbasierte Systeme, das heisst sie sind äusserst störsicher.																
DSL	Digital Subscriber Line = digitaler Teilnehmeranschluss für Breitband-Internet mit Übertragungsraten bis 500 MBit/sec. Die tatsächliche Internet-Übertragungsrate hängt allerdings vom Internet-Zugangsserver ab.																
EIB	Europäischer Installationsbus ist ein Standard nach EN 50090 für die Gebäudeautomation, in der aktuellen Version als KNX-Standard																
HES	Das Head-End-System ist in der Regel das Datenerfassungs- und Kommunikationsmodul zwischen Zählerdatenverwaltung und Zählernetzwerk. Seine Hauptaufgabe besteht in der Erfassung von Zählerdaten und ihrer Weiterleitung an andere Systeme sowie der Weitergabe von Steuerbefehlen.																
Home Automation / Smart Home	Gebäudeautomatisierung von Zweckbauten, privaten Wohnhäuser etc.																
iMG	Intelligentes Messgerät																
iMS	Intelligentes Messsystem																
iSRN	Intelligente Steuer- und Regelsysteme Netzbetrieb																
LAN	lokales Netzwerk (Local Area Network)																
LON	Local Operating Network (LON) ist ein Feldbus, der vorwiegend in der Gebäudeautomatisierung eingesetzt wird.																
LonTalk	Das Kommunikationsprotokoll des LON-Feldbusses wird als LonTalk-Protokoll bezeichnet.																
M-Bus	M-Bus (Meter-Bus) ist ein Feldbus zur Verbrauchsdatenerfassung. Die Übertragung erfolgt seriell auf einer verpolungssicheren Zweidrahtleitung von den angeschlossenen Slaves (Messgeräte) zu einem Master.																
MDM / EDM	Das Meter Data Management (engl. MDM) respektive Energiedaten-Management (EDM) ist das																



Begriff	Beschreibung / Funktion
	Bindeglied zwischen der Prozessdatenverarbeitung (zum Beispiel Smart Metering, ZFA) und der unternehmensweiten Informationsverarbeitung. So verarbeitet es die Verbrauchsdaten der einzelnen Verbrauchsstellen und von anderen Marktteilnehmern, von Fremdanwendern und Messdienstleistern. Das Meter Data Management kann als Berechnungsautomat angesehen werden, der über Kommunikationsnetze seine Ergebnisse anderen Anwendungen zur Verfügung stellt; so zur Bearbeitung von Prognosedaten oder zur Abrechnungsvorbereitung anhand der elektronisch erfassten Verbrauchswerte.
Modbus	Das Modbus-Protokoll ist ein Kommunikationsprotokoll, das auf einer Master-/Slave- beziehungsweise Client-/Server-Architektur basiert. Es wurde 1979 von Gould-Modicon für die Kommunikation mit seinen speicherprogrammierbaren Steuerungen ins Leben gerufen. In der Industrie hat sich der Modbus zu einem De-facto-Standard entwickelt, da es sich um ein offenes Protokoll handelt.
MUC	MUC steht für den Begriff Multi Utility Communication: Um künftig die Anforderungen der verschiedenen Rollen in den liberalisierten Branchen (Erzeugung, Verteilung, Handel, Messstellenbetreiber, Messdienstleister, Privatkunden etc.) wirtschaftlich tragbar abdecken zu können, wird eine weitgehende Standardisierung der Schnittstellen (Hardware, Software, Prozesse) benötigt. Der Antrieb, diesen Standard zu schaffen, beruht auf der Erkenntnis, der Einführung vieler neuer Schnittstellen und damit verbundener Mehrkosten nur durch optimierte Prozesse (Datenbeschaffung, Bereitstellung, flexible Tarifierung etc.) begegnen zu können. Mit der Multi-Utility-Communication-Referenzplattform wird im Besonderen das Anliegen verfolgt, einen Standard im Sinne der Integration bestehender Normen und Konzepte sowie Festlegung ergänzend benötigter Vorgaben zu schaffen. Ein MUC-Controller verbindet als zentrale Einheit die Endgeräte (Zähler, Sensoren, Aktoren) mit der Weitverkehrsschnittstelle sowie der Schnittstelle zu Visualisierungseinheiten beim Endkunden.
PLC	Hinter dem Begriff Powerline Communications (PLC) verbirgt sich eine Vielzahl von interessanten Anwendungen, die das Stromnetz als Transportmedium für Steuer- und Kommunikationszwecke nutzen. PLC kann damit eine Ergänzung oder in Teilbereichen eine mögliche Alternative zu den existierenden und heute verbreiteten sowie zukünftigen anderen Telekommunikationsprodukten bieten. Zusätzlich zu den schon länger existierenden schmalbandigen PLC-Produkten, wie beispielsweise Babyphones oder Produkte zur Weiterleitung eines Analog-Telefonanschlusses innerhalb eines Hauses, kommen seit einigen Jahren stark zunehmend breitbandige Anwendungen auf den Markt. Häufig wird neben der Unterscheidung Breitband-/Schmalband-PLC auch zwischen Access- und In-House-PLC differenziert.
PQ	Power Quality in elektrischen Versorgungsnetzen bezeichnet die Übereinstimmung zwischen den aktuellen physikalischen Werten der Netzspannung, wie sie beim «Verbraucher/Kunden» ankommen, und den von den elektrischen Versorgungsunternehmen (Lieferanten) zugesagten Eigenschaften der Netzspannung.
S0	Die S0-Schnittstelle (Transistor-Impuls Ausgang) überträgt fixe Wertimpulse an externe Geräte. Die Impulslänge und -konstante können parametrisiert werden.
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAN	Grossflächennetzwerk (Wide Area Network), welches sich im Gegensatz beispielsweise zu einem WLAN, LAN etc. über einen sehr grossen geographischen Bereich ausdehnt.
WLAN	Wireless Local Area Network («drahtloses lokales Netzwerk» – Wi-Fi, Wireless LAN, W-LAN, WLAN) bezeichnet ein lokales Funknetz, meistens basierend auf dem Standard IEEE 801.11. Im Gegensatz zum Wireless Personal Area Network (WPAN) haben WLAN grössere Sendeleistungen und Reichweiten und bieten im Allgemeinen höhere Datenübertragungsraten. Der Netzaufbau kann dem Mobilfunknetz ähnlich sein: Ein drahtloser Router oder ein Access Point übernimmt die Koordination aller anderen Netzknoten (Clients). Da WLAN dieselbe Adressierung wie Ethernet verwendet, kann über einen Wireless Access Point mit Ethernet-Anschluss leicht eine Verbindung zu kabelgebundenen Netzen hergestellt werden. Für drahtlose Netzwerke sind bisher die Frequenzblöcke 2,4 bis 2,4835 GHz und 5,15 bis 5,725 GHz freigegeben worden.



Begriff	Beschreibung / Funktion
WPAN	Wireless Personal Area Network, welches meist über Bluetooth zwischen Geräten über kurze Distanz funktioniert, zum Beispiel Mobiltelefone und PDA, aber auch zwischen PC und Peripheriegeräten.
Zähldatenverarbeitungssystem	Zähldatenverarbeitungssysteme bieten Funktionen zur Verwaltung der Messgeräte oder der Bearbeitung der von den Messgeräten aufgenommen Rohdaten wie beispielsweise Geräteparametrierung, Geräteverwaltung oder Zeitreihenverwaltung.
ZigBee	ZigBee ist ein offener Funknetz-Standard, der ermöglicht, Haushaltsgeräte, Sensoren und vieles mehr auf Kurzstrecken (10–100 m) zu verbinden. ZigBee hat die Möglichkeit, das 2,4-GHz- oder das 868-MHz-Band zu verwenden.

